



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
CURSO DE MESTRADO EM ECONOMIA**

RICARDO SAMPAIO DA SILVA FONSECA

**O ACORDO BRASIL-BOLÍVIA DE GÁS NATURAL: UMA ANÁLISE À LUZ DA
TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO**

**SALVADOR
2008**

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

RICARDO SAMPAIO DA SILVA FONSECA

**O ACORDO BRASIL-BOLÍVIA DE GÁS NATURAL: UMA ANÁLISE À LUZ DA
TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO**

Dissertação apresentada como parte dos requisitos necessários à conclusão do curso de Mestrado em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal da Bahia.

Orientador: Prof. Dr. Oswaldo Ferreira Guerra

Área de concentração: Economia do trabalho e da empresa

**SALVADOR
2008**

Ficha catalográfica elaborada por Joana Barbosa Guedes CRB 5-707

F676 Fonseca, Ricardo Sampaio da Silva
O acordo Brasil-Bolívia de gás natural: uma análise à luz da teoria dos custos de transação / Ricardo Sampaio da Silva
Fonseca. - Salvador, 2008.
106 f. tab. il.

Dissertação (mestrado em Economia) – Faculdade de Ciências Econômicas da UFBA, 2007.

Orientador: Prof. Dr. Oswaldo Ferreira Guerra.

1. Gás natural. 2. Custos de transação. 3. Brasil-Bolívia. I. Fonseca, Ricardo Sampaio da Silva. II. Guerra, Oswaldo Ferreira. III. Título.

CDD – 337.1



Universidade Federal da Bahia
Faculdade de Ciências Econômicas
Curso de Mestrado em Economia

TERMO DE APROVAÇÃO
RICARDO SAMPAIO DA SILVA FONSECA

**“O ACORDO BRASIL-BOLÍVIA DE GÁS NATURAL: UMA ANÁLISE À LUZ DA
TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO**

**Dissertação de Mestrado aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Economia pela seguinte Banca Examinadora:**

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Oswaldo', written over a horizontal line.

Prof. Dr. Oswaldo Ferreira Guerra (Orientador)
Professor do Curso de Mestrado em Economia
Universidade Federal da Bahia - UFBA

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Ghirardi', written over a horizontal line.

Prof. Dr. André Garcez Ghirardi
Professor do Curso de Mestrado em Economia
Universidade Federal da Bahia - UFBA

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Francisco Lima da Cruz Teixeira', written over a horizontal line.

Prof. Dr. Francisco Lima da Cruz Teixeira
Professor do NPGA/ADM
Universidade Federal da Bahia/UFBA

Salvador, 20 de novembro de 2008.

A minha noiva, Karla, pelo amor e confiança.

A minha família, pelo apoio incondicional.

A João Carlos Petrini, eternamente grato por ter me mostrado O Caminho.

RESUMO

Esta dissertação analisa o acordo Brasil-Bolívia para fornecimento de gás natural, privilegiando-se o exame das condições dinâmicas que propiciaram sua construção, crise e renegociação e o comportamento das partes em um ambiente marcado pela complexidade e incerteza. Utilizando-se a teoria dos custos de transação, foram analisadas as características da indústria de gás natural no Brasil e na Bolívia, a importância relativa do produto nas respectivas economias ao longo do tempo, e as consequências do acordo estabelecido. Constatou-se que devido a uma transformação fundamental na realidade econômica envolvendo o gás natural e seu uso nas duas economias, associado à incapacidade de se firmar contratos completos e que se auto-imponham e à inexistência de um mecanismo externo que estabelecesse seu cumprimento (falha institucional) houve uma significativa elevação da incerteza e uma mudança do comportamento estratégico dos países no acordo.

Palavras-chave: Gás natural – Brasil–Bolívia. Teoria dos custos de Transação.

ABSTRACT

This dissertation examines the Brazil-Bolivia agreement for natural gas supply, pointing out the examination of the dynamic conditions that had propitiated its construction, crisis and renegotiation and the behavior of the parts in a complex and uncertain environment. Using up the transaction cost theory and the theory of contracts, the characteristics of the natural gas industry had been analyzed in Brazil and Bolivia, the relative importance of the product in both economies throughout the last years, and the consequences of the establishment of the agreement. It appeared that due to a fundamental transformation in the economic reality involving the natural gas and its utilization in both economies, associated with the incapacity to firm complete and self-enforced contracts and the inexistence of an external mechanism that establishes its fulfillment (institutional failure), there was a significant increase in the uncertainty and change in the strategic behavior of the countries.

Keywords: Natural gas – Brazil-Bolivia. Transaction cost theory.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
2	TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO E A INDÚSTRIA DE GÁS	16
2.1	TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO	16
2.2	INFORMAÇÃO ASSIMÉTRICA, RACIONALIDADE LIMITADA E FALHAS DE MERCADO	18
2.3	A FIRMA COMO NEXO DE CONTRATOS	21
2.4	TEORIA NEOINSTITUCIONAL DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO	23
2.5	CONTRATOS INCOMPLETOS	30
2.6	UTILITY INDUSTRIES E REGULAÇÃO ESTATAL	32
2.7	CONCLUSÃO	34
3	INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL	36
3.1	CARACTERÍSTICAS GERAIS DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL	36
3.2	GÁS NATURAL NO BRASIL	50
3.3	GÁS NATURAL NA BOLÍVIA	57
4	ACORDO BRASIL-BOLÍVIA	63
4.1	CARACTERÍSTICAS DO ACORDO	63
4.2	GASBOL	65
4.3	EXPLORAÇÃO, PRODUÇÃO E PROCESSAMENTO	70
4.4	EVOLUÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL	72
4.4.1	Brasil	72
4.4.2	Bolívia	76
4.5	A CRISE BOLIVIANA E A RENEGOCIAÇÃO DO ACORDO	81
4.6	A RESPOSTA ESTRATÉGICA BRASILEIRA	88
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
	REFERÊNCIAS	100

1 INTRODUÇÃO

O gás natural tem um dos mais amplos espectros de aplicação na matriz produtiva mundial e, por isso, sua exploração, produção, transporte e distribuição estão entre os temas mais discutidos da atualidade, seja em termos econômicos, políticos ou tecnológicos. Ele é utilizado como combustível industrial, comercial e domiciliar, na recuperação secundária de petróleo em campos petrolíferos, através de sua reinjeção, na geração de eletricidade em usinas termelétricas e em unidades industriais, instalações comerciais e de serviços em regime de co-geração (produção combinada de vapor e eletricidade), nas indústrias petroquímica e de fertilizantes, e para redução do minério de ferro na indústria siderúrgica (GASNET, 2007).

Apesar disso, o uso do gás natural como fonte de energia era, até recentemente, pouco difundido tanto no Brasil quanto no exterior. Na realidade, até o início do século passado, os esforços da Europa e dos Estados Unidos estavam voltados, sobretudo, para a descoberta e utilização do carvão e, posteriormente, petróleo. Mesmo no início da década de 1970, a utilização do gás natural ainda restringia-se, basicamente, aos EUA e União Soviética (MATTOS, 2001). A natureza fortemente irreversível dos investimentos energéticos, a especificidade dos ativos envolvidos e as vantagens competitivas exibidas pelo petróleo explicavam a reduzida participação do gás natural na matriz energética mundial. Assim, embora suas vantagens já estivessem estabelecidas desde a segunda metade do século XX, só recentemente o gás natural aproximou-se do carvão como fonte de energia primária no mundo.

Essa aproximação foi progressiva. Nas últimas décadas, o gás natural se tornou um dos energéticos mais demandados em diversos países. Essa expansão recente da demanda por gás está relacionada à descoberta de novas reservas associadas de petróleo e gás, e conseqüente aumento de sua produção, à elevação dos preços do petróleo, que viabilizou economicamente a substituição deste energético por outros alternativos, ao progresso técnico, que aumentou a eficiência da geração elétrica de usinas baseadas no consumo de gás natural, e até a fatores ambientais, devido à crescente pressão de governos e consumidores para o uso de energias mais “limpas”, mesmo se considerando os impactos ambientais da sua exploração e transporte através da construção de gasodutos por áreas ambientalmente sensíveis (CECCHI, 2001).

No Brasil, a difusão do gás natural foi mais lenta. Embora figure como um importante usuário de energia a nível mundial desde o início da década de 1980, com uma demanda total de energia que chegou, no final de 2006, à ordem das 226 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (TEP), o Brasil atende uma alta proporção de sua demanda energética (45,1%) por meio de fontes renováveis (hidráulica, derivados da cana de açúcar, etc.). Isto se deve, principalmente, ao grande parque hidrelétrico existente no país, responsável por mais de 80% da energia elétrica produzida (MME, 2007).

A escolha pela construção de grandes hidrelétricas se deu em função da possibilidade de aproveitamento de potenciais hídricos relevantes e da não disponibilidade de grandes quantidades de petróleo e gás natural em território nacional à época da realização dos investimentos. Esses motivos, aliados à subordinação da indústria do gás natural à lógica da exploração da indústria do petróleo (em função da natureza associada do gás natural brasileiro), resultaram no baixo consumo de gás natural (ANP/ STRATT/ R.GARCIA CONSULTORES, 2005).

Em que pese esse quadro, o gás natural foi sendo inserido na matriz energética brasileira de forma paulatina, começando, na década de 1970, com sua utilização nas indústrias do Pólo Petroquímico de Camaçari (BA) e, posteriormente, nas indústrias do Sudeste, com a descoberta das reservas da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro. Essa descoberta, que fez com que as reservas provadas praticamente quadruplicassem no período 1980-95, aliada à iniciativa estatal de construção de centrais de processamento de gás natural (CPGN), permitiu um aumento do consumo do gás pela indústria nacional.

Foi a partir da segunda metade da década de 1990, entretanto, que o gás natural passou a figurar como um componente importante na matriz energética brasileira devido à forte expansão da demanda de energia – que no Brasil possui uma elasticidade renda maior que 1 em muitos períodos – e a necessidade de diversificação da matriz energética causada pela exaustão de novas possibilidades de construção de grandes centrais hidrelétricas perto dos principais centros consumidores.

Duas importantes medidas implementadas nesse período moldaram o desenvolvimento da indústria gasífera no Brasil: a reforma da indústria petrolífera implementada pelas Emendas

Constitucionais 5 e 9, de 1995, e pela Lei 9478/97, conhecida como Lei do Petróleo; e a assinatura do acordo Brasil-Bolívia para fornecimento de gás natural. As reformas constitucionais e a Lei do Petróleo foram definidas no âmbito de uma política de aumento da participação do capital privado na economia nacional, em um modelo que visava a segmentação da indústria e o acesso negociado a ativos estratégicos, de forma a fazer frente à incipiente infraestrutura existente para o gás natural e a grande heterogeneidade entre os agentes participantes da cadeia de valor.

Já a introdução do gás boliviano no Brasil foi resultado de um modelo institucional e contratual diferente do adotado na Lei de Petróleo (promulgada posteriormente à assinatura dos contratos de compra e venda de gás natural entre as companhias petrolíferas YPFB, da Bolívia, e Petrobras, no ano de 1993) e se inseria em um contexto mais amplo de tentativa de integração sul-americana. A importação do gás boliviano concretizou-se em julho de 1999, quando a TBG (empresa constituída para construção e operação do trecho brasileiro do Gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL) iniciou suas operações comerciais no trecho entre Corumbá (MS) e Guararema (SP). Com a inauguração, em março de 2000, do trecho entre Campinas (SP) e Canoas (RS), a TBG entrou em operação plena, transportando gás natural do Centro-Oeste ao Sul do Brasil (TGB, 2007).

Paralelamente, diversos investimentos estavam sendo feitos pela Petrobras na Bolívia nos setores de exploração e produção como parte de uma estratégia mais ampla de integração energética e obtenção dos volumes necessários de gás natural para atender à demanda da região, destacando-se o desenvolvimento dos campos San Alberto e San Antonio (os maiores da Bolívia), e os investimentos nas refinarias Gualberto Villarroel (no departamento de Santa Cruz) e Guillermo Elder (Cochabamba), além de outras atuações no setor de distribuição e fabricação de lubrificantes.

Em 2001, com a restrição na oferta de energia que o país teve que enfrentar no “apagão”, o problema do abastecimento tornou-se absolutamente central para a definição da política energética do setor gasífero. A preocupação de se evitar um novo período de racionamento, na hipótese de se cumprir uma agenda de crescimento econômico próxima de 5% a.a., fez com que o governo decidisse pelo aumento da utilização do gás natural para geração de energia elétrica

através do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) – que tinha como finalidade a construção de termelétricas que fossem acionadas de modo a complementar a geração de energia – e pelo incremento da rede de gasodutos internos através do Projeto Malhas, de forma a permitir que o gás natural atingisse uma maior parcela dos potenciais centros consumidores de energia.

Diante desse cenário, entre 2000 e 2006, houve um crescimento de 14,79% a.a. da oferta total de gás natural, sendo 7,4% a.a. devido ao aumento da produção nacional líquida e 28,2% a.a. em razão do acréscimo de volume importado, principalmente da Bolívia, mas também da Argentina. Do lado da demanda, os segmentos industrial, automotivo e de geração térmica emergiram como os principais consumidores de gás natural no Brasil, tendo, no conjunto, a demanda crescido 16,2% a.a. (MOREIRA; VELOSO; REGRA, 2007).

Em consequência, a dependência do gás boliviano cresceu durante todo esse período. No ano de 2005, 51% do gás consumido no Brasil foi importado da Bolívia, atingindo o patamar de 75% em São Paulo. Nos estados do Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraná e Santa Catarina, 100% do gás natural utilizado proveio daquele país, enquanto no Rio Grande do Sul, tal número ficou em torno de 70% (ANP, 2006a).

Tendo em vista tal dependência, a decisão do governo boliviano de instituir, em 1º de maio de 2006, o Decreto Supremo nº 28.701 determinando a nacionalização dos hidrocarbonetos daquele país e recuperando para o Estado a propriedade, posse e controle destes recursos causou apreensão no Brasil com relação à continuidade do suprimento. Entre as medidas, três aspectos se destacavam: primeiro, a transferência da produção de petróleo e gás natural à YPFB; segundo, a instituição de prazo de 180 dias para reestruturação dos contratos firmados de forma a se enquadrarem à nova legislação, sob pena das empresas atuantes no país serem obrigadas a se retirar; terceiro, a elevação da tributação da atividade de produção de gás natural para 82% nos campos com produção anual superior a cem milhões de pés cúbicos diários no ano de 2005 (BOLÍVIA, 2006).

Desde logo, é importante ressaltar que os contratos que viriam a ser renegociados envolviam como partes a YPFB e a Petrobras Bolívia. A relação formal entre os países, estabelecida no Gas Supply Agreement – GSA, permaneceu inalterada. O suprimento de gás para o Brasil não foi

interrompido e o GSA não sofreu modificação. Apesar disso, houve uma forte elevação da percepção de risco, da instabilidade institucional e do valor pago pelo energético vendido pela YPF¹. Esse fato provocou um imediato debate sobre os meios de garantir o abastecimento do mercado brasileiro e sua segurança energética.

A gravidade da situação tornou-se evidente. Antes tida como uma opção, a utilização do gás passou a ser necessária ao funcionamento de amplas camadas da economia, seja porque essa passou a ser vista – e de fato esse foi o caminho trilhado – como solução ao estrangulamento da oferta de energia de origem hidráulica, seja porque a especificidade dos ativos envolvidos para seu aproveitamento tornou economicamente inviável a reversão dos investimentos feitos (transformação fundamental).

Duas estratégias de reação foram adotadas de modo a garantir a segurança energética nacional frente à elevação da incerteza no país vizinho. A primeira, mais emergencial, se constituiu na construção de planos de contingência para a eventualidade de uma escassez repentina de gás natural e garantia de suprimento mínimo. A segunda, de médio e longo prazo, se apoiou em diversificar as fontes de suprimento do produto e minorar a dependência boliviana através, principalmente, da implementação do Plano de Antecipação da Produção de Gás – PLANGÁS –, por parte da Petrobras, e, paralelamente, da construção de terminais para importação de GNL, abrindo a possibilidade do país ser abastecido por outros produtores.

A elaboração dos planos de contingência ficou a cargo de um grupo de trabalho composto por membros da ANP, órgãos estaduais de energia e agentes da indústria de gás com o fim de “disciplinar os procedimentos aplicáveis a situações de restrição total ou parcial do suprimento de gás natural, decorrentes de caso fortuito, força maior ou quaisquer outros fatos supervenientes” (ANP, 2006b, pág. 3). Por sua vez, o PLANGÁS envolveu uma série de ações nos segmentos de exploração, produção, processamento e transporte de gás natural na região Sudeste do Brasil, objetivando o incremento da oferta de gás nesta região dos atuais 15 milhões de m³/dia para 40 milhões de m³/dia em 2008 e, posteriormente, 55 milhões de m³/dia em 2010. Tais volumes

¹ Apesar do volume transacionado ter permanecido o mesmo, a Petrobras concordou em remunerar frações de hidrocarbonetos líquidos presentes no gás natural enviado que elevavam seu poder calorífico.

serão provenientes do aumento de produção nas Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos (MOREIRA; VELOSO; REGRA, 2007).

Enfim, a relevância que o gás natural ganhou nas economias do Brasil e da Bolívia, assim como sua importância para as questões ligadas à integração energética sul americana, justificam uma análise do acordo entre os dois países, particularmente no tocante aos investimentos realizados na indústria gasífera de ambos, bem como os possíveis caminhos a serem trilhados para garantir a estabilidade da relação.

Diante do exposto, uma questão pode ser formulada: Que particularidades envolvidas no bem em transação e no ambiente institucional ensejaram os investimentos realizados e sua transformação ao longo do tempo?

O principal objetivo da dissertação é responder a essa questão. Para tanto, as proposições da teoria neoinstitucional dos custos de transação foram fundamentais para a montagem do modelo analítico. Tal modelo parte da teoria dos custos de transação (assumindo a existência de informação assimétrica e racionalidade limitada) para chegar à noção de contratos incompletos em um ambiente marcado pela complexidade e incerteza.

Essas noções guiaram a leitura dos acontecimentos que marcaram a trajetória da indústria gasífera nos dois países e ensejaram a formulação da seguinte hipótese: os investimentos surgiram dentro do acordo Brasil-Bolívia de fornecimento de gás natural como resposta à escassez relativa de energia no Brasil e de inversões na Bolívia. Devido a uma transformação fundamental na realidade econômica envolvendo o gás natural e seu uso nas respectivas economias, associado à incapacidade de se firmar contratos completos e que se auto-imponham e à inexistência de um mecanismo externo que estabelecesse seu cumprimento (falha institucional), houve uma significativa elevação da incerteza e uma mudança do comportamento estratégico dos países no acordo.

Para conduzir a análise e testar a hipótese, a dissertação foi estruturada em três capítulos, além dos destinados à introdução e às considerações finais.

- O capítulo dois apresenta o referencial teórico usado para construir o modelo analítico utilizado na abordagem dos problemas de pesquisa. Este modelo é esquematicamente representado na Figura 1.

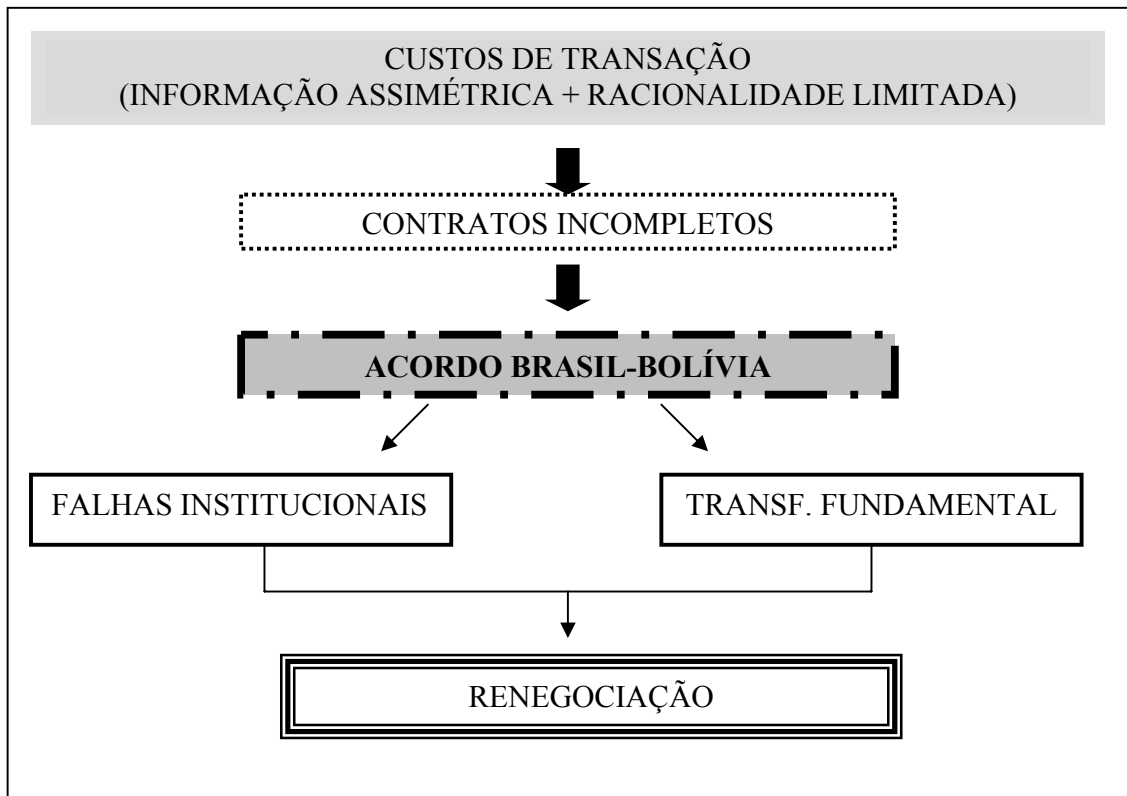


Figura 1 – Modelo Analítico

- O capítulo três identifica os traços básicos da indústria de gás natural (principais agentes, ambiente institucional e infra-estrutura), no Brasil e na Bolívia, e a evolução do papel desse produto nas respectivas economias.
- O capítulo quatro trata das principais características do acordo Brasil-Bolívia, a evolução do mercado de gás natural e do ambiente econômico e institucional nos dois países e sua relação com a crise do acordo em 2006. Ele se encerra com o exame das conseqüências dessa crise e o posicionamento adotado pelos países.

2 CONTRATOS E A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

2.1 TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO

Até a publicação do artigo seminal de Ronald Coase em 1937, intitulado *The Nature of the Firm* (A Natureza da Firma), a teoria econômica assumia, majoritariamente, que a alocação dos recursos na economia dependia diretamente do mecanismo de preço, e se efetivava através de uma série de transações no mercado. O ambiente econômico era tido como dado, completamente sumarizado pelo vetor de preços do mercado. Por sua vez, a firma era tratada como uma função de produção em que, dados os custos dos insumos e os preços das mercadorias, os lucros eram maximizados. Supunha-se, em geral, que os custos associados às transações econômicas eram negligenciáveis, de tal forma que os únicos custos que realmente importavam eram os custos de produção (KUPFER; HASENCLEVER, 2002).

Entretanto, Coase observou que a coordenação exercida pelos preços na alocação dos recursos não era plenamente válida, uma vez que a marca distintiva da firma era a própria supressão do mecanismo de preço:

Outside the firm, price movements direct production, which is co-ordinated through a series of exchange transactions on the market. Within a firm, these market transactions are eliminated and in place of the complicated market structure with exchange transactions is substituted the entrepreneur-co-ordinator, who directs production. It is clear that these are alternative methods of co-ordinating production (COASE, 1937, p.388).

Assim, tanto o mecanismo de preço como os empresários seriam instrumentos de coordenação econômica para a alocação de recursos. A questão fundamental seria, então, explicar as bases em que, na prática, a escolha entre essas duas alternativas era feita.

Segundo Coase (1937), o motivo para criação de uma firma, ou seja, para a substituição do mecanismo de mercado, é que existe um custo associado ao uso dessa estrutura. Três são as fontes desse custo: a primeira e mais direta é a necessidade da descoberta dos preços relativos relevantes para a produção, uma vez que a suposição clássica de que todos os preços relevantes são conhecidos por todos os indivíduos não se sustenta no mundo real. A informação não é livre e

simétrica, e mesmo a emergência de indivíduos especializados na coleta e venda de tais informações não elimina tal problema.

A segunda fonte de custo no uso do mecanismo de preço é que ele implica a negociação e conclusão de diversos contratos individuais para cada uma das transações econômicas envolvidas na produção de um bem. O custo de negociar e concluir cada um desses contratos no mercado é significativo e tem que ser levado em conta. A firma, apesar de não eliminar os contratos, reduziria muito o custo associado às transações econômicas ao diminuir a quantidade de contratos que necessitam ser celebrados, além de prover um meio mais eficiente de gerenciá-los.

A terceira fonte vem da necessidade freqüente de contratos de longo prazo para organizar a produção de algum bem. Uma extensa série de curtos contratos só eleva a necessidade de direcionar recursos para esse fim, não trazendo nenhum benefício concreto, sendo, aliás, fonte de instabilidade em certas atividades que necessitam de um fornecimento ininterrupto de insumos. A incerteza se torna um importante fator a ser considerado – com maior ou menor intensidade dependendo da indústria específica – para constituição da empresa, já que as atividades de suprimento, quando incorporadas à firma (verticalização), tornam a forma, freqüência e especificação dos insumos variáveis sob o controle do empresário.

Por fim, ainda dever-se-ia considerar a interferência do governo através dos impostos que, ao taxar as transações entre os agentes fora da firma, cria incentivos para a verticalização das atividades. Assim, a constituição do empresário para dirigir essas transações pouparia importantes custos de transação. Similarmente, esquemas de quotas ou métodos de controle de preços por parte do governo só reforçam o surgimento e crescimento das firmas ao permitir que estas – ao internalizarem transações – ajustem preço e quantidade de acordo com suas necessidades.

Essas observações, conjugadas com aquilo que Coase considerava como “dois mais poderosos instrumentos de análise de Marshall”, as idéias de margem e de substituição na firma, fez com que ele concluísse que mercado e firmas são instituições alternativas de coordenação das atividades econômicas na sociedade, uma vez que a firma tenderá a se expandir até o ponto em

que o custo de organizar uma transação a mais dentro dela se torne igual ao custo de levar a cabo essa mesma transação no mercado aberto (COASE, 1937).

Dessa forma, o tamanho da firma variaria de acordo com os custos de organização da produção interna, da probabilidade de se cometer erros à medida que novas atividades são incorporadas e do preço dos fatores que poderiam ser adquiridos fora da firma, no mercado. Mais especificamente, os custos de organização se modificariam de acordo com a distribuição espacial da empresa, a dissimilaridade de suas atividades e a incorporação de inovações tecnológicas radicais.

2.2 INFORMAÇÃO ASSIMÉTRICA, RACIONALIDADE LIMITADA E FALHAS DE MERCADO

Após a publicação do artigo de Coase, Friedrich Hayek observou que o problema do ordenamento econômico racional, dados os supostos sobre informação perfeita, tornava-se meramente uma questão pró-forma, uma vez que:

If we possess all the relevant information, if we can start out from a given system of preferences and if we command complete knowledge of available means, the problem which remains is purely one of logic. That is, the answer to the question of what is the best use of the available means is implicit in our assumption. (HAYEK, 1945, p.519)

Entretanto, essas informações nunca são dadas de modo completo e perfeito a ninguém, em ponto algum do tempo. O sistema de preços, fundamentalmente, é que leva a cabo a tarefa de disseminar as informações econômicas relevantes – que são naturalmente distribuídas assimetricamente entre inúmeros indivíduos – através da sociedade, fazendo com que preços, quantidades e comportamentos sejam ajustados de acordo com as necessidades vigentes.

Como indica Hayek, o hábito de abordar o problema do ordenamento econômico assumindo informação perfeita faz com que sejam desconsideradas questões relevantes. Qualquer análise mais próxima da experiência real evidencia a imperfeição do conhecimento humano.

Any approach, such as that of much of mathematical economics with its simultaneous equations, which in affect starts from the assumption that people's knowledge

corresponds with the objective *facts* of the situation, systematically leaves out what is our main task to explain (HAYEK, 1945, p.530).

Nessa perspectiva, as questões econômicas relevantes surgem sempre como consequência da mudança, já que enquanto a transação específica ou o ambiente mais geral na qual se insere não se alterarem, trazendo a necessidade de reações e adaptações, não é necessário a formulação de novos planos. Sem a ocorrência de mudanças não antecipadas e diante de informação perfeita, a maioria dos problemas econômicos simplesmente deixariam de ser relevantes.

Na década seguinte, Herbert Simon, analisando a questão da racionalidade dos agentes econômicos, observou que a tradição mais geral da teoria econômica requeria do homem econômico poderes de julgamento e computação quase infinitos para consecução dos objetivos de otimização da utilidade (consumidor) ou lucro (firma). Além dos postulados de que o homem é racional e seus objetivos são bem especificados, a sua ação só sofreria condicionamentos externos na forma de restrições orçamentárias e variações nos preços relativos.

A constatação do irrealismo dos modelos assim erigidos e a dificuldade dos mesmos para lidar com situações de incerteza, levaram ao desenvolvimento do princípio da racionalidade limitada que pode ser enunciado como:

The capacity of the human mind for formulating and solving complex problems is very small compared with the size of the problems whose solution is required for objectively rational behavior in the real world – or even for a reasonable approximation to such objective rationality (SIMON, 1957, p.198).

Esse princípio procurou evidenciar que a conduta racional do ser humano não implica em onisciência, nem que ela represente uma orientação objetiva do mundo real, mas apenas uma orientação subjetiva do quadro complexo e incompleto à sua frente. O homem econômico é limitado não apenas por fatores externos, mas pelas suas características psicológicas estruturais como a quantidade de informação capaz de aprender, utilizar e comunicar. Nessa perspectiva, a constituição da empresa se justifica plenamente. Uma vez que os seres humanos são limitados em capacidade cognitiva, de previsão e aprendizagem, as organizações se constituem em instrumentos úteis para o alcance dos objetivos econômicos, em um mundo marcado pela incerteza.

Nos modelos tradicionais, a incerteza é admitida de uma maneira muito restrita: incerteza sobre eventos aleatórios que possuem uma distribuição de probabilidade conjunta ou incerteza a respeito do comportamento de outro agente ou jogador. Em ambos os casos, o procedimento baseado no tratamento estatístico clássico se revelou pouco realista, dado que não se conhece antecipadamente a distribuição de probabilidade ou as preferências do outro agente. Simon (1957, p.204), sugere uma solução que seria posteriormente muitas vezes retomada pelos autores ligados à tradição heterodoxa: “the replacement of the goal of maximizing with the goal of satisficing, of finding a course of action that is ‘good enough’...this substitution is an essential step in the application of the principle of bounded rationality”.

Nos anos subseqüentes, outros autores trouxeram novas contribuições para a teoria dos contratos. Destacam-se os trabalhos sobre risco moral de Arrow (1963, 1968) e seleção adversa de Akerlof (1970). Eles assumem as hipóteses tradicionais sobre racionalidade, incerteza (na forma de risco probabilístico) e informação completa, porém consideram a possibilidade das duas partes contratantes não terem acesso à mesma informação sobre alguma variável. O risco moral é a situação geral decorrente da assimetria de informação e que leva a comportamentos oportunistas que caracterizam situações de seleção adversa (informação oculta *ex-ante*) ou de ação oculta (informação oculta *ex-post*).

O equilíbrio em um mercado caracterizado pelo risco moral envolve alguma forma de racionamento. As firmas gostariam de prover mais do que o fazem, mas não se comportam dessa maneira para que não seja alterada a estrutura de incentivos de seus clientes. O mercado de seguros é um bom exemplo desse tipo de situação, onde a seguradora não oferece cobertura sem pagamento de franquia para que seus clientes tenham incentivo em manterem-se zelosos em relação aos bens segurados. Por sua vez, um mercado sujeito à seleção adversa irá gerar menos negócios que o normal devido à incerteza envolvendo a qualidade/tipo do produto ou indivíduo. Nesse caso, o exemplo clássico é o da venda de carros usados: como só o vendedor sabe a real qualidade dos carros vendidos, o mercado tende a ser invadido por carros de baixa qualidade e menos negócios acabam sendo feitos. Em qualquer um dos casos, o equilíbrio sempre será ineficiente relativo ao equilíbrio com informação plena.

Esse aumento nos custos de transação devido, às falhas de mercado, justificaria a presença de instituições (públicas ou privadas) que melhorassem a alocação de recursos e o bem estar geral.

The price system is intrinsically limited in scope by our inability to make factual distinctions needed for optimal pricing under uncertainty. Nonmarket controls, whether internalized as moral principles or externally imposed, are to some extent essential for efficiency (ARROW, 1968, p.538).

A idéia de que as instituições importam e são suscetíveis à análise teve uma lenta, mas profunda, influência na ciência econômica. As proposições de Coase, Hayek, Simon, Akerlof, Arrow, dentre outros, lançaram as bases para diversos avanços na teoria dos contratos.

2.3 A FIRMA COMO NEXO DE CONTRATOS

Acompanhando as discussões precedentes, Alchian e Demsetz (1972) procuraram, por um lado, aprofundar e diversificar a análise de Coase e, por outro, responder a algumas das questões levantadas desde então. Para eles, a constituição da firma faz surgir um agente contratual central em um processo produtivo conjunto, no qual ela funciona como uma espécie de mercado substituto (*surrogate market*) altamente especializado para coleta, conjugação e venda de informações produtivas. Neste, um conjunto de acordos bilaterais facilita a organização dos fatores de produção e a estrutura contratual – em constante renegociação – surge como forma de aumentar a eficiência desse processo.

Para os autores, duas são as condições necessárias para o surgimento da firma: a possibilidade de aumentar a produtividade através do trabalho em conjunto – ainda que ela seja irremediavelmente custosa face à necessidade de monitoramento de agentes auto-interessados; e de estimar a produtividade marginal através da observação ou estabelecimento de certos acordos entre diferentes membros envolvidos no processo (problemas que depois ficariam conhecidos como do tipo principal-agente).

O custo de medição das contribuições marginais dos membros da equipe é o que incentiva novas formas de procedimentos e organização na empresa. Definida no âmbito do nexo de contratos de cada empresa, essa estrutura de incentivos condiciona os comportamentos dos agentes e delimita a extensão em que os compromissos contratuais firmados serão vulneráveis a comportamentos

inadequados. A análise comparativa de diferentes sistemas de direitos de propriedade revelou que a alocação dos *residual rights* pode motivar um uso mais ou menos eficiente dos recursos (ALCHIAN; DEMSETZ, 1972).

Essa visão representou um distanciamento da análise tradicional, uma vez que esta última, ao supor que os fatores de produção são homogêneos, considera que a produtividade automaticamente cria sua recompensa e que, portanto, o custo de medição da contribuição do fator na produção é zero.

The classic relationship in economics that runs from marginal productivity to the distribution of income implicitly *assumes* the existence of an organization, be it the market or the firm, that allocates rewards to resources in accord with their productivity. The problem of economic organization, the economical means of metering productivity and rewards, is not confronted directly in the classical analysis of production and distribution. Instead, that analysis tends to assume sufficiently economic – or zero cost – means, as if productivity automatically created its reward. We conjecture the direction of causation is the reverse – the specific system of rewarding which is relied upon stimulates a particular productivity response (ALCHIAN; DEMSETZ, 1972, p. 779).

Assim, a análise da empresa como um nexo de contratos, relaxa a hipótese de perfeita informação e admite o fato de que os agentes econômicos estão propensos ao oportunismo pós-contratual. Essa abordagem, como observa Pondé (2002), possibilitou uma releitura da firma por parte da economia neoclássica, pois a distinção entre as interações que se estabelecem entre os agentes no mercado e aquelas que ocorrem dentro da empresa torna-se imaterial, já que, em ambos os casos, tem-se apenas relações contratuais livremente pactuadas entre agentes econômicos, sendo, portanto, passíveis de serem modeladas da mesma maneira como são modeladas as relações econômicas no mercado. O equilíbrio resultante possui a propriedade de ser uma solução ótima para o problema de coordenar as interações dos agentes dentro da empresa.

A análise de Alchian e Demsetz deu origem à escola dos Direitos de Propriedade, que teve uma profunda influência na teoria contemporânea dos contratos, em particular na questão do desenho do mecanismo de incentivos adequado. O desenvolvimento da teoria do incentivo se baseou em situações em que uma parte sub-informada (principal) coloca em prática um esquema de incentivo capaz de induzir a outra – que detém a informação – a revelá-la ou adotar um comportamento compatível com os interesses do principal.

Como destaca Brousseau e Glanchant (2002), a existência de um tal esquema de incentivos se baseia em duas suposições fundamentais:

- (i) Apesar do principal estar sub-informado, não conhecendo o verdadeiro valor da variável em questão, ele conhece tanto a distribuição de probabilidade dessa variável como a estrutura de preferência do agente.
- (ii) Existe uma estrutura institucional subjacente, competente e benevolente, que garante os compromissos assumidos pelo principal, ou seja, que qualquer proposição do principal seja digna de crédito por parte do agente. Em particular, o esquema de remuneração proposto é observável por uma terceira parte.

Após sua formulação inicial, essa estrutura analítica sofreu diversos refinamentos para incluir assimetrias de informação, envolvendo mais de uma variável, inclusão de outros atores no processo, interações repetidas ao longo do tempo. A Teoria do Incentivo assim seguiu um caminho próprio, marcado por racionalidade irrestrita, informação assimétrica e instituições externas perfeitas.

2.4 TEORIA NEOINSTITUCIONAL DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO

Uma grande contribuição para a Teoria dos Contratos veio com os trabalhos de Oliver Williamson na década de 1980. Ao conjugar o trabalho de Coase com os estudos sobre racionalidade limitada, informação imperfeita e incerteza, ele desenvolveu a nova teoria institucional dos custos de transação. Como destaca Guerra (2006, p. 154), “ele introduz na análise estruturas de governança intermediárias [e não somente mercado x firma]. Além disso, trata de definir os custos de transação em termos de variáveis passíveis de mensuração e inclui a dimensão intertemporal para o entendimento e evolução dos mecanismos institucionais”.

Seu postulado fundamental é que o principal propósito e efeito das instituições econômicas do capitalismo são o de economizar os custos de transação. Mais ainda, que qualquer problema que possa ser formulado como um problema de contratação pode ser vantajosamente investigado em termos da economia dos custos de transação. Nesse sentido, os custos de transação podem ser definidos como os custos de administração do sistema econômico, isto é, os custos que os agentes

econômicos enfrentam toda vez que recorrem ao mercado. Eles são o equivalente econômico da fricção nos sistemas físicos, pois as transações não correm suavemente, sem percalços, mas sim incorrendo em custos para negociar, redigir e garantir o cumprimento dos contratos (WILLIAMSON, 1985).

O conceito de empresa como função de produção se vê substituído (ou incrementado) pelo conceito de empresa como uma estrutura de governança, com uma ênfase maior nos aspectos da organização (em oposição à atenção exclusiva sobre a tecnologia) e da eficiência. Por sua vez, o estudo das instituições econômicas do capitalismo revela que a transação se configura como a unidade básica em torno da qual se estruturam as formas de organização e, portanto, como centro das análises da qual se deve partir para compreensão do funcionamento da economia. A tese subjacente que leva ao estudo comparado dos problemas da organização econômica é que se economizam custos de transação ligando certos tipos de transações (cujos atributos diferem) a estruturas de governança diversificadas (cujas capacidades de adaptação e custos associados diferem).

A Teoria Neoinstitucional dos Custos de Transação (TCT) se apóia em, basicamente, dois supostos sobre o comportamento dos agentes: racionalidade limitada e oportunismo. Alinhado com as análises feitas por Simon (1957) sobre o comportamento do homem econômico, o primeiro dos supostos afirma que os agentes econômicos são intencionalmente racionais, mas apenas de forma limitada: intencionalmente porque buscam ativamente a economia dos custos (produtivos e de transação) para si, ao passo que, por restrições cognoscitivas, não conseguem estabelecer planos de ação (e contratos) perfeitamente alinhados com seus objetivos.

Já o segundo suposto, o oportunismo, pode ser definido como a busca do interesse próprio, inclusive com dolo, utilizando-se para tanto a transmissão de informação seletiva, distorcida e de promessas falsas, isto é, que o agente sabe antecipadamente que não irá cumprir. O oportunismo na TCT está especialmente ligado à manipulação de assimetrias de informação visando apropriação de fluxos de lucros. Inclui-se aqui tanto as formas passivas (omissão de informação, ocultamento, etc.) quanto ativas (mentira, roubo, engano, etc.), e tanto os tipos *ex ante* (antes de a transação ocorrer, nas fases de contato e negociação) como os *ex post* (depois do compromisso

ser firmado, nas fases de implantação e execução). Nesse sentido, a seleção adversa é um tipo de oportunismo *ex ante* e o risco moral, *ex post*.

Williamson (1985) observa que a maioria dos estudos sobre transações econômicas supõe que as regras do direito referentes às disputas contratuais são adequadas e eficazes e que os tribunais as aplicam de maneira informada, refinada e de baixo custo. Esse centralismo legal não considera o ordenamento privado que faz com que efetivamente a maioria das disputas, incluindo muitas que poderiam ser levadas diretamente aos tribunais, seja resolvida por um foro próprio ou através de negociações internas. Em outras palavras, não consideram a possibilidade de haver falhas institucionais.

De maneira mais geral, a racionalidade limitada que afeta os agentes também tem que ser considerada no caso dos juízes e dos mecanismos externos que empregam a lei. Do mesmo modo, problemas informacionais também devem ser levados em conta, pois as instituições que empregam a lei podem não ter a capacidade de observar o comportamento de algumas variáveis importantes para a transação, fazendo com que os contratos não sejam completos no sentido de antecipar eficientemente todas as ocorrências e terem os seus termos plenamente cumpridos.

Uma consequência importante da inobservância das falhas institucionais é que toda a “fricção” pós-contratual acaba sendo eliminada da análise: se não existissem as limitações do centralismo legal, poder-se-ia esquecer o lado *ex post* do contrato. Entretanto, dadas as limitações reais que afetam o ordenamento judicial, é inevitável que surjam tais custos.

La economía del costo de transacción sostiene que es imposible concentrar toda la acción de negociación pertinente en la etapa de contratación *ex ante*. Por el contrario, la negociación es generalizada, por cuya razón adquieren una importancia económica decisiva las instituciones del ordenamiento privado y el estudio de la contratación en su totalidad. (WILLIAMSON, 1985, p. 39)

Falha institucional e contratos incompletos são componentes estruturais que só podem ser mais bem compreendidas dentro de um mundo onde diversas formas de transação ocorrem de acordo com a especificidade dos ativos, a incerteza e a frequência. A especificidade dos ativos é um problema dos bens únicos ou imperfeitamente padronizados que se refere aos investimentos que são realizados em apoio a atividades particulares cujo custo de oportunidade é muito menor nos

melhores usos alternativos. Existem pelo menos quatro tipos diferentes de especificidade dos ativos: especificidade de local (particularmente importante na indústria de extração mineral); especificidade dos ativos físicos (como refinarias e gasodutos); especificidade dos ativos humanos (pessoal treinado para operação, controle e planejamento); ativos dedicados (expansão da capacidade produtiva direcionada e dimensionada exclusivamente para atender à certa demanda).

Por sua vez, a incerteza traz a tona o problema da adaptação às mudanças que naturalmente ocorrem nas circunstâncias particulares de tempo e lugar em que o contrato se estabelece, sejam elas advindas do comportamento humano não previsível (descontinuidades governamentais, rupturas institucionais, etc.), sejam de perturbações exógenas ao contrato (variações no clima, condições ambientais, etc.). Ela se torna um componente tão mais importante na análise quanto maior a especificidade dos ativos envolvidos: o aumento do grau de incerteza torna mais imperativo que as partes elaborem um sistema para resolução de contingências, uma vez que as ocasiões de adaptação serão mais freqüentes à medida que a relação marcadamente bilateral se desenvolva.

Finalmente, a freqüência com que uma transação ocorre afeta a estrutura de governança existente. A proposição básica nesse sentido é que as estruturas de governança especializadas se adaptam mais sensivelmente às necessidades de certos tipos de negócio, mas que, todavia, tem um alto custo para serem implementadas. Esses custos se justificarão, de um lado, pelos benefícios conseguidos e, de outro, pela freqüência de sua utilização, sendo, portanto, mais fácil recuperar os investimentos especializados no caso de grandes transações do tipo recorrente. *Coeteris paribus*, quanto mais freqüente, maior é a tendência que as transações de mercado sejam substituídas por transações intra-empresa.

O indivíduo, guiando a firma nesse “ambiente neoinstitucional” marcado pela incerteza, complexidade, oportunismo, racionalidade limitada e especificidade dos ativos, age mais como um *entrepreneur* (empresário) do que como um gerente plenamente informado que executa cortes precisos para ajustar a produção. As condições são tais que a simples maximização dos lucros não é um objetivo simples, ou mesmo crível, nos termos neoclássicos. O requisito pertinente são

lucros positivos conseguidos através da eficiência e da posição da firma frente a seus concorrentes (FURUBOTN, 2002).

Por problemas intrínsecos ao ambiente, nem sempre é possível estabelecer qual é a melhor configuração de um negócio, pois existem severas restrições quanto à disponibilidade de informações críticas sobre as tecnologias e tipos de organização que estão sendo utilizados, além da limitada capacidade de previsão de qual das diferentes formas de configuração tecnológica se provarão superiores no longo prazo. Adicionalmente, é preciso considerar que a atividade de otimização não é sem custos. Ela envolve, geralmente, gasto de pessoal, pesquisa e tempo para acontecer. Portanto, cada *decision-maker* tem apenas um entendimento parcial das posições disponíveis. O resultado geral é que a sobrevivência não implica em achar a solução ideal teórica, mas um conjunto de soluções vizinhas representando as opções que se provaram mais bem sucedidas relativamente.

Com base nessas observações, Williamson (1985) desenvolveu um esquema sintético de contratação que supõe um bem ou serviço que pode ser provido por duas tecnologias alternativas: uma de propósito geral, que não exige grande especialização; e outra de caráter específico, que requer um investimento maior em ativos duráveis especiais, mas que é mais eficiente para a satisfação das demandas normais da empresa. Usando “**k**” como uma medida dos ativos específicos e “**s**” como a magnitude de possíveis salva-guardas, temos:

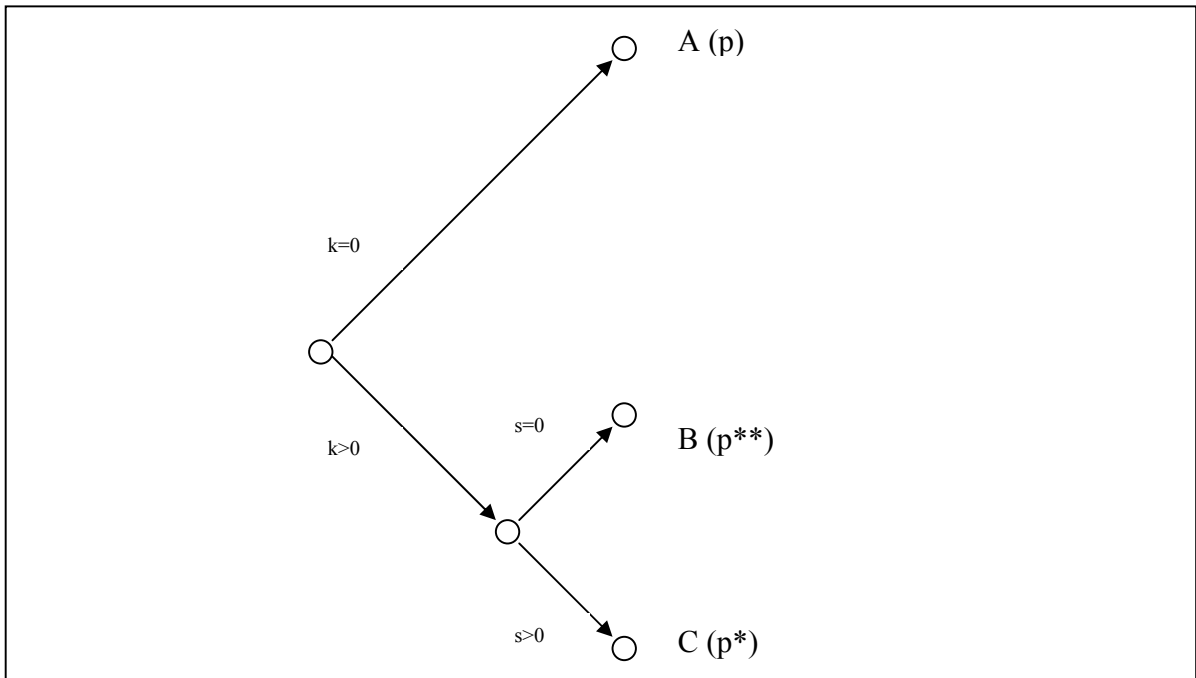


Figura 2 – Esquema Sintético de Contratação

Partindo da situação inicial, um $k=0$ indica a utilização de ativos de propósito geral que têm uma produtividade menor que os ativos específicos, mas que possuem maior uma eficiência. Inversamente, um $k>0$ indica o uso de tecnologias de propósito especial que atendem a alguma necessidade das partes, mas que podem levar a perdas significativas caso a relação seja interrompida prematuramente.

Nesse caso existe um risco associado ao investimento que pode ser enfrentado utilizando-se salvaguardas ($s>0$) ou não ($s=0$). As salvaguardas podem ser de três tipos: (i) realinhamento dos incentivos pela imposição de alguma multa pela separação ou final prematuro dos negócios; (ii) criação e emprego de uma estrutura de governança especializada para resolução de disputas; (iii) introdução de intercâmbios regulares que apóiam e sinalizam a intenção de continuidade.

O nó resultante A está associado às transações clássicas de mercado em que a execução da transação é clara e a identidade dos agentes não é importante – como nos mercados de câmbio, que não necessitam de estruturas particulares, nem da identificação da outra parte contratante – não havendo necessidade de estruturas de governança protetoras. Os preços são genericamente dados por p .

As transações que envolvem investimentos importantes, específicos de certas transações ($k > 0$), são aquelas que estão envolvidas no comércio bilateral. As transações no nódulo B não têm salvaguardas e tendem a ser contratualmente instáveis, pois estão sujeitas à incerteza e comportamentos oportunistas. Os agentes podem ter que reverter seus investimentos para ativos de propósito geral (com grandes custos associados), ou negociar a implementação de salvaguardas. Já as do nódulo C, utilizam salvaguardas que permitem um uso continuado da tecnologia empregada e com isso são mais estáveis. Como preço e governança estão intrinsecamente conectados, os preços associados a esses nódulos são mais altos (com $p^{**} > p^*$ por conta da instabilidade), uma vez que existe um custo associado ao uso de estruturas de proteção para o negócio (as salvaguardas).

Essa estrutura simples de contratação evidencia a importância do estudo da contratação em sua totalidade para a TCT. Tanto os termos *ex ante* como a forma em que se executam depois os contratos variam com as características do investimento e as estruturas de governança associadas. O mesmo esquema foi utilizado por Williamson (2000) para evidenciar o papel dos riscos contratuais na utilização de determinadas estruturas de governança.

Williamson (1985) chama a atenção para o aspecto dinâmico dessas condições através do que ele denominou “transformação fundamental”. Ela ocorre quando transações que originalmente se caracterizavam por grande número de licitantes tendem a se tornar uma oferta bilateral. Na medida em que a transação vai sendo desenvolvida, ativos específicos necessários à transação surgem e com isso aumentam a competência *ex post*. Essa transformação elimina do campo de possibilidades aqueles licitantes que antes estavam em igualdade de condições.

Esse vínculo entre produtor e comprador, derivado da especificidade dos ativos envolvidos na transação, pode dar origem ao que a literatura convencionou chamar de “problema do refém”, ou seja, quando uma das partes que realizou um investimento em um ativo específico torna-se vulnerável a ameaças da outra parte de encerrar a relação. Essa ameaça pode permitir a essas partes obter condições mais vantajosas do que no início da transação. No limite, podemos ter uma situação de monopólio bilateral (FIANI, 2002).

2.5 CONTRATOS INCOMPLETOS

Uma das principais características da teoria dos contratos é o reconhecimento de que eles são essencialmente incompletos, porque, além da racionalidade limitada, existem custos significativos de mensuração e informação que fazem com que a tentativa de especificá-los plenamente se torne proibitiva.

A tentativa de especificar completamente a performance de um grande número de variáveis, mesmo nas mais improváveis das ocorrências, envolve pesados custos de pesquisa e processamento de informações sobre o(s) parceiro(s) no negócio e de redação do(s) contrato(s) pertinentes. Em uma indústria de rede (como a de gás natural), esses problemas são ainda mais dramáticos, pois dado que essas indústrias são caracterizadas por uma forte especialização dos agentes e grande complementaridade entre si, o volume de contratos é muitas vezes superior ao usual. Além disso, alguns aspectos simplesmente não têm como ser estabelecidos em contrato, como a quantidade de dedicação de um trabalhador.

As empresas fazem negócios deixando sem grande especificação algumas contingências de menor probabilidade e sabendo que futuros imprevistos terão que ser tratados *ex post*. O grau de detalhamento dos contratos escolhido pelos agentes envolve um *trade-off* entre a capacidade de ir à justiça para forçar o cumprimento do acordo e os custos dessa especificação.

Klein (2002) ressalta que os contratantes são livres para escolher entre esses fatores por causa da existência de mecanismos que se auto-impõem (*self-enforcing mechanisms*). Eles funcionam através da ameaça de finalização dos negócios pela não satisfação de alguns componentes da performance tacitamente acertados: cada agente compara os ganhos de curto prazo pelo descumprimento da desejada performance ($W1$), com a perda do fluxo de lucros futuros descontado no tempo ($W2$) que virá com o rompimento do contrato. Se $W1 < W2$, o contrato se auto-impõe; caso contrário, ocorre a ação oportunista. Quando existe um $W2$ suficientemente grande – também chamado de capital de reputação – os agentes vão preferir deixar certas cláusulas em aberto, pois isso evita os custos tanto de especificação excessiva quanto de uso do sistema judicial.

Entretanto, dada as características de cada negócio, o montante de fluxo de lucros que pode ser esperado é circunscrito. O emprego da força legal, através dos termos previamente acertados, vem então para alterar o equilíbrio entre essas duas forças. O contratante pode usar os termos do contrato tanto para alterar os ganhos esperados com a ação oportunista (através de multas e outras formas de ressarcimento) como para elevar as rendas futuras esperadas do negócio (contratos de exclusividade, de manutenção do preço, do tipo *take or pay*, etc.). Essas duas formas são, portanto, complementares.

Transactors use contract terms to get close to desired performance without creating too much rigidity and to shift future rents between transacting parties so as to coincide more closely with each transactor's potential non-performance gain. In these ways contract terms assure that the transactor's business relationship remains self-enforcing over the broadest range of likely future market conditions...self-enforcement and courtenforcemen are not alternative enforcement mechanisms, but are complementary instruments used by transactor in combination to guarantee transactor performance (KLEIN, 2002, p.54).

Mesmo assim, uma série de problemas pode ocorrer. As cláusulas não especificadas são deixadas de lado por uma economia de recursos limitados frente à sua baixa probabilidade de ocorrência. Nada garante, porém, que não irão ocorrer, pois, sendo o futuro incerto, uma sucessão de eventos pode levar a uma situação de refém. Se, por exemplo, uma das partes contratantes vê sua demanda pelo produto em questão crescer rapidamente, de forma não esperada, a outra parte, ao perceber que a perda associada ao término do contrato seria desastrosa para o outro agente, muda a sua ação e age de forma oportunista tentando se apropriar de maiores fluxos futuros de lucros.

Outra possibilidade de ocorrência de problemas é que, dada a racionalidade limitada, os agentes podem não ser capazes de tomar todas as medidas para se precaverem conscientemente de mudanças nos parâmetros do negócio, mesmo que certa quantidade de informação esteja disponível antecipadamente.

Por conta da importância desses eventos para os contratos de longo prazo e das renegociações daí derivadas, consolidou-se na doutrina jurídica a chamada Teoria da Imprevisão. Ela se baseia no princípio *rebus sic stantibus* (da manutenção do estado das coisas) e define que os contratos contínuos permanecem válidos contanto que as condições gerais sobre as quais versa não sofram drásticas mudanças imprevistas e imprevisíveis.

O argumento fundamental é que certas obrigações assumidas no início da relação contratual podem, devido a alterações nas condições socio-econômicas, tornarem-se excessivamente onerosas para uma das partes e dificultar ou inviabilizar o cumprimento de todas as suas cláusulas. Ademais, se a manutenção do contrato levar a um enriquecimento anormal do credor, abre-se a possibilidade de revisão dos termos do acordo legalmente firmado para, com isso, reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da relação (LOPES, 2001).

Os agente envolvidos em uma situação desvantajosa tentam, muitas vezes, se refugiar em tais princípios para não incorrer em perdas suplementares. A distinção entre os casos em que as perdas são decorrentes de cenários imprevistos e imprevisíveis e a aquelas associadas ao risco inerente da atividade econômica abre espaço para manipulações e falhas jurídicas, influenciadas, uma vez mais, pela assimetria de informação e racionalidade limitada.

Dessa forma, os arranjos contratuais devem ser entendidos como uma forma de se conseguir performances desejáveis (e não propriamente perfeitas) das partes em um negócio. Os participantes de um acordo tentam olhar à frente, reconhecer os possíveis perigos e trabalhar suas ramificações, criando estruturas contratuais e de governança que possam mitigar os riscos envolvidos, mas sabendo, de antemão, da impossibilidade de se precaver contra todos os eventos futuros. Além disso, a análise do ambiente institucional mais geral onde se desenvolve o negócio também tem que ser considerado, pois as instituições, como as cortes, estão sujeitas a falhas não desprezíveis para o desenvolvimento dos negócios.

2.6 UTILITY INDUSTRIES E REGULAÇÃO ESTATAL

Na indústria de petróleo e gás natural, as usuais dificuldades contratuais geradas por esse ambiente são ainda maiores por duas questões fundamentais: a interconectividade das indústrias de rede e a sua forte característica de *utility*. As chamadas *utility industries* se caracterizam por tecnologia consideravelmente específica, altos custos irrecuperáveis, grandes retornos de escala e consumo altamente disseminado.

Devido ao seu aspecto de rede, essas indústrias requerem uma harmonização técnica e contratual entre os diversos participantes da indústria. Nelas, os contratos de interconectividade definem as

condições de acesso às redes e o direito de uso dessas estruturas. Segundo Dang-Nguyen & Pénard (2002), há dois tipos de interconexão. O primeiro refere-se a uma relação assimétrica de compatibilização vertical, na qual o acesso a uma estrutura essencial (estrutura que não pode ser duplicada com custos economicamente plausíveis) é imprescindível. Sem essa interconexão, alguns operadores não podem prover seus serviços ou produtos para o consumidor final e se vêem obrigados a sair do mercado. No segundo tipo, a interconexão leva a compatibilidade horizontal entre serviços concorrentes. É uma relação simétrica no sentido que cada operador tem um acesso direto aos seus consumidores, mas que, sem essa ligação, muitas externalidades positivas seriam perdidas.

No caso do fornecimento de gás natural, a relação é marcadamente de compatibilização vertical, onde quem detém uma estrutura essencial se beneficia de uma vantagem estratégica da qual pode usar de forma oportunista. Se o agente tem a possibilidade de determinar livremente as condições de acesso de acordo com seus próprios interesses, tal agente fica na condição de regulador da competição na indústria. O estabelecimento de regulação pública muitas vezes se faz necessário e estruturas de governança específicas são criadas.

Nesse contexto, Williamson (2000, p.601) estabelece o chamado *remediable criterion* para a questão da eficiência. Reconhecendo que as instituições não são perfeitas e sem custo, ele pode ser assim expresso: “This criterion holds that an extant mode of organization for which no superior *feasible* alternative can be described and *implemented* with expected net gains is *presumed* to be efficient”. Esse critério traz importantes conseqüências para a análise das instituições e políticas públicas, pois destaca que para que uma determinada estrutura seja condenada como ineficiente, tem-se que demonstrar, primeiro, que existe uma outra com custos inferiores.

O objetivo da regulação nesses casos é abrir o acesso às estruturas essenciais e promover competição em serviços complementares, intervindo nos direitos e obrigações de cada operador, fazendo interconexões obrigatórias ou estabelecendo algumas modalidades nos arranjos contratuais entre os operadores (pontos de acesso, tarifas, etc.). O grau de intervenção leva a um *trade off* entre compulsoriedade de certas regras para dinamizar a indústria e o desincentivo ao investimento nessas estruturas.

Entretanto, seu aspecto de rede e de fornecedoras de bens de uso geral torna o comportamento dessa indústria (e o preço dos seus produtos para os consumidores finais) uma questão de forte apelo político para governos locais ou nacionais. Segundo Holburn & Spiller (2002), a credibilidade das relações contratuais desenvolvidas nesse ambiente se baseia nas instituições presentes que promovem o seu cumprimento, sejam elas formais (agências, sistema legal, administração pública, etc.) ou informais (cultura, tradições e costumes). Nesse contexto, o transporte de arranjos contratuais para ambientes institucionais profundamente diferentes (como entre países) pode gerar uma grande instabilidade. Um sistema de regulação crível que limite a possibilidade de comportamento oportunista por parte do governo é essencial para atrair investimentos privados para o país.

Levy & Spiller (1994) chamam a atenção que para o *trade off* entre credibilidade e flexibilidade que faz com que os governos julguem diferentemente o grau em que essas regras serão adotadas: seria desejável desenhar instituições regulatórias que sejam flexíveis o suficiente para permitir decisões de política industrial, mas que sejam rígidas o bastante para minorar os riscos de ações impróprias do Estado. Como a “dotação institucional” de cada país é diferente, e construída ao longo de várias décadas, não existe um modelo aplicável para todos os casos.

2.7 CONCLUSÃO

Essas contribuições permitiram uma releitura das interações microeconômicas e do papel das instituições na análise econômica. Os estudos de economia industrial, originalmente focados nas conseqüências anticompetitivas das relações bilaterais entre os agentes, começaram a considerar outros possíveis desdobramentos em termos de eficiência. Em particular, trabalhos sobre contratos de longo prazo, ação do governo e mecanismos de negociação e de resolução privada de conflitos revelaram-se importantes para compreensão da dinâmica existente em indústrias de rede.

A abordagem da teoria dos custos de transação possibilita um exame mais acurado de importantes questões relacionadas ao tema aqui tratado, em particular, a natureza das dificuldades associadas ao processo de coordenação econômica, os mecanismos utilizados para sua

organização, incentivos e meios de coerção e resolução de conflitos. A análise da evolução dos mecanismos contratuais ajuda a entender as mudanças estruturais que moldam a atividade econômica e seus impactos nas economias nacionais.

Dessa forma, de acordo com o modelo analítico já exposto na Figura 1, os contratos firmados no âmbito do acordo Brasil-Bolívia devem ser considerados como fundamentalmente incompletos, uma vez que são decorrentes de um ambiente no qual os custos de transação são significativos, a informação não é simétrica e os agentes que a utilizam tem limitada capacidade de entendimento e previsão. Adicionalmente, os acontecimentos posteriores à assinatura dos contratos contribuíram para a ocorrência de uma transformação fundamental na realidade econômica envolvendo o gás natural, ao mesmo tempo que uma série de falhas institucionais concorreram para a elevação da incerteza, ocorrência de renegociações e, nos casos San Alberto e San Antonio, quebra contratual.

3 INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

3.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves e outros componentes que, em condições normais de temperatura e pressão, encontra-se em estado gasoso. É inodoro, incolor e não-tóxico. Sua composição consiste predominantemente de metano e quantidades menores de etano, propano e outros hidrocarbonetos de maior peso molecular como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. São importantes características do gás natural sua densidade inferior à do ar, seu baixo ponto de vaporização e o limite de inflamabilidade em mistura com o ar superior a outros gases combustíveis, com poder calorífico superior a 9000 kcal/m³ (GASNET, 2007).

Na natureza, é encontrado em acumulações de rochas porosas (terrestres ou marinhas), freqüentemente acompanhado de petróleo. Nesses casos, o gás recebe a designação de gás natural associado e apresenta proporções mais significativas de etano, propano, butano e hidrocarbonetos mais pesados. Quando o reservatório contém pouca ou nenhuma quantidade de petróleo, o gás natural é dito não associado e tem como característica fundamental a maior concentração de metano (Figura 3).

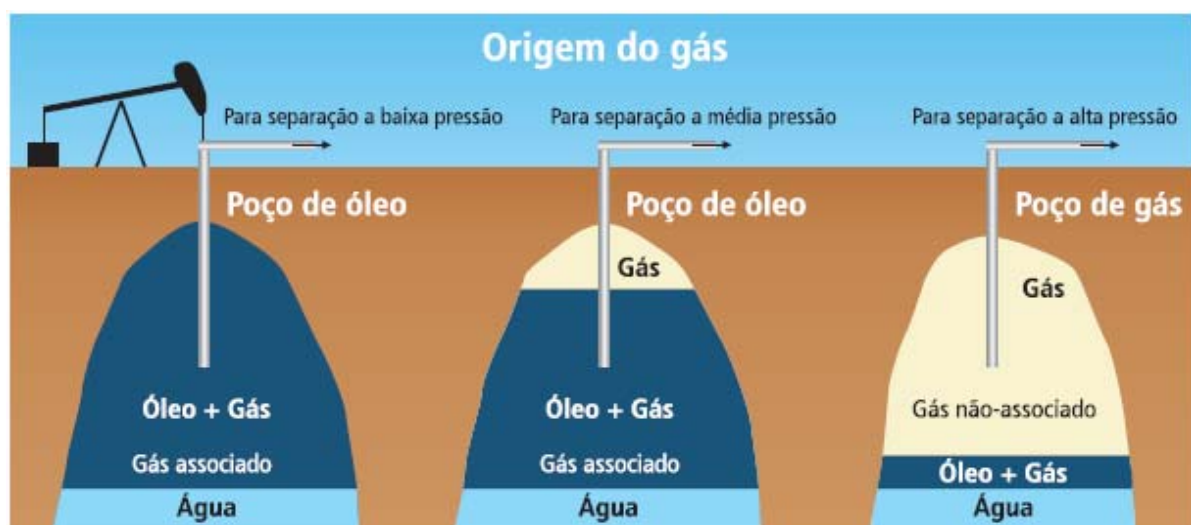


Figura 3 – Origem do gás natural segundo o tipo de reservatório

Fonte: Bahiagás, 2006.

A cadeia produtiva do gás natural é formada por dois grandes blocos: um primeiro que congrega as atividades relacionadas à obtenção do produto em si, chamado de *upstream*, e um outro com atividades relacionadas à aplicação direta do produto, focalizando seus usos, chamado de *downstream* (SOARES, 2004).

O bloco *upstream* corresponde ao conjunto de ativos que compõe a estrutura de oferta. Compreende as atividades de exploração, exploração, produção, processamento, armazenamento e transporte. Já a fase *downstream* se refere ao fracionamento, distribuição e uso do gás por parte dos consumidores finais. Essas atividades são altamente intensivas em capital, algumas com traços de monopólio natural, exigem elevados investimentos e envolvem ativos muito específicos, os quais não teriam uso em outro tipo de indústria (*sunk costs*) (MATTOS, 2001).

A exploração é a etapa inicial do processo e consiste no reconhecimento e estudo das estruturas propícias em bacias sedimentares ao acúmulo de petróleo e/ou gás natural. Essa fase precede à descoberta dos reservatórios, pois congrega as atividades de aplicação de ferramentas de avaliação do potencial gasífero da região, estudos geológicos e a determinação da viabilidade comercial de se explorar o campo. Havendo viabilidade econômica, passa-se à fase de exploração onde se desenvolvem os campos perfurando poços e adicionando as infraestruturas que permitirão a extração e o escoamento dos produtos. Adicionalmente, atividades de completção e recompletção são implementadas de forma garantir maior segurança e menores riscos ambientais na extração do gás (Figura 4).

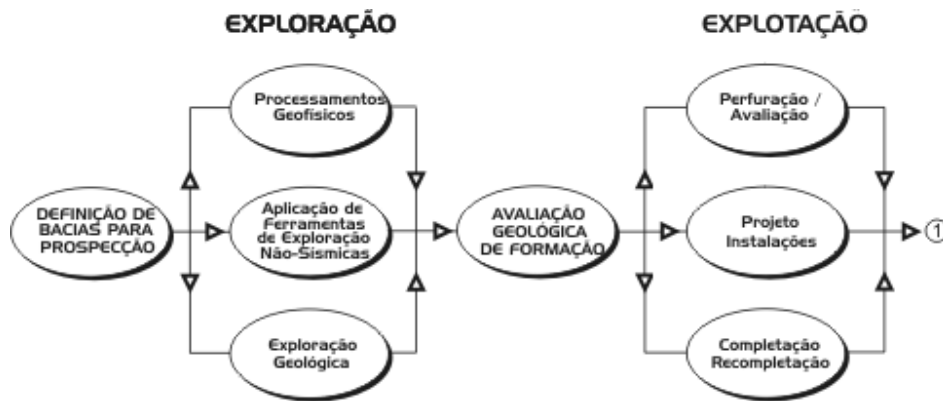


Figura 4 – Fases de Exploração e Exploração

Fonte: CTGÁS, 2008.

A produção consiste nas atividades de retirada do gás natural do subsolo e seu processamento primário em campo, visando separá-lo do óleo no caso de um campo de gás associado. Parte desse gás é aproveitado no próprio sistema de produção para reinjeção (*gas lift*), com o objetivo de aumentar a recuperação de petróleo no reservatório, sendo outra parte queimada em *flare*² e o restante destinado ao mercado consumidor. Durante a fase de produção, os estudos sobre as condições dos reservatórios continuam, o que permite avaliar com maior precisão a dimensão das reservas de hidrocarbonetos e a curva de produção (Figura 5).

Após a fase de produção, o gás natural é processado nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) de modo a se enquadrar em parâmetros de aceitação internacional, que também são estabelecidos internamente em cada país pelas diversas agências reguladoras. O processamento engloba todas as atividades relacionadas ao tratamento do gás natural para remoção de impurezas (vapor d'água e compostos de enxofre) e frações mais pesadas de maior valor econômico (gasolina e GLP). Também pode ser denominado de Gás Úmido, o gás que contém frações líquidas de hidrocarbonetos comercialmente recuperáveis, e de Gás Seco, aquele que tem a fração líquida retida depois de processado nas UPