

**ESTRUTURAS DE INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM  
NOVOS GASODUTOS: Uma Análise Neo-Institucional do  
Novo Arcabouço Regulatório Brasileiro**

Marcelo Colomer Ferraro

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Economia da Indústria e da Tecnologia.

Orientador

Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Rio de Janeiro  
Outubro/2010

**ESTRUTURAS DE INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM NOVOS  
GASODUTOS: Uma Análise Neo-Institucional do Novo Arcabouço Regulatório  
Brasileiro**

Marcelo Colomer Ferraro

Orientador  
Edmar Luiz Fagundes Almeida

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Economia da Indústria e da Tecnologia.

Aprovada por:

---

Edmar Luiz Fagundes Almeida, *D.Sc.* (IE-UFRJ)  
Presidente da Banca (orientador)

---

Prof. Helder Queiroz Pinto Junior, *D.Sc.* (IE-UFRJ)

---

João Luis Pondé, *D.Sc.* (IE-UFRJ)

---

Edmilson Moutinho dos Santos, *D.Sc.* (IEE-USP)

---

José Cesário Cecchi, *D.Sc.* (PUC/ANP)

Rio de Janeiro  
Agosto/2010

Ferraro, Marcelo Colomer

Estruturas de Incentivo ao Investimento em Novos Gasodutos: Uma Análise Neo-Institucional do Novo Arcabouço Regulatório Brasileiro/ Marcelo Colomer Ferraro – Rio de Janeiro: UFRJ/IE, 2010.

xix, 311 f.: il.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Tese de Doutorado – UFRJ/IE Programa de pós-graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia, 2010.

Referências Bibliográficas: pp. 284-302.

1. Gás Natural. 2. Regulação. 3. Custo de Transação. 4. Transporte de Gás Natural. I. Almeida, Edmar. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Título.

*As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.*

## DEDICATÓRIA

*Dedico esta Tese aos meus Pais pelo carinho e apoio durante toda minha vida.*

## **AGRADECIMENTO À ANP E À CAPES**

Este trabalho é fruto de 4 anos de estudos e deve muito do seu sucesso ao suporte oferecido pelo Programa de Recursos Humanos da ANP e pela CAPES.

Nesse sentido gostaria de agradecer à ANP, em especial ao PRH-21, o apoio financeiro concedido através do programa de bolsas de Doutorado. Ademais, através deste programa foram ministradas disciplinas eletivas capazes de fornecer uma maior compreensão das peculiaridades da indústria mundial de petróleo, abrangendo assuntos pertinentes ao novo cenário político e institucional das indústrias de energia. A participação dos alunos bolsistas em seminários, simpósios e congressos foi muito importante no sentido de aumentar o contato dos bolsistas com os reais atributos e dificuldades das indústrias de petróleo e gás natural.

À CAPES, gostaria de agradecer a oportunidade concedida através do programa de bolsas no exterior de realizar um estágio de pesquisa na Universidade Paris XI. Os seis meses passados na capital francesa foram de extrema importância para o resultado final dessa tese.

## AGRADECIMENTOS

À minha Família pelo incondicional apoio em todos os momentos felizes e não tão felizes vividos nesses 4 anos, em especial à minha mãe Maria Teresa Colomer Ferraro.

Ao meu orientador, Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida, que me acompanha desde o início do meu mestrado em 2004 e a quem devo toda a minha formação e paixão pela área de Economia da Energia. A relação de parceria estabelecida desde então resultou também em uma grande amizade. No que diz respeito a esta tese, meu muito obrigado pela sua dedicação e atenção à orientação e pelos comentários fundamentais à elaboração deste trabalho.

Aos Professores Helder Queiroz, Ronaldo Bicalho, José Vitor Bontempo e Mariana Iooty pelo apoio acadêmico e pelos fraternais e importantes conselhos.

Às minhas amigas Anna Elizabeth, Joseane de Oliveira e Daisy Vedovi Barreto pela amizade, dedicação e constante ajuda durante todos os anos em que passei no Instituto de Economia da UFRJ.

Ao IE/UFRJ que através de seus professores, alunos e funcionários me propiciou um ambiente acadêmico enriquecedor e inspirador e que, com absoluta certeza, foi decisivo em minha escolha e trajetória profissionais.

À Priscila Ricci pelo incansável amor, apoio e compreensão.

Ao meu irmão Marcos Vinicius que através de seu singular espírito questionador me fez perceber que não existem verdades absolutas e que a vida acadêmica é uma eterna quebra de paradigmas.

Aos meus amigos, em especial à Solon Carlos, Rafael Siqueira, Marco Aurélio, Barbara de Oliveira e Camila Alves pela eterna amizade.

A todos os alunos, estagiários e professores do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

*“A alegria está na luta, na tentativa, no sofrimento envolvido. Não na vitória propriamente dita.”*

Mahatma Gandhi



## RESUMO

Marcelo Colomer Ferraro

Orientador

Prof.: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Resumo da Tese de doutorado submetida ao programa de pós-graduação em ciências econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Economia da Indústria e da Tecnologia.

O objetivo dessa tese é analisar o impacto dos diferentes arcabouços regulatórios sobre as estruturas de incentivo ao investimento no segmento de transporte de gás natural no novo padrão de concorrência definido pelas reformas liberalizantes da década de 90. Em função da importância da análise das relações contratuais estabelecidas entre as empresas de transporte e os carregadores de gás natural, escolheu-se como referencial teórico dessa tese a teoria dos custos de transação definida pela escola de pensamento neo-institucionalista. Segundo essa corrente de pensamento, o problema da organização das atividades econômicas está ligado aos custos associados à negociação, à manutenção e ao realinhamento das relações contratuais. Elevados custos de transação refletem elevados riscos. É por esse motivo que se pode afirmar que quanto maiores forem os custos de transação menores serão os incentivos ao investimento. No caso da indústria de gás natural, em função de suas características singulares, a definição de um novo padrão de concorrência elevou os custos de transação, principalmente os associados aos contratos de capacidade de transporte. Nesse sentido, seguindo a análise neo-institucionalista, o desenvolvimento de incentivos ao investimento em novos gasodutos depende do estabelecimento de uma estrutura de governança capaz de fornecer as garantias necessárias à execução dos contratos, reduzindo, assim, os custos de transação. Nesse sentido, a indústria de gás natural pode ser entendida como um caso típico de governança trilateral, onde a regulação desempenha um importante papel no desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento. A análise dos casos norte-americano, espanhol e peruano mostra que existem diferentes maneiras de se organizar a estrutura regulatória de uma indústria. Sendo assim, a escolha do arcabouço regulatório mais adequado vai depender das diferentes características da indústria de gás natural de cada país. No caso brasileiro, o resultado que se chega após a análise da nova estrutura regulatória definida pela lei 11.909 é que embora o novo arcabouço jurídico da indústria de gás natural contribua para a redução dos custos de transação, a dificuldade de implementação da nova legislação e o não tratamento de alguns importantes pontos limitam o desenvolvimento de estruturas de incentivos ao investimento em ativos de transporte de gás. Nesse sentido, a análise das experiências internacionais serve como fonte de inspiração para o desenvolvimento de soluções para os problemas associados à nova estrutura regulatória da indústria de gás natural.

Palavras-Chaves: Gás Natural, Transporte, Investimento, Custo de Transação, Regulação.

## ABSTRACT

Abstract da Tese de doutorado submetida ao programa de pós-graduação em ciências econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Economia da Indústria e da Tecnologia.

The main objective of this thesis is analyzes the impact of different regulatory frameworks in the development of an investment incentive structures in the natural gas transportation segment. The transaction costs theory, defined by the neo-institutionalisms, has been chosen as the theoretical framework of this thesis because the importance of the analysis of contractual relationship between transport companies and shippers. According to neo-institutionalisms, the economic problem is linked to the costs associated with the negotiation, maintenance and realignment of contractual relationships. These costs are called by the neo-institutionalisms as Transaction Costs. High transaction costs reflect high risks. So we can say that the increase of the transaction costs decrease the investment incentives. In the case of natural gas industry, due to its unique features, setting a new standard of competition increased transaction costs, especially those associated with the transport capacity contracts. Accordingly, following the neo-institutional analysis, the development of investment incentives in new pipelines depends on the establishment of a governance structure capable of providing the guarantees necessary for the implementation of contracts. In other words, it is necessary reduce transaction costs. In this sense, the natural gas industry can be understood as a typical case of trilateral governance, where regulation plays an important role in the development of investment incentive structures. The analysis of American, Spanish and Peruvian cases shows that there are different ways to organize an industry regulatory framework. So, the choice of most appropriate regulatory framework will depend on the different characteristics of the natural gas industry in each country. In Brazil, the conclusion reached after analysis of 11.909 law is that although the new regulatory framework of the natural gas industry contributes to the reduction of transaction costs, the difficulty of implementing the new legislation limits the development of investment incentive structures in gas transmission assets. In this sense, the analysis of international experience serves as inspiration to answers the problems associated with the new regulatory structure of the natural gas industry.

Key Words: Natural Gas, Transport, Investment, Transaction Costs, Regulation.

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

% - Porcentagem  
 ADR – *Alternative Dispute Resolution*  
 ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis  
 Bcm – *Billion Cubic Meters* – Bilhões de Metros Cúbicos  
 BEN – Balanço Energético  
 BG – *British Gas*  
 BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento  
 BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento  
 CAF – *Comission Andina de Financiamiento*  
 CDC – Centros de Comercialização  
 CERA – *Cambridge Energy Research Associates*  
 CIDE – Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico  
 CNE – *Comisión Nacional de Energía*  
 CONITE – Comissão Nacional de Investimentos Estrangeiros e Tecnologia  
 COPRI – Comissão para a Promoção do Investimento Privado  
 DRS – *Dispute Resolution Service*  
 E&P – Exploração e Produção  
 EEB - *Companhia Energética de Bogotá*  
 EIA – *Energy Information Administration*  
 EIB – *European Investment Bank*  
 ENAGAS - *Empresa Nacional del Gas*  
 EPA – *Energy Policy Act*  
 EPE – Empresa de Planejamento Energético  
 ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos  
 EUA – Estados Unidos da América  
 FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*  
 FOPRI – Fundo de Promoção do Investimento Privado  
 FPC – *Federal Power Commission*  
 GISB – *Gas Industry Standards Board*  
 GN – Gás Natural  
 GNL – Gás Natural Liquefeito  
 GTB – Gás Transboliviano  
 IADB – *Inter American Development Bank*  
 IED – Investimento Estrangeiro direto  
 IFC – *International Finance Corporation*  
 Km – Quilômetros  
 m<sup>3</sup> – Metros Cúbicos  
 m<sup>3</sup>/km – Metros cúbicos por quilômetro  
 MMbtu – *Million British Thermal Unit*  
 MMcm – *Million Cubic Meters* – Milhões de Metros Cúbicos  
 MMcm/d – *Million Cubic Meters per Day* – Milhões de metros cúbicos por dia  
 MME – Ministério de Minas e Energia  
 NAESB – *North American Energy Standard Board*  
 NERA – *National Economic Research Associates*  
 NGA – *Natural Gas Act*

NGPA – *Natural Gas Policy Act*  
NTN – Nova Transportadora do Nordeste S.A.  
NTS – Nova Transportadora do Sudeste S.A.  
OSINERG - *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía*  
OSINERGMIN - *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*  
PAC – Programa de Aceleração do Crescimento  
PPP – Parcerias Públicas e Privadas  
PPT – Programa Prioritário das Térmicas  
PROMPERU – Comissão Econômica para a Promoção do Peru  
PUC – *Public Utility Commission*  
PURPA – *Public Utility Regulatory Policies Act*  
RPI – *Retail Price Index*  
SNI – Sistema Nacional Integrado  
SPE – Sociedade de Propósito Específico  
TAG – Transportadora Associada de Gás S.A  
TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.  
TCG – Termos e Condições Gerais  
TGI - *Transportadora de Gas del Interior*  
TGP – *Transportadora de Gas del Perú S.A*  
TNS – Transportadora do Nordeste e Sudeste S.A.  
TSB – Transportadora Sulbrasileira de Gás  
UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural  
US\$ - Dollar americano  
WB – *World Bank*  
WEF – *World Economic Forum*  
YPFB – *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos*

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Cadeia Produtiva do Gás Natural .....	23
Figura 2 – Fluxo físico e transacional da indústria de gás natural .....	34
Figura 3 – Governança Trilateral do Segmento de Transporte de Gás Natural .....	59
Figura 4 – Estrutura da Indústria com Separação da Comercialização dos Serviços de Transporte.....	80
Figura 5 – Os Mercados de Transporte em Ambiente Liberalizado.....	86
Figura 6 - Origens dos Custos de Transação .....	90
Figura 7 - Impacto da Regulação sobre os Custos de Transação no Segmento de Transporte de Gás Natural.....	94
Figura 8 – Condicionantes dos Modelos Regulatórios.....	97
Figura 9 – Custo de Serviço .....	108
Figura 10 – EUA: Preço <i>Spot</i> do Gás Natural nos Centros de Comercialização (US\$/MMbtu), 2008 .....	132
Figura 11 – Participação do Gás no Consumo Primário de Energia .....	145
Figura 12 - Espanha: Rede Básica de Gasoduto.....	147
Figura 13 – Peru: Produção de Gás Natural .....	155
Figura 14 – Peru: Participação das Empresas na Produção de Gás Natural.....	156
Figura 15 - Peru: Projeto Camisea.....	159
Figura 16 – Peru: Preços do Gás Natural por Segmento de Consumo .....	168
Figura 17 – EUA: Capacidade de Transporte Adicionada .....	172
Figura 18 – EUA: Quilômetros de dutos adicionados.....	172
Figura 19 - EUA: Mapa da rede de transporte.....	173
Figura 20 – EUA: 20 maiores projetos de gasodutos para 2009, 2010 e 2011 por nível de capacidade adicionada .....	174
Figura 21 – EUA: Impacto do gasoduto <i>Rockier Spress</i> no <i>spread</i> do CDC de <i>Cheyenne – Appalachia</i> .....	177
Figura 22 – EUA: Impacto da Regulação sobre os Investimentos .....	181
Figura 23 – Espanha: Impacto da Regulação sobre os Investimentos.....	185
Figura 24 – Peru: Participação do Investimento Direto Privado sobre o Total de Investimento .....	188
Figura 25 - Peru: Estoque de Investimento Estrangeiro Direto.....	189
Figura 26 - Peru: Investimento Estrangeiro Direto Por Setor .....	189
Figura 27- Peru: Impacto da Regulação sobre os Investimentos.....	195
Figura 28 – Brasil: Participação de cada empresa na extensão total da malha de transporte em 2009 .....	200
Figura 29 - Brasil: Composição Acionária TBG .....	200
Figura 30 – Brasil: Queima de Gás Natural (%) .....	205
Figura 31 - Brasil: Importação e Consumo de Gás Natural por Setor (MMcm).....	209
Figura 32 - Brasil: Malha de Transporte .....	210
Figura 33 – Brasil: Preço do Gás da Petrobras.....	211
Figura 34 – Brasil: Evolução da Malha de Transporte de Gás Natural.....	215
Figura 35 - Custos da Transação no Segmento de Transporte: Caso 1 .....	230
Figura 36 - Custos da Transação no Segmento de Transporte: Caso 2 .....	231
Figura 37 – Brasil: Impacto da Lei 9.478 sobre os Investimentos em Ativos de Transporte.....	234
Figura 38 – Brasil: Produção de Gás Natural (2008) .....	237

Figura 39- Brasil: Importação de Gás Natural (2008).....	237
Figura 40 - Brasil: Transporte de gás Natural (2009).....	237
Figura 41 - Brasil: Distribuição de Gás Natural (2009) .....	237
Figura 42 - Brasil: Escopo de Atuação dos Agentes do Governo na Indústria de Gás Natural .....	241
Figura 43 - Brasil: Esquema do Mecanismo de Licitação de Gasodutos .....	245
Figura 44 – Brasil: Impacto da Regulação sobre os Investimentos.....	259

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1- Relações competitivas na indústria de gás natural .....	35
Tabela 2 – Atributos das Estruturas de Governança.....	54
Tabela 3 – Etapas de Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural.....	78
Tabela 4 – Espanha: Total da Rede de Distribuição por Grupo Empresarial.....	148
Tabela 5 - Avaliação de Risco País* .....	186
Tabela 6 - Brasil: Panorama da Indústria de Gás Natural .....	203
Tabela 7 – Brasil: Estrutura Acionária GASBOL .....	207
Tabela 8 – Brasil: Estrutura de Financiamento do GASBOL .....	208
Tabela 9 – Brasil: Atributos Regulatórios Definidos pela Lei 9.478 para o Segmento de Transporte de Gás Natural.....	222
Tabela 10 – Brasil: Atributos Regulatórios da Lei 11.909 .....	248

## SUMÁRIO

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS .....	xi
LISTA DE FIGURAS .....	xiii
LISTA DE TABELAS .....	xiv
INTRODUÇÃO GERAL .....	1
CAPÍTULO 1 - Os Condicionantes do Investimento no Segmento de Transporte de Gás Natural: Uma Visão Neo-Institucionalista .....	17
Seção 1.1 – Introdução .....	17
Seção 1.2 – Estrutura da Indústria de Gás Natural: Os novos padrões de competição no segmento de transporte .....	20
Seção 1.2.1 – Desverticalização da indústria de Gás Natural.....	23
Seção 1.2.2 – Introdução do Livre acesso aos Dutos de Transporte .....	26
Seção 1.2.3 – A “Commodity Clause” e sua Importância no Desenvolvimento de Forças Competitivas. ....	28
Seção 1.2.4 – Novos padrões de concorrência no segmento de transporte de Gás Natural .....	30
Seção 1.3 – Os Custos de Transação no Novo Ambiente Competitivo da Indústria de Gás .....	35
Seção 1.3.1 – Hipóteses Comportamentais.....	39
Seção 1.3.2 – Externalidades .....	43
Seção 1.3.3 – Especificidades dos Ativos.....	44
Seção 1.3.4 – Economias de Escala .....	47
Seção 1.4 – Barreiras ao investimento em ativos de transporte de gás natural criadas pelos novos padrões de concorrência do setor: Uma visão Neo-institucionalista. ....	48
Seção 1.5 – As Soluções Trazidas pelas Diferentes Estruturas de Governança.....	52
Seção 1.5.1 – Governança via Mercado .....	55

Seção 1.5.2 – Hierarquia (Integração Vertical) .....	56
Seção 1.5.3 – Estruturas de Governança Híbridas .....	57
Seção 1.6 – Conclusão .....	59
CAPÍTULO 2 - A importância da Regulação em um Novo Contexto Competitivo do Segmento de Transporte de Gás Natural .....	61
Seção 2.1 – Introdução .....	61
Seção 2.2 – A Indústria de Gás Natural: um Caso Típico de Governança Trilateral .....	63
Seção 2.3 – Abertura do Segmento de Transporte de Gás Natural e as Novas Demandas Regulatórias .....	66
Seção 2.3.1 – A Demanda pelos Serviços de Transporte .....	66
Seção 2.3.2 – Liberalização da Indústria de Gás Natural e as Novas Demandas Regulatórias .....	70
Seção 2.3.3 – Regulação para Competição: A importância da Regulação no desenvolvimento dos Mercados de Capacidade .....	78
Seção 2.3.4 – Regulação para o Investimento: A Importância da Regulação na Construção de Estruturas de Incentivo ao Investimento em Gasodutos .....	89
Seção 2.4 – Os Diferentes Atributos Regulatórios no Segmento de Transporte de Gás Natural .....	95
Seção 2.4.1 – Tipo de Outorga .....	98
Seção 2.4.2 – Oferta Primária de Capacidade .....	100
Seção 2.4.3 – Revenda de Capacidade .....	102
Seção 2.4.4 – Formas de Acesso a Rede de Transporte .....	103
Seção 2.4.5 – Regras de Unbundling .....	105
Seção 2.4.6 – Reajuste Tarifário .....	106
Seção 2.4.7 – Tipos de Serviços Oferecidos .....	120
Seção 2.5 – Conclusão .....	125
CAPÍTULO 3 - Inovações Regulatórias e seus Impactos sobre o Investimento: Estudo de Caso .....	127
Seção 3.1 – Introdução .....	127



Seção 3.2 – Padrões de Concorrência no Segmento de Transporte de Gás Natural Norte-Americano .....	129
Seção 3.2.1 – A Evolução da Regulação no Setor de Transporte de Gás Americano: O Surgimento dos Mercados de Capacidade .....	134
Seção 3.2.2 – Arcabouço Regulatório do Segmento de transporte de Gás Natural nos EUA .....	140
Seção 3.3 – A indústria de Gás Espanhola e o papel da ENAGAS.....	144
Seção 3.3.1 – Regulação do Setor de Transporte de Gás na Espanha .....	149
Seção 3.4 – A indústria de Gás no Peru .....	155
Seção 3.4.1 – Projeto Camisea.....	156
Seção 3.4.2 – Regulação do Setor de Transporte de Gás no Peru .....	162
Seção 3.5 – Inovações nas Estruturas de Incentivos ao Investimento: Os Casos Americano, Espanhol e Peruano.....	169
Seção 3.5.1 – Impacto da Regulação Americana sobre o Investimento em Infraestrutura de Transporte de Gás.....	171
Seção 3.5.2 – Impacto da Regulação Espanhola sobre o Investimento em Infraestrutura de Transporte de Gás.....	182
Seção 3.5.3 – Impacto da Regulação Peruana sobre o Investimento em Infraestrutura de Transporte de Gás .....	185
Seção 3.6 – Conclusão.....	196
CAPÍTULO 4 - Liberalização da Indústria de Gás Brasileira: Uma Análise de Lei 9.478 .....	198
Seção 4.1 – Introdução .....	198
Seção 4.2 – Evolução dos Investimentos no Segmento de Transporte de Gás Natural no Brasil.....	201
Seção 4.2.1 – Evolução da Rede de Transporte de Gás Natural no Brasil .....	203
Seção 4.3 – Liberalização da Indústria de Gás Natural Brasileira e o Arcabouço Regulatório Definido pela lei 9.478 .....	216
4.3.1 – O Arcabouço Regulatório definido pela Lei 9.478.....	217
Seção 4.4 – Impactos da Lei 9.478 na Expansão da Malha de Gasodutos.....	223

Seção 4.4.1 – Os Custos de Transação Associados à Lei 9.478 .....	226
Seção 4.5 – Conclusão.....	235
CAPÍTULO 5 - Lei 11.909: Benefícios e Limitações na Criação de Estruturas de incentivos ao Investimento.....	236
Seção 5.1 – Introdução .....	236
Seção 5.2 – O Arcabouço Regulatórios Instituído pela Lei 11.909 .....	239
Seção 5.3 – Impacto do Novo Arcabouço Regulatório nas Estruturas de Incentivo ao Investimento em novos Gasodutos .....	249
Seção 5.4 – Limitações e Desafios da Lei 11.909 e a Contribuição das Experiências Internacionais.....	259
Seção 5.4.1 – Pontos Ainda em Aberto .....	260
Seção 5.4.2 – Desafios de Implementação da Lei .....	269
Seção 5.5 – Conclusão.....	277
CONCLUSÕES GERAIS .....	279
BIBLIOGRAFIA .....	287
LAWREY, R. Pricing and Access under National Competition Policy: The Case of the Natural Gas Pipeline Sector. Australian Economic Review, vol 31, Issue 2, pages 91–106, June 1998.....	298
ANEXO 1 - A Importância do preço da Capacidade de Transporte sobre o preço Final de Gás nos EUA .....	306
ANEXO 2 - Evolução do Mercado de Gás Natural nos EUA.....	310
ANEXO 3 - Portarias e Resoluções da ANP Referentes à Indústria de Gás Natural...	312
ANEXO 4 - Metodologia de Cálculo das Tarifas de Transporte de Gás Natural Pela ANP .....	313

## INTRODUÇÃO GERAL

Para compreender a dinâmica de funcionamento da indústria de gás natural é preciso entender o transporte de gás em suas particularidades. As atividades de produção e exploração de gás natural apresentam uma grande similaridade com as atividades de produção e exploração de petróleo. Contudo, as similitudes entre as duas indústrias param na atividade de *upstream*. Sendo centenas de vezes mais volumoso que o petróleo para a mesma quantidade de energia, o transporte de gás natural apresenta uma série de especificidades. A necessidade de elevadas inversões de capital, as elevadas economias de escala e o alto grau de inflexibilidade dos ativos de transporte de gás natural justificam a importância dos investimentos em gasodutos e explicam as diferenças existentes entre a trajetória de evolução institucional da indústria de petróleo e de gás natural.

As especificidades do segmento de transporte de gás natural levaram a indústria a se organizar a partir de monopólios estatais<sup>1</sup> verticalmente integrados. A propriedade comum dos ativos dos diferentes segmentos da cadeia do gás natural reduz os problemas associados à coordenação dos investimentos e à inflexibilidade dos ativos de transporte e distribuição. Contudo, as estruturas verticalizadas concedem às empresas que a operam um grande poder de mercado reduzindo os estímulos ao ganho de eficiência e à redução dos custos.

No período pós-choque do petróleo, com a retomada dos ideais liberais, passou-se a questionar a forma de atuação do Estado na economia e a eficiência dos monopólios verticalmente integrados. Segundo Newbery [2000], o debate não se dava

---

<sup>1</sup> Com exceção dos EUA onde a indústria de gás natural se desenvolveu a partir da iniciativa privada.

em torno da questão propriedade privada versus propriedade pública, mas sim sobre a questão do controle. Em outras palavras, o principal questionamento era se o Estado deveria exercer o controle dos serviços de utilidade pública de forma direta ou indireta, através da regulação.

Assim, no final da década de 70, com as reformas liberais no Chile (MELLER [1993], DIAMOND, [1993]) e na Inglaterra (NEWBERY [2000]), tem início uma profunda mudança do papel do Estado na economia. Os monopólios estatais passaram a dar lugar a empresas privadas verticalmente integradas. Contudo, a criação de monopólios privados trouxe, além das desvantagens tradicionalmente associadas ao monopólio público, outros problemas relacionados ao controle do poder de mercado das *utilities*. É por este motivo que, em muitos países, a privatização das indústrias de rede, como no caso da indústria de gás natural, veio acompanhada pela adoção de mecanismos competitivos. Em 1984, os EUA liberaram o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte e desmembraram a AT&T. Na Inglaterra, a *British Gas* foi forçada a liberar o acesso aos seus dutos de transporte optando, em 1997, pela separação de suas atividades.

Dessa forma, pode-se afirmar que as reformas liberalizantes das décadas de 80 e 90 não só modificaram o papel do Estado na economia como também definiram um novo padrão de concorrência para os serviços de utilidade pública, como foi o caso da indústria de gás natural. Os trabalhos de Greenwald e Stiglitz [1989], Joskow [1989] e Newbery [2000] analisam o processo de reforma das indústrias de utilidade pública ocorrido a partir de meados da década de 80.

Na indústria de gás natural, assim como na maior parte das indústrias de utilidade pública, os processos de liberalização e de abertura apresentaram-se mais

complexos em função da elevada interdependência existente entre os segmentos de rede e os demais segmentos da cadeia produtiva. Isso porque, se de um lado as atividades de produção, importação e comercialização apresentam espaços para elevados ganhos de eficiência através da introdução de forças competitivas, do outro, os segmentos de transporte e distribuição, em função de suas características de monopólio natural, não aceitam mais de uma empresa atuando no exercício da mesma atividade.

Nesse sentido, o desafio da abertura da indústria de gás natural foi desenvolver um arcabouço regulatório capaz de ao mesmo tempo estimular a competição nos segmentos de produção, importação e comercialização e garantir os incentivos aos investimentos nos segmentos caracterizados por estruturas de monopólio natural. Segundo Newbery [2000], o desafio das instituições regulatórias após o processo de liberalização da indústria foi garantir a rentabilidade dos investimentos nos segmentos de rede enquanto promovia a competição e, conseqüentemente, os ganhos de eficiência nos segmentos competitivos.

Contudo, para infelicidade de muitos economistas, o desenvolvimento de uma estrutura ou modelo regulatório que se adéque a todas as situações e a todas as particularidades de cada país é, na prática, inviável. As demandas regulatórias advindas da abertura e liberalização da indústria dependem de diferentes fatores relacionados ao nível de maturidade da rede, à dotação inicial de recursos energéticos ou necessidade de importação, à estrutura industrial pré-existente, aos objetivos da política energética e macroeconômica e às diferentes decisões quanto à forma de introdução da concorrência. Nesse sentido, em países como os EUA, onde a liberalização da indústria de gás natural ocorreu após a rede de transporte ter atingido um elevado grau de maturidade, a estrutura regulatória demandada vai ser diferente do que em países, como o Brasil, onde

a abertura da indústria de gás natural ocorreu nas fases iniciais de desenvolvimento da indústria. Em outras palavras, existe uma variedade de modelos regulatórios cada qual mais adequado às características e singularidades da indústria de gás natural de cada país.

No Brasil, a indústria de petróleo e gás natural se desenvolveu baseada no monopólio estatal verticalmente integrado. Contudo, a partir da década de 90, no âmbito das reformas liberalizantes ocorridas a nível mundial, tem início o processo de abertura e desverticalização do setor energético brasileiro de forma que a lei 9.478 de 1997 abriu as indústrias de petróleo e gás natural à competição.

Contudo, a Lei do Petróleo, como ficou conhecida a lei 9.478, ao tratar o gás natural como um subproduto da atividade de produção de petróleo, não conseguiu atender as demandas regulatórias surgidas com a adoção de um novo padrão de concorrência para o setor. Dessa forma, embora a nova estrutura regulatória tenha quebrado o monopólio jurídico da Petrobras, no setor de gás natural, verifica-se a manutenção de um monopólio *di facto* da empresa.

A partir da identificação das limitações do arcabouço regulatório definido pela lei 9.478 em atrair novos investimentos privados, principalmente, para o segmento de transporte de gás natural, foi promulgada a lei 11.909. A Lei do Gás, como é conhecida a lei 11.909, definiu uma estrutura regulatória específica para a indústria de gás natural, mais precisamente, para o segmento de *midstream*. Nesse sentido, a nova lei buscou cobrir as lacunas deixadas pela Lei do Petróleo, principalmente no que diz respeito às garantias dadas aos investimentos em novos gasodutos.

Dentro desse contexto de reestruturação das indústrias de serviços públicos, a onde se insere o processo de reforma do setor de gás natural, desenvolve-se a partir de

meados da década de 70 uma extensa literatura econômica sobre a regulação das indústrias de utilidade pública. Tradicionalmente, a abordagem econômica limitou-se a análise dos problemas associados à tarifação ótima dos serviços de infraestrutura (CRÉMER & LAFFONT [2002], CRÉMER et al. [2003], LAWREY [1998], ARMSTRONG et al. [1996], ARMSTRONG & VICKERS [1998], RAMSEY [1927]). O objetivo desses autores era identificar estruturas tarifárias que ao mesmo tempo em que limitavam o poder de monopólio dos operadores da rede, estimulassem a produção eficiente dos serviços de transporte e distribuição. Essas abordagens, contudo, não tratavam dos problemas de coordenação trazidos pela redefinição dos direitos de propriedades decorrentes do novo padrão de concorrência da indústria.

A separação compulsória dos diferentes segmentos componentes da cadeia do gás natural, a redefinição dos direitos de propriedade e a introdução do livre acesso modificaram completamente as características das transações do segmento de transporte de gás natural. Primeiramente, com a desverticalização da cadeia, os contratos implícitos de transporte foram trazidos para fora da estrutura interna da *utility*. Segundo, a separação do direito de propriedade do gás do direito de propriedade da capacidade e o livre acesso redefiniram os direitos de propriedades separando o direito de *usus* do direito de *fructus* dos ativos de transporte.

Sendo assim, as demandas regulatórias advindas do novo padrão de concorrência da indústria de gás natural não se limitam a determinação de uma tarifa ótima. Segundo Newbery [2000], a regulação tarifária é apenas uma parte da agenda de políticas para a indústria de gás natural. A escola neo-institucional, mais especificamente os trabalhos de Coase [1937, 1959, 1960], Williamson [1975, 1976, 1985, 1996], Alchian e Demsetz [1972], Barzel [1982, 1989], David e North [1971] e de North [1990], ao centrarem sua

análise na importância dos contratos, mas especificamente na importância dos custos de transação associados aos contratos, nos permitem compreender melhor o impacto da regulação sobre a organização econômica da indústria de gás natural a partir da redefinição dos direitos de propriedades trazida pelas reformas liberalizantes.

A teoria neo-institucional foi muito utilizada para explicar a importância da adoção de mecanismos regulatórios no desenvolvimento de forças competitivas nos segmentos de infraestrutura da indústria de gás natural (MAKHOLM [2006, 2007, 2009], CODOGNET [2006], ALDO [2009], VANY e WALLS [1994], LYON [1993], LIBECAP [2005], KLEIN, CRAWFORD e ALCHIAN [1978], GLACHANT [2002a] e GLACHANT [2002b]). Contudo, até o presente momento, pouco se tem dado atenção à relação entre os custos de transação, o arcabouço regulatório da indústria e os incentivos ao investimento em ativos de transporte de gás natural. Em outras palavras, a literatura neo-institucionalista tem preocupado-se mais com os incentivos a competição no segmento de transporte de gás natural do que com o desenvolvimento de estruturas de estímulo ao investimento em gasodutos.

Partindo desse contexto, essa tese tem como meta acadêmica contribuir para o debate neo-institucionalista sobre o papel da regulação no processo de reforma da indústria de gás natural. Sendo assim, o objetivo desse trabalho é analisar como os diferentes arcabouços regulatórios afetam os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte de gás natural no novo padrão de concorrência definido pelas reformas liberalizantes das décadas de 80 e 90. Dessa forma, pretende-se entender como a atuação do Estado, como agente regulador da indústria de gás natural, condiciona estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos determinando,



assim, o ritmo de expansão não só da malha de transporte, mas da indústria como um todo.

Dentro do objetivo de compreensão da importância do arcabouço regulatório sobre a redução dos custos de transação e conseqüentemente sobre o desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento, essa tese busca avaliar a importância da redefinição da estrutura regulatória da indústria de gás natural brasileira na criação de estímulos ao investimento de novos agentes diferentes da Petrobras no segmento de transporte de gás natural.

Contudo, será percebido ao final da análise do caso brasileiro que, diferente dos demais casos estudados nesse trabalho, a reforma regulatória da indústria de gás natural no Brasil não é capaz de estimular a entrada de novas agentes no segmento de transporte de gás natural. Embora, a as inovações regulatórias trazidas pela nova lei do gás reduzam parte dos custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte, a manutenção da estrutura industrial pré-existente, que posiciona a Petrobras de forma privilegiada na cadeia produtiva, cria importantes barreiras à entrada de novos agentes. Nesse sentido, a análise de diferentes experiências internacionais é de extrema importância na compreensão da importância e da limitação da lei 11.909 no desenvolvimento da competição no segmento de transporte de gás natural no Brasil.

A escolha da teoria neo-institucionalista como arcabouço teórico dessa tese reside na importância dada às instituições<sup>2</sup> na organização das diferentes atividades econômicas. Segundo Williamson [1975], firmas, mercados e qualquer relação contratual são importantes instituições que definem o modo de organização das atividades econômicas. A escolha da instituição mais adequada à organização das

---

<sup>2</sup> A estrutura regulatória é considerada pelos economistas neo-institucionalista uma importante instituição econômica.

diversas atividades econômicas, contudo, depende das diferentes características das transações desenvolvidas em cada setor. Assim, de acordo com a escola neo-institucionalista, a transação é a unidade básica de análise.

Segundo Williamson, qualquer transação econômica pode ser compreendida como um contrato seja esse explícito ou implícito. Nesse sentido, os problemas associados às diferentes formas de organização das atividades econômicas, na verdade, podem ser entendidos como problemas de contratos.

A hierarquia, o mercado, e os quase-mercados são diferentes formas de se organizar as relações contratuais estabelecidas entre os agentes responsáveis pela produção de um bem ou serviço. Cada uma dessas formas de organização, contudo, possui diferentes custos associados à elaboração, manutenção e realinhamento das relações contratuais. São esses custos associados diretamente ao estabelecimento de contratos que a teoria neo-institucionalista vai chamar de custo de transação.

Segundo Williamson [1975], a incompletude dos contratos associadas às hipóteses comportamentais de oportunismo, assimetria de informação e racionalidade limitada, e à especificidade dos ativos envolvidos no exercício da atividade econômica vão determinar os diferentes custos de transação associados a cada estrutura de governança. Em outros termos, quanto maior a relação de dependência entre os agentes (especificidade dos ativos) maiores serão os custos associados a possíveis desvios de comportamento (comportamentos oportunistas e assimetria de informação) uma vez que os contratos formalmente estabelecidos são incapazes de cobrir todos os possíveis estados futuro da natureza (racionalidade limitada).

Nesse sentido, são os elevados custos de transação que explicam a tendência, quase que natural das indústrias de utilidade pública, a se organizarem em estruturas

verticalmente integradas. A elevada especificidade dos ativos, principalmente nos segmentos de infraestrutura, cria uma forte relação de dependência entre os diferentes elos da cadeia produtiva de forma que a internalização das transações (contratos) dentro de uma estrutura hierarquizada reduz os custos de negociação, manutenção e realinhamento das relações contratuais.

Nesse contexto, as reformas concorrenciais da indústria de gás natural, ao redefinirem os direitos de propriedades dentro da indústria, deram origem a complexos arranjos contratuais. Essa complexidade contratual trazida pelas reformas vai variar de país para país de acordo com o diferente grau de maturidade da indústria de gás natural. Isto é, em países a onde a rede de transporte apresenta uma elevada extensão, o número de interconexão é elevado e os mercados primários e secundários de capacidade de transporte e de gás encontram-se desenvolvidos, a especificidade dos ativos é menor do que em países a onde a indústria de gás encontra-se em fases nascentes. Sendo assim, a abertura da indústria de gás natural vai apresentar diferentes custos de transação e, conseqüentemente, diferentes impactos sobre a estrutura de incentivos aos investimentos em cada país.

Os elevados custos de transação irão afetar direta ou indiretamente a avaliação dos retornos esperados. Como em qualquer outro setor econômico, a decisão de investimento na indústria de gás natural depende da avaliação risco/retorno. Ao decidir onde aplicar seus recursos, os agentes avaliam quais são as outras opções do mercado que apresentam uma combinação melhor de risco retorno. Nesse sentido, na ausência de barreiras a entrada e na condição de livre mobilidade de capital todo o investimento com mesmo nível de risco deveria apresentar o mesmo nível de retorno independente do segmento.

A mudança de uma estrutura de governança hierarquizada para uma estrutura de governança de mercado, dependendo das especificidades das transações, altera a relação risco retorno afetando os incentivos aos investimentos. Analisando de outra forma, a “externalização” das relações contratuais para fora da estrutura interna da firma redefine as funções objetivas de incerteza. Em setores caracterizados por elevadas especificidades dos ativos, a desverticalização das relações contratuais aumentam o risco associados ao comportamento oportunista dos agentes elevando os custos de negociação, manutenção e realinhamento dos contratos. Nesse sentido, a redefinição dos direitos de propriedade na indústria de gás trazida pelas reformas concorrenciais condicionou mudanças nas estruturas de incentivo ao investimento, principalmente nos segmentos com elevada especificidade de ativos, como é o caso do transporte de gás natural.

Dessa forma, a partir de uma visão neo-institucionalista, a definição de novos padrões de concorrência para a indústria de gás natural exige o desenvolvimento de estruturas institucionais que permitam a redução dos custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte. Nesse contexto, destaca-se a importância da atuação do Estado regulador no estabelecimento de um arcabouço regulatório capaz de estimular os investimentos em ativos de transporte.

A partir da definição de seu objetivo, a tese foi estruturada em cinco capítulos além dessa introdução e da conclusão geral. O capítulo 1 irá analisar os condicionantes dos investimentos no segmento de transporte de gás natural após as reformas liberalizantes através de uma visão neo-institucionalista. Nesse sentido, o capítulo começa fazendo uma breve análise dos novos padrões de competição do segmento de transporte de gás natural. Para tal, será mostrado como a desverticalização da cadeia, a

adoção do livre acesso e a introdução das *commodities clauses* condicionaram o desenvolvimento dos diferentes mercados de capacidade de transporte.

Posteriormente, o capítulo analisa as origens dos custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte a partir da visão neo-institucionalista. Nesse contexto, mostrar-se-á como as características particulares da atividade de transporte de gás natural, associadas às hipóteses comportamentais, à incompletude dos contratos e ao conceito de especificidades dos ativos condicionam elevados custos de transação na indústria de gás natural.

Analisados os novos padrões de competição e os custos de transação por eles definidos, a terceira parte do capítulo 1 busca identificar as principais barreiras ao investimento em ativos de transporte surgidas após as reformas liberalizantes. Nesse sentido, buscar-se-á entender como os elevados custos de transação associados ao novo padrão de concorrência afetam as decisões de investimento em novos gasodutos.

Por fim, o capítulo destaca as soluções trazidas pela escola de pensamento neo-institucional para os problemas associados aos elevados custos de transação da indústria de gás natural. Nesse contexto, serão analisados os impactos das diferentes estruturas de governança sobre os custos de transação destacando a importância dos modelos de governança trilateral (regulação).

No capítulo 2, a preocupação central é mostrar que a indústria de gás natural é um caso típico de governança trilateral. Nesse sentido, na primeira parte do capítulo, mostrar-se-á como as características específicas da indústria de gás natural exigem o estabelecimento de mecanismos institucionais de coordenação. Em outras palavras, a seção 2.2 busca mostrar a importância da regulação no desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento na indústria de gás.

De forma a enfatizar a importância das estruturas de governança trilateral, a seção 2.3, analisa como a passagem de uma organização integrada da produção para uma organização competitiva cria novas demandas regulatórias, exigindo um esforço de adaptação e inovação dos órgãos reguladores. Nesse contexto, serão diferenciados dois grupos de demanda regulatória. No primeiro, serão reunidos os mecanismos regulatórios exigidos para o desenvolvimento da competição na indústria de gás natural. O segundo grupo, por sua vez, congrega os mecanismos de regulação necessários a criação de estruturas de incentivo ao investimento.

O espaço de atuação do órgão regulador é delimitado pelo conjunto de atributos regulatórios que definem onde e como as entidades regulatórias podem intervir na organização e no funcionamento dos mercados de transporte de gás natural. Partindo desta visão, a seção 2.4 irá descrever detalhadamente os diferentes atributos regulatórios e as diferentes faces que estes podem assumir na indústria de gás natural.

Por fim, o capítulo 2 conclui sua análise fazendo uma síntese dos efeitos das estruturas regulatórias sobre o investimento. Nesse sentido, buscar-se-á entender como a adoção de certas práticas regulatórias é capaz de reduzir ou aumentar as incertezas, ou de forma indireta, os custos de transação no segmento de transporte de gás natural.

O regulador defronta-se com uma vasta gama de opções regulatórias. A escolha de um arcabouço regulatório em detrimento de outro possui diferentes impactos tanto sobre o nível de concorrência quanto sobre a expansão dos investimentos. Esse fato fica evidente quando se analisa o desenvolvimento recente da indústria de gás natural em diferentes países. Nesse sentido, o capítulo 3 irá analisar a diversidade dos modelos regulatórios na indústria de gás natural através do estudo de três diferentes experiências internacionais.

Para cada país haverá um arcabouço institucional mais adequado às demandas regulatórias definidas pelo modelo de abertura da indústria. A escolha do arcabouço regulatório, nesse sentido, vai depender das condições nacionais em matéria de dotação de recursos energéticos e/ou necessidades de importação, da estrutura industrial pré-existente, da especificidade dos objetivos da política energética e macroeconômica, dos diferentes graus de maturidade, das diferentes decisões quanto à forma de introdução da liberalização e concorrência e das especificidades do marco jurídico, regulatório e institucional de cada país.

Nesse sentido, o principal objetivo do capítulo 3 é mostrar, através de estudos de caso, como a adoção de diferentes mecanismos regulatórios pode contribuir para o desenvolvimento de estruturas de incentivos ao investimento em novos gasodutos em um ambiente competitivo. Espera-se assim poder retirar lições das diferentes experiências internacionais que possam ser empregadas no desenvolvimento de um arcabouço regulatório eficaz para o caso brasileiro, o que será feito no capítulo 5.

Entre os países selecionados estão os Estados Unidos, a Espanha e o Peru. A escolha dos casos a serem estudados foi influenciada pelo elevado grau de investimento em ativos de transporte após o processo de abertura da indústria de gás natural e pelos diferentes mecanismos regulatórios adotados. Ademais, a diferença no grau de desenvolvimento da indústria de gás natural desses países enriquece a análise conjunta dos três casos mostrando quais mecanismos são mais adequados de acordo com o nível de maturidade da rede de transporte.

Nesse contexto, a seção 3.2 irá analisar as características da indústria de gás natural norte-americana assim como a regulação incidente sobre o setor. Na seção 3.3 é a vez da indústria de gás natural espanhola ser analisada. Nessa seção será também

descrito o atual arcabouço regulatório vigente para a indústria de gás na Espanha. A seção 3.4 analisa o caso peruano. Nessa seção serão enfatizadas as mudanças recentes na regulação da indústria de gás natural peruana.

Por fim, o capítulo irá analisar como os diferentes mecanismos regulatórios introduzidos por cada país analisado contribuem para o desenvolvimento de uma estrutura de incentivo aos investimentos. Em outras palavras, a última seção mostra como certos mecanismos regulatórios contribuem para a redução dos custos de transação associados aos investimentos em capacidade de transporte

Analisadas as experiências internacionais, os capítulos 4 e 5 têm como preocupação central o caso brasileiro. No capítulo 4, será avaliado o impacto do processo de liberalização da indústria de gás natural brasileira sobre os investimentos em novos gasodutos no Brasil a partir do conceito de custo de transação definido pela escola de pensamento neo-institucional.

Nesse sentido, a primeira parte do capítulo mostra a evolução dos investimentos em infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil enfatizando a importância da Petrobras e do papel desenvolvimentista do Estado brasileiro na expansão da malha. Verifica-se a partir dessa análise que, no Brasil, a expansão da malha de transporte de gás natural esteve sempre ligada aos investimentos da Petrobras associados aos planos de desenvolvimento econômico do governo federal.

A seção 4.3 analisa o processo de abertura da indústria de gás e petróleo definido pela lei 9.478 assim como a estrutura regulatória por ela definida. Nesse contexto, busca-se definir o novo padrão de concorrência da indústria de gás natural e identificar, a partir da metodologia estabelecida no capítulo 2, os principais atributos regulatórios definidos pelo ordenamento jurídico do setor de petróleo e gás trazido pela lei 9.478.



Por fim, a seção 4.4 analisa os impactos do arcabouço regulatório definido pela Lei do Petróleo sobre os investimentos em novos gasodutos a luz da teoria dos custos de transação. Verifica-se após essa análise que o tratamento do gás como subproduto do petróleo explica a existência de inúmeras lacunas na estrutura regulatória, principalmente no que diz respeito aos incentivos ao investimento em ativos de transporte.

Partindo da conclusão do capítulo 4, o capítulo 5 busca analisar o contexto no qual foi elaborada a nova lei do gás explicando a importância do novo arcabouço regulatório, definido pela lei 11.909, no desenvolvimento de uma estrutura de incentivo ao investimento em novos gasodutos. Nesse sentido, o capítulo 5 inicia sua análise contrastando o arcabouço regulatório definido pela lei 11.909 com o da lei 9.478.

Posteriormente, o capítulo analisa os principais impactos da nova estrutura regulatória sobre os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte. Nesta seção, mostrar-se-á como a definição e atribuições de novas funções ao MME e a ANP, a mudança no regime de outorga e o desenvolvimento de mecanismos de chamada pública e dos leilões de licitação são capazes de reduzir os custos de negociação, manutenção e realinhamento dos contratos de capacidade estimulando os investimentos em novos gasodutos.

Por fim, a seção 5.4 identifica as principais limitações da nova lei e os desafios por ela enfrentados. Percebe-se nesse capítulo, a partir da comparação entre o caso brasileiro e os casos estudados no capítulo 3 que a manutenção da estrutura industrial pré-existente à reforma cria importantes barreiras à entrada de novos agentes no segmento de transporte de gás natural. Em outras palavras, a nova lei do gás, ao não separar efetivamente os direitos de propriedades dos diferentes segmentos componentes

da indústria de gás natural perpetua uma estrutura industrial que coloca a Petrobras em uma condição privilegiada em relação a outros potenciais investidores em ativos de transporte de gás natural.

Por fim, na última parte da tese, serão resumidas as principais conclusões do trabalho, levantando as principais questões para novas agendas de pesquisa referente à teoria da regulação.

# **CAPÍTULO 1 - Os Condicionantes do Investimento no Segmento de Transporte de Gás Natural: Uma Visão Neo-Institucionalista**

## **Seção 1.1 – Introdução**

As décadas de 80 e 90 foram marcadas por profundas mudanças no padrão de competição dos setores de utilidade pública (*utilities*). A redução do tamanho do Estado, fundamentada no retorno dos ideais liberais nos meios acadêmicos, levaram muitas das economias ocidentais a implementarem profundas reformas liberalizantes, como foi o caso da Inglaterra na década de 80 e da Espanha, do Peru e do Brasil na década de 90.

Entre os setores industriais, aqueles caracterizados pela existência de grandes economias de escala, escopo e de rede foram os que mais sentiram os impactos das reformas liberalizantes. Iniciada no setor ferroviário americano, a abertura e a liberalização das indústrias de rede foram lentamente se disseminando pelas demais economias mundiais, tendo na década de 90, o seu período auge.

Na indústria de gás natural não foi diferente. O monopólio estatal, característico das fases iniciais da indústria<sup>3</sup>, foi lentamente sendo desmontado. Nesse sentido, iniciou-se a separação dos diferentes segmentos através do incentivo à entrada de novos agentes. Novos padrões competitivos começaram a se formar embora sem um aparato institucional capaz de enfrentar os desafios impostos pela nova dinâmica de funcionamento da indústria. Dessa forma, o início do processo de abertura da indústria de gás natural foi marcado por um vácuo regulatório/institucional que comprometeu a

---

<sup>3</sup> Com exceção dos EUA que desde o início da indústria de gás tem a iniciativa privada como principal agente.

expansão do setor em muitos países. Segundo Helm e Jenkinson [1998], a introdução da competição nas indústrias de rede aumenta a incerteza associadas aos contratos. Esse aumento das incertezas, por sua vez, implica em um aumento na taxa de retorno sobre o investimento que em última instância reduz o número de projetos economicamente viáveis.

Segundo os autores supracitados, o mercado possui a capacidade de reduzir as incertezas provenientes do processo de liberalização e desverticalização das indústrias de utilidade pública. Em teoria, o desenvolvimento do mercado *spot* é seguido pelo surgimento de mercados secundários e de derivativos de forma que os riscos podem ser compartilhados e divididos entre os diferentes agentes contribuindo para a expansão do investimento.

Contudo, os autores reconhecem que, na prática, o surgimento desses mercados não ocorre de forma espontânea. Nesse sentido, cabe ao Estado, através do desenvolvimento de um arcabouço regulatório claro e confiável, reduzir as incertezas associadas ao novo padrão de competição. Porém, segundo os mesmos, é nítido que os aspectos regulatórios necessários para a transição das estruturas verticalizadas para estruturas competitivas não foram tratados corretamente pelos órgãos responsáveis pela regulação das indústrias de rede.

Nas últimas décadas, apesar de alguns retrocessos pontuais (Bolívia, Venezuela e Argentina), vêm sendo empreendidos grandes esforços políticos na tentativa de cobrir as lacunas institucionais deixada pelos processos de abertura e pela reforma do setor de gás natural.<sup>4</sup> Entre os principais desafios trazidos por essa nova dinâmica de funcionamento do setor está a compatibilização de estruturas de incentivos ao

---

<sup>4</sup> Ver Newbery 2000.

investimento com os novos padrões competitivos, em particular no segmento de transporte de gás natural que é visto por muitos autores (JOSKOW [1989], NEWBERY [2000], MAKHOLM, [2009]) como um caso típico de monopólio natural.

Sendo assim, o objetivo desse capítulo é analisar o impacto dos custos de transação associados aos novos padrões de concorrência da indústria de gás natural sobre os investimentos em ativos de transporte. Para tal, necessita-se um melhor entendimento dos novos padrões de competição do segmento de transporte de gás natural estabelecidos após a abertura da indústria, o que será feito na seção 2 desse capítulo.

Na seção 3, serão analisadas as origens dos custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte de gás. Nesse sentido, mostrar-se-á como as hipóteses comportamentais neo-institucionalistas e as características específicas dos ativos de transporte de gás explicam os elevados custos de transação. Para tal, escolheu-se como instrumental analítico o referencial teórico neo-institucionalista. A adoção deste referencial teórico baseia-se na escolha da evolução das características das transações dos mercados de transporte de gás natural como unidade de análise dos condicionantes do investimento após o processo de abertura da indústria.

Uma vez compreendido o funcionamento da nova dinâmica competitiva da indústria de gás natural e analisada a origem dos elevados custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte passa-se a dispor das ferramentas necessárias para a análise das principais barreiras á expansão do investimento em novos gasodutos. Sendo assim, a seção 4 investiga os principais condicionantes do investimento em gasodutos a luz da teoria dos custos de transação.

Por fim, na seção 5, serão analisadas as soluções dadas pelas correntes de pensamento neo-institucionalistas para os problemas associados aos elevados custos de transação de segmentos caracterizados por ativos específicos. Nesse sentido, o conceito de estrutura de governança como mecanismo de solução para o problema de coordenação dos investimentos no segmento de gás natural será desenvolvido ao longo da quarta seção.

### **Seção 1.2 – Estrutura da Indústria de Gás Natural: Os novos padrões de competição no segmento de transporte**

A indústria de gás natural, como todas as indústrias de rede, apresenta uma grande interdependência entre os diferentes segmentos que a compõe. A monetização do gás natural de um novo campo depende que esse gás chegue ao consumidor final com preços competitivos. Em outras palavras, o investimento em exploração e produção vai depender das expectativas dos agentes a respeito das condições de acesso às redes de transporte e distribuição. Por outro lado, na ausência de cláusula de “*ship-or-pay*” a rentabilidade das empresas de transporte e distribuição dependerá do grau de utilização de sua capacidade de transporte. Isto é, quanto maior a ociosidade dos dutos menor será a rentabilidade da empresa. Assim, uma vez que os investimentos em produção e transporte sejam feitos, cria-se uma situação de elevada interdependência, que é potencializada com o reduzido número de agentes em cada segmento.

Nas teorias sobre as economias de rede<sup>5</sup>, os bens produzidos pelas indústrias de infraestrutura são analisados como bens de sistema. Esses bens são o resultado da articulação de diferentes atividades tecnologicamente separáveis, mas complementares (ECONOMIDES [1996], PERROT [1995]). Cada atividade produz bens ou serviços intermediários fortemente complementares entre si. De fato, a maior parte dos segmentos industriais apresenta uma cadeia de produção composta por atividades tecnologicamente separáveis, mas complementares. O que diferencia as indústrias de rede das demais indústrias é a grande dependência física existente entre os ativos dos diferentes segmentos da cadeia.

Considerando as características mencionadas acima, torna-se notório que as decisões de investimento em um segmento da cadeia produtiva das indústrias de rede dependem das expectativas quanto às decisões de investimento nos demais segmentos. Esse fator explica, dessa forma, a tendência, quase que natural, dessas indústrias em se integrarem verticalmente.

Nesse sentido, verifica-se que, na maior parte das economias de mercado, as indústrias de rede desenvolveram-se a partir de monopólios estatais verticalmente integrados. Contudo, no final da década de 70, um conjunto de fatores econômicos<sup>6</sup>, políticos e ideológicos<sup>7</sup> redirecionaram a visão do Estado sobre seu papel na economia. Os elevados déficits fiscais e a ineficiência das empresas públicas levaram o Estado a concentrar-se em suas funções essenciais (segurança nacional, saúde, educação,

---

<sup>5</sup> Os trabalhos de economias de rede (em especial KATZ & SHAPIRO [1985, 1986, 1994], FARREL & SALONER [1986], ECONOMIDES [1996], SHY [2001]) permitem uma melhor compreensão das externalidades das atividades de rede.

<sup>6</sup> Os dois choques do petróleo, em particular o segundo choque, reduziram o nível de atividade econômica em escala global desencadeando, em muitos países, profundos desajustes fiscais.

<sup>7</sup> Disseminação dos pensamentos liberais monetaristas de Friedman e Hayek.

saneamento básico) de forma que o período foi marcado pela redução do tamanho do Estado através da privatização de inúmeras empresas de utilidade pública.

A reforma do Estado veio acompanhada por uma mudança ideológica nos meios acadêmicos. Há um renascimento dos ideais liberais de forma que afloram nesse período inúmeros trabalhos justificando a importância da concorrência nas indústrias de rede (COASE [1937], BAUMOL *et al.* [1982], BAUMOL [1983], WILLIAMSON [1985, 1996]).

Nesse contexto de mudança política e ideológica, a década de 90 caracterizou-se pela reforma das indústrias de utilidade pública em inúmeros países. Esse foi o caso da indústria de gás natural. Durante as fases iniciais da indústria, o problema de coordenação dos investimentos nos diferentes segmentos da cadeia foi resolvido através da criação de monopólios (estatais ou privados) verticalmente integrados<sup>8</sup>. Contudo, a partir do final da década de 80, e com mais intensidade na década de 90, a indústria passou por profundas reformas em muitos países (JOSKOW [1989], ARMSTRONG [1994], NEWBERY [2000])

O processo de reforma na indústria de gás natural caracterizou-se pela privatização das *utilities* e pela introdução de elementos de competição. Entre os mecanismos competitivos introduzidos pela reforma destacam-se a desverticalização da cadeia produtiva, a regulação do acesso de terceiros a infraestrutura de transporte e a definição e separação dos direitos de propriedades dos diferentes serviços e produtos da indústria.

---

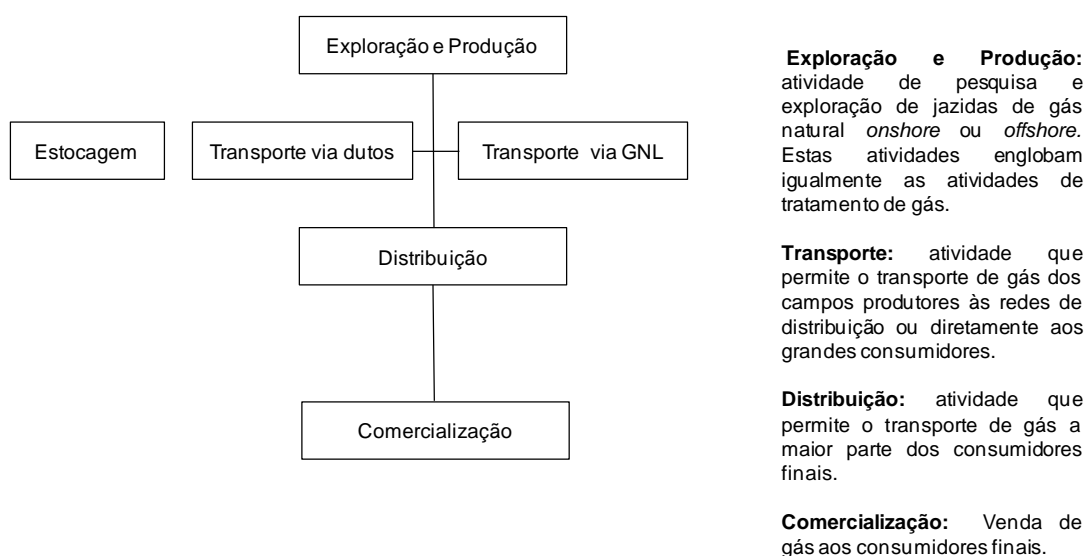
<sup>8</sup>Na Inglaterra, por exemplo, até a década de 80, a estrutura da indústria de gás natural caracterizava-se pelo monopólio do Estado. A empresa estatal britânica de gás (British Gaz) atuava tanto na produção como também nos demais segmentos da cadeia, possuindo o monopólio das atividades de transporte, distribuição e comercialização. No Brasil, até a publicação da lei 9.478 em 1997, a estrutura da indústria de gás natural apresentava-se como um monopólio legal da então estatal, Petrobras.



### Seção 1.2.1 – Desverticalização da indústria de Gás Natural

Pode-se dividir a indústria de gás natural em 4 diferentes segmentos complementares entre si (produção, transporte, distribuição e comercialização) e dois segmentos anexos ao transporte (estocagem e a liquefação). No que diz respeito à dinâmica de funcionamento de mercado desses segmentos, tradicionalmente se distinguem os segmentos concorrenciais (produção e comercialização) dos segmentos de rede (transporte e distribuição). A figura 1 mostra a estrutura da indústria de gás natural.

Figura 1 – Cadeia Produtiva do Gás Natural



Fonte: Elaboração Própria

Como mencionado anteriormente, a indústria de gás natural, tradicionalmente, organizou-se em torno de estruturas industriais verticalmente integradas ou quase-

integradas (FINON [1992], CHEVALIER [2004]). Distinguem-se dois modelos de integração vertical. No primeiro caso, tem-se o modelo de total integração vertical, adotado, de forma geral, em países com elevada dotação de recursos naturais. Nesse modelo, ocorre a integração<sup>9</sup> vertical entre a produção e os demais segmentos da cadeia de gás.

O segundo modelo, adotado comumente em países dependentes da importação de gás, é a quase-integração<sup>10</sup> vertical. Esse modelo desenvolveu-se basicamente através de contratos de longo prazo entre os agentes importadores e os monopólios verticalmente integrados das atividades de transporte, distribuição e comercialização. Nesse modelo, os contratos de longo prazo são uma alternativa à total integração vertical encontrada pelos agentes do setor para mitigarem os riscos associados aos comportamentos oportunistas<sup>11</sup> e às flutuações nos preços (WILLIAMSON [1985], JOSKOW [1985], MASTEN & CROCKER [1985], TEECE [1990, 1996]). O que se verificou até as reformas liberalizantes foi que, independente do modelo de integração adotado, a maioria das empresas de gás natural possuía *de facto* ou *de jure* um monopólio na compra e um monopólio no transporte e na distribuição de gás natural.

A partir do final da década de 80, as reformas liberalizantes introduziram mecanismos de concorrência na indústria de gás natural. A integração ou quase

---

<sup>9</sup> A integração vertical diz respeito ao agrupamento de todas as atividades componentes de uma indústria entorno de uma única firma. As transações entre os diferentes segmentos ocorrem internamente à firma. A quase-integração é um modo de coordenação intermediário entre o mercado e a integração vertical podendo se estruturar através de inúmeras formas.

<sup>10</sup> Os trabalhos de Crocker & Masten [1988, 1991, 1996], Masten & Crocker [1985] e Decanio & Frech [1993] sobre os contratos entre os produtores de gás e os operadores de gasodutos americanos esclarece a lógica econômica por trás da quase-integração.

<sup>11</sup> Williamson [1985] define como oportunismo a divulgação incompleta ou distorcida de informações de modo a iludir, enganar e confundir outros agentes. Segundo Fiani apud Kupfer [2002], entende-se por oportunismo a transmissão de informações seletivas, distorcidas e promessas “autodesacreditadas” sobre o comportamento futuro do próprio agente. Nesse sentido, o oportunismo para a teoria dos custos de transação está associado à manipulação de assimetrias de informações visando apropriação de fluxos de renda. Mais a frente neste capítulo será melhor analisado o conceito de oportunismo.

integração da indústria gasífera foi completamente remodelada pelas reformas concorrenciais (FINON [2004], PERCEBOIS [1999]). Com a liberalização da indústria, a clara identificação das fronteiras entre as atividades concorrenciais e as atividades tradicionalmente consideradas de monopólio tornou-se essencial para o desenvolvimento da competição no setor. Segundo Joskow [1996], os argumentos de política pública contrários à integração vertical da indústria de gás natural repousam essencialmente sobre a idéia de que o poder de mercado dos monopólios é estendido para os segmentos que não são monopólios naturais.

Segundo as teorias dos custos de transação (COASE [1937], WILLIAMSON [1985, 1996]), a integração vertical só é justificada enquanto os custos de coordenação das transações forem inferiores aos custos de organização das transações pelo mercado. Segundo Glachant [2002a], no caso da indústria de gás natural, conforme as especificidades dos ativos vão se reduzindo em função do progresso tecnológico, do aumento do número de interconexões na rede ou em função de mudanças regulatórias a integração vertical pode deixar de ser a estrutura de governança mais adequada. Nesses casos, a adoção de mecanismos concorrenciais em certos segmentos da cadeia gasífera torna-se desejável, tornando a delimitação das fronteiras entre os segmentos potencialmente competitivos e os segmentos de monopólio necessária e indispensável.

Nesse sentido, a partir da década de 80, as estruturas de monopólios (estatais ou privados) características da indústria de gás natural começaram a ser desmontada. A desverticalização da indústria gasífera, contudo, ocorreu de forma diferenciada em cada país. Na maior parte dos casos, a operação dos serviços de transporte e distribuição foi separada, as empresas transportadoras foram proibidas de atuar na produção e

exploração e o monopólio de fornecimento de gás aos grandes consumidores foi quebrado de forma que estes passaram a ter a opção de escolher seus fornecedores.

Ao lado da desverticalização da indústria, dois outros importantes fatores para o desenvolvimento de forças competitivas merecem ser destacados: a definição das regras de acesso de terceiros à infraestrutura de transporte e a separação do direito de propriedade sobre a *commodity* do direito de propriedade sobre a capacidade de transporte.

### **Seção 1.2.2 – Introdução do Livre acesso aos Dutos de Transporte**

Em uma situação de monopólio integrado (*utility*) sem direito de acesso, o proprietário da rede detém todos os direitos de propriedade concernentes a atividade de transporte. O direito de propriedade sobre um ativo é composto pelos direitos referentes ao uso (*usus*), a renda (*usus fructus*) e a possibilidade de mudar a forma, a substância e o lugar (*abusus*) desse ativo (FURUBOTN & PEJOVICH [1972], FURUBOTN & RICHER [1997], BARZEL [1989], LIBECAP [1989, 2002, 2005]). A propriedade da rede é geralmente acompanhada pela exclusividade dos direitos de uso, em outros termos, pela possibilidade de exclusão de um utilizador potencial da rede. Nesse caso, é o próprio monopolista que define os direitos de acesso. Ele não possui nenhuma obrigação *ex ante* de dividir o uso de sua infraestrutura de transporte com uma terceira parte.

No intuito de reduzir as conseqüências negativas do controle de propriedade da rede pelas empresas transportadoras, defende-se a introdução de novos direitos de acesso. As reformas liberalizantes da década de 90, nesse sentido, modificaram os

direitos de propriedade do operador sobre a rede de transporte. A mudança nos direitos de propriedade resulta da limitação legal do exercício desse direito pelo operador (FURUBOTN & PEJOVICH [1972]). Assim, embora o livre acesso à rede não conceda nenhum direito de propriedade e nenhum controle sobre a infraestrutura de transporte aos carregadores, ele garante aos novos agentes o direito de uso da rede de transporte de gás. Em outras palavras, ele permite que os agentes entrantes tenham acesso a parte do *usus* da infraestrutura (CODOGNET [2006]). Este direito de uso passa, assim, a ser limitado apenas pelas características físicas da rede e pelas externalidades advindas dos problemas de equilíbrio dos fluxos de gás.

Nesse novo contexto, a capacidade de transporte da rede passa a ser dividida por diferentes agentes. Cada novo entrante deve assim contratar de forma individual a capacidade e o regime de transporte desejados. O transporte, nesse caso, passa a ser coordenado por um operador ou gestor da rede que possui a obrigação de equilibrar os fluxos de gás. Assim, além da contratualização do serviço de transporte faz-se necessário o desenvolvimento de outros serviços de ajuste.

Com o livre acesso, surge a figura do carregador. Este, por sua vez, pode ser definido como qualquer agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasodutos de transportes. A partir dessa definição, pode desempenhar o papel de carregador empresas produtoras, empresas distribuidoras, comercializadores e grandes consumidores de gás natural.

O livre acesso, ao permitir que outros agentes utilizem a infraestrutura de transporte existente, elimina a exclusividade do transportador na venda de gás natural. A entrada de novos agentes na comercialização, por sua vez, reduz os lucros do operador

histórico uma vez que parte de sua clientela final é transferida para outros agentes comercializadores.

A introdução do livre acesso no segmento de transporte mostra-se essencial para a eliminação das barreiras ao desenvolvimento de forças concorrenciais na indústria de gás. Contudo, a introdução do livre acesso em situações onde não há separação da propriedade do gás da propriedade de capacidade mostra-se ineficiente no estímulo da concorrência, como veremos na próxima seção.

### **Seção 1.2.3 – A “Commodity Clause”<sup>12</sup> e sua Importância no Desenvolvimento de Forças Competitivas.**

A importância da infraestrutura de transporte na monetização do gás natural extraído das jazidas de hidrocarbonetos já foi mostrada anteriormente nesse trabalho. A essencialidade dos dutos de transporte para a comercialização do gás confere uma grande vantagem competitiva para as empresas transportadoras na venda da *commodity*. Em outros termos, a propriedade comum do gás e dos dutos de transporte permite que as empresas transportadoras adotem barreiras à entrada de novos agentes tanto na comercialização dos serviços de transporte quanto na comercialização do gás natural.

Entre as barreiras à entrada de novos agentes na comercialização do gás, destacam-se a manipulação dos custos de transporte, através da prática de subsídios

---

<sup>12</sup> A “*Commodities Clauses*”, que proibiu as empresas transportadoras de transportarem seus próprios produtos, foi imposta como parte do “*Hepburn Act*” em 1906. A “*Commodities Clauses*” não faz parte do “*Natural Gas Act*” de 1938 embora em essência ela seja aceita pelas empresas de transporte americana como parte do decreto FERC No. 436 de 1986.

cruzados<sup>13</sup> entre as atividades de transporte e a venda do gás, e a definição da ordem de prioridade de transporte no caso de congestionamento da rede.

Segundo Faulhaber [1975], existe subsídio cruzado quando um grupo de consumidores encontra-se em uma melhor situação quando atendidos isoladamente. Em outras palavras, existe subsídio cruzado quando um grupo de consumidores se defronta com um preço mais alto do que se defrontaria caso fosse atendido de forma isolada. A prática de subsídios cruzados, nesse sentido, refere-se à venda de um produto ou serviço abaixo do seu custo médio de produção de forma que a diferença entre o preço de venda e o custo médio seja coberta pelos lucros auferidos em outras atividades econômicas ou pela tarifa cobrada de outras categorias de consumidores. No caso do segmento de transporte de gás natural, a propriedade comum do gás natural e dos ativos de transporte permite que as empresas transportadoras atuem em dois segmentos distintos: comercialização e transporte. Nesse caso, a empresa transportadora possui a capacidade de interferir no custo de produção de seus competidores em função de sua posição privilegiada no transporte.

Uma vez que a empresa de transporte possui a capacidade de afetar os custos de produção dos carregadores ela possui a capacidade de afetar o preço final cobrado dos consumidores. A posição monopolista da empresa transportadora permite que esta cobre uma tarifa de transporte maior do que o custo de produção de forma a elevar o custo total dos demais carregadores reduzindo, conseqüentemente, a competitividade destes. Isto porque o ganho auferido no serviço de transporte de gás natural (segmento onde a empresa de transporte tem elevado poder de mercado) permite que o transportador, atuando como comercializador, cobre um preço menor do que os demais carregadores.

---

<sup>13</sup> Ver Faulhaber [1975]

Nesse caso, a empresa transportadora, em seu papel de carregador, apresenta uma vantagem competitiva oriunda apenas do fato dela atuar também na atividade de transporte.

Outra prática anticompetitiva advinda da propriedade comum do gás e da capacidade de transporte refere-se à ordem de prioridade dada ao transporte do gás no caso de congestão de rede. Quando a empresa transportadora possui a propriedade da *commodity*, ela tende a priorizar o transporte do seu gás em detrimento do gás dos demais competidores.

Fica claro que a introdução da concorrência e o aumento da eficiência das empresas no segmento de transporte, nesse sentido, dependem não somente da desverticalização da cadeia e do livre acesso aos dutos de transporte, mas também da eliminação de qualquer vantagem competitiva não explicada pelo diferencial de produtividade dos agentes. Nesse sentido, a separação da propriedade do gás natural da propriedade dos gasodutos, proibindo que as empresas transportadoras possuam a propriedade da *commodity*, mostra-se um importante instrumento para o desenvolvimento de forças competitivas (MAKHOLM, [2007]).

#### **Seção 1.2.4 – Novos padrões de concorrência no segmento de transporte de Gás Natural**

A desverticalização da cadeia produtiva, a adoção do livre acesso e a separação dos diferentes direitos de propriedades deram origem a novos padrões de concorrência na indústria de gás natural. Os variados modelos de reforma e o nível de desenvolvimento da indústria de gás natural, contudo, determinaram diferentes



estruturas concorrenciais, o que explica as díspares dinâmicas de funcionamento dos mercados de capacidade e de *commodity*.

Até a abertura da indústria, a competição no setor de gás natural se resumia, quando muito, ao segmento de produção onde os diferentes produtores disputavam entre si o mercado de gás formado exclusivamente pela *utility*. A *utility*, nesse caso, era responsável pela compra, transporte, distribuição e comercialização do gás natural, sendo que na maior parte das vezes, essas atividades eram exercidas sob o regime de exclusividade territorial.

Com a reforma da indústria de gás natural, novos agentes passaram a competir com a *utility* em todos os segmentos. Na comercialização, o livre acesso e a abertura do mercado final permitiram o surgimento de um novo tipo de agente: os carregadores. Nesse sentido, os carregadores passaram a competir com a *utility* não somente nos mercados finais, mas também na aquisição do gás junto aos produtores.

Nos casos onde a propriedade do gasoduto foi separada da propriedade do gás, a *utility* foi proibida de atuar na comercialização restringindo sua atuação aos segmentos de transporte e distribuição. Em muitos países, as atividades de transporte e distribuição também foram separadas de forma que descaracterizou-se por completo o monopólio integrado da *utility*. A partir desse momento, o termo *utility* passou a dar lugar a: empresas de transporte e empresas de distribuição.

No caso da distribuição, com raríssimas exceções, a atividade continuou sendo exercida através de regimes de exclusividade geográfica. Somente em alguns países, como a Inglaterra, duas ou mais empresas de distribuição competem pelo mesmo território geográfico. Recentemente, seguindo a tendência de outras indústrias de rede,

separou-se a atividade de distribuição das atividades de medição e cobrança de forma que estas duas últimas atividades foram abertas a competição.

Assim como na distribuição, o desenvolvimento de forças competitivas no segmento de transporte não se mostrou tão trivial quanto na comercialização e na produção. A complexidade do desenvolvimento da competição no segmento de transporte começa na dificuldade de separação dos direitos de propriedades dos dutos de transporte do direito de propriedade da capacidade de transporte.

A adoção do livre acesso e da “*commodity clause*” separa o direito de propriedade da empresa transportadora sobre os dutos de transporte do direito de propriedade dos carregadores sobre a capacidade de transporte. A partir dessa separação de propriedade, pode-se identificar cinco tipos diferentes de competição no segmento de transporte. Primeiramente, em países onde a atividade de transporte é exercida mediante contratos de concessão precedidos de licitação, as potenciais empresas transportadoras disputam entre si o direito de construção dos gasodutos. Em outros termos, sob a ótica da empresa transportadora, esta se defronta com uma competição *ex ante* pelo investimento.

O segundo tipo de competição associado ao segmento de transporte, diz respeito à alocação primária da capacidade. Nesse caso, as diferentes formas<sup>14</sup> de alocação da capacidade determinam os diferentes padrões competitivos impostos aos carregadores na contratação *ex ante* do direito de uso dos dutos de transporte.

O terceiro tipo de competição existente no segmento de transporte está associado à disputa dos carregadores pelos mercados finais. Muitas vezes, os contratos primários de capacidade apresentam cláusulas de *ship-or-pay* de forma que, uma vez que os

---

<sup>14</sup> Nos EUA, a FERC determina que a alocação primária da capacidade de transporte dos gasodutos interestaduais deve ser feita mediante concurso aberto. Em outros países, a alocação da capacidade de transporte é feita pela ordem de solicitação.

carregadores firmem este tipo de contrato com as empresas de transporte, a não utilização da capacidade contratada acarreta elevados prejuízos para estes. Nesse sentido, o terceiro tipo de competição no segmento de transporte está associado à busca de consumidores dos serviços de transporte pelos carregadores.

O quarto tipo de competição refere-se ao funcionamento do mercado de revenda de capacidade. Nos países onde a revenda de capacidade é permitida, os carregadores detentores de contratos firmes podem revender parte ou todo o seu direito de propriedade sobre a capacidade de transporte contratada no mercado primário.

O mercado de revenda de capacidade, muitas vezes, precisa ser regulado já que as empresas transportadoras vêem o mercado secundário como uma ameaça competitiva a sua própria venda de capacidade firme e interruptível no mercado primário. Nesse sentido, as transportadoras de gás natural não possuem incentivos para estimular o crescimento do mercado de revenda de capacidade uma vez que os gasodutos seriam forçados a competir com seus próprios clientes<sup>15</sup>.

O mercado secundário de capacidade estimula a competição não só entre os carregadores, mas também entre os carregadores e a empresa de transporte de gás natural. O funcionamento eficiente do mercado de revenda de capacidade aumenta a liquidez de todos os mercados de capacidade estimulando a entrada de novos agentes não só no mercado secundário, mas também no mercado primário. Por sua vez, o aumento no número de agentes interessados na compra de nova capacidade permite uma maior competição pelo investimento uma vez que se intensifica a competição entre

---

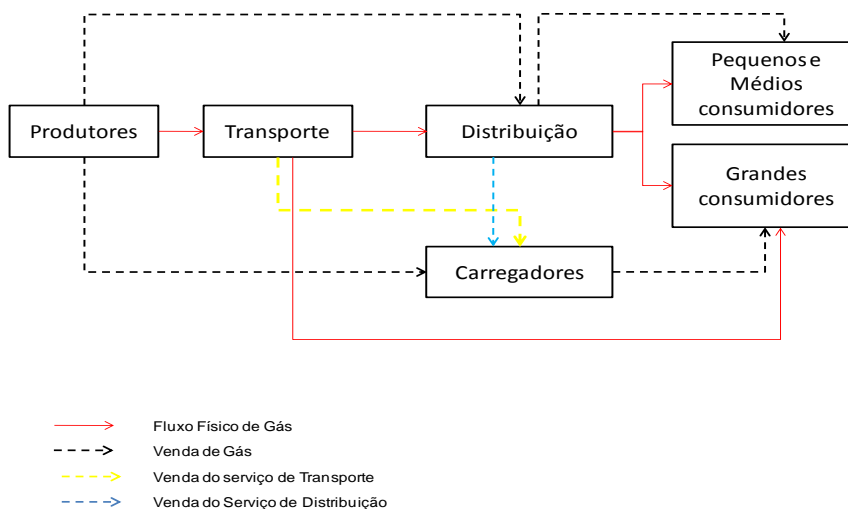
<sup>15</sup> “The main objection by commenters [nota de rodapé omitida] is that the pipelines will have no incentive to effect the releasing of capacity. However, the rule requires the pipeline to establish and operate a capacity releasing program. The pipeline must transfer released firm capacity to willing buyers of that capacity. Because the program will be operated in accordance with the pipeline’s open-access transportation tariff, the pipelines may not refuse to provide the request service... Hence, the Commission concludes that pipelines will not act to inhibit capacity releasing.” (FERC, 1992)

projetos de gasodutos alternativos. Segundo Juris [1998a], o mercado *spot* e o mercado secundário estimulam preços mais eficientes e minimizam os custos de transação.

Por fim, o último tipo de competição associado à atividade de transporte refere-se à competição *pipe-to-pipe*. Em outras palavras, conforme a extensão da rede e o número de interconexões aumentam, os diferentes gasodutos passam a competir entre si já que existem inúmeros trajetos possíveis para levar o gás de um ponto A a um ponto B da rede.

A figura 2 mostra os diferentes fluxos físicos de gás natural e as diferentes transações existentes em uma indústria de gás natural liberalizada. A tabela 1, por sua vez, sintetiza as diferentes relações competitivas estabelecidas entre os diferentes agentes da indústria.

Figura 2 – Fluxo físico e transacional da indústria de gás natural



Fonte: Elaboração própria

Tabela 1- Relações competitivas na indústria de gás natural

	Produtor	Transportador	Carregador	Grandes Consumidores
Produtor	Competem na venda de gás	∅	∅	∅
Transportador	∅	Competem pelo Investimento e competição Pipe to Pipe	Competição entre o mercado primário e secundário de capacidade de transporte	∅
Carregador	∅	Competição entre o mercado primário e secundário de capacidade de transporte	Competem pela alocação primária da capacidade de transporte, pelo mercado de gás, pela capacidade de distribuição e no mercado secundário de capacidade	Competem pela capacidade de transporte
Grandes Consumidores	∅	∅	Competem pela capacidade de transporte	Competem pelo gás e pela capacidade de transporte

Fonte: Elaboração própria

A desverticalização, a adoção do livre acesso e a separação dos direitos de propriedade na indústria de gás natural deram origem a diferentes mercados para cada tipo de produto e serviço transacionado ao longo de sua cadeia produtiva. Contudo, os novos padrões de concorrências da indústria de gás natural tiveram importantes repercussões na dinâmica do investimento, principalmente no segmento de transporte de gás natural, o que será melhor compreendido ao longo desse capítulo.

### **Seção 1.3 – Os Custos de Transação no Novo Ambiente Competitivo da Indústria de Gás**

O desenvolvimento dos novos padrões de competição advindos das reformas liberalizantes ocorridas na indústria de gás natural está muitas vezes associado aos gargalos criados na infraestrutura de transporte. Nesse sentido, o incentivo a competição no segmento de transporte de gás natural vem, nos últimos anos, sendo duramente criticado em função da ameaça a segurança no abastecimento.

Segundo Helm e Jenkinson [1998], a competição não pode ser vista como um fim em si mesmo. Em outras palavras, sua aplicação depende do resultado líquido de seus custos e benefícios. Assim, os autores enfatizam que mesmo quando possível a introdução de elementos competitivos, o monopólio regulado pode ser preferível. Williamson [1985] afirma que o mercado é a estrutura de governança mais adequada somente nos casos que envolvem transações não específicas.

No caso da indústria de gás natural, as características específicas dos investimentos em dutos de transporte limitam a expansão eficiente da malha de transporte pelos mecanismos competitivos de mercado, principalmente em países a onde o reduzido grau de maturidade<sup>16</sup> da indústria impõe elevados custos de transação. Nesse sentido, a adoção de estruturas de governança capazes de reduzir os custos de transação associados à liberalização do mercado é essencial para o desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em ativos de transporte.

Segundo Arrow [1969], os custos de transação são os custos associados ao funcionamento do mercado e diferem, dessa forma, dos custos de produção da análise neoclássica. Segundo Williamson [1985], a teoria dos custos de transação coloca o problema da organização econômica como um problema de contratos. Para o autor, todas as relações econômicas são estabelecidas a partir de contratos implícitos ou explícitos.

Contudo, diferente das correntes de pensamento neoclássicas, os economistas neo-institucionalistas defendem as hipóteses de que os contratos são, por natureza,

---

<sup>16</sup> Segundo Almeida et al. [2007], o grau de maturidade da rede pode ser calculado ponderando-se a participação do gás na matriz energética, a distribuição do consumo entre os segmentos de demanda, a razão quilômetros de rede/população e a razão quilometro de rede/extensão territorial. Outro importante componente do grau de maturidade é o numero de interconexões existentes na rede.

incompletos, de forma que as partes integrantes devem constantemente se adaptar aos imprevistos contratuais.

Um contrato é definido como um acordo mútuo, tácito ou explícito, no qual as partes concordam sobre um conjunto de comportamentos recíprocos e obrigam-se a ceder, se apropriar, fazer ou não fazer algo (BROUSSEAU [1993]). Um contrato é um meio de coordenação entre os agentes. Ele permite a realização de transações, em outras palavras, ele permite a transferência de propriedade de um bem ou serviço entre diferentes agentes (WILLIAMSON [1996]). Em essência, um contrato representa uma promessa. Ele restringe as opções de escolha de comportamento dos agentes contratantes. Sendo assim, ele não é só um meio de definir parâmetros de comportamento *ex ante*, mas também de assegurar as adaptações *ex post* necessárias às situações futuras imprevistas.

Distinguem-se geralmente dois tipos de contratos: completos e incompletos. Segundo Arrow & Debreu [1954], um contrato completo é aquele que contempla todas as contingências possíveis em todos os possíveis estados futuros da natureza. Segundo as teorias de agente-principal, os contratos completos explicitam *ex ante* todas as obrigações de performance para todos os estados da natureza possíveis. Eles conduzem ao melhor resultado dado o conjunto de informação disponível (HART [1988], SAUSSIÉ [1997], MASTEN [2000]). Sendo assim, esses contratos jamais serão revistos ou completados.

Um contrato incompleto, por sua vez, carece de uma definição única como a dos contratos completos. Dessa forma, pode-se definir, por oposição, que um contrato é

incompleto<sup>17</sup> quando ele não pode antecipar todas as ações apropriadas a todos os acontecimentos futuros (HART [1988] e WILLIAMSON [1985, 1996]). Dessa forma, os contratos incompletos definem os comportamentos apropriados para um rol pequeno de situações. Por esta razão, Williamson [1996] afirma que os contratos devem explicitar não só os dispositivos *ex ante*, mas também a estrutura de governança adequada para garantir sua execução *ex post*.

Em função da incompletude, os contratos apresentam diferentes custos *ex ante* e *ex post* associados. Estes custos são o que Williamson [1985] chama de custos de transação. Os custos de transação *ex ante* estão associados aos custos de negociação e elaboração dos contratos assim como ao estabelecimento de salvaguardas. Os custos *ex post* dos contratos referem-se aos custos associados ao funcionamento da estrutura de governança adotada para a organização das transações econômicas, ao custo de adaptação dos contratos à novas contingências e aos custos judiciais necessários ao realinhamento compulsório dos contratos.

A explicação da teoria neo-institucionalista para a “incompletude” dos contratos reside nas hipóteses comportamentais de racionalidade limitada, assimetria de informação e de comportamentos oportunistas. A conjunção dessas três hipóteses impede a contratualização completa que em conjunto com as externalidades, as especificidades dos ativos e as incertezas associadas ao serviço de transporte de gás natural explicam os elevados custos de transação e, consenquentemente, criam importantes barreiras ao investimento.

---

<sup>17</sup> Tirole [199] define como contrato incompleto a exceção *ad hoc* de um conjunto factível de contratos da teoria clássica. Um contrato é incompleto quando não contém todas as possibilidades contratuais contempladas pela literatura dos contratos completos: “By lack of better definition, we Will say that a contract is incomplete if it does not exhaust the contracting possibilities envisioned in the complete contracting literature” (Tirole [1999]).



### Seção 1.3.1 – Hipóteses Comportamentais

Muitas das escolas de pensamento econômico tratam as hipóteses comportamentais dos agentes econômicos de maneira simplista e reducionista. Nesse sentido, o realismo das proposições sobre o comportamento dos agentes econômicos é considerado pouco importante para o resultado final do problema de alocação dos recursos produtivos da sociedade. A escola neo-institucionalista, por sua vez, defende que a análise dos problemas das instituições políticas, econômicas e sociais depende do real entendimento do comportamento humano.

“Modern institutional economics should study man as he is, acting within the constraints imposed by real institutions. Modern institutional economics is economics as it ought to be.” (COASE [1984] p. 231).

Sendo assim, o aprofundamento da análise das hipóteses comportamentais torna-se essencial para entendimento dos problemas associados à incompletude dos contratos. A teoria neo-institucionalista caracteriza o comportamento humano a partir das hipóteses de racionalidade limitada e de comportamento oportunista. Estas proposições associadas às hipóteses de assimetria de informação, externalidade e especificidade dos ativos explicam a importância das estruturas de governança na solução dos problemas associados às incertezas contratuais dos investimentos em ativos de transporte de gás natural.

O conceito de racionalidade limitada (SIMON [1978]) está associado ao mecanismo de tomada de decisão dos agentes econômicos. Este conceito semi-forte de racionalidade assume que os agentes intencionam ser racionais apesar de sua capacidade

limitada de tratamento racional das informações. Em outros termos, acredita-se que a capacidade intelectual de absorção, tratamento e de transmissão das informações seja limitada por aspectos neurofisiológicos<sup>18</sup>. Caso a racionalidade humana fosse ilimitada, os contratos poderiam incorporar cláusulas antecipando qualquer circunstância futura.

Partindo da hipótese acima, a racionalidade passa a ser entendida como um recurso limitado que em função de sua escassez possui um custo de uso. Nesse contexto, os custos de planejamento, de adaptação e de monitoramento dos contratos (custos de transação) devem ser considerados no processo de alocação dos recursos uma vez que representam importantes condicionantes de incerteza do investimento.

Contudo a importância analítica do conceito de racionalidade limitada só se justifica em um ambiente complexo e incerto. Ambientes simples, mesmo com racionalidade limitada, não oferecem dificuldades, porque as restrições de racionalidade dos agentes não são atingidas (FIANI apud KUPFER [2002]). Nesse sentido, em um ambiente de incerteza, a racionalidade limitada dos agentes dificulta a identificação e a distinção das probabilidades associadas aos diferentes estados da natureza.

A segunda hipótese comportamental tratada pela escola neo-institucionalista está ligada ao nível de interesse próprio dos agentes. O oportunismo é um tipo de comportamento social muitas vezes associado a outros comportamentos socialmente repreensíveis como roubo, chantagem e mentira. Contudo, o conceito de oportunismo considerado pelos economistas neo-institucionalistas restringe-se a manipulação *ex ante* e *ex post* das informações através de sua transmissão seletiva e distorcida.

O conceito de oportunismo *ex ante*, conhecido também na literatura econômica como seleção adversa, refere-se à incapacidade de distinção dos diferentes riscos

---

<sup>18</sup> O desenvolvimento tecnológico reduz embora não elimine os problemas associadas à capacidade limitada de processamento das informações.

associados aos contratos de forma que a capacidade de mitigação dos riscos fica limitada. Um exemplo de seleção adversa ocorre com as seguradoras de automóveis. Uma vez que o preço do seguro está diretamente ligado ao risco de ocorrência de sinistro, os agentes de maiores riscos possuem incentivos para não revelarem corretamente o seu perfil (oportunismo), se passando por um agente com baixo risco. A incapacidade da seguradora em distinguir os diferentes perfis dos seus segurados é um exemplo de seleção adversa.

O segundo tipo de comportamento oportunista (*ex post*) é conhecido como risco moral (*moral hazard*). Uma vez firmado os contratos, os agentes possuem diferentes incentivos a revelarem suas informações. Dessa forma, o comportamento oportunista *ex post* podem acarretar importantes problemas na execução dos contratos impondo importantes restrições objetivas de incerteza ao investimento. Um exemplo desse problema ocorre também no seguro de automóveis. Uma vez adquirido o seguro, os agentes tendem a zelar menos pelo patrimônio de forma que podem adotar condutas que não adotariam caso não tivessem contratado o seguro. As seguradoras, na tentativa de reduzir o risco moral, cobram franquias em caso de acidentes. No caso da indústria de gás, pode-se verificar também a existência de risco moral. A empresa transportadora pode omitir dos carregadores as reais condições de transporte de seus dutos de forma a justificar uma possível redução do volume de gás contratado. Como o acesso dos carregadores às informações sobre as condições dos dutos não é igual ao acesso à informação do transportador, esse último pode agir de forma oportunista na execução dos contratos de transporte.

A conduta oportunista dos agentes, a racionalidade limitada e as incertezas características do ambiente econômico explicam os problemas associados às assimetrias

de informação. Define-se como informação assimétrica aquele tipo de conhecimento que se mostra disponível de forma diferenciada para cada agente econômico. Nesse caso, não só o acesso a informação é relevante, mas como também a capacidade de tratamento das informações pelos agentes. Assim, não basta apenas que os agentes possuam as mesmas condições de acesso, é importante também que eles possuam as mesmas capacidades de tratamento das informações acessadas.

Na indústria de gás natural, os problemas associados à assimetria de informação estão presentes em vários segmentos. No caso do transporte, existe uma grande assimetria de informação entre as empresas transportadoras e os carregadores no que diz respeito à capacidade de transporte. Se por um lado as empresas de transporte possuem vantagens informacionais a respeito das capacidades de transporte ociosa disponível, por outro, os carregadores possuem vantagens a respeito da demanda efetiva por capacidade criando, assim, importantes problemas de equilíbrio dos fluxos de gás na rede.

Além das assimetrias de informação a respeito da alocação da capacidade de transporte ociosa disponível, os sinais de preço representam outra barreira informacional. No Reino Unido, por exemplo, o regime tarifário adotado no transporte de gás natural após a privatização da *British Gas* mostrou-se incapaz de fornecer os sinais de preços corretos para os usuários da infraestrutura de transporte. A complexidade do modelo tarifário de entrada e saída e a falta de transparência no que diz respeito aos próprios parâmetros do modelo impunham elevadas barreiras ao novo investimento.

### Seção 1.3.2 – Externalidades

A interdependência entre os utilizadores da infraestrutura de transporte de gás natural explica a existência de externalidades tanto positivas quanto negativas no uso da malha de dutos. As externalidades referem-se às situações onde a atividade de um agente afeta o bem-estar de outros agentes de forma involuntária (LAFFONT [1988]). Uma externalidade é dita positiva quando o efeito é um aumento do bem-estar dos outros agentes e ela é dita negativa quando o bem-estar é diminuído (TIROLE [1988], LÉVÊQUE [1998]).

A externalidade negativa no segmento de transporte de gás natural pode ser melhor percebida no problema de congestão do fluxo de transporte. Uma congestão física da malha afeta negativamente todos os utilizadores. Ela corresponde à situação onde a capacidade de transporte da rede fica completamente saturada não permitindo que um novo carregador injete ou retire gás.

O transporte de gás está sujeito as leis da física de modo que se a quantidade de gás injetado na rede for maior do que a retirada há um aumento da pressão, por outro lado, se a quantidade for menor, há uma redução na pressão nos dutos. Em ambos os casos, o transporte de gás pode ser interrompido. Nesse sentido, na indústria de gás natural, a medição e prevenção das externalidades exigem a adoção de mecanismos contratuais que elevam os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte.

### Seção 1.3.3 – Especificidades dos Ativos

Segundo Williamson [1985], a incompletude dos contratos só acarreta custos de transações elevados nos setores onde os ativos apresentam elevadas especificidades. A especificidade de ativos refere-se aos investimentos realizados para suportar uma transação particular, de forma que o custo de oportunidade do uso desses ativos em outros tipos de transação é muito baixo. Nessas circunstâncias, a identificação das partes envolvidas na transação é de extrema importância. A continuidade da relação econômica existente entre as partes, nesse contexto, apresenta um elevado valor (Williamson [1985]). Diz-se que um ativo é específico quando seu valor é máximo em um tipo específico de transação, de forma que em qualquer outro tipo de transação seu valor se reduz consideravelmente (MAKHOLM, 2007). Klein e Leffer [1981] mostram que mais importante do que distinguir custos fixos dos custos variáveis é identificar se os ativos são reempregáveis em outras atividades ou não. Para os autores, muitos custos considerados fixos estão associados à ativos que são facilmente reutilizáveis em outras atividades econômicas como, por exemplo, a construção de um prédio, enquanto custos considerados variáveis associam-se muitas vezes à ativos dificilmente reempregáveis em outro tipo de atividade, como por exemplo o treinamento específico da mão de obra para a utilização de uma máquina. Os trabalhos dos economistas neo-institucionais como Coase [1937, 1959, 1960], Williamson [1975, 1985, 1996], Barzel [1982, 1989] e North [1990] permitem uma melhor compreensão da importância da distinção entre ativos específicos e não específicos para o entendimento das escolhas de estruturas de governança mais adequadas para cada atividade econômica.

No caso dos ativos de transporte de gás natural, assim como nos casos da distribuição de água e da transmissão de eletricidade, a dependência física e a exclusividade do uso explicam as diferentes especificidades associadas aos investimentos. Entre estas, pode-se identificar três diferentes tipos<sup>19</sup>: a especificidade de ativo dedicado, a especificidade locacional ou geográfica e a especificidade temporal.

Um gasoduto consiste em um conjunto de dutos, conexões, válvulas e estações de pressurização que tem por única finalidade o transporte de gás em um limite específico de pressão. A utilização dos dutos para outros fins, na maior parte das vezes, não se justifica economicamente sendo necessários elevados investimentos de adaptação. Por exemplo, a utilização de gasodutos para o transporte de líquidos, como petróleo ou derivados, exige elevados investimentos. Assim, a utilização dos dutos de transporte de gás natural para outros fins acarreta significativas perdas de valor o que evidencia a elevada especificidade de ativo dedicado.

A especificidade locacional, por sua vez, está associada ao custo de remoção da infraestrutura de dutos. A construção de um gasoduto envolve elevados custos afundados como, por exemplo, os custos relacionados ao direito de passagem, os custos de recuperação do terreno entre outros. Nesse sentido, o custo de oportunidade da remoção dos dutos de transporte acaba sendo muito superior ao valor de mercado do material. Assim, uma vez construído o duto, cria-se uma grande dependência locacional. Em outros termos, uma vez que um gasoduto é construído ligando a região A e B, ele não pode ser utilizado, sem custos significativos, para ligar outras regiões diferentes de A e B.

---

<sup>19</sup> Ver Williamson [1985].

Por outro lado, uma vez que a extensão da rede e o número de interconexões aumentem, a especificidade locacional é reduzida. Isso ocorre porque o adensamento da malha de transporte de gás natural permite que um gasoduto leve o gás de uma região produtora para vários pontos de consumo. Ao mesmo tempo, dependendo de sua localização na rede, um gasoduto pode transportar o gás de diferentes produtores para diferentes regiões de consumo.

A especificidade temporal consiste na importância da sincronização entre demanda e oferta do sistema. Embora esse tipo de especificidade, no caso do gás natural, não seja tão elevada quanto no caso do setor elétrico (dificuldade de estocagem de energia), ela merece a atenção dos operadores da rede, o que se evidencia pela importância dos mecanismos de ajuste e de equilíbrio do fluxo de gás. Contudo, quanto mais extensa e malhada for a rede, menor será a especificidade temporal em função do menor risco de congestionamento.

As especificidades dos ativos explicam a interdependência entre os agentes da cadeia criando um sério problema de luta pela apropriação das quase-rendas. Pode-se definir como quase-renda a diferença de preço oferecido por um ativo no caso de elevada especificidade e no caso de não haver especificidade. Ou seja, sabendo que um ativo específico perde parcela considerável de seu valor quando utilizado para outros fins que não aquele para o qual ele foi projetado, os agentes podem oferecer preços menores do que ofereceriam, pois sabem que mesmo assim será melhor para o proprietário do ativo específico aceitar esse preço menor do que utilizá-lo para outras finalidades.



### Seção 1.3.4 – Economias de Escala

Além das especificidades de ativos, os investimentos em ativos de transporte apresentam elevados ganhos de escala. Embora as economias de escala não estejam diretamente relacionadas aos custos de transação, sua análise é de extrema importância na determinação dos condicionantes dos investimentos em gasodutos. Os elevados custos fixos e afundados em conjunto com o reduzido custo marginal explicam a importância dos ganhos de escala no segmento de transporte de gás natural. A rentabilidade de um projeto de gasoduto depende do planejamento racional do uso da capacidade de transporte. Em outras palavras, a rentabilidade do investimento depende da extração de toda a economia de escala existente. É por esse motivo, que nas fases iniciais de desenvolvimento da indústria, quando o fator de carga é menor, a recuperação do capital investido em ativos de transporte é mais lenta.

Os custos fixos e “afundados” correspondem à maior parte dos custos de um gasoduto. Nesse sentido, quanto maior for o fator de carga do gasoduto, menores serão os custos médios. Por outro lado, os custos fixos médios dependem diretamente da capacidade do gasoduto. Para um mesmo traçado e considerando-se um mesmo fator de carga, quanto maior a capacidade de transporte, menores serão os custos fixos médios, pois o custo do investimento não aumenta na mesma proporção que a capacidade de transporte, quando da construção de um gasoduto. Alguns tipos de gastos, tais como direitos de passagem, elaboração do projeto e mão-de-obra para construção do gasoduto, praticamente não variam com a capacidade do gasoduto, implicando, por exemplo, que o custo de investimento (por polegada por quilômetro) de um gasoduto de 30 MMcm/d seja bem menor que um gasoduto de 15 MMcm/d.

Além dos elevados custos fixos, a barreira imposta pelo reduzido tamanho do mercado, pode afetar negativamente o investimento de gasodutos pioneiros. Ou seja, se considerarmos que seja mais difícil vender o gás no início do desenvolvimento de um mercado, os gasodutos pioneiros tendem a operar com capacidade ociosa durante mais tempo do que os gasodutos entrantes, que suprem mercados já constituídos. Sendo assim, considerando as elevadas economias de escala, a rentabilidade do gasoduto pioneiro tende a ser menor do que a rentabilidade do gasoduto entrante, mesmo considerando os custos de construção equivalentes. Nesse sentido, pode-se concluir que à medida que o mercado evolui, a construção de novos gasodutos é facilitada pela exploração das economias de escala existentes.

#### **Seção 1.4 – Barreiras ao investimento em ativos de transporte de gás natural criadas pelos novos padrões de concorrência do setor: Uma visão Neo-institucionalista.**

Uma vez compreendido os novos padrões de competição da indústria de gás natural e analisadas as origens dos elevados custos de transação associados a esses novos padrões competitivos torna-se possível o entendimento dos diferentes condicionantes da expansão da infraestrutura de transporte. Dessa forma, essa seção tem como objetivo analisar como os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte de gás natural em um ambiente liberalizado afetam os investimentos em novos gasodutos.

As reformas liberalizantes da indústria de gás natural ao retirarem do estado a função de produtor trouxeram uma importante questão: como estimular o investimento

privado considerando o novo padrão de concorrência da indústria. Nesse sentido, é importante entender o papel das expectativas dos agentes na determinação do investimento e como os custos de transação associados às características específicas das transações do mercado de capacidade de transporte afetam essas expectativas.

Embora a teoria neo-institucionalista, ao introduzir suas hipóteses comportamentais de racionalidade limitada e oportunismo, altere os padrões clássicos de comportamento dos agentes, ela não se opõe ao ímpeto capitalista de maximização dos lucros. As hipóteses neo-institucionalistas apenas redefinem os mecanismos de organização dos mercados. Nesse sentido, pode-se considerar que a decisão de investimento está associada às expectativas dos agentes quanto ao fluxo de renda advindo do novo investimento em comparação com as alternativas de emprego do seu capital. Em outras palavras, o investimento é uma questão de custo de oportunidade esperado entre diferentes alternativas de alocação dos recursos.

Keynes [1936] em sua teoria geral explicita a importância das expectativas na determinação do investimento ao determinar que a eficiência marginal do capital<sup>20</sup> depende da taxa de retorno que se espera obter do dinheiro investido em um bem recentemente produzido, e não do resultado histórico obtido por um investimento em relação ao seu custo original. Williamson [1985] destaca a importância das incertezas na organização econômica da produção no caso de transações específicas. Sendo assim, pode-se associar o conceito de incerteza de Williamson com as expectativas dos agentes quanto as probabilidades de ocorrência de diferentes estados da natureza.

A importância das incertezas como condicionante do investimento, contudo, está intimamente atrelada as características das transações do mercado. Em outras palavras,

---

<sup>20</sup> Pode-se aproximar o termo eficiência marginal do capital com a propensão dos agentes a investir que depende além do custo de reposição e da renda esperada (taxa de retorno esperada) da taxa de juros da economia.

as expectativas sobre uma potencial necessidade de adaptação futura dos contratos podem ou não funcionar como barreira ao investimento dependendo das especificidades das transações do mercado em questão. A ameaça de redução do retorno esperado em função de comportamentos oportunistas só torna-se relevante em situações de elevada especificidade de ativos. Em mercados com transações não específicas, os problemas associados à incompletude dos contratos e aos comportamentos oportunistas tornam-se irrelevantes, uma vez que novas relações contratuais podem ser facilmente estabelecidas.

Dessa forma, quanto maior forem as especificidades dos ativos de um mercado, maior será o risco associado ao potencial comportamento oportunista, uma vez que os contratos estabelecidos entre os agentes são incapazes de cobrirem todos os futuros estados da natureza. Quanto maior forem os riscos de oportunismo maiores serão os custos de transação (custo de monitoramento, adaptação e revisão dos contratos) de forma que estes últimos podem se tornar demasiadamente alto, inviabilizando os investimentos.

No caso da indústria de gás natural, o novo padrão de concorrência criado pela reforma do setor impôs elevadas restrições de incertezas ao investimento, principalmente nos segmentos com elevadas especificidades de ativos como é o caso do transporte. Com a separação da atividade de transporte da atividade de comercialização e a adoção do livre acesso à infraestrutura de transporte, os contratos de capacidade de transporte firmados entre as empresas transportadoras e os carregadores tornaram-se vitais para a viabilização dos investimentos em ativos de transporte.

Em países onde o processo de reforma e liberalização da indústria de gás natural ocorreu em um estágio de elevada maturidade da rede de transporte, a extensão da

malha, o elevado número de interconexões e a existência de mercados secundários desenvolvidos foram capazes de reduzir os custos de transação associados aos contratos de capacidade. Isso ocorreu porque, como foi analisado anteriormente, o desenvolvimento do segmento de transporte de gás natural possui a capacidade de reduzir as especificidades dos ativos de transporte. Nesses casos, a adoção de mecanismos de mercado no segmento de transporte foi capaz de criar os incentivos necessários à expansão de rede.

Nos casos onde a rede de transporte apresenta-se pouco desenvolvida, contudo, a elevada especificidade dos ativos acarreta elevados custos de transação associados aos contratos de capacidade. Em outros termos, a especificidade locacional assim como a especificidade de ativo dedicado cria uma forte relação de dependência da empresa transportadora em relação aos carregadores, o que estimula a adoção de comportamentos oportunistas.

Analisando de outra forma, o retorno sobre o capital investido em ativos de transporte vai depender do uso regular do gasoduto pelos carregadores em bases tarifárias coerentes. Por sua vez, os carregadores sabendo da dependência das transportadoras em relação a suas decisões de uso da capacidade podem adotar comportamentos oportunistas visando à apropriação das quase-rendas da atividade de transporte de gás natural. Assim, as expectativas a cerca da estabilidade dos contratos de capacidade e do comportamento dos carregadores condicionam diretamente a decisão de investimento em gasodutos.

Nessas circunstâncias, os custos associados à negociação e elaboração dos contratos, os custos do estabelecimento de salvaguardas e os custos de adaptação dos contratos às contingências futuras tornam-se demasiadamente elevados uma vez que o

mercado mostra-se incapaz de fornecer as proteções necessárias contra o comportamento oportunista dos carregadores.

Os elevados custos de transação se refletem em custos totais mais elevados. Dessa forma, o aumento dos custos de transação condiciona taxas de retorno mais elevadas de forma que o financiamento de novos projetos de investimento se torna mais difícil. Sob outra ótica, os custos de transação são percebidos pelas empresas como riscos mais elevados o que explica a exigência de taxas de retorno mais elevadas.

Nesse contexto, a solução encontrada para o desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em ativos específicos em ambientes liberalizados foi o estabelecimento de estruturas de governança capazes de atenuar as incertezas comportamentais e conseqüentemente capazes de reduzir os custos de transação, como colocado por Williamson:

“Matters change when asset specificity is introduced. Since continuity now matters, increasing the degree of parametric uncertainty makes it more imperative to organize transactions within governance structure that have the capacity to “work things out”. Failure to support transaction-specificity assets with protective governance structures predictably results in costly haggling and maladaptiveness.” (WILLIAMSON [1985] p.79)

### **Seção 1.5 – As Soluções Trazidas pelas Diferentes Estruturas de Governança**

Todos os setores industriais apresentam riscos associados aos novos investimentos. Dessa forma, o objetivo das estruturas de governança não é a eliminação de todas as incertezas associadas ao investimento, mas sim, a homogeneização dos

fatores de riscos através da atenuação das incertezas comportamentais oriundas das elevadas especificidades dos ativos do segmento de transporte de gás natural.

Uma estrutura de governança é definida como uma matriz institucional sobre a qual as transações são definidas (WILLIAMSON [1996], p 378). A escolha da estrutura de governança é influenciada não somente pelas características das transações, mas como também pelos problemas associados às externalidades. Segundo a teoria neo-institucionalista, a escolha da estrutura de governança repousa na comparação das formas de organização possíveis das relações econômicas.

A solução tradicional aos problemas das externalidades é a intervenção de um regulador público onisciente responsável pela aplicação de estruturas de incentivos que levem a um nível ótimo de externalidade. Coase [1959, 1960] refuta o uso sistemático da intervenção pública no controle das externalidades. Para o autor, considerando custos de transação positivos, a regulação pública não se mostra necessariamente superior aos outros mecanismos privados de controle das externalidades. Sendo assim, inúmeras soluções são possíveis para esse problema: a regulamentação pública, a negociação bilateral, o mercado, a integração vertical da produção e a gestão centralizada por uma terceira parte (COASE [1960], WILLIAMSON [1985], GLACHANT [2002a,b]).

Williamson [1991 e 2005] distingue três tipos de estrutura de governança: o mercado, as formas híbridas e a hierarquia (integração vertical). A governança de mercado se dá quando as especificidades dos ativos associadas às transações e a frequência destas são reduzidas. No outro extremo, quando as especificidades dos ativos e a frequência das transações são elevadas a estrutura de governança que mais se alinha aos atributos das transações é a hierarquia. As formas híbridas são as estruturas de governança intermediárias entre o mercado e a integração vertical.

Tabela 2 – Atributos das Estruturas de Governança

Atributos		Estrutura de Governança		
		Mercado	Híbrida	Hierarquia
Instrumentos	Intensidade dos Incentivos	++	+	0
	Controle Administrativo	0	+	++
Adaptação	Autonomia	++	+	0
	Cooperativa	0	+	++
Regime Contratual		Clássico	Neo-Clássico	Subordinação

++ = forte, + = médio, 0 = inexistente

Fonte: WILLIAMSON [1991], p 281

Cada estrutura de governança se distingue pela intensidade dos incentivos à eficiência, pelos controles administrativos, pelo tipo de adaptação e pelo regime contratual. Segundo a teoria dos custos de transação, a adaptação é o problema econômico central. As incertezas inerentes ao processo econômico impõem aos agentes o desenvolvimento de mecanismos de ajustes autônomos ou cooperativos. Sendo assim, de acordo com o grau de incerteza característico de um tipo específico de transação, os agentes econômicos utilizam diferentes mecanismos de adaptação: uma adaptação autônoma, onde o sistema de preço é suficiente para coordenar as ações dos agentes; uma adaptação cooperativa, na qual os agentes devem coordenar de forma conjunta suas respostas, ou ainda uma combinação de adaptação autônoma e adaptação coordenada (WILLIAMSON [1991]). Dessa forma, dada a incompletude dos contratos, a coordenação *ex post* dos agentes deve se basear em uma estrutura de governança que defina os direitos de propriedades de cada agente e que garanta a execução, o respeito e a supervisão dos acordos mútuos (WILLIAMSON [1985, 1996], BRUSSEAU & GLACHANT [2000, 2002], FARÈS & SAUSSIÈRE [2002]).



A intensidade dos incentivos à eficiência e o controle administrativo se opõem aos mecanismos de adaptação. O mercado possui fortes incentivos a eficiência uma vez que a autonomia das partes implica que cada agente assuma diretamente as conseqüências de suas ações. No caso das estruturas de governanças hierárquicas, os incentivos a eficiência são baixos embora a coordenação das ações seja garantida pelos mecanismos de controle internos à firma (WILLIAMSON [1985, 1991a]).

Os regimes contratuais podem ser divididos em três tipos de contratos. Os contratos clássicos se aplicam as transações discretas onde a realização das transações independe da identidade das partes uma vez que não existe relação de dependência entre os agentes (baixa especificidade dos ativos). Os contratos neoclássicos estabelecem uma relação de dependência entre as partes embora estas se mantenham autônomas. Nesse caso, a identidade das partes é importante na manutenção da relação estabelecida. Uma vez estabelecida uma relação de dependência entre as partes (elevada especificidade dos ativos) e partindo da hipótese de que os contratos são incompletos faz-se necessária uma estrutura de governança capaz de reduzir os custos de transação da aplicação dos mecanismos de adaptação. Em ambos os casos pressupõem-se a existência de incertezas futuras embora no caso do mercado a coordenação das adaptações individuais a essas incertezas dependam apenas dos mecanismos de preços. Por fim, os contratos de subordinação são aqueles aplicados às estruturas hierárquicas de coordenação.

### **Seção 1.5.1 – Governança via Mercado**

A estrutura de governança de mercado é caracterizada por fortes incentivos a eficiência e por mecanismos de adaptação autônomos. A identidade das partes não é

importante para a realização das transações que não envolvem ativos específicos. Em geral essas transações discretas não exigem estruturas de controle particulares, sendo os conflitos existentes entre as partes resolvidos por tribunais ordinários (MACNEIL [1974, 1978]).

As indústrias a onde os produtos e serviços são padronizados e a onde as transações acontecem com certa frequência são regidas geralmente pela estrutura de governança de mercado. Nesse caso, pouco ou nenhum esforço é feito para se manter a relação contratual uma vez que o custo de estabelecimento de novos laços contratuais é desprezível.

### **Seção 1.5.2 – Hierarquia (Integração Vertical)**

As estruturas de governanças hierárquicas caracterizam-se por baixos incentivos a eficiência e um elevado controle administrativo da produção em função da elevada especificidade dos ativos. Em função da relação de dependência entre as partes, as ações de adaptação às perturbações imprevistas devem ser coordenadas. Sendo assim, a identidade das partes é importante para a realização das transações. A resolução dos conflitos é realizada segundo o princípio da subordinação ao interior da firma.

A vantagem da integração vertical é que a adaptação às mudanças imprevistas pode ser feita de forma seqüencial sem a necessidade de consultar, completar ou revisar os acordos entre firmas já que a produção é organizada integralmente dentro de uma única estrutura produtiva. Nessa estrutura de organização da produção, a identidade única das diferentes transações facilita a maximização conjunta dos lucros. As respostas de preço são mais imediatas e mais completas do que em estruturas não hierarquizadas.

### Seção 1.5.3 – Estruturas de Governança Híbridas

Entre os dois extremos, as formas de governança híbridas caracterizam-se por estímulos semi-forte à eficiência e pela necessidade de mecanismos de controle sobre a execução das transações. Ménard [2004 e 2005] considera as formas híbridas como uma classe particular de estruturas de governança com características próprias. Embora as formas híbridas correspondam a uma variedade de acordos mútuos entre entidades autônomas, Ménard [2004] reconhece três tipos distintos de estruturas de governanças híbridas: a propriedade comum dos recursos; a contratualização e as pressões concorrenciais.

Em função da relação de dependência existente (especificidade dos ativos) entre as partes, as estruturas de governança híbridas objetivam a manutenção das relações contratuais através da aplicação de mecanismos de controle recíprocos e de mecanismos de resolução de conflitos a fim de reduzir e evitar comportamentos oportunistas. Ademais, essas estruturas híbridas devem igualmente permitir certo grau de flexibilidade de adaptação conjunta às situações futuras e imprevistas (incertezas).

O segmento de transporte de gás natural, com exceção dos monopólios públicos integrados, exige, de forma geral, um tipo específico de estrutura de governança híbrida: governança trilateral. As transações relacionadas ao serviço de transporte de gás caracterizam-se por uma elevada dependência assimétrica (especificidade de ativos somada ao comportamento oportunista dos agentes) entre os agentes e por um elevado grau de incerteza. Os contratos de transporte<sup>21</sup>, em função das características das

---

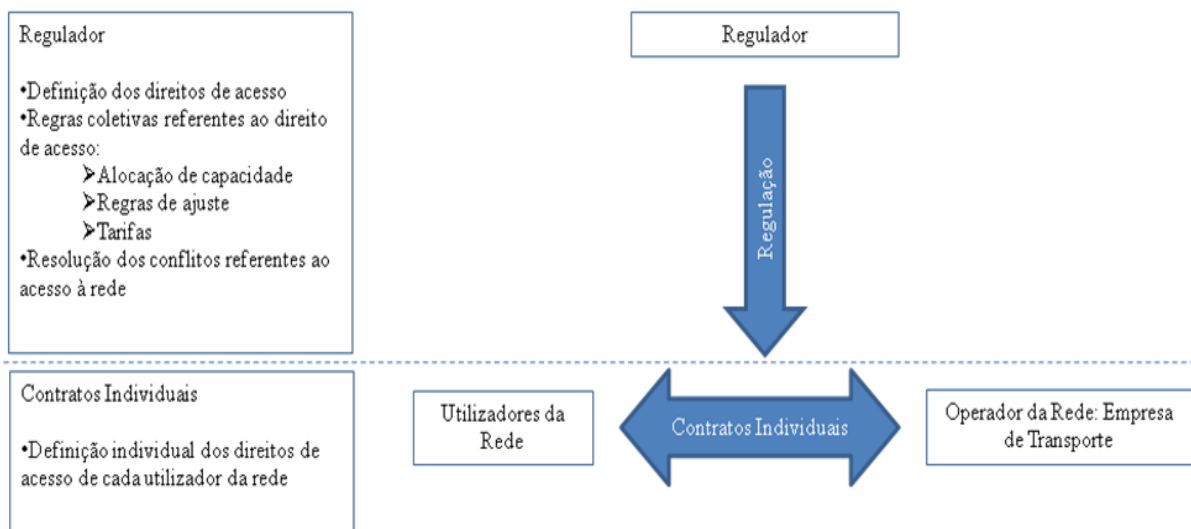
<sup>21</sup> Contratos incompletos.

transações do segmento, devem ser completados por mecanismos de coordenação sequenciais que garantam a adaptação e o controle *ex post* dos contratos iniciais. Essa contratualização enquadra-se no arcabouço institucional que define as regras de acesso e os direitos de propriedades relacionados à capacidade de transporte.

Em um mercado de transporte de gás liberalizado, a estrutura de governança adequada corresponde à forma híbrida específica desenvolvida por Williamson [1991]: um contrato neoclássico que agrega características de estímulo ao investimento, estruturas hierárquicas de controle, mecanismos de adaptação autônomos e mecanismos de adaptação coordenados.

Os utilizadores da rede (carregadores) operam em concorrência uns com os outros embora, em função dos problemas de externalidades e de controle e da necessidade de utilização de uma infraestrutura básica, eles são obrigados a se coordenarem. Por sua vez, a infraestrutura física de transporte é operada por um agente especializado responsável pelo adequado funcionamento da rede e com um poder de decisão e de controle superior à dos carregadores. Dessa forma, a elevada assimetria de informação e de poder de decisão entre o operador e os carregadores associada à incompletude dos contratos, ao comportamento oportunista dos agentes e as incertezas exigem a intervenção e o monitoramento de uma terceira parte autônoma: o regulador. A figura 3 mostra o esquema de funcionamento de uma estrutura de governança trilateral.

Figura 3 – Governança Trilateral do Segmento de Transporte de Gás Natural



Fonte: Elaboração Própria

Em uma estrutura de governança do tipo trilateral, embora os contratos sejam firmados entre cada utilizador individual e a empresa de transporte, é o regulador que define as modalidades de acesso à rede (alocação primária de capacidade, regras do mercado secundário, regras de ajuste e tarifação). A resolução de conflitos associados à incompletude dos contratos cabe também ao regulador que tem como objetivo reduzir os custos de transação associados às incertezas comportamentais e a elevada especificidade das transações de transporte de gás natural.

### Seção 1.6 – Conclusão

O presente capítulo tentou explicar as principais barreiras ao investimento em dutos de transporte de gás natural. A elevada especificidade dos ativos explica a partir

das hipóteses comportamentais neo-institucionalistas, os elevados custos de transação associados a esses investimentos.

Nesse contexto, os custos de transação associados às incertezas comportamentais funcionam, em ambientes liberalizados, como importantes barreiras ao investimento. Resolvido tradicionalmente pela integração vertical da cadeia produtiva, essas restrições objetivas de incerteza começaram, após as reformas liberalizantes da indústria, a ameaçar a expansão da rede e consequentemente a segurança de abastecimento dos países com elevada participação do gás natural na matriz energética.

Nesse sentido, não é difícil perceber que a relação de dependência assimétrica entre os agentes do segmento de transporte de gás natural exige uma estrutura de governança capaz de reduzir as incertezas contratuais, estimulando novos investimentos em dutos de transporte. Sendo assim, o objetivo do próximo capítulo é explicar a importância das estruturas de governança, em particular da estrutura trilateral, na dinâmica de funcionamento dos diferentes mercados do segmento de transporte de Gás Natural.

## **CAPÍTULO 2 - A importância da Regulação em um Novo Contexto Competitivo do Segmento de Transporte de Gás Natural**

### **Seção 2.1 – Introdução**

O objetivo principal desse capítulo é explicar a importância da governança trilateral, mais precisamente dos diferentes arcabouços regulatórios associados a este modelo de governança, no desenvolvimento de estruturas de incentivos ao investimento em infraestrutura de transporte de gás natural em um ambiente liberalizado.

No primeiro capítulo, mostrou-se como as características das transações no segmento de transporte de gás natural podem afetar as decisões de investimentos dos agentes. Verificou-se, assim, que as elevadas especificidades dos ativos de transporte e as incertezas comportamentais exigem o desenvolvimento de estruturas de governanças capazes de minimizar os custos de monitoramento, adaptação e correção dos contratos de capacidade.

Segundo Helm e Jenkinson [1998], a estrutura de governança de mercado é capaz de reduzir as incertezas e os custos de transação associados ao processo de liberalização e abertura das indústrias de utilidade pública. Contudo, em países com reduzido grau de maturidade da rede de transporte, a passagem de estruturas verticalmente integradas para estruturas liberalizadas não é suficiente para desenvolver os mecanismos de mercado necessários para a redução dos custos de transação associados aos contratos de capacidade.

Nesse sentido, a definição clara dos direitos de propriedades<sup>22</sup>, necessária para o perfeito funcionamento dos mercados de capacidade de transporte, e a redução das incertezas associadas aos contratos envolvendo ativos específicos exigem a intervenção de uma terceira parte autônoma. Dessa forma, a primeira preocupação desse capítulo é mostrar que, em países com reduzido grau de maturidade da rede de transporte, a liberalização da indústria possui um efeito negativo sobre os custos de transação. Assim, a seção 2.2 irá mostrar que o desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos depende da adoção de uma estrutura de governança trilateral.

Na seção 2.3, será analisado como o desenvolvimento de um mercado competitivo de capacidade de transporte, embora aumente os estímulos ao ganho de eficiência no setor, cria novas barreiras ao investimento em novos dutos de transporte. Nesse sentido, mostrar-se-á como a passagem de uma organização integrada da produção para uma organização competitiva cria novas demandas regulatórias, exigindo um esforço de adaptação e inovação dos órgãos reguladores.

O espaço de atuação do órgão regulador, por sua vez, é delimitado pelo conjunto de atributos regulatórios que definem onde e como as entidades regulatórias podem intervir na organização e no funcionamento dos mercados de transporte de gás natural, o que será melhor analisado na seção 2.4 desse capítulo.

Por fim, o capítulo conclui sua análise fazendo uma síntese dos efeitos das estruturas regulatórias sobre o investimento. Nesse sentido, buscar-se-á entender como a adoção de certas práticas regulatórias é capaz de reduzir ou aumentar as incertezas, ou de forma indireta, os custos de transação no segmento de transporte de gás natural.

---

<sup>22</sup> Segundo Varian [1994] a definição clara dos direitos de propriedades é essencial para o desenvolvimento de qualquer mercado, principalmente para o desenvolvimento de mercados para as externalidades.



## **Seção 2.2 – A Indústria de Gás Natural: um Caso Típico de Governança Trilateral**

A indústria de gás natural desenvolveu-se sustentada na regulação de suas atividades. Em suas fases iniciais, a integração vertical de seus segmentos resumia o problema do órgão regulador ao controle do poder de mercado dos segmentos de monopólio natural através da regulação tarifária. Segundo Estrada et al. [ALMEIDA 2000a p.5], o monopólio é a estrutura organizacional tradicionalmente utilizada para desenvolver a indústria de gás natural em suas fases iniciais já que contribui para a redução dos custos de transação.

Após a abertura e desverticalização da indústria, a busca pela eficiência econômica tornou-se um problema mais complexo para os órgãos de regulação exigindo o desenvolvimento de novos mecanismos regulatórios capazes de reduzir os custos de transação associados aos investimentos, principalmente nos segmentos de transporte e distribuição. Segundo Newberry [2000], o novo padrão de concorrência da indústria de gás natural redefiniu os regimes regulatórios historicamente usados na indústria.

Como se analisou no capítulo 1, as características das transações no mercado de capacidade de transporte condicionam importantes problemas de coordenação entre os agentes. Em outras palavras, as elevadas especificidades dos ativos de transporte criam uma forte relação de dependência entre os investimentos nos diferentes segmentos. Enquanto as decisões de investimento ocorrem de forma integrada os problemas de coordenação mostram-se irrelevantes na determinação da taxa de crescimento da indústria.

“É, portanto, crítica a alta interdependência entre os diferentes segmentos da cadeia do GN: as decisões de investimento em um dos segmentos só se viabilizam em concomitância às decisões de investimento nos outros segmentos da cadeia.” (ALVEAL [2002] p.9)

Em uma estrutura verticalmente integrada, os mecanismos externos de incentivo aos investimentos são desnecessários uma vez que o próprio *market design*<sup>23</sup> da indústria fornece as garantias necessárias para a realização dos investimentos. Com a abertura da indústria de gás natural e a consequente separação dos diferentes segmentos em mercados distintos, as estruturas externas de incentivo ao investimento começaram a se tornar cada vez mais importantes uma vez as transações que antes ocorriam internamente às empresas passaram a ocorrer externamente. Sendo assim, a abertura do mercado de capacidade de transporte fez das especificidades dos ativos, dos contratos incompletos e dos comportamentos oportunistas importantes fonte de incertezas evidenciada pelo elevado custo de transação associado ao investimento em ativos de transporte.

“This circumstance generates substantial risks for investors and it increases gas companies’ transaction costs. In order to provide open access to the network and to introduce competition, infant markets require new and innovative regulation framework.” (ALMEIDA [2000] p.6)

Nesse sentido, em um ambiente liberalizado, não só o controle dos preços de monopólio, mas também a redução das externalidades e dos riscos oriundos das incertezas comportamentais fazem parte do escopo de atuação do órgão regulador. Desse modo, a adoção do livre acesso aos dutos de transporte assim como a separação

---

<sup>23</sup> *Market Design* é o termo em inglês utilizado para definir a estrutura da indústria. As estruturas verticalmente integradas são exemplos de um tipo de *market design*.

dos direitos de propriedades exigem o desenvolvimento de mecanismos regulatórios capazes de reduzir as incertezas e, conseqüentemente, os custos de transação que surgem com a adoção desses mecanismos competitivos.

Segundo Williamson [1985], a criação de estruturas de governança que atenuem o oportunismo e, dessa forma, estimulem a confiança dos agentes é evidentemente necessária. Crocker [1996] enfatiza que as transações envolvendo ativos específicos determinam estruturas contratuais complexas. A complexidade contratual e as incertezas associadas ao longo prazo fazem da regulação a estrutura de governança mais adequada.

Pode-se concluir que o livre funcionamento do mercado mostra-se incapaz de solucionar os problemas de coordenação dos investimentos em função dos elevados custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte de gás natural. Os sinais de preço são insuficientes na determinação da alocação eficiente dos recursos em novos gasodutos de forma que, na ausência de mecanismos regulatórios específicos, a falta de investimento em infraestrutura de transporte pode representar importantes barreiras ao desenvolvimento da indústria de gás natural como um todo.

Nesse contexto, as estruturas de governança trilaterais, mais especificamente a regulação, mostram-se como a forma de organização que melhor desempenha o papel de compatibilização dos investimentos com o desenvolvimento da competição no segmento de transporte de gás em países com reduzido grau de maturidade da rede de transporte.

## **Seção 2.3 – Abertura do Segmento de Transporte de Gás Natural e as Novas Demandas Regulatórias**

O principal objetivo desta seção é mostrar como o surgimento de um mercado de capacidade de transporte exige o desenvolvimento de novos mecanismos regulatórios. Embora a demanda pelos serviços de transporte de gás natural seja determinada por fatores que independem do grau de liberalização da indústria, a abertura do segmento de transporte à competição explica as mudanças nas formas de organização da comercialização desses serviços. Nesse sentido, a seção começa caracterizando o serviço de transporte de gás natural e analisando os fatores que afetam a sua demanda.

Em seguida, a seção mostra como a passagem de um modelo de integração vertical para um modelo liberalizado exigiu o desenvolvimento de novos mecanismos regulatórios capazes de organizar as diferentes formas de comercialização dos serviços de transporte.

Na terceira parte da seção, será analisada a importância da regulação na criação e ordenação dos diferentes mercados de capacidades. Por fim, a quarta parte dessa seção analisa a importância da regulação no desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em ativos de transporte de gás natural.

### **Seção 2.3.1 – A Demanda pelos Serviços de Transporte**

O serviço de transporte de gás natural corresponde, de fato, ao conjunto dos serviços necessários à manutenção do equilíbrio dos fluxos físico de gás natural dos pontos de produção ou importação até os pontos de consumo. Nesse sentido, pode-se

dividir o serviço de transporte em dois grupos: serviço de acesso e serviços auxiliares. Essa distinção aparece no código de boas práticas de acesso de terceiros à rede de transporte (*Guidelines for Good Third Party Access practice*) publicado na conclusão do sétimo Fórum de Madri<sup>24</sup>.

Os serviços de base são aqueles que permitem aos utilizadores da rede ter acesso à infraestrutura de transporte. Os serviços auxiliares, por sua vez, se referem à manutenção do equilíbrio do fluxo de gás dentro do sistema. Em outras palavras, os serviços auxiliares são aqueles que permitem o ajuste dos carregadores individuais e do próprio operador às situações imprevistas de demanda.

Segundo Condognet [2006], a variedade e a forma de organização da oferta de gás afeta a capacidade de adaptação dos carregadores. De acordo com o autor, cada utilizador da rede possui uma demanda própria pelos serviços de transporte. Esta demanda, por sua vez, depende de diferentes fatores. Entre estes fatores pode-se destacar a demanda dos consumidores finais, as condições de injeção e retirada e o grau de desenvolvimento dos serviços de estocagem. Todos estes fatores afetam diretamente as necessidades de adaptação de cada utilizador da rede.

Com a liberalização do mercado final de gás natural, principalmente do mercado dos grandes consumidores, intensificaram-se as transações de troca de propriedade do gás entre os diferentes carregadores. O aumento do número de transações de *commodity*, por sua vez, exigiu uma maior flexibilidade dos mercados de capacidade de transporte. Em outras palavras, a venda e compra de gás no mercado de *commodity* precisou ser acompanhada pela venda e compra de capacidade no mercado de transporte.

---

<sup>24</sup> No continente europeu muitos dos agentes envolvidos no transporte de gás natural ainda operam segundo as boas praticas do Fórum de Madrid que aconteceu em 2003.

A expansão das transações envolvendo a venda e compra de gás natural após a abertura do mercado final está relacionada, principalmente, com a elasticidade preço da demanda dos setores industrial e térmico uma vez que os setores residencial e comercial respondem muito pouco às variações de preço. Segundo Esnault [2000], o consumo de gás natural interruptível dos clientes industriais, que possuem uma gama de fontes de energia disponíveis, será dependente da competitividade do gás em relação às outras fontes de energia.

O segundo fator a influenciar a demanda pelos serviços de transporte são as condições de injeção e retirada de gás natural. A injeção de gás na rede de transporte pode ser feita a partir de diferentes localizações: conexão direta com as jazidas produtoras, terminais de regaseificação, sítios de estocagens ou interconexões com outras redes de transporte. Dessa forma, a demanda pelos serviços de transporte é influenciada pelos limites físicos dos pontos de injeção. Em outros termos, mesmo havendo ociosidade nos dutos, a demanda por capacidade de transporte dos agentes pode não ser satisfeita em função da congestão dos pontos de injeção e retirada de gás natural.

Se as características técnicas das interconexões influenciam o uso da rede pelos carregadores, as características dos contratos de capacidade são igualmente um fator determinante das condições de injeção e retirada. O desenvolvimento do mercado de GNL vem aumentando a participação dos contratos de curto prazo no mercado de *commodity*. Nesse novo cenário, os contratos de longo prazo passaram a coexistir com os contratos de curto prazo de gás natural (NEUMANN & VON HIRSCHHAUSEN [2004]).

A flexibilidade trazida pelos contratos de curto prazo, embora reduza a especificidade dos ativos de transporte, aumenta os riscos de mercado e as possíveis oscilações na demanda pelos serviços de transporte (COLOMER [2009]). Nesse sentido, em períodos de pico de consumo, o crescimento da demanda dos terminais de regaseificação pelos serviços de transporte pode criar problemas de congestão nos pontos de entrada, principalmente em países carentes de ativos de estocagem onde o GNL desempenha um importante papel no equilíbrio das flutuações da demanda.

O terceiro fator capaz de afetar a demanda por transporte é a acessibilidade aos terminais de estocagem<sup>25</sup> ligados à rede. Os terminais de estocagem são ao mesmo tempo um ponto de entrada e saída de gás, o que explica sua importância no equilíbrio da rede.

Em outras palavras, em períodos de excesso de demanda por gás, os terminais de estocagem funcionam como ponto de injeção, ao passo que nos períodos de excesso de oferta de gás, os terminais de estocagem passam a operar como pontos de retirada. Dessa forma, os ativos de estocagem desempenham um importante papel na gestão dos desequilíbrios diários e sazonais do consumo de gás. Como consequência, os ativos de estocagem desempenham um importante papel na demanda pelos serviços de transporte definindo não só os volumes a serem transportados como também a direção do fluxo de gás na rede.

Embora a demanda pelos serviços de transporte seja afetada por fatores estruturais que independem do grau de liberalização, a abertura dos mercados de gás natural vem modificando a dinâmica de comercialização dos serviços de capacidade.

---

<sup>25</sup> O gás natural pode ser estocado em reservatórios subterrâneos (campos de gás e petróleo extintos, cavernas de sal e lençóis aquíferos) ou em tanques de aço.

Cada vez mais, os sinais de preço desempenham um papel importante na determinação da demanda de transporte de gás natural.

### Seção 2.3.2 – Liberalização da Indústria de Gás Natural e as Novas Demandas Regulatórias

A passagem das estruturas verticalmente integradas para as estruturas competitivas modificou profundamente as características das transações dentro da indústria de gás natural. Se por um lado a venda casada do gás e dos serviços de transporte através dos monopólios regionais integrados (*utility*) apresentava um reduzido custo de transação, a falta de competição, característica dos modelos de integração vertical, definia reduzidos estímulos ao ganho de eficiência do setor.

“Moreover, in the absence of competition, firms or managers are not easily induced to pursue economic welfare. Aside from efficiency losses due to monopoly, when firms (or managers) do not have residual rights, they have little incentive to produce goods or services efficiently.”  
(GUASCH e SPILLER [1999] p.187)

Com a abertura da indústria e a introdução de elementos competitivos em todos os segmentos, essas características se modificaram. O aumento do número de agentes e a desregulamentação dos preços estimularam os ganhos de eficiência, embora o livre acesso e a separação do direito de propriedade do gás do direito de propriedade da capacidade de transporte tenham aumentado consideravelmente os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte.



“As countries have deregulated prices and lowered entry barriers in the natural gas industry, many new markets participants have emerged, promoting competition in the newly created markets. The increased competition has benefited everyone through more efficient pricing and greater choice among natural gas contracts.” (JURIS [1998] p.1)

Nesse contexto, o objetivo dessa seção é mostrar como a passagem de um modelo verticalmente integrado para um modelo competitivo exigiu o desenvolvimento de novos mecanismos regulatórios capazes de reduzir os elevados custos de transação, principalmente no segmento de transporte. Os novos mecanismos regulatórios demandados pelos novos padrões de competição da indústria de gás natural podem ser divididos em dois grupos de acordo com seus objetivos.

O primeiro objetivo da regulação na indústria de gás é o aumento da eficiência alocativa e o controle do poder de mercado dos setores caracterizados por estruturas de monopólio natural através da implementação de mecanismos competitivos em todos os segmentos da cadeia. O segundo objetivo da regulação está associado diretamente às características específicas dos investimentos nos setores de infraestrutura (transporte e distribuição). Como se analisou anteriormente, a introdução de elementos competitivos na indústria de gás natural aumentou os custos de transação nos segmentos caracterizados por elevadas especificidades de ativos, como transporte e distribuição. Nesse sentido, o segundo tipo de regulação demandada pelos novos padrões de competição da indústria de gás tem como objetivo o desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento.

Segundo Juris [1998], a passagem dos modelos de integração vertical para os modelos competitivos seguem quatro etapas: integração vertical; competição na produção de gás natural; livre acesso e competição entre os grandes consumidores; e separação das atividades e competição na comercialização.

Embora seja possível dividir o processo de abertura da indústria de gás natural nessas quatro etapas, deve-se atentar para o fato que a desverticalização da indústria de gás não é um processo simétrico. Assim, embora teoricamente essa separação ajude a atender melhor a dinâmica da abertura, na prática os países não a seguem ao pé da letra. Nesse sentido, pode-se encontrar situações onde a competição na produção e a adoção do livre acesso ocorreram de forma simultânea, ou mesmo situações a onde, apesar da competição da produção e do livre acesso, o mercado não é aberto aos grandes consumidores. Assim, a separação do processo de “evolução” da indústria de gás natural em quatro etapas apresenta uma função meramente didática de explicação das mudanças nas demandas regulatória que o processo de abertura desencadeia.

#### Etapa 1: Estruturas Verticalmente Integradas

Em estruturas verticalmente integradas, a posição monopolista das empresas exige que os preços sejam regulados de forma a evitar que o poder de mercado seja usado de forma abusiva. A principal preocupação do regulador, nesse caso, é garantir que sejam cobradas tarifas justas tanto para os consumidores quanto para as empresas. Nesse sentido, a regulação de monopólios verticalmente integrados resume-se, basicamente, a regulação tarifária e da qualidade dos serviços prestados.

“An integrated gas utility is usually heavily regulated because of its monopoly position in the retail market. The regulatory agency typically uses rate-of-return or price cap regulation to promote economic efficiency and restrict the utility's market power.” (JURIS [1998] p.9)

No que se refere às estruturas de incentivo ao investimento, a internalização das diferentes transações existentes na indústria de gás natural dentro da *utility* fornece as garantias necessárias para o investimento em ativos com elevadas especificidades. Em outras palavras, a integração vertical reduz os custos de transação associados aos contratos implícitos de capacidade de transporte garantindo a rentabilidade dos investimentos em novos gasodutos. Nesse sentido, no que diz respeito aos incentivos ao investimento, a única preocupação do regulador é definir uma metodologia tarifária que permita o retorno sobre os investimentos realizados em ativos de transporte.

#### Etapa 2: Separação da Produção

O primeiro passo a caminho do desenvolvimento de um mercado competitivo de gás se dá com a separação do segmento de produção do restante da indústria introduzindo a competição entre os produtores. Nesse modelo de negócio, as transações entre produtores e a *utility* dão origem a um mercado atacadista para o gás natural e o papel da regulação passa a ser o controle do poder de mercado da *utility* relativo tanto aos consumidores finais quanto aos produtores. Nesse modelo, a principal ferramenta regulatória utilizada pelos órgãos reguladores continua sendo a regulação tarifária.

Em relação à regulação do investimento, a separação do segmento de produção do restante das atividades da *utility* não acarreta o aumento dos custos de transação no segmento de transporte, uma vez que a atividade de transporte e venda de gás continuam sendo exercidas através de monopólios integrados. Assim, nessa fase de liberalização da indústria de gás natural, a única preocupação do regulador em relação ao desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento continua sendo a

definição de uma metodologia tarifária que permita o retorno sobre os investimentos realizados em ativos de transporte.

### Etapa 3: Adoção do livre acesso e abertura do mercado dos grandes consumidores

A posição monopolística da *utility* pode comprometer a transferência dos ganhos de eficiência da produção para os consumidores finais. Sendo assim, o segundo passo em direção ao desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural ocorre com a abertura do segmento de transporte e distribuição à competição.

“Care should be exercised to prevent market foreclosure, which is a commercial practice that reduces the buyer’s access to a supplier’s (upstream foreclosure), or limit the supplier’s access to a buyer (downstream foreclosure). The exclusion of trading partners or the reduction of competitions among these partners may serve to exploit monopoly power.” (GUASCH e SPILLER [1999] p.188)

A adoção do livre acesso de terceiros aos dutos de transporte separa a atividade de venda de gás da venda de capacidade de transporte. Nesse modelo, a *utility* oferece dois tipos de serviços: fornecimento de gás natural aos consumidores finais e fornecimento dos serviços de transporte aos grandes consumidores e a outros agentes capazes de negociar, independentemente, seus contratos no mercado atacadista de gás.

A adoção do livre acesso, embora promova a eficiência no mercado atacadista de gás natural, dá origem a importantes externalidades. A utilização da rede por carregadores independentes limita a capacidade de coordenação do fluxo físico de gás natural pela empresa transportadora ameaçando todo o equilíbrio da rede. Em outras palavras, o aumento do número de transações e de agentes, assim como a redução do

poder discricionário da empresa de transporte, aumenta os riscos de congestão e ociosidade ameaçando o equilíbrio físico da rede e deixando as empresas transportadoras vulneráveis ao comportamento oportunista dos carregadores.

Segundo Condognet [2006], as características das transações do acesso de terceiros e a característica espaço-temporal do serviço de transporte de gás natural intensificam os problemas de coordenação individual e coletiva. Assim, a desverticalização e abertura da indústria de gás natural exigem que a *utility* disponha de mecanismos de controles capazes de assegurar o equilíbrio físico da malha de transporte.

Nessa etapa de desenvolvimento, surgem novas demandas regulatórias de forma que o regulador passa a desempenhar três importantes funções: controle do poder de mercado das empresas transportadoras, estímulo a competição no mercado atacadista e redução dos custos de transação e das incertezas associadas ao comportamento dos carregadores. Nesse contexto, não só a regulação tarifária mostra-se importante no controle do poder de mercado das empresas transportadoras como também a regulação das condições de acesso aos dutos de transporte mostram-se fundamental na promoção da competição e no desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento.

#### Etapa 4: Separação total das atividades e competição na comercialização

A última etapa para o desenvolvimento de um mercado competitivo de transporte se dá pela introdução da separação do direito de propriedade do gás do direito de propriedade da capacidade de transporte. A principal motivação desse tipo de

separação está na habilidade que a empresa transportadora tem em restringir a competição no mercado atacadista através de mecanismos não tarifários.

A separação da propriedade do gás da propriedade da capacidade elimina esse tipo de distorção favorecendo a competição no segmento de transporte de gás natural. O aumento da competição entre os carregadores reduz o *mark-up* no mercado atacadista facilitando a passagem dos ganhos de eficiência da produção para o consumidor final.

“The FERC found that open access was not enough to foster competitive gas markets if pipelines owned the gas that they shipped. It was at this point, in 1992, that the FERC required that pipelines transfer title to their own gas supplies by the time the gas entered the main trunk pipelines.” (MAKHOLM [2007] p.25)

A abertura do mercado final e o incremento da quantidade de agentes no mercado atacadista contribuem para o aumento do número de transações com prazos mais curtos de duração. O desenvolvimento de mercados de curto prazo e *spot*, nesse sentido, colabora para o ganho de eficiência em todos os segmentos. Conforme esses mercados vão se tornando mais líquidos, o preço *spot* aproxima-se do custo marginal do gás natural.

A separação de propriedade exige um equilíbrio simultâneo dos mercados de gás e de capacidade de transporte. Os agentes negociam o gás baseados na disponibilidade de capacidade de transporte e vice-versa. Esse fato exige a criação de um mercado de revenda de capacidade de curto-prazo, onde os carregadores possam balancear suas demandas pelos serviços de transporte de acordo com suas negociações nos mercados de gás. Assim, embora o mercado de transporte seja afetado pelo poder de mercado das empresas transportadoras, o desenvolvimento de um mercado de revenda de capacidade

introduz a competição no mercado de transporte e facilita a alocação eficiente dos contratos.

Nesse modelo, os elevados custos de transação oriundos da separação de propriedade exigem o desenvolvimento de novos mecanismos regulatórios capazes de reduzir os riscos inerentes aos investimentos, principalmente nos segmentos de infraestrutura. Assim, a regulação tarifária, embora continue desempenhando um importante papel no controle do poder de mercado dos setores de monopólio natural, não representa mais a principal ferramenta do órgão regulador. A regulação do acesso de terceiros aos dutos de transporte, a definição clara dos direitos de propriedade, o estabelecimento de regras de funcionamentos dos novos mercados e a atribuição de poderes ao órgão regulador para solução de possíveis litígios passam a representar um importante papel na atividade do órgão regulador.

Percebe-se através da análise do processo de desverticalização da indústria de gás natural, que cada etapa possui diferentes estímulos a competição, diferentes custos de transação e, conseqüentemente, diferentes demandas regulatórias, como pode ser melhor visualizado na tabela 3.

Tabela 3 – Etapas de Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural

Modelos	Estímulo a Competição	Custos de Transação	Regulação
Integração Vertical	Muito Baixo	Muito Baixo	Tarifária (preços de monopólio)
Competição na Produção de Gás Natural	Baixo (Somente na Produção)	Baixo (papel monopsônico da utility)	Tarifária (preços de monopólio e de monopsônio)
Livre Acesso e Competição entre os Grandes Consumidores	Médio (Barreiras tarifárias e não-tarifárias no transporte)	Alto (problemas de coordenação)	<i>Market Design</i> , Regras de Funcionamento do Mercado e Regulação Tarifária
Unbundling e Competição na Comercialização	Alto (Em Toda a Cadeia)	Alto (problemas de coordenação)	<i>Market Design</i> e Regras de Funcionamento do Mercado

Fonte: Elaboração própria

Enquanto no modelo de integração vertical os custos de transação e os estímulos a eficiência mostram-se muito baixos, nos modelos mais competitivos tanto os custos de transação quanto os estímulos a eficiência apresentam um considerável aumento. Nesse sentido, fica claro que, com a liberalização da indústria, o desenvolvimento de mecanismos regulatórios capazes de lidar com os elevados custos de transação passa a desempenhar um importante papel no incentivo ao investimento no segmento de transporte de gás natural.

**Seção 2.3.3 – Regulação para Competição:** A importância da Regulação no desenvolvimento dos Mercados de Capacidade

Segundo Helm e Jenkinson [1998], as dificuldades encontradas na transição de estruturas verticalmente integradas para estruturas competitivas justificam e legitimam a



importância da regulação no desenvolvimento da competição em indústrias de infraestrutura. Os caminhos disponíveis para que o regulador atinja o objetivo da competição são vários, de forma que inúmeros modelos regulatórios podem ser adotados.

O desenvolvimento de um mercado competitivo de capacidade de transporte depende da solução de uma série de questões conceituais uma vez que o segmento de transporte de gás natural apresenta diferentes falhas de mercado<sup>26</sup>. É por esse motivo que a transição de estruturas verticalmente integradas para estruturas competitivas apresenta uma grande complexidade nas indústrias de infraestrutura.

“...privatization also forced the government to develop its new role as regulator of the privatized utilities. It posed two distinct but related problems – how to regulate monopoly, and how to introduced competition.” (HELM [1998] p.preface)

Sendo assim, a definição das condições de acesso de terceiros aos dutos de transporte, o estabelecimento das regras de alocação primária e secundária de capacidade de transporte, a delimitação clara dos diferentes mercados de capacidade, a separação dos direitos de propriedade, a padronização dos contratos, a regulação tarifária dos setores de monopólio natural e o estabelecimento dos regimes de outorga são essenciais para a criação de mercados competitivos de transporte de gás natural.

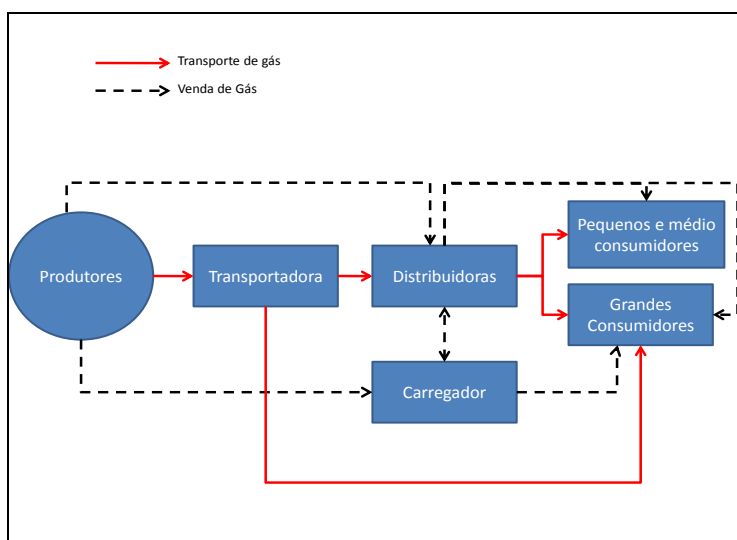
“Natural monopoly in pipeline transportation and distribution calls for economic regulation to prevent the incumbent utility from exercising its market power. (...) Economic regulation employs various mechanisms to regulate the prices of goods and services, the performance of regulated firms, and market entry.” (JURIS [1998] p.7)

---

<sup>26</sup> Externalidade, assimetria de informação entre operador e carregadores e especificidades de ativos.

A abertura e liberalização da indústria de gás natural, analisadas no capítulo 1, deram origem a dois grandes mercados: o mercado de gás natural, que facilitou a comercialização do gás como *commodity*, e o mercado de transporte, que permitiu aos participantes do mercado comercializarem os serviços necessários ao transporte de gás natural pelos gasodutos, como pode ser visto na figura 4. Nesse trabalho será dada ênfase ao desenvolvimento do mercado competitivo dos serviços de transporte, embora tenha ficado claro que seu surgimento está diretamente associado ao desenvolvimento dos mercados de *commodity*.

Figura 4 – Estrutura da Indústria com Separação da Comercialização dos Serviços de Transporte



Fonte: Elaboração própria

O mercado de transporte de gás natural pode ser dividido em mercado primário, mercado secundário e mercado de ajuste, de forma que os contratos de capacidade podem ser agrupados de acordo com a duração, continuidade, volumes e qualidade dos serviços. As várias opções de contratos beneficiam todos os agentes da indústria uma

vez que estes podem escolher o tipo de contrato que melhor se adéqua as suas necessidades. Cada participante da indústria pode, assim, montar um portfólio de contratos que minimizam seus riscos e custos e maximizam seus ganhos.

O desenvolvimento dos diferentes tipos de mercado de capacidade de transporte, contudo, não ocorre de forma espontânea, principalmente em países com reduzido grau de maturidade da indústria de gás natural. Nesse sentido, o papel do regulador na definição e separação dos direitos de propriedade, na regulação e fiscalização das condições de acesso, na regulação das tarifas de transporte, na separação das atividades e na redução das assimetrias de informação é essencial para o desenvolvimento desses mercados, sendo que cada um deles vai possuir sua própria demanda regulatória.

### Mercado Primário de Transporte

O mercado primário de capacidade refere-se à venda de capacidade pelas empresas de transporte aos carregadores iniciais<sup>27</sup>. A estruturação do mercado primário de capacidade vai depender, contudo, da clara definição e separação dos direitos de propriedades da capacidade de transporte. Em cada país, a regulação vigente irá definir os parâmetros que irão determinar as diferentes características das transações no mercado primário de capacidade. De forma geral, o arcabouço regulatório define as regras de alocação, a duração dos contratos, as diferentes modalidades contratuais permitidas (firme, quase-firme, interruptível) e a metodologia tarifária utilizada pelas empresas de transporte.

---

<sup>27</sup> Segundo a lei 11.909 (BRASIL [2009a]), define-se como carregador inicial aquele cuja contratação de capacidade de transporte tenha viabilizado ou contribuído para viabilizar a construção do gasoduto, no todo ou em parte.

O mercado primário de capacidade caracteriza-se pela predominância de contratos de longo prazo com cláusulas de *ship-or-pay*. O elevado volume de capital exigido nas fases iniciais de execução dos projetos de novos gasodutos, o elevado período de retorno do investimento, a elevada especificidade dos ativos e a ociosidade<sup>28</sup> inicial natural ao tipo de investimento exigem o estabelecimento de garantias contratuais. Segundo Williamson [1975], como os serviços de utilidade pública<sup>29</sup> usualmente exigem grandes somas de investimentos em ativos específicos, os contratos de longo prazo são essenciais para evitar comportamentos oportunistas.

De forma geral, a estrutura tarifária dos contratos negociados no mercado primário é composta por uma parcela referente à garantia de uso da capacidade contratada, chamada de tarifa de reserva de capacidade, e por outra referente aos custos de operação do serviço de transporte. A tarifa de reserva objetiva cobrir os custos de investimento devendo ser paga independente do uso da capacidade contratada enquanto a tarifa de operação só é cobrada quando da utilização dos dutos de transporte.

“Long-term contracts give pipeline companies and shippers certainty in demand and supply, and they give pipeline companies the ability to recover their fixed costs through revenues from contracted capacity” (JURIS [1998] p.19)

Segundo Juris [1998], a abertura do mercado final e o aumento da concorrência<sup>30</sup> exigiram das empresas transportadoras o desenvolvimento de serviços de transporte mais flexíveis e competitivos. Nesse sentido, ao lado dos contratos de longo prazo com

---

<sup>28</sup> A grande interdependência entre os diferentes segmentos da indústria de gás natural exige que os investimentos em gasodutos de transporte sejam superdimensionados de forma a atender o crescimento da demanda por transporte durante a vida útil do duto.

<sup>29</sup> Podemos inserir os serviços de transporte e distribuição de gás natural na definição de serviços de utilidade pública.

<sup>30</sup> A venda de capacidade secundária pelos carregadores passou a competir com venda de capacidade primária.

cláusulas de *ship-or-pay*, as empresas de transporte passaram a oferecer contratos de curto e médio prazo mais flexíveis<sup>31</sup>.

As regras tarifárias adotadas pelas empresas de transporte diferenciam-se de acordo com o tipo de contrato. As tarifas dos contratos interruptíveis não apresentam a parcela referente à reserva de capacidade uma vez que o serviço de transporte não é garantido. No caso do serviço quase-firme, além da tarifa volumétrica cobrada nos contratos interruptíveis cobra-se uma tarifa de reserva embora menor do que no caso dos serviços firmes.

#### Mercado Secundário de Transporte

Na seção anterior, mostrou-se que a venda de capacidade primária em regimes contratuais de longo prazo do tipo *ship-or-pay* reduz os riscos de investimento dos transportadores de gás. Contudo, a abertura do mercado final de gás intensificou as transações comerciais de *commodity* exigindo uma maior flexibilidade do mercado de capacidade de transporte.

“The resale of transportation contracts promotes the efficiency of the transportation market and facilitates simultaneous clearing of natural gas and transportation markets.” (JURIS [1998] p. 20)

Nesse sentido, a necessidade de compatibilização das garantias contratuais exigidas pelas empresas de transporte com a flexibilidade demandada pelos carregadores impulsionou o desenvolvimento do mercado secundário de capacidade de transporte. Assim, define-se como mercado secundário, a venda de capacidade de

---

<sup>31</sup> Contratos quase-firmes e os contratos interruptíveis

transporte para qualquer carregador diferente do carregador inicial, seja pela empresa transportadora seja por outros carregadores.

Como se analisou anteriormente, o mercado secundário compete diretamente com a venda de capacidade primária. Ademais, a liberação de parte da capacidade contratada pelos carregadores iniciais permite que a empresa transportadora atue também no mercado secundário. Nesse sentido, o papel privilegiado da empresa transportadora como proprietária da infraestrutura de transporte exige que se definam regras claras de funcionamento do mercado secundário de forma a evitar a adoção de estratégias anti-competitivas por parte das empresas de transporte.

Além das incertezas associadas ao comportamento oportunista das empresas de transporte, outro problema característico do mercado secundário de capacidade é a detenção estratégica da capacidade não utilizada. Uma vez que os carregadores disputam, em muitos casos, os mesmos consumidores finais, a não liberação da capacidade ociosa contratada para potenciais competidores mostra-se uma estratégia de preservação de mercado.

Nesse sentido, a definição de uma estrutura tarifária com uma parcela de reserva ou o estabelecimento de cláusulas de *use-it-or-lose-it*<sup>32</sup> são essenciais para a coerção da detenção anti-competitiva de capacidade de transporte. No caso da tarifa de reserva, há uma penalidade econômica a não liberação da capacidade ociosa. No caso das cláusulas de *use-it-or-lose-it*, o órgão regulador utiliza seu poder de *enforcement* para obrigar a liberação da capacidade ociosa.

As regras de *use-it-or-lose-it* são duramente criticadas uma vez que vão contra ao direito de propriedade dos carregadores. Na ausência de uma proteção dos direitos de

---

<sup>32</sup> As cláusulas de *use-it-or-lose-it* definem que o carregador não possui o direito de propriedade sobre a capacidade de transporte contratada, mas não utilizada, de forma que o transportador possui o direito de revender a capacidade não utilizada para outros carregadores.

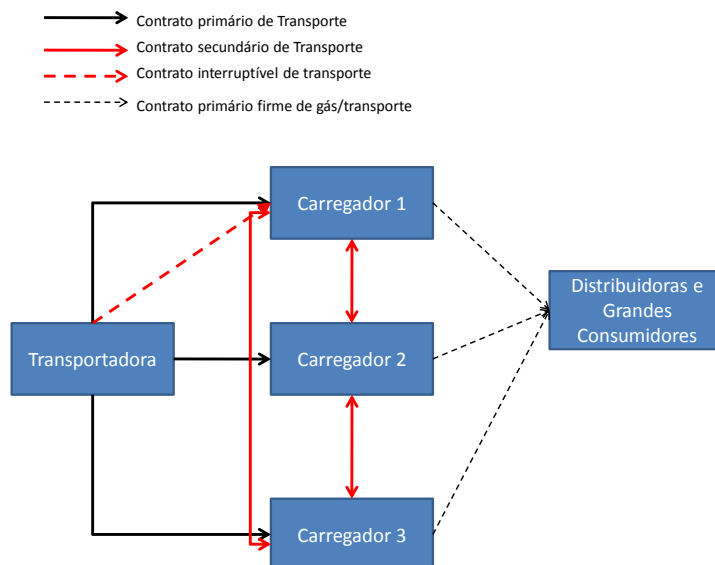
propriedades sobre a capacidade, o desenvolvimento de um mercado de revenda dos serviços de transporte fica comprometido. Isso porque as regras do tipo *use-it-or-lose-it* limitam a habilidade dos carregadores em auferir renda a partir do seu direito de propriedade sobre a capacidade contratada. Coase [1960] argumenta que se os direitos de propriedades não forem claramente estabelecidos, as partes não possuirão incentivos para negociarem.

“If transportation contracts do not establish property rights, they cannot be traded, and the secondary market does not exist, at least officially. (...) This is the worst possible case because the potential benefits of capacity resale are not realized.” (JURIS [1998] p.20)

O mercado secundário de capacidade de transporte exerce um importante papel na conciliação entre as estruturas de incentivo ao investimento (contratos de longo prazo com cláusulas que garantam o retorno do capital investido) e os mecanismos competitivos (livre acesso de terceiros aos dutos, separação dos direitos de propriedades e as *commodities clauses*).

A figura 5 mostra a dinâmica de funcionamento dos mercados primários e secundários de capacidade. De forma resumida, as regras de alocação primária da capacidade de transporte dos dutos vão dar origem ao mercado primário da capacidade. Por sua vez, as regras do mercado de revenda da capacidade primária vão dar origem ao mercado secundário de capacidade.

Figura 5 – Os Mercados de Transporte em Ambiente Liberalizado



Fonte: Elaboração própria

### Mercado de Ajuste

A separação dos direitos de propriedade e a definição do direito de acesso às redes de transporte criam importantes problemas de coordenação para o operador do sistema. Quando a propriedade do gás e da capacidade de transporte é exercida pelos mesmos agentes, a gestão dos fluxos de entrada e saída é feita de forma integrada. Contudo, quando se separa a figura do operador da figura do carregador surgem importantes problemas relacionados ao equilíbrio do fluxo de gás na rede.

Segundo (CEER [2003]), quando existem muitos usuários da rede de transporte, o equilíbrio do fluxo de gás torna-se uma questão importante em razão das externalidades existentes entre os usuários e os problemas potenciais associados à passagem “clandestina” de gás.



Como visto anteriormente, no processo de alocação primária da capacidade, cada carregador reserva um volume de capacidade de transporte por um período longo de tempo, que pode variar de um a cinquenta anos. Sendo assim, os contratos primários de capacidade garantem um direito de propriedade sobre uma determinada capacidade de transporte por um determinado período de tempo. Contudo, a imprevisibilidade da demanda e a abertura do mercado final de gás afetam a capacidade dos carregadores em preverem sua real necessidade diária de capacidade de transporte. As oscilações na demanda pelos serviços de transporte exigem que cada carregador ajuste constantemente suas posições junto ao operador do sistema.

Sendo assim, determina-se um período de equilíbrio, onde se pressupõem que a capacidade de previsão da demanda seja maior. Cada carregador informa ao operador do sistema o volume de capacidade que espera efetivamente utilizar (processo de nominação da capacidade) nesse período. Após o recebimento de todas as intenções de utilização da rede, o operador efetiva a nominação da capacidade disponível para cada carregador (que não necessariamente é igual à desejada pelos carregadores) de acordo com a capacidade máxima de transporte da rede e de acordo com a capacidade reservada inicialmente por cada carregador.

Após a nominação, o operador mede a real utilização da capacidade de cada carregador verificando possíveis diferenças entre as quantidades nomeadas e as quantidades utilizadas. O operador da rede, em sua função de garantir a segurança do fluxo de gás previamente nomeado, exige que os desequilíbrios individuais sejam reequilibrados através da troca entre os carregadores. Esse processo de ajuste das posições pode ocorrer, contudo, através do próprio operador da rede, através de negociações bilaterais ou através do mercado de ajuste.

A utilização da capacidade de transporte acima da nomeada acarreta em penalidades econômicas para os carregadores em desequilíbrio. No entanto, em países onde existe um mercado de ajuste para a capacidade de transporte, os carregadores em desequilíbrio podem recorrer à compra de capacidade ociosa de outros carregadores de forma a evitar a cobrança de multas por parte do operador da rede.

De forma geral, ao final do período de ajuste, as posições de cada carregador são apresentadas via meio eletrônico pelo operador da rede. Nesse momento, os carregadores com “déficits” de capacidade fazem lances para a compra da capacidade dos carregadores “superavitários”, como em um processo de leilão. Ao final de todos os lances, a capacidade ociosa é alocada de acordo com os carregadores que fizeram os maiores lances. Isto é, a capacidade não utilizada pelos carregadores vai sendo alocada na ordem dos carregadores como maior disposição a pagar.

Por vezes, a quantidade disponível não é suficiente para atender todos os carregadores em desequilíbrio, de forma que aqueles que ofereceram os menores lances não conseguem equilibrar suas posições através do mercado de ajuste ficando sujeito às penalidades do operador da rede. Isso ocorre porque os dutos de transporte de gás natural operam com uma margem de segurança que pode ser utilizada para equacionar possíveis desequilíbrios na rede. Uma vez reequilibradas as posições dos carregadores, a receita obtida pelo “leilão” de ajuste é dividida pelos carregadores “superavitários”. O operador da rede cobra uma taxa administrativa por atuar com “leiloeiro” do mercado.

Como pode ser percebido, o funcionamento do mercado de ajuste depende da definição clara da propriedade das capacidades, da definição das penalidades a serem impostas aos carregadores em desequilíbrio e de um elevado número de carregadores. A separação efetiva do segmento de transporte do segmento de comercialização mostra-se,

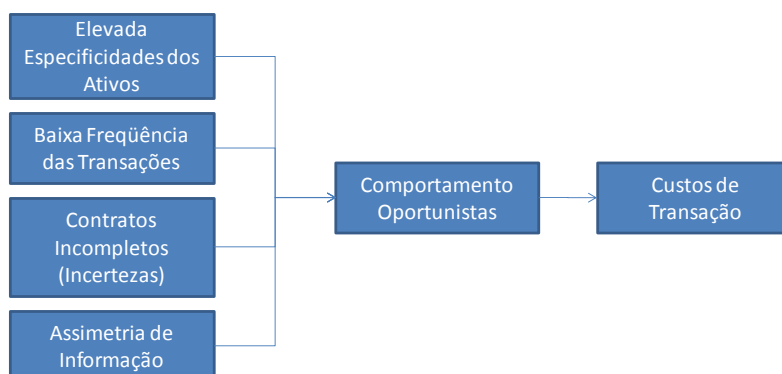
também, essencial para o funcionamento do mercado de ajuste uma vez que evita a prática de comportamentos anti-competitivos por parte do operador da rede. Por fim, o desenvolvimento de um sistema de informação rápido e eficaz é essencial para a redução das assimetrias de informação. Em outras palavras, o desenvolvimento de sistemas de leilões eletrônicos de capacidade permite que todos os carregadores tenham o conhecimento das posições individuais de forma que o preço da capacidade de “ajuste” possa refletir as reais condições de oferta e demanda de capacidade.

#### **Seção 2.3.4 – Regulação para o Investimento: A Importância da Regulação na Construção de Estruturas de Incentivo ao Investimento em Gasodutos**

Mostrou-se ao longo do trabalho que o processo de abertura da indústria de gás natural ao trazer as transações para fora da estrutura interna da firma elevou os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte. Em outros termos, a passagem de um padrão de competição para outro modifica a natureza dos contratos de capacidade exigindo, assim, a redefinição das estruturas regulatórias capazes de lidar com os novos e diferentes tipos de incertezas.

De fato, a incompletude dos contratos e o comportamento oportunista dos carregadores só explicam os elevados custos de transação por que os ativos de transporte de gás natural apresentam elevadas especificidades, em outra situação, os contratos incompletos e as hipóteses de racionalidade dos agentes não seriam suficientes para gerar elevados custos de monitoração, adaptação e de realinhamento dos contratos. A figura 6 sintetiza as principais causas dos custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte.

Figura 6 - Origens dos Custos de Transação



Fonte: Elaboração própria

Como se mostrou no capítulo 1, o aumento dos custos de transação reflete um aumento das incertezas e dos riscos associados aos contratos de capacidade e, nesse sentido, funciona como uma importante barreira a expansão da rede de transporte de gás natural. Sendo assim, fica evidente que o desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em ativos com elevadas especificidades passa pela criação de mecanismos regulatórios que atuem direta ou indiretamente nas causas dos custos de transação.

As especificidades dos ativos de transporte, o elevado investimento em ativos fixos e as elevadas economias de escala associadas à utilização dos dutos de transporte exigem, em uma estrutura desverticalizada, o estabelecimento de garantias contratuais que reduzam os riscos de comportamentos oportunistas por partes dos utilizadores da rede. Nesse sentido, os diferentes modelos de contratos de outorga<sup>33</sup>, ao estabelecerem a metodologia tarifária, o período de concessão/autorização, o período de exclusividade, as cláusulas de reversão dos ativos ao final do período de concessão/autorização, as condições de acesso de terceiros e os mecanismos de ajuste contribuem sensivelmente

<sup>33</sup> A atividade de transporte de gás natural, por ser considerada uma atividade de utilidade pública, é geralmente de propriedade exclusiva do Estado podendo ser exercida por empresas privadas ou estatais mediante contrato de concessão ou autorização concedido pelo poder concedente.

para a redução dos custos de transação associados à incompletude dos contratos de capacidade de transporte.

Existem diferentes modelos e tipos de contratos de outorga sendo que na indústria de gás natural os dois mais comuns são os contratos de concessão e autorização. Cada tipo de contrato define uma estrutura de incentivos ao investimento de acordo com suas propriedades jurídicas e econômicas. Na próxima seção mostrar-se-á as principais diferenças entre os contratos de concessão e autorização no que diz respeito aos estímulos ao investimento.

Outro importante aspecto associado à regulação da indústria de gás natural diz respeito à estrutura das tarifas do segmento de transporte. Como se mostrou anteriormente, nas fases iniciais de desenvolvimento da indústria de gás o principal objetivo do regulador era controlar o poder de mercado da *utility* através do controle tarifário.

Com a abertura e desverticalização da indústria, a regulação tarifária, além de controlar o poder de mercado das empresas de transporte também passou a desempenhar um importante papel no desenvolvimento de incentivos e garantias ao investimento. Nesse sentido, as tarifas reguladas do sistema de transporte devem, ao mesmo tempo em que controlam o poder de mercado das transportadoras e estimulam os ganhos de eficiência, permitir a recuperação do investimento nos termos e no período adequados.

A regulação tarifária, ao definir uma metodologia para o cálculo das tarifas e as regras de revisão tarifária, reduz as incertezas associadas aos fluxos de rendas auferidas pela atividade de transporte. Nesse sentido, as tarifas reguladas reduzem os riscos de comportamentos oportunistas por parte dos carregadores uma vez que diminui os espaços para arbitragens de preço.

Um terceiro e fundamental aspecto da regulação está associado à regulação dos contratos de venda primária da capacidade. Os mecanismos de alocação de capacidade primária são vitais para a viabilização dos investimentos em novos gasodutos. De forma geral, é a venda antecipada da capacidade de transporte em bases firmes que irá viabilizar a construção e o financiamento de novos projetos de gasodutos. Nesse sentido, a regulação e definição dos mecanismos de alocação primária de capacidade, a padronização dos contratos capacidade e a adoção de cláusulas de *ship-or-pay* além de facilitar a contratualização da capacidade primária de transporte reduzem as incertezas a respeito do cumprimento dos contratos reduzindo, assim, os custos de transação.

A padronização dos contratos, além de facilitar a contratação primária dos serviços de transporte, estimula o desenvolvimento de um mercado de revenda de capacidade. Assim, o quarto aspecto ligado a regulação da indústria de gás que contribui para incentivar os investimentos em ativos de transporte é o desenvolvimento do mercado secundário e de ajuste.

A expansão do mercado de revenda de capacidade dá uma maior flexibilidade para os carregadores se ajustarem as variações da demanda pelos serviços de transporte decorrentes das transações no mercado de *commodity*. Nesse sentido, o mercado secundário reduz os riscos associados à contratação de capacidade em bases firmes estimulando o aumento do número de carregadores interessados na contratação primária da capacidade. Em outros termos, o mercado de revenda de capacidade, ao aumentar a frequência e o número das transações reduz os custos de transação.

No caso do mercado de ajuste, a definição dos mecanismos de ajuste assim como das sanções impostas aos carregadores em desequilíbrio são essenciais para a redução das externalidades advindas da utilização dos dutos de transporte por outros

agentes que não o proprietário da rede. Dessa forma, o desenvolvimento de um mercado de ajuste, ao contribuir com a melhor gestão do fluxo de gás na rede de transporte, colabora com a redução dos custos de transação.

Contudo, como se mostrou na seção anterior, os mercados de capacidade de transporte não se desenvolvem espontaneamente exigindo a atuação do órgão regulador na definição dos direitos de propriedades e no estabelecimento das regras de funcionamento dos mercados.

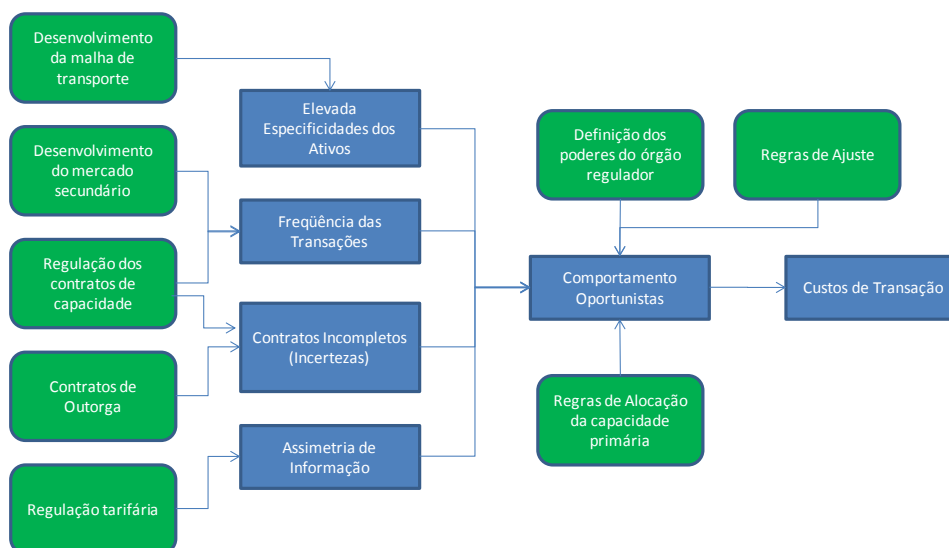
Outra importante atribuição da regulação diz respeito à mitigação dos riscos *ex post* associados ao comportamento oportunista dos carregadores. Em outros termos, a incompletude dos contratos de capacidade e a assimetria de informação exigem que o órgão regulador atue como árbitro dos conflitos de interesse surgidos após o contrato de capacidade ter sido assinado. Dessa forma, a atribuição e delimitação dos poderes do órgão regulador contribuem para a redução dos custos de monitoramento, readaptação e de realinhamento judicial compulsório dos contratos de capacidade.

Todos os mecanismos e atributos regulatórios apresentados nessa seção colaboram com a redução dos custos de transação associados à elevada especificidade dos ativos de transporte de gás natural e, conseqüentemente, contribuem com a expansão dos investimentos na infraestrutura de movimentação do gás. Contudo, com a expansão da malha de gasodutos, com o aumento do número de interconexões e com o desenvolvimento dos diferentes mercados de capacidade, a necessidade de intervenção do regulador diminui uma vez que as especificidades dos ativos de transporte se reduzem. Em outros termos, quanto mais extensa e interconectada for a rede de transporte de gás natural e quanto mais dinâmicas e transparentes forem as transações envolvendo a venda e compra de capacidade de transporte menor será a relação de

dependência das empresas transportadoras em relação aos carregadores, como mostrou a seção 1.3.3.

A redução da relação de dependência reduz os riscos de comportamentos oportunistas uma vez que o elevado número de agentes permite que as transações sejam constantemente renegociadas sem custos significantes. Assim, ao reduzir os espaços para comportamentos oportunistas, a elevação do grau de maturidade da rede de transporte contribui para a diminuição dos custos de transação e conseqüentemente para a redução da necessidade de intervenção do regulador na dinâmica dos mercados de capacidade. A figura 7 sintetiza a ação dos mecanismos regulatórios sobre os custos de transação da indústria de gás natural.

Figura 7 - Impacto da Regulação sobre os Custos de Transação no Segmento de Transporte de Gás Natural



Fonte: Elaboração Própria



A abertura e liberalização da indústria de gás natural modificaram as características dos contratos no segmento de transporte alterando as estruturas de incentivo aos investimentos. Nesse sentido, o desenvolvimento de inovações regulatórias e contratuais tem se mostrado de extrema importância na redução dos custos de transação no segmento de transporte de gás natural.

De forma geral, a combinação dos diferentes mecanismos regulatórios define tanto o padrão de concorrência da indústria quanto os estímulos ao investimento. Sendo assim, o objetivo da regulação na indústria de gás natural é não somente o aumento da eficiência econômica, através da criação de mercados competitivos, mas também a criação de condições para a expansão dos investimentos em novos gasodutos. Na seção seguinte, serão analisados os diferentes atributos regulatórios do segmento de transporte de gás natural que podem afetar tanto o nível de concorrência quanto as estruturas de incentivo ao investimento em ativos de transporte.

#### **Seção 2.4 – Os Diferentes Atributos Regulatórios no Segmento de Transporte de Gás Natural**

Uma vez compreendida a importância da regulação no desenvolvimento dos diferentes mercados existentes no segmento de transporte de gás natural e no desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos faz-se necessária a análise dos diferentes modelos regulatórios possíveis. As estruturas de incentivos à eficiência e ao investimento são afetadas diretamente pela regulação vigente, de forma que a escolha do arcabouço regulatório mais adequado às características da indústria é uma questão chave para o desenvolvimento do setor.

Nesse sentido, vale ressaltar que a determinação de um *Best Practice* torna-se impossível em função das diferentes características da indústria de gás natural de cada país. Os diferentes aspectos culturais, políticos e sociais, assim como o grau de maturidade<sup>34</sup> da indústria exigem diferentes estruturas regulatórias. Ademais, verifica-se que conforme a indústria se desenvolve, novas demandas regulatórias vão surgindo de forma que a manutenção da estrutura de regulação inicial pode criar importantes gargalos institucionais ao crescimento do setor (COLOMER [2009]).

Embora o conceito de modelo regulatório seja comumente utilizado nos debates acadêmicos e setoriais, não existe uma definição formal sobre a abrangência do conceito. Dessa forma, neste trabalho será adotado o conceito de modelo regulatório exposto em Almeida (ALMEIDA et al. [2007]). Segundo os autores, a definição de modelo regulatório envolve um conjunto de políticas, regras e formas de organização de um mercado que determina um padrão de concorrência em uma indústria. Por sua vez, um padrão de concorrência pode ser definido como formas dominantes de competição, que incluem estratégias que viabilizam a expansão das empresas e do setor como um todo.

A indústria de gás natural, como se mostrou anteriormente, experimentou ao longo das últimas décadas importantes mudanças estruturais e regulatórias. Em alguns casos, as reformas basearam-se na introdução de diferenciadas formas de competição na cadeia do gás, exigindo uma série de inovações institucionais, novos regimes contratuais e novas formas de comercialização.

As reformas vivenciadas pela indústria de gás natural, contudo, estão intrinsecamente associadas a diferentes fatores e dependem das decisões em matéria de

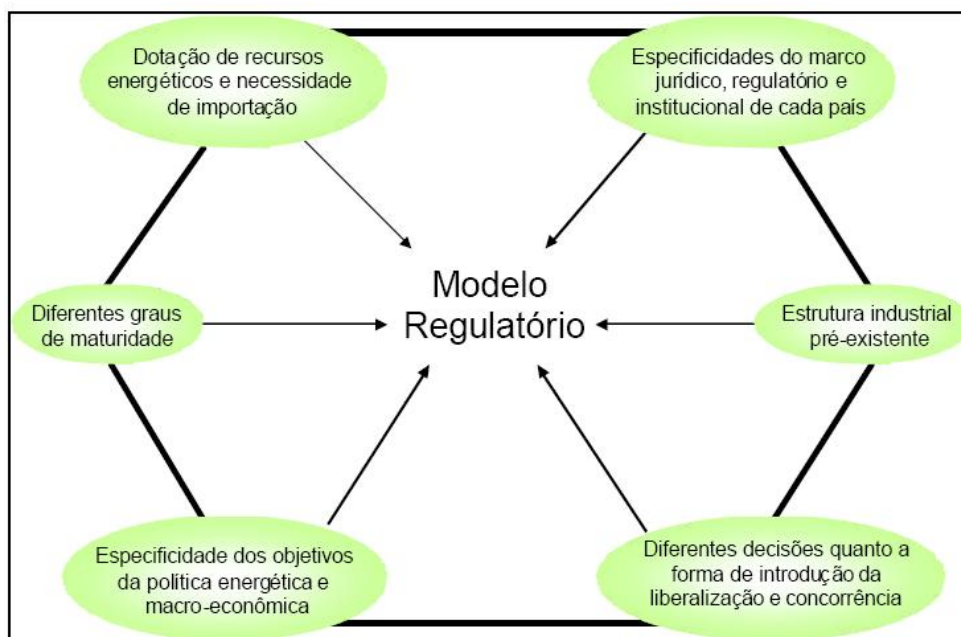
---

<sup>34</sup> O grau de maturidade da indústria de gás natural pode ser determinado pela média da participação do gás na matriz energética, do tamanho da infra-estrutura de transporte e distribuição, do grau de diversificação do mercado final e do número de agentes na cadeia.

políticas energética e macroeconômica. Verificou-se, dessa forma, o surgimento de uma multiplicidade de modelos de organização da indústria de gás ao longo das últimas décadas.

Segundo Almeida [2007], a diversidade dos modelos regulatórios pode ser explicada pelas diferentes condições nacionais em matéria de dotação de recursos energéticos e/ou necessidades de importação, da estrutura industrial pré-existente, da especificidade dos objetivos das políticas energética e macroeconômica, dos diferentes graus de maturidade, das diferentes decisões quanto à forma de introdução da liberalização e concorrência e das especificidades do marco jurídico, regulatório e institucional de cada país.

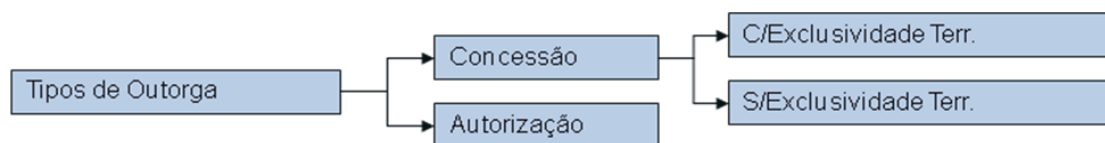
Figura 8 – Condicionantes dos Modelos Regulatórios



Fonte: ALMEIDA et al. [2007]

Com o objetivo de melhor compreender os impactos dos diferentes modelos regulatórios sobre os incentivos ao investimento no segmento de transporte de gás natural este trabalho fará uso do conceito de atributo regulatório desenvolvido por Almeida [2007]. Segundo o autor, denominam-se como atributos da regulação os diferentes aspectos estruturais, comerciais e/ou institucionais que são objeto do exercício da regulação de um determinado segmento de uma atividade econômica. No caso da indústria de gás natural, os segmentos de transporte, distribuição e de comercialização apresentam diferentes atributos específicos que constituem o lócus privilegiado da atuação do órgão regulador. A regulação econômica de tais atributos varia fortemente de um país a outro. No caso do segmento de transporte pode-se listar 6 importantes atributos regulatórios que serão melhor analisados ao longo do trabalho: o tipo de outorga, a regulação das formas de oferta e revenda de capacidade, a regulação do livre acesso, as formas de separação dos direitos de propriedade, a definição do modelo tarifário e a definição dos tipos de contratos (serviços) oferecidos.

#### Seção 2.4.1 – Tipo de Outorga



Como mostrado anteriormente, o transporte de gás natural pode ser compreendido como um serviço de utilidade pública essencial caracterizado por estruturas de monopólios naturais. Nesse sentido, em muitos países, a atividade de transporte de gás natural, assim como a distribuição, é de responsabilidade do poder

público sendo realizada por empresas públicas ou privada mediante contratos de concessão ou autorização. Pode-se definir o regime de concessão ou autorização como o meio pelo qual a Administração Pública faculta ao particular, público ou privado, a execução de um serviço. Existem, contudo, importantes diferenças entre os modelos de concessão e autorização que não só influenciam a capacidade do Estado em regular as atividades prestadas como também definem diferentes estruturas de incentivos ao investimento.

A concessão é o meio pelo qual o Estado atribui o exercício de um serviço público a alguma pessoa física ou jurídica que esteja disposta a prestá-lo em nome próprio, nas condições fixadas e alteráveis unilateralmente pelo poder público, mas sob garantia contratual de um equilíbrio econômico-financeiro, remunerando-se pela própria exploração do serviço, em geral e basicamente, mediante tarifas cobradas diretamente dos usuários do serviço, durante um período pré-estabelecido. Dessa forma, o modelo de concessão possui características contratuais e um período de vigência.

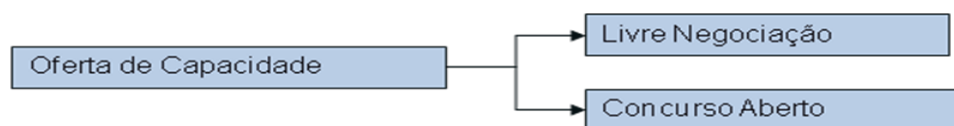
A autorização, por sua vez, é o meio pelo qual o Estado transfere a alguma pessoa física ou jurídica o desempenho de um serviço de sua alçada por conta e risco do permissionário proporcionando, como no caso da concessão, a possibilidade de cobrança de tarifa dos usuários. A autorização, no entanto, é considerada um ato unilateral e precário já que não possui caráter contratual, estando os serviços sujeitos à fiscalização e as condições estabelecidas pela administração pública. Além disso, os termos da autorização podem ser alterados ou revogados a qualquer momento pelo poder público, não possuindo assim, um prazo de duração pré-definido.

A autorização, dessa forma, possibilita um maior grau de intervenção e controle do estado na condução dos serviços prestados pelos permissionários. Contudo, o caráter

contratual precário dos termos da autorização não é adequado a situações onde se exija a alocação de grandes capitais para o desempenho do serviço, dada à elevada incerteza associada a esse tipo de mecanismo.

O meio pelo qual os mecanismos de autorização e de concessão são implementados depende de país para país. Em alguns casos, ambos os mecanismos são objetos de licitações e em outros somente a autorização depende obrigatoriamente de licitação.

#### Seção 2.4.2 – Oferta Primária de Capacidade



A construção ou expansão da capacidade de transporte de gás natural pode ocorrer de formas distintas. A empresa transportadora pode construir o gasoduto, sem compromisso financeiro prévio dos agentes interessados na utilização da nova capacidade de transporte, assumindo assim, todo o risco do investimento. Outra forma de expansão da capacidade de transporte é através de um comprometimento prévio dos carregadores interessados. Nesse sentido, a oferta primária de capacidade é uma importante questão regulatória que define *ex ante* a exposição ao risco das empresas transportadoras. De forma geral, a oferta primária de capacidade pode ser feita de duas formas distintas: concurso aberto ou livre negociação.

No caso do concurso aberto, a nova capacidade de transporte do gasoduto é leiloadada através de chamada pública à manifestação de interesse dos potenciais

carregadores. Em geral, o órgão regulador define as regras básicas do processo de concurso aberto de forma a assegurar uma base de alocação não-discriminatória. Nesse sentido, o concurso aberto representa um grande estímulo a competição no segmento de transporte de gás natural uma vez que permite a qualquer agente interessado fazer uma oferta pela capacidade de transporte.

Uma vez encerrado o período do concurso aberto, o transportador analisa os volumes e os períodos requeridos pelos carregadores divulgando os resultados finais da alocação da capacidade para os agentes que demonstraram interesse. Nesse momento, os carregadores vitoriosos assinam um termo de compromisso, a onde são definidos, entre outros aspectos, o período de contrato, o volume e a metodologia tarifária a ser adotada. Após a assinatura do termo de compromisso, o transportador envia o projeto para o órgão regulador que analisa as demais questões<sup>35</sup>, aprovando ou não a construção da nova capacidade de transporte.

A segunda forma da empresa transportadora assegurar o comprometimento financeiro dos agentes interessados é através de negociações bilaterais. Nesse caso, o transportador negocia diretamente com um agente específico, muitas vezes através de contratos de longo prazo. As negociações bilaterais de longo prazo, contudo, mostram-se como uma grande barreira ao desenvolvimento de forças competitivas uma vez que dá margem ao tratamento discriminatório dos carregadores. Esse comportamento anti-competitivo é acentuado no caso a onde não há uma separação clara dos direitos de propriedade dos diferentes produtos e serviços uma vez que permite a criação de vantagens competitivas “ilegítimas”.

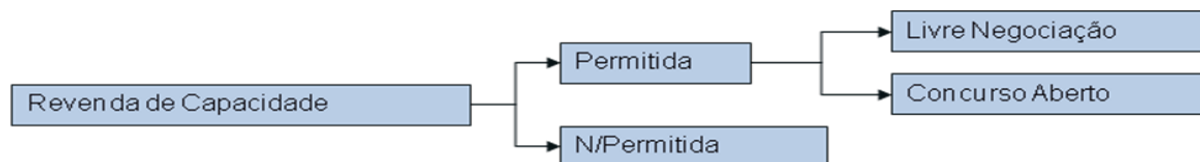
---

<sup>35</sup> Licenciamento ambiental, saúde financeira das empresas transportadoras e dos carregadores, tarifa final cobrada entre outros aspectos.

“O órgão regulador pode exigir que os contratos livremente negociados passem por sua análise e aprovação, de forma a mitigar possíveis práticas anti-competitivas por partes dos agentes. Contudo, nem sempre a identificação dessas práticas é fácil de ser feita, o que pode levar à alocação ineficiente dos recursos nos segmentos da cadeia sujeitos a competição entre os agentes.” (ALMEIDA et al. [2007] p.16-17)

Fica claro que a regulação das formas de alocação da capacidade de transporte é um importante fator de redução dos custos de transação e de promoção da competição no segmento de transporte. O concurso aberto, além de reduzir as assimetrias de informação<sup>36</sup>, permite o compartilhamento dos riscos dos investimentos através do comprometimento financeiro prévio dos carregadores interessados na nova capacidade.

### Seção 2.4.3 – Revenda de Capacidade



A revenda da capacidade de transporte contratada é permitida na maioria dos países que adotaram algum tipo de reforma liberalizante. Ou seja, os carregadores que possuem contratos, firmes ou interruptíveis, de transporte podem vender toda ou parte da sua capacidade para qualquer outro carregador que possua interesse e esteja de acordo com as exigências do órgão regulador.

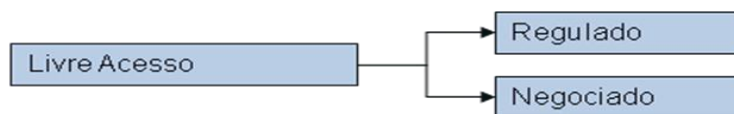
Nos mercados regulados, a revenda, assim como a alocação primária de capacidade, se dá por concurso aberto. Geralmente, é a própria empresa transportadora a

<sup>36</sup> A divulgação pública do resultado dos leilões de capacidade informa para todos os agentes do setor os volumes, os períodos e a tarifa contratada.



responsável pelas negociações de revenda de capacidade de transporte. Nos EUA, o transportador deve disponibilizar em seu site, com um determinado período de antecedência, os volumes de capacidade de transporte que desejam revender. Os agentes interessados em contratar toda ou parte dessa capacidade devem fazer seus lances em um leilão eletrônico. Uma vez terminado o leilão, o transportador disponibiliza em seu site os lances ganhadores. Os custos administrativos do programa de revenda de capacidade podem ser inseridos no custo de serviço do transportador ou podem ser cobertos pela cobrança de uma taxa de uso.

#### Seção 2.4.4 – Formas de Acesso a Rede de Transporte



A essencialidade dos ativos de transporte de gás natural para o funcionamento da indústria mostra a importância das formas de acesso de terceiros à infraestrutura de transporte. Atualmente, quando permitido, o acesso à rede é praticado de duas formas distintas. Primeiramente, a empresa transportadora negocia as condições de acesso com os agentes interessados, não sendo, *a priori*, obrigatório. As condições tarifárias e os regimes de acesso (firme, quase-firme, interruptível ou preferencial) são negociados entre as partes, de forma que a função do órgão regulador fica restrita à solução de eventuais conflitos.

Em situações onde a separação dos direitos de propriedades dos serviços e produtos não é feita com clareza, o acesso negociado torna-se de difícil implementação.

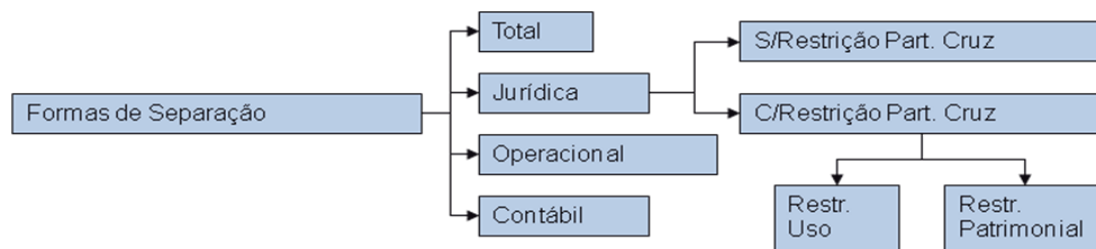
Nestes casos, o proprietário da infraestrutura de transporte quase sempre tem interesses comerciais conflitantes com o carregador interessado no acesso, pois os dois podem estar disputando os mesmos mercados finais. Caso isto ocorra, o proprietário da rede buscará dificultar o acesso do concorrente com estratégia competitiva. Nestas circunstâncias, as negociações têm se revelado intensivas em tempo e engendrado elevados custos de transação para os agentes.

A segunda forma de acesso ocorre através da institucionalização de princípios que norteiem as condições de acesso. Neste caso, as regras são estabelecidas antecipadamente definindo as condições operacionais e de precificação do serviço de transporte. Estas regras incluem: situações em que terceiros podem adquirir contratos de transporte firme e interruptível, as tarifas de transporte para diferentes tipos de serviços e as formas de comercialização da capacidade de transporte disponível.

No caso do acesso regulado, as regras de funcionamento são, na maioria das vezes, diretamente determinadas pelo regulador. Entretanto, em alguns casos, estas podem ser determinadas pelo transportador necessitando apenas da aprovação do órgão regulador.

O acesso de terceiros à infraestrutura de transporte segundo Codognet [2006] é a pedra angular da abertura concorrencial na indústria gasífera.

### Seção 2.4.5 – Regras de *Unbundling*



Uma das preocupações dos reguladores da indústria de gás natural é promover a concorrência imediata ou futura na indústria. Nesse sentido, a definição de regras que regulem a participação dos agentes dos segmentos caracterizados por monopólios naturais nos demais segmentos competitivos é essencial para a promoção da competição no setor. Este fato decorre do poder de mercado exercido pelas empresas proprietárias dos ativos de transportes, que em situações de não separação de propriedade, pode distorcer a competição.

Usualmente, as regras de *unbundling* estão associadas aos níveis de impedimentos legais de participação das empresas de transporte em outros segmentos. De forma geral, são as regras de *unbundling* que irão determinar a estrutura organizacional ou *Market design* da indústria. Contudo, como mostrado anteriormente, a separação do direito de propriedade sobre a *commodity* do direito de propriedade sobre a capacidade de transporte mostra-se tão importante quanto aos impedimentos de participação entre empresas de diferentes segmentos da indústria.

Existem diferentes formas de se regular a separação entre a atividade de transporte e os demais segmentos. A mais radical é a separação total, onde as empresas

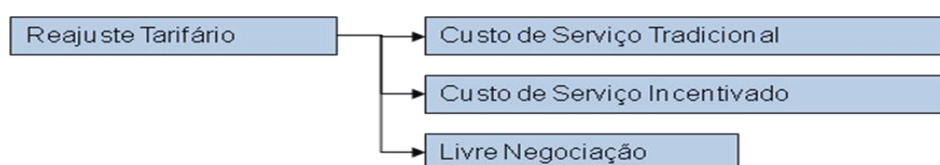
do segmento de transporte são impedidas de possuir qualquer forma de participação nas empresas dos demais segmentos.

Outra forma de separação é a separação corporativa, onde se exige apenas que sejam criadas empresas juridicamente diferentes. Nesse caso, a propriedade comum das empresas é permitida através de participações acionárias. Em outras palavras, a participação cruzada é permitida.

Quando a participação cruzada é permitida, a intervenção regulatória sobre os comportamentos discriminatórios dos transportadores tende a ser maior. Nesse caso, a regulação sobre as questões ligadas ao livre-acesso e a comercialização deve ser mais rígida.

Em alguns países onde a participação cruzada é permitida, foram criadas regras para restringir o poder de mercado das empresas com participações no segmento de transporte de gás natural. Dentre estas regras podemos citar: (i) imposição de limites para transporte de gás de propriedade dos controladores; (ii) necessidade de aprovação pelo regulador de contratos entre empresas relacionadas; (iii) exigência de abertura do capital da transportadora ou distribuidora; (iv) impedimento para compartilhamento de pessoal entre a transportadora e empresas associadas; (v) restrições quanto à forma de comercialização da capacidade firme e interruptível; (vi) separação da contabilidade das empresas e (vii) separação da operação das empresas.

#### Seção 2.4.6 – Reajuste Tarifário



A atividade de transporte de gás natural é, em muitos casos, exercida através de contratos de concessão que garantem exclusividade geográfica em função de suas características de monopólio natural. Nesses casos, a situação de monopólio confere as empresas transportadoras um grande poder de mercado que na ausência de regulação das tarifas pode levar a cobrança de preços de monopólio<sup>37</sup>, reduzindo, assim, o excedente do consumidor dos serviços de transporte e aumentando o excedente das empresas transportadoras. Dessa forma, o objetivo do regulador ao regular as tarifas cobradas pelo segmento de transporte é distribuir igualmente o excedente social, garantindo assim um lucro justo, mas sem preços abusivos.

A regulação tarifária, contudo, esbarra nos problemas relacionados com a existência do *trade-off* entre o estabelecimento de uma tarifa considerada justa para os consumidores e aquela que estimule o investimento das firmas concessionárias. Na ausência de competição, os incentivos para que as empresas reduzam custos e invistam no aumento da produtividade são pequenos de forma que cabe ao regulador estabelecer uma metodologia tarifária capaz de estimular a eficiência econômica das empresas reguladas.

Entre os métodos de regulação tarifária tradicionalmente utilizados tem-se o custo de serviço tradicional e o custo de serviço incentivado onde se encaixa as tarifas do tipo *price-cap*. As seções seguintes irão descrever sucintamente cada um dos métodos tarifários referidos acima.

---

<sup>37</sup> O preço de monopólio é aquele preço que maximiza o lucro da empresa em situações de exclusividade. Economicamente falando, é o preço que iguala receita marginal ao custo marginal dos monopólios.

### Custo de Serviço Tradicional

Um dos métodos de tarifação mais usados pelos órgãos reguladores é o do custo de serviço também conhecido como taxa de retorno fixa ou tarifação pelo custo médio. Tal mecanismo consiste em fixar uma tarifa que permita a obtenção de uma taxa de remuneração pré-fixada para a base de capital investido pela empresa.

“For the utility as a whole, prices are, in theory, set so that total revenues equal total costs or, alternatively, so that the average revenue per unit of electricity sold equals the average cost of supplying it.”(JOSKOW e SCHMALENSEE [1986] p.342)

A taxa de remuneração do capital fixada pelo regulador faz parte dos custos da empresa, dessa forma, o preço do serviço iguala-se ao custo médio no ponto onde este intercepta a curva de demanda. É por este motivo que alguns autores chamam de tarifação ao custo médio, isto é, a receita média deve igualar-se ao custo médio de se ofertar o serviço. A fórmula comumente usada é:

Figura 9 – Custo de Serviço

$$(T \times \text{Consumo}) - \text{despesas} - \text{depreciação} - \text{impostos} = s \times \text{base de capital}$$

Onde  $T$  é a tarifa a ser determinada e  $s$  é a taxa de retorno desejada pelo regulador. A base de capital é igual aos investimentos efetivamente realizados que contribuem diretamente para a prestação do serviço regulado.

Na maioria dos casos a tarifa é fixada e qualquer mudança no preço dos serviços só poderá ser feita mediante autorização dos órgãos reguladores ou do poder público. Os processos de reajuste tarifário ocorrem periodicamente e visam corrigir as distorções causadas por mudanças relativas nas receitas e nos custos das firmas, este é muito menos abrangente que os processos de revisão tarifária que envolvem mudanças das premissas e da metodologia usada. Em alguns casos, permite-se o ajuste automático das tarifas condicionado às variações dos preços dos principais insumos.

Apesar de aparentemente simples, o método de tarifação pelo custo de serviço envolve uma série de dificuldades. A primeira e mais importante delas diz respeito à determinação da taxa de remuneração s. O principal objetivo da regulação é garantir que a prestação dos serviços de utilidade pública sejam ofertados nos volumes e com a qualidade adequada. Nesse sentido, a taxa de retorno sobre o capital investido deve ser tal que estimule não só o investimento em reposição como também na expansão da rede.

Nesse ponto surge um novo problema. Na maioria das vezes os órgãos reguladores não possuem informação adequada sobre a estrutura de custo e o mercado das empresas concessionárias, dependendo assim, das próprias empresas reguladas para a obtenção destas informações. Assim, a assimetria de informação existente entre o regulador e as empresas de transporte torna-se uma importante barreira na definição de uma taxa de retorno justa e eficiente. Isto é, o regulador não consegue diferenciar de forma precisa os comportamentos ineficientes dos comportamentos eficientes, o que faz com que sua capacidade de regulação seja reduzida.

Outro obstáculo ao uso da tarifa ao custo de serviço, que surge principalmente em países em desenvolvimento, é a introdução da correção inflacionária. Em períodos de baixa inflação esse problema não gera grandes conflitos, contudo em períodos com

grandes variações nos índices de preço o regulador deve evitar a depreciação da receita real das concessionárias introduzindo mecanismos de correção monetária nos processos de reajustes tarifários.

“Due to the regulatory lag, the actual rates of return earned by electric utilities may be above or below the commission-determined fair rate of return at any instant.” (JOSKOW e SCHMALENSEE [1986], p.344)

### Custo de Serviço Incentivado

De forma a resolver ou ao menos amenizar alguns dos problemas relacionados com a ineficiência e a assimetria de informação tem sido introduzido alguns mecanismos de incentivos, propostos por autores como Laffont e Tirole [1993], Joskow [1996], Schmalensee [1989], Viscusi e Vernon [2000] entre outros.

Entre os esquemas de incentivos comumente utilizados destacam-se o *Sliding Scale*, o ajuste parcial de preço, o mecanismo de *Yardstick Competition* e a tarifa do tipo *Price-cap*. O mecanismo de incentivo do tipo *Sliding Scale* é utilizado na formação de preços lineares e consiste em um ajuste automático da tarifa quando a taxa de retorno distancia-se da taxa de retorno considerada justa pelo órgão regulador.

O ajuste nas tarifas, contudo, não se faz na mesma proporção que a variação na taxa de retorno, isto é, se uma empresa aumenta sua produtividade reduzindo seu custo, a tarifa cobrada pelo seu serviço será reduzida, mas não no mesmo montante da redução de custo, proporcionando assim um aumento na lucratividade, o que por sua vez, incentiva a busca pela eficiência.



Apesar das virtudes citadas acima, o esquema apresenta algumas limitações. Primeiramente, o incentivo que se faz é em relação à redução do custo total que dependendo da participação dos custos de capital pode representar apenas uma redução no pagamento de juros e amortizações, não significando aumento da eficiência. Outro problema, e que alguns autores como Joskow consideram mais grave, é que o ajuste de preço em função de mudanças no cenário econômico acontece de forma lenta, deixando os preços muito altos ou muito baixos por um longo período de tempo.

O mecanismo de Ajuste Parcial de Preço assemelha-se muito com o do *Sliding Scale*. Ele consiste no ajuste automático do preço baseado na diferença entre os custos totais de serviço e um custo estimado pelo órgão regulador. O incentivo se dá pelo fato dos preços se reduzirem menos do que os custos, gerando assim, um aumento de lucro para a empresa.

O método do ajuste parcial de custos apresenta as mesmas deficiências da regra do *Sliding Scale*. Uma das formas de amenizar o problema de redução de custos por redução do preço dos insumos e não por aumento de produtividade é determinar os custos como função dos custos dos insumos, dos preços dos produtos e das variações na produtividade ao invés de utilizar um valor fixo estimado. Assim, o regulador consegue observar quais proporções das variações de custos são provenientes do aumento da produtividade e quais são provenientes das reduções dos preços dos insumos.

O peso dado para cada componente dos custos é proporcional a sua contribuição para os custos totais, enquanto o peso dado aos preços dos produtos reflete as economias e deseconomias de escala referente a cada bem.

A tentativa de responder certas questões muitas vezes levanta novas perguntas. Nesse sentido a tentativa de se resolver o problema dos custos dos insumos acaba por

gerar novas dificuldades. Dentre as principais, destaca-se o problema da determinação de mecanismos não viesados para a fixação dos pesos efetivos de cada componente dos custos.

O terceiro mecanismo de incentivo é o *Yardstick Competition*. A atividade de transporte de gás natural geralmente é exercida sobre o regime de concessão com exclusividade geográfica. Dessa forma, embora não haja concorrente, ou seja, empresas com semelhantes estruturas produtivas dentro de sua área de atuação, existem em outras áreas geográficas empresas que prestam os mesmos serviços, organizadas sobre a mesma estrutura produtiva de “*franchise regional*”.

A proposta da abordagem *Yardstick* é simular um ambiente competitivo entre as concessionárias regionais com similar estrutura de custo. Assim, as empresas passam a ter sua performance avaliada em comparação a outras firmas do setor.

Apesar de a primeira vista a abordagem *Yardstick* parecer um método simples e de fácil aplicação, ela apresenta uma série de complexidades operacionais. Primeiramente, para que possamos comparar as empresas devemos nos certificar que elas defrontam-se com as mesmas oportunidades produtivas e funções de demanda, o que na prática, dada a separação regional existente entre elas, dificilmente acontece. Uma forma de resolver este problema é através do uso de ferramentas estatísticas de padronização de variáveis. Contudo, na maioria das vezes, esse processo de estimação apresenta imperfeições que podem penalizar algumas empresas do setor e beneficiar outras.

O segundo problema, e o mais difícil de ser resolvido, advém da diferença da estrutura de custo contábil das empresas. Isto é, os custos das empresas podem diferenciar-se bastante um dos outros não por critérios de eficiência, mas sim devido a

custos de depreciação contábil ou pela diferença do tempo necessário para a maturação de um determinado investimento. A padronização dos procedimentos contábeis pode servir como ferramenta de correção dos erros de sinalização das diferentes estruturas de custos das empresas.

Por fim, o método de tarifação do tipo *price cap* apresenta mecanismos internos de incentivos. O esquema de preço RPI-X, ou como é comumente conhecido *price cap*, ao invés de controlar a taxa de lucro ou retorno regula a taxa de crescimento do preço, o que funciona como incentivo para redução de custos e aumento da produtividade. As firmas reguladas pelo método do *price cap* podem aumentar seus preços de acordo com o índice de preço no varejo menos um fator X, que representa o ganho de produtividade estimado e desejado pela agência reguladora.

Nesse esquema, as empresas possuem um teto de aumento, mas nada impede que elas aumentem menos o preço caso isso maximize seus lucros, desta forma, as empresas possuem uma maior flexibilidade de decisão. A necessidade de se calcular apenas alguns índices de preço e não outras variáveis, como a base de ativo, a taxa de retorno, movimentos futuros dos custos e da demanda e o custo de alocação entre mercado competitivo e monopólio, torna a tarefa do regulador mais palatável além de reduzir as chances de captura.

O uso do índice de preço ao consumidor em detrimento aos índices da indústria evita que este seja manipulado pela empresa regulada e dá ao consumidor sinais claros de aumentos das tarifas. O fator X pode variar de período para período, contudo ele é exógeno à firma entre os períodos de revisões tarifárias (*lag* regulatório). Isso confere credibilidade e incentivo ao aumento da produtividade acima do estimado no fator X.

A questão do *lag* regulatório representa uma das principais diferenças entre o esquema *price cap* e o da taxa de retorno. Uma versão pura do *price cap* teria um hiato regulatório infinito enquanto o método da taxa de retorno necessita de constantes revisões tarifárias. Embora na prática seja impossível um hiato infinito, o tempo entre as revisões tarifárias no *price cap* pode ser muito mais longo e pré-estabelecido, diferente do caso da taxa de retorno que as revisões são freqüentes e endógenas ao passo que dependem de requisição de uma das partes, concessionária ou regulador.

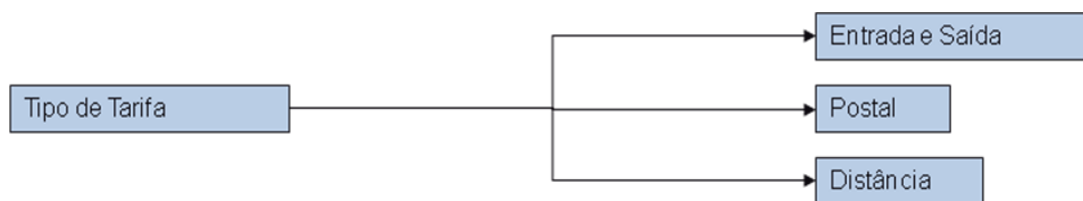
Outra diferença entre os dois métodos citados acima está relacionada com a capacidade que estes esquemas têm de incluir o futuro em seus processos tarifários. O *price cap* é muito mais *forward-looking* do que o esquema de taxa de retorno já que o fator X considera mudanças futuras em algumas importantes variáveis, como aumento ou redução estimados da produtividade e da demanda enquanto que a taxa de retorno baseia-se em custos histórico com ajustes futuros limitados apenas às correções inflacionárias.

Pode-se perceber através da análise dos diferentes métodos de tarifação que a regulação tarifária pode funcionar tanto como uma importante barreira como um mecanismo de incentivo ao investimento e à competição no segmento de transporte de gás natural. A redução das assimetrias de informação, a clareza e a credibilidade das regras de tarifação assim como dos processos de revisão tarifária contribuem para a redução dos custos de transação e evitam práticas anti-competitivas de formação de preços.

A definição *ex ante* das tarifas de transporte contribui para a redução dos custos de transação uma vez que diminui o espaço para comportamentos oportunistas reduzindo assim as incertezas associadas ao novo investimento. Contudo, como pôde

ser visto na análise acima, as diferentes metodologias tarifárias contribuem de forma diferente para a redução dos problemas de assimetria de informação e consequentemente para a diminuição das incertezas. Sendo assim, a escolha da metodologia tarifária mais adequada aos objetivos da regulação é de fundamental importância para o desenvolvimento da indústria de gás natural.

### Tipo de Tarifa



Além da definição da metodologia de cálculo das tarifas, cabe ao regulador determinar o tipo de tarifa a ser cobrada. Na seção anterior mostrou-se como uma tarifa pode ser determinada a partir dos diferentes custos envolvidos: custo médio, custo marginal ou custo contábil. Nessa seção serão examinadas as formas de se calcular esses diferentes custos. Segundo o 5º Fórum de Madrid, realizado em 2002, a escolha da tarifação do transporte de gás natural deve:

- Refletir os custos e ser baseada em modelos robustos de fluxo;
- Facilitar o comércio eficiente de gás e a liquidez do mercado;
- Garantir altos níveis de transparência;
- Dar sinais que encorajem os investimentos de longo prazo na infraestrutura de transporte;

- Levar em conta as especificidades e as características de mercado das diferentes redes;
- Garantir uma taxa de retorno justa para os investimentos dos transportadores e
- Ter supervisão adequada;

“Outros critérios que devem ser considerados na determinação da tarifa são a simplicidade; o nível de transparência do regulador; a não-discriminação; a refletividade dos custos; a possibilidade de efeitos perversos nos investimentos; a possibilidade de existência de um mercado secundário para capacidade; e articulação e compatibilidade entre os sistemas de países vizinhos” (LAPUERTA e MOSELLE [2002] p. 36 apud FREITAS [2004])

Nesse sentido, o principal desafio na escolha de um modelo de tarifação é determinar um preço para o serviço de transporte que, ao mesmo tempo em que estimule a eficiência e a competição, dê os sinais corretos para a expansão dos investimentos em novos gasodutos. Na busca por estes objetivos é importante fazer uma distinção entre os componentes dos custos de forma a evitar que a tarifa de transporte dê sinais errados de preço.

Pode-se dividir os custos associados ao serviço do transporte de gás natural em custos fixos e os custos variáveis. Os custos fixos envolvem, além dos investimentos em ativos físicos de transporte, todos os custos não associados ao volume transportado como os custos de operação, manutenção e administração, além dos custos com seguros

e impostos. Já os custos variáveis são aqueles associados ao volume de gás transportado, como o custo de compressão.

A partir da classificação acima pode-se associar os custos à capacidade de reserva ou à utilização da rede. A estrutura tarifária do transporte do gás natural, nesse sentido, costuma ser composta por uma parcela referente à reserva de capacidade, que é cobrada sobre a capacidade contratada e deve cobrir os custos de investimento e os custos fixos, e uma segunda parcela referente à movimentação do gás pela rede, que tem como objetivo cobrir os custos variáveis.

Atualmente, encontram-se três maneiras distintas de se determinar a tarifa de transporte: (i) as tarifas baseadas na distância do transporte; (ii) as tarifas postais, que desconsideram a distância; (iii) e as tarifas do tipo entrada/saída, que estabelecem critérios diferentes para a injeção e retirada de gás do sistema.

#### Tarifa por Distância

A tarifa por distância busca refletir os custos fixos e variáveis do segmento de transporte associados à distância percorrida entre o produtor e o consumidor. A principal vantagem deste tipo de critério é dar sinais de preços alinhados com os custos reais do transporte, impedindo assim os subsídios cruzados entre consumidores e regiões.

A tarifa por distância é comumente aplicada em mercados em desenvolvimento. Em redes onde existam poucos pontos de injeção e retirada e o fluxo de gás se dê predominantemente de forma unidirecional, a incorporação da distância no cálculo da tarifa é importante (ERSE, 2004). Lapuerta e Moselle [2002] concordam que a tarifação

baseada na distância reflete seus custos quando os gasodutos são extensos e com fluxos unidirecionais.

A principal forma de aplicação da tarifa por distância é a tarifação ponto a ponto. Esse tipo de tarifação é utilizado para transporte em grandes distâncias, quando há um deslocamento linear do gás. Em cada ponto de recepção e entrega é aplicada uma tarifa unitária por  $\text{m}^3/\text{km}$  e para cada carregamento é cobrada uma tarifa por unidade de volume. (FREITAS [2004])

### Tarifa Postal

A tarifa postal não diferencia os custos incorridos pelos serviços de transporte. Em outras palavras, a tarifação denominada postal independe da distância percorrida pelo gás natural de tal forma que o transporte de cada  $\text{m}^3$  de volume de gás possui a mesma tarifa. Nesse modelo tarifário, todos os carregadores pagam uma mesma tarifa independente dos custos associados ao serviço demandado.

“Nesse caso, a demanda deve ser expressa por um indicador de capacidade, que pode ser a capacidade máxima do gasoduto ou o somatório das capacidades contratadas. Esse tipo de tarifa é aplicado em casos de monopólio territorial e, dependendo da estrutura da oferta, em mercados maduros, nos quais há crescimento mínimo do consumo de gás e os novos investimentos não são tão impactantes.” (ANP, 2002 apud Freitas p.59).

Uma política de tarifação postal pode viabilizar a demanda do gás em regiões a onde o combustível não chegaria com preços competitivos se o critério de tarifação fosse por distância. A adoção desse tipo de tarifa, ao viabilizar o aumento da demanda por gás, permite a exploração de economias de escala no transporte. Entretanto, vale



ressaltar que, caso a economia de escala não seja superior aos subsídios cruzados, existe o risco de se gerar ineficiências econômicas consideráveis. Em outras palavras, os consumidores que se encontram nas regiões mais próximas aos pontos de suprimento podem estar pagando para viabilizar o consumo de gás natural nas regiões distantes, quando seria mais econômico que estas regiões consumissem outros energéticos (GLP, GNL ou óleo combustível).

“De acordo com a ERSE (2004), neste tipo de tarifação existe um subsídio cruzado entre os clientes situados perto e longe dos pontos de produção. Este tipo de tarifação será menos indicado quanto maiores, menos ramificados e mais unidirecionais forem os gasodutos.” (FREITAS [2004] p. 59)

#### Tarifa de Entrada e Saída

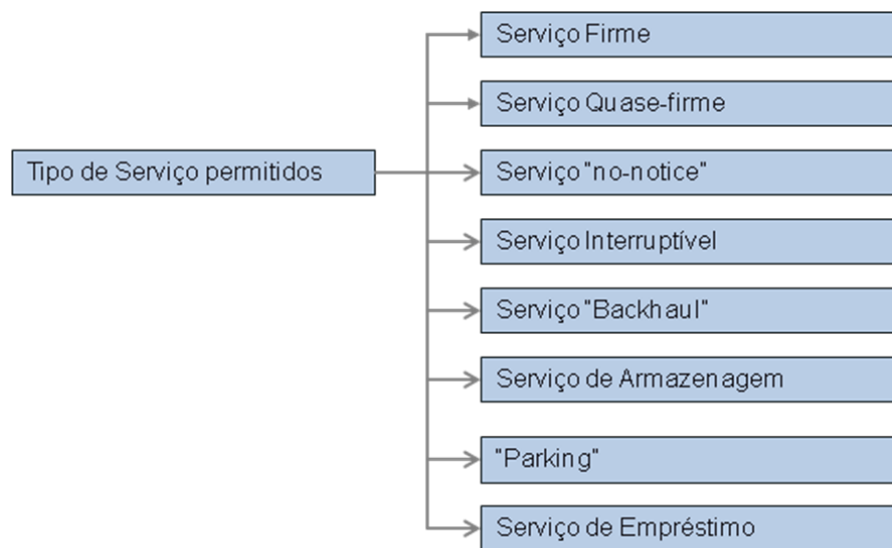
A tarifa do tipo entrada e saída estabelece, como a denominação indica, encargos de entrada e de saída do sistema que podem variar muito entre o ponto de injeção e o ponto de retirada, visando tornar os custos totais de transporte o mais próximo possível de seus custos reais. Assim, busca-se refletir, simultaneamente, o uso da capacidade do sistema e a flexibilidade de utilização do mesmo. Esse critério contém, indiretamente, um elemento de distância na determinação de quanto cada agente irá pagar (ERSE, 2004). A principal vantagem deste tipo de tarifação é facilitar o comércio e a troca de propriedade de capacidade e do gás.

Assim, um produtor pode pagar uma tarifa de injeção no sistema de transporte e vender o gás para outro comercializador de forma que este poderá retirar o gás em qualquer ponto mediante o pagamento de uma tarifa de retirada, de acordo com o *city-gate* que escolher para entrega. Assim, as tarifas do tipo entrada e saída, além de buscar

refletir corretamente os custos de transporte do gás, permitem reduzir o custo de revenda de gás no sistema. Em outros termos, essa modicidade tarifária permite reduzir os custos de transação uma vez que facilita a troca de propriedade.

A tarifação por distância, postal e entrada e saída são os três principais tipos de tarifação de transporte de gás natural. Entretanto, existem variações e combinações dessas três formas que são utilizadas de forma a agregar as vantagens específicas de cada uma delas. Na prática, as combinações dos diferentes tipos de tarifação costumam ser mais utilizadas do que as formas puras.

#### Seção 2.4.7 – Tipos de Serviços Oferecidos



Recentemente, a grande variabilidade da demanda e da oferta (própria à indústria de gás natural) e as dificuldades de gerenciamento de riscos engendraram uma vasta gama de arranjos contratuais e de mercados. Os contratos de transporte de gás natural são acordos firmados entre duas partes, que determinam as características da

transação, segundo as condições de quantidade e qualidade do produto, locais de entrega, prazos, preço e garantias para ambos os lados.

Nesse sentido, encontra-se hoje uma variedade de serviços oferecidos pelas empresas de transporte. Cada tipo de serviço apresenta características particulares que condicionam não só o funcionamento de seus mercados, mas também o funcionamento dos demais mercados dos serviços de transporte.

### Serviço firme de transporte

Os serviços firmes de transporte são regidos por contratos que obrigam o transportador a disponibilizar a capacidade de transporte nos termos previamente estabelecidos não podendo ser interrompidos a não ser em casos de riscos de acidentes.

De forma geral, a tarifa cobrada pelos serviços firmes possui duas componentes, uma parcela fixa (taxa de reserva), proporcional a capacidade de transporte reservada a cada comercializador, e uma parcela variável (taxa de uso), proporcional ao custo de transporte do gás do ponto de entrada ao ponto de saída.

### Serviços quase-firme

Os serviços quase-firmes são uma versão limitada do serviço firme. Nesse tipo de serviço, o transportador pode interromper o fornecimento de gás durante um determinado número de dias ou de horas em um período definido (mês, ano, semana). No resto do período o serviço funciona como um serviço firme.

No que se refere à tarifação, a tarifa cobrada pelos serviços quase-firmes segue metodologia semelhante à tarifa do serviço firme, embora com taxa de reserva reduzida.

#### Serviço “no-notice”

Sobre o serviço de transporte “no-notice” os comercializadores podem receber gás “un-nominate<sup>38</sup>” além de sua capacidade diária contratada sem incorrer na necessidade de ajuste diário ou multa. Os serviços “no-notice” são normalmente realizados de forma não discriminatória. Contudo, o transportador não possui obrigatoriedade de expandir a sua capacidade para prestar esse tipo de serviço.

Na maioria das vezes, o transportador só tem obrigatoriedade de fornecer esse serviço aos comercializadores que requisitaram o serviço durante o processo de contratação da capacidade de transporte firme. A tarifa do serviço “no-notice” geralmente é cobrada como um serviço firme especial, com elevadas taxas de reserva e de uso.

#### Serviço interruptível

Os serviços interruptíveis são aqueles com prioridade secundária em relação aos serviços firmes. Isto significa que o fornecimento de gás para os agentes sobre esse tipo de contrato pode ser interrompido para o abastecimento dos contratos firmes. Os serviços interruptíveis possuem diferentes graus de prioridade de acordo com os diferentes contratos estabelecidos.

---

<sup>38</sup> Gás “un-nominate” é aquele gás sem produtor especificado.

Diferente do serviço firme, cuja tarifa possui uma componente fixa e uma componente variável, o serviço interruptíveis paga apenas uma taxa volumétrica já que eles não possuem nenhuma reserva de capacidade. Tradicionalmente, as tarifas dos serviços interruptíveis apresentam embutida uma proporção dos custos fixos associados aos gasodutos.

### Serviço “Backhaul”

O serviço do tipo “backhaul” é aquele caracterizado pela troca de gás natural em um sistema de transporte contra o fluxo normal do gasoduto. Em alguns casos, o órgão regulador reconhece que os serviços do tipo “backhaul” reduzem o custo marginal dos gasodutos ao criarem uma capacidade adicional entre os pontos de entrada e saída. Sendo assim, justifica-se a cobrança de uma tarifa menor do que dos serviços “forward-haul”.

Na prática, quando um produtor injeta gás na rede, mas não o retira ele está aumentando a pressão em todo o sistema. Isto é, tanto os trechos a frente do ponto de injeção quanto os trechos atrás desse ponto (considerando o fluxo de gás unidirecional) operam com uma pressão maior. Esse aumento de pressão permite que o gás seja retirado em um ponto contra o fluxo de movimentação sem comprometer a pressão dos pontos a frente do ponto de retirada. Se o volume retirado nos pontos anteriores ao ponto de injeção tornarem-se maiores do que os retirados a frente do ponto de injeção o fluxo de gás inverte-se de direção e o serviço passa a ser “forward-haul”.

### Serviço de armazenagem

Muitas vezes o serviço de armazenagem é visto como um tipo de serviço de transporte. Nesse sentido, dependendo da regulação de cada país, o transportador deve oferecer acesso a sua infraestrutura de armazenagem sobre a forma de contratos firmes ou interruptíveis de forma não-discriminatória através de concurso aberto.

### Serviço de “Parking”

O serviço de “*parking*” é realizado quando o transportador armazena uma determinada quantidade de gás de um comercializador para entrega posterior por um curto período de tempo. Esse serviço é de curtíssimo prazo e deve ser realizado de forma não-discriminatória, sendo na maioria das vezes não regulado.

Cada tipo de contrato de transporte de gás natural apresenta uma relação tarifa/risco diferente. Os riscos elevados dos contratos interruptíveis são compensados por tarifas menores e outras garantias contratuais, como por exemplo, a venda de combustíveis substitutos a preços pré-fixados. Os contratos firmes, por sua vez, apresentam uma tarifa maior embora os riscos associados ao fornecimento sejam menores.

De forma geral, os diferentes serviços ofertados pelas empresas de transporte permitem uma maior flexibilização do mercado de capacidade de transporte uma vez que as diferentes demandas encontram no mercado os contratos que melhor se adaptam às suas necessidades. Essa diversificação contratual permite um aumento do número de agentes interessados nos diferentes serviços oferecidos pelas empresas transportadoras.

## Seção 2.5 – Conclusão

Os modelos de integração vertical, embora forneçam as garantias necessárias para o investimento em ativos de transporte apresenta-se como um obstáculo ao desenvolvimento da competição nos segmentos potencialmente concorrenciais, como a produção e a comercialização. Nesse sentido, gradualmente a indústria de gás natural foi sendo desverticalizada através da separação dos segmentos de infraestrutura dos segmentos competitivos. Essa nova organização da indústria, contudo, alterou a natureza dos contratos de capacidade de transporte contribuindo para a elevação dos custos de transação.

A introdução de forças competitivas na indústria de gás natural levou a criação de diferentes mercados, entre eles o mercado de capacidade de transporte. Contudo, o desenvolvimento dos diferentes mercados de capacidade não ocorre de forma natural e espontânea sendo necessária a adoção de diversos mecanismos regulatórios como a separação dos direitos de propriedade, o livre acesso de terceiros à infraestrutura de transporte e a regulação das tarifas.

A adoção dos mecanismos regulatórios acima, por sua vez, redefine a organização da atividade de transporte de gás criando novas relações contratuais com seus respectivos custos de transação e externalidades. Nesse novo cenário competitivo, exige-se que as garantias e incentivos aos investimentos das estruturas verticalmente integradas sejam substituídos por mecanismos regulatórios capazes de reduzir as incertezas estimulando, assim, a expansão da infraestrutura de transporte.

A Análise feita nesse capítulo deixa claro que as mudanças na estrutura organizacional da indústria de gás natural e o crescimento do número de agentes decorrente do processo de liberalização vêm exigindo constantes inovações regulatórias. A evolução das características das transações do segmento de transporte de gás natural desencadeia importantes mudanças nas incertezas comportamentais e conseqüentemente nos custos de transação dos contratos exigindo assim novas estruturas regulatórias capazes de incentivar tanto a competição entre os agentes quanto os investimentos. O não acompanhamento da evolução dos mercados pela regulação dá origem a gargalos regulatórios capazes de comprometer o desenvolvimento e a expansão do segmento de transporte.

No próximo capítulo serão analisadas importantes inovações regulatórias desenvolvidas pela indústria de gás natural dos EUA, Espanha e Peru no que diz respeito aos incentivos ao investimento em ativos de transporte de gás natural em um ambiente competitivo.



## **CAPÍTULO 3 - Inovações Regulatórias e seus Impactos sobre o Investimento: Estudo de Caso**

### **Seção 3.1 – Introdução**

Os elevados custos de transação da indústria de gás natural explicam a tendência, quase natural, de integração vertical da cadeia produtiva. Nesse sentido, mostrou-se no capítulo 2 que a mudança nos padrões de concorrência da indústria de gás exige um esforço da regulação tanto no que diz respeito à introdução de elementos competitivos quanto no que diz respeito à criação de estruturas de incentivo ao investimento.

Por sua vez, o regulador defronta-se com uma vasta gama de opções regulatórias. A escolha de um arcabouço regulatório em detrimento de outro possui diferentes impactos tanto sobre o nível de concorrência quanto sobre a expansão dos investimentos. Esse fato fica evidente quando se analisa o desenvolvimento recente da indústria de gás natural em diferentes países. Enquanto em alguns casos a passagem de estruturas de governança verticalmente integradas para estruturas competitivas contribuiu para a expansão da rede de gasodutos e para o aumento do número de interconexões, em outros, a liberalização do setor contribuiu para a redução dos níveis de investimentos em ativos de transporte de gás natural.

Para cada país haverá, assim, uma estrutura regulatória mais adequada que dependerá do grau de maturidade da rede, da dotação inicial de recursos energéticos, das condições de financiamento, das especificidades do marco jurídico e da estrutura industrial pré-existente. Nesse sentido, o principal objetivo desse capítulo é mostrar,

através de estudos de caso, como a adoção de diferentes mecanismos regulatórios pode contribuir para o desenvolvimento de estruturas de incentivos ao investimento em novos gasodutos em um ambiente competitivo. Espera-se assim poder retirar lições das diferentes experiências internacionais que possam ser empregadas no desenvolvimento de um arcabouço regulatório eficaz para o caso brasileiro, o que será feito no próximo capítulo.

Entre os países selecionados estão os Estados Unidos, a Espanha e o Peru. A escolha dos casos a serem estudados foi influenciada pelo elevado grau de investimento em ativos de transporte após o processo de abertura da indústria de gás natural e pelos diferentes mecanismos regulatórios adotados nesses países. Ademais, a diferença no grau de desenvolvimento da indústria de gás natural desses países enriquece a análise conjunta dos três casos mostrando quais mecanismos são mais adequados de acordo com o nível de maturidade da rede de transporte.

Nesse contexto, o capítulo divide-se em 5 seções além dessa introdução e da conclusão. Na segunda seção serão analisadas as características da indústria de gás natural norte-americana assim como a regulação incidente sobre o setor. Na seção 3.3 é a vez da indústria de gás natural espanhola ser analisada. Nessa seção será também descrito o atual arcabouço regulatório vigente para a indústria de gás na Espanha. A quarta seção analisa o caso peruano. Nessa seção serão enfatizadas as mudanças recentes na regulação da indústria de gás natural peruana. Por fim, o capítulo irá analisar como os diferentes mecanismos regulatórios introduzidos por cada país analisado contribuem para o desenvolvimento de uma estrutura de incentivo aos investimentos. Em outras palavras, a última seção mostra como tais mecanismos regulatórios

contribuem para a redução dos custos de transação associados aos investimentos em capacidade de transporte

### **Seção 3.2 – Padrões de Concorrência no Segmento de Transporte de Gás Natural Norte-Americano**

A rede de transporte interestadual de gás natural nos EUA possui características que a diferem de todos os outros sistemas de transporte de gás natural no mundo. O desenvolvimento de um mercado desregulado de capacidade (baseado em boletins eletrônicos de capacidade liberada e em um mercado *spot* e futuro de capacidade de transporte) e a competição pelo direito de construção e expansão de novos gasodutos justificam a importância da análise do mercado de transporte de gás natural nos EUA. Ao lado dos elementos competitivos, o controle e a regulação das tarifas dos contratos de transporte de longo prazo despertam a curiosidade sobre os mecanismos de funcionamento da rede americana. (MAKHOLM [2006]).

A indústria de gás natural norte-americana, desde a portaria FERC 636 [1992], baseia-se na propriedade privada e na separação das atividades de sua cadeia produtiva. Segundo a EIA [2008], a indústria de gás natural é composta por cerca de 6.300 produtores, 160 empresas transportadoras, que controlam 492.289 quilômetros de gasodutos, e cerca de 1.200 empresas de distribuição local. Ao lado das atividades de produção, transporte e distribuição, 123 empresas operam os 410 pontos de estocagem. No que se refere à importação de gás natural, 15 terminais de regaseificação completam a infraestrutura da indústria de gás natural norte-americana.

Os números acima, embora mostrem o tamanho e a importância da indústria de gás natural nos EUA não são capazes de mostrar o seu elevado grau de desenvolvimento, principalmente no que se refere à organização dos diferentes mercados. O elevado nível de liberalização do mercado de gás e a estrutura da indústria bastante fragmentada explicam o elevado grau de concorrência.

A indústria de gás natural norte-americana caracteriza-se não somente pela existência de inúmeros tipos de mercados atacadistas de gás natural (*commodity*) como também pelos diferentes tipos de mercados de capacidade de transporte. Com a separação compulsória da atividade de transporte da atividade de venda de gás ocorrida em 1992, os contratos de *commodity*, firmados entre os proprietários dos gasodutos e as empresas de distribuição, foram convertidos em contratos de transporte e de estocagem (EIA [2009a]). O processo de separação do direito de propriedade foi acompanhado pela definição de contratos de transporte mais flexíveis, permitindo a negociação de capacidade firme em pontos secundários da rede e pela introdução de mecanismos transparentes de cessão de capacidade de transporte, como por exemplo, boletins eletrônicos informando a capacidade diária disponível. A conclusão do processo de liberalização da indústria aumentou o número de participantes e a liquidez dos mercados de gás tanto na boca do poço quanto no ponto final de consumo.

Com o processo de liberalização, aumentou-se a complexidade contratual do serviço de transporte. Pode-se agrupar os diferentes tipos de contratos de transporte em dois grupos: os contratos de alocação primária de capacidade e os contratos secundários. Os contratos de alocação primária são contratos de longo prazo, geralmente com prazos de 20 a 50 anos, que possuem tarifas reguladas pelo custo de serviço. Os contratos secundários, por sua vez, referem-se à revenda da capacidade contratada no mercado

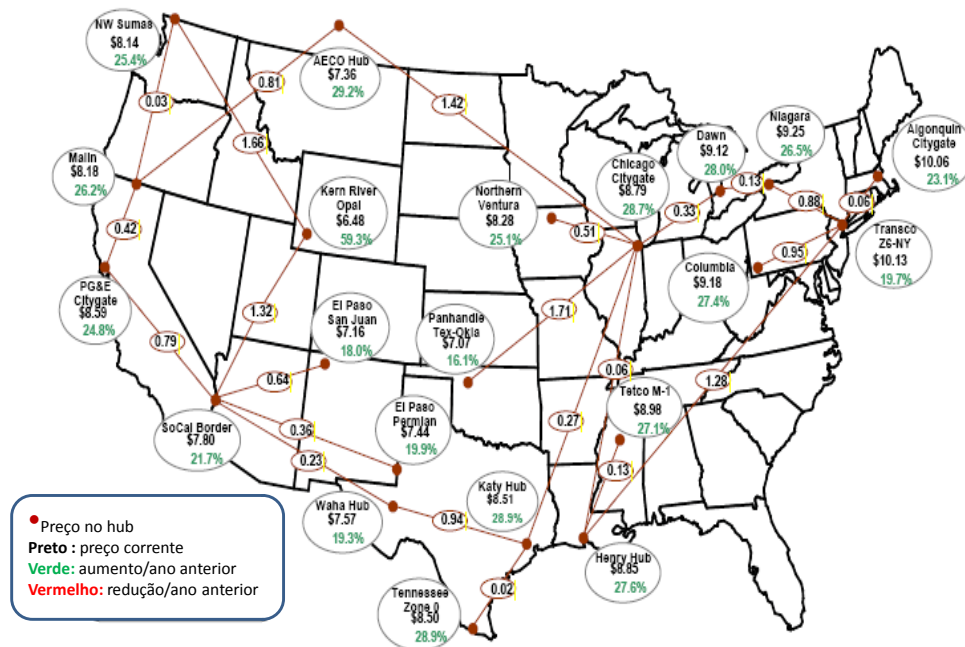
primário e não utilizada. Tais contratos podem se dá sobre bases firmes ou interruptíveis e são geralmente negociados nos mercados de curto-prazo ou *spot*, sendo seus preços desregulados.

O preço no mercado primário norte-americano é regulado de forma que as tarifas são formadas por duas parcelas: uma referente ao custo de operação e outra referente à reserva de capacidade. A parcela variável da tarifa geralmente baseia-se no custo operacional médio da atividade de transporte entre dois pontos. A parcela referente à reserva de capacidade, por sua vez, objetiva o retorno do investimento e é cobrada independente do uso do gasoduto pelos agentes detentores de tais contratos. Em contrapartida ao pagamento da tarifa de reserva, o carregador tem garantida a prioridade de uso da capacidade contratada.

Nos EUA, os contratos de curto-prazo ou *spot* são negociados geralmente nos *Hubs*. Existem atualmente 21 *Hubs* de gás, com no mínimo 2 e no máximo 22 interconexões de gasodutos, como pode ser visualizado na figura 11 (FERC [2009]). Estas interconexões entre gasodutos permitem um processo de arbitragem entre os mercados regionais dos diferentes *Hubs*. O preço da capacidade de transporte vai variar de *Hub* para *Hub* de acordo com a taxa de utilização dos gasodutos e dos pontos de entrada e saída de cada sistema.

Segundo Yeasting [2007], a diferença entre o preço do gás no *Henry Hub* e nos demais *hubs*, assim como a diferença entre o preço do gás na boca do poço e o preço nos *hubs*, vai ser uma função da taxa de utilização dos gasodutos que se direcionam a cada ponto de interconexão (ver anexo 1). Em outras palavras, a diferença entre o preço do gás nos diversos *Hubs*, em teoria, irá refletir os diferentes custos de capacidade de transporte.

Figura 10 – EUA: Preço *Spot* do Gás Natural nos Centros de Comercialização (US\$/MMbtu), 2008



Fonte: FERC [2009]

Yeasting [2007] mostra a importância do mercado de capacidade de transporte na formação dos preços do gás natural nos Estados Unidos. Nesse sentido, não só o mercado primário e secundário de capacidade como também os investimentos em novos gasodutos desempenham um importante papel na auto-regulação dos preços do gás natural nos diferentes mercados regionais americanos.

Atualmente, não existe um mercado de ajuste no sistema de transporte de gás americano. Os desbalanceamentos são corrigidos pelo operador da rede de forma administrativa através de imposição de multas aos carregadores não balanceados. Entretanto, a existência de um mercado *spot* de capacidade permite que os carregadores ajustem suas posições através da compra de capacidade dos carregadores

“superavitários” evitando, assim, o pagamento de multas. Ou seja, na prática, apesar de não existir um mercado de ajuste expressamente formalizado, os carregadores têm como operar no mercado *spot* para realização do ajuste.

Embora a indústria de gás natural norte-americana apresente um elevado nível de concorrência, verifica-se a predominância e a importância dos contratos de longo prazo, principalmente na alocação primária da capacidade (MAKHOLM [2006]). Os riscos associados às características da atividade de transporte de gás natural exigem garantias de financiamento de longo-prazo que no caso americano são dadas pela contratualização da capacidade primária em condições de *ship-or-pay*.

Nesse sentido, a competição no segmento de transporte de gás natural concentra-se nos mercados secundários de capacidade e na competição pelo investimento em gasodutos características dos processos de licitação. O elevado grau de concorrência é explicado assim, pela flexibilidade contratual característica do mercado secundário e pela flexibilidade física dada pela extensa e interligada malha de transporte.

As características que explicam a singularidade do sistema de transporte de gás natural americano não se desenvolveram, contudo, de forma instantânea nem natural (ver anexo 2). O papel tanto da FERC quanto dos demais órgãos responsáveis pela regulação da indústria de gás natural foi essencial para o desenvolvimento tanto dos padrões de concorrência americanos quanto dos mecanismos de incentivos ao investimento na infraestrutura de transporte de gás natural. A seção seguinte irá analisar a evolução do quadro institucional e regulatório americano.

### Seção 3.2.1 – A Evolução da Regulação no Setor de Transporte de Gás Americano: O Surgimento dos Mercados de Capacidade

A evolução da regulação do segmento de transporte de gás natural nos EUA reflete as dramáticas mudanças ocorridas na indústria americana de gás nos últimos 40 anos. A análise do processo de formação da estrutura regulatória norte-americana mostra que o atual arcabouço institucional é fruto de um longo embate político entre os agentes da indústria e as autoridades governamentais.

A regulação na indústria de gás natural nos EUA data do início da própria indústria. Em meados do século XIX, o gás utilizado era basicamente produzido a partir do carvão de forma que o seu consumo e a sua produção ocorriam, geralmente, na mesma municipalidade. Nesse sentido, a característica de monopólio natural fez com que os governos locais regulassem a tarifa cobrada pelas empresas de distribuição.

Com o desenvolvimento da indústria, o comércio e o transporte de gás entre as municipalidades começou a crescer de forma que o escopo da regulação ultrapassou os limites das cidades, cabendo, a partir desse momento, aos governos estaduais. Nesse momento, a regulação dos primeiros gasodutos intra-estaduais (1900) passou a ser exercida pelas recém criadas *public utility commissions*<sup>39</sup> – PUC's. Com o desenvolvimento de tecnologias que permitiam o transporte de gás em longas distâncias, surgem os primeiros gasodutos interestaduais. Essa nova configuração do segmento de transporte criou, contudo, um *gap* regulatório na indústria de gás norte-americana uma vez que as PUC's não possuíam autoridade para regular os gasodutos que ultrapassavam suas fronteiras.

---

<sup>39</sup> As primeiras PUCs foram criadas por volta de 1907 nos estados de Nova York e de Wisconsin (Natural Gas.org [2010]).



Assim, em 1938, o governo federal americano viu-se envolvido pela primeira vez na regulação da indústria de gás. A aprovação do *Natural Gas Act* de 1938 (NGA) concedeu à *Federal Power Commission* (FPC) a jurisdição sobre a regulação dos gasodutos interestaduais. Com o NGA, a característica de monopólio natural dos serviços de distribuição de gás natural foi estendida ao segmento de transporte. Assim, a FPC passou a regular a tarifa cobrada pelas empresas transportadoras e estendeu as certificações concedidas às novas instalações de transmissão de energia elétrica aos gasodutos interestaduais.

A estrutura industrial do setor de gás natural nesse período apresentava-se extremamente concentrada. Onze empresas controlavam o segmento de transporte interestadual (Natural Gas Org. [2010]). Ademais, não havia restrição a participação das empresas de transporte nos demais segmentos da indústria de forma que a maior parte das transportadoras atuava também na produção e na distribuição de gás natural. Nesse sentido, em 1954<sup>40</sup>, a Suprema Corte americana decidiu que os produtores que vendiam gás natural pelos gasodutos interestaduais deveriam ser classificados como uma “empresa de gás natural” sujeita a regulação da FPC. Sendo assim, o preço na boca do poço passou a ser tratado como o preço no gasoduto.

A regulação do preço na boca do poço trouxe importantes problemas tanto de ordem prática quanto de ordem econômica. De 1954 a 1960, o FPC tentou estabelecer o preço na boca do poço de forma individual. Contudo isto se mostrou administrativamente impraticável uma vez que existiam mais de 1.200 produtores independentes (Natural Gas Org. [2010]) Assim, a FPC tentou outros métodos de tarifação baseados em regiões geográficas.

---

<sup>40</sup> Decisão da Suprema Corte Americana no caso *Phillips Petroleum Co. v.s. Wisconsin* (347 U.S. 672 [1954]).

Em todos os casos, o impacto da regulação do preço na boca do poço foi desastroso para a indústria de gás natural. Em primeiro lugar, os produtores possuíam pouco ou nenhum interesse em expandir seus esforços produtivos uma vez que o preço do gás era fixo enquanto os custos de produção e exploração apresentavam-se bastantes imprevisíveis. O segundo efeito negativo da fixação de preços decorre do fato de que em alguns estados, principalmente naqueles produtores de gás natural, os preços do gás transportado pelos gasodutos intra-estaduais não era regulado pelas PUCs de forma que os produtores não possuíam incentivos para transportar seu gás pelos gasodutos interestaduais. Nesse sentido, de 1976 a 1977, muitos estados não produtores de gás natural viram-se em uma situação de escassez enquanto nos estados produtores, a escassez de gás não era sentida.

Os problemas enfrentados pela indústria de gás natural a partir de 1954 levaram o Congresso Americano a aprovar, em 1978, o *Natural Gas Policy Act* (NGPA) como parte do *National Energy Act*. Percebendo que o controle do preço do gás natural tinha por objetivo proteger o consumidor, mas que de fato havia prejudicado-os com a escassez de gás natural, o NGPA foi implementado com três objetivos principais: criação de um mercado nacional único para o gás natural; equalização da oferta com a demanda e o estabelecimento de um preço de mercado para o gás na boca do poço. No contexto do NGPA, o FPC foi substituído pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

Os anos de escassez de gás natural ao mesmo tempo em que incentivaram muitos consumidores, principalmente os industriais, a substituir o gás natural por outros combustíveis, levaram as empresas de transporte a firmarem contratos de longo prazo com os produtores de forma a assegurar a utilização de seus dutos. Com a liberalização

do preço do gás na boca do poço e o conseqüente aumento do preço final do gás acentuou-se a redução da demanda. Nesse sentido, as empresas transportadoras, que antes da liberalização não possuíam gás suficiente para atender sua demanda, passaram a não ter para quem vender o gás adquirido através de contratos de *take-or-pay*.

Nesse contexto, tanto as empresas transportadoras quanto os grandes consumidores começaram a reivindicar o direito de transformar os contratos de longo prazo de *commodity* das empresas de transporte em contratos de capacidade. Assim, em 1985, atendendo as reivindicações do setor, a FERC estabeleceu a portaria FERC 436. Segundo a portaria FERC, as empresas de transporte poderiam oferecer tanto o serviço de transporte quanto o serviço de venda de gás. Nesse sentido, a portaria 436 abriu para todos os consumidores o direito de negociar diretamente com os produtores o preço do gás, contratando da empresa transportadora apenas o serviço de transporte. Embora voluntário, o livre acesso foi adotado por quase todas as empresas de transporte de gás natural. Com a adoção do livre acesso, surgem os primeiros comercializadores no mercado americano de gás natural.

Embora a liberalização dos preços na boca do poço tenha começado com o NGPA, foi somente com a aprovação do *Natural Gas Wellhead Decontrol Act* de 1989 que todas as restrições sobre os preços na boca do poço foram eliminadas.

Enquanto a portaria FERC nº 436 fez a separação do serviço de transporte possível, o acesso de terceiros à rede continuou sendo voluntário. Assim a portaria FERC nº 636 completou o processo de separação através da proibição da participação das empresas de transporte de gás natural em qualquer tipo de comercialização de gás (*commodity*). A portaria FERC 636 também requereu que os gasodutos interestaduais oferecessem serviços que permitissem a entrega eficiente e confiável de gás natural aos

usuários finais. Nesse contexto, foi instituído o serviço de transporte “*no-notice*”, o acesso às instalações de armazenamento, a maior flexibilidade dos pontos de recepção e de entrega e o estabelecimento de programa de cessão de capacidade.

A introdução de serviços “*no-notice*” permitiu que as empresas de distribuição atendessem as necessidades de seus consumidores nos períodos de pico sem incorrerem em penalidades. Em outras palavras, permitiu que as empresas de distribuição equilibrassem suas posições junto às empresas de transporte comprando capacidade. Essa capacidade comprada só tem validade para o ajuste das posições não sendo uma obrigação contratual futura das empresas transportadoras.

O acesso às instalações de armazenagem e a maior flexibilidade dos pontos de entrega e recebimento de gás permitiu uma maior capacidade operacional da empresa transportadora assim como permitiu uma maior flexibilidade na comercialização tanto de gás quanto de capacidade.

Os programas de cessão de capacidade permitiram a revenda de capacidade entre os diferentes consumidores do serviço de transporte. A portaria FERC 636 exigiu, nesse contexto, a criação de boletins eletrônicos acessíveis a todos os consumidores, mostrando as capacidades disponíveis em qualquer gasoduto interestadual.

Mais recentemente, em 2005, foi aprovado pelo congresso americano o *Energy Policy Act* (FERC [2006]). O EPA, como é conhecida a nova lei, representou um grande reforço do poder regulatório da FERC. O *Energy Policy Act* de 2005 concedeu à FERC novas responsabilidades e poderes para exercer essas novas responsabilidades modificando o *Federal Power Act*, o *Natural Gas Act* e o *Public Utility Regulatory Policies Act* de 1978 (PURPA).

No que diz respeito à indústria de gás natural, as principais mudanças trazidas pelo EPA foram a implantação de mecanismos regulatórios capazes de prevenir a manipulação dos mercados de *commodity* e de capacidade e a adoção de novas regras para as tarifas de estocagem. Para evitar a manipulação dos mercados na indústria de gás natural, a FERC passou a ter a função de autoridade civil podendo implantar penalidades civis aos agentes que manipularem, de forma intencional, os mercados de capacidade e de *commodity*. Em relação à adoção de novas regras tarifárias para a estocagem, o objetivo do EPA é expandir a infraestrutura de estocagem de forma a reduzir a volatilidade do preço do gás natural nos mercados americanos.

Em resumo, o atual arcabouço regulatório americano do segmento de transporte de gás natural é resultado de um lento processo de evolução regulatória e institucional que tem como principais pilares o *Gas Act* (1938), o *Natural Gas Policy Act* (1978), a portaria FERC 436 (1985), o *Natural Gas Wellhead Decontrol Act* (1989), a portaria FERC 636 (1992) e o *Energy Policy Act* (2005).

A análise histórica da evolução da regulação na indústria de gás natural mostra que embora as atividades de *upstream*, *midstream* e *downstream* sejam geralmente regidas por regulações distintas, houve uma mudança geral em direção à concorrência e o afastamento em relação aos preços determinados administrativamente. Nesse contexto, destaca-se o papel da FERC como o órgão responsável pela regulação e supervisão do *midstream* interestadual. Entre as principais responsabilidades da FERC pode-se destacar (i) a regulação da construção de gasodutos e instalações de estocagem e GNL; (ii) a regulação do transporte interestadual; (iii) a emissão de certificados de conveniência e necessidade pública para as companhias provendo serviços em energia ou construindo e operando gasodutos ou plantas de estocagem interestaduais; (iv) a

regulação do abandono das instalações; (v) o estabelecimento das tarifas para os serviços sob sua jurisdição; (vi) regulação do transporte de gás natural conforme o *Natural Gas Policy Act* e o *Outer Continental Shelf Lands Act*; (vii) supervisão da construção e operação dos gasodutos nos pontos de exportação ou importação de gás natural; (viii) fiscalização das práticas anti-competitivas nos mercados de capacidade (FERC [2009]).

Dentro de cada estado, a regulação do transporte intra-estadual de gás natural e das outras atividades reconhecidas de *midstream* continua sendo de responsabilidade das comissões reguladoras estaduais. O escopo de atuação das *Publics Utilities Commission* geralmente inclui (i) a autoridade sobre o transporte intra-estadual, distribuição e venda de gás natural dentro de seu estado; (ii) assegurar que os consumidores recebam o gás de modo seguro e confiável, e com tarifas não-discriminatórias; (iii) a autoridade sobre linhas que recolhem o gás natural das áreas de produção para o transporte *downstream* em qualquer um dos gasodutos interestaduais ou intra-estaduais e (iv) a autoridade para regular e reforçar os padrões de segurança. (ALMEIDA [2007])

### **Seção 3.2.2 – Arcabouço Regulatório do Segmento de transporte de Gás Natural nos EUA**

No que diz respeito à regulação específica sobre o segmento de transporte de gás natural destaca-se a separação das atividades de transporte das demais atividades da indústria, o acesso não discriminatório aos dutos de transporte, o controle tarifário em bases de custo de serviços para os contratos primários de capacidade, a separação entre

a propriedade da capacidade de transporte e a propriedade do gás transportado e o incentivo a competição, não somente na alocação primária de capacidade como também na construção e expansão de gasodutos.

A separação dos serviços de transporte das demais atividades da indústria e o livre acesso aos dutos de transporte foram implantados pela Portaria 636 da FERC (1992). Assim, as empresas transportadoras de gás natural foram obrigadas a separar juridicamente a atividade de transporte das atividades de produção, distribuição e comercialização. Contudo, as participações cruzadas ao longo da cadeia continuam sendo permitidas de forma que separação entre os segmentos competitivos e não competitivos não é total. Entretanto, existe um controle muito estrito das condições de acesso e de uso da infraestrutura de transporte.

Em relação ao acesso de terceiros, este se tornou obrigatório<sup>41</sup> de forma que a discriminação tarifária e não tarifária do acesso aos dutos de transporte de gás natural passou a ser proibida e passível de sanções. Nesse sentido, tanto a capacidade primária quando a secundária de gás passou a ser oferecida aos carregadores através de concurso aberto<sup>42</sup>. A realização de concurso aberto para a alocação da capacidade primária tornou-se obrigatória para construção e expansão de gasodutos enquanto o mercado de revenda de capacidade foi estruturado de forma não discriminatória através de meios eletrônicos organizado pelo transportador.

A operação do sistema de transporte é realizada de forma descentralizada por gasoduto. Na maioria das vezes, estes gasodutos são operados por seus proprietários. Os gasodutos interestaduais devem respeitar as regras de operação definidas pela FERC. Os

---

<sup>41</sup> Vale a pena ressaltar que o livre-acesso regulado não se aplica para os gasodutos de recolhimento e os terminais de regaseificação. Nestes casos, o livre-acesso é possível desde que negociado com o proprietário do duto.

<sup>42</sup> Se a demanda por capacidade for maior que a capacidade de transporte disponível, é realizado um concurso aberto, onde a capacidade é alocada aos carregadores dispostos a pagar a maior tarifa.

gasodutos estaduais seguem regras definidas pelas *PUCs*. No caso dos Centros de Comercialização (CDC's), a operação dos dutos que formam a malha deste sistema não é realizada pelo controlador do gasoduto, mas por um operador independente do sistema de dutos que compõem o CDC. Os contratos de revenda de capacidade de gás são padronizados, permitindo assim uma redução dos custos de transação e uma maior transparência das transações de mercado.

No que diz respeito às tarifas do serviço de transporte muitas mudanças ocorreram ao longo da história da indústria de gás norte-americana. Em 1952, 50% do custo fixo eram cobertos pela taxa de “reserva” de capacidade enquanto o restante do custo fixo e todo o custo variável eram cobertos pela taxa de “*commodity*”<sup>43</sup>. A partir de 1973, mudou-se a metodologia tarifária, 25% dos custos fixos passaram a ser cobertos pela taxa de reserva e o restante dos custos fixos mais os custos variáveis pela taxa de “*commodity*”. Desde 1992, com a ordem 636, a metodologia tarifária adotada passou a ser a do *Straight Fixed Variable Method of Cost Allocation*. Essa metodologia simples pressupõe que todo o custo fixo<sup>44</sup> deva ser coberto pela taxa de reserva enquanto todo o custo operacional deverá ser coberto pela taxa de uso (JURIS [1998]).

Em geral, as tarifas de transporte de gás nos EUA são calculadas de acordo com a distância pelo custo de serviço. Entretanto, dentro dos CDCs, existe apenas uma tarifa de transporte postal. Vale ressaltar que a extensão dos dutos que formam os CDCs não é significativa quando comparada à extensão total dos dutos de transporte nos EUA o que permite afirmar que a tarifa de transporte de gás natural norte-americana é predominantemente por distância (ALMEIDA [2007]).

---

<sup>43</sup> Com a separação de propriedade entre *commodity* e capacidade a taxa de *commodity* passou a ser chamada de taxa de uso, se referindo a tarifa cobrada quando do uso da capacidade.

<sup>44</sup> Inclui-se no custo fixo a taxa desejada de retorno sobre o capital investido calculada pela metodologia do custo de serviço ou custo médio.



No âmbito da discussão sobre a competição no segmento de transporte de gás natural, destaca-se a importância da separação estrutural entre a propriedade da capacidade e a propriedade do gás natural (MAKHOLM [2006]). A falta de separação estrutural permite e estimula práticas de comportamentos discriminatórios uma vez que as empresas de transporte comumente oferecem descontos aos comercializadores a ela afiliados de forma a sustentar sua vantagem competitiva em relação aos comercializadores não afiliados. Em outras palavras, cria-se uma vantagem competitiva não eficiente, ou seja, não é a maior eficiência das empresas que lhe conferem uma posição privilegiada no mercado, mas sim um aspecto estrutural.

Por fim, o processo de autorização de novos gasodutos ou da expansão dos antigos se faz sobre bases competitivas. As empresas de transporte interessadas na construção de um ramal de transporte competem *ex ante* pela autorização da construção. Os projetos são comparados e selecionados através de critérios de eficiência: tarifas aos usuários finais, factibilidade, cronogramas da obra, origem do financiamento e programas de manutenção e controle de qualidade. Nesse sentido, os projetos competem entre si antes mesmo de iniciar-se a operação (NERA [2002]).

Para a construção e operação de um gasoduto interestadual ou instalação de estocagem, a companhia deve obter um certificado de conveniência e necessidade pública concedido pela FERC. O órgão analisará os benefícios públicos do projeto e as consequências adversas para a comunidade. A empresa de transporte de gás natural deve também demonstrar que o gasoduto cumprirá com as leis ambientais. Dependendo da localização do gasoduto, podem ser necessárias autorizações estaduais. Adicionalmente, as companhias que se engajam na operação de um gasoduto ou planta de estocagem devem enviar a FERC uma pauta que descreva as condições, taxas e

termos do serviço. As taxas e termos deverão ser não-discriminatórios. Caso o gasoduto seja intra-estadual, serão necessárias autorizações estaduais (NERA [2002]).

A regulação americana incidente sobre o segmento de transporte de gás natural tenta conciliar os objetivos de liberalização com o desenvolvimento de estruturas de incentivos ao investimento. Na seção 3.5 será analisada como o arcabouço regulatório americano contribui para a redução dos custos de transação associados aos investimentos em ativos de transporte de gás natural.

### **Seção 3.3 – A indústria de Gás Espanhola e o papel da ENAGAS**

O desenvolvimento tardio da indústria de gás natural espanhola é explicado pela reduzida disponibilidade de recursos naturais. Nas últimas décadas, contudo, as mudanças no cenário internacional<sup>45</sup> e o desenvolvimento de novas tecnologias<sup>46</sup> impulsionaram o crescimento da demanda por gás natural no país. Nesse sentido, entre 1998 e 2008, a demanda pelo combustível passou de 13 Bcm para 38 Bcm, representando um aumento de 200% em 10 anos (EIA [2009]).

O rápido crescimento foi amparado pelo aumento das importações de gás natural e pelo desenvolvimento do setor de geração termelétrica. Grande parte do crescimento do consumo espanhol, assim como dos demais países europeus, pode ser explicada pelo aperfeiçoamento das plantas de ciclo combinado.

Em 2008, o consumo de gás natural representou 21% do consumo de energia primária na Espanha (EIA [2009]). Embora elevada, a participação do gás natural na

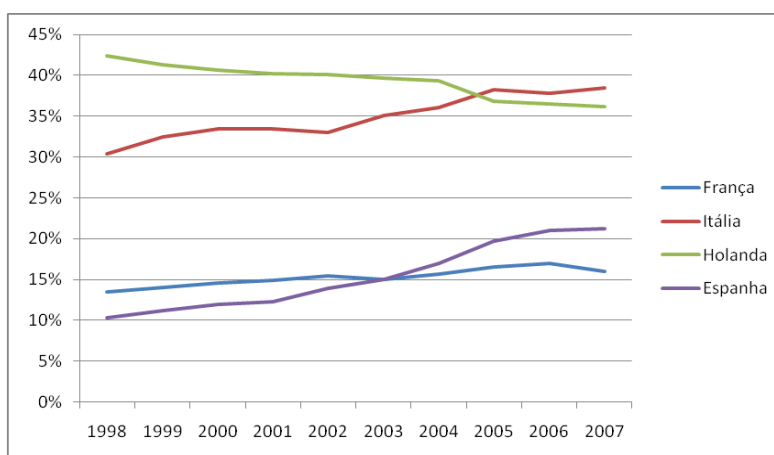
---

<sup>45</sup> Aumento do preço internacional do petróleo, preços ambientais para a adoção de fontes de energia mais limpa e política de integração energética europeia.

<sup>46</sup> Plantas termelétricas de ciclo combinado e redução dos custos do GNL tanto de transporte quanto de produção.

matriz energética espanhola encontra-se muito abaixo dos valores de outros países europeus. Na Itália e na Holanda, por exemplo, em 2008, o gás natural representou respectivamente 38 e 36% do consumo total de energia (EIA [2009]). Essa diferença da participação do combustível no consumo primário de energia mostra o grande potencial de crescimento da indústria de gás espanhola.

Figura 11 – Participação do Gás no Consumo Primário de Energia



Fonte: Elaboração própria a partir de dados EIA [2009]

A produção de gás natural espanhola é irrelevante (0,04% do consumo – EIA [2009]) de forma que o abastecimento interno depende quase que exclusivamente da importação, principalmente via GNL<sup>47</sup> (EIA [2009]). Entre os principais exportadores de GNL para Espanha estão a Nigéria, com 34% das importações, e a Argélia, com 18% (EIA [2009]).

Diferente dos EUA, o sistema de transporte de gás espanhol se desenvolveu baseado no monopólio estatal. Dessa forma, em 1972, foi criada a *Empresa Nacional del Gas* (ENAGAS) responsável pelo planejamento e construção da infraestrutura de

<sup>47</sup> Em 2008 as importações de GNL representaram 68% do total das importações.

transporte de gás natural. Seguindo as tendências liberalizantes das reformas européias da década de 90, em 1994, a ENAGAS foi vendida a *Gas Natural SDG*, dando início ao processo de abertura da indústria de gás natural espanhola (PARDO [2009]).

Em 2000, contudo, o decreto Real 6/2000 elevou a ENAGAS a categoria de operador do sistema. Nesse sentido, de forma a evitar que o controle do operador por alguns grupos empresariais comprometesse o desenvolvimento de forças competitivas, uma série de alterações na estrutura patrimonial da ENAGAS foram introduzidas. Primeiramente, foi exigida que a atividade de regulação do operador fosse separada das demais atividades da empresa. Em segundo lugar, a participação de cada grupo acionário foi restringida a 5% de forma que a participação e o controle da *Gas Natural SDG* foram drasticamente reduzidos (PARDO [2009]). Nesse contexto, o processo de reestruturação patrimonial da ENAGAS foi auxiliado pela abertura de capital da empresa em 2002, de forma que, em 2009, cerca de 70% do capital da ENAGAS estavam sendo negociados no mercado aberto (ENAGAS [2009]).

Em 2009, a rede operada pela ENAGAS totalizou 8.896 km de gasodutos (ENAGAS [2009]) com 16 estações de compressão (CNE [2009]). Além da infraestrutura de transporte a empresa possui um sítio de estocagem em *Serrablo* e três das seis plantas de regaseificação existentes na Espanha: *Cartagena*, *Huelva* e *Barcelona*. A infraestrutura de transporte de gás natural na Espanha pode ser vista na figura 12.

Figura 12 - Espanha: Rede Básica de Gasoduto



Fonte: ENAGAS [2009]

No que diz respeito à distribuição de gás na Espanha, essa é controlada por 5 grupos empresariais (*Gás Natural* (83,4 %), *Naturcop Energia* (9,4 %), *Endesa* (6,8 %), *Gas Direct S.A.* e *Gas e Servicios Mérida*), perfazendo um total de 54.457 quilômetros de rede (CNE [2009]). A tabela 4 mostra o tamanho da rede de distribuição de cada grupo empresarial.

Tabela 4 – Espanha: Total da Rede de Distribuição por Grupo Empresarial

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>Longitud total</b>
Grupo Gas Natural	45.429
Grupo Naturcorp	5.161
Grupo Endesa	3.771
Gas Directo, S.A. (Grupo Fenosa)	43
Gas y Servicios Mérida, S.L.	53
<b>TOTAL</b>	<b>54.457</b>

Fonte: CNE [2009] p.89

Em relação ao mercado de *commodity*, este se divide em dois: um regulado e outro liberalizado. No primeiro, as empresas distribuidoras atendem os consumidores finais residenciais, comerciais e industriais através de contratos regulados e preços administrados. No segundo, as negociações contratuais se dão de forma bilateral e os preços são livremente negociados. Nesse mercado, os consumidores estabelecem contratos bilaterais com as empresas comercializadoras que por sua vez negociam livremente os serviços de transporte, regaseificação, estocagem e distribuição (GÓMEZ-ELVIRA & DURBÁN [2005]).

O setor de comercialização é menos concentrado que os outros segmentos da indústria, apesar de haver uma dominância da *Gas Natural Comercializadora S.A.* Em 2007, a participação da empresa no mercado atacadista foi de aproximadamente 50%. Se considerarmos as três maiores empresas, a concentração de mercado passa a ser maior do que 70% (ALMEIDA [2007]). Apesar do grau elevado de concentração, as empresas efetivamente competem entre si de forma que se pode afirmar que o grau de concorrência no mercado de gás espanhol é relativamente elevado.

No que se refere ao mercado de capacidade de transporte de gás natural, a comercialização da capacidade se dá basicamente através de contratos bilaterais de longo e curto prazo. Apesar da existência de um número grande de comercializadores, os contratos de longo prazo ainda são predominantes na indústria espanhola. Na sua maioria, estes contratos foram assinados antes do processo de abertura da indústria de gás natural.

No que diz respeito ao mercado secundário, não existe nenhum tipo de regulamentação quanto à revenda de contratos de capacidade de transporte. Como mencionado anteriormente, a revenda de contratos de serviços de transporte e de capacidade é feita através de negociações bilaterais uma vez que não existe um mercado *spot* desenvolvido na Espanha.

### **Seção 3.3.1 – Regulação do Setor de Transporte de Gás na Espanha**

A reforma da indústria de gás natural espanhola teve início em 1998 com a promulgação da *Ley de Hidrocarburos*. A lei 34 de outubro de 1998 regula as atividades de produção, importação, transporte, comercialização e distribuição de hidrocarbonetos líquidos e gasosos. No caso da indústria de gás natural ela regula também as atividades de liquefação, regaseificação e estocagem.

A *Ley de Hidrocarburos* condiciona o exercício das atividades de transporte, regaseificação, liquefação, estocagem e distribuição de gás natural à autorização<sup>48</sup> prévia do governo. Nesse contexto, o processo de outorga de autorização deve respeitar princípios básicos como transparência e não discriminação de forma a estimular a

---

<sup>48</sup> Apesar do termo autorização as características dos contratos de outorga se assemelham mais ao que chama-se no Brasil de contratos de concessão.

concorrência entre as empresas interessadas. Tais autorizações, por sua vez, não garantem direitos exclusivos ou de monopólios.

Segundo a lei 34 de 1998, o acesso não discriminatório de terceiros aos dutos de transporte é garantido mediante o pagamento de tarifa de acesso aprovada e regulada pelos órgãos competentes, no caso, o Conselho Nacional Energético (CNE). Dessa forma, todos os agentes qualificados possuem o direito de acesso à rede de transporte assim como à infraestrutura de regaseificação, liquefação e estocagem.

De forma a incentivar uma maior concorrência, a atividade de comercialização foi totalmente separada das demais atividades reguladas como transporte, distribuição, estocagem e regaseificação. No caso do exercício de mais de uma atividade regulada por um mesmo grupo empresarial, exigiu-se a separação contábil das diferentes atividades de forma a evitar possíveis comportamentos anti-competitivos como subsídios cruzados e discriminação tarifária e não tarifária.

“Las empresas de gas natural que ejerzan más de una de las actividades relacionadas en el artículo 60.1 de la presente Ley llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas para cada una de ellas, tal y como se les exigiría si dichas actividades fuesen realizadas por empresas distintas, a fin de evitar discriminaciones, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones de la competencia” (Ley 34/1998 p.56-57)

No que diz respeito à tarifação dos serviços regulados, como o transporte, três critérios básicos foram adotados. Primeiramente, as tarifas devem permitir a recuperação dos investimentos realizados dentro do período de vida útil do mesmo. Em segundo lugar, a estrutura tarifária deve garantir a rentabilidade dos recursos financeiros investidos. Por fim, deve-se determinar um sistema de recuperação dos custos, de forma que se incentive uma gestão eficaz e uma melhora da produtividade.



Embora a lei 34 de 1998 determine que o acesso de terceiros aos dutos de transporte deva ser remunerado por uma tarifa aprovada e regulada pelos órgãos competentes, o sistema econômico do setor de gás natural somente foi definido a partir da lei 949 de 2001. Tal lei definiu a metodologia tarifária aplicada, a ordem de alocação da capacidade de transporte, os períodos de revisão tarifária e os indivíduos habilitados ao livre acesso.

No que diz respeito à alocação primária da capacidade de transporte, esta se dá por ordem de chegada mediante demonstração formal de interesse dos agentes através de formulário padronizado pelo CNE. Uma vez demonstrado o interesse do agente pela capacidade de transporte, cabe ao gestor técnico do sistema analisar a capacidade física da rede de transporte (pontos de entrada e saída e dutos de transporte) para atender a nova demanda por capacidade (REAL DECRETO 949 [2001]).

Uma vez aceita a solicitação de acesso, o solicitante deve contratar, conjuntamente ou separadamente, os serviços de regaseificação, estocagem, transporte e distribuição. No caso do acesso aos ativos de transporte, o contrato deverá ser firmando entre o solicitante e o proprietário dos ativos onde se situa o ponto de entrada do gás no sistema.

Os comercializadores podem modificar seus pontos de saída sem necessidade de modificação contratual desde que haja capacidade disponível nos novos pontos. A exigência feita é que se comunique às partes afetadas pelas mudanças e se firme um novo contrato-anexo com os proprietários dos novos pontos de saída (REAL DECRETO 949 [2001]). .

A redução corretamente justificada da capacidade contratada é permitida aos comercializadores depois de transcorrido um ano da contratação inicial, desde que o

transportador seja avisado com três meses de antecedência. No caso de redução da demanda por perda de clientela para outro comercializador, o período de aviso prévio passa a ser de um mês apenas (REAL DECRETO 949 [2001]).

Transcorrido um ano da contratação inicial da capacidade, o gestor técnico do sistema pode exigir a liberação da capacidade contratada e não utilizada pelo comercializador caso aquele julgue que a detenção da reserva de capacidade esteja prejudicando a entrada de novos agentes no mercado. Nesse sentido, destina-se 25% da capacidade de transporte aos contratos de curto prazo (máximo 2 anos) sendo que cada comercializador não poderá deter mais de 50% desses contratos (REAL DECRETO 949 [2001]).

Em relação à tarifa de acesso, esta é composta por uma parcela fixa e outra variável. A parcela fixa da tarifa tem por objetivo remunerar o capital investido de acordo com o princípio da razoabilidade e é paga independente do uso da capacidade reservada. A parcela variável visa cobrir os custos operacionais e só é paga quando da utilização da capacidade de transporte.

A tarifa de transporte é calculada independentemente para cada trecho de acordo com as condições de demanda em cada ponto de entrada e saída. No cálculo da parcela variável, utiliza-se o método do *price-cap* onde o fator de produtividade  $X$  é revisto em cada processo de revisão tarifária que ocorre de quatro em quatro anos. A parcela fixa, por sua vez, é calculada pelo custo de serviço de forma que o custo de investimento seja recuperado em condições e prazos adequados. Os encargos de reserva ou a parcela fixa é faturada pelo proprietário dos ativos a onde se encontra o ponto de entrada, já a parcela variável ou de condução é faturada pelo proprietário dos dutos a onde se encontra o ponto de saída.

As tarifas de transporte, como os demais preços regulados, apresentam uma característica de máximo. Assim, a cobrança de valores abaixo dos valores estabelecidos é permitida embora se deva respeitar os critérios de transparência, não discriminação e difusão entre os usuários.

A lei 949 além de definir as bases do acesso de terceiros aos dutos de transporte abriu o mercado de gás aos grandes consumidores de forma a adequar a regulação espanhola a Diretiva do Gás da União Européia. Posteriormente, em 2003, a CNE estendeu o processo de liberalização do mercado industrial e comercial a todos os consumidores finais. A liberalização do mercado se completou em 2007 com a abertura do mercado residencial.

Para incentivar a concorrência e a entrada de novos agentes, a CNE recomendou e o governo estabeleceu a revenda compulsória (*gas release*) de 25% dos contratos de importação de gás da Argélia, da empresa *Gas Natural*, para novos comercializadores. Além disso, o governo fixou em 70% a participação máxima de qualquer comercializador no mercado final (GÓMEZ-ELVIRA & DURBÁN [2005]).

Em 2002, como se mostrou anteriormente, a ENAGAS assumiu a função informal de gestor técnico do sistema. Ou seja, além da função de transportador, a empresa passou a exercer a atividade de coordenação e gestão do fluxo de gás natural pela rede de transporte, atuando de forma independente. O Real Decreto 6 de 2000 dá a seguinte definição para o gestor técnico do sistema de transporte de gás natural:

“El Gestor Técnico del Sistema es el transportista titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural y tiene la responsabilidad de la gestión técnica de la Red Básica y de las redes de transporte secundario.” (Real Decreto 6 [2000], p.1)

A lei 12 de 2007 modifica a lei 34 de 1998 com a finalidade de adaptar a regulação espanhola a diretiva europeia. Nesse sentido, em 2007, a ENAGAS é formalmente elevada à categoria de gestor técnico do sistema.

“La empresa Enagás, Sociedad Anónima, asumirá las funciones, derechos y obligaciones del Gestor Técnico del Sistema gasista. Para ello, creará una Unidad Orgánica específica cuyo Director Ejecutivo será nombrado y cesado por el Consejo de Administración de la empresa, con el visto bueno del Ministro de Industria, Turismo y Comercio” (Lei 12 de 2007)

Nesse mesmo período, foi limitado em 5% a participação de qualquer agente do mercado de gás na ENAGAS. A partir do Real Decreto 6/2009, a ENAGAS tornou-se a transportadora única da rede primária de transporte de gás natural, sendo a empresa a responsável pelo desenvolvimento e a ampliação da rede troncal de transporte de maneira a garantir a qualidade e a segurança do abastecimento de gás natural.

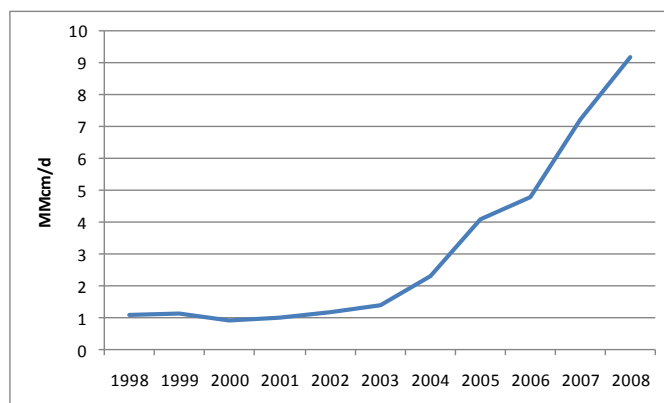
“... En el caso de los gasoductos de transporte primario que formen parte de la red mallada, serán autorizados de forma directa a la empresa que tenga atribuidas las funciones de gestor técnico del sistema gasista.” (Real Decreto 6 [2009])

Nesse sentido, verifica-se atualmente que o setor de transporte de gás natural configura-se como um monopólio privado regulado da ENAGAS. A concorrência no setor está limitada a comercialização das capacidades contratadas previamente nos mercado primário não havendo competição *pipe-to-pipe* nem competição *ex ante* entre os projetos, uma vez que somente a ENAGAS está autorizada a construir novos ramais de transporte.

### Seção 3.4 – A indústria de Gás no Peru

A história da indústria de gás natural peruana é bastante recente e está associada ao desenvolvimento do projeto Camisea cujas operações iniciaram-se em agosto de 2004. De 2004 até 2008, o crescimento da produção de gás natural no Peru foi de 295% (Estatísticas Petroleras [2008]) atingindo a marca de 9 MMcm por dia em 2008 (figura 13) . Em 2008, as reservas provadas do Peru eram de 331 Bcm (EIA [2009]), embora o potencial produtivo do país possa ser ainda maior (392 Bcm) se as descobertas anunciadas pelo governo peruano em 2009 forem confirmadas.

Figura 13 – Peru: Produção de Gás Natural



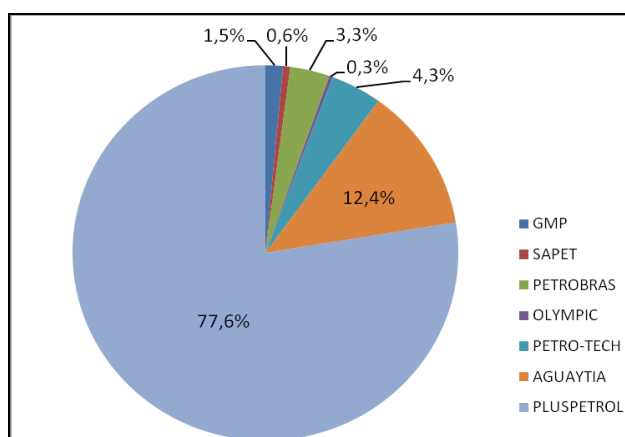
Fonte: PERUPETRO, Estatísticas Petroleras 2008.

O desenvolvimento das reservas da região de Camisea permitiu a expansão da participação do gás natural no consumo de energia primária. Entre os setores que mais contribuíram para o crescimento da demanda de gás estão o de geração elétrica (5 MMcm/d) e o industrial (2 MMcm/d), representando respectivamente 64 e 28% do consumo total de gás no país. Os segmentos residencial e veicular ainda apresentam uma tímida participação no consumo de gás, 0,28 MMcm por dia, o que pode ser

explicado pela pequena malha de distribuição concentrada nas cidades de *Lima e Callao* (CERA [2009a])<sup>49</sup>.

A produção de gás natural peruana concentra-se na região de Camisea (77%<sup>50</sup> da produção nacional em 2008) e é controlada pelo consórcio formado pelas empresas *Pluspetrol* (operador), *Hunt Oil*, *SK* e *Repsol* como pode ser visto na figura 14 (PERUPETRO, *Estadística Petrolera* [2008]).

Figura 14 – Peru: Participação das Empresas na Produção de Gás Natural



Fonte: PERUPETRO, Estatísticas Petroleras 2008.

### Seção 3.4.1 – Projeto Camisea

O projeto *Camisea* está dividido em três módulos e consiste na exploração dos campos de gás não associados da região de *Camisea*, na construção de dois dutos de transporte paralelos (gás natural e líquidos de gás natural – NGL) e no desenvolvimento de uma rede de distribuição de gás natural em *Lima e Callao*.

<sup>49</sup> Vem sendo desenvolvida a expansão da malha de distribuição para as cidades de *Ica, Pisco, Nazca e Marcona*

<sup>50</sup> Outras empresas como Petrobras, Aguytia e Petrotech são responsáveis pelo restante 23% da produção de gás natural no Peru.

A exploração das reservas de *Camisea* data do início da década de 80. Entre 1983 e 1987, o potencial de exploração de *Camisea* foi confirmado e em 1988, a Petroperu assinou um acordo de exploração com a Shell. As divergências entre o governo peruano e a empresa anglo-holandesa sobre o acordo de 1988 levaram ao estabelecimento de uma comissão para a avaliação e desenvolvimento dos campos de *Camisea* em 1994. Após a apresentação do estudo de viabilidade, em maio de 1995 a Shell e o governo peruano assinaram um contrato de exploração. No entanto, em 1998, o consórcio liderado pela Shell anunciou sua decisão de não continuar com a segunda fase do projeto.

Assim, em maio de 1999, a Comissão Especial do Projeto *Camisea* (CECAM) convocou um concurso público internacional para licitação do contrato de licença para exploração de hidrocarbonetos em *Camisea* e de concessão para o transporte de NGL e gás natural de *Camisea* a *Lima* e *Callao*. Onze empresas foram pré-qualificadas no concurso para a operação, e doze para o transporte e distribuição.

Os três projetos de *Camisea* totalizaram um investimento de US\$ 2,7 bilhões (TORINO [2003]). A parte do upstream do projeto consistiu na exploração dos campos de *San Martín* e *Cashiriari* (também conhecidos como bloco 88)<sup>51</sup>, na construção de uma planta de tratamento de gás em *Las Malvinas*, localizada a 431 quilômetros a leste de *Lima*, e na construção de uma planta de liquefação na costa do pacífico próximo a *Pisco*.

Em fevereiro de 2000, o Governo peruano atribuiu a licença para a exploração de hidrocarbonetos de *Camisea* ao consórcio liderado pela *Pluspetrol Peru Corporation*, *Hunt Oil Company of Peru LLC*, *Tecpetrol del Peru SAC*, *SK*

---

<sup>51</sup> O consórcio *Camisea* também é responsável pela operação do bloco 56 (Pagoreni) que em conjunto com o bloco 88 perfazem 96% das reservas do Peru (IPE, 2008).

*Corporation, Sonatrach Peru Corporation e Repsol Exploração Peru SAC*. A licença foi concedida com base na maior oferta de *royalties* pelos licitantes. O período da licença de exploração é de 40 anos para a extração de gás natural e hidrocarbonetos líquidos. O preço na boca do poço foi regulado tendo-se atribuído um valor máximo de US\$ 1,8 por MMbtu corrigido anualmente. Em 2008, o preço do gás na boca do poço situou-se próximo a US\$ 2,7 por MMbtu embora ainda esteja muito aquém dos preços internacionais (CERA [2009a]).

As reservas provadas de gás natural no bloco 88 são de 244 Bcm, com um fator de recuperação final estimado de 190 Bcm de gás natural, e 411 milhões de barris de líquidos de gás natural associado (propano, butano e condensados). O potencial do Bloco 88 é estimado em 308 Bcm de gás natural (reservas provadas + prováveis). A recuperação final estimada, considerando o volume comprovado + provável, é de 231 Bcm de gás e 482 milhões de barris de líquidos de gás natural (CERA [2009a]).

A parte do *downstream* do projeto consiste na construção de um gasoduto de 714 quilômetros ligando *Las Malvinas* a *Pisco* e *Pisco* a *Lima* e um duto paralelo de transporte de NGL de 540 quilômetros ligando *Las Malvinas* a *Pisco*. Ambos os dutos foram construídos e são atualmente operados pela empresa privada *Transportadora de Gas Del Peru* (TGP), um consórcio liderado pela *Tecgas NV* (100% detida pelo Grupo *Techint*), com a participação da *Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Oil Company, SK Corporation, Sonatrach Petroleum Corporation BVI e Graña y Montero AS*. A figura 15 mostra o traçado do gasoduto associado ao projeto Camisea assim como o bloco 88.



Figura 15 - Peru: Projeto Camisea



Fonte: TBP [2010]

A terceira parte do projeto refere-se à construção de uma malha de distribuição nas cidades de *Lima* e *Callao*. A operação da rede de distribuição de gás natural em *Lima* e *Callao* foi entregue a empresa *Calidda*<sup>52</sup> por um período de 33 anos.

O transporte e a distribuição estão divididos em três diferentes contratos, cada um com um período de 33 anos. O primeiro contrato refere-se ao transporte de gás natural de *Camisea* a *Lima*. O segundo diz respeito ao transporte de líquidos a partir de *Camisea* até *Pisco*, e o terceiro contrato regula a distribuição de gás em *Lima* e *Callao*. Estes contratos foram celebrados com base no menor custo de serviço, o que determinou as tarifas para o transporte e distribuição de gás natural.

<sup>52</sup> A concessão da distribuição nas cidades de Lima e Callao foi cedida pela TGP a empresa Calidda (Gas Natural de Lima e Callao S.A.) em 2002 através de um acordo de cessão de direito. A Callidda é uma empresa peruana cujos maiores acionistas são as empresas AEI e PROMIGAS.

Um grande desafio do projeto *Camisea* foi definir uma estrutura de financiamento. Os riscos políticos e institucionais somados às questões sócio-ambientais relacionadas com a construção tanto dos gasodutos quanto das plantas de produção e tratamento na floresta Amazônica repeliram por muito tempo os investidores estrangeiros. Contudo, a partir do final da década de 90, a relativa estabilidade política do país e a definição de um marco regulatório para a indústria de gás natural e petróleo propiciaram um ambiente favorável ao investimento embora as questões ambientais continuem sendo o calcanhar de *Aquiles* do projeto.

No caso do transporte de gás natural, os recursos necessários (aproximadamente US\$ 820 milhões) para o financiamento da construção dos gasodutos da TGP vieram basicamente do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), da Cooperação Andina de Fomento (CAF), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico do Brasil (BNDES) e do pré-pagamento pela rede elétrica, sendo financiados por uma taxa sobre os consumidores finais de energia elétrica.

Embora a produção de gás natural vise primordialmente o abastecimento doméstico, o crescimento da produção acima da demanda vem gerando um excedente exportável. Nesse sentido, recentemente foi concluído<sup>53</sup> o projeto de um terminal de liquefação e exportação de GNL entre as cidades de *Cañete* e *Chinca* a 169 quilômetros ao sul de *Lima*. O Objetivo do terminal é escoar o excesso de capacidade produtiva do bloco 88 e a produção do bloco 56, ambos na região de *Camisea*.

O projeto de liquefação de *Malchorita* consistiu na construção de um gasoduto paralelo de 32 polegadas e 408 quilômetros de extensão, na expansão do duto de líquidos, na construção de uma planta de liquefação com capacidade de exportação de

---

<sup>53</sup> A inauguração do projeto Malchorita ocorreu dia 10/06/2010.

14 MMcm/d e no desenvolvimento do bloco 56 (consórcio *Camisea*). O custo total do projeto foi de US\$ 3,8 bilhões representando o maior investimento estrangeiro privado da história do Peru (LA REPUBLICA [2010]). O projeto foi desenvolvido por um consórcio internacional formado pelas empresas *Hunt Oil Company* (EUA), *SK Corporation* (Coréia) e *Repsol YPF* (Espanha). O operador do terminal de exportação de *Malchorita* é a *Hunt Oil Company* através de sua subsidiária *Hunt Oil Peru*.

O projeto de *Malchorita* foi financiado em grande parte por investimentos estrangeiros diretos. Dos US\$ 3,8 bilhões investidos, aproximadamente US\$ 2,25 bilhões foram garantidos pela *Hunt Oil*, *Repsol*, *SK Energy* e *Marubeni* através de terceiros, incluindo agências de crédito à exportação, instituições multilaterais e bancos comerciais. Além dos investimentos estrangeiros privados, o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e outras instituições multilaterais concederam um empréstimo de US\$ 800 milhões para o projeto.

Além do projeto de GNL de *Camisea*, um novo gasoduto (*Gasoducto Andido Del Sur*), ligando a região de *Camisea* a *Ilo Port* no departamento de *Moquegua*, vem sendo construído e espera-se que entre em operação até 2012. Serão 1.085 quilômetros através da floresta Amazônica e dos Andes.

Ademais, a Proinversion concedeu ao consórcio formado pelas empresas *Companhia Energética de Bogotá* (EEB) e *Transportadora de Gas del Interior* (TGI) a concessão da construção de um sistema de transporte e distribuição de gás natural na região de *Ica*, especificamente em *Pisco*, *Ica*, *Nazca* e *Marcona*. O sistema deve entrar em operação em 2011.

### Seção 3.4.2 – Regulação do Setor de Transporte de Gás no Peru

A década de 90 foi marcada pela reforma e abertura da economia peruana. A partir de 1990, o modelo de desenvolvimento adotado pelo Estado peruano visou à liberdade econômica, os investimentos privados e a livre concorrência. Nesse sentido, buscou-se a redução do tamanho do Estado com a transferência de muitas atividades e funções para a iniciativa privada.

No contexto da reforma do Estado peruano, a lei nº 26.221 (Ley Orgánica de Hidrocarburos), promulgada em 1993, configurou o arcabouço institucional da indústria de petróleo e gás. O Estado ficou encarregado de promover o desenvolvimento das atividades da indústria de petróleo e gás com base na participação da iniciativa privada e na livre concorrência. O Ministério de Minas e Energia ficou responsável pela elaboração, aprovação e aplicação da política de desenvolvimento do setor e pela formação do arcabouço legal.

Posteriormente, a lei nº 26.734 de 1996 criou o “*Organismo Supervisor de la Inversión en Energía*” (OSINERG), que passou a exercer a função de fiscalização dos setores de energia. Entre as atribuições da OSINERG estão a supervisão das operações das concessionárias ou licenciadas dos setores de eletricidade, petróleo e gás natural e a fiscalização do cumprimento das regulamentações aplicáveis, sobretudo as que se referem à proteção ambiental.

A Comissão de Tarifas de Energia foi instituída com a lei nº 25.844 (Lei de Concessões Elétricas), sua atribuição inicial estava relacionada às tarifas de eletricidade. A partir do desenvolvimento do setor de gás natural, esta entidade recebeu também competência sobre questões tarifárias referentes ao transporte e à distribuição de gás.

Com a promulgação da lei nº 27.332 (Lei Marco dos Organismos Reguladores do Investimento Privado nos Serviços Públicos) de julho de 2000, o OSINERG absorveu a Comissão de Tarifas de Energia e assumiu suas funções regulatórias.

Em 16 de abril de 2002 foi promulgada a Lei Complementar de Fortalecimento Institucional da OSINERG, nº 27.699, que ampliou os poderes do Organismo Regulador, entre os quais se destaca o controle da qualidade e quantidade dos combustíveis e maiores prerrogativas dentro de sua função sancionadora.

Em 24 de Janeiro de 2007, conforme os artigos 1º, 2º e 18º da Lei 28.964, se criou o atual *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería* (OSINERGMIN). A OSINERGMIN é responsável pela regulação, supervisão e fiscalização das atividades dos setores de eletricidade, petróleo, gás natural e mineração.

A lei 26.221 reduziu o poder de monopólio da empresa nacional de petróleo, a Petroperú, ao permitir a entrada de empresas privadas nos segmentos de upstream e downstream. A mesma liberou a importação e exportação do petróleo cru e seus subprodutos.

O arcabouço institucional e regulatório que define as normas e diretrizes da indústria de gás natural no Peru delimita o poder *ex ante* do regulador. Nesse sentido, a regulação das atividades da indústria de gás natural é feita conjuntamente com a regulação do setor elétrico e do setor de mineração pela OSINERGMIN. Nesse contexto, cabe ao órgão regulador legislar e definir as regras sobre o livre acesso aos dutos de transporte e distribuição, fiscalizar o cumprimento da legislação aplicada sobre os diferentes segmentos da indústria de gás natural e aplicar multas e sanções às empresas do setor.

A regulação da capacidade de estocagem, a definição da estrutura de mercado *ex ante* e a intervenção sobre a estrutura de mercado *ex post* pelo órgão regulador não é prevista em lei. No que se refere aos aspectos institucionais, a OSINERGMIN possui elevada autonomia decisória não dependendo da aprovação do Ministério ou de qualquer outro órgão político. O orçamento do órgão é independente do governo correspondendo a 1% do faturamento das empresas reguladas, valor este creditado diretamente na conta da OSINERGMIN. Os comissários são selecionados por concurso público de mérito. Seleciona-se uma lista curta de candidatos para um processo de entrevista por uma comissão de seleção que escolhe três nomes para enviar ao presidente. O mandato dos comissários se dá de forma não escalonada, ou seja, não há coincidência de mandato.

A independência do órgão regulador faz com que a interferência do ministério sobre suas decisões regulatórias seja muito rara. Contudo, os recursos judiciais contra as decisões do órgão são freqüentes na justiça peruana. A aplicação de multas é freqüente embora a cobrança efetiva, em função dos freqüentes recursos judiciais, seja lenta.

O mercado final de gás natural foi aberto aos grandes consumidores com as reformas liberais da década de 90, dessa forma, todo o consumidor que utiliza mais do que 30 mil metros cúbicos de gás natural por dia é considerado livre para escolher seu fornecedor, embora na prática, a maioria dos consumidores continue adquirindo gás diretamente das empresas distribuidoras. A atividade de E&P é exercida através de contratos de concessão ou de contratos de serviços, sendo que outras modalidades contratuais podem ser autorizadas pelo Ministério de Minas e Energia do Peru. O preço do gás na boca do poço é regulado definindo-se um valor máximo para cada área de exploração.

A regulação do segmento de transporte e distribuição peruanos está definida na lei 27.133 de 1999. Segundo a legislação em vigor, a atividade de transporte de gás natural é exercida através de contratos de concessão que definem as características de funcionamento do projeto como:

- Período da concessão;
- Regras de livre acesso;
- Estrutura tarifária e
- Níveis de qualidade do serviço prestado.

A concessão de transporte é outorgada através da modalidade de Projeto Integral, de maneira que o concessionário fica integralmente responsável pela escolha da rota, o desenho, a construção da infraestrutura e a posterior operação do sistema de transporte. O processo de licitação dos contratos é feito através de leilão de forma a estimular a competição no investimento uma vez que um dos critérios de escolha é o menor custo de serviço. Os requerimentos mínimos de qualidade são estabelecidos também nos contratos.

Os projetos de gasodutos da rede principal de transporte podem ter ainda cláusulas que garantam o retorno do investimento (garantias de investimento) em seus contratos de concessão. Para que um projeto seja beneficiado por essas garantias ele deve satisfazer as seguintes condições:

- Ser de uso público;

- Que pelo menos 50% (cinquenta por cento) da capacidade contratada dos dutos sejam destinadas aos geradores elétricos e
- Que o projeto estimule a competição energética.

Essas garantias são calculadas com base no conceito de capacidade garantida. Segundo a legislação peruana (DECRETO SUPREMO [Nº 040-99-EM]), define-se como capacidade garantida a capacidade mínima necessária para a recuperação dos investimentos em dutos de transporte da rede principal. Esses volumes, por sua vez, serão determinados no contrato de concessão para cada ano do período de recuperação do investimento.

Os recursos garantidos, nesse sentido, serão calculados com base no produto da capacidade garantida pela tarifa base correspondente do período em questão. Os recursos necessários para o pagamento dos recursos garantidos serão suportados basicamente pelos geradores elétricos<sup>54</sup> e pelos recursos provenientes da prestação do serviço de transporte (Garantias pela rede principal).

As garantias da rede principal são calculadas de modo a cobrir os recursos anuais garantidos. Nesse sentido, a tarifa base da rede de transporte principal é calculada pelo quociente entre o custo de serviço da atividade de transporte e a capacidade garantida. Contudo, quando a capacidade efetivamente utilizada é menor do que a capacidade garantida, as garantias da rede principal não são suficientes para suportar o total dos recursos garantidos. Nesse caso, a diferença entre os recursos necessários para recuperar o investimento (recursos garantidos) e os recursos auferidos ao final do período é suportada pelos geradores de eletricidade.

---

<sup>54</sup> Por lei, os recursos garantidos podem ser suportados também por outros consumidores.



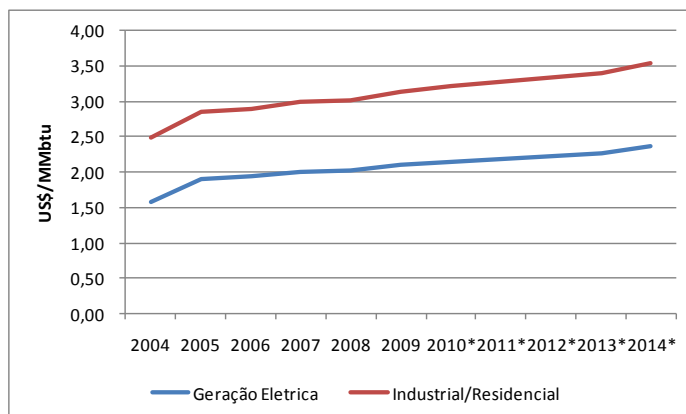
A parcela dos recursos garantidos suportada pelos geradores é rateada entre os consumidores da rede principal de energia elétrica. Assim, a OSINERGMIN incorpora, periodicamente, à tarifa elétrica uma taxa correspondente a garantia dos investimentos da rede principal de transporte de gás natural. Esta taxa adicional permite, se necessário, completar os recursos garantidos.

O período de recuperação do investimento definido nos contratos de concessão não pode ser inferior a 20 nem superior a 30 anos contados a partir da data de início das operações comerciais dos dutos de transporte.

A OSINERGMIN utiliza a tarifa base para o cálculo tarifário dos diferentes segmentos de consumo. As tarifas devem ser publicamente anunciadas sendo vedada a cobrança de tarifas diferentes para o mesmo serviço. Os custos de serviço utilizados no cálculo da tarifa base são divulgados pelas empresas no processo de licitação sendo atualizados no início de cada ano de acordo com as fórmulas de atualização e parâmetros definidos nos contratos.

Distingue-se duas classes de tarifa reguladas, uma para o setor elétrico e outra para os demais consumidores. A tarifa regulada do setor elétrico é igual a tarifa base enquanto as garantias da rede principal forem maiores do que zero. Em nenhum caso, a tarifa regulada do setor elétrico poderá ser maior do que a de outros segmentos (figura 16). Para os outros consumidores, a tarifa regulada será calculada com base nos valores dos recursos anuais garantidos e na capacidade anual contratada.

Figura 16 – Peru: Preços do Gás Natural por Segmento de Consumo



\* Valores estimados  
 Fonte: CERA [2010]

Embora seja previsto o livre acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição o *by-pass* físico é proibido. Nesse sentido, o direito dos grandes consumidores de construir gasodutos de transporte para uso próprio é restrito às regiões fora das áreas de concessão das empresas distribuidoras. Contudo, diferente do Brasil, as áreas de concessão das empresas de distribuição são pequenas, restritas, na maioria das vezes, a uma ou duas cidades, o que permite o desenvolvimento do mercado industrial e termelétrico mesmo em regiões a onde não há empresas distribuidoras. No caso do projeto *Camisea*, a TGP possui exclusividade sobre o transporte de gás natural por 10 anos. Findo o período, o livre acesso aos dutos da empresa passa a vigorar embora as empresas de *upstream* possuam prioridade sobre o uso da infraestrutura.

No que se refere à separação das atividades de transporte e distribuição, o Estado peruano privilegiou a promoção da concorrência. Devido às condições de monopólio natural existentes na prestação dos serviços de transporte e distribuição, o projeto *Camisea* foi estruturado com base na separação vertical das atividades envolvidas na cadeia do gás, através de restrições à integração vertical. O objetivo da separação das

diferentes atividades é promover uma maior transparência nas transações e eficiência na identificação de práticas de abuso de monopólio ou de posição dominante. Contudo, tal separação não é total de forma que participações cruzadas são permitidas entre empresas atuantes em diferentes segmentos da cadeia do gás natural.

A legislação peruana proíbe a atuação indiscriminada de uma mesma empresa ou consórcio nos segmentos de produção, transporte e distribuição, de forma que um produtor possa ter, somente, até 20% de participação nestas duas últimas atividades. As atividades podem ser desenvolvidas pela mesma empresa ou consórcio num período inicial de transição de cinco anos, mas, decorrido esse prazo, devem passar a ser realizadas por entidades diferentes.

Os contratos de compra e venda de gás, de transporte e de distribuição deverão, por sua vez, ser publicamente escriturados, sendo que cópias desses contratos deveram ser entregues pelo concessionário ao Ministério de Minas e Energia, à Perupetro e à OSINERGMIN.

### **Seção 3.5 – Inovações nas Estruturas de Incentivos ao Investimento: Os Casos Americano, Espanhol e Peruano**

As décadas de 80 e 90 foram marcadas pelas reformas liberais e pela redução do papel do Estado como agente econômico. Na indústria de gás natural, o processo de desverticalização e de separação de propriedade abriram a indústria à competição. Contudo, o que se verificou ao longo das últimas décadas em alguns países foi a retração do nível de investimento, principalmente no segmento de transporte de gás natural.

As características singulares da indústria de gás natural, como as analisadas no capítulo 2, tornam, em alguns casos, os objetivos de expansão da rede incompatíveis com o livre funcionamento do mercado. Os elevados custos de transação decorrentes da elevada especificidade dos ativos de transporte inviabilizam, assim, os investimentos em situações de livre funcionamento do mercado. Nesse sentido, o papel do Estado, como agente regulador das atividades da indústria de gás natural é essencial na redução dos riscos e na coordenação dos investimentos nos diferentes segmentos da cadeia produtiva do gás.

Nessa seção será analisada como a introdução de mecanismos regulatórios e contratuais contribuiu no desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos nos mercados americano, espanhol e peruano. As reformas liberais introduzidas nesses três mercados foram acompanhadas pelo desenvolvimento de mecanismos regulatórios capazes de estimular o investimento mesmo em um ambiente competitivo.

Nesse ponto, é importante destacar que o nível de competição sustentado por cada um dos mercados difere consideravelmente em função do grau de maturidade da indústria de gás natural. Assim, o mercado americano, em função de seu elevado grau de maturidade, aguenta níveis de competição elevados sem que haja um aumento demasiado dos custos de transação na atividade de transporte. Em outras palavras, o mercado secundário e *spot* de capacidade de transporte permitem que os investimentos em ativos de transporte sejam financiados pelo comprometimento prévio dos contratos de longo prazo sem, contudo reduzir o nível de competição entre os comercializadores.

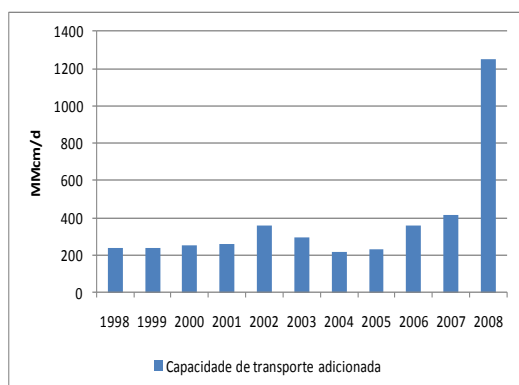
Nos mercados peruano e espanhol, por sua vez, a reduzida maturidade da rede de transporte desestimula o surgimento de mercados de curto prazo secundários e *spot*.

Nesse sentido, o nível de concorrência sustentado por esses mercados mostra-se bastante inferior ao nível do mercado americano.

### **Seção 3.5.1 – Impacto da Regulação Americana sobre o Investimento em Infraestrutura de Transporte de Gás**

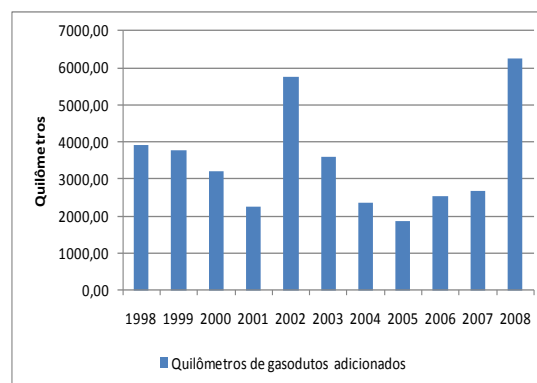
Os investimentos em infraestrutura de transporte de gás natural nos EUA não foram afetados pela liberalização do mercado trazida pela portaria FERC 636 de 1992. Ao contrário, após a edição da portaria 636, ocorreu um significativo aumento no número de novas interconexões entre os gasodutos interestaduais. Ademais, desde 2000, a capacidade de transporte inter-regional vem aumentando significativamente, principalmente após a remoção da regulação dos preços do gás comercializado entre EUA, Canadá e México. Entre 2001 e 2005, a infraestrutura de transporte e distribuição expandiu-se 2,9%, passando de 1.975.684 para 2.034.184 quilômetros de rede (ALMEIDA [2007]). Em 2008, a finalização de 84 novos projetos, como um custo total de US\$ 11,4 bilhões, somou mais 6.000 quilômetros de gasodutos à rede de transporte norte-americana (EIA, [2009a]).

Figura 17 – EUA: Capacidade de Transporte Adicionada



Fonte: EIA [2009<sup>a</sup>]

Figura 18 – EUA: Quilômetros de dutos adicionados

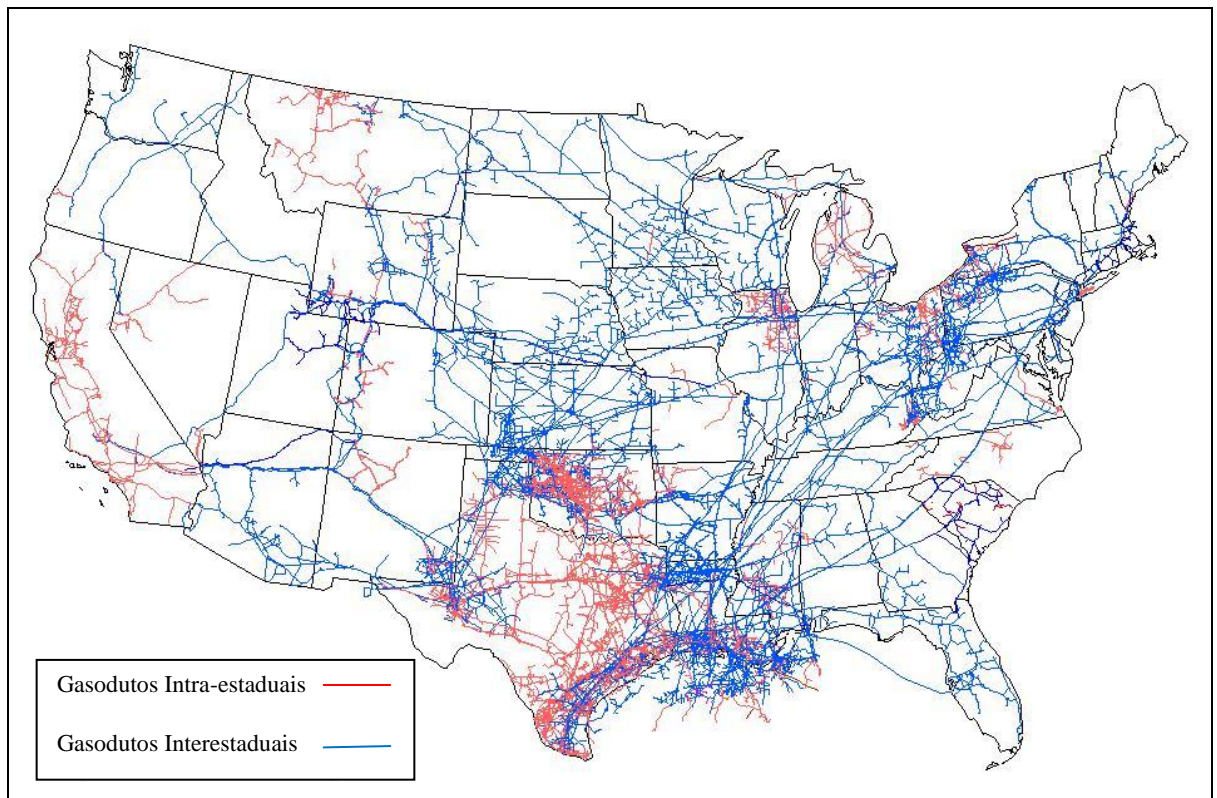


Fonte: EIA [2009<sup>a</sup>]

Contudo, deve-se enfatizar que a intrincada rede de gasodutos americana se desenvolveu antes da liberalização da indústria. Nesse sentido, quando é aprovada a portaria 636, a rede de transporte de gás natural norte-americana já apresentava um elevado grau de maturidade, de forma que o elevado número de interconexões, a dimensão da rede e o elevado número de agentes na indústria contrabalançavam os efeitos do novo padrão de concorrência sobre os custos de transação associados ao investimento em novos gasodutos.

Em outras palavras, a variedade de pontos de entrada e de saída dispersos ao longo da rede reduz as especificidades dos ativos uma vez que permite que um ponto de consumo seja abastecido por mais de uma região fornecedora, como podemos ver na figura 19.

Figura 19 - EUA: Mapa da rede de transporte



Fonte: EIA [2009a]

Embora o grau de maturidade da rede desempenhe um importante papel na redução dos custos de transação associados aos investimentos em ativos de transporte, ele não explica totalmente o elevado nível de investimento pós portaria 636. O elevado número de projetos planejados para 2009, 2010 e 2011 (figura 20), indica que não existe escassez de recursos financeiros para a expansão da malha de transporte de gás natural nos EUA, refletindo uma percepção de risco positiva por parte dos agentes financiadores.

Figura 20 – EUA: 20 maiores projetos de gasodutos para 2009, 2010 e 2011 por nível de capacidade adicionada

Year Planned	State Begin	State End	Region End	Developer	Project Name	FERC Docket Number	Type of Project	Status (as of May 2009)	Miles	Additional Capacity (MMcf/d) <sup>1</sup>
2009	TX	LA	Southwest	Golden Pass LNG Terminal LP	Golden Pass LNG Laterals	CP04-400	Lateral	Completed	70	2,500
2009	LA	LA	Southwest	Kinder Morgan Louisiana PL Co	Sabine Pass LNG Leg 1	CP06-449	New Pipeline	Construction	135	2,130
2009	LA	LA	Southwest	Cheniere Creole Trail LLP	Creole Trail Pipeline	CP07-426	Lateral	Construction	117	2,000
2009	MO	OH	Midwest	Kinder Morgan Energy Partners	Rockies Express (REX East)	CP07-208	New Pipeline	Construction	439	1,800
2009	OK	LA	Southwest	Gulf Crossing Pipeline Co LLC	Gulf Crossing Pipeline Project	CP07-398	New Pipeline	Completed	356	1,712
2009	LA	LA	Southwest	Spectra Energy Inc (MHP)	Egan Storage Lateral Loop	CP07-88	Looping	Construction	17	1,700
2009	OK	TX	Southwest	Midcontinent Express Pipeline	Midcontinent Express Pipeline System	CP08-06	New Pipeline	Completed	506	1,500
2009	TX	TX	Southwest	Energy Transfer Co	Texas Independence Pipeline	Not applicable	New Pipeline	Construction	160	1,100
2009	LA	LA	Southwest	Kinder Morgan Louisiana PL Co	Sabine Pass LNG Leg 2	CP06-449	Lateral	Construction	1	1,065
2009	TX	TX	Southwest	Enterprise Product Partners LP	Trinity River Supply Lateral	Not applicable	Lateral	Construction	40	1,000
2009	AR	MS	Southeast	Texas Gas Transmission Co	Fayetteville Lateral Phase 2	CP07-417	New Pipeline	Completed	100	967
2009	LA	LA	Southwest	Regency Intrastate Pipeline Co	Elm Grove Bienville Pipeline	CP09-82	Looping/Compression	Construction	121	800
2009	MS	MS	Southeast	Texas Gas Transmission Co	Greenville Lateral	CP07-417	New Pipeline	Completed	96	750
2009	MA	CT	Northeast	Algonquin Gas Trans Co	East-to-West (EW2) Expansion	CP08-420	Looping/Compression	Applied	31	746
2009	CO	CO	Central	Enterprise Product Partners LP	Colbran Valley Pipeline	Not applicable	Gathering Lateral	Construction	22	650
2009	OK	OK	Southwest	MarkWest Pioneer LLC	Arkoma Connector Pipeline Project	CP08-404	Lateral	Completed	50	638
2009	TX	TX	Southwest	Energy Transfer Co	Cleburne to Tolar Extension	Not applicable	Extension	Completed	35	600
2009	TX	TX	Southwest	Energy Transfer Co	Southern Shale	Not applicable	New Pipeline	Completed	31	600
2009	WI	WI	Midwest	Guardian Pipeline Co	GII Expansion	CP07-08	Extension	Construction	119	537
2009	WV	PA	Northeast	Chestnut Ridge Storage LLC	Uniontown Lateral	CP08-36	Lateral	Applied	17	500
2009	--	--	--	--	Others (58 projects)	--	--	--	1,181	8,557
<b>Total</b>									<b>3,643</b>	<b>31,852</b>
2010	MS	MS	Southeast	NGS Investments LLC	Leaf River Dome Headers	CP08-08	Lateral	Approved	7	2500
2010	AL	AL	Southeast	McMoran Exploration Inc	Coden Onshore Pipeline	CP04-68	New Pipeline	Approved	5	1600
2010	AR	MS	Southeast	Fayetteville Express Pipeline	Fayetteville Express Pipeline	PF09-4	New pipeline	Applied (NEPA)	187	1600
2010	LA	LA	Southwest	DCP Midstream Partners LP	Haynesville Connector	None yet	New line	Planning	150	1500
2010	GA	GA	Southeast	Southern Natural Gas Co	Elba Express III	CP06-470	Extension	Approved	189	1175
2010	TX	TX	Southwest	Enbridge/Atmos Energy	BIG Pipeline Project	Not applicable	New line	Planning	100	1000
2010	TX	TX	Southwest	ENSTOR Energy	Houston Energy Center Header Line	CP07-390	New Pipeline	Construction	2	1000
2010	LA	LA	Southwest	Liberty Gas Storage LLC	Liberty Storage Pipeline Expansion	CP08-454	Lateral	Applied	5	1000
2010	WY	IA	Central	Kinder Morgan Energy Partners	REX/NGPL Phase 1	None yet	New Line	Planning	175	1000
2010	WY	WY	Central	Questar Overthrust Pipeline Co	Overthrust Wamsutter/Opal	PF09-6	Looping	Applied (NEPA)	43	800
2010	LA	LA	Southwest	Stark Gas Storage LLC	Stark Storage Pipeline	CP05-08	Lateral	Construction	35	800
2010	ME	ME	Northeast	Downeast LNG LLC	Downeast LNG Lateral	CP07-52/55	Lateral	Applied	30	625
2010	MS	MS	Southeast	Southeast Gas Storage LLC	Black Warrior Field Lateral	CP08-418	Lateral	Approved	5	500
2010	TX	MX	Mexico	Sonora Pipeline LLC	Burgos Hub Mission Line (US Portion)	CP07-74	New Border Crossing	Approved	16	500
2010	LA	LA	Southeast	Gulf South Pipeline Co	Haynesville/Perryville Expansion	None yet	Compression	Planning	0	500
2010	ON	CT	Northeast	Iroquois Pipeline Co	MetroExpress Project	None yet	Looping/Compression	Planning	0	500
2010	TX	MX	Mexico	Sonora Pipeline LLC	Northeast Hub Progresso Line (US Portion)	CP07-74	New Border Crossing	Approved	13	500
2010	WY	MT	Central	Bison Pipeline LLC	Bison Pipeline Project	PF08-23	New Pipeline	Applied (NEPA)	289	400
2010	MI	ON	Canada	Great Lakes Gas Trans Co	Dawn Eclipse Pipeline Project	None yet	Compression	Planning	0	400
2010	MI	ON	Canada	Spectra Energy Inc	Dawn Gateway Project	None yet	Compression	Planning	0	400
2010	--	--	--	--	Others (35 projects)	--	--	--	819	6,305
<b>Total</b>									<b>2,070</b>	<b>24,605</b>
2011	LA	LA	Southwest	Henry Gas Storage LLC	Henry Storage Lateral	PF08-28	Lateral	Applied (NEPA)	12	2600
2011	MS	MS	Southeast	NGS Investments LLC	Leaf River East-West Header	CP08-08	Lateral	Approved	37	2500
2011	LA	LA	Southwest	NGS Investments LLC	Gulf Coast Connector	Planning	Lateral	Planning	40	2000
2011	LA	LA	Southwest	Port Barre Investments LLC	Bobcat Storage Expansion	CP09-19	Laterals	Applied	20	1800
2011	LA	LA	Southwest	Atmos Pipeline and Storage LLC	Fort Necessity Storage Lateral	PF08-10	Lateral	Applied (NEPA)	7.5	1500
2011	MS	MS	Southeast	Gulf LNG Pipeline LLC	Gulf Landing Pipeline	CP06-12/13/14	New Pipeline	Construction	5.02	1500
2011	OH	NJ	Northeast	Kinder Morgan Energy Partners	REX Northeast Express Project	None yet	New Pipeline	Planning	415	1500
2011	WY	OR	Western	El Paso/Bear Energy	Ruby Pipeline Project	CP09-54	New Line	Applied	680	1500
2011	OR	OR	Western	Palomar Gas Pipeline LLC	Palomar Gas Transmission Line	CP09-35	New Pipeline	Applied	217	1300
2011	NY	NY	Northeast	Broadwater Energy LLC	Broadwater Energy Pipeline	CP06-54/55/56	New Pipeline	Approved	21.7	1250
2011	TX	LA	Southwest	Energy Transfer Co	Tiger Pipeline	PF09-9	New line	Applied (NEPA)	180	1250
2011	LA	LA	Southwest	Black Bayou Storage LLC	Black Bayou Storage Lateral	CP07-451	Lateral	Applied	7.15	1200
2011	WY	OR	Western	Sunstone Pipeline LLC	Sunstone Pipeline Project	PF09-2	New Pipeline	Applied (NEPA)	601	1200
2011	LA	FL	Southeast	Cheniere Energy Co	Southern Trail LNG Line	CP05-357	New line	Applied	348	1050
2011	OK	OK	Southwest	Enogex LLC	Heartland Crossing	Not applicable	New Pipeline	Announced	0	1000
2011	OH	OH	Midwest	Kinder Morgan Energy Partners	REX Northeast Express Phase	None yet	Compression	Planning	0	1000
2011	TX	LA	Southwest	Enbridge Pipeline Co	LaCrosse Pipeline	None yet	New line	Announced	300	1000
2011	IA	IL	Midwest	Kinder Morgan Energy Partners	REX/NGPL Joint Project Phase 2	None yet	New Line	Planning	240	1000
2011	TX	TX	Southwest	Pivotal Energy Development	Golden Triangle Storage Lateral	CP07-414	Lateral	Construction	9	900
2011	BH	FL	Southeast	AES Ocean Express Pipeline LLP	Ocean Express Offshore Pipeline Project	CP02-90	New Pipeline	Approved	46.1	842
2011	--	--	--	--	Others (27 projects)	--	--	--	1,342	9,556
<b>Total</b>									<b>4,528</b>	<b>37,448</b>
<b>3-Year Total</b>									<b>10,242</b>	<b>93,905</b>
<b>180 Projects</b>										

Fonte: EIA [2009a]



Os dados acima sugerem que o mercado compreende e aceita os riscos associados aos investimentos em ativos de transporte. Esse fato, em função das características dos investimentos em gasodutos, mostra a importância da estrutura regulatória incidente sobre o segmento de transporte interestadual de gás natural na redução dos custos de transação associados aos investimentos em novos projetos.

O desenvolvimento de mercados secundários e *spot* reduz a exposição das empresas de transporte a comportamentos oportunistas por parte dos comercializadores, diminuindo assim os custos de transação e, conseqüentemente, os riscos associados aos investimentos. Segundo Juris [1998] o desenvolvimento de um mercado *spot* nos EUA contribuiu para a redução dos custos de transação uma vez que aumentou a eficiência das transações e melhorou os sinais de preço.

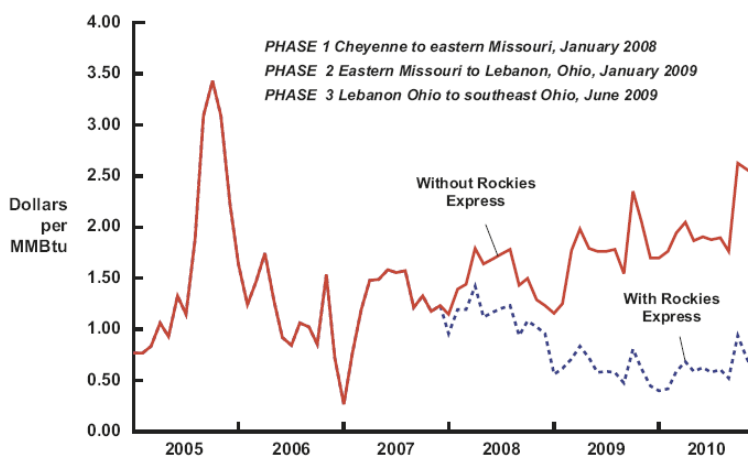
Dessa forma, a adoção de mecanismos regulatórios que permitam o desenvolvimento de um mercado secundário dinâmico e transparente funciona como estímulo ao investimento. Assim, o Decreto FERC 636 de 1992 contribuiu para o desenvolvimento de uma estrutura de incentivos ao investimento na indústria de gás natural norte-americana ao:

- Definir contratos de transporte mais flexíveis, permitindo a negociação dos contratos firmes em pontos secundários da rede;
- Permitir que os carregadores liberassem sua capacidade de transporte através de mecanismos transparentes; e
- Aumentar a transparência, exigindo que os gasodutos interestaduais dispusessem eletronicamente informações sobre a capacidade diária disponível, à capacidade interruptível, manuais operacionais, índice de clientes e tarifas negociadas.

Embora o desenvolvimento de mercados secundários de capacidade permita uma redução das especificidades dos ativos ele aumenta os riscos de mercado em redes como elevado número de interconexões. Em outras palavras, em uma rede muito densa, os carregadores possuem inúmeras possibilidades de transporte para atender um mesmo ponto de consumo. Nesse sentido, pode-se afirmar que quanto mais ramificada e extensa for uma rede de transporte de gás natural, mais sensível às variações de demanda será a tarifa *spot* do mercado de capacidade.

Um exemplo da sensibilidade da tarifa de transporte em relação às variações na oferta e demanda de capacidade pode ser visto na redução do *spread* no centro de distribuição de *Cheyenne – Appalachia* trazida pela construção do gasoduto *Rockies Express*. Segundo Yeasting [2007], a construção do novo ramal de transporte reduziu o *spread* do CDC de *Cheyenne* de US\$ 2,04 para US\$ 0,60 por MMBtu indicando uma nítida redução do custo da capacidade de transporte no centro de distribuição (figura 21).

Figura 21 – EUA: Impacto do gasoduto *Rockier Spreess* no *spread* do CDC de *Cheyenne* – *Appalachia*



Fonte: Cera apud Yeasting [2007]

Por esse motivo, as empresas transportadoras dificilmente se envolvem em novos projetos de gasodutos sem antes firmarem contratos de longo prazo com cláusula de *ship-or-pay*. Dessa forma, as regras de alocação primária da capacidade de transporte são de extrema importância. Nos EUA, a FERC desempenha um importante papel na regulação dos contratos de capacidade de longo prazo e na realização de concurso aberto para a alocação da capacidade primária de transporte.

A regulação dos contratos de capacidade pela FERC dá as garantias institucionais e jurídicas necessárias ao cumprimento dos contratos. A realização do concurso aberto para a alocação de capacidade reduz o custo da negociação da empresa transportadora com cada carregador (custo de transação *ex ante*) e o risco de comportamentos oportunistas (custo de transação *ex post*). Ademais, a contratação prévia da capacidade em bases firmes facilita o processo de financiamento através de mecanismos de securitização que permitem a utilização dos contratos de recebíveis como garantias de contratos de financiamento. O concurso aberto, nesse sentido,

incentiva a cooperação entre os carregadores e as empresas de transporte reduzindo os custos de transação associados aos contratos de capacidade.

Entre os carregadores potencialmente dispostos a firmarem contratos de longo prazo com as empresa de transporte estão as empresas de upstream e os fornecedores de GNL. No caso dos produtores, o aumento dos preços do gás na boca do poço e o aumento nos volumes de produção decorrentes da expansão da capacidade de transporte podem mais do que compensar a perda líquida sobre os contratos de transporte firmes. (Yeasting [2007])

Exemplos de projetos de gasodutos apoiado principalmente por contratos com produtores são o gasoduto de *Aliance*, com capacidade de 43 MMcm por dia, o gasoduto de *Cheyenne Plains*, com capacidade de 15 MMcm por dia e o gasoduto *Rockier Express*, com capacidade de 50 MMcm por dia.

No caso dos fornecedores de GNL, há um forte incentivo para garantir o acesso aos mercados através da contratação de transporte firme e apoio aos projetos de gasodutos que ligam o terminal de GNL aos mercados. Um exemplo é a *Repsol*, proprietária do terminal de GNL de *Canaport* em *St. Johns*, que firmou dois contratos de transporte de longo prazo (25 anos) suportando assim as despesas de capital de US\$ 600 milhões da construção de um ramal de transporte.

As empresas de distribuição costumam também firmar contratos de longo prazo com empresas de transporte uma vez que têm a capacidade de repassar para seus clientes os custos das tarifas de transporte, aquisição e armazenamento de gás natural. Por sua vez, geradores de energia elétrica, de forma geral, não entram em contratos de transporte de longo prazo, salvo para ramais que atendam somente a suas instalações e se essas instalações atenderem a um mercado *spot* de eletricidade.

Entre as regras estabelecidas pela FERC na regulação dos contratos firmes de longo prazo está a tarifação pelo custo de serviço. O Objetivo da FERC na adoção dessa metodologia tarifária é remunerar o capital investido adequadamente de forma a incentivar o investimento. Como visto anteriormente, no caso americano, as tarifas de transporte possuem duas parcelas. A primeira parcela da tarifa, conhecida como tarifa de reserva, tem como objetivo a recuperação do custo do investimento e é cobrada independentemente do uso integral da capacidade contratada. A segunda parcela, por sua vez, é cobrada apenas sobre a capacidade de transporte efetivamente utilizada e objetiva a cobertura dos custos operacionais do transporte entre o ponto de entrada e saída.

Até o *Straight Fixed Variable Method of Cost Allocation* de 1992, somente 25% dos custos fixos eram cobertos pela taxa de reserva sendo o restante dos custos fixos e os custos variáveis cobertos pela taxa de uso. Contudo, a partir do Decreto 636, a metodologia tarifária adotada passou a cobrir todo o custo fixo<sup>55</sup> com a taxa de reserva enquanto todo o custo operacional passou a ser coberto pela taxa de uso, garantindo assim a recuperação de 100% dos investimentos em gasodutos e compensando as perdas decorrentes da *commodity clause*. Os reajustes tarifários periódicos visam corrigir as variações dos custos de serviços de forma a reduzir os riscos associados a variações nos índices de preço.

Outro elemento importante no estímulo a expansão da rede é a não exclusividade geográfica. As empresas de transporte de gás natural não possuem exclusividade geográfica no transporte de forma que a FERC pode autorizar novos gasodutos, até mesmo paralelos, caso os estudos de viabilidade econômica e ambiental sejam

---

<sup>55</sup> Inclui-se no custo fixo a taxa desejada de retorno sobre o capital investido calculada pela metodologia do custo de serviço ou custo médio.

favoráveis ao projeto. Nesse sentido, não há barreiras institucionais aos novos investimentos o que funciona também como uma fonte de competição potencial.

Por fim, a estabilidade política e institucional americana garante a confiança necessária nas instituições e normas, de forma que não se espera que os contratos firmados entre os agentes não sejam respeitados. A estabilidade regulatória e institucional mostra-se extremamente importante na redução dos custos de transação. Em outras palavras, não basta que o arcabouço regulatório seja contrário a comportamentos oportunistas ele deve ser capaz de efetivamente coibir tal prática. Assim, mudanças regulatórias frequentes e inesperadas podem reduzir a credibilidade do sistema institucional aumentando as incertezas a respeito de comportamentos oportunistas e, conseqüentemente, sobre os custos de transação.

A análise do caso americano mostra como as inovações regulatórias e o desenvolvimento do mercado e da rede de transporte contribuem para a redução dos custos de transação. A elevação do grau de maturidade da rede de transporte contribui para a redução das especificidades dos ativos que por sua vez reduz o risco de comportamentos oportunistas.

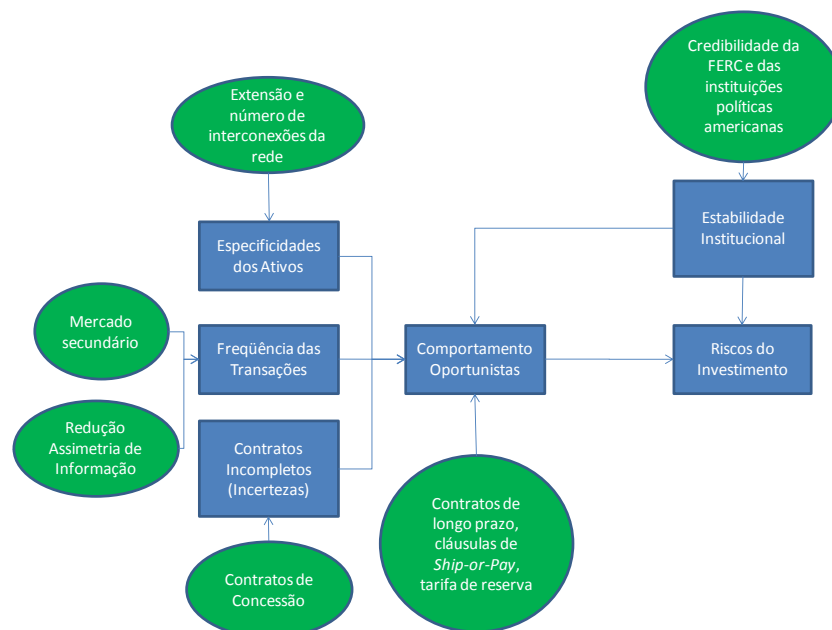
Os contratos de longo prazo, as cláusulas de *Ship-or-Pay*, o aumento da transparência das informações e a componente de reserva das tarifas de transporte agem diretamente sobre o oportunismo. No caso dos contratos de longo prazo, as cláusulas de *Ship-or-Pay*, reduzem os custos de transação introduzindo penalidades aos comportamentos oportunistas. Em outras palavras, o processo de especulação sobre as tarifas de transporte feito pelos carregadores é reduzido por tais mecanismos regulatórios reduzindo as incertezas sobre os fluxos futuros de recursos.

No que diz respeito à transparência, o aumento dos fluxos de informação reduz as assimetrias de informação. Assim uma vez que as informações sobre a capacidade de transporte e sobre as estruturas tarifárias tornam-se públicas e de fácil acesso os incentivos a comportamentos oportunistas discriminatórios é reduzido assim como os custos de informação.

“A critical element of competition in any market is the free flow of information. For their part, the markets in legal entitlements envisaged in 1960 by Coase depend totally on transparency and the flow of information. At the FERC, there are no trade secrets with respects to the use of the regulated pipeline system – it is all an open book.” (Makholm [2009], p.25).

A figura 22 sintetiza os efeitos da estrutura de mercado e do arcabouço regulatório americano sobre os riscos dos investimentos em ativos de transporte de gás natural a luz da teoria do custo de transação.

Figura 22 – EUA: Impacto da Regulação sobre os Investimentos



Fonte: Elaboração própria

### Seção 3.5.2 – Impacto da Regulação Espanhola sobre o Investimento em Infraestrutura de Transporte de Gás

O desenvolvimento da indústria de gás natural espanhola é recente de forma que a rede de gasodutos apresenta-se em processo de formação. Nesse sentido, a malha de transporte de gás natural na Espanha caracteriza-se pelo pequeno número de interconexões e pela reduzida extensão da rede de dutos. Ademais, o mercado secundário e *spot* apresentam-se pouco desenvolvidos de forma que a comercialização da capacidade de transporte depende basicamente das negociações bilaterais entre carregadores.

As características da indústria de gás natural acima enumeradas explicam as elevadas especificidades dos ativos de transporte de gás na Espanha. Assim, diferente do caso americano, a inexistência de um mercado *spot* de capacidade e o baixo desenvolvimento do mercado secundário elevam os riscos de investimentos em novos gasodutos uma vez que as transações entre carregadores e transportadores dependem, quase que exclusivamente de contratos bilaterais.

Contudo, a elevada especificidade dos ativos de transporte de gás natural não parece afetar o ritmo dos investimentos sugerindo que haja mecanismos de regulação capazes de reduzir os custos de transação. Em 2008, por exemplo, os investimentos da ENAGAS totalizaram 591,2 milhões de euros. Entre os principais projetos encontra-se a construção de 7 ramais de transporte<sup>56</sup> (ENAGAS [2009]).

Entre os mecanismos adotados pelo órgão regulador espanhol para reduzir os custos de transação e, conseqüentemente, para estimular os investimentos em novos

---

<sup>56</sup> Gasoduto *Desdoblamiento Barcelona-Arbós*, gasoduto *Alcázar de San Juan-Villarrobledo*, gasoduto *Semianillo Suroeste Madrid*, gasoduto *Albacete-Villarrobledo*, gasoduto *Desdoblamiento del Ramal al Campo de Gibraltar* e o gasoduto *Albacete Montesa*.



gasodutos destacam-se a centralização e a implantação de um monopólio privado, a adoção de um regime tarifário que garanta o retorno sobre o capital investido e a contratualização de longo prazo. Como se mostrou anteriormente nesse capítulo, o segmento de transporte de gás natural na Espanha caracteriza-se pelo monopólio da ENAGAS. A centralização das decisões de investimento e da operação da rede de transporte reduz consideravelmente os custos de transação e de coordenação dos investimentos ao reduzir os riscos de comportamento oportunistas por parte dos comercializadores.

Em outras palavras, a existência de uma única empresa de transporte impede que os comercializadores de gás natural pratiquem processos de arbitragem de preços. A dependência dos comercializadores em relação aos ativos de transporte da ENAGAS facilita o processo de contratualização da capacidade de transporte e reduz o poder de barganha das empresas comercializadoras em função da falta de alternativa para o transporte de seu gás contratado. Nesse sentido, pode-se afirmar que a centralização da operação da rede reduz os custos de transação *ex ante* e os espaços para comportamentos oportunistas *ex post*.

Assim, apesar da separação do segmento de comercialização dos demais segmentos da indústria e do estabelecimento, em lei, do direito dado aos comercializadores de redução da capacidade contratada, os estímulos para comportamentos oportunistas por parte dos carregadores são reduzidos em função da estrutura industrial caracterizada pelo monopólio da ENAGAS.

Ademais, o modelo de contrato de outorga concedido às empresas de transporte confere a segurança jurídica necessária ao investimento em ativos específicos. Nesse

sentido, os contratos de concessão<sup>57</sup>, ao estabelecerem as regras referentes ao uso dos gasodutos e as estruturas tarifárias reduz os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte.

A estrutura tarifária definida pelos contratos de concessão garante o retorno sobre o capital através da cobrança de uma parcela fixa (tarifa de reserva) calculada com base nos custos de serviços. A parcela fixa da tarifa tem por objetivo remunerar o capital investido de acordo com o princípio da razoabilidade e é paga independente do uso da capacidade contratada.

Por fim, a CNE permite que 75% da capacidade de transporte sejam negociadas através de contratos de longo prazo. Como se mostrou anteriormente, os contratos de longo prazo fornecem importantes garantias para o investimento, facilitando, assim, o financiamento do projeto. Em outras palavras, o fluxo de recebíveis futuros garantidos pelos contratos de longo prazo além de reduzir as incertezas, pode ser usado como garantia no financiamento de grande parte dos investimentos em novos gasodutos. Em 2008, por exemplo, 65% da dívida da ENAGAS encontrava-se coberta mediante instrumentos de derivativo (ENAGAS [2009]).

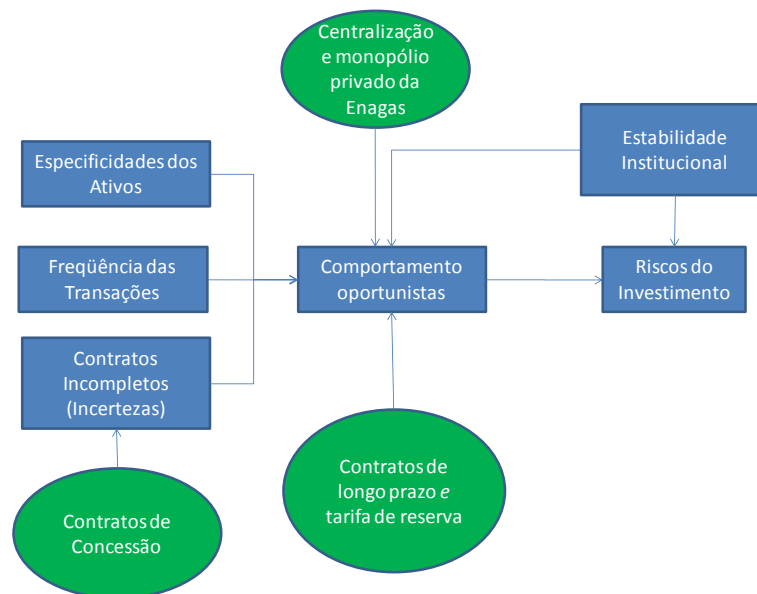
Dessa forma, verifica-se que os incentivos ao investimento em ativos de transporte na indústria espanhola são bastante elevados, embora a proteção excessiva do segmento possa comprometer o desenvolvimento da competição na comercialização. A figura 23 sintetiza os principais instrumentos regulatórios utilizados no desenvolvimento de uma estrutura de incentivo ao investimento em ativos de transporte de gás natural na Espanha a luz da teoria dos custos de transação. Como se mostrou anteriormente, a centralização e o monopólio da ENAGAS, os contratos de concessão, a

---

<sup>57</sup> Embora o termo autorização seja usado, os contratos de outorga da atividade de transporte na Espanha assemelham-se a definição de concessão desenvolvida nesse trabalho.

estrutura tarifária voltada para a recuperação do investimento e a predominância dos contratos de longo prazo atuam diretamente sobre o oportunismo.

Figura 23 – Espanha: Impacto da Regulação sobre os Investimentos



Fonte: Elaboração própria

### Seção 3.5.3 – Impacto da Regulação Peruana sobre o Investimento em Infraestrutura de Transporte de Gás

Como na maioria dos países da América Latina, um dos principais problemas da execução de projetos de infraestrutura no Peru é a atração do investimento privado. A reduzida capacidade de investimento do empresariado nacional e os históricos déficits públicos explicam a dependência em relação ao capital externo. Por sua vez, o nível de investimento estrangeiro direto está diretamente associado à estabilidade política e institucional do país. Nesse quesito, o Peru vem apresentando significativos avanços.

Segundo o *World Economic Forum* (PROINVERSION [2009]), o Peru é o primeiro país da América Latina em termos de receptividade do governo com o investimento estrangeiro direto (IED). Já o Banco Mundial (PROINVERSION [2009]) considera o país o segundo na América Latina em termos de proteção ao IED. As agências de risco S&P, Fitch e Moody's classificam a capacidade de retorno do capital no Peru como moderada ficando atrás apenas do Chile e do México na América Latina, como pode ser visto na tabela 5 (PROINVERSION [2009]).

Tabela 5 - Avaliação de Risco País\*

País	S&P	Fitch	Mood's
Chile	A+	A	A2
México	BBB+	BBB+	Baa1
<b>Perú</b>	<b>BBB-</b>	<b>BBB-</b>	<b>Ba1</b>
Brasil	BBB-	BBB-	Ba1
Colômbia	BB+	BB+	Ba1
Venezuela	BB-	B+	B2
Argentina	B-	RD	B3
Bolívia	B-	B-	B3
Equador	SD	RD	Ca

\*Última atualização março de 2009

Fonte: S&P, Fitch e Mood's apud PROINVERSION [2009]

Entre as explicações da evolução recente do quadro institucional e regulatório destaca-se a criação e atuação da empresa estatal de promoção ao investimento – PROINVERSION.

Criada em 2002 a partir da unificação das funções da Comissão para a Promoção do Investimento Privado (COPRI), da Comissão Nacional de Investimentos Estrangeiros e Tecnologia (CONITE), da Gestão da Comissão Econômica para a Promoção do Peru (PROMPERU) e do Fundo de Promoção do Investimento Privado

(FOPRI), o objetivo do organismo estatal é estimular o investimento privado através de diferentes linhas de ação junto tanto a iniciativa privada quanto ao governo. No que diz respeito ao apoio ao capital privado, a PROINVERSION fornece informações e orientações sobre os aspectos gerais, normativos, administrativos e setoriais, dá apoio a formulação e apresentação de projetos privados, fornece apoio de gestão a novos projetos e a projetos já em execução e orienta sobre as fontes de financiamento disponíveis.

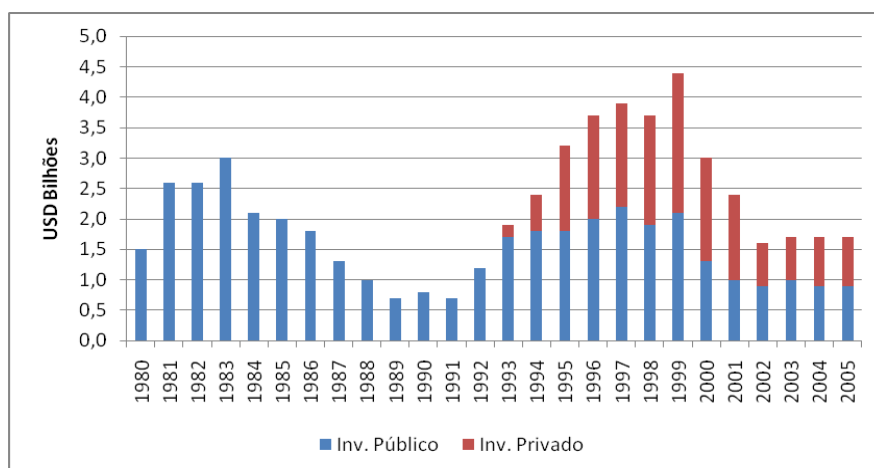
Em relação à atuação do organismo junto ao setor público, ele auxilia na elaboração de políticas públicas de incentivo ao investimento identificando possíveis barreiras às inversões privadas e identificando potenciais projetos de investimento. Ademais, o organismo atua como mediador de conflitos entre os interesses públicos e privados buscando soluções viáveis de forma a evitar a interrupção da execução dos projetos.

Entre os projetos de infraestrutura apoiados pela PROINVERSION encontra-se a construção do gasoduto regional ligando a região de *Camisea* a *Ica*, cujo investimento total, que engloba também a construção da rede de distribuição em *Ica*, foi cerca de US\$ 180 milhões (PROINVERSION [2009]).

Entre as políticas públicas desenvolvidas com auxílio da PROINVERSION estão à garantia de estabilidade tributária para projetos com investimento superior a US\$ 5 milhões, a liberdade de utilização da taxa de câmbio mais favorável disponível no mercado e a estabilidade do direito de livre remessa de divisas (PROINVERSION [2009]). Além das garantias legais acima enumeradas, o governo peruano concede aos investidores estrangeiros, de todos os setores econômicos, o direito de devolução do imposto de venda durante toda a etapa pré-produtiva do projeto.

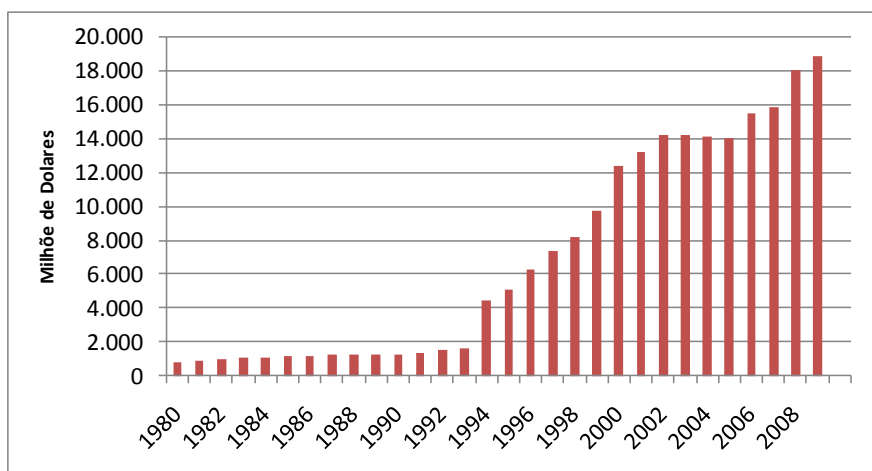
Nesse novo contexto institucional e regulatório, modelado a partir da reforma do Estado peruano ocorrida durante a década de 90, verificou-se uma crescente participação do investimento privado no total de inversões. A partir de 1993, a entrada de capital externo privado, principalmente no segmento de infraestrutura, aumentou consideravelmente (figuras 24, 25 e 26) em resposta à estabilidade institucional/regulatória e às ações de políticas públicas.

Figura 24 – Peru: Participação do Investimento Direto Privado sobre o Total de Investimento



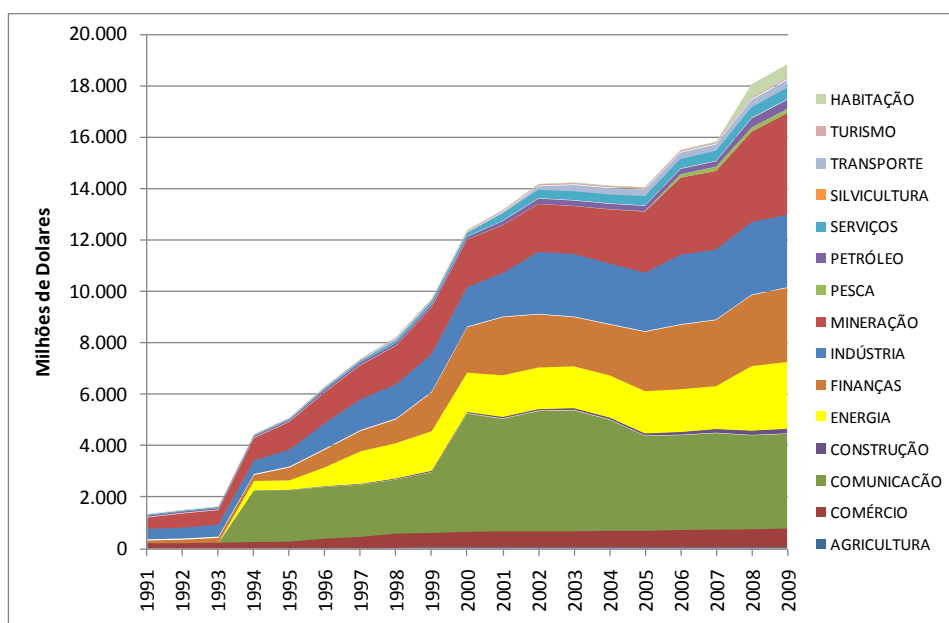
Fonte: IPE, 2005

Figura 25 - Peru: Estoque de Investimento Estrangeiro Direto



Fonte: PROINVERSION, 2010

Figura 26 - Peru: Investimento Estrangeiro Direto Por Setor



Fonte: PROINVERSION, 2010

O setor de energia engloba os investimentos em energia elétrica e gás natural.

No caso do setor de gás natural, a estabilidade do ambiente regulatório e institucional foi de extrema importância no desenvolvimento do projeto *Camisea*. Até o final da década de 90, muitos organismos internacionais de fomento, como por

exemplo, o Banco Interamericano de Desenvolvimento e a Corporação Andina de Fomento possuíam receio em participar do financiamento do projeto em função da instabilidade política e social (LLANES [2002]).

A credibilidade do regime legal e regulatório reduziu as incertezas a respeito dos fluxos de receitas futuras do projeto facilitando assim a obtenção de financiamento. Em outras palavras, a estabilidade do regime político e social reduziu as incertezas sobre a execução do projeto e sobre o descumprimento dos contratos firmados entre os agentes uma vez que existe confiança no trabalho das instituições jurídicas e regulatórias. Nesse sentido, o desenvolvimento de um arcabouço regulatório sólido e confiável reduz consideravelmente os custos de transação.

Contudo, uma vez que os contratos não são completos surge espaço, entre as atribuições das instituições regulatórias, para comportamentos oportunistas. No caso americano, o estímulo para tais comportamentos é reduzido pela existência de um mercado secundário e pelo elevado grau de maturidade da indústria. Já na Espanha, o monopólio da ENAGAS, como foi mostrado anteriormente, contribui para a redução dos riscos inerentes a possíveis comportamentos oportunistas por parte dos carregadores independentes. No Peru, contudo, o pequeno mercado de gás natural, a reduzida rede de transporte e a concentração da oferta de gás na região de *Camisea* exigem o desenvolvimento de mecanismos regulatórios capazes de reduzir os elevados custos de transação associados à elevada especificidade dos ativos de transporte de gás.

O projeto *Camisea* foi estruturado com base na separação da atividade de transporte das demais atividades da indústria. Essa característica em conjunto com a concentração, tanto da produção (consórcio controlado pela *Pluspetrol*) quanto do consumo (empresa de distribuição *Calidda*), exige um grande esforço de coordenação



dos investimentos nas diferentes etapas do projeto uma vez que cada elo da cadeia depende da conclusão dos investimentos nos demais para tornar-se viável.

Além do esforço de coordenação, o monopólio da produção e o monopsonio do consumo elevam o custo de transação dos projetos de transporte uma vez que o risco de comportamento oportunista aumenta consideravelmente. Em outras palavras, a viabilidade de novos projetos de transporte de gás natural depende da utilização do duto por um único produtor (*Pluspetrol*) ou pelo único consumidor (*Calidda*). Essa elevada relação de dependência aumenta, contudo, o risco de comportamentos oportunistas elevando as incertezas e, conseqüentemente, a taxa de retorno exigida dos novos projetos de gasodutos.

Assim, embora, atualmente, a relação de dependência entre o consórcio produtor de *Camisea* e a TGP seja mútua, a construção de novos gasodutos, operados por outras empresas, como por exemplo, o projeto *Kuntur* que vai ligar a região de *Camisea* a *Ica*, reduz a relação de dependência da *Pluspetrol* em relação ao gasoduto da TGP o que favorece possíveis comportamentos oportunistas por parte dos produtores. Isto é, uma vez que exista outra alternativa de transporte de gás natural que não os gasodutos da TGP sem que haja, contudo, outra fonte de fornecimento de gás que não a *Pluspetrol*, aumenta-se o poder de barganha desta última, estimulando a adoção de comportamentos que visem a apropriação da quase-renda auferida pela TGP na atividade de transporte. Nesse sentido, de forma a reduzir os custos de transação e viabilizar a expansão da infraestrutura de transporte de gás natural no Peru duas importantes linhas de atuação regulatória foram postas em prática.

A primeira linha de atuação da OSINERGMIN diz respeito à estruturação dos projetos de gás natural. Embora a separação das atividades da cadeia produtiva do gás

natural seja exigida por lei, o projeto *Camisea* foi estruturado de forma única englobando todos os elos necessários para a viabilização do escoamento da produção do bloco 88. Nesse sentido, o projeto *Camisea* representou um grande esforço de coordenação entre os diferentes agentes privados responsáveis pela execução dos investimentos, as instituições políticas e os órgãos de financiamento.

Além da atuação da OSINERGMIN, a coordenação dos investimentos nos diferentes segmentos foi facilitada pela característica da estrutura patrimonial das empresas. Isto é, embora a restrição as participações cruzadas entre as empresas de diferentes segmentos da cadeia do gás natural seja importante no controle de comportamentos anti-competitivos, a propriedade comum de empresas atuantes em diferentes segmentos componentes da indústria favorece os investimentos em ativos com elevadas especificidades uma vez que facilita a coordenação e aumenta o comprometimento dos diferentes agentes envolvidos na transação.

As empresas participantes do consórcio responsável pela produção de *Camisea* podem e fazem parte da estrutura patrimonial da TGP embora essa participação seja restrita a 20%. Nesse sentido, entre os acionistas da TGP encontram-se a *Pluspetrol Resources Corporation*, a *Hunt Oil Company*, a *SK Corporation* e a *Sonatrach Petroleum Corporation*, todas participantes do consórcio responsável pela produção de gás natural de *Camisea*. A participação acionária de tais grupos empresariais na TGP contribui para a redução dos estímulos a comportamento oportunistas e para um maior comprometimento tanto do consórcio controlado pela *Pluspetrol* quanto da TGP na execução do projeto. Em outras palavras, nem a *Pluspetrol* nem a TGP possuem estímulo para agirem de forma oportunista já que tal comportamento levaria a redução

dos ganhos dos acionistas, seja no segmento de produção seja no segmento de transporte.

Dessa forma, embora as atividades de transporte e produção sejam controladas por empresas diferentes, as incertezas e os riscos associados à especificidade dos ativos de transporte e a incompletude dos contratos são reduzidos pela característica da estrutura patrimonial de ambas as empresas. Ademais, a estruturação dos projetos de forma integrada reduz possíveis problemas de coordenação dos investimentos que em uma indústria pouco madura poderia comprometer a execução dos projetos.

A segunda linha de ação da OSINERGMIN é mais geral e diz respeito à definição de um arcabouço regulatório específico para o segmento de transporte de gás natural capaz de incentivar os investimentos reduzindo as incertezas e os custos de transação. Nesse sentido, verifica-se que a atividade de transporte de gás natural é realizada através de contratos de concessão com exclusividade geográfica por um período inicial de 12 anos podendo ser estendido a 40 anos. As tarifas são calculadas com base nos custos de serviço e o reajuste tarifário é realizado anualmente a partir da variação do índice de preço ao consumidor nos Estados Unidos e do câmbio. Não se inclui no reajuste tarifário nenhum fator de produtividade.

Ainda no que diz respeito à estrutura tarifária, um dos principais incentivos ao investimento na construção de dutos de transporte é a garantia dada pelo governo peruano de uma taxa de retorno de 12%. Como visto anteriormente, o retorno dos investimentos em gasodutos é garantido pelos recursos provenientes da prestação do serviço de transporte e por uma taxa cobrada dos consumidores de energia elétrica. Para o setor elétrico, contudo, fica garantida por lei uma tarifa de gás natural mais baixa do que a tarifa cobrada de outros segmentos de consumo.

Como descrito na seção 3.4.2, as garantias de recursos são calculadas pela diferença entre os recursos necessários para recuperar o investimento (recursos garantidos) e a projeção de recursos esperados do serviço de transporte para o ano corrente. Nesse sentido, se no final do período os recursos provenientes do serviço de transporte de gás natural forem menores do que o necessário para a recuperação do investimento a diferença é creditada na conta da empresa transportadora de forma a cobrir os custos de investimento.

Assim, embora não haja cláusulas de *ship-or-pay* ou tarifas de reserva que garantam o retorno do investimento independente da utilização da capacidade contratada, os recursos garantidos viabilizam o investimento em gasodutos. A diferença nesse caso é que o ônus da garantia do investimento recai sobre o setor elétrico enquanto no caso americano e espanhol ele recai sobre os carregadores.

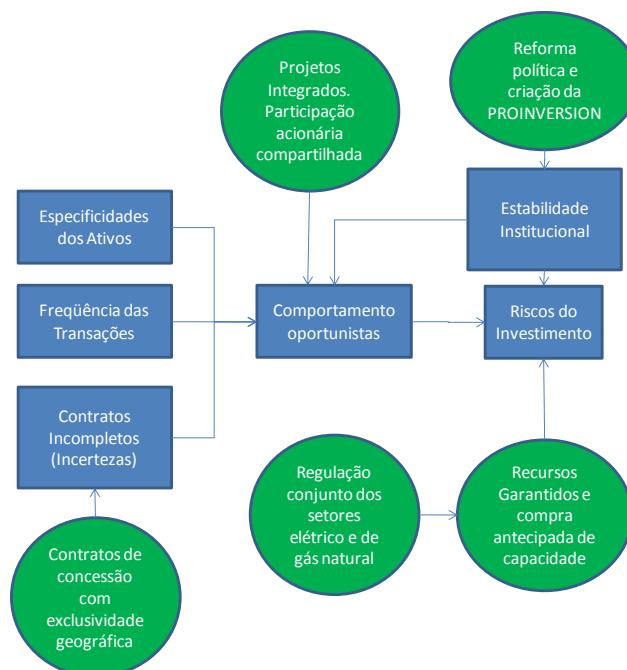
Além dos recursos garantidos, os projetos de novos gasodutos podem ser financiados pela compra antecipada de capacidade de transporte pelo setor elétrico. No caso do projeto *Camisea*, cerca de US\$ 87 milhões foram liberados como forma de pré-pagamento pela rede elétrica. No caso do gasoduto de *Ica*, o investimento está sendo viabilizado pela compra antecipada do gás pelos grandes consumidores da região.

Nesse contexto, a regulação do setor elétrico e do setor de gás natural pela mesma instituição é de extrema importância na viabilização dos investimentos em novos gasodutos uma vez que, de forma geral, é o setor de geração termelétrica que funciona como âncora do desenvolvimento da indústria de gás natural. Nesse sentido, a utilização dos recursos do setor elétrico peruano na viabilização da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural, seja através dos recursos garantidos seja

através da pré-compra de capacidade, é facilitada pela concentração das funções de regulação de ambos os setores na OSINERGMIN.

A figura 27 sintetiza os principais mecanismos regulatórios utilizados no desenvolvimento de uma estrutura de incentivos ao investimento em infraestrutura de transporte de gás natural no Peru. Diferente dos EUA e da Espanha, alguns dos mecanismos desenvolvidos no Peru atuam diretamente sobre os riscos dos projetos não contribuindo para a redução dos custos de transação uma vez que não interferem nas especificidades dos ativos de transporte nem tão pouco nos incentivos a comportamentos oportunistas. De forma geral, tais mecanismos garantem o retorno do investimento através de recursos do setor elétrico. Outros mecanismos, contudo, ao regular os contratos de concessão, ao definir a metodologia tarifária, ao estabelecer as estruturas de incentivo a coordenação dos investimentos e ao garantir a exclusividade geográfica reduz os estímulos a comportamento oportunistas

Figura 27- Peru: Impacto da Regulação sobre os Investimentos



Fonte: Elaboração própria

### Seção 3.6 – Conclusão

A análise dos casos americano, espanhol e peruano mostra que a escolha das estruturas de incentivo ao investimento depende de inúmeros fatores relacionados não só à indústria de gás natural, mas também às políticas econômicas. Nesse sentido, países como os EUA, com elevado grau de desenvolvimento e maturidade do mercado de capacidade, exigem uma estrutura regulatória diferente de países onde o segmento de transporte apresenta uma estrutura de monopólio, como é o caso da Espanha. Por sua vez, países como o Peru, onde a produção de gás natural concentra-se nas mãos de poucos agentes e os mercados para o energético ainda se encontram em fase de desenvolvimento, os elevados custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte exigem um arcabouço regulatório diferente dos demais casos. Nesse sentido, conclui-se que a escolha do arcabouço regulatório mais adequado aos objetivos de promoção do investimento em ativos de transporte de gás natural depende de fatores referentes à dotação de recursos, à estrutura industrial, à maturidade da rede de transporte e dos mercados de capacidade, à estabilidade institucional, à estrutura de financiamento nacional e às políticas de atração de investimentos estrangeiros diretos.

Analisando de outra forma, a redução dos riscos dos investimentos pelos mecanismos regulatórios passa pela redução dos incentivos a comportamentos oportunistas e, conseqüentemente, pela redução dos custos de transação. Assim, a outorga do serviço de transporte de gás mediante contrato de concessão, o desenvolvimento de contratos de capacidade de longo prazo, a adoção de cláusulas de *ship-or-pay*, as tarifas de reserva de capacidade, o aumento dos fluxos e da

transparência das informações sobre as capacidades de transporte, a regulação conjunta dos setores de eletricidade e gás natural e o desenvolvimento de projetos integrados são alguns importantes mecanismos regulatórios adotados para a redução dos custos de transação e, nesse sentido, para estimular os investimentos em ativos de transporte.

## **CAPÍTULO 4 - Liberalização da Indústria de Gás Brasileira: Uma Análise de Lei 9.478**

### **Seção 4.1 – Introdução**

Nos capítulos anteriores mostrou-se que, em uma estrutura de mercado liberalizada, as especificidades das transações e dos ativos do segmento de transporte de gás natural impõem importantes barreiras aos investimentos em novos gasodutos. Segundo, Sant Anna [2009], o principal problema de países como Brasil, que vem apresentando um rápido crescimento da indústria de gás natural, é como conciliar o desenvolvimento da infraestrutura com a promoção da competição. Nesse contexto, analisou-se como a regulação, ou em outros termos, as estruturas de governança trilateral, contribui para o desenvolvimento de mecanismos de incentivo ao investimento na indústria de gás natural ao reduzir os custos de transação inerentes aos contratos de capacidade.

No Brasil, até 1997, a Petrobras detinha o monopólio legal da indústria de petróleo e gás natural. Nesse sentido, a estrutura industrial desses setores encontrava-se verticalmente integrada de forma que a Petrobras controlava as atividades da fase de produção/extração até a comercialização. No caso do gás natural, a Constituição Federal de 1988 concedeu aos estados o monopólio legal sobre a atividade de distribuição de forma que a Petrobras detinha o monopólio da indústria até o *citygate*<sup>58</sup>.

Durante a década de 90, no âmbito das reformas liberalizantes ocorridas a nível global, tem início o debate sobre a abertura da indústria de petróleo e gás natural

---

<sup>58</sup> Se analisarmos a estrutura patrimonial das empresas de distribuição veremos que o monopólio da Petrobras pode ser estendido à distribuição uma vez que a maior parte das empresas estaduais de distribuição têm a Petrobras, através da figura da Gaspetro, como acionista majoritário.

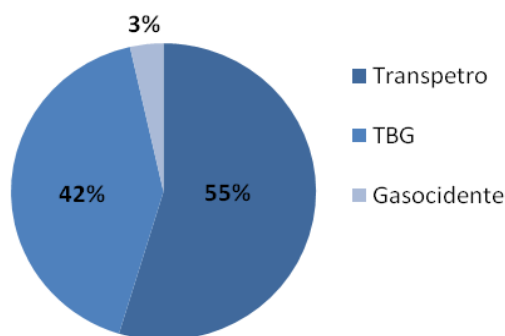


brasileira. Assim, em 1997 é aprovada a lei 9.478 que além de quebrar o monopólio do setor de petróleo e gás, abriu o capital da Petrobras.

Contudo, no caso da indústria de gás natural, o processo de liberalização não foi acompanhado pela criação de um arcabouço regulatório claro e específico, o que gerou importantes barreiras à expansão de novos investimentos privados, principalmente, no segmento de transporte de gás natural. Desta forma, desde a abertura da indústria verifica-se que os investimentos no segmento de transporte de gás natural concentraram-se nos planos de expansão da Petrobras associados aos interesses políticos do Estado brasileiro.

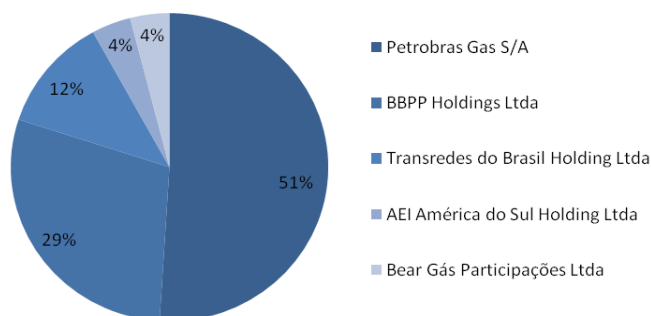
Em 2009, 55% da malha de transporte de gás natural no Brasil eram operados pela TRANSPETRO (Subsidiária da Petrobras) e 42% eram controlados pela TBG (proprietária e operadora do Gasoduto Brasil-Bolívia – GASBOL) (figura 28). A elevada participação da TBG no total da rede de transporte de gás natural brasileira embora sugira a entrada de novos agentes no segmento, na verdade, representa uma consolidação da posição da Petrobras, uma vez que 51% das ações da companhia pertencem a Petrobras Gás S.A – GASPETRO, subsidiária da Petrobras (figura 29).

Figura 28 – Brasil: Participação de cada empresa na extensão total da malha de transporte em 2009



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da TRANSPETRO [2010], TBG [2010]

Figura 29 - Brasil: Composição Acionária TBG



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da TBG 2010

A predominância dos investimentos da Petrobras no segmento de transporte de gás natural mostra que apesar da abertura da indústria e da quebra do monopólio legal da empresa, existem barreiras ao investimento privado de outros agentes. Isso sugere que os custos de transação relacionados com os investimentos em gasodutos ainda são elevados. Em outras palavras, apenas a Petrobras, que possui um elevado poder de mercado na indústria de gás natural, possui incentivos para investir em novos gasodutos de transporte.

Nesse contexto, o principal objetivo desse capítulo é apresentar o arcabouço regulatório definido pela lei 9.478 analisando seus impactos sobre os investimentos em ativos de transporte de gás natural no Brasil. Sendo assim, na segunda seção será analisada a evolução dos investimentos em infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil. Na terceira parte do capítulo, serão apresentados os objetivos da lei 9.478 assim como a estrutura regulatória por ela definida. Na seção 4.4, serão analisados os impactos do arcabouço regulatório definido pela lei 9.478 sobre os investimentos em novos gasodutos a luz da teoria dos custos de transação. A seção 4.5 resume as principais conclusões retiradas da análise do processo de liberalização da indústria de gás natural brasileira.

#### **Seção 4.2 – Evolução dos Investimentos no Segmento de Transporte de Gás Natural no Brasil**

Nas últimas décadas, o gás natural vem aumentando sua importância na matriz energética brasileira. Em 1980, o gás natural representava 1% da oferta interna bruta de energia primária. Já em 2009, esse percentual aumentou para cerca de 8% (MME [2009]).

No que se refere ao consumo final de gás natural, esse passou de 5.349 milhões de metros cúbicos em 1999 para 19.720 milhões de metros cúbicos em 2008, o que representou um aumento de 268% no período (ANP [2009]). Entre os segmentos de consumo, o setor termelétrico foi o que apresentou maior crescimento, passando de 18% do consumo final de gás natural, em 1980, para 32%, em 2009 (MME [2010]).

Entre 1964 a 2009, as reservas provadas de gás natural cresceram a uma taxa média de 7,1% a.a., passando de 16,5 bilhões de metros cúbicos para 357 bilhões (ANP [2010]). As principais descobertas ocorreram na Bacia de Campos (RJ) e na Bacia do Solimões (AM). A produção de gás natural, por sua vez, passou de 11,8 bilhões de metros cúbicos em 1999 para 21,5 bilhões em 2008. O aumento do esforço de produção foi acompanhado pela redução das queimas que passaram de 35% da produção em 1983 para menos de 10% em 2009 (MME [2010]).

No que diz respeito à infraestrutura<sup>59</sup> de transporte de gás natural brasileira, pode-se dividi-la em duas malhas. A primeira é responsável pelo escoamento do gás nacional e totaliza 5.765,8 km. A segunda, por sua vez, é responsável pelo transporte do gás importado e totaliza 2.900 km. As duas malhas conjuntamente somam 8.665,8 km de rede com uma capacidade de transporte de 171,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia (ANP [2010]).

As autorizações dos gasodutos e instalações que transportam gás de origem nacional foram outorgadas à PETROBRAS e às transportadoras: TRANSPETRO, Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN) e Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste (Consórcio Malhas), além da Transportadora GASENE S.A.. A malha de gasodutos que escoam o produto importado é formada pelo Gasoduto Bolívia–Brasil (operado pela TBG), pelo Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (operado pela TSB) e pelo Gasoduto Lateral Cuiabá (operado pela Gasocidente) (ANP [2010]).

A tabela 6 sintetiza os principais números associados à indústria de gás natural brasileira.

---

<sup>59</sup> Entende-se por infra-estrutura de transporte de gás natural a rede de gasodutos que transporta o gás natural seco até os pontos de entrega às distribuidoras estaduais. Nesse contexto, não são incluídos os gasodutos de transferências.

Tabela 6 - Brasil: Panorama da Indústria de Gás Natural

	1999	2008
Reserva (milhões m3)	231.233	364.236
Produção (milhões m3)	11.898	21.593
Queima (milhões m3)	2.276	2.187
Importação (milhões m3)	400	11.348
Consumo Total (milhões m3)	7.732	26.836
Consumo do setor térmico (milhões m3)	632	6.427
Consumo Final (milhões m3)	6.315	18.552
Rede de Transporte (Km)	4.889	6.838

Fonte: MME [2010] e ANP [2009]

#### Seção 4.2.1 – Evolução da Rede de Transporte de Gás Natural no Brasil

A evolução da rede de transporte de gás natural no Brasil está associada à evolução da produção do energético no país. De início<sup>60</sup>, a produção e o consumo de gás natural concentraram-se na região do Recôncavo baiano de forma que, em 1954, o total dos 174 mil metros cúbicos produzidos na Bahia era consumido integralmente pelas indústrias da região.

A partir de 1964, inicia-se a produção de gás natural em Sergipe. Em 1966, é a vez do estado de Alagoas entrar na produção de gás. Como no caso da Bahia, a maior parte da produção desses estados esteve voltada ao abastecimento das indústrias químicas e petroquímicas da região Nordeste, principalmente das localizadas no pólo de Camaçari (Bahia). Nesse sentido, de 1956 a 1969, apenas 181 quilômetros de gasodutos haviam sido construídos no país, sendo esse total referente a gasodutos de transferências<sup>61</sup> (CECCHI [2001]).

<sup>60</sup> O início da produção de gás natural no Brasil coincide com a criação de Petrobras em 1953 pelo, então presidente, Getulio Vargas.

<sup>61</sup> Gasodutos de Transferência: movimentação de gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades (Lei nº 9.478, de 06/08/1997)

Com o aumento da produção de gás natural no estado do Sergipe<sup>62</sup>, ocorreu, em 1974, a construção do primeiro gasoduto interestadual de transporte de gás natural no Brasil – GASEB. O investimento consistiu na construção de 230 quilômetros de dutos ligando a região produtora de Sergipe ao pólo petroquímico de Camaçari.

Em 1974, quando o GASEB entrou em operação, a produção sergipana era de 33 mil m<sup>3</sup>/dia. Dois anos depois, em 1976, a produção do estado havia passado para 195 mil m<sup>3</sup>/dia. Em 1978, o GASEB foi estendido até o campo alagoano de Furado enquanto a produção de gás natural no país atingia 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia (CECCHI [2001]).

#### Bacia de Campos: Expansão do Mercado do Sudeste

As descobertas das reservas da Bacia de Campos, na década de 70, alteraram a dinâmica da indústria de gás natural brasileira deslocando a oferta da região Nordeste para a região Sudeste do país. Contudo, foi somente em 1985 que o estado do Rio de Janeiro conseguiu superar o estado da Bahia em volume de gás natural produzido, sendo somente em 1995, que a produção da região Sudeste superou a produção da região Nordeste do país.

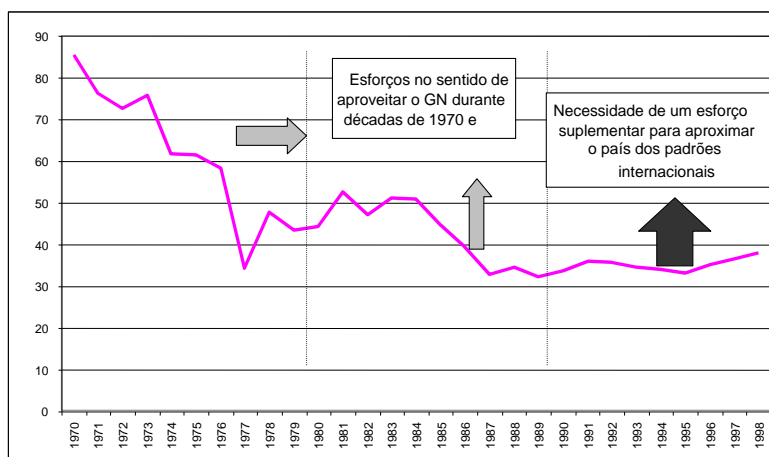
Embora a produção de gás associado da Bacia de Campos tenha tido início em 1977, foi somente em 1983 que o gás da região chegou ao mercado. Durante esse período de seis anos, cerca de 50% do gás produzido em Campos era queimado (figura 30). Grande parte deste desperdício decorreu do esforço de antecipação da produção de

---

<sup>62</sup> A produção do estado do Sergipe passou de mil metros cúbicos por dia em 1956 para 33 mil metros cúbicos por dia em 1974.

petróleo no contexto das políticas de ajuste das contas externas do país<sup>63</sup> (CECCHI [2001]).

Figura 30 – Brasil: Queima de Gás Natural (%)



Fonte: ANP, 2000 apud CECCHI, 2001.

Em 1982, com o fim da produção antecipada, iniciou-se o programa de redução das queimas brasileiras de gás natural. Nesse sentido, foi construído um gasoduto de escoamento interligando os campos de Garoupa e Enchova até a região de Cabiúnas, onde um segundo gasoduto leva o gás natural à refinaria Duque de Caxias (Reduc). A utilização do gás natural na Reduc (500 mil m<sup>3</sup>/dia) permitiu uma economia de US\$ 27 milhões em óleo combustível (CECCHI [2001]).

Nesse mesmo período, a CEG, distribuidora de gás canalizado no Rio de Janeiro (até então propriedade do governo estadual), manifestou interesse pelo gás natural de Campos. Embora os planos da Petrobras fossem integrar a produção de Campos a

<sup>63</sup> O início da década de 80 foi marcado por grandes desequilíbrios no balanço de pagamento dos países da América Latina em função da mudança do preço relativo do petróleo ocorrido ao longo da década de 70 e da redução da liquidez internacional decorrente da crise dos juros. Nesse sentido, as restrições externas obrigaram os países latino americanos a implantarem políticas de substituição de importações. No caso brasileiro, intensifica-se o esforço de substituição das importações de petróleo através da expansão da produção nacional e da substituição da gasolina pelo etanol.

grandes projetos industriais, as pressões do governo do estado do Rio de Janeiro e a interferência do Ministério de Minas e Energia (MME) fizeram com que a Petrobras fechasse um contrato de fornecimento de 600 mil m<sup>3</sup>/dia com a CEG. Assim, a concessionária carioca tornou-se a primeira distribuidora a receber gás natural no Brasil.

Com o crescimento da produção de gás associado na Bacia de Campos e o crescimento da demanda das distribuidoras estaduais, houve, durante a década de 80, uma rápida expansão dos investimentos em gasodutos interestaduais de transporte. Assim, a malha de transporte de gás natural passou de 282 quilômetros em 1980 para 1.542 quilômetros em 1990, o que representou um aumento de quase 450%. Se somarmos os investimentos em gasodutos de transferências, o total da malha de transporte de gás natural no Brasil passou de 884 quilômetros em 1980 para 2.840 quilômetros em 1990.

Na década de 90 (até 1998), os investimentos na rede foram menores, mas, ainda assim, importantes em razão de suas localizações. Em 1992, entrou em operação o gasoduto ligando o campo *off-shore* de Merluza à Baixada Santista e, em 1996, entrou em operação o gasoduto ligando o Rio de Janeiro a Minas Gerais. Verifica-se nesse período uma concentração dos investimentos na malha de transporte da região Sudeste enquanto que na região Nordeste não houve acréscimo significativo na infraestrutura de transporte de gás natural.

#### GASBOL: Estratégia de Diversificação da Matriz Energética Brasileira

A primeira metade da década de 90 foi marcada pela discussão sobre o fornecimento de gás natural para o Brasil. Nesse período, a Argentina apresentava um



superávit na produção de gás natural enquanto a Bolívia procurava um novo mercado, diferente do argentino, para seu gás. Nesse sentido, a questão era se o Brasil iria ser abastecido pela Argentina (gasoduto Paraná - Porto Alegre) ou pela Bolívia (GASBOL). O reduzido preço do gás boliviano e os interesses do governo brasileiro e do Banco Mundial no desenvolvimento econômico da região levaram a escolha do GASBOL.

Assim, em 1996, tem início a construção de um gasoduto binacional ligando a região produtora de *Santa Cruz de La Sierra*, na Bolívia, aos centros consumidores do Sul e Sudeste do Brasil. De forma a viabilizar a construção e operação tanto do trecho brasileiro quanto do trecho boliviano do GASBOL foram criados dos consórcios de empresas. Em 18 de abril de 1997, é fundada a empresa Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), com a responsabilidade de construção e operação do gasoduto no lado brasileiro. Na Bolívia, formou-se a empresa Gás Transboliviano (GTB). Entre os principais acionistas da TBG e da GTB destaca-se a Petrobras através da figura da Gaspetro S.A.. A tabela 7 mostra a estrutura acionária de ambas às empresas.

Tabela 7 – Brasil: Estrutura Acionária GASBOL

Acionistas	TBG	GTB
	%	%
Gaspetro	51	9
BBPP Holdings LTDA	29	6
Enron	4	17
Shell	4	17
Transredes*	12	51
na qual: Fundo de Pensão Boliviano	6	25,5
Enron	3	12,75
Shell	3	12,75

Fonte: Site TBG [2010].

Assim, em 1999 entrou em operação o Gasbol. O investimento total da obra foi de US\$ 2 bilhões e consistiu na construção de 3.150 quilômetros de dutos, sendo 2.593 km em território brasileiro e 557 em território boliviano. A construção do GASBOL contou com financiamento do Banco Mundial, do Banco Inter Americano de Desenvolvimento, do BNDES, da Petrobras entre outros. A Tabela 8 mostra a origem dos recursos utilizados no financiamento do GASBOL.

Tabela 8 – Brasil: Estrutura de Financiamento do GASBOL

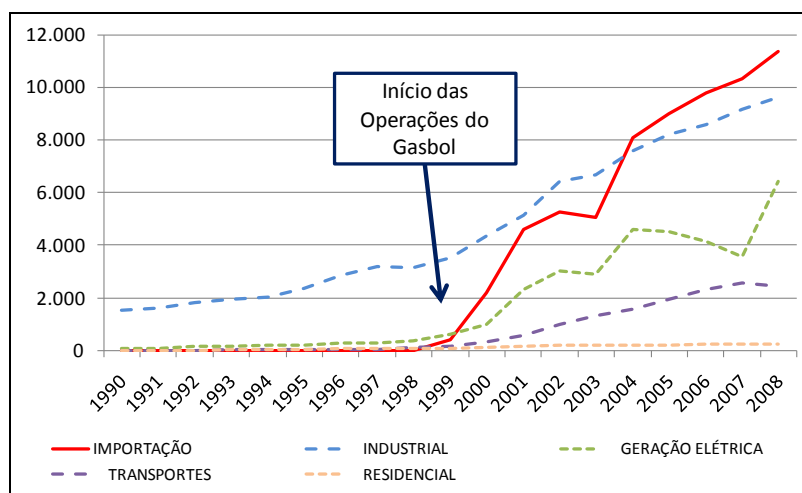
Fontes	Milhões de Dólares	% Total
<b>Financiamento Externo</b>	<b>1.387</b>	<b>64,39</b>
Banco Inter-Americano de Desenvolvimento (IADB)	240	11,14
Banco Mundial (WB)	310	14,39
Corporação Financeira Internacional (IFC)	126	5,85
Corporação Andina de Desenvolvimento (CAF)	80	3,71
Banco Europeu de Investimento (EIB)	60	2,79
FINAME	285	13,23
Agências de Créditos de Exportação	286	13,28
<b>Financiamento Interno</b>	<b>767</b>	<b>35,61</b>
Petrobras (BNDES-TCO)	383	17,78
Petrobras	165	7,66
Acionistas da TBG e GTB	219	10,17
<b>Total</b>	<b>2.154</b>	<b>100,00</b>

Fonte: GAMA COUTINHO [2000].

De forma a viabilizar os investimentos em E&P no lado boliviano, a Petrobras firmou um contrato de longo prazo com a YPFB (*Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos*) que garantia, através de cláusulas de *take-or-pay*, a venda de 30 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia independente da capacidade da Petrobras em colocar esse volume no mercado brasileiro. Assim, em 1999, apenas 30% (9 milhões de metros cúbicos diários) do volume contratado de gás natural foram utilizados e transportados pelo Gasbol, o que representou um novo desafio para o governo brasileiro e para a Petrobras: desenvolver o mercado de gás natural no país.

Para o Brasil, a construção do Gasbol representou uma mudança na estratégia de diversificação de sua matriz energética em direção a expansão do uso do gás natural. Até 1999, a participação do gás natural no consumo final de energia era de 3,3% (BEN [2010]), concentrando-se principalmente no setor industrial. Com o início das operações do Gasbol, mudou-se não só a participação do gás na matriz energética, que representou em 2008 7,4% do consumo final de energia (MME [2010]), como também a estrutura de consumo. A figura 31 mostra que a partir de 1999 há um crescimento do consumo de gás natural pelos setores de geração elétrica e pelo setor de transporte. Assim, embora o setor industrial ainda responda pela maior parte do consumo de gás natural, houve uma diversificação da estrutura de consumo de gás natural no Brasil. Dessa forma, pode-se dizer que a segurança na oferta de gás trazida pelo acesso às reservas bolivianas estimulou novos investimentos na indústria de gás natural.

Figura 31 - Brasil: Importação e Consumo de Gás Natural por Setor (MMcm)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME, 2010

Nesse contexto, em 2001, foram concluídas as obras do gasoduto Lateral Cuiabá, financiado em grande parte pela *Enron*. Com 217 quilômetros de extensão no

lado brasileiro e com uma capacidade de transporte de 2,8 milhões de metros cúbicos por dia, o gasoduto é emblemático, sendo o primeiro projeto de dutos de transporte de gás natural a ser concluído dentro do novo modelo de parceria proposto pelo governo ao capital privado (CECCHI [2001]). O gasoduto Lateral Cuiabá<sup>64</sup> alterou drasticamente a estrutura de consumo do estado do Mato Grosso. Servindo as usinas termelétricas de Cuiabá I e Cuiabá II, o gasoduto foi responsável pela transformação da matriz energética mato-grossense.

Figura 32 - Brasil: Malha de Transporte



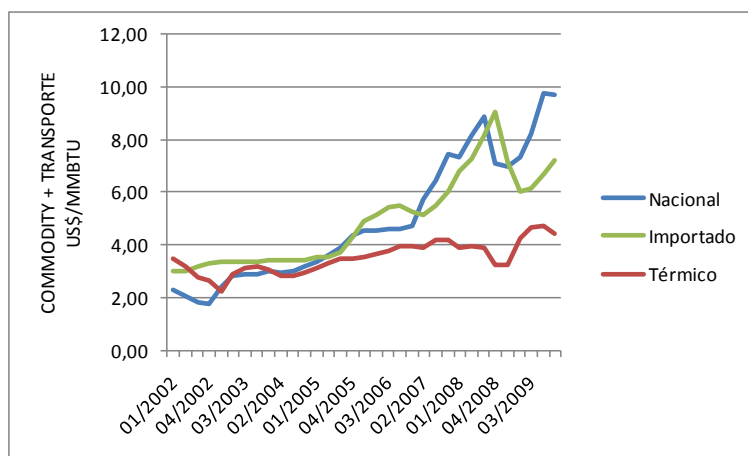
Fonte: ABEGAS [2010]

Em 2000, no esforço de reduzir o risco hidráulico do sistema nacional integrado (SNI), que se sucedeu à crise do setor elétrico de 2001, e de forma a melhor aproveitar o gás já contratado da Bolívia foi desenvolvido o Programa Prioritário das Térmicas

<sup>64</sup> A quebra de contrato da YPFB fez com que, desde 2009, se interrompesse a importação de gás natural pelo gasoduto Lateral Cuiabá. Em 2010, apenas a Petrobras importou gás natural no Brasil através do Gasbol.

(PPT). O programa teve por objetivo estimular a geração de energia por usinas térmicas no país. Coordenado pelo MME, o PPT estabeleceu, como incentivo às empresas participantes, a garantia de suprimento de gás natural por 20 anos, a aplicação do valor normativo de energia à distribuidora e, por fim, a garantia, pelo BNDES, de acesso ao Programa de Apoio Financeiro de Investimentos Prioritários do Setor Elétrico (DECRETO N° 3.371, [2000]). Em 10 de junho de 2001, os Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda editaram a Portaria Interministerial n° 176 estabelecendo um preço máximo de venda de gás natural para as usinas termelétricas incluídas no PPT. Até 2008, o preço do gás destinado às usinas do PPT situou-se abaixo dos US\$ 4 por MMbtu (figura 33).

Figura 33 – Brasil: Preço do Gás da Petrobras



Fonte: Petrobras [2010]

Além do fornecimento do gás natural a preços inferiores ao do mercado, a Petrobras ficou obrigada a garantir o suprimento de gás para as usinas termelétricas inseridas no PPT por um prazo de 20 anos. Nesse sentido, foi desenvolvido por

iniciativa da própria Petrobras o projeto Malhas. Com o objetivo<sup>65</sup> de expandir a oferta de gás natural para as termelétricas das regiões Sudeste e Nordeste inseridas no PPT, o projeto consistiu em uma modelagem de negócio, proposta pela própria Petrobras, voltada para a expansão do sistema de transporte de gás natural das regiões Sudeste e Nordeste.

Os investimentos na ampliação da malha Sudeste concentraram-se na construção do Gasoduto Campinas (SP) – Japeri (RJ), com 448 km de extensão e uma capacidade diária de transporte de 8,7 milhões de metros cúbicos de gás natural. O início da construção, previsto para 2003, ocorreu somente em setembro de 2004, após a liberação do licenciamento ambiental pelo IBAMA, sendo concluída em agosto de 2007. O investimento custou para o consórcio liderado pela TNS<sup>66</sup> (Transportadora do Nordeste e Sudeste S.A.) cerca de R\$ 900 milhões.

A ampliação da Malha Nordeste consistiu na implantação de sete gasodutos e ramais, totalizando 962 km de extensão, na construção de oito *citygates* e na instalação de duas estações de compressão na Bahia, nos municípios de Candeias e Catu. O projeto teve por objetivo atender à demanda de gás natural já contratada naquela região.

De forma a viabilizar o financiamento do projeto Malhas, a Petrobras propôs uma estrutura de negócio formado por um Consórcio, denominado “Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste”, liderado pela sociedade de propósito específico (SPE) TNS (Transportadora do Nordeste e Sudeste S.A.) para a qual se transferiam todos os ativos de transporte existentes, pertencentes, originalmente, à PETROBRAS. Ao lado da TNS, o consórcio também conta com as SPEs NTS (Nova Transportadora do Sudeste S.A.) e

---

<sup>65</sup> Atualmente o principal objetivo do Projeto Malhas é garantir o suprimento da demanda do setor industrial, além de estimular a massificação do uso do gás natural, com o aproveitamento do combustível em projetos de co-geração e geração distribuída, para processos de aquecimento e refrigeração, nos segmentos residencial e comercial.

<sup>66</sup> Subsidiária da Gaspetro

NTN (Nova Transportadora do Nordeste S.A.), proprietárias dos ativos resultantes dos novos investimentos nas regiões Sudeste e Nordeste, e pela TRANSPETRO, responsável pela operação e manutenção das instalações de transporte das malhas existentes e de suas expansões.

A NTS e NTN são, ambas, responsáveis pela captação de recursos e pela realização dos investimentos em expansão. As empresas pertencem respectivamente às tradings japonesas *Mitsui & Co* (40%), *Itochu Corporation* (30%) e *Mitsubishi Corporation* (30%).

Inicialmente, a ANP mostrou-se contrária à estrutura do consórcio e propôs uma configuração alternativa que atendesse não apenas aos aspectos ligados à “financiabilidade” do projeto, mas também aos requisitos regulatórios, uma vez que a estrutura proposta não atendia ao princípio de separação da atividade de transporte de gás das demais atividades da cadeia (ANP [2003]). Entretanto, devido às restrições associadas à captação dos recursos financeiros para a realização dos investimentos e ao prazo restrito para a aprovação do projeto por parte dos credores, a ANP manteve a estrutura inicialmente proposta, reservando-se o direito de exigir a assinatura de um Termo de Compromisso, por parte da Petrobras, no sentido de aproximar-se do modelo previsto na Lei do Petróleo.

Em 2007, no âmbito do programa do governo federal de aceleração do crescimento (PAC), a Petrobras antecipou os projetos de construção dos gasodutos Urucu – Coari – Manaus e Sudeste – Nordeste (GASENE). O gasoduto que irá abastecer as térmicas de Manaus com o gás da região de Urucu tem uma extensão de 662 km e foi inaugurado em novembro de 2009. O projeto orçado inicialmente em R\$

1,3 bilhão custou para Petrobras quase quatro vezes mais, R\$ 4,58 bilhões (Petrobras [2010]).

No caso do GASENE, inicialmente orçado em R\$ 4,6 bilhões, a construção dos 1.387 km ligando as malhas Sudeste e Nordeste custou para a Petrobras cerca de R\$ 7,2 bilhões. O gasoduto da integração Sudeste-Nordeste é o maior em extensão construído no Brasil nos últimos dez anos. Como uma capacidade potencial de transporte de 20 milhões de metros cúbicos por dia, o GASENE cumpre a função estratégica de integrar as malhas de transporte de gás natural das regiões Sudeste e Nordeste, dando uma nova configuração à rede brasileira. O aumento da capacidade de fornecimento de gás natural para o Nordeste contribui para a maior confiabilidade e flexibilidade de abastecimento para a região que passa a usufruir da produção das bacias de Campos (RJ), Santos (SP) e do Espírito Santo, assim como do gás da Bolívia (Petrobras [2010]).

Em 2006, a Petrobras decidiu incorporar todas as suas transportadoras de gás em uma só companhia com o nome de Transportadora Associada de Gás (TAG). O objetivo da criação da TAG é absorver sete transportadoras nas quais a estatal tem participação acionária relevante, controle acionário ou 100% das ações, assim como os novos projetos. A incorporação<sup>67</sup> das empresas transportadoras tem sido feita de forma gradual em função da complexidade, principalmente, nas situações onde a Petrobras não é o único acionista e o centro de operação é independente da Transpetro, como é o caso da TBG.

A análise da evolução dos investimentos na rede de gasodutos brasileira mostra que mesmo após a abertura da indústria de gás natural trazida pela lei 9.478 a expansão da malha de transporte de gás natural continua dependente dos investimentos da

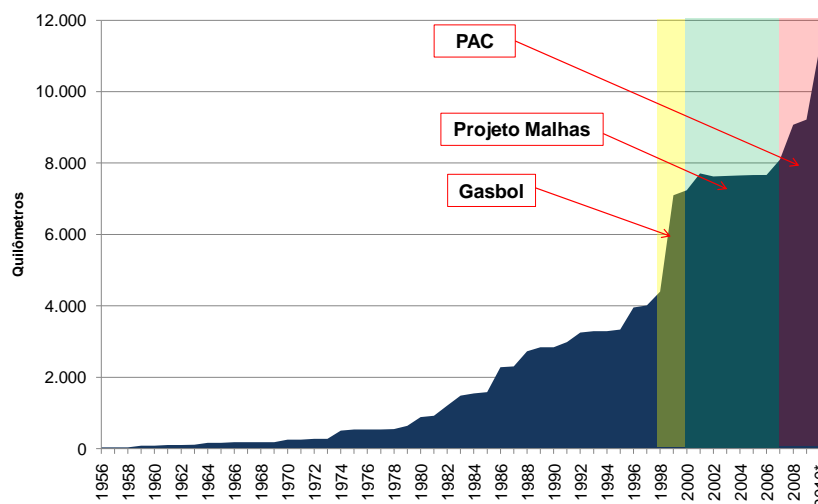
---

<sup>67</sup> Até março de 2010 apenas a transportadora Capixaba de Gás S.A. (TCG) e a Transportadora Nordeste Sudeste S.A. (TNS) haviam sido incorporadas pela TAG.



Petrobras condicionados aos programas de desenvolvimento do governo Federal, como podemos ver na figura 34.

Figura 34 – Brasil: Evolução da Malha de Transporte de Gás Natural



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP [2010]

A reduzida participação de outros agentes privados no segmento de transporte de gás natural sugere que o risco do investimento em novos gasodutos continua muito elevado. Esse fato pode se explicado pela incapacidade do arcabouço regulatório instituído pela lei 9.478 em lidar com os elevados custos de transação associados à estrutura industrial pré-existente ao processo de abertura. Em outras palavras, o controle da indústria de gás natural pela Petrobras, em função das elevadas especificidades dos ativos de transporte, explica o elevado risco associado aos investimentos em novos gasodutos para outros agentes que não a Petrobras. Na próxima seção, será analisado o processo de liberalização da indústria de gás brasileira através do arcabouço regulatório definido pela lei 9.478.

### **Seção 4.3 – Liberalização da Indústria de Gás Natural Brasileira e o Arcabouço Regulatório Definido pela lei 9.478**

Segundo Costa [2003], a análise da evolução da economia brasileira nos últimos 70 anos mostra que o comportamento da indústria de petróleo e gás natural no Brasil acompanha as tendências do papel do Estado na economia. Nesse contexto, pode-se inserir o processo de liberalização da indústria de gás natural no processo de reforma do Estado brasileiro desenvolvido pelo governo do presidente Fernando Henrique.

De 1994 a 2002, verificou-se uma nítida mudança no direcionamento do papel do Estado na economia brasileira. A retomada do projeto neoliberal, que encontrou nos governos reformistas de *Ronald Reagan* e *Margareth Thatcher* seus maiores defensores, o esgotamento do modelo tradicional de financiamento dos setores de infraestrutura na América Latina e a conjuntura externa desfavorável levaram a uma profunda reforma do Estado brasileiro. Nesse contexto, a função de Estado produtor passa a dar lugar a função de Estado regulador. Verifica-se assim, nesse período, além da privatização de um grande número de empresas estatais, a criação de inúmeros órgãos<sup>68</sup> regulatórios.

A aprovação da lei 9.478 de 1997 é um reflexo dessa mudança do papel do Estado na indústria de petróleo e gás natural. A lei do petróleo, como é conhecida a lei 9.478, quebrou o monopólio da Petrobras ao regulamentar a emenda constitucional nº 9 de 1995 que estabelece que a união poderá contratar empresas estatais ou privadas para a realização das atividades das quais possui o monopólio de exploração. Ademais, é criada a Agência Nacional de Petróleo (ANP) com a função de promover a regulação, a

---

<sup>68</sup> Agência Nacional de Energia Elétrica (1996), Agência Nacional de Telecomunicações (1997), Agência Nacional de Petróleo (1997), Agência Nacional de Vigilância Sanitária (1999), Agência Nacional de Águas (2000), Agência Nacional de Saúde Suplementar (2000), Agência Nacional de Transporte Aquaviários (2001), Agência Nacional de Transporte Terrestre (2001) e Agência Nacional de Cinema (2002).

contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis como exceção da distribuição de gás canalizado, prerrogativa dos estados, conforme artigo 25 da constituição federal de 1988. Ao lado da ANP, é criado o Conselho Nacional de Política Energética com a função de assessoramento da Presidência da República no estabelecimento de políticas e diretrizes para o setor energético.

Segundo Costa [2003], o objetivo do governo ao aprovar a lei 9.478 foi introduzir pressões competitivas na indústria de petróleo e gás natural a partir de estímulos ao ingresso de novos agentes privados. A finalidade da lei, nesse sentido, era fazer com que os agentes privados realizassem os investimentos que até então eram realizados pelo governo Federal através da figura da Petrobras.

Contudo, como observou Alveal e Pinto Júnior [1996], a decisão de manter a estrutura da Petrobras operacionalmente verticalizada possibilitou que a empresa exercesse algumas vantagens econômicas fortalecendo, assim, seu poder de mercado. Esse fato será melhor analisado na seção 4.4 deste trabalho.

#### **4.3.1 – O Arcabouço Regulatório definido pela Lei 9.478**

Até 2009<sup>69</sup>, o arcabouço regulatório da indústria de gás natural era definido pela Lei 9.478 e pelas portarias e resoluções da ANP. Conforme apresentado na seção anterior, a Lei 9.478 delega à ANP a responsabilidade pela regulação setorial da indústria de gás natural. Segundo o exposto na lei, a ANP é responsável pela regulação das atividades de produção, importação, processamento e transporte de gás natural. O

---

<sup>69</sup> Em 2009, foi aprovada a lei 11.909 que redefine o arcabouço regulatório da indústria de gás natural.

exercício das atividades acima pela agência reguladora é feito ou por regulamentações (definidas na lei ou por portarias da ANP) ou através do poder de fiscalização e monitoramento concedido à Agência.

No que diz respeito à regulação da produção de gás natural, a emenda constitucional nº 5/95 abriu o segmento a qualquer empresa que cumpra os requisitos estabelecidos no artigo 5 da lei 9.478/97. Para tanto, a lei supracitada, define os princípios gerais a serem seguidos pela ANP com relação à atividade de produção. Entre estes, pode-se destacar (i) o desenvolvimento de estudos para a delimitação dos blocos de exploração; (ii) a fiscalização da execução dos serviços de geologia e geofísica; (iii) a realização de processos licitatórios para a concessão de áreas de exploração; (iv) a definição do modelo de contrato de concessão padrão; (v) o controle do cumprimento dos contratos de concessão assinados; (vi) a distribuição das participações governamentais decorrentes da atividade produtiva aos seus beneficiários e (vii) a autorização para a transferência de titularidade dos contratos de concessão já assinados.

No caso da importação de gás natural, a regulação definida pela lei 9.478 restringe-se em delegar à ANP o estabelecimento dos requisitos mínimos que devem ser atendidos pelas empresas interessadas na atividade. Nesse sentido, qualquer agente que tenha interesse em desenvolver a atividade de importação deve solicitar previamente autorização a ANP respeitando os requisitos definidos pela portaria nº 43 de 1998. Os preços de importação são estabelecidos mediante negociação entre as partes de forma que nem a ANP, nem outro órgão, tem o poder de regulação do preço do gás importado.

No que se refere à regulação da infraestrutura, a portaria nº 28/99 definiu que a construção e ampliação das unidades de processamento de gás natural devem ser previamente autorizadas pela ANP. A portaria supracitada define ainda que a

autorização concedida não possui o caráter de concessão e nem estabelece direitos de exclusividade seja relativa ao tempo seja relativa a localização geográfica do projeto.

No segmento de transporte dutoviário de gás, a lei 9.478 definiu uma nova estrutura para a atividade. Segundo o artigo 56 da lei supracitada, a atividade de transporte pode ser exercida, mediante autorização concedida pela ANP, por qualquer empresa que atenda ao disposto no artigo 5 da mesma lei. A portaria nº 170/98 complementa o artigo 56 da lei 9.478 identificando quais os itens a serem cumpridos pelas empresas interessadas na obtenção da autorização.

Ainda referente ao segmento de transporte, o artigo 58 da lei 9.478 introduz o livre acesso aos gasodutos. Segundo Costa [2003], este princípio foi uma das principais alterações estruturais introduzidas pela lei do petróleo na indústria de gás natural, uma vez que reduziu significativamente as barreiras institucionais à entrada de novos agentes neste mercado.

Até 2001, a portaria nº 169/98 foi o instrumento regulatório utilizado para regular o livre acesso. Essa portaria baseava-se na obrigatoriedade de acesso não discriminatório de terceiros às instalações de transporte já existentes ou a serem construídas. Em relação à tarifa cobrada pelo livre acesso, a portaria 169 não definiu uma metodologia para o seu cálculo, restringindo-se apenas a determinação de certos requisitos. Outro importante ponto definido pela portaria supracitada é a proibição da venda de capacidade não utilizada pelo próprio carregador. Em outras palavras, a portaria proíbe o surgimento de um mercado secundário de capacidade.

Entendendo a complexidade do tema e a partir da necessidade de expansão da capacidade de transporte para o atendimento das térmicas do PPT, a ANP publicou, em junho de 2001, a portaria nº 98/01 definindo as regras de concurso aberto a serem

adotadas pelas empresas transportadoras. Na portaria supracitada, contudo, a regra de tarifação não foi determinada cabendo a ANP apenas a aprovação da tarifa cobrada pelo transportador.

Em 2005, a portaria nº 27/05 modificou as regras de livre acesso definindo a forma de alocação da capacidade firme, os critérios de prioridade de atendimento entre os contratos firmes e interruptíveis e o modelo de contrato para o serviço de transporte. Ademais, a portaria supracitada reafirmou a proibição da compra e venda de gás natural pelo transportador a não ser para uso próprio.

Posteriormente, outras portarias da ANP referentes ao livre acesso foram publicadas, indicando a opção pela segmentação das normas sobre o tema. Nesse sentido, o livre acesso às instalações de transporte passou a ser regulamentado por um conjunto de portarias, cada qual referente a um aspecto diferente do acesso de terceiros aos dutos de transporte. Entre as diversas portarias destacam-se:

- Portaria de livre acesso às instalações de transporte de gás natural (nº 98 de 2001);
- Portaria que regulamenta a resolução de conflitos (nº 254 de 2001);
- Portaria de informações a serem enviados pelas empresas de transporte aos carregadores e à ANP (nº 1 de 2002);
- Portaria de cessão de capacidade de transporte (nº 28 de 2005) e
- Portaria de critérios tarifários (nº 29 de 2005)

No que se refere à regulação tarifária, o artigo 58 da lei 9.478 atribuiu à ANP a responsabilidade de fixação da tarifa de transporte caso não haja acordo entre as partes. Contudo, a lei não define a metodologia tarifária cabendo a ANP decidir pelo método de

cálculo de tarifa a ser adotado. Assim, em 2005, foi publicada a resolução ANP nº 29/05 definindo os critérios para o cálculo das tarifas de transporte dutoviário de gás natural. Segundo a resolução supracitada, as tarifas cobradas pelo serviço de transporte firme devem ser diferenciadas das tarifas cobradas pelo transporte interruptível. No caso do transporte firme, a tarifa deve ser estruturada levando em conta os encargos de capacidade de entrada (destinados a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de recepção), os encargos de capacidade de transporte (destinados a cobrir os custos de investimento relacionados à capacidade de transporte), os encargos de capacidade de saída (destinados a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de entrega), e os encargos de movimentação (destinados a cobrir os custos variáveis com a movimentação de gás).

Em relação ao transporte interruptível, as tarifas devem ser baseadas apenas em um único encargo volumétrico cujo valor será estabelecido em função da probabilidade de interrupção e demais condições deste serviço, tomando como referência o serviço de transporte firme. A portaria também estabelece que o transportador repasse a todos os carregadores firmes 90% do resultado da venda de serviços de transporte interruptíveis decorrentes da utilização de capacidade ociosa de transporte de forma proporcional à ociosidade de cada contrato no correspondente trecho utilizado.

Seguindo a metodologia desenvolvida no capítulo 2, a tabela 9 resume o modelo regulatório definido pela lei 9.478 e pelos atos normativos da ANP para o segmento de transporte de gás natural.

Tabela 9 – Brasil: Atributos Regulatórios Definidos pela Lei 9.478 para o Segmento de Transporte de Gás Natural

<b>Atributos Regulatórios</b>	
<b>Regras de Separação do Serviço de Transporte</b>	<i>Jurídica sem restrição a participação cruzada</i>
<b>Tipo de Outorga</b>	<i>Autorização</i>
<b>Operação do Sistema</b>	<i>Cada empresa transportadora opera de forma independente sua rede</i>
<b>Livre Acesso</b>	<i>Negociado entre as partes</i>
<b>Oferta Primária de Capacidade</b>	<i>Através de concurso aberto</i>
<b>Revenda de Capacidade</b>	<i>Embora a cessão de capacidade de um carregador para outro seja permitida a venda é proibida</i>
<b>Tipos de Serviços Permitidos</b>	<i>Contratos firmes e interruptíveis</i>
<b>Tarifa Inicial</b>	<i>Livremente negociada embora dependa da aprovação da ANP que sugere uma metodologia de cálculo</i>
<b>Tipo de Tarifa</b>	<i>Mista. No Gasbol e para o gás do PPT a tarifa é postal enquanto que nos gasodutos da Transpetro ela é por distância</i>

Fonte: Elaboração própria

No que tange ao serviço de transporte de gás natural, pode-se concluir que a lei 9.478 mostra-se muito vaga. As menções feitas ao serviço de transporte na lei supracitada resumem-se aos artigos 56, 58 e 59 de forma que o arcabouço regulatório do segmento de transporte de gás natural é definido basicamente por atos normativos da ANP, que até 2007, entre resoluções e portarias, totalizavam cerca de 20, como pode ser visto no anexo 3.



#### Seção 4.4 – Impactos da Lei 9.478 na Expansão da Malha de Gasodutos

A análise da lei 9.478 mostra que o arcabouço regulatório por ela definido apresenta uma série de limitações no que tange aos seus princípios de promoção a competição e de estímulo à entrada de novos agentes no setor. Segundo Cecchi [2001], a Lei 9.478 apresenta uma série de deficiências em relação aos seus objetivos iniciais de expansão do investimento privado no mercado de gás natural.

Em resumo, o gás natural é tratado pela lei 9.478 como subproduto da atividade de extração e produção de petróleo. Assim, embora a lei forneça um modelo macro de abertura do mercado, ela não fornece os instrumentos necessários para sua implantação uma vez que os incentivos ao investimento privado (outros agentes que não a Petrobras), principalmente no segmento de transporte, são reduzidos.

“The fact is that there are currently no safeguards to investors that the natural gas produced will be delivered up to the end user, whether due to the lack of regulation in the transport activities or to the impossibility of selling gas directly to the end user, but only to the gas distributors.” (SANT ANNA [2009], p.1)

A dependência do arcabouço regulatório definido pela lei 9.478 em relação às portarias e resoluções da ANP reduz o poder de *enforcement* da regulação uma vez que tanto a autonomia regulatória quanto o escopo de atuação da ANP encontram-se mal definidos. Em outros termos, a falta da definição de funções regulatórias referentes às tarifas de transporte, ao livre acesso e à operação do sistema, assim como a inexistência de instrumentos de defesa da concorrência limita o poder regulatório da ANP. Ademais, as portarias e resoluções são instrumentos jurídicos mais fracos do que as leis.

Entre as principais limitações da Lei 9.478 no que tange ao alcance do modelo de concorrência implícito na própria legislação pode-se destacar a escolha do regime de autorização como regime jurídico da atividade de transporte, a falta de uma separação efetiva da atividade de transporte das demais atividades (limites às participações cruzadas na cadeia), a falta de exigências de anuência prévia, por parte da ANP, dos contratos relativos à atividade de transporte de gás natural, a falta de uma definição de limites mais precisos na competência regulatória entre a regulação federal e a estadual, a falta do estabelecimento de um regime regulado de tarifas e de condições de acesso às redes de transporte e a falta da definição, como atribuição do regulador, dos critérios para o estabelecimento de prioridades no atendimento à demanda de gás.

No que se refere aos investimentos, as limitações do arcabouço regulatório definido pela lei 9.478 impõem restrições ao desenvolvimento da rede de transporte de gás natural. Cecchi [2001] destaca a dificuldade de entrada de novos operadores no mercado de transporte de gás natural, a incapacidade da ANP em limitar o poder de mercado da Petrobras, o surgimento de problemas de coordenação na utilização dos dutos, a dificuldade efetiva de implantação do livre acesso às redes de transporte, o aumento da percepção de riscos e a dificuldade de coordenação de investimentos nas distintas atividades da cadeia do energético como principais conseqüências do fraco arcabouço regulatório definido pela lei 9.478.

O vácuo jurídico deixado pela Lei do Petróleo no que se refere, principalmente, às questões tarifárias e de livre acesso explica os vários conflitos ocorridos a partir de 1997 entre carregadores e transportadores. Entre estes, pode-se destacar o caso da BG versus TBG e da ENERSIL versus TBG nas questões referentes ao acesso aos dutos e à tarifa de transporte.

No caso da ENERSIL (Energia do Brasil Ltda), a empresa firmou em 29 de setembro um contrato de serviço de transporte não-firme com a TBG. Contudo, os Termos e Condições Gerais (TCG) do serviço a ser prestado, assim como os termos do contrato e a tarifa a ser cobrada haviam sido objeto de discussão entre as partes que não haviam chegado a um acordo em todas as questões envolvidas. Nesse sentido, foi solicitado pela ENERSIL que a ANP interviesse na solução do conflito.

No caso da BG (British Gas do Brasil Ltda), da mesma forma que no caso da ENERSIL, houve um desacordo em relação aos Termos e Condições Gerais (TCG) do serviço a ser prestado, assim como em relação à tarifa a ser cobrada. Mais uma vez a ANP foi solicitada a resolver o conflito.

Os dois casos acima mostram que a falta da definição de uma regulação clara no que diz respeito tanto as condições de acesso quanto em relação ao cálculo das tarifas de transporte criam oportunidade para conflitos entre as partes acarretando elevados custos de transação tanto para as empresas transportadoras quanto para os carregadores. Por sua vez, esses elevados custos de transação associados aos contratos de capacidade se refletem em reduzidos estímulos ao investimento de novos agentes na infraestrutura dutoviária de transporte de gás. Assim, pode-se avaliar os impactos da regulação definida pela lei 9.478 sobre a expansão da malha de transporte de gás natural no Brasil a partir da análise dos efeitos da lei supracitada sobre os custos de transação associados aos contratos de capacidade.

#### Seção 4.4.1 – Os Custos de Transação Associados à Lei 9.478

Essa seção analisa a incapacidade do arcabouço regulatório definido pela lei 9.478 e pelas portarias da ANP em reduzir os custos de transação associados ao novo padrão de concorrência do segmento de transporte de gás natural. Nesse sentido, o objetivo da seção é mostrar os impactos da Lei 9.478 sobre a expansão dos investimentos em gasodutos no Brasil.

A primeira deficiência da lei supracitada no que tange a redução dos custos de transação e, conseqüentemente, no desenvolvimento de estruturas de incentivos<sup>70</sup> ao investimento em gasodutos é a escolha da autorização como regime jurídico da atividade de transporte de gás. Apesar das diferenças técnicas e econômicas entre os serviços de transporte de gás natural e o serviço de transporte de petróleo e derivados, o artigo 56 da Lei 9.478 trata as atividades de forma igual. Nesse sentido, estabelece-se a autorização como regime jurídico da atividade de transporte de hidrocarbonetos líquidos e gasosos.

Segundo Di Pietro [2008], a autorização é um ato administrativo unilateral, discricionário e precário<sup>71</sup>, pela qual a Administração Pública faculta ao particular, o uso privativo de bem público ou o desempenho de atividade material. A partir da interpretação de Di Pietro, pode-se concluir que a autorização não desfruta da segurança jurídica necessária para o desenvolvimento de estruturas de incentivo aos investimentos em ativos com elevadas especificidades. Em outras palavras, a precariedade dos contratos de autorização permite constantes intervenções não negociadas do poder público nos termos dos contratos gerando importantes restrições de incerteza que, em

---

<sup>70</sup> Em estruturas industriais competitivas.

<sup>71</sup> A precariedade da autorização reside na possibilidade do poder público em revogá-la por critério de conveniência e oportunidade

conjunto com as elevadas especificidades dos ativos, desestimulam os investimentos em novos gasodutos.

Sendo assim, as incertezas referentes à metodologia tarifária adotada, aos critérios de exclusividade geográfica, ao prazo da autorização e às regras para reversão dos ativos de transporte elevam demasiadamente os custos de transação uma vez que aumentam a possibilidade de comportamentos oportunistas tanto por parte dos carregadores quanto por parte dos órgãos de governo. Nesse contexto, a incapacidade dos contratos de autorização em garantir a manutenção do equilíbrio econômico financeiro das empresas de transporte cria importantes barreiras ao investimento em ativos de transporte de gás natural por outros agentes privados que não a Petrobras, principalmente em função das questões relativas ao financiamento.

Klein (1998) e Crampes e Estache (1997) enfatizam a importância das características dos contratos firmados entre o operador dos serviços públicos e o governo na obtenção de financiamento. Em outras palavras, as garantias contratuais são importantes na avaliação do risco dos projetos de forma que o tipo de contrato firmado entre as partes influencia determinantemente a obtenção de financiamentos.

A segunda limitação da lei 9.478 está associada à falta de regras mais estritas de separação da atividade de transporte das demais atividades. Assim, embora a lei supracitada estabeleça a separação jurídica dos segmentos da cadeia do gás natural, ela não define nenhuma restrição às participações cruzadas entre os agentes de diferentes segmentos.

Como foi analisado no capítulo 3, o compartilhamento da propriedade das empresas dos diferentes segmentos componentes da indústria de gás natural reduz as incertezas a respeito do retorno sobre o investimento, principalmente, em setores com

elevadas especificidades de ativos. Em outras palavras, a participação acionária cruzada entre empresas que fazem parte da cadeia de produção de uma indústria estimula a cooperação entre os agentes reduzindo, assim, o risco de comportamento oportunista por parte dos diferentes *players*.

É por esse motivo que países com reduzido grau de maturidade da indústria de gás natural mantiveram uma estrutura de negócio monopolizada mesmo após a desintegração vertical da indústria. No Brasil, por exemplo, embora a lei 9.478 tenha quebrado o monopólio jurídico da Petrobras ela não foi capaz de eliminar o monopólio operacional. Assim, quando se analisa a estrutura patrimonial das empresas componentes da indústria de gás natural brasileira, percebe-se nitidamente o controle do setor pela Petrobras.

Embora as participações acionárias cruzadas (monopólio *di facto*) sejam um importante estímulo ao investimento das empresas estabelecidas em novos gasodutos, principalmente em países onde a indústria de gás ainda encontra-se em estágios iniciais de desenvolvimento, a falta de restrições e a falta de controle sobre a composição acionária das empresas de transporte funciona como barreira a entrada de novos agentes. Em outras palavras, a ausência de restrições às participações cruzadas embora reduza os custos de transação para a empresa incubente eleva esses custos para as empresas entrantes.

O controle da produção, do transporte e da comercialização pela mesma empresa impõe restrições de incerteza à entrada de novos agentes em todos os segmentos da indústria. No caso do transporte de gás natural, a elevada especificidade dos ativos torna esse problema ainda maior. As elevadas inversões de capital e os riscos associados aos investimentos em ativos dedicados exigem a contratualização prévia da capacidade de

transporte a ser construída. Em outras palavras, os elevados custos de transação associados aos investimentos em gasodutos exigem o estabelecimento prévio de contratos de longo prazo com os carregadores.

Contudo, a falta de separação efetiva das atividades permite que a empresa dominante (incubente) adote barreiras à entrada de novos agentes. Em primeiro lugar, dependendo do poder de mercado da empresa dominante nos segmentos de produção e comercialização, pode ocorrer que a demanda pela nova capacidade primária de transporte seja insuficiente para viabilizar o projeto. Em outras palavras, os agentes produtores e comercializadores podem dar preferência à contratação da capacidade das empresas de transporte a eles coligadas.

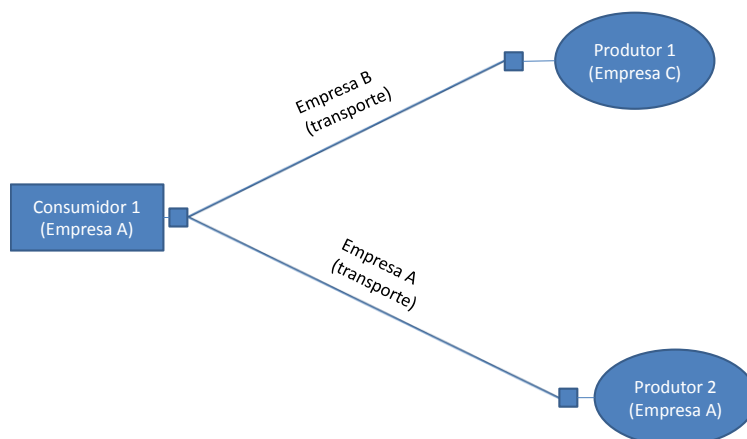
Segundo, mesmo que os novos agentes consigam vender antecipadamente a nova capacidade em bases firmes, a participação dos carregadores em outras empresas de transporte favorece que estes adotem comportamentos oportunistas *ex post* uma vez que sua dependência em relação à nova capacidade de transporte é reduzida.

Por fim, a prática de subsídios cruzados desenvolvida pelas empresas transportadoras coligadas aos agentes produtores e comercializadores dificulta a contratualização prévia de capacidade dos novos agentes uma vez que reduz a competitividade da nova capacidade primária ofertada.

Com o desenvolvimento da rede de transporte, os problemas associados à falta de restrição às participações cruzadas aumentam. Isto é, quanto mais ramificada e extensa for a rede de transporte, maiores serão as opções de trajetos para o transporte de gás de um ponto ao outro. Nesse caso, a falta de restrição à participação cruzada aumenta a probabilidade de que os carregadores atuem de forma oportunista.

Nas figuras abaixo pode-se compreender melhor a importância da separação da propriedade na redução dos custos de transação. A figura 35 representa um caso simples a onde não existe interconexões na rede de transporte. Nesse caso, a participação da empresa A nos segmentos de produção e comercialização pode comprometer os investimentos tanto da empresa B quanto da empresa C. Isto ocorre por duas razões: primeiramente, o consumidor 1 irá dá preferência a contratualização da capacidade da transportadora A. Em segundo lugar, mesmo que o consumidor 1 firme contratos com a empresa de transporte B ele terá incentivos e maiores oportunidade de agir de forma oportunista, quebrando o contrato *ex post*, já que poderá utilizar a capacidade de transporte da empresa A, de quem é coligado.

Figura 35 - Custos da Transação no Segmento de Transporte: Caso 1



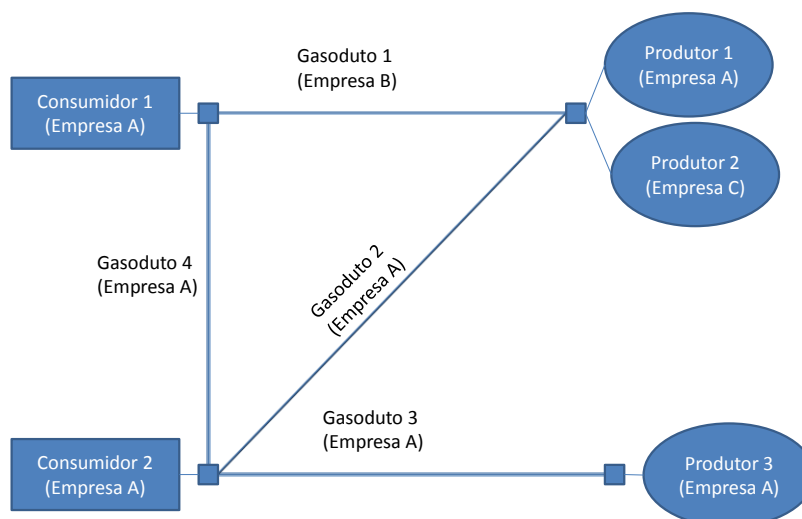
Fonte: Elaboração Própria

Na figura 36, tem-se uma situação mais complexa a onde existem interconexões dentro da rede de transporte. Nesse caso, os custos de transação para a empresa de transporte B (entrante) são maiores do que no caso anterior. Isso porque o maior número de interconexões permite uma maior flexibilidade para a empresa A na utilização de



seus dutos de transporte. Em outros termos, o produtor 1 pode utilizar tanto os gasoduto 1 quanto os gasodutos 2 e 4 para transportar seu gás até o consumidor 1. Nesse sentido, uma vez que a empresa A possua participação nos gasodutos 2 e 4, assim como no produtor 1 e no consumidor 1 ela tem maiores incentivos a agir de forma oportunista em relação a empresa de transporte B. Ademais, caso a empresa A pratique subsídios cruzados no gasoduto 2 de forma a cobrar uma tarifa de transporte inferior a do gasoduto 1 ela pode estimular que os outros produtores (produtor 2) utilizem o gasoduto 2 em detrimento do gasoduto 1.

Figura 36 - Custos da Transação no Segmento de Transporte: Caso 2



Fonte: Elaboração Própria

Nesse sentido, pode se concluir que a falta de definição de restrições as participações cruzadas na indústria de gás natural, além de limitar o desenvolvimento da concorrência nos segmentos competitivos, desestimula a entrada de novos agentes no segmento de transporte de gás natural.

A terceira questão não tratada corretamente pela Lei 9.478 é o livre acesso. O artigo 58 da lei supracitada estabelece o livre acesso aos dutos de transporte embora não defina as regras necessárias para a sua regulação. Sendo assim, cabe a ANP, através de suas portarias e resoluções, a regulação do acesso aos dutos de transporte em bases eficientes e não discriminatórias.

Contudo, em função dos conflitos envolvidos na questão, a regulação do livre acesso pela ANP tem sido um dos maiores desafios da agência no que diz respeito à regulação da indústria de gás natural. Por quatro vezes (1998, 2001, 2003 e 2005) a ANP elaborou propostas de regulamentação do uso da infraestrutura de transporte de gás natural por terceiros. Em todos os casos, contudo, os conflitos envolvidos na discussão entre concorrência e investimento dificultaram a criação de uma regulação eficiente do acesso de terceiros.

A falta de uma definição de regras claras e estáveis de acesso aos dutos de transporte e a manutenção da estrutura industrial pré-existente são provavelmente os fatores que mais contribuíram para o elevado custo de transação associados aos investimentos de novos agentes em gasodutos. Além da importância para o desenvolvimento de um mercado competitivo de capacidade, a regulação do livre acesso favorece a cooperação entre carregadores e a empresa transportadora. A definição das regras tarifárias, dos tipos de serviço oferecidos pela empresa transportadora, das penalidades impostas aos carregadores em desequilíbrio e das regras de ajustes é importante para a redução dos potenciais conflitos entre os agentes. Em outras palavras, a regulação do livre acesso reduz as chances de comportamento oportunistas tanto por parte dos carregadores quanto por parte da empresa transportadora reduzindo, assim, os custos de transação.

A quarta barreira imposta pela lei 9.478 aos investimentos em ativos de transporte de gás natural diz respeito à estrutura tarifária. A característica de monopólio natural do segmento de transporte exige que a tarifa seja regulada a fim de evitar que haja abuso do poder de mercado. Assim, de forma a garantir a modicidade tarifária e estimular a competição na indústria de gás natural é importante que as tarifas de transporte sejam reguladas, transparentes e não discriminatórias. Contudo, é importante também que as tarifas reflitam os custos dos serviços de transporte e permitam a recuperação dos investimentos realizados. Como se mostrou nos capítulos anteriores, mesmo em mercados maduros, a regulação tarifária mostra-se um elemento fundamental tanto no estímulo a competição quanto no desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento.

A Lei 9.478 não define uma metodologia tarifária a ser aplicada pela ANP de forma que a regulação das tarifas de transporte depende dos critérios estabelecidos pela resolução ANP 29/05. Tais critérios, contudo, atuam como orientador do processo de formação de preço uma vez que as tarifas são negociadas bilateralmente cabendo a ANP apenas a sua aprovação. Ademais, a falta de uma definição na lei da metodologia tarifária enfraquece o poder regulatório da ANP uma vez que portarias e resoluções são instrumentos jurídicos mais fracos. Assim, embora a ANP, nos últimos anos, venha atuando de forma mais intensa na fiscalização das tarifas de transporte, ela, até 2009, carecia de instrumentos jurídicos que lhe conferissem maior poder de regulação.

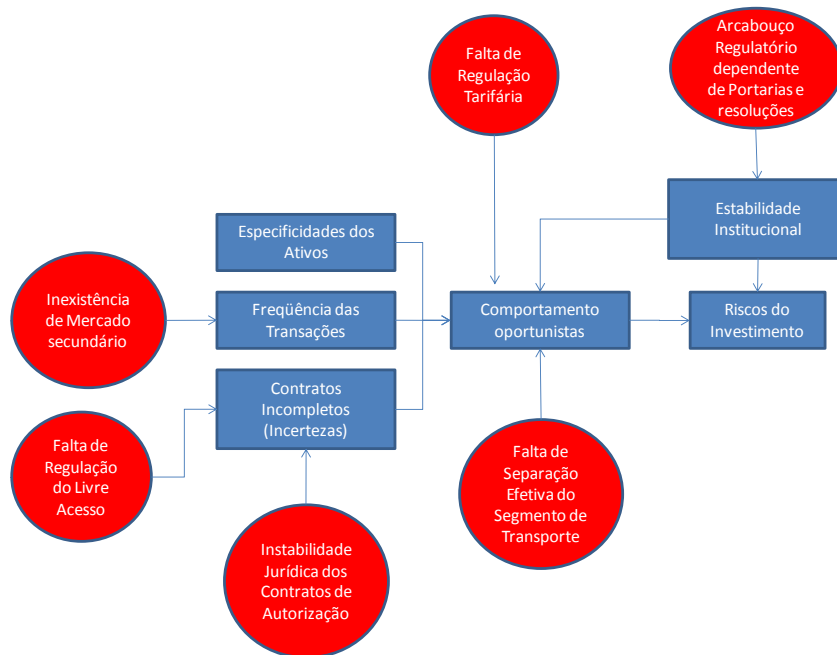
Nesse sentido, as incertezas a respeito da estrutura tarifária criam importantes barreiras ao investimento em ativos de transporte, principalmente, após a adoção do livre acesso. A falta de uma estrutura tarifária claramente definida aumenta os riscos

associados ao comportamento oportunista por parte dos carregadores elevando os custos de transação e conseqüentemente os riscos dos investimentos em ativos de transporte.

Por fim, a proibição da revenda de capacidade, definida pela portaria nº 27/05 impede o surgimento de um mercado secundário de capacidade. O desenvolvimento do mercado secundário desempenha um importante papel no desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em gasodutos uma vez que aumenta a liquidez do mercado de capacidade, reduzindo, assim, os riscos da compra de capacidade primária em bases firmes. Nesse sentido, o aumento da liquidez no mercado de capacidade facilita o processo de contratualização prévia da capacidade reduzindo os custos de transação dos investimentos.

A figura 37 resume os principais impactos negativos da lei 9.478 sobre os investimentos em ativos de transporte de gás natural no Brasil.

Figura 37 – Brasil: Impacto da Lei 9.478 sobre os Investimentos em Ativos de Transporte



Fonte: Elaboração Própria

## Seção 4.5 – Conclusão

Embora o objetivo da lei 9.478 tenha sido a mudança do padrão de concorrência da indústria de gás natural no Brasil, a manutenção da estrutura industrial pré-existente criou importantes barreiras à entrada de novos agentes no segmento de transporte. Assim, apesar da lei do petróleo ter liberalizado a indústria de gás natural, ela foi incapaz de estimular a competição efetiva dentro da indústria de forma que a posição privilegiada da Petrobras, herdada do monopólio estatal, desestimulou os investimentos de novos agentes em ativos de transporte de gás natural.

Ademais, a estrutura industrial desenhada pelo novo modelo do setor de petróleo e gás natural criou, a partir de 1997, novas demandas regulatórias não cobertas pela lei 9.478 e pelas portarias e resoluções da ANP. A desintegração vertical da cadeia e a adoção do livre acesso exigiram a criação de mecanismos regulatórios capazes de reduzir os custos de transação associados à nova estrutura industrial e competitiva. Contudo, o vazio regulatório criado pela lei 9.478, principalmente no que diz respeito aos regimes jurídicos da atividade de transporte, à separação das atividades, à regulação do livre acesso, ao cálculo tarifário e ao desenvolvimento do mercado secundário deram origem a uma assimetria de custos de transação que beneficiou a Petrobras em detrimento de potenciais entrantes.

Assim, a entrada de novos agentes privados no segmento de transporte de gás natural depende da superação de algumas lacunas regulatórias deixadas pela lei 9.478 tanto no que diz respeito ao *market design* da indústria quanto no que diz respeito aos mecanismos de regulação.

## **CAPÍTULO 5 - Lei 11.909: Benefícios e Limitações na Criação de Estruturas de incentivos ao Investimento.**

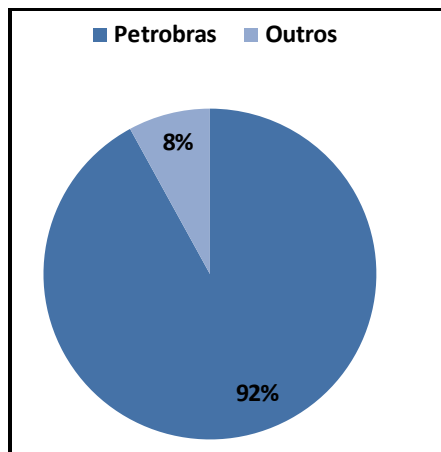
### **Seção 5.1 – Introdução**

A análise da Lei 9.478, feita no capítulo 4, mostrou a inadequação do arcabouço regulatório da indústria de gás brasileira aos objetivos iniciais do próprio processo de abertura. Assim, embora a lei supracitada tenha aberto o setor de gás natural à competição, o que se verifica na prática é um monopólio *di facto* da Petrobras. Segundo Sobreira:

“One of the most important obstacles for the reduction of market concentration in Brazil is Petrobras' cross participation along the gas chain. The company is not only the largest producer, but control about 90% of the gas transportation capacity since most of the domestic pipelines belong to Petrobras.” (SOBREIRA et al. [2009])

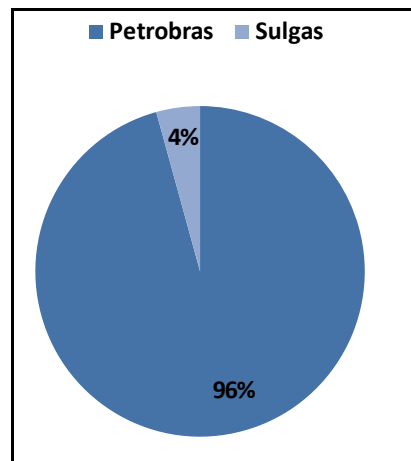
Atualmente a Petrobras é responsável por 92% da produção, 100% da importação e controla, indiretamente através de suas subsidiárias e empresas coligadas, 97% da capacidade de transporte de gás natural do país (Petrobras [2010], ANP [2010], TRANSPETRO [2010] e TBG [2010]). No segmento de distribuição de gás natural, através da GASPETRO, a empresa é o acionista majoritário em 12 das 24 distribuidoras em operação além de possuir importantes participações acionárias em mais 7 empresas de distribuição. A figura 38 mostra a participação da Petrobras na produção de gás brasileira enquanto a figura 39 mostra o predomínio da empresa na importação de gás. As figuras 40 e 41 mostram, respectivamente, a participação da Petrobras nos segmentos de transporte e de distribuição de gás natural no Brasil.

Figura 38 – Brasil: Produção de Gás Natural (2008)



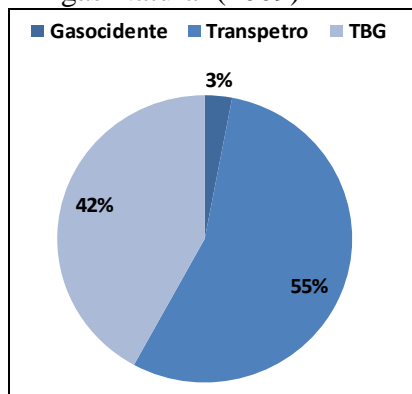
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP [2009]

Figura 39- Brasil: Importação de Gás Natural (2008)



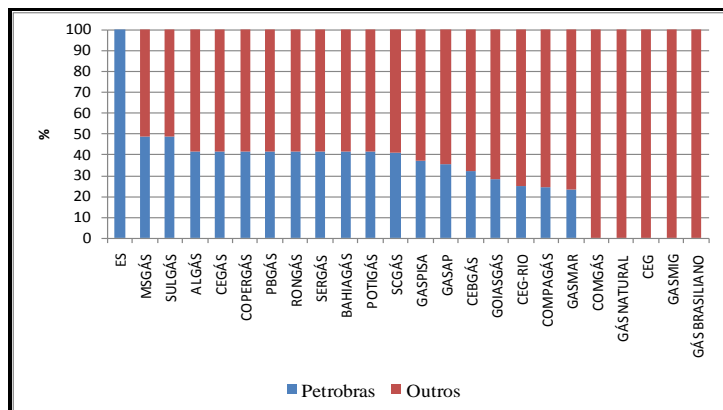
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP [2009]

Figura 40 - Brasil: Transporte de gás Natural (2009)



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP [2010], Transpetro [2010] e TBG [2010]

Figura 41 - Brasil: Distribuição de Gás Natural (2009)



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da Abegas [2010]

Dessa forma, embora juridicamente a indústria de gás natural apresente-se desverticalizada, na prática ela constitui uma estrutura verticalmente integrada. Essa posição privilegiada da Petrobras em todos os elos da cadeia produtiva se por um lado

explica os baixos riscos de investimento para a empresa, por outro, explica, em parte, os elevados custos de transação que os demais agentes interessados nos investimentos em ativos de transporte de gás natural se defrontam. De fato, a estrutura industrial definida pela lei 9.478 e herdada do modelo de monopólio estatal cria uma importante assimetria de custos de transação em relação a empresa estabelecida (Petrobras) e as empresas entrantes. Assim, embora os custos de transação para a Petrobras sejam reduzidos, em função da integração vertical *di facto*, para os demais potenciais investidores eles se mostram elevados.

O vácuo regulatório deixado pela lei 9.478, principalmente no que diz respeito ao desenvolvimento de estruturas de incentivos ao investimento de novos agentes em ativos de transporte de gás natural, levou ao desenvolvimento de uma legislação específica para a indústria de gás natural no Brasil. Assim, em março de 2009, foi aprovada e sancionada a Lei 11.909 que definiu uma nova estrutura regulatória para o setor, em particular para o segmento de transporte.

Nesse sentido, o objetivo deste capítulo é analisar o impacto da nova estrutura regulatória, definida pela lei supracitada, sobre os investimentos em gasodutos no Brasil. O capítulo está dividido em 5 seções incluindo esta seção introdutória. A seção 5.2 fará um resumo do arcabouço regulatório definido pela lei 11.909 enfatizando as principais mudanças em relação à lei 9.478. Na seção 5.3 serão analisados os principais impactos da nova estrutura regulatória sobre os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte. Na seção 5.4, serão identificados os principais desafios enfrentados pela nova lei mostrando como os países estudados no capítulo 3 fizeram para lidar com esses problemas. Em outras palavras, será mostrado como a adoção de certos mecanismos regulatórios, utilizados por outros países, contribui para a



redução dos custos de transação associados aos investimentos em ativos de transporte de gás natural no Brasil. Por fim, a seção 5.5 resume as principais conclusões retiradas da análise da nova estrutura regulatória da indústria de gás brasileira.

## **Seção 5.2 – O Arcabouço Regulatórios Instituído pela Lei 11.909**

A lei 11.909 foi o fruto de mais de 4 anos de debate e é o resultado da unificação de três projetos<sup>72</sup> de lei. O foco da lei supracitada é o *midstream*<sup>73</sup> uma vez que tanto a produção quanto a distribuição continuam sendo reguladas respectivamente pela lei 9.478 e pelo Artigo 25 da Constituição Federal. As principais mudanças trazidas pela nova lei concentram-se, principalmente, na regulação do segmento de transporte de gás natural.

A nova legislação além de introduzir novos mecanismos regulatórios para a indústria de gás natural redefiniu o papel dos órgãos de governo no planejamento e na regulação da indústria. Nesse sentido, pode-se dividir as mudanças introduzidas pela lei 11.909 em dois grupos: alterações regulatórias, referentes aos aspectos técnicos da regulação, e alterações institucionais, referentes as mudanças no papel da ANP e do Ministério de Minas e Energia (MME) na indústria de gás natural.

---

<sup>72</sup> PL 226/2005 (Senador Tourinho – PFL/BA); PL 6666/2006 (Deputado Luciano Zica – PT/SP) e o PL 6676/2006 (Poder Executivo – MME)

<sup>73</sup> Considera-se *midstream* as atividades de tratamento, processamento, transporte, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural

### Mudanças Institucionais

A lei supracitada redefiniu e delimitou o escopo de atuação do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na regulação e no planejamento das atividades de *midstream* da indústria de gás natural. No novo arcabouço institucional, o MME passou a exercer as seguintes funções: realização de estudos de expansão da malha dutoviária (subsidiado pela EPE<sup>74</sup>); proposta dos gasodutos de transporte a serem construídos ou ampliados<sup>75</sup>; estabelecimento das diretrizes do processo de contratação das empresas de transporte; estabelecimento do período de exclusividade para os carregadores iniciais; e determinação da utilização de parcerias públicas e privadas (PPP) e dos recursos da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) para a construção de gasodutos de transporte considerados de relevante interesse público.

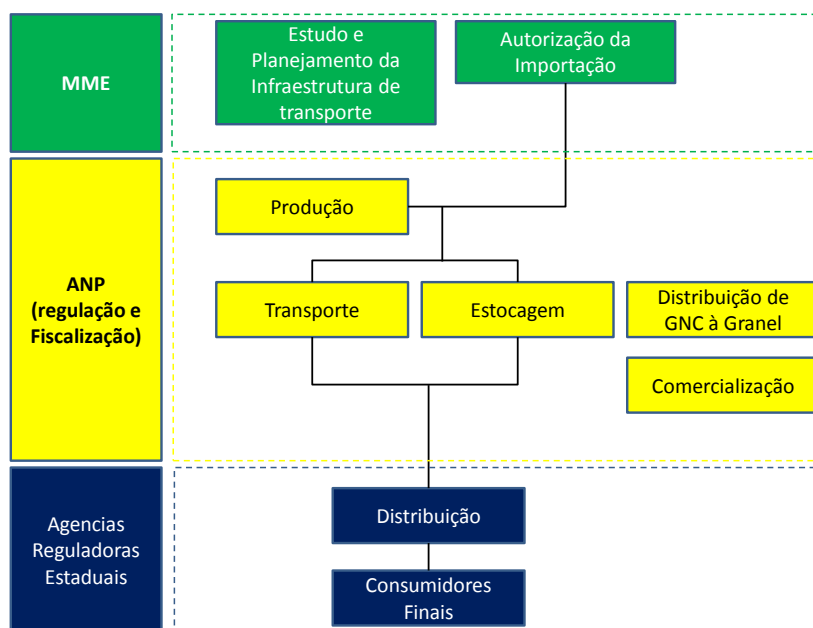
No caso da ANP, a agência passou a elaborar os editais de licitação das atividades sob o regime de concessão, a determinar as tarifas máximas de transporte, a conduzir chamadas públicas para a alocação de capacidade primária de transporte, a aprovar os contratos de transporte e as tarifas cobradas pelas empresas concessionárias e a regular/fiscalizar o cumprimento dos contratos de concessão. Nesse sentido, no novo arcabouço regulatório, o escopo de atuação da ANP vai da produção até o *citygate* sendo que a atividade de produção continua sendo regulada pela lei 9.478. A figura abaixo sintetiza o escopo de atuação de cada agente na indústria de gás natural.

---

<sup>74</sup> Empresa de Planejamento Energético

<sup>75</sup> Podendo ser provocado por terceiros

Figura 42 - Brasil: Escopo de Atuação dos Agentes do Governo na Indústria de Gás Natural



Fonte: Elaboração própria

### Mudanças Regulatórias

O segundo tipo de mudança trazida pela lei 11.909 diz respeito aos aspectos técnicos da regulação. Em outros termos, utilizando a metodologia de análise desenvolvida no capítulo 2, a lei supracitada consolida juridicamente alguns atributos de regulação definidos anteriormente por portarias e resoluções da ANP assim como introduz novos mecanismos regulatórios.

Nesse sentido, o novo arcabouço regulatório definido pela lei 11.909 pode ser resumido da seguinte forma. No que diz respeito à produção e exploração de gás natural, a lei supracitada não faz nenhuma alteração, de forma que a regulação desses segmentos continua sendo determinada pela lei 9.478.

No caso das atividades de importação e exportação, a mudança ocorreu na atribuição ao MME da concessão de autorização às empresas interessadas em desenvolver essas atividades (Art. 36). Na lei 9.478, cabia a ANP autorizar a importação de gás natural.

Uma inovação da nova legislação refere-se à regulação das atividades de estocagem e acondicionamento de gás natural. O Artigo 38 da lei 11.909 estabelece que a atividade de estocagem de gás natural em antigos reservatórios de hidrocarbonetos e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos deverá ser exercida mediante concessão de uso, precedida de licitação. Nesse contexto, a lei supracitada atribui à ANP a responsabilidade de promover a licitação e de celebrar, juntos as empresas vitoriosas, os contratos de concessão. Ao MME, fica delegada a função de estabelecer os períodos de exclusividade que terão o agente cuja contratação de capacidade de estocagem tenha viabilizado ou contribuído para viabilizar a implementação das instalações de estocagem.

No que diz respeito às estações de tratamento, liquefação e regaseificação de gás natural não foram introduzidas grandes mudanças. O Artigo 43 da lei 11.909 determina que as empresas interessadas em desenvolver tais atividades devem receber autorização da ANP.

Em relação à comercialização de gás natural, a Lei do Gás traz algumas importantes inovações. Foram criados três novos personagens; o consumidor-livre, o auto-produtor e o auto-importador. De acordo com a lei 11.909, o consumidor livre é aquele que, nos termos da legislação estadual, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador. Na prática, a nova lei apenas

caracteriza a figura do consumidor livre uma vez que cabe à regulação estadual a abertura do mercado final de gás natural.

O autoprodutor é o agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais. Por fim, o auto-importador refere-se ao agente autorizado a importar gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais.

Nesse sentido, o Artigo 46 da lei 11.909 estabelece que os consumidores livres, os autoprodutores e os auto-importadores cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual 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 lei supracitada define também que as tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual.

No que se refere aos contratos de comercialização, estes deverão ser registrados pela ANP informando a origem ou a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural contratados.

As maiores mudanças trazidas pela lei 11.909 referem-se ao segmento de transporte de gás natural. Diferente da lei 9.478, o Artigo 3 da Lei do Gás determina a concessão<sup>76</sup> como regime jurídico da atividade de transporte nacional de gás natural. Nesse contexto, são de responsabilidade da ANP a elaboração do processo de chamada pública para a alocação da capacidade primária de transporte, a elaboração dos editais

---

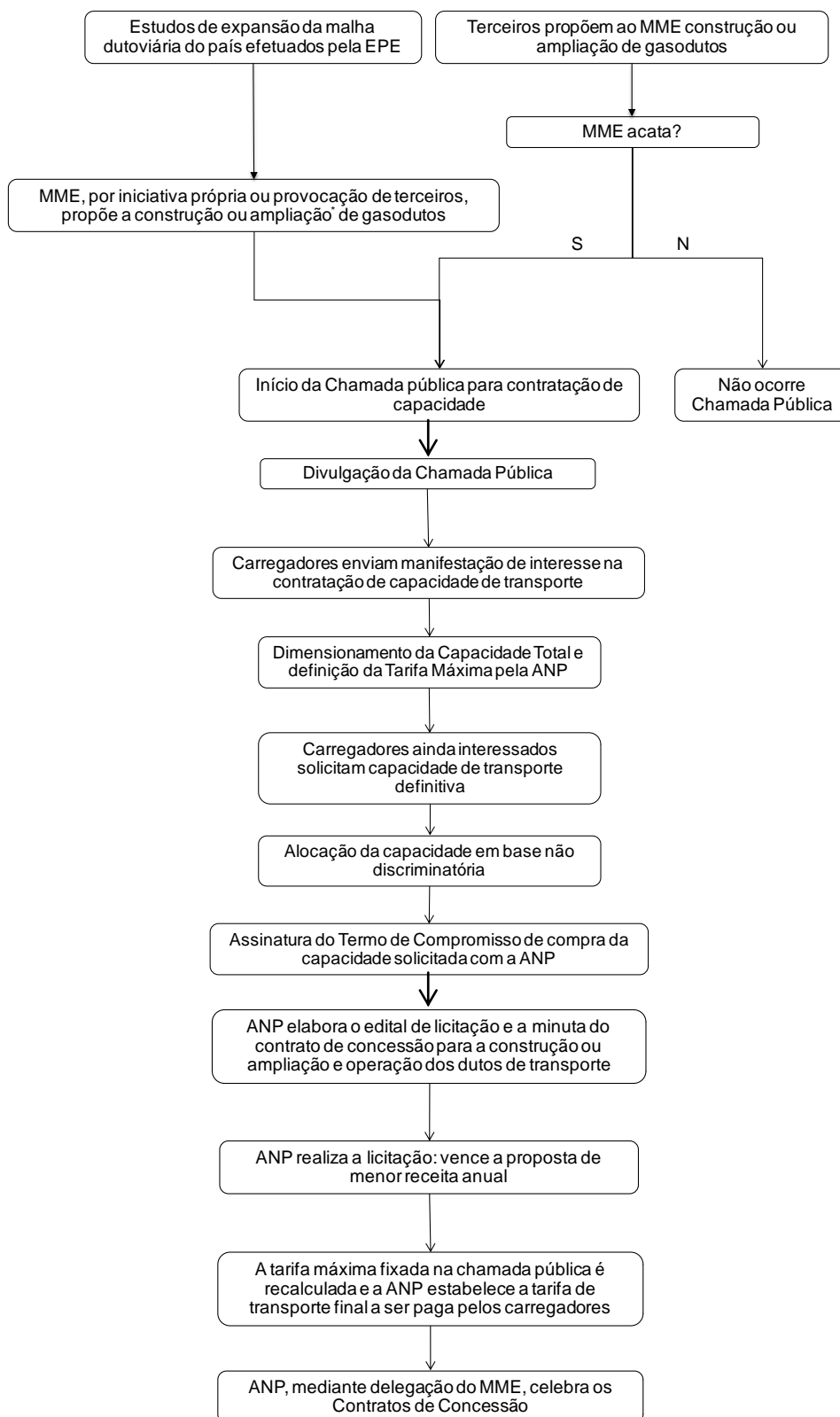
<sup>76</sup> No caso de gasodutos de escoamento ou daqueles que envolvem acordos internacionais o regime jurídico aplicado é o da autorização.

de licitação de novos gasodutos e a celebração dos contratos de concessão junto às empresas vitoriosas.

O estabelecimento da chamada pública como mecanismo de alocação da capacidade primária de transporte consolida juridicamente o papel da ANP na regulação e fiscalização da atividade de transporte. Segundo a lei 11.909, uma vez proposto um gasoduto, a ANP deve realizar uma chamada pública para contratualização *ex ante* da capacidade de transporte em base firme. Os carregadores interessados devem enviar à ANP manifestação de interesse na contratação da capacidade em base firme que por sua vez deve dimensionar a capacidade máxima contratada e a tarifa máxima cobrada de cada carregador. Após a definição da tarifa máxima, os carregadores ainda interessados na contratação da capacidade devem assinar um termo de compromisso junto à ANP.

Findo o processo de chamada pública, a ANP deve lançar um edital de licitação elaborando uma minuta do contrato de concessão referente ao processo em questão. Nesse ponto, o artigo 13 da lei 11.909 estabelece que o critério para a seleção da proposta vencedora será o de menor receita anual. Selecionada a empresa vencedora, a ANP, mediante delegação do MME, celebra contrato de concessão junto à empresa vitoriosa. A figura 43 sintetiza o processo de licitação proposto pela Lei 11.909.

Figura 43 - Brasil: Esquema do Mecanismo de Licitação de Gasodutos



Fonte: Elaboração própria a partir de MOREIRA [2009]

Em relação aos contratos de concessão, o Artigo 21 da lei supracitada define a estrutura que estes devem seguir. Sendo assim, estabelece-se que os contratos de concessão terão com cláusulas obrigatórias:

- A descrição do gasoduto objeto da concessão;
- A relação dos bens e instalações destinados à exploração da atividade de transporte, bem como as condições em que estes serão incorporados pela União, nos casos em que houver sido extinta a concessão;
- O prazo de duração da concessão;
- O cronograma de implantação, o investimento mínimo previsto e as hipóteses de expansão do gasoduto;
- A receita anual e os critérios de reajuste;
- As garantias prestadas pelo concessionário, inclusive quanto à realização do investimento proposto;
- Os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades da concessionária e para a auditoria do contrato;
- A obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativas às atividades desenvolvidas;
- As regras de acesso por qualquer carregador interessado ao gasoduto objeto da concessão;
- As regras sobre solução de controvérsias relacionadas com o contrato e sua execução;
- Os casos de rescisão e extinção do contrato;



- As penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais;
- E o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte.

O período dos contratos de concessão será de 30 anos, contado da data de assinatura do contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período. Extinta a concessão, os bens destinados à exploração da atividade de transporte serão incorporados ao patrimônio da União, mediante justa e prévia indenização.

No que se refere à regulação tarifária, o inciso 2 do Artigo 13 da lei 11.909 estabelece que as tarifas de transporte de gás natural serão estabelecidas pela ANP a partir do custo médio de serviço de uma empresa de referência (ver anexo 4). Na lei 9.478, era delegada à ANP apenas a função de aprovação das tarifas de transporte fixadas pelas transportadoras. Assim, embora a Agência sugerisse uma metodologia de cálculo baseada no custo de serviço<sup>77</sup>, ela não possuía o respaldo jurídico para sua efetiva determinação.

Em relação ao livre acesso de terceiros aos dutos de transporte, o Artigo 32 ratifica o direito de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte. Os Artigos 33, 34 e 35 regulamentam o acesso definindo as modalidades contratuais (firme, interruptível ou extraordinário), o processo de alocação do transporte firme (chamada pública) e o direito de cessão de capacidade. Contudo, a Lei 11.909 não deixa claro se a revenda de capacidade pelos carregadores iniciais é permitida ou não, cabendo a ANP legislar sobre

---

<sup>77</sup> Nota técnica 054/2002-SCG de setembro de 2002

o assunto. Por sua vez, a definição do período<sup>78</sup> de exclusividade que terão os carregadores iniciais é responsabilidade do MME.

Seguindo a metodologia de análise desenvolvida no capítulo 2, a tabela abaixo contrapõe os atributos regulatórios definidos pela lei 11.909 com os atributos regulatórios definidos pela lei 9.478 e pelas portarias e resoluções da ANP.

Tabela 10 – Brasil: Atributos Regulatórios da Lei 11.909

Atributos Regulatórios	Lei 9.478, Portarias e Resoluções da ANP	Lei 11.909
<b>Regras de Separação do Serviço de Transporte</b>	<i>Jurídica sem restrição a participação cruzada</i>	<i>Jurídica sem restrição a participação cruzada</i>
<b>Tipo de Outorga no Transporte</b>	<i>Autorização</i>	<i>Concessão precedida por Licitação</i>
<b>Operação do Sistema</b>	<i>Cada empresa transportadora opera de forma independente sua rede</i>	<i>Cada empresa transportadora opera de forma independente sua rede</i>
<b>Livre Acesso</b>	<i>Negociado entre as partes</i>	<i>Regulado: definido na chamada pública realizada pela ANP</i>
<b>Oferta Primária de Capacidade</b>	<i>Através de concurso aberto</i>	<i>Através de concurso aberto (chamada pública)</i>
<b>Revenda de Capacidade</b>	<i>Embora a cessão de capacidade de um carregador para outro seja permitida a venda é proibida</i>	<i>Não faz referência</i>
<b>Tipos de Serviços Permitidos</b>	<i>Contratos firmes e interruptíveis</i>	<i>Contratos firmes, interruptíveis e extraordinários</i>
<b>Tarifa Inicial</b>	<i>Livremente negociada embora dependa da aprovação da ANP que sugere uma metodologia de cálculo</i>	<i>Regulada pela ANP através do custo de serviço</i>
<b>Contratos de Transporte</b>	<i>ANP recebia os contratos depois de firmados</i>	<i>Regulado: a ANP define o modelo do contrato e deve aprová-lo antes de ser firmado.</i>
<b>Novos Gasodutos</b>	<i>Dependiam da iniciativa dos Agentes do Mercado</i>	<i>Proposto pelo MME</i>

Fonte: Elaboração própria

<sup>78</sup> No máximo 10 anos podendo ser extinto antecipadamente caso a capacidade utilizada do gasoduto atinja o máximo da capacidade disponível.

### **Seção 5.3 – Impacto do Novo Arcabouço Regulatório nas Estruturas de Incentivo ao Investimento em novos Gasodutos**

Na seção anterior, mostrou-se o novo arcabouço regulatório da indústria de gás natural. Nessa seção, seguindo a metodologia adotada ao longo desse trabalho, serão analisados os impactos dessa nova estrutura regulatória sobre os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte e, conseqüentemente, sobre o desenvolvimento de uma estrutura de incentivo ao investimento em novos gasodutos a partir da entrada de novos agentes que não a Petrobras.

Algumas mudanças introduzidas pela lei 11.909 contribuem sensivelmente para a redução de parte dos riscos do investimento em novos gasodutos uma vez que reduz os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte. Entre estas mudanças pode-se destacar o estabelecimento da concessão como regime jurídico da atividade de transporte, a regulação dos contratos de concessão, a adoção de mecanismos de concurso aberto (chamada pública) com a assinatura de termos de compromisso, a regulação do livre acesso, a definição e limitação do escopo de atuação de cada agente do poder público, a consolidação jurídica do arcabouço regulatório e a vinculação de recursos públicos na viabilização dos investimentos em ativos de transporte de gás natural.

#### Estabelecimento da concessão como regime jurídico da atividade de transporte

Como se mostrou no capítulo 4, a autorização é um regime jurídico precário que carece das garantias contratuais necessárias para o investimento em ativos com elevadas

especificidades. Nesse sentido, a mudança do regime de autorização para o regime de concessão representou um grande avanço no sentido de estimular novas inversões de capital em ativos de transporte de gás natural.

O regime de concessão desfruta de uma grande segurança jurídica que faz dele um instrumento jurídico mais adequado para as atividades que exigem elevados investimentos em ativos específicos. No Brasil, a lei 8.987 de 1995 define as regras dos regimes de concessão. Entre as regras estabelecidas pela lei supracitada destaca-se a obrigatoriedade de formalização da concessão através de contratos previamente estabelecidos entre a concessionária e o poder concedente, a adoção de tarifas que garantam o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão e a definição *ex ante* dos possíveis espaços de intervenção do poder público. Ademais, o Artigo 23 da lei 8.987 define o modelo contratual que os regimes de concessão devem adotar.

Nesse sentido, a garantia do equilíbrio econômico e financeiro, o estabelecimento de contratos padronizados e a definição em lei dos direitos e deveres das empresas concessionárias reduzem os espaços para comportamentos oportunistas tanto por parte dos carregadores quanto por parte dos órgãos do governo. Nesse sentido, a mudança de regime jurídico trazido pela lei 11.909 tem o potencial de reduzir os custos de transação associados aos investimentos em ativos de transporte, estabelecendo maiores garantias<sup>79</sup> sobre o retorno do capital investido.

---

<sup>79</sup> Além das maiores garantias, a lei 8.987 em seu artigo 28 faculta a concessionária ceder ao mutuante, em caráter fiduciário, parcela de seus créditos operacionais futuros de forma a facilitar a obtenção de financiamento para os investimentos necessários para o exercício de suas atividades.

### Regulação dos contratos de concessão

Ao definir *ex ante* as condições de reversão dos ativos de transporte a União, o prazo de duração da concessão, o cronograma de investimento, a receita anual, os critérios de reajuste tarifário, as garantias prestadas pelo concessionário, as regras de acesso, as regras para a solução de controvérsias, as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais e o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais para exploração da capacidade contratada, os contratos de concessão reduzem sensivelmente os espaços para comportamentos oportunistas por parte dos carregadores.

Os contratos de concessão tentam, assim, resolver os problemas associados à incompletude dos contratos de capacidade de transporte estabelecendo não só a estrutura *ex ante* do contrato como também os mecanismos para a solução de possíveis conflitos *ex post*. Segundo Hart e Moore [1988], quando os contratos são incompletos e existe possibilidade de renegociação, o problema de subinvestimento permanece, uma vez que, *ex post*, as partes terão incentivos em se apropriarem de uma parcela maior do excedente da transação. Nesse sentido, a regulação dos contratos de concessão objetiva reduzir os efeitos negativos associados aos problemas de seleção adversa e risco moral, reduzindo, assim, os custos de transação associados aos investimentos em ativos de transporte de gás natural.

### Regulação dos mecanismos de chamada pública

O dimensionamento prévio da demanda por capacidade e a exigência de assinatura de um termo de comprometimento pelos carregadores interessados na nova capacidade reduz os riscos associados ao comportamento do tipo *free rider*. Isto é, o comprometimento prévio evita que, em condições de livre acesso, os carregadores esperem a conclusão dos investimentos em nova capacidade para então solicitarem o acesso interruptível aos dutos de transporte. Nesse caso, os carregadores pagam apenas os encargos de acesso não necessitando pagar os encargos relativos ao investimento.

A assinatura de um termo de compromisso reduz também o risco moral associado ao contrato de capacidade. Como se mostrou no capítulo 2, os gasodutos entrantes usufruem de vantagens competitivas em relação aos gasodutos pioneiros. Nesse sentido, a tarifa de transporte dos gasodutos entrantes tende a ser menor do que do gasoduto pioneiro, de forma que, na falta de um termo de compromisso dos carregadores, estes podem, optar por trocar de empresa transportadora comprometendo a recuperação do investimento realizado pela empresa pioneira. Em última análise, a falta de instrumentos regulatórios que impeçam esse tipo de comportamento afeta o desenvolvimento da rede de transporte como um todo já que ninguém vai querer ser o gasoduto pioneiro.

Nesse sentido, o mecanismo de chamada pública definido pela lei 11.909 reduz as chances de comportamentos oportunistas por parte dos carregadores reduzindo, assim, os custos de transação. Ademais, a tarifa máxima cobrada pela empresa transportadora vitoriosa no processo de licitação é definida a partir da capacidade de transporte demandada pelos carregadores, de forma que, o dimensionamento prévio da

demanda permite que os potenciais investidores tenham o conhecimento *ex ante* das condições tarifárias.

Outro benefício trazido pelo mecanismo de chamada pública é a redução dos custos de negociação. Isto é, a negociação da capacidade primária de transporte não precisa ser feita de forma bilateral com cada carregador. A ANP apresenta à empresa transportadora os termos de compromisso assinados por cada carregador para que a empresa de transporte os converta em contratos firmes de capacidade.

Por fim, a contratação prévia da capacidade em bases firmes facilita o processo de financiamento através de mecanismos de securitização que permitam utilizar os contratos de recebíveis como garantias de contratos de financiamento. Nesse sentido, pode-se concluir que a alocação da capacidade mediante chamada pública não só reduz os custos de transação associados aos investimentos em ativos de transporte como também facilita a obtenção de crédito para o financiamento dos investimentos.

### Regulação do livre acesso

A regulação do livre acesso como vimos nos capítulos anteriores é um dos tópicos mais discutidos quando o assunto se refere à regulação do serviço de transporte de gás natural. A instituição do livre acesso permite que uma terceira parte, diferente do operador da rede, utilize a infraestrutura de dutos existente. Nesse sentido, a adoção do livre acesso modifica os direitos da empresa transportadora sobre o uso da rede de transporte. Embora os novos direitos de acesso à rede não concedam nenhum direito de propriedade e nenhum controle sobre a infraestrutura de transporte aos carregadores,

eles limitam o exercício legal do direito de uso pelo operador (FURUBOTN & PEJOVICH [1972]).

Assim, embora a adoção do livre acesso seja um importante elemento para a introdução da competição no mercado de capacidade de transporte, ela gera importantes incertezas para as empresas transportadoras. Uma vez que a capacidade de transporte da malha passa a ser dividida por diferentes agentes, a empresa de transporte passa a enfrentar um problema em relação ao equilíbrio dos fluxos de gás na rede.

Nesse sentido a adoção de regras de acesso, assim como a definição dos tipos de serviços que podem ser oferecidos pela empresa transportadora, reduz as incertezas tanto para os carregadores quanto para as empresas de transporte uma vez que reduz os espaços para comportamentos oportunistas. Sendo assim, a regulação do livre acesso ao estabelecer as regras de comportamento, os tipos de serviços que poderão ser ofertados pelo transportador e a tarifa a ser cobrada por cada serviço, estimula não só a competição no mercado de capacidade como também fornece as garantias necessárias ao investimento em novos gasodutos.

#### Definição e limitação do escopo de atuação dos agentes do poder público

Em conjunto com a adoção do regime de concessão e a regulação dos contratos de concessão, a delimitação do escopo de atuação dos órgãos públicos tem o potencial de reduzir o risco regulatório<sup>80</sup>. Em outras palavras, a definição do espaço de atuação de cada entidade pública reduz as chances das forças do Estado atuarem de forma oportunista.

---

<sup>80</sup> Desvios administrativos da legislação específica ou das condições constitucionais que sustentam o marco regulatório.



No caso da indústria de gás natural, além da redução do risco regulatório, a definição de certas atribuições ao MME e à ANP vem contribuindo para a redução dos custos de transação. A atuação do MME como planejador dos novos investimentos garante que a concorrência entre projetos não ameace a saúde financeira das empresas de transporte. Em outras palavras, a construção de gasodutos que atendam direta ou indiretamente o mesmo mercado pode elevar demasiadamente o custo de transação em função das elevadas especificidades dos ativos de transporte de gás natural e da elevada escala mínima eficiente. Sendo assim, projetos concorrentes só são aprovados pelo MME, caso haja demanda de capacidade suficiente. Nesse sentido, o planejamento do desenho da rede por um agente autônomo garante a eficiência dos investimentos e reduz o potencial comportamento oportunista dos carregadores.

No caso da ANP, sua atuação na definição das tarifas de transporte, sua participação nos processos de licitação e seu papel fiscalizador previne que os agentes, tanto os carregadores quanto as empresas de transporte, adotem condutas oportunistas. Assim, a atuação da ANP reduz as incertezas e conseqüentemente os custos de transação associados aos investimentos em transporte de gás natural. Contudo, as novas atribuições da ANP exigem um aperfeiçoamento de sua capacidade técnica. Por exemplo, o cálculo da tarifa máxima com base em uma empresa de referência exige o conhecimento das especificidades técnicas e econômicas do traçado do projeto a ser licitado de forma a não comprometer o investimento.

### Consolidação jurídica do arcabouço regulatório

De 1998 a 2003, 90 portarias técnicas da ANP foram revogadas o que evidencia a falta de segurança desse instrumento jurídico (ANP<sup>81</sup> [2010]). Nesse sentido, ao substituir as portarias e resoluções da ANP (instrumentos jurídicos precários e de fácil revogação), a lei 11.909 permite que o arcabouço regulatório da indústria de gás natural desfrute de uma maior estabilidade jurídica.

Dessa forma, ao reduzir as incertezas a respeito de frequentes mudanças no arcabouço regulatório, a lei 11.909 contribui para a redução do risco regulatório e consequentemente para o desenvolvimento de estruturas de incentivos ao investimento. Segundo Moraes [2008], toda regulação deve ser elaborada com caráter geral, objetivo e global, como é próprio da norma; não deve admitir dispensas, nem tratamentos singulares, nem alterações arbitrárias e ocasionais das regras do jogo. A transparência e estabilidade destas são fundamentais para que a concorrência seja consubstanciada pela existência de um arcabouço jurídico robusto, de modo que a devida aplicação de tais regras torne previsíveis os efeitos das “condutas” dos agentes regulados.

### Utilização de Parcerias Público-Privada e dos Recursos da CIDE

Segundo o inciso 2 do Artigo 4 da lei 11.909, o Ministério de Minas e Energia pode determinar a utilização do instrumento de Parceria Público Privada, bem como a utilização de recursos provenientes da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) e da Conta de Desenvolvimento Energético para viabilizar a

---

<sup>81</sup> Disponível em <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>

construção de gasoduto de transporte proposto por sua própria iniciativa e considerado de relevante interesse público.

Nesse sentido, assim como ocorre no Peru com os recursos garantidos, a utilização dos instrumentos financeiros acima contribui para o investimento em novos gasodutos mesmo quando a capacidade previamente contratada não é suficiente para viabilizar o projeto. Em outras palavras, o governo, através da figura do MME, garante o retorno sobre o capital investido reduzindo os riscos associados à contratação prévia da capacidade.

A utilização dos recursos da CIDE e da conta de Desenvolvimento Energético não afeta diretamente os custos de transação associados aos contratos de capacidade, uma vez que não possui impactos sobre a pré-disposição dos carregadores a adotarem comportamento oportunistas. Na prática, a utilização dos recursos acima atua diretamente no risco do investimento<sup>82</sup>, garantindo assim, uma taxa de retorno justa independente da demanda por capacidade.

### Estímulo à Competição

No que diz respeito aos elementos competitivos, as mudanças na estrutura regulatória estimulam, em teoria, a eficiência na alocação dos recursos. Deve-se recordar que a competição não deve ser vista como um fim em si mesmo. O objetivo da regulação, nesse sentido, é buscar a maior eficiência dos investimentos que reflitam em

---

<sup>82</sup> Como analisado no capítulo 1, os custos de transação estão associados diretamente aos contratos firmados entre as empresas transportadoras e os carregadores. Nesse sentido, eles englobam todos os custos *ex ante* e *ex post* necessários para garantir o cumprimento dos contratos. No caso da utilização de recursos do governo, não se está afetando diretamente os custos associados aos contratos de capacidade, o que se está promovendo é apenas uma redução da participação desses custos na receita total uma vez que parte dessa receita tem origem no governo e não nos contratos firmados.

menores tarifas para os consumidores independente da estrutura de mercado. Nesse sentido, para os fins da regulação, não importa se a eficiência na alocação dos recursos é atingida pela concorrência efetiva ou pela concorrência potencial.

Na nova estrutura regulatória, a licitação dos contratos de concessão é feita mediante chamada pública cujo critério de seleção é o da menor receita anual. O processo de leilão com envelope fechado garante, nesse caso, que o custo divulgado, ou melhor, “ofertado”, aproxime-se do custo marginal de cada empresa uma vez que qualquer valor superior poderia ameaçar a vitória da empresa no leilão<sup>83</sup>. Assim, a competição *ex ante* pelo investimento garante a alocação eficiente dos recursos mesmo que a estrutura de mercado *ex post* apresente características de monopólio.

A definição *ex ante* de uma tarifa máxima baseada nos custos de uma empresa de referência e na capacidade previamente contratada pelos carregadores, por sua vez, controla o poder de mercado *ex post* das empresas de transporte evitando o comportamento oportunista por parte dos transportadores e garantindo uma tarifa justa para o consumidor.

Nesse sentido, a lei 11.909 além de introduzir elementos de estímulo ao investimento em ativos de transporte de gás natural introduz mecanismos regulatórios de incentivo a competição. A análise do novo arcabouço regulatório feita nessa seção permite concluir que a Lei 11.909, ao promover uma maior estabilidade jurídica, uma maior eficiência e transparência no uso da infraestrutura de transporte (chamada pública para contratação de serviço de transporte firme e publicidade das capacidades de movimentação que não estejam sendo utilizadas) e a competição no investimento vem

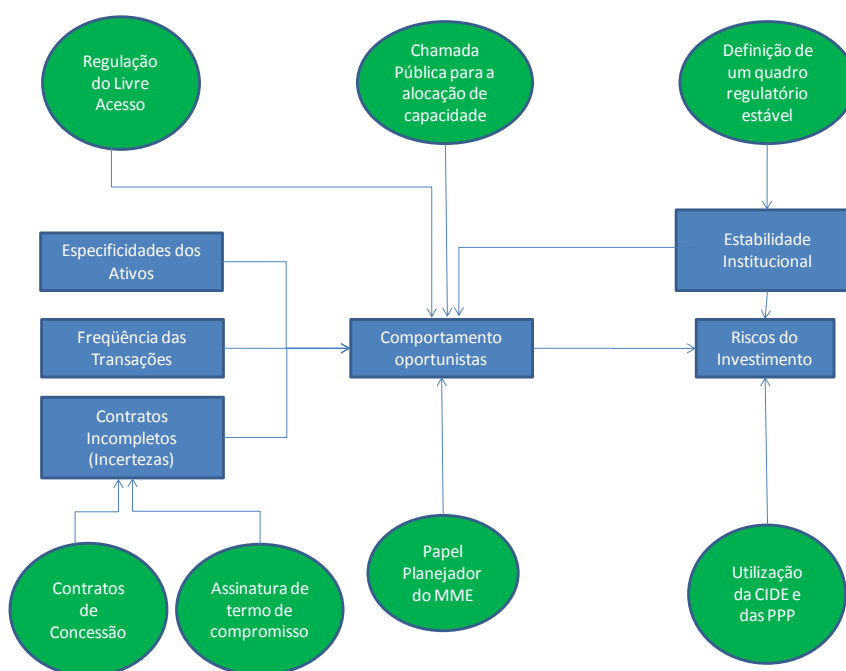
---

<sup>83</sup> Para maiores detalhes sobre a teoria dos leilões vê CARNEIRO [2006].

contribuindo para a redução dos custos de transação e consequentemente para o desenvolvimento de estruturas de incentivo aos investimentos em gasodutos.

A figura 44 sintetiza os efeitos da nova estrutura regulatória brasileira sobre os riscos dos investimentos em ativos de transporte de gás natural a luz da teoria do custo de transação.

Figura 44 – Brasil: Impacto da Regulação sobre os Investimentos



Fonte: Elaboração própria

## Seção 5.4 – Limitações e Desafios da Lei 11.909 e a Contribuição das Experiências Internacionais

Pode-se afirmar que a lei 11.909 contribuiu sensivelmente para a redução dos custos de transação associados aos contratos de transporte de gás natural, contudo, a dúvida que se levanta é se esta redução dos custos de transação estimula os

investimentos de novos agentes, que não a Petrobras, em ativos de transporte. Em outras palavras, a questão a ser respondida não é se a nova legislação reduz os custos de transação, mas sim se esta consegue reduzir as assimetrias de custos de transação existentes entre a Petrobras e as potenciais empresas entrantes.

Sob esta ótica, o objetivo dessa seção será identificar as principais limitações e desafios enfrentados pelo novo arcabouço regulatório da indústria de gás natural em promover a entrada de novos agentes no segmento de transporte. A análise das experiências internacionais, feita no capítulo 3, nesse contexto, contribui para o entendimento das lacunas regulatórias deixadas pela nova lei do gás e para o desenvolvimento de soluções de preenchimento.

Podem-se dividir os problemas associados à nova estrutura regulatória em dois grupos. No primeiro caso, a falta do tratamento de certas questões pela lei 11.909 impõe restrições de incerteza aos investimentos em ativos de transporte por novos agentes diferentes da Petrobras. No segundo grupo, o aumento do dirigismo estatal, a falta de coordenação entre as regulações estadual e federal da indústria de gás natural e os reduzidos incentivos ao desenvolvimento de mercados de capacidade mais competitivos trazem importantes desafios a implementação dos atributos regulatórios definidos na própria lei do gás.

#### **Seção 5.4.1 – Pontos Ainda em Aberto**

Entre as principais limitações do novo arcabouço regulatório definido pela lei 11.909 no incentivo a entrada de novos agentes no segmento de transporte é a manutenção da estrutura industrial (*market design*) herdada do modelo de monopólio estatal e

consolidada pela lei 9.478. A nova lei, ao não determinar restrições à participação cruzada entre empresas de diferentes segmentos da cadeia produtiva do gás natural, mantém o monopólio verticalmente integrado da Petrobras. A posição dominante da empresa nos segmentos de produção, transporte, distribuição e comercialização faz com que a Petrobras seja ao mesmo tempo a principal empresa de transporte e o principal carregador de gás natural no mercado brasileiro.

Nesse contexto de monopólio integrado da Petrobras, a redução dos custos de transação trazida pela nova lei do gás acaba por aumentar e consolidar as assimetrias de custos de transação entre a empresa estabelecida e os potenciais investidores em ativos de transporte. Assim, uma nova empresa de transporte que se instale no país necessariamente dependerá da Petrobras que desempenha a função de principal carregador. Em outras palavras, mesmo considerando o mecanismo de alocação primária de capacidade definido pela lei 11.909, a propriedade de 92% da produção e de 96% da importação de gás natural, assim como a importante participação da Petrobras no segmento de distribuição e no segmento de liquefação (GNL) fazem da Petrobras o principal, se não único, carregador no mercado brasileiro.

Nesse sentido, considerando a posição dominante da Petrobras no segmento de transporte de gás natural, os investimentos de novos agentes no segmento dependem da estabilidade das relações contratuais estabelecidas com seu principal concorrente, a Petrobras. Assim, mesmo considerando o potencial de redução dos custos de transação trazidos pelos mecanismos de concurso aberto e pela assinatura dos termos de compromisso, a Petrobras pode adotar, *ex ante*, estratégias de detenção a entrada de novos agentes através de um boicote ao concurso aberto de alocação de capacidade. Em outras palavras, a Petrobras em sua figura de carregador pode não manifestar,

estrategicamente, seu interesse pela contratação da capacidade de transporte de um novo agente de forma a inviabilizar *ex-ante* o projeto. Mesmo, no caso de haver outros carregadores interessados, a importância da Petrobras pode fazer com que a não manifestação de interesse torne a tarifa de transporte demasiadamente elevada inviabilizando o projeto ou mesmo deslocando a demanda de capacidade para os dutos da Petrobras.

Pode-se concluir que, considerando a estrutura patrimonial vigente na indústria de gás natural, a redução dos custos de transação trazida pela nova lei do gás beneficia principalmente a Petrobras nas transações ocorridas fora da sua estrutura verticalmente integrada, isto é, nas transações que envolvem outros carregadores que não a própria empresa. Assim, embora a lei 11.909 estimule os investimentos da Petrobras em novos gasodutos ao reduzir os custos de transação<sup>84</sup>, ela não é capaz de reduzir as barreiras à entrada de novos agentes no segmento de transporte.

Além das limitações trazidas pela estrutura industrial no incentivo à entrada de novos agentes, existem alguns outros pontos ainda em aberto que reduzem a capacidade da nova lei em reduzir os custos de transação de forma generalizada. Ou seja, mesmo considerando que haja uma redefinição da estrutura patrimonial da indústria de gás natural, como o impedimento da Petrobras em atuar direta ou indiretamente no segmento de transporte, ainda há pontos não tratados adequadamente pela lei 11.909 que têm o potencial de aumentar os custos de transação. Entre estes, pode-se destacar a falta de uma metodologia do cálculo tarifário para o segmento de transporte, a não definição da estrutura dos termos de compromisso assinados pelos carregadores iniciais,

---

<sup>84</sup> Se considerarmos que a indústria de gás natural caracteriza-se por um monopólio verticalmente integrado *di facto* da Petrobras, a redução dos custos de transação trazida pela nova lei para a empresa estabelecida é pequena uma vez que a integração vertical já cumpre o papel de minimização dos custos. O que ocorre é que no pequeno número de transações que ocorrem fora da estrutura verticalizada, os custos de transação são reduzidos pela nova lei.



a ausência de regras e procedimentos para a solução de conflitos entre transportador e carregadores e a falta de referência a qualquer mecanismo e procedimento de ajuste e equilíbrio da rede.

### Metodologia do cálculo tarifário

O inciso 2 do artigo 5 da lei 11.909 define que a ANP, no decorrer do processo de chamada pública para a alocação da capacidade, deverá fixar a tarifa máxima cobrada dos carregadores. Ainda na lei supracitada, o inciso 2 do artigo 13 estabelece que deverá ser aplicada à tarifa máxima estabelecida pela ANP um fator igual a razão entre a receita anual estabelecida no processo licitatório e a receita anual máxima definida no edital de licitação.

Contudo, não estão definidos na lei nem a metodologia nem os princípios que a ANP deve seguir para o cálculo das tarifas de transporte. Nesse sentido, a estrutura tarifária do segmento continua dependente de resoluções e portarias da ANP, que como foi analisado no capítulo anterior, são instrumentos jurídicos precários e de fácil revogação.

A falta de uma definição em lei dos princípios e da metodologia tarifárias a ser adotada pelas empresas de transporte de gás natural abre espaço para a adoção de comportamentos oportunistas por parte dos carregadores, uma vez que dá margem a frequentes questionamentos jurídicos do poder de mercado das empresas transportadoras. Como consequência, a estrutura regulatória não consegue reduzir os custos de transação, principalmente os custos *ex post* de realinhamento dos contratos.

A análise das experiências internacionais mostra a importância da definição de princípios que norteiem o cálculo das tarifas de transporte para o desenvolvimento de incentivos ao investimento em ativos de transporte. Na Espanha, a lei dos *hidrocarburos* de 1998 estabeleceu que as tarifas de transporte devem assegurar a recuperação dos investimentos realizados durante o período de vida útil dos dutos de transporte, permitir uma razoável rentabilidade e determinar um sistema de recuperação dos custos que incentive a gestão eficiente e ganhos de produtividade. Posteriormente, o Real Decreto Ley 949 de 2001, consolidou os princípios tarifários e estabeleceu uma metodologia para o cálculo das tarifas de transporte e distribuição baseadas no custo de serviço.

No Peru, a lei 27.133 de 1999, não só determinou a metodologia a ser adotada no cálculo da tarifa de transporte como também estabeleceu o uso de recursos do setor elétrico como garantia do retorno dos investimentos feitos em gasodutos. Nesse sentido, a lei supracitada define que a tarifa de transporte deva ser calculada a partir do custo de serviço e que para garantir a recuperação destes custos, poderá lançar-se mão dos recursos provenientes da venda antecipada de capacidade ao setor elétrico.

#### Estrutura dos termos de compromisso

Segundo a lei 11.909, o processo de chamada pública para a alocação da capacidade primária de transporte deve ser seguida pela assinatura de um termo de compromisso pelos carregadores que manifestarem interesse pela nova capacidade a ser construída. Em teoria, o comprometimento prévio dos carregadores reduz os riscos

associados a possíveis comportamentos oportunistas, reduzindo assim, os custos de transação, tanto *ex ante* quanto *ex post*.

A lei supracitada, contudo, estabelece apenas que os carregadores, ao final do processo de chamada pública, deverão assinar com a ANP um termo de compromisso de compra da capacidade solicitada. Não há, contudo, explicita na lei 11.909, nenhuma referência à estrutura ou aos princípios que devem ser seguidos pela ANP na elaboração do termo de compromisso. Nesse sentido, não está claro o grau de comprometimento dos carregadores. Em outras palavras, não está claro na lei se e quanto os carregadores devem pagar pela capacidade contratada e não utilizada.

Nesse sentido, a ausência de qualquer tipo de referência a adoção de cláusulas de *ship-or-pay* ou a adoção de tarifas de reserva limita as garantias dadas pela assinatura dos termos de compromisso aos investimentos em ativos de transporte. Assim, a falta de uma definição em lei da estrutura dos termos de compromisso assinados pelos carregadores e a inobservância<sup>85</sup> de qualquer referência a cobrança de uma tarifa de reserva eleva os riscos de comportamentos oportunistas, aumentando, conseqüentemente, os custos de transação associados aos contratos de capacidade.

Analisando as experiências internacionais, verifica-se que nos EUA, as tarifas de transporte, como se viu anteriormente, são formadas por duas parcelas. A primeira refere-se ao custo de operação e a segunda refere-se à reserva de capacidade. A parcela variável da tarifa baseia-se no custo operacional médio da atividade de transporte entre dois pontos enquanto que a parcela referente à reserva de capacidade objetiva o retorno

---

<sup>85</sup> A ANP em sua nota técnica (054/2002-SCG) sobre a metodologia do cálculo tarifário do segmento de transporte e em sua resolução de nº 29 de outubro de 2005 faz referência à tarifa de reserva através da definição do conceito de encargos de capacidade de transporte. Contudo, nenhuma referência é feita a obrigatoriedade do pagamento desses encargos pelos carregadores.

do investimento, sendo cobrada independente do uso do gasoduto. Após recuperado todo o investimento, a tarifa passa a ser constituída apenas pelos custos operacionais.

Na Espanha, a semelhança dos EUA, a tarifa de acesso aos gasodutos é composta por uma parcela fixa e outra variável. A parcela fixa da tarifa tem como objetivo remunerar o capital investido de acordo com o princípio da razoabilidade e é paga independente do uso da capacidade reservada. A parcela variável visa cobrir os custos operacionais e só é paga quando da utilização da capacidade de transporte.

### Regras e procedimentos para a solução de conflitos

Mostrou-se ao longo desse trabalho que a elevada especificidade dos ativos associada às hipóteses comportamentais de racionalidade limitada e comportamento oportunista faz dos contratos incompletos uma importante fonte de risco e incerteza. Nesse sentido, a adoção de mecanismos regulatórios que definam as regras e os procedimentos para a solução de possíveis conflitos *ex post* é de extrema importância para a redução dos custos de elaboração, manutenção, fiscalização e realinhamento dos contratos.

No caso da estrutura regulatória definida pela lei 11.909, atribui-se ao transportador a responsabilidade de elaborar as cláusulas para resolução de eventuais divergências, cabendo a ANP apenas a aprovação da minuta do contrato de capacidade.

“A concessionária deverá (...) submeter à aprovação da ANP a minuta de contrato padrão a ser celebrado com os carregadores, que deverá conter cláusula para resolução de eventuais divergências, podendo prever a convenção de arbitragem (...)” (Artigo 24 da Lei 11.909 de 2009)

Nesse sentido, o novo arcabouço regulatório não define um modelo de contrato de capacidade padrão contendo os procedimentos e as regras para as soluções dos conflitos. A falta de garantias contra possíveis comportamentos oportunistas, dessa forma, eleva demasiadamente os custos de transação associados aos contratos de capacidade.

O exemplo norte-americano evidencia a importância da consolidação de estruturas institucionais que auxiliem a solução dos conflitos na redução dos custos de transação associados aos contratos de capacidade. Nos EUA, a FERC possui um setor especializado no auxílio de resoluções de conflitos entre os agentes dos setores sobre sua jurisdição. O Serviço de Resolução de Disputas, da sigla em inglês (DRS<sup>86</sup>), por exemplo, tem como objetivo auxiliar na solução consensual de litígios através de sua atuação como mediador. O objetivo do DRS é reduzir os custos e o tempo associados à solução litigiosa das disputas entre os agentes das indústrias sobre a jurisdição da FERC (redução dos custos de transação *ex post*). No âmbito do DRS, a FERC oferece uma série de métodos alternativos para solução de conflitos (ADR). Nesse sentido, o ADR são instrumentos que estimulam um processo voluntário em que os agentes, com o auxílio de uma terceira parte neutra, tenta alcançar uma solução mutuamente satisfatória sem recorrer a justiça.

#### Mecanismo e procedimento de ajuste e equilíbrio da rede

Segundo Codognet [2006], o equilíbrio do fluxo de gás na rede desempenha um papel fundamental na prestação do serviço de transporte em função dos problemas de

---

<sup>86</sup> Para maiores detalhes ver site da FERC em [www.ferc.gov/legal/adr/drs.asp](http://www.ferc.gov/legal/adr/drs.asp)

externalidade associados ao uso do gasoduto por agentes diferentes do proprietário da rede (livre acesso). Em outras palavras, a utilização de capacidade por um carregador acima da capacidade nomeada afeta o transporte de gás natural para todos os demais carregadores contratados, acarretando, assim, prejuízos para a empresa transportadora<sup>87</sup>.

Nesse sentido, não só a definição clara dos direitos de propriedades sobre a capacidade de transporte, como também o desenvolvimento de mecanismos regulatórios que dêem à empresa transportadora as ferramentas necessárias para o ajuste dos desequilíbrios, são essenciais na redução dos custos associados à externalidade de uso da rede.

No caso da lei 11.909, a inobservância de qualquer referência à penalidade imposta aos carregadores em desequilíbrio e aos procedimentos e mecanismos de ajuste eleva os custos de transação para as empresas transportadoras. Em outros termos, as externalidades do uso da rede devem ser resolvidas a partir de cláusulas contratuais específicas a cada transação de capacidade elevando, assim, o custo de elaboração e de negociação dos contratos.

Na Espanha, o Real Decreto Ley 949 de 2001 define não só as regras de livre acesso como estabelece os mecanismos e instrumentos jurídicos e econômicos necessários para manter o fluxo de gás na rede equilibrado. Nos EUA, diferente da Europa, as regras do mercado de ajuste foram determinadas pelo mercado através do *Gas Industry Standards Board* (GISB<sup>88</sup>). Contudo, após a adoção do livre acesso compulsório, a FERC incorporou os princípios do GISB através da publicação da

---

<sup>87</sup> Para maiores detalhes sobre a importância dos mecanismos de ajuste na redução dos custos de transação ver Codognet [2006].

<sup>88</sup> O GISB é uma organização voluntária, independente e sem fins lucrativos suportada por todos os segmentos da indústria de gás natural. Em 2002, o GISB deixou de existir sendo incorporado pelo North American Energy Standard Board (NAESB).

resolução 587 de 1996. Nesse sentido, a FERC passou a regulamentar o mercado de ajuste nos EUA.

#### **Seção 5.4.2 – Desafios de Implementação da Lei**

Resolvida as questões das lacunas regulatórias deixadas pela lei 11.909, os processos de chamada pública e de licitação desenvolvido pelo novo arcabouço regulatório definido pela Lei do Gás representam um importante mecanismo de incentivo ao investimento em ativos de transporte de gás natural. Contudo, a efetiva implementação dos atributos regulatórios definidos pela lei 11.909 depende da solução de algumas questões que diretamente não estão associadas ao desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento, mas que na prática, afetam o sucesso das inovações trazidas pelo novo arcabouço regulatório. Nesse sentido, os reduzidos incentivos à competição na comercialização, o elevado dirigismo estatal e a falta de coordenação entre as diferentes esferas regulatórias representam importantes desafios para a implementação da nova regulação da indústria de gás natural.

#### **Reduzidos Incentivos a Competição**

No novo modelo brasileiro para a indústria de gás natural, a viabilização do processo de chamada pública de capacidade assim como a própria viabilidade dos novos projetos de gasodutos depende da contratação prévia da capacidade primária de transporte por carregadores interessados. Nesse sentido, quanto menor for o número de carregadores atuante no mercado mais difícil e dependente da Petrobras (como

carregador) será a viabilização dos investimentos em ativos de transporte. Ademais, quanto menor o número de carregadores maiores são os espaços para comportamentos oportunistas uma vez que a dependência da empresa de transporte em relação aos poucos carregadores existentes é maior.

Nesse sentido, muitos projetos de gasodutos, principalmente em regiões onde o mercado de gás (*commodity*) ainda encontra-se em fase de desenvolvimento, podem não se viabilizar pela incapacidade de contratação prévia da capacidade. Embora, nesses casos, os recursos da CIDE e da Conta de Desenvolvimento Energético possam ser utilizados para financiar os investimentos em ativos de transporte, essa aplicação só é justificada caso se projete o desenvolvimento futuro dos mercados e o aumento no número de competidores e agentes interessados na nova capacidade.

Nesse contexto, o desenvolvimento de um mercado competitivo de capacidade de transporte contribui para a criação de estruturas de incentivo ao investimento em ativos de transporte de gás natural uma vez que incentiva o aumento do número de agentes interessados na compra prévia de capacidade. Contudo, no caso brasileiro, não só a lei 11.909 carece de atributos regulatórios que promovam a competição no segmento de comercialização, como a abertura do mercado final depende, em última instância, da regulação estadual. Sendo assim, a falta de restrições à participação cruzada, a não obrigatoriedade de livre acesso aos gasodutos de transferências, a ausência de regras de revenda de capacidade de transporte e as contradições jurídicas a respeito do conceito de consumidor-livre limitam a expansão do número de carregadores e, conseqüentemente, reduzem os incentivos aos investimentos em gasodutos.



Considerando o domínio da cadeia produtiva pela Petrobras (controle da produção, importação, transporte, distribuição e comercialização), a falta de restrições à participação cruzada reduz os incentivos a competição em função de práticas anti-competitivas (subsídios cruzados, barreiras tarifárias e barreiras não tarifárias) adotadas pela empresa. Ademais, com a lei 11.909, permanece a dificuldade de novos produtores acessarem o mercado através da rede de transporte existente uma vez que os gasodutos de transferência, as unidades de regaseificação e as UPGNs continuam sem obrigação<sup>89</sup> de acesso a terceiros.

No que se refere ao mercado secundário, a falta de instrumentos regulatórios que definam e regulamentem o mercado de revenda de capacidade impede que os carregadores ajustem seus contratos às flutuações na demanda, principalmente decorrentes do uso de gás no setor termelétrico. Nesse sentido, a reduzida flexibilidade do mercado brasileiro de capacidade eleva o risco para os carregadores iniciais dificultando o processo de alocação primária de capacidade.

Por fim, a criação da figura do consumidor-livre, além de representar uma inconsistência jurídica, não é capaz de promover a competição na comercialização uma vez que a abertura do mercado final é matéria para os órgãos de regulação estaduais. Nesse sentido, o artigo 46 da lei 11.909, ao atribuir ao consumidor-livre o direito de construção e implantação de redes de distribuição quando as necessidades de movimentação de gás natural não puderem ser atendidas pela distribuidora estadual, está indo de frente com a Constituição Federal que atribui aos estados a responsabilidade de legislar sobre a distribuição de gás natural. Dessa forma, a abertura do mercado e a expansão do número de carregadores dependem dos esforços de coordenação da

---

<sup>89</sup> Diferente dos gasodutos de transporte, onde se estabelece uma tarifa máxima, a lei 11.909 não define nenhuma regulação tarifária para os gasodutos de transferências.

regulação federal com os diversos agentes estaduais envolvidos na regulação do serviço de distribuição.

A análise das experiências internacionais, nesse caso, serve como fonte de inspiração para o desenvolvimento de soluções para as questões acima. Nos EUA, a separação dos serviços de transporte de gás das atividades de produção e comercialização foi implantada com a Portaria 636 da FERC (1992). A participação cruzada ao longo da cadeia embora seja permitida está sujeita a um rígido controle por parte não somente da FERC como também dos órgãos de proteção a concorrência.

No Peru, o projeto *Camisea* foi estruturado com base na separação vertical das atividades envolvidas na cadeia do gás, através de restrições à integração vertical. As participações cruzadas são permitidas embora, pela legislação peruana, a participação acionária de produtores nas transportadoras e distribuidoras seja limitada em 20%. Em situações específicas, as atividades podem ser desenvolvidas pela mesma empresa ou consórcio num período inicial de transição de cinco anos, mas, decorrido esse prazo, devem passar a ser realizadas por entidades diferentes.

Pode-se verificar que, de forma geral, os países que exigem a separação da atividade de transporte das demais atividades exercem um rígido controle sobre as participações cruzadas. Mesmo na Espanha, a onde a atividade de transporte é exercida de forma monopolizada pela ENAGAS, a participação de qualquer agente do mercado de gás na ENAGAS foi limitada em 5%, de forma a evitar possíveis comportamentos oportunistas.

No que se refere ao acesso de terceiros aos dutos de transferências na Espanha, a lei 949 de 2001 abriu todos os dutos de transporte (incluindo os dutos de transferências), assim como as instalações de regaseificação, tratamento e estocagem de gás natural à

utilização de terceiros. Além da adoção do livre acesso em todos os segmentos da indústria do gás, a lei 949 abriu o mercado de grandes consumidores à competição. A liberalização do mercado se completou em 2007 com a abertura do mercado residencial. Nesse sentido, a regulação espanhola da indústria de gás natural, embora tenha transformado o segmento de transporte de gás natural em um monopólio da ENAGAS, estimula fortemente a competição na comercialização.

Nos EUA, a resolução FERC 636 e 639 tornou obrigatório o livre acesso aos dutos de transporte inclusive no caso de gasodutos de transferências *onshore* e *offshore*. No que se refere à abertura do mercado final, os EUA se aproximam do Brasil. A regulação da distribuição se dá a nível estadual de forma que cada estado possui uma política de abertura do mercado específica. Atualmente, existe uma pressão a nível federal para que os estados liberalizem os mercados finais de gás natural.

### Elevado Dirigismo Estatal

No novo arcabouço regulatório definido pela lei 11.909, o governo passou a desempenhar um importante papel no desenvolvimento da indústria de gás natural. Enquanto o MME tornou-se o principal agente direcionador dos investimentos, a ANP passou a desempenhar um importante papel de assessoramento do Ministério. Nesse sentido, a criação de uma estrutura de incentivo ao investimento em ativos de transporte de gás natural depende da capacidade desses órgãos do governo em desempenhar as funções a eles atribuídas.

Nesse sentido, o desenvolvimento da rede de transporte depende da capacidade do MME em realizar estudos de expansão da malha dutoviária, em propor os gasodutos

de transporte a serem construídos ou ampliados, em estabelecer as diretrizes do processo de contratação, em estabelecer o período de exclusividade para os carregadores iniciais e em determinar a utilização de PPP e recursos da CIDE. No caso da ANP, a expansão da rede depende da capacidade da Agência em elaborar os editais de licitação, em determinar a tarifa máxima, em conduzir a chamada pública, em aprovar os contratos e as tarifas de transporte dos gasodutos de transferências e em regular e fiscalizar o cumprimento do contrato de concessão.

Dessa forma, considerando as importantes atribuições dadas aos órgãos do governo, a manutenção do ritmo de expansão da rede de transporte depende da melhoria técnica dos órgãos, da redução da burocracia e de uma maior coordenação entre o MME e a ANP.

Nessa questão, a análise do caso peruano mostra-se importante. A criação da PROINVERSION em 2002 vem estimulando o investimento privado no Peru através, entre outros motivos já analisados nesse trabalho, pela identificação das principais barreiras institucionais e burocráticas ao investimento. Nesse sentido, ao criar uma ligação entre os interesses públicos e privados e ao facilitar a comunicação entre os diferentes órgãos do governo a PROINVERSION vem propiciando no Peru um ambiente mais favorável ao investimento.

#### Falta de coordenação entre as diferentes esferas regulatórias

Outro problema relacionado à nova lei do gás é a falta de coordenação entre as estruturas regulatórias do setor de gás natural e do setor elétrico. No Brasil, assim como nos países analisados, a demanda de gás natural pelo segmento de geração elétrica vem

funcionando como motor de expansão da indústria gasífera. Segundo dados do balanço energético nacional (BEN [2009]) a demanda do setor de geração elétrica correspondeu a 23% do consumo de gás natural no ano de 2008, sendo superado apenas pelo setor industrial, com 35%. Nos EUA, a demanda de gás pelo setor de geração correspondeu, em 2009, a 31% do consumo total (EIA [2009]), sendo o setor mais representativo no consumo de gás. No Peru, essa participação foi de 64% (CERA [2009]) sendo a geração, de longe, o setor que mais contribuiu para o consumo de gás natural.

Os dados acima evidenciam a importância da regulação do setor elétrico sobre o comportamento dos mercados de capacidade de transporte. Segundo ALMEIDA [2000]:

“Although there is no consensus that the process of convergence between gas and electricity industries is a long term process, convergence seems to be a structural and durable trend up to this moment. Energy authorities in countries that have initiated first the liberalisation of their energy sector seems to share this view. The British, for instance, recently created a single regulatory agency for both gas and electricity suppliers.” (ALMEIDA [2000], p.9)

Em outras palavras, o planejamento do sistema termelétrico, assim como a definição das regras de despachos e da estrutura tarifária do sistema elétrico, é um importante fator determinante da dinâmica de funcionamento dos mercados de gás natural, tanto de capacidade quanto de *commodity*. Nesse sentido, a falta de coordenação entre os órgãos reguladores de ambos os setores e entre os órgãos responsáveis pelo planejamento dos investimentos tanto em capacidade de transporte quanto na expansão da rede elétrica podem dar origem a importantes gargalos elevando o risco do investimento tanto no setor elétrico quanto no segmento de transporte de gás natural.

Em outras palavras, a falta de coordenação dos investimentos pode obrigar as termelétricas a recorrerem a fontes de combustíveis com custos mais elevados além de exigir investimentos na conversão de seus equipamentos. No caso das empresas transportadoras, a falta de coordenação pode criar importantes problemas de gestão da capacidade de transporte uma vez que as empresas estão sujeitas a frequentes variações no fluxo de gás natural que passa por suas instalações.

É por essa razão que nos três países analisados, a regulação do segmento de transporte de gás natural e do setor elétrico é exercida pelo mesmo órgão público. Nos EUA, a FERC é responsável pela regulação do segmento de transporte de gás natural, petróleo e eletricidade assim como dos projetos de gás natural e de hidroeletricidade. Na Espanha, a CNE é responsável pela regulação de todos os sistemas energéticos espanhóis, onde se compreende por sistema energético o mercado de eletricidade e de hidrocarbonetos líquidos e gasosos.

No Peru, a regulação conjunta dos setores de eletricidade e gás natural pela OSINERGMIN apresenta importantes impactos sobre os investimentos em capacidade de transporte. Isso porque permite que o setor elétrico forneça as garantias necessárias aos investimentos em ativos de transporte de gás natural. Como se mostrou no capítulo 3, parte dos recursos garantidos<sup>90</sup> são financiados pelos consumidores de eletricidade através da incorporação de uma taxa à tarifa elétrica. Outra garantia dada pelo setor elétrico aos investimentos em capacidade de transporte encontra-se na compra antecipada de gás natural pelo setor.

Pode-se concluir pela análise das experiências internacionais, que a coordenação entre a regulação do setor elétrico e a regulação do segmento de transporte de gás

---

<sup>90</sup> Recursos necessários para recuperar o investimento.

natural contribui para a redução dos custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte de gás natural uma vez que reduz as incertezas a respeito do comportamento dos agentes do setor elétrico<sup>91</sup>.

### **Seção 5.5 – Conclusão**

O novo arcabouço regulatório definido pela lei 11.909 para o segmento de transporte de gás natural redefine a estrutura de incentivo aos investimentos em novos gasodutos. Se por um lado, a nova estrutura regulatória é capaz de reduzir alguns dos custos de transação associados aos investimentos em ativos de transporte de gás natural, por outro, ela não é capaz de reduzir as barreiras à entrada de novos agentes decorrentes da estrutura industrial pré-existente.

A lei 11.909 foi resultado de um intenso debate entre os agentes representantes dos diversos segmentos da cadeia produtiva do gás natural. A busca por um consenso entre os agentes levou a um enfraquecimento da lei uma vez que alguns aspectos importantes, sobre os quais não foi possível achar um consenso, não foram incluídos em sua versão final.

A análise das experiências internacionais, nesse sentido, é um importante insumo para o desenvolvimento de inovações regulatórias potencialmente capazes de cobrir os buracos ainda restantes na regulação brasileira da indústria de gás natural. Nesse contexto, ausência de qualquer restrição à participação cruzada entre agentes de diferentes segmentos da indústria, a falta de uma metodologia do cálculo tarifário para o segmento de transporte, a não definição da estrutura dos termos de compromisso

---

91 As termelétricas podem, em muitos casos, atuar como carregador de gás natural.

assinados pelos carregadores iniciais, a ausência de regras e procedimentos para a solução de conflitos entre transportador e carregadores, a falta de referência a qualquer mecanismo e procedimento de ajuste e equilíbrio da rede, o desenvolvimento de estruturas de incentivo a competição e a falta de uma coordenação regulatória entre o setor de gás natural e o setor elétrico são algumas das questões que merecem atenção especial por parte dos agentes responsáveis pela montagem do arcabouço regulatório da indústria de gás natural no Brasil.



## CONCLUSÕES GERAIS

O objetivo dessa tese foi analisar a importância dos diferentes arcabouços regulatórios sobre as estruturas de incentivo ao investimento em ativos de transporte de gás natural. A análise neo-institucional do processo de reforma da indústria de gás natural mostrou que, dentro do novo padrão de concorrência da indústria, o papel da regulação ultrapassa a simples determinação de uma tarifa ótima para os setores de infraestrutura, como o segmento de transporte. A redefinição dos direitos de propriedades trazidas pela adoção do livre acesso, pela separação de propriedade entre transporte e *commodity* e pela desverticalização compulsória da indústria exigem o desenvolvimento de mecanismos institucionais capazes de estimular a coordenação contratual entre os agentes através da redução dos custos de transação.

No primeiro capítulo, mostrou-se que as características singulares da indústria de gás natural fazem da abertura e da liberalização da indústria processos complexos que exigem estruturas de governança específicas e capazes de lidar com os elevados custos de transação. Nesse sentido, utilizando-se do instrumental analítico definido pela escola de pensamento neo-institucional, verificou-se que a elevada especificidade dos ativos de transporte de gás natural, o elevado período de retorno do investimento, as externalidades decorrentes do uso da rede por terceiros e as elevadas economias de escala impõem barreiras a livre adoção de mecanismos de mercado.

No segmento de transporte de gás natural, os elevados custos de transação decorrentes dos novos padrões de competição acarretam um efeito negativo nas decisões de investimento em novos gasodutos. Em outras palavras, a “externalização” das relações contratuais em conjunto com a elevada interdependência entre os

investimentos nos diferentes segmentos aumentam o risco de comportamentos oportunistas por parte dos carregadores. Nesse sentido, na ausência de estruturas institucionais que mitiguem estes riscos, a expansão da rede de transporte pode não corresponder às necessidades da indústria.

A solução sugerida pela escola neo-institucionalista para os problemas associados aos custos de transação é a intervenção de uma terceira parte autônoma: o regulador. Nesse sentido, partindo das conclusões do capítulo 1, o capítulo 2 inicia sua análise mostrando que a indústria de gás natural, em função de suas características, é um caso típico de governança trilateral. É por esse motivo, que as reformas concorrenciais da indústria, ocorridas a partir de década de 80, vieram acompanhadas pelo desenvolvimento de diferentes estruturas de regulação.

Ainda dentro do escopo de análise do capítulo 2, conclui-se que não existe um arcabouço regulatório ótimo que possa ser utilizado para todos os países em todos os momentos. A escolha dos mecanismos regulatórios mais adequados depende das condições nacionais em matéria de dotação de recursos energéticos e/ou necessidades de importação, da estrutura industrial pré-existente, da especificidade dos objetivos da política energética e macro-econômica, dos diferentes graus de maturidade, das diferentes decisões quanto à forma de introdução da liberalização e concorrência e das especificidades do marco jurídico, regulatório e institucional de cada país.

Indo um pouco além das ambições da tese, o capítulo ainda sugere que com o aumento do tamanho da rede e do número de interconexões, com o desenvolvimento de mercados primários e secundários de capacidade e com a criação de novas tecnologias, as especificidades dos ativos de transporte tendem a diminuir reduzindo os custos de transação e, conseqüentemente, as necessidades de intervenção do agente regulador.

Cada arcabouço institucional vai ser determinado a partir da escolha dos atributos regulatórios referentes às atribuições do regulador. Assim, os diferentes tratamentos dado as questões referentes ao tipo de outorga, à oferta de capacidade primária, ao mercado de revenda de capacidade, às formas de acesso a rede, às regras de separação, às tarifas, ao mercado de ajuste e aos serviços oferecidos pela empresa de transporte definem a diversidade de modelos regulatórios com diferentes incentivos ao investimento em novos gasodutos.

No capítulo 3, a análise de diferentes experiências internacionais mostra que as demandas regulatórias não só se diferenciam de país para país, como também se alteram ao longo do processo de desenvolvimento da indústria. No caso dos EUA, o longo processo de liberalização da indústria de gás natural exigiu, em cada etapa, inovações regulatórias específicas. Nesse sentido, pode-se concluir que o arcabouço regulatório norte-americano é o resultado de um longo processo de evolução da indústria de gás e das instituições do país.

No que se refere ao desenvolvimento de mecanismos regulatórios que estimulem os investimentos em novos gasodutos, a análise do caso norte-americano destaca a importância do grau de maturidade da rede, do desenvolvimento de mercados primários e secundários de capacidade de transporte, da regulação dos contratos de capacidade, da adoção de regras tarifárias e da separação dos segmentos da cadeia produtiva na redução dos custos de transação.

No caso Espanhol, ao lado da regulação tarifária pelo custo de serviço e da regulação do livre acesso às redes de transporte destaca-se o estabelecimento do monopólio privado da ENAGAS no segmento de transporte de gás natural. A centralização das decisões de investimento e da operação da rede de transporte reduz

consideravelmente os custos de transação e de coordenação dos investimentos ao reduzir as chances de comportamento oportunistas por parte dos comercializadores.

Ainda no capítulo 2, a análise do caso peruano mostra que além dos mecanismos regulatórios acima descritos, a estabilidade política e regulatória, assim como o desenvolvimento de instituições governamentais sólidas e confiáveis, são importantes na redução dos riscos dos investimentos em ativos com elevadas especificidades. Nesse contexto, destaca-se a criação e atuação da empresa estatal de promoção ao investimento (PROINVERSION) na redução dos riscos de transação associados aos investimentos na indústria de gás natural.

Outra importante conclusão retirada da análise do caso peruano é a importância da coordenação entre os órgãos responsáveis pela regulação do setor de gás natural e do setor elétrico. A importância do consumo de gás natural pelo setor elétrico e a utilização de recursos provenientes da contribuição dos consumidores de eletricidade na viabilização de projetos de expansão da rede de transporte justificam, assim, a importância da regulação de ambos os setores pelo mesmo órgão de regulação.

A estruturação de projetos integrados é outra característica da regulação da indústria de gás peruana que contribui para a redução dos custos de transação. A participação acionária cruzadas entre empresas de diferentes segmentos componentes de um mesmo projeto contribui para o compartilhamento dos riscos aumentando os incentivos a cooperação entre os diferentes agentes, reduzindo dessa forma, os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte.

No caso do Brasil, a análise feita no capítulo 4 do arcabouço regulatório definido pela lei 9.478 mostrou que, na indústria de gás natural, a definição de um novo marco jurídico não foi capaz de mudar a estrutura industrial pré-existente. Nesse sentido,

apesar da abertura e liberalização da indústria, verificou-se, até 2009, um monopólio *di facto* da Petrobras na indústria.

No segmento de transporte de gás natural, a estrutura monopolizada do setor sugere que a lei 9.478 não foi capaz de reduzir os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte e as barreiras à entrada de novos agentes. Nesse sentido, somente a Petrobras, em função de sua posição privilegiada na cadeia produtiva tem realizado investimentos em novos gasodutos.

Entre as lacunas regulatórias não preenchidas pela lei 9.478, destacam-se o tipo de regime de outorga (concessão), a falta de regulação tarifária, a não definição de regras para o livre acesso, a ausência de restrições à participação cruzada, a falta de incentivos regulatórios à criação de um mercado secundário de capacidade e a falta de segurança jurídica em função da importância das portarias e resoluções da ANP no desenvolvimento do arcabouço regulatório da indústria de gás natural. O reconhecimento das limitações do arcabouço regulatório definido pela Lei do Petróleo, principalmente no que diz respeito à criação de estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos, levou, em 2009, ao desenvolvimento de uma legislação específica para a indústria de gás natural.

Partindo das conclusões do capítulo 4, o capítulo 5 buscou analisar o impacto do arcabouço regulatório definido pela lei 11.909 no desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos por outros agentes que não a Petrobras. Nesse sentido, conclui-se que as inovações regulatórias trazida pelo novo marco jurídico da indústria de gás natural, embora contribuam sensivelmente para a redução dos custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte, não são capazes de

estimular a entrada de novos agentes uma vez que não modifica a estrutura patrimonial da indústria de gás natural.

Verifica-se a partir da análise do caso brasileiro, que a reforma da indústria de gás no Brasil foi realizada de forma incompleta. A liberalização da indústria trazida pela lei 9.478 não representou um efetivo aumento da competição uma vez que a Petrobras manteve sua posição monopolista em todos os segmentos. Assim, na ausência de uma reestruturação patrimonial que limite a atuação direta e indireta da Petrobras no segmento de transporte, a redução dos custos de transação trazida pela lei 11.909 contribui apenas para a consolidação da posição dominante da Petrobras no segmento de transporte de gás natural.

Apesar da constatação acima, a nova lei contribuiu para a redução dos custos de transação. Entre as principais contribuições da Lei do Gás destacam-se o estabelecimento da concessão como regime jurídico da atividade de transporte, a regulação dos contratos de concessão, a adoção de mecanismos de concurso aberto (chamada pública) com a assinatura de termos de compromisso, a regulação do livre acesso, a definição e limitação do escopo de atuação de cada agente do poder público, a consolidação jurídica do arcabouço regulatório e a vinculação de recursos públicos na viabilização dos investimentos em ativos de transporte de gás natural.

Por sua vez, a falta de uma metodologia para o cálculo tarifário no segmento de transporte, a não definição da estrutura dos termos de compromisso assinados pelos carregadores iniciais, a ausência de regras e procedimentos para a solução de conflitos entre transportador e carregadores e a falta de referência a qualquer mecanismo e procedimento de ajuste e equilíbrio da rede são brechas deixadas pela lei 11.909 que elevam os riscos dos investimentos em novos gasodutos. Além dos pontos ainda em

aberto, a efetiva implementação dos atributos regulatórios definidos pela lei 11.909 depende da resolução de certas questões. Nesse sentido, os reduzidos incentivos à competição na comercialização, o elevado dirigismo estatal definido pela nova lei e a falta de coordenação entre as diferentes esferas regulatórias representam importantes desafios à implementação da nova regulação da indústria de gás natural.

Nesse contexto, a análise das experiências internacionais, feita no capítulo 3, funciona como fonte de inspiração para o desenvolvimento de soluções das questões associadas à nova legislação da indústria de gás natural no Brasil. A definição em lei de uma metodologia tarifária preocupada com a recuperação dos investimentos, o estabelecimento de uma tarifa de reserva a ser paga independente do uso da capacidade contratada, o estabelecimento de regras de ajuste, as restrições a participação cruzada, a adoção do livre acesso aos dutos de transferências, a liberalização dos mercados finais, a coordenação entre os órgãos de regulação do setor de gás natural e do setor elétrico e o desenvolvimento de estruturas institucionais que auxiliem a resolução de conflitos são algumas das contribuições dadas pela análise das experiências internacionais.

A conclusão final dessa tese é que embora as inovações regulatórias trazidas pela lei 11.909 contribuam para reduzir os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte, a dificuldade de implementação da nova legislação e o não tratamento de alguns importantes pontos limitam o desenvolvimento de estruturas de incentivos ao investimento em novos gasodutos por outros agentes que não a Petrobras. Nesse sentido, pode-se concluir que a busca por um consenso entre os agentes levou a um enfraquecimento da lei uma vez que alguns aspectos importantes, sobre os quais não foi possível achar um consenso, não foram incluídos em sua versão final.

Por fim, conclui-se que o desenvolvimento de um arcabouço regulatório adequado as particularidades da indústria de gás natural de cada país é essencial para a redução dos custos de transação associados às novas relações contratuais estabelecidas no mercado de capacidade de transporte após as reformas liberalizantes da década de 90. Em outras palavras, a regulação desempenha um importante papel na criação de estruturas de incentivo ao investimento em ativos de transporte de gás natural no novo padrão de concorrência característicos da indústria. Nesse sentido, pode-se afirmar que o desenvolvimento da indústria de gás natural depende da capacidade das estruturas de regulação em acompanhar as novas demandas regulatórias surgidas ao longo do processo de evolução da indústria.



## BIBLIOGRAFIA

AGHION, P.; BOLTON, P. Contracts as a barrier to entry. *American economic review*, vol 77, n°3 (June), pp 388-401, 1987.

ALCHIAN, A.; DEMSETZ, H. Production, information cost, and economic organization. *American economic review*, vol 62, n°5 (December), pp 777–795, 1972.

ALDO, R. Regulatory intervention on the dynamic European gas market—neoclassical economics or transaction cost economics? *Energy Policy*, vol. 37, Issue 8, 2009, pp. 3250-3258.

ALLEN, D. W. Transaction costs. In: *Encyclopedia of law and economics, Volume 1, The history and methodology of law and economics*, Edward Elgar, 2000, pp. 893–926.

\_\_\_\_\_. What are transaction costs. *Research in law and economics*, vol. 14, pp 1–18, 1991.

ALMEIDA, E.; OLIVEIRA, A. *Regulatory Issues in Brazilian Emerging Gas Industry*. In: CONFERÊNCIA RIO OIL AND GAS, 2001, Rio de Janeiro.

\_\_\_\_\_. Developing the Gas Industry in Brazil: Competition or Regulation? *Minerals & Energy*, vol. 15, n. 3, 2000.

ALMEIDA, E., QUEIROZ, H., COLOMER, M. e IOOTTY, M. *Metodologia de Análise Comparativa dos Atributos e do Desempenho de Modelos Regulatórios*. Relatório de Pesquisa, GEE/IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

ALVEAL, C; ALMEIDA, E. *Livre acesso e investimento na rede de transporte da indústria brasileira de gás natural: questões (im)pertinentes*. GEE/IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2002 (mimeo).

ALVEAL, C.; PINTO JR. H. A Cooperação Inter-firmas na Indústria Petrolífera Mundial. Rio de Janeiro: UFRJ/IEI, 1996. (Texto para Discussão, IEI/UFRJ, n.382).

AMATO, G; LAUDATI, L. *The anticompetitive impact of regulation*. Cheltenham, UK; Northampton, Mass, 2001.

ANDERLINI L.; FELLI, L. Incomplete written contracts: Undescribable states of nature. *Quarterly journal of economics*, vol 109, n°4 (november), pp 1085–1124, 1994.

ANP. *Boletim de Gás Natural* no 6, Rio de Janeiro, 2009.

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico 2001*. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico 2002*. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico 2003*. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico 2004*. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico 2005*. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico 2006*. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico 2007*. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico 2008*. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico 2009*. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

\_\_\_\_\_. *Análise das Minutas do Contrato de Transporte e dos Termos e Condições Gerais Celebrados entre o Consórcio Malhas Sudeste Nordeste e a Petrobras*. Nota Técnica 22/03/SCG, Rio de Janeiro, 2003. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em abril de 2010.

\_\_\_\_\_. *Organização da Indústria Brasileira de Gás Natural e Abrangência de uma Nova Legislação*. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em <[www.redetec.org.br](http://www.redetec.org.br)>. Último acesso em maio de 2010.

\_\_\_\_\_. *Regulamentação do Acesso ao Sistema de Transporte de Gás Natural no Brasil*. In: VII REUNIÃO ANUAL DA ASSOCIAÇÃO IBERO-AMERICANA DE ENTIDADES REGULADORAS DE ENERGIA. Oaxaca, México, 2004. Disponível em <[www.ariae.org/](http://www.ariae.org/)>. Último acesso em maio de 2010.

\_\_\_\_\_. Resolução Nº 41 de 5 de Dezembro de 2007.

\_\_\_\_\_. Resolução Nº 42 de 5 de Dezembro de 2007.

\_\_\_\_\_. Resolução Nº 34 de 22 de Dezembro de 2006.

\_\_\_\_\_. Resolução Nº 29 de 14 de Outubro de 2005.

\_\_\_\_\_. Resolução Nº 28 de 14 de Outubro de 2005.

\_\_\_\_\_. Resolução Nº 27 de 14 de Outubro de 2005.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 1 de Junho de Janeiro de 2003.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 281 de Novembro de 2003.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 3 de Outubro de 2003.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 104 de Julho de 2002.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 254 de Setembro de 2001.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 115 de Julho de 2001.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 98 de Junho de 2001.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 32 de Março de 2001.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 243 de Outubro de 2000.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 118 de Julho de 2000.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 28 de Fevereiro de 1999.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 170 de Novembro de 1998.

\_\_\_\_\_. Portaria Nº 43 de Abril de 1988.

ARAUJO, L. J. *Gás Natural no Brasil: Evolução e Perspectivas*. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em <[www.ceare.org](http://www.ceare.org)>. Último acesso em junho de 2010.

ARENTSEN M.; KUNNEKE, R. Introduction; in National Reforms in European Gas. In -- (Ed.), *National Reforms in European Gas*, pp. 3-12, Oxford: Elsevier, 2003.

ARMSTRONG, M.; SAPPINGTON, D. Recent developments in the theory of regulation. In ARMSTRONG, M.; PORTER, R. *Hand Book of Industrial Organization*, vol. 3, pp. 1557-1687, Oxford: Elsevier, 2007.

\_\_\_\_\_.; VICKERS, J. The access pricing problem with deregulation : a note. *Journal of industrial economics*, vol 46, nº1 (Março), pp 115–21, 1998.

\_\_\_\_\_.; PORTER, R. *Handbook of industrial organization, vol 3*, Oxford: Elsevier, 2007.

\_\_\_\_\_.; DOYLE, C.; VICKERS, J. The access pricing problem: a synthesis, *Journal of industrial economics*, vol 44, nº2 (Junho), pp 131–150, 1996.

\_\_\_\_\_.; COWAN, S.; VICKERS, J. *Regulatory reform: Economic analysis of British experience*, MIT Press, 1994.

AROOW, K. The Organization of Economic Activity: Issues Pertinent to the

Choice of Market versus Non-market Allocation, Joint Economic Committee of Congress, 1969.

\_\_\_\_\_.; DEBREU, G. Existence of an equilibrium for a competitive economy, *Econometrica*, Vol. 22, n°3 pp. 265–290, 1954.

AUSTVIK, O.G. Economics of natural gas transportation, *Relatório de Pesquisa n°53*, Lillehammer College, 2000.

AVERCH, H.; JOHNSON, L. Behavior of the firm under regulatory constraint. *American economic review*, Vol 52, n°5, pp. 1052–1059, 1962.

BARNARD, C. *The Functions of the executive*. Harvard University Press, 1938.

BARZEL, Y. Measurement cost and organization of markets. *Journal of law and economics*, vol 25, n°1, pp 27–48, 1982.

\_\_\_\_\_. *Economic analysis of property rights*. Cambridge, Cambridge University Press, 1989.

BAUMOL, W.; SIDAK, G. J. The pricing of inputs sold to competitors. *Yale journal of regulation*, vol 11, n°1 (Winter), pp 171–201, 1994.

\_\_\_\_\_. Some Subtle Issues in Railroad Regulation. *International Journal of transportation economics*, vol 10 (August), pp. 341–355, 1983.

\_\_\_\_\_.; PANZAR, J. C.; WILLIG, R. *Contestable markets and the theory of industrial structure*. Chicago: Harcourt Brace Jovanovich Publishers, 1982.

BEARD T, R.; KASERMAN, D.; MAYO, J. Regulation, vertical integration and sabotage. *Journal of industrial economics*, vol 49, n°3, pp 319–333, 2001.

BERGOUIGNOUX, J. Services publics en réseau: perspectives de concurrence et nouvelles régulations. *Relatório para comissão geral francesa*, 2000.

BP. *Statistical Review of World Energy*. Disponível em <[www.bp.com/](http://www.bp.com/)>. Último acesso em março de 2010.

BRASIL. Lei 11.909 de março de 2009. Brasília, 2009.

\_\_\_\_\_. Lei 9.478 de agosto de 1997. Brasília, 1997.

\_\_\_\_\_. Lei 8.987 de 1995, Brasília, 1995

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia. *Balço Energético 2009*. Brasília, 2010. Disponível em <[www.mme.gov.br/](http://www.mme.gov.br/)>

BROUSSEAU, E. Les théories des contrats : une revue. *Revue d'économie politique*, vol 103, n°1, pp 1–82, 1993.

\_\_\_\_\_. The governance of transactions by commercial intermediaries: An analysis of the re-engineering of intermediation by electronic commerce. *International journal of the economics of business*, vol 9, n°3, pp. 353–374, 2002.

\_\_\_\_\_.; GLACHANT, J. M. (eds) *The economics of contracts – Theories and applications*. Cambridge, Cambridge University Press, 2002.

\_\_\_\_\_. Economie des contrats et renouvellement de l'analyse économique. *Revue d'économie Industrielle*, n°92, pp 23–50, 2000.

CARNEIRO, M. C. *Os Leilões de Longo Prazo do Novo Mercado Elétrico Brasileiro*. 2006. Dissertação (Mestrado em economia). Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2006.

CECCHI, J. C. (coord.). *Indústria Brasileira de Gás Natural: regulação atual e desafios futuros*. Séries ANP, n° 2, Rio de Janeiro: ANP, 2001.

CERA. *Peru Natural Gas Country Profile*. Disponível em <[www.cera.com](http://www.cera.com)>. Último acesso em Janeiro de 2009.

\_\_\_\_\_. *US data: Monthly Gas Briefing*. Disponível em <[www.cera.com](http://www.cera.com)>. Último acesso em Janeiro de 2009.

\_\_\_\_\_. *Andean Energy Natural Gas Price Outlook*. Disponível em <[www.cera.com](http://www.cera.com)>. Último acesso em Maio de 2010.

CHEVALIER, J. *Les grandes batailles de l'énergie*. Gallimard, Folio actuel, n°111, 2004.

\_\_\_\_\_.; RAPIN, D. *Les réformes des industries électrique et gazière en Europe*. Paris, Institut de l'entreprise, 2004.

CLASTRES, C. Les mesures de régulations asymétriques dans le secteur gazier européen. *Revue de l'Energie*, n° 547, pp 385-391, 2003.

CNE. *Boletim Estatístico*. Madrid, 2007. Disponível em <[www.cne.es](http://www.cne.es)>. Último acesso em dezembro de 2009.

\_\_\_\_\_. *Informe Setorial: Gas*. Madrid, 2009. Disponível em <[www.cne.es](http://www.cne.es)>. Último acesso em dezembro de 2009.

COASE, R. H. The nature of the firm. *Economica*, vol 4, n°16 (November), pp 386–405, 1937.

\_\_\_\_\_. The new institutional economics, *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, 140, pp. 229–231, 1984.

\_\_\_\_\_. The Federal Communications Commission. *Journal of law ad economics*, vol. 2 (October), pp 1-40, 1959.

\_\_\_\_\_. The problem of social cost. *Journal of law and economics*, vol.3 (October), pp 1–44, 1960.

CODOGNET, M. *L`analyse Économique des Contracts d`accès aux Réseaux dans les Réformes Concurrentielles Gazières*. Tese de Doutorado em Ciências Econômicas pela Université Paris XI, Paris, France, 2006.

COHEN, E.; MOUGEOT, M. *Enchères et gestion publique*. Relatório do Conselho de Análise Econômica da França, 2001.

COLOMER, M. F.; HALLACK, M.; PEREZ, Y. *Why the increase participation of LNG should affect the regulation of the national transport network*. In: 24TH WORLD GAS CONFERENCE, Buenos Aires, 2009.

CORNEJO, R. *Infraestructura para el Desarrollo*. In: INVERSIÓN Y CRECIMIENTO, COMEX, Lima, 2007. Disponível em <[www.proinversion.gob.pe](http://www.proinversion.gob.pe)>. Último acesso em março de 2010.

CORNOT-GANDOLPHE, S. *Underground storage in the world: An era of expansion*, Cedigaz, 1995. In: WORLD GAS CONFERENCE, 2006.

COSTA, H. A Regulação da Indústria de Gás Natural no Brasil: Fatos e Desafios. Dissertação de mestrado do Programa de Planejamento Energético da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

CRAMPES, C.; ESTACHE, A. Regulatory tradeoffs in designing concession contracts for infrastructure networks, World Bank, Policy Research Working Paper Series, no 1854, 1997.

CREMER, H.; LAFFONT, J. J. Competition in gas markets. *European economic review*, vol 46, n°4–5, pp 928–935, 2002.

\_\_\_\_\_.; GASMI, F.; LAFFONT, J. J. Access to Pipelines in Competitive Gas Markets. *Journal of regulatory economics*, vol 24, n°1, pp 5–33, 2003.

CREW, M. A. *Economic innovations in public utility regulation*. Kluwer Academic Publishers, 1992.

CROCKER, K. J.; MASTEN, S, E. Regulation and administered contracts revisited: Lessons from transaction–costs economics for public utility regulation. *Journal of regulatory economics*, vol 9, n°1, pp 5–39, 1996.

\_\_\_\_\_. *Pretia ex Machina? Prices and Process in Long-Term Contracts*, *Journal of Law & Economics*, University of Chicago Press, vol. 34(1), pp 69-99, 1991.

\_\_\_\_\_. *Mitigating Contractual Hazards: Unilateral Options and Contract Length*, *RAND Journal of Economics*, The RAND Corporation, vol. 19(3), pp 327-343, 1988.

\_\_\_\_\_. Efficient Adaptation in Long-term Contracts: Take-or-Pay Provisions for Natural Gas, *American Economic Review*, American Economic Association, vol. 75(5), pp 1083-93, 1985.

CURIEN, N. *Economie des réseaux*. La Découverte, Collection Repères n°293, 2000.

DAVID, L. *La restructuration des industries gazières américaine et britannique: La réglementation de la charge d'accès aux réseaux de gazoducs*, 2000. Tese de Doutorado em Ciências Economicas, Université Montpellier 1, 2000.

\_\_\_\_\_.; PERCEBOIS, J. Third party access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum: the case of natural gas. *Cahiers de recherche*, n°02.09.36, CREDEN, 2002.

DECANIO, S.; FRECH, H. III. Vertical contracts: A natural Experiment in Gas Pipeline Regulation. *Journal of institutional and theoretical economics*, vol 149, n°2, pp 370–392, 1993.

DEMSTEZ, H., Why regulate utilities? *Journal of law and economics*, vol 11, n°1(Abril), pp 55–65, 1968a.

\_\_\_\_\_. The cost of transacting. *Quarterly journal of economics*, vol 82, n°1(Fevereiro), pp 33–53, 1968b.

DAVID, L; NORTH, D., *Institutional Change and American Economic Growth*, Cambridge University Press, 1971.

DIAMOND, P. Privatization of Social Security: Lessons from Chile (October 1993). *NBER Working Paper No. W4510*. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=226750>.

DI PIETRO, M. S. Z. *Parcerias na administração pública: concessão, permissão, franquia, terceirização, parceria público-privada e outras formas*. 3ª ed. São Paulo: Atlas, 2008.

EUROPEAN Commission. Environment Directorate-General, Report on Energy Sector Inquiry, pp. 58, 2007.

\_\_\_\_\_. *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*, 2007. Disponível em <[ec.europa.eu](http://ec.europa.eu)>. Último acesso em Junho de 2009.

ECONOMIDES, N. The economics of networks. *International journal of industrial organization*, vol 14, n°2, pp 673–699, 1996.

\_\_\_\_\_. The incentive for non-price discrimination by an input monopolist. *International journal of industrial organization*, vol 16, n°2, pp 271–284, 1998.

EIA. *Deliverability on the interstate natural gas pipeline system*. U.S. Department of Energy, 1998. Disponível em <[www.eia.doe.gov/](http://www.eia.doe.gov/)>. Último acesso em Novembro de 2009.

\_\_\_\_\_. *The global liquefied natural gas market: Status and outlook*. U.S. Department of Energy, 2003. Disponível em <[www.eia.doe.gov/](http://www.eia.doe.gov/)>. Último acesso em Novembro de 2009

\_\_\_\_\_. *Expansion of the U.S. Natural Gas Pipeline Network: Additions in 2008 and Projects through 2011*. U.S. Department of Energy. Disponível em <[www.eia.doe.gov/](http://www.eia.doe.gov/)>. Último acesso em Novembro de 2009

\_\_\_\_\_. *Natural Gas Overview*. U.S. Department of Energy. Disponível em <[www.eia.doe.gov/](http://www.eia.doe.gov/)>. Último acesso em Novembro de 2009

\_\_\_\_\_. *Estadísticas do Gás natural*. U.S. Department of Energy. Disponível em <<http://tonto.eia.doe.gov/>>. Último acesso em Novembro de 2009

\_\_\_\_\_. *Issues in Focus, AEO, 2007*. U.S. Department of Energy. Disponível em <[www.eia.doe.gov/](http://www.eia.doe.gov/)>. Último acesso em Novembro de 2009

ENAGAS. *Resultados 4º trimestre de 2008*. Disponível em <[www.enagas.es/](http://www.enagas.es/)>. Último acesso em outubro de 2009.

ESPAÑA. *Lei 34 de 1998*. Madrid. Disponível em <[www.cne.es/](http://www.cne.es/)>

\_\_\_\_\_. *Real Decreto 949 de 2001*. Madrid. Disponível em <[www.cne.es/](http://www.cne.es/)>

\_\_\_\_\_. *Real Decreto 6 de 2009*. Madrid. Disponível em <[www.cne.es/](http://www.cne.es/)>

\_\_\_\_\_. *Lei 12 de 2007*. Disponível em <[www.cne.es/](http://www.cne.es/)>

\_\_\_\_\_. *Ministério de Indústria, Turismo e Comércio. Boletim Estatístico de Hidrocarbonetos*, Madrid, 2009. Disponível em <[www.cores.es/](http://www.cores.es/)>

\_\_\_\_\_. *Ministério de Minas e Energia. Boletim Oficial do Estado*, No. 156, Sec. I. Pág. 53822, Madrid, 2009.

ESNAUT, B. *La transition du monopole à la concurrence sur les marchés du gaz naturel en Europe: l'importance stratégique du stockage souterrain*, Ph.D. Thesis, Université de Bourgogne, 2000.

ERSE. *Anúncio de Proposta de Regulamentação do Sector do Gás Natural*. Disponível em <[www.erse.pt/](http://www.erse.pt/)>. Último acesso em Julho de 2004.

ESTRADA, J.; MOE, A.; MARTINSEN, K. *The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives*. John Wiley & Sons, Sussex, England, 375 pgs, 1995.

EUA, *Natural Gas Act* de 1938.

\_\_\_\_\_. *Natural Gas Policy Act*, 1978.

\_\_\_\_\_. *National Energy Act* de, 1978.



\_\_\_\_\_. *Natural Gas Wellhead Decontrol Act*, 1989.

\_\_\_\_\_. *Energy Policy Act*, 2005.

\_\_\_\_\_. *Public Utility Regulatory Policies Act*, 1978.

FARES, M. ; SAUSSIÉ, S. Coûts de transaction et contrats incomplets. *Revue française d'économie*, vol 16, n°3, pp 193–230, 2002.

FARRELL, J.; SALONER, G. Installed Base and Compatibility: Innovation, Product Preannouncement, and Predation. *American economic review*, vol. 76, pp. 940–955, 1986.

FAULHABER, G. Cross-subsidization: pricing in public enterprises, *The American Economic Review*, vol. 65, no. 5, pp. 966-977, 1975.

FERC. What FERC Does, 2009. Disponível em <[www.ferc.gov/](http://www.ferc.gov/)>. Último acesso em setembro de 2009.

\_\_\_\_\_. Portaria 636 de 1992.

\_\_\_\_\_. Portaria 436 de 1985.

FINON, D. Maturité des industries gazières et viabilité du régime concurrentiel. *Economies et sociétés, série Economie de l'énergie*, EN 5, vol 26, n°1–2 (janeiro–fevereiro), pp 189–221, 1992.

\_\_\_\_\_. European gas markets: Nascent competition and integration in a diversity of models, pp 183–255. In FINON, D.; MIDTTUN, A. *Reshaping European gas and electricity industries. Regulation, markets and business strategies*, Oxford: Elsevier, 2004.

\_\_\_\_\_.; MIDTTUN, A. *Reshaping European gas and electricity industries. Regulation, markets and business strategies*, Oxford: Elsevier, 2004.

FREITAS, K. R. Definição Tarifária como Instrumento Regulatório: Precificação do Transporte Dutoviário de Gás Natural no Brasil. Dissertação (Mestrado em economia). 2004. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2004.

FURUBOTN, E. G.; PEJOVICH, S. Property rights and economic theory: a survey of recent literature. *Journal of Economic Literature*, Vol. 10, No. 4 (Dezembro, 1972), pp. 1137-1162, 1972.

\_\_\_\_\_.; RICHTER, R. *Institutions and economic theory: The contribution of the New Institutional Economics*. University of Michigan Press, 1997.

- GAMA, C.; EDNA, M. B. *Infrastructure Report*. BNDES Infrastructure Projects Division, No. 45, April, 2000.
- GIBBONS, R. Four formal(izable) theories of the firm. *Journal of economic behavior and organization*, vol. 58, n°2, pp 200-245, 2005.
- GLACHANT, J. M. *Le marché et le hors marché. Une analyse économique des entreprises publiques françaises*. Publications de la Sorbonne, 1994.
- \_\_\_\_\_. Repères pour l'analyse économique des réseaux européens de service public. *Annals of public and cooperative economics*, vol 66, n°2, pp 211–228, 1995.
- \_\_\_\_\_. *La théorie économique de l'entreprise publique. Des prix de marché... à l'organisation hors-marché*. Publications de la Sorbonne, 1996.
- \_\_\_\_\_. L'approche néo-institutionnelle de la réforme des industries de réseaux. *Revue économique*, vol 53, n°3, pp 425–435, 2002a.
- \_\_\_\_\_. Why regulate deregulated network industries? *Journal of Network Industries*, vol 3, n°3, pp 297–311, 2002b.
- GÓMEZ, E. R.; DURBÁN R. *El proceso de liberalización de los mercados de electricidad y gas natural, las opciones de suministro y los consumidores (1995-2005)*. CNE, Madrid, 2005. Disponível em <[www.cne.es](http://www.cne.es)>. Último acesso em agosto de 2009.
- GORDON, D. V.; GUNSCH, K.; PAWLUK, C. V. A natural monopoly in natural gas transmission. *Energy economics*, vol 25, pp 473–485, 2003.
- GROSSMAN, S. J.; HART, O. D. The costs and benefits of ownership: a theory of vertical and lateral integration. *Journal of political economy*, vol. 94, n°4 (august), pp. 691–719, 1986.
- GREENWALD, B.; STIGLITZ, J. E. Toward a Theory of Rigidities. *American Economic Review*. vol. 79(2), 1989, pages 364-69.
- GUASCH, J.L.; SPILLER, T. P. *Regulation And Private Sector Development In Latin America*. The World Bank, 1999.
- HART, O.D.; MOORE, J. Incomplete contracts and the theory of the firm. *Journal of law, economics and organization*, vol 4, n°1, pp 119–139, 1998a.
- \_\_\_\_\_. Incomplete Contract and Renegotiation. *Econometrica*, 56, 755-785, 1998b.
- HELM, D.; JENKINSON, T. *Competition in Regulated Industries*. Oxford, 1998.
- HOLMSTROM, B.; TIROLE, J. The theory of the firm. In: SCHMALENSEE, R.; WILLIG, R. D. *Handbook of Industrial Organization*, Vol. 2, Elsevier Science Publishers, pp 61–133, 1989.
- IEA. *Le transport du gaz naturel: organisation et réglementation*. Paris, 1995.

IPE. *El Reto de la Infraestructura al 2018 :La Brecha de Inversión en Infraestructura en el Perú 2008*. Lima. Disponible em <www.capeco.org>

JOSKOW, P.L. Vertical integration in long term contracts: The case of coal– burning electric generating plants. *Journal of Law, Economics and Organization*, vol 33, n°1, pp 33–80, 1985.

\_\_\_\_\_. Contract duration and relationship–specific investment: empirical evidence from coal markets. *American economic review*, vol 77 (march), pp 168–185, 1987.

\_\_\_\_\_. Asset specificity and the structure of vertical relationships: Empirical evidence. *Journal of law, economics and organization*, vol 4, pp 95–117, 1988.

\_\_\_\_\_. ; ROSE, N. The Effects of Economic Regulation. In: SCHMALENSEE, R.; WILLIG, R. *Handbook of Industrial Organization* (ed.), North-Holland, Vol. 2, 1989.

\_\_\_\_\_. Introducing competition into regulated network industries: from hierarchies to markets in Electricity. *Industrial and Corporate Change*, vol 5, n°2, pp 341–382, 1996.

\_\_\_\_\_. Capítulo 13: Vertical integration. In: MÉNARD; SHIRLEY, M. M. (eds). *Handbook of New Institutional Economics*. Springer, pp. 319-348, 2005.

\_\_\_\_\_.; NOLL, R. G. The Bell doctrine: Applications in telecommunications, electricity and other network industries. *Stanford Law Review*, vol 51, pp 1249–1315, 1999.

\_\_\_\_\_.; SCHMALENSEE, R. Incentive Regulation For Electric Utilities. *Yale Journal on Regulation*, Vol. 4, 1986, pp. 338-385.

JURIS, A. The emergence of markets in the natural gas industry. *Policy Research Working Paper n° WPS 1895*, World Bank, 1998a.

\_\_\_\_\_. Development of natural gas and pipeline capacity in the United States. *Policy Research Working Paper n° WPS 1897*, World Bank, 1998b.

\_\_\_\_\_. Market development in the United Kingdom’s natural gas industry. *Policy Research Working Paper n° WPS 1890*, World Bank, 1998c.

KAHN, A. *The economics of regulation: Principles and institutions*. MIT Press, 1988.

KATZ, M.; SHAPIRO, C. Network externalities, competition and compatibility. *American economic review*, vol 75, n°3 (june), pp 424–440, 1985.

\_\_\_\_\_. Technology adoption in the presence of network externalities. *Journal of political economy*, vol 94, n°4 (august), pp 822–841, 1986.

\_\_\_\_\_. Systems competition and networks effects. *Journal of economics perspective*, vol 8, n°2, pp 93–115, 1994.

KEYNES, J. *The General Theory of Employment, Interest and Money*, Macmillan Press, 1936.

KLEIN, B.; CRAWFORD, R. G.; ALCHIAN, A. A. Vertical integration, appropriable rents and the competitive contracting process. *Journal of Law & Economics*, Vol 21, n°2 (October), pp 297–326, 1978.

\_\_\_\_\_.; LEFFLER, K. The role of market forces in assuring contractual performance, *Journal of Political Economy*, vol.89, n°41, 1981.

LA REPUBLICA García inauguró planta Pampa Melchorita. Reportagem de Jornal. Disponível em [www.larepublica.pe/](http://www.larepublica.pe/).

LAFFONT, J. J.; MARTIMORT, D. *The theory of incentives, The principal–agent model*. Princeton University Press, 2002.

\_\_\_\_\_.; TIROLE, Repeated Auctions of Incentive Contracts, Investment, and Bidding Parity with an Application to Takeovers, *The RAND Journal of Economics*, vol. 19, no. 4, pp. 516-537, 1988.

\_\_\_\_\_. *A theory of incentives in procurement and regulation*. MIT Press, 1993.

\_\_\_\_\_. Access pricing and competition. *European economic review*, vol 38, n°9, pp 1673–1710, 1994.

\_\_\_\_\_. Creating competition through interconnection: Theory and practice. *Journal of Regulatory economics*, vol 10, n°3, pp 227–256, 1996.

\_\_\_\_\_. *Competition in telecommunications*. MIT Press, 2000.

\_\_\_\_\_.; REY, P. Network competition: I. Overview and Nondiscriminatory pricing. *RAND journal of economics*, vol 29, n°1(Spring), pp1–37, 1998a.

\_\_\_\_\_. Network competition: II. Price discrimination. *RAND journal of economics*, vol 29, n°1 (Spring), pp 38–56, 1998b.

LAPUERTA, C.; MOSELLE, B. Third-Party Acces to natural gas networks in the EU. Londres: *The Brattle Group*, 2001.

\_\_\_\_\_. Convergence of Non-discriminatory tariff and Congestion Management Systems in the European gas sector. Londres: *The Brattle Group*, 2002.

LAWREY, R. Pricing and Access under National Competition Policy: The Case of the Natural Gas Pipeline Sector. *Australian Economic Review*, vol 31, Issue 2, pages 91–106, June 1998.

LEVEQUE, F. *Economie de la réglementation*, La Découverte, Collection epères n°238, 1998.

LEVY, B.; SPILLER, P. The institutional foundations of regulatory commitment: A comparative analysis of telecommunications regulation. *Journal of law, economics and organization*, vol 10, n°2, pp 201–246, 1994.

LIBECAP, G.D. *Contracting for property rights*. Cambridge University Press, 1989.

\_\_\_\_\_. Chapter 21: State regulation of open-access, common-pool resources. In: MENARD & SHIRLEY, 2005, pp 545-572.

\_\_\_\_\_. A transactions-cost approach to the analysis of property rights. In: BROUSSEAU; GLACHANT, J. M. (eds) *The economics of contracts – Theories and applications*. Cambridge, Cambridge University Press, pp 140–156, 2002.

LLANES R. P. *La Decision de Financiacion del Proyecto de Gas de Camisea*, Lima, 2002.

LYON, T.; HACKETT, S. Bottlenecks and governance structures: Open access and long-term contracting in natural gas. *Journal of Law, Economics and Organization*, vol 9, n°2, 1993, pp 380–398.

MACNEIL, I. R. The many futures of contracts. *Southern California law review*, vol 47 (May), pp 691–816, 1974.

\_\_\_\_\_. Contracts: Adjustment of long-term economic relations under classical, neoclassical, and relational contract law. *Northwestern University law review*, vol 72, n°6, pp 854–905, 1978.

MACNIGHT, V.; SILVA, C. *Working Within Brazil's New Natural Gas Framework*. CERA's discussion paper, 2009.

MAKHOLM, J. D. *Seeking Competition and Supply Security in Natural Gas The US Experience and European Challenge*. In: 1<sup>ST</sup> CESSA CONFERENCE, Berlin University, Berlin, Germany, 2007.

\_\_\_\_\_. *Institutional, Transactional and Political Barriers to Competitive Gas Market in Europe: Europe's Pipeline and Economics*. In: FLORENCE SCHOOL OF REGULATION WORKSHOP, Florence, Italy, 2009.

\_\_\_\_\_. *The Theory of Relationship-Specific Investments, Long-Term Contracts and Gas Pipeline Development in United States*. In: WORKSHOP ON ENERGY ECONOMICS AND TECHNOLOGY, Dresden University of Technology, Dresden, Germany, 2006.

MASTEN, S. E. (ed.) *Case studies in contracting and organization*, Oxford University Press, 1996.

\_\_\_\_\_. Contractual Choice. In BOUCKAERT, B.; DE GEEST, G. (eds) *The Regulation of Contracts, Encyclopedia of Law and Economics, Vol 3*, pp 25–45, 2000.

\_\_\_\_\_.; CROCKER, K. J. Efficient adaptation in long term contracts: Take-or-pay provisions for natural gas. *American economic review*, vol 75, n°5, pp 1083–93, 1985.

MASTEN, S.E.; MEEHAN, J. W.; SNYDER, E. A. The costs of organization. *Journal law, economics and organization*, vol. 7, n°1 (Spring), pp 1-25, 1991.

MELLER, P. A review of Chilean privatization experience. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 1993, pp. 95-112.

MENERD, C. The Economics of Hybrid Organizations, *Journal of Institutional and Theoretical Economics (JITE)*, Mohr Siebeck, Tübingen, vol. 160(3), pp 345-, 2004.

\_\_\_\_\_, C.; SHIRLEY, M. M. (eds) *Handbook of new-institutional economics*, Springer, 2005.

MILGROM, P; NORTH, D.; WEINGAST, B. The role of institutions in the revival of trade: The Law Merchant, private judges, and the Champagne fairs. *Economics and Politics*, vol 2, n°1, pp 1-23, 1990.

MORAIS, L. *Risco Regulatório sob a Ótica da Nova Economia Institucional: Uma Abordagem Para o Setor de Telecomunicações Brasileiro*. Dissertação de Mestrado, UNB, Brasília, 2008.

MOREIRA, T. *A Nova Lei do Gás – Lei nº 11.909/09*. In: 1º ENCONTRO DE REGULAÇÃO ECONÔMICA AGÊNCIAS REGULADORAS FEDERAIS. Brasília 2009. Disponível em <[www.aneel.gov.br/](http://www.aneel.gov.br/)>

NATURAL gas.org. *The History of Regulation*. Disponível em <[www.naturalgas.org/](http://www.naturalgas.org/)>. Último acesso em 10 de março de 2010.

NERA. *Network access conditions and gas markets in North America*. Rapport pour Gas Transmission Europe (GTE), 2002.

NEWBERY, D. *Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities*. The MIT Press, 2000.

\_\_\_\_\_.GREEN, R.; NEUHOFF, K.; TWOMEY, P. *A review of the monitoring of market power; The possible toles of TSOs in monitoring for market power issues in congested transmission systems*. Rapport pour European Electricity System Operators (ETSO), 2004.

NEUMANN, A.; HIRSCHHAUSEN, C. Less Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts, *Reprint from Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Vol. 28, No.3, pp. 175-182, 2004.

NORTH, D. C. *Institutions, institutional change and economic performance*. Cambridge University Press, 1990.

OSINERG. *Informe técnico OSINERG-GART/DGN N° 010-2004*, Lima, 2004.

OSINERG. *Resolução N° 078-2004-OS/CD*, Lima, 2004. Disponível em <[www2.osinerg.gob.pe/](http://www2.osinerg.gob.pe/)>.

PARDO, L. S. *The Spanish Natural Gas Sector*, 2009. Disponível em <[www.gomezacebo-pombo.com](http://www.gomezacebo-pombo.com)>

PELTZMAN, S. Toward a more general theory of regulation. *Journal of law and economics*, Vol 19, n°2, pp 211–240, 1976.

PERCEBOIS, J. Economie de l'énergie. *Economica*, 1989.

\_\_\_\_\_. The gas deregulation process in Europe: Economic and political approach. *Energy policy*, vol 27, n°1 (January), pp 9–15, 1999.

\_\_\_\_\_. Energie et théorie économique : un survol. *Revue d'économie politique*, vol 111, n°6 (Novembre–décembre), pp 815–860, 2001.

\_\_\_\_\_. Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne. *Economie Publique*, vol 12, n°1, pp 71–98, 2003.

PERROT, A. Ouverture à la concurrence dans les réseaux – L'approche stratégique de l'économie des réseaux. *Economie et Prévision*, vol 3, n°119, pp 59–72, 1995.

\_\_\_\_\_. Les frontières entre régulation sectorielle et politique de la concurrence. *Revue française d'économie*, vol 16, n°4, pp 81–112, 2002.

PERU. *Lei n° 25.844* de 1992. Lima.

\_\_\_\_\_. *Lei n° 26.221* de 1993. Lima.

\_\_\_\_\_. *Lei n° 26.734* de 1996. Lima.

\_\_\_\_\_. *Lei 27.133* de 1999. Lima.

\_\_\_\_\_. *Lei n° 27.332* de 2000. Lima.

\_\_\_\_\_. *Lei n° 27.699* de 2002. Lima.

\_\_\_\_\_. *Lei n° 28.964* de 2007. Lima.

\_\_\_\_\_. *Decreto Supremo N° 040-99* de 2009. Lima

PERUPETRO. *Estatísticas Petroleira*, Lima, 2008. Disponível em <[www.perupetro.com.pe/](http://www.perupetro.com.pe/)>

PETROBRAS. *Gasoduto Urucu-Coari-Manaus: mais energia para o Brasil Petrobras Notícias*. Petrobras Notícias. Disponível em <[www.petrobras.com.br/](http://www.petrobras.com.br/)>. Último acesso em junho de 2010.

\_\_\_\_\_. *Main Petrobras Projects in the Growth Acceleration Plan (GAP)*. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em <[www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri)>

\_\_\_\_\_. *Petrobras assina contratos de financiamentos para expansão das malhas de gasodutos sudeste e nordeste*. Petrobras Notícias, Rio de Janeiro, 2003. Disponível em <[www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri)>

\_\_\_\_\_. *PLANGÁS Plano de Antecipação da Produção de Gás*. In: 3A CONFERÊNCIA ANUAL DE MERCADO DE GÁS. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em <[www.cogen.com.br/](http://www.cogen.com.br/)>

\_\_\_\_\_. *Plano Estratégico 2008-2020*. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em <<http://webcache.googleusercontent.com/>>

\_\_\_\_\_. *Relatório info DGN V2 de 2010*. Disponível em <[www.petrobras.com.br/pt/investidores/](http://www.petrobras.com.br/pt/investidores/)>. Último acesso em 29 de junho de 2010.

\_\_\_\_\_. *Suprimento de Gás Natural no Brasil - 2007/2012*. In: REUNIÃO EXTRAORDINÁRIA DA COMISSÃO DE SERVIÇOS DE INFRAESTRUTURA DO SENADO FEDERAL. Brasília, 2007. Disponível em <[www.senado.gov.br/](http://www.senado.gov.br/)>

PIGOU, A.C. *The economics of Welfare*, Macmillan, 1932.

PLUSPETRO. *Camisea*. Disponível em <[www.camisea.pluspetrol.com.pe/](http://www.camisea.pluspetrol.com.pe/)>. Último acesso em 10 de março de 2010.

POSNER, R. Theories of economic regulation. *Bell journal of economics*, Vol 5, n°2, pp 335–358, 1974.

PROINVERSION. *La Inversión Privada en el Perú: Políticas y Servicios para Facilitar la Inversión Extranjera*, Lima, 2005a. Disponível em <[www.unctad.org/](http://www.unctad.org/)>

\_\_\_\_\_. *Proyectos en Agenda*, Lima, 2005b. Disponível em <[www.proinversion.gob.pe/](http://www.proinversion.gob.pe/)>

\_\_\_\_\_. *Oportunidade de Inversión em el Perú*, Lima, 2008. Disponível em <[www.proinversion.gob.pe/](http://www.proinversion.gob.pe/)>

\_\_\_\_\_. *Oportunidade de Inversión em el Perú*, Lima, 2009. Disponível em <[www.proinversion.gob.pe/](http://www.proinversion.gob.pe/)>

RAMSEY, F.P. A contribution to the theory of taxation. *Economic journal*, vol. 37, n°145 (March), pp 47–61, 1927.

REY, P.; TIROLE, J. A primer on foreclosure. In: ARMSTRONG, M.; PORTER, R. *Hand Book of Industrial Organization*, vol. 3, pp. 2145-2436, Oxford: Elsevier, 2007.

\_\_\_\_\_.; SEABRIGHT, P; TIROLE, J. The activities of a monopoly firm in adjacent competitive markets: Economic consequences and implications for competition policy. *IDEI Working paper*, 2001.

ROBINSON, C. (ed.) *Regulation and competition policy*. Edward Elgar, 2002.



SANT ANA, P. H.; JANNUZZI, G. M.; BAJAY, S. V. *Developing competition while building up the infrastructure of the Brazilian gas industry*. *Energy Policy* 37, pp. 308-317, 2009.

SAUSSIÉ, S. *Choix contractuels et coûts de transaction – Une Analyse économique des contrats d’approvisionnement en charbon d’EDF*. Tese de Doutorado em Ciências Econômicas, Université Paris 1 Panthéon–Sorbonne, 1997.

SCHMALENSEE, R.; WILLIG, D. (eds) *Handbook of Industrial Organization*, Vol.2, North–Holland, 1989.

SHARKEY, W.W. *The theory of natural monopoly*. Cambridge University Press, 1982.

SHY, O. *The Economics of network industries*. Cambridge University Press, 2001.

SIMMONDS, G.; BARTLE, I. *The UK gas industry 2003/2004*. Industry Brief, Centre for the study of regulated industries, University of Bath, School of Management, 2004.

SIMON, H.A. *Models of Man*. John Wiley & Sons, 1957.

\_\_\_\_\_. *Rationality as Process and as Product of Thought*, *The American Economic Review*, vol. 68, no. 2, pp. 1-16, 1978.

SMITH, R. T.; DE VANY, S.; MICHAELS, R. J. *Defining a right of access to interstate natural gas pipelines*. *Contemporary Policy Issues*, vol 8 (April), pp 142– 158, 1990.

SOBREIRA, L.; ALMEIDA, E.; DIAS, F. *The Changing Brazilian Natural Gas Regulatory Framework: Remaining Inconsistencies and Challenges Towards Good Practice*. GEE/IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2009.

SPILLER, P. T.; ZELNZE, B. A. *Product complementarities, capabilities and governance: A dynamic transaction cost perspective*. *Industrial and corporate change*, vol. 6, n°3, pp 561–594, 1997.

SPULBER, D. F.; YOO, C. S. *Access to network: Economics and constitutional connections*. *Cornell law review*, vol. 88, n°4, pp 885–1024, 2003.

STERN, J. *Competition and liberalization in European gas markets. A diversity of models*, The Royal Institute of International Affairs, 1998.

\_\_\_\_\_. *Security of European natural gas supplies – The impact of import dependence and liberalization*, The Royal Institute of International Affairs, 2002.

STIGLER, G. *The theory of economic regulation*. *Bell Journal of Economics and Management science*, Vol 2, n°1, pp 3–21, 1971.

TBG. *Informações Técnicas*. Disponível em < [www.tbg.com.br/](http://www.tbg.com.br/) > Último acesso em Junho de 2010.

TEECE, D.J. Structure and organization of the natural gas industry: Differences between the United States and the Federal Republic of Germany and implications for the carrier status of pipelines. *The Energy journal*, vol 11, n° 3, pp 1–35, 1990.

\_\_\_\_\_. The Uneasy Case for Mandatory Contract Carriage in the Natural Gas Industry in ELLIG Jerry and Joseph P. KALT (ed.). *New Horizons in Natural Gas Deregulation*, Westport, CT & London: Praeger, 1996.

THOMAS, S. Gas as a commodity. The UK gas market: From nationalism to embrace of the free market. In: ARENSTEN, M. A.; KUNNEKE, W. (eds.) *European Gas Markets in Transition*, Oxford: Elsevier, 2002, pp 181-212.

TIROLE, J. *The theory of industrial organization*. The MIT Press, 1988.

\_\_\_\_\_. Incomplete contracts: Where do we stand? *Econometrica*, vol 67, n°4 (July), pp 741–781, 1999.

TOBIN, J. *Natural gaz market centers and hubs: a 2003 update*. EIA Report, Energy Information Administration, Department of Energy, 2003.

TORINO, L. S. *Why Camisea, a Natural Gas Project, is unable to achieve project financing?* Lima, 2003. Disponível em <[www.dundee.ac.uk/](http://www.dundee.ac.uk/)>

TORRES, E. T. O Gasoduto Brasil Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado. Rio de Janeiro, 2002. *Revista BNDES* 17, PP. 99-116.

TRANPETRO. Guia de Malhas de Gasodutos. Disponível em <[www.transpetro.com.br/TranspetroSite](http://www.transpetro.com.br/TranspetroSite)>. Último acesso em Junho de 2010.

VALLETTI, T.; ESTACHE, A. The theory of access pricing: an overview for infrastructure regulators. *Working paper n°2097*, World Bank, 1998.

VANY, A.; WALLS, D. Natural gas industry transformation, competitive institutions and the role of regulation : Lessons from open access in US natural gas markets. *Energy Policy*, vol. 22, Issue 9, 1994, pp. 755-763

VARIAN, H. R. *Introduction à la microéconomie*. 3ème édition, Collection Ouvertures économiques, De Boeck Université, 1994.

VISCUSI W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON, J. E. *Economics of regulation and antitrust*. MIT Press, 2000.

WILLIAMSON O. E. *Markets and hierarchies: Analysis and antitrust implications – A study in the economics of internal organization*. Free Press, 1975

\_\_\_\_\_. Franchise bidding for natural monopolies – in general and with respect to CATV, *Bell Journal of Economics*, vol. 7, n°1 (spring), pp. 73–104, 1976.

\_\_\_\_\_. *The economic institutions of capitalism*, Free Press, 1985.

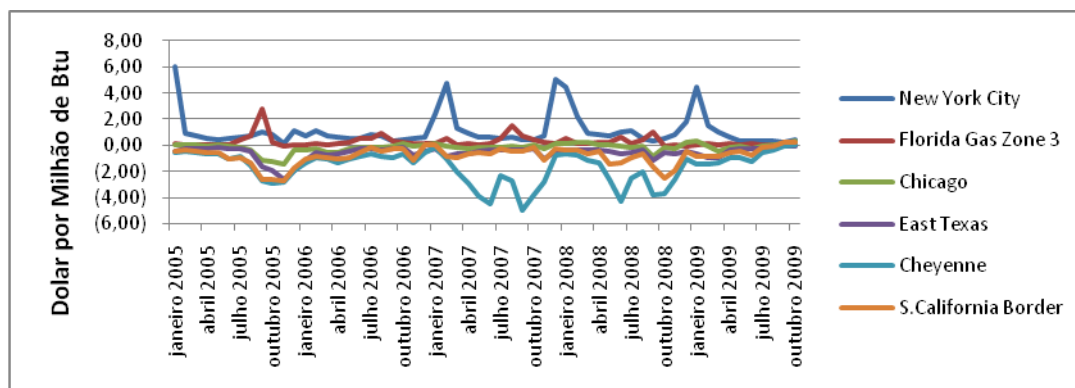
- \_\_\_\_\_. Transaction cost economics. In: SCHMALENSEE, R.; WILLIG, D. (eds) *Handbook of Industrial Organization*, Vol.2, North-Holland, 1989, pp 136–182.
- \_\_\_\_\_. Comparative economic analysis organization: The analysis of discrete structural alternatives. *Administrative Science Quarterly* vol 36 (June) pp 269–296, 1991a.
- \_\_\_\_\_. Economic institutions: Spontaneous and intentional governance. *Journal of law, economics and organization*, vol 7 (Special issue) pp 159–187, 1991b.
- \_\_\_\_\_. *The mechanisms of governance*. Oxford University Press, 1996.
- \_\_\_\_\_. Transaction cost economics: How it works; Where it is headed. *The economist*, vol 146, n°1, pp 23–58, 1996.
- \_\_\_\_\_. The theory of the firm as governance structure: From Choice to contract. *Journal of economic perspective* vol 16 (Summer), pp 171–195, 2002.
- \_\_\_\_\_. The economics of governance. *Working paper*, 2005.
- WORLD economic Forum. *Annual Report 2007-2008*. Disponível em [www.weforum.org/pdf/annualreport/2008/AR08.pdf](http://www.weforum.org/pdf/annualreport/2008/AR08.pdf)
- YEASTING, K. L. *Demystifying Natural Gas Basis*. CERA, 2007.

## ANEXO 1 - A Importância do preço da Capacidade de Transporte sobre o preço Final de Gás nos EUA

Enquanto o preço do gás natural no *Henry Hub* possa ser entendido como uma função das variações da oferta e da demanda de gás natural, nos demais pontos da rede americana o preço do gás é função da taxa de utilização dos gasodutos que atendem o mercado em questão. Nesse sentido, a expansão da capacidade de transporte contribui decisivamente para a redução do diferencial de preço (*spread*) entre os pontos de injeção e de retirada da rede de transporte.

Para se entender os condicionantes da formação dos preços nos diferentes *Hubs* norte-americano, necessita-se, primeiramente, compreender os conceitos de *basis* e *spread*. *Basis* e *spread* são, conceitualmente, a mesma coisa. *Basis* é a diferença entre o preço do gás em um ponto do mercado e o preço do gás *Henry Hub*. *Spread* é a diferença entre o preço do gás em um ponto de mercado e o preço do gás na boca do poço. A figura 1 mostra a diferença de preço entre os principais *hubs* norte-americano e o *Henry Hub*.

Figura 1 - EUA: Diferencial de Preço entre o Henry Hub e os Principais Hubs do País

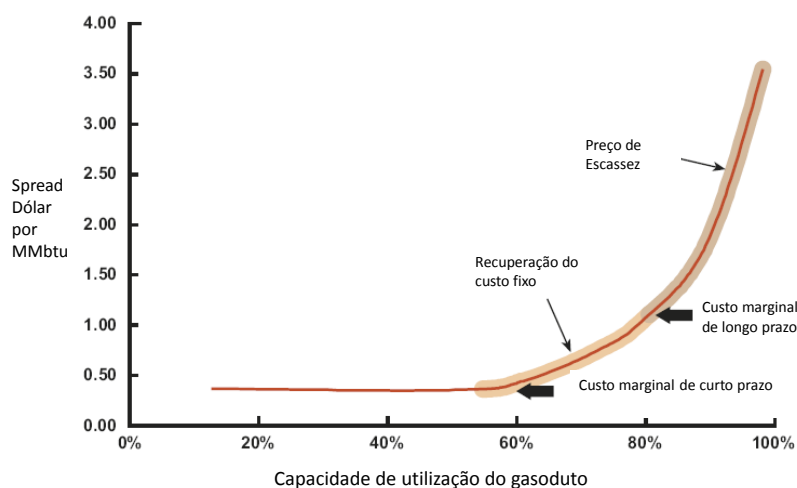


Fonte: Cera [2009b]

Tanto o *basis* quanto o *spread* são tipicamente uma função da taxa de utilização da capacidade de transporte de todos os gasodutos que atendem um mercado, conforme ilustrado pela figura 2. A forma da curva de oferta de um gasoduto é semelhante a curva de oferta de outros produtos com custos fixos substanciais.

Conforme mostrado na figura 2, quando a demanda é baixa, moderadas mudanças na demanda (ou taxa de utilização no caso da curva de oferta de um gasoduto) acarretarão em pequenas alterações no preço. No entanto, quando a demanda é alta, mudanças moderadas na demanda causarão grandes mudanças no preço.

Figura 2 - Curva de Oferta Representativa de um Gasoduto

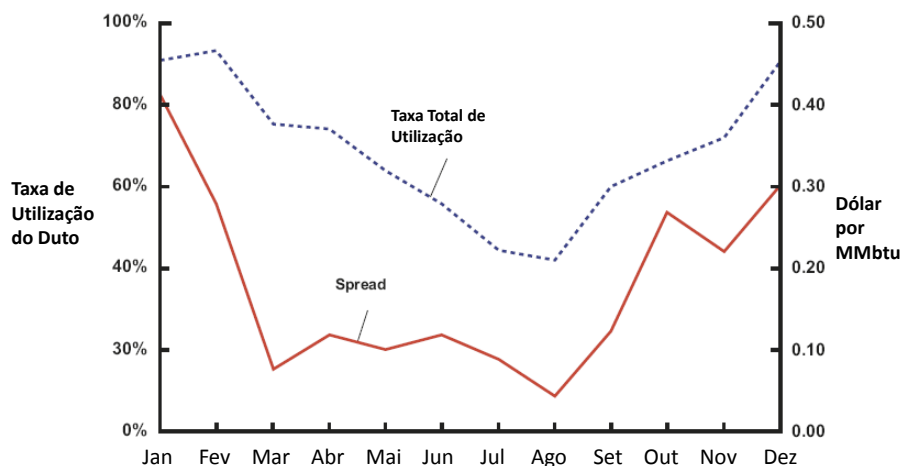


Fonte: YEASTING [2007]

Segundo Yeasting [2007], não é o fator de utilização de um gasoduto que afeta o spread, mas sim o fator de utilização do conjunto de gasodutos que atendem um mercado, como pode ser visualizado na figura 3. Em outras palavras, enquanto um gasoduto que atende um mercado estiver subutilizado, o *spread* não pode aumentar

significativamente, mesmo que os demais gasodutos estejam operando com altas taxas de utilização

Figura 3 – EUA: Fator de Utilização e *Spread* do conjunto de Gasodutos ligando *Katy* (*Texas*) ao *Henry Hub*



Fonte: YEASTING [2007].

Nesse sentido, a expansão significativa da capacidade dos gasodutos geralmente reduz o spread entre os pontos de recepção e de entrega de gás natural, bem como tende a reduzir o diferencial de preço entre o *Henry Hub* e os demais *hubs*. Um aumento na capacidade acarreta um aumento do denominador usado para calcular a taxa de utilização dos gasodutos. Portanto, uma expansão da capacidade irá reduzir a taxa de utilização dos gasodutos e, conseqüentemente, o spread, a menos que a demanda por capacidade aumente instantaneamente na mesma quantidade, o que é altamente improvável. Para ver maiores detalhes sobre a importância da expansão da capacidade

de transporte sobre o preço final do gás no mercado norte-americano ver Yeasting [2007]<sup>92</sup>.

---

<sup>92</sup> YEASTING, K. L. [2007], *Demystifying Natural Gas Basis*, CERA. In [www.cer.com](http://www.cer.com)

## ANEXO 2 - Evolução do Mercado de Gás Natural nos EUA

Até o *Natural Gas Policy Act* (NGPA) em 1978, os preços na indústria de gás natural americana eram regulados da boca do poço até o consumidor final (EIA [2009a]). Após a desregulamentação dos preços do upstream, surgiu rapidamente um mercado *spot* para o gás natural ao nível dos produtores. No entanto, o preço do gás para as empresas locais de distribuição permaneceu regulado pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). Até 1985, a compra de gás natural, pela maior parte dos usuários finais, era feita diretamente junto às empresas de distribuição através de preços administrados. Dessa forma, embora o preço na boca do poço fosse livremente negociado o preço do gás natural mantinha-se, na prática, regulado.

Em 1985 foi introduzido o livre acesso nos gasodutos interestaduais. A partir da adoção do livre acesso, os consumidores finais, principalmente os industriais, puderam optar por comprar o seu gás diretamente dos produtores – negociando livremente o preço da commodity – ou através das empresas de distribuição pagando um preço único pelo pacote: commodity, transporte e distribuição. (EIA [2009a]).

A liberalização do mercado final e o livre acesso deram as condições necessárias para a criação de um mercado secundário de gás e de capacidade de transporte. Quando os comercializadores (principalmente aqueles que também eram usuários finais) constataram que o gás que havia sido contratado excedia suas necessidades, estes passaram a negociar com outros consumidores finais, usuários do mesmo Citygate, a preços não regulados, o excesso de gás. Neste momento, os carregadores passaram a competir com as empresas transportadoras pelo mesmo mercado. Isto resultou no desenvolvimento de mercados *spot* de gás natural nos Citygates. Com a evolução do



mercado, os carregadores passaram a contratar especificamente a capacidade de transporte dos gasodutos interestaduais de forma que compravam o gás na boca do poço e vendiam-no ao longo do gasoduto ou no Citygate.

A portaria FERC 636 concluiu o processo de conversão dos contratos de vendas de gás pelos gasodutos em contratos de capacidade de estocagem, convertendo, assim, os gasodutos interestaduais em empresas tipicamente de transporte. Isso aumentou o número de participantes e a liquidez dos mercados de gás.

A portaria FERC 636 foi concebida para criar um mercado para o gás natural mais robusto e transparente. Nesse sentido, as principais modificações trazidas pela portaria FERC 636 foram:

- Contratos de transporte mais flexíveis, permitindo a injeção e a retirada do gás em pontos secundários em bases firmes, mas subordinando os direitos dos carregadores aos direitos contratados primariamente;
- Permissão aos carregadores de liberarem sua capacidade de transporte contratada a outros carregadores através de um processo transparente.
- aumentar a transparência, exigindo que os gasodutos interestaduais informem de forma transparente a capacidade diária disponível, as empresas não subscritas, a capacidade interruptível disponível, manuais operacionais, um índice de clientes e as tarifas cobradas de cada agente.

### **ANEXO 3 - Portarias e Resoluções da ANP Referentes à Indústria de Gás Natural**

RESOLUÇÃO ANP Nº 41, DE 5.12.2007 - DOU 10.12.2007

RESOLUÇÃO ANP Nº 42, DE 5.12.2007 - DOU 10.12.2007

Distribuição de Gás Natural Comprimido (GNC) a Granel

RESOLUÇÃO ANP Nº 34, DE 22.12.2006 – DOU 26.12.2006 – RETIFICADA DOU 17.1.2007

RESOLUÇÃO ANP Nº 29, DE 14.10.2005 - DOU 17.10.2005

RESOLUÇÃO ANP Nº 28, DE 14.10.2005 - DOU 17.10.2005

RESOLUÇÃO ANP Nº 27, DE 14.10.2005 - DOU 17.10.2005

PORTARIA ANP Nº 1 DE 06/01/2003 (DOU 07/01/2003) - REPUBLICADA DOU 25/11/2003 - RETIFICADA DOU 11/03/2004

PORTARIA ANP Nº 281 DE 04/11/2003 (DOU 05/11/2003)

PORTARIA ANP Nº 3 DE 10/01/2003 (DOU 20/01/2003)

PORTARIA ANP Nº 104 DE 08/07/2002 (DOU 09/07/2002)

PORTARIA ANP Nº 254 DE 11/09/2001 (DOU 12/09/2001)

PORTARIA ANP Nº 115 DE 25/07/2001 (DOU 08/08/2001)

PORTARIA ANP Nº 98 DE 22/06/2001 (DOU 25/06/2001)

PORTARIA ANP Nº 32 DE 06/03/2001 (DOU 07/03/2001)

PORTARIA ANP Nº 243 DE 18/10/2000 (DOU 19/10/2000)

PORTARIA ANP Nº 118 DE 11/07/2000 (DOU 12/07/2000)

PORTARIA ANP Nº 28 DE 05/02/1999 (DOU 08/02/1999)

PORTARIA ANP Nº 170 DE 26/11/1998 (DOU 27/11/1998)

PORTARIA ANP Nº 43 DE 15/04/1988 (DOU 17/04/1998)

## **ANEXO 4 - Metodologia de Cálculo das Tarifas de Transporte de Gás Natural Pela ANP**

A nota técnica da ANP 054/2002-SCG de setembro de 2002 define a metodologia tarifária adotada pela ANP para o cálculo da tarifa de transporte de gás natural. O cálculo tarifário obedece três etapas iniciais:

1. Levantamento do investimento necessário para o desenvolvimento da atividade, custos de operação e manutenção e impostos;
2. Definição da remuneração adequada à atividade (taxa de retorno sobre o investimento); e
3. Estimativa da demanda.

Obtidos esses três parâmetros se calcula a tarifa de transporte, que deve ser tal que multiplicada pela demanda recupere o investimento remunerado à taxa de retorno considerada justa, mais os custos de operação e manutenção e impostos.

Uma forma de se fazer esse cálculo é construindo um fluxo de caixa onde estejam como saídas de caixa o valor da base de ativos e os novos investimentos, as despesas com operação e manutenção e os valores pagos por impostos; e, como entrada de caixa, a receita, que é o produto da tarifa (variável procurada) pela demanda pelo serviço de transporte.

O investimento total remunerado segundo a taxa de retorno estabelecida deve ter sido recuperado ao final da vida útil da infraestrutura de transporte. Dessa forma pode-

se montar esse fluxo de caixa com um número de períodos que correspondam à vida útil da infraestrutura de transporte. Alternativamente, pode-se montar o fluxo de caixa com um número de períodos menor do que a vida útil e considerar um valor residual ao final do fluxo.

A tarifa é calculada de modo que o valor presente desse fluxo de caixa, descontado pela taxa de retorno definida, seja nulo (a taxa de retorno definida é a taxa interna de retorno do fluxo de caixa). Ou seja, o valor presente da receita total a ser gerada pela venda do serviço de transporte (entradas de caixa), deve ser igual ao valor presente das saídas de caixa.

A tabela abaixo exemplifica a forma de cálculo descrita.

Tabela 1 – Cálculo da Tarifa de Transporte de Gás Natural pela ANP

	Unidade	0	1 ...	... 10	11 ...	... 19	20
Custo de Investimento	MM R\$	500,00	-	-	-	-	(80,00)
Custo de O&M	MM R\$	-	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Imp1 (IR + Cont.Soc.)	MM R\$		19,00	19,00	36,00	36,00	36,00
Imp2 (Pis + Cofins)	MM R\$		4,41	4,41	4,41	4,41	4,41
<b>Saídas de Caixa</b>	<b>MM R\$</b>	<b>500,00</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>55,41</b>	<b>55,41</b>	<b>(24,59)</b>
Valor Presente Líquido das Saídas de Caixa na Taxa de Retorno	MM R\$	756,63					
Demanda de Capacidade	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> *km/ano	-	1,268	1,268	1,268	1,268	1,268
<b>Receita (=Tarifa*Demanda)</b>	<b>MM R\$</b>		<b>120,88</b>	<b>120,88</b>	<b>120,88</b>	<b>120,88</b>	<b>120,88</b>
Valor Presente Líquido das Entradas de Caixa na Taxa de Retorno	MM R\$	756,63					
<b>Fluxo de Caixa Líquido</b>	<b>MM R\$</b>	<b>(500,00)</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>145</b>
Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa na Taxa de Retorno	MM R\$	0,00					
<b>Taxa Interna de Retorno</b>	<b>%</b>	<b>15%</b>					
<b>Tarifa</b>	<b>R\$/(mil m<sup>3</sup>*km)</b>	<b>0,0954</b>					
Depreciação Fiscal (Df = 10% de CI)	MM R\$		50,00	50,00	-	-	-

Fonte: ANP [2002]

A equação para o cálculo da tarifa pode ser escrita a partir da fórmula de cálculo do valor presente:

$$\sum_{i=1}^n \frac{Demanda_i \cdot Tarifa}{(1 + R)^i} = \sum_{i=1}^n \frac{Inv_i + C_i - VR_n}{(1 + R)^i}$$

Onde:

$Demanda_i$  = Demanda no ano i (no exemplo a unidade é mil m<sup>3</sup>.km)

$Inv_i$  = investimento no gasoduto realizado no ano i (R\$)

$C_i$  = custos de operação e manutenção e impostos referentes ao ano i (R\$)

$VR_n$  = valor residual do gasoduto ao final do ano n (R\$)

R = taxa de retorno

n = prazo de avaliação

Todas as variáveis na equação acima devem ser conhecidas, menos a tarifa, que é a variável procurada.

### **Custo de Capital (Taxa de Retorno)**

O custo de capital utilizado no cálculo da tarifa deve refletir as condições vigentes no mercado de capitais e os riscos associados à prestação dos serviços de transporte de gás.

O custo de capital deve considerar a média ponderada do custo aplicável a cada tipo de fonte de recurso e ser determinada com base em um modelo financeiro reconhecido. A média ponderada do custo de capital deve considerar uma estrutura de capital que reflita padrões locais e internacionais da indústria de transporte de gás natural.

### **Custos de Investimento, Operação e Manutenção**

Os custos de investimento e os custos de operação e manutenção utilizados no cálculo tarifário devem respeitar os princípios de prudência e eficiência e refletir padrões locais e internacionais.

Quando se está fazendo o cálculo para uma infraestrutura de transporte já existente, é necessário um critério para avaliação da base de ativos. O investimento feito na atividade corresponde ao valor dos ativos.

O valor da base de ativos de uma instalação de transporte representa o custo real destes ativos ao início da sua operação menos suas depreciações acumuladas.

Alternativamente, pode-se usar o valor ótimo de reposição depreciado; ou o valor de mercado pago em uma eventual venda dos ativos, adicionados os custos reais de investimento e deduzidas as depreciações acumuladas.

### **Depreciação**

A depreciação dos ativos deve atender aos seguintes princípios: cada ativo deve ser depreciado durante a sua vida útil; um ativo deve ser depreciado somente uma vez; a depreciação de um ativo deve ser ajustada ao longo do tempo de modo a refletir mudanças na sua vida útil esperada; o método de depreciação e a vida útil do ativo devem respeitar padrões locais e internacionais.

### **Demanda**

Para determinação da demanda, pode-se considerar a demanda estimada no momento da construção da infraestrutura de transporte para determinação de suas dimensões; ou, a demanda de transporte efetivamente contratada.

O uso da demanda estimada na ocasião do dimensionamento da infraestrutura, para fins de cálculo da tarifa, pode ser defendido com o argumento de que os usuários do sistema não devem arcar com os riscos do negócio e ser onerados por erro nessa estimativa. Além da possibilidade de que, no caso de um super dimensionamento, o transportador pode estar visando ganhos futuros de escala.

Um argumento a favor do uso da capacidade efetivamente contratada é a minimização dos riscos inerentes à atividade e garantia do retorno financeiro considerado adequado ao transportador. O objetivo seria estimular o investimento e o desenvolvimento da infraestrutura de transporte de gás.

A Análise da metodologia tarifária adotada pela ANP indica claramente uma escolha pela tarifação pelo custo médio, ou em outros termos, pelo custo de serviço.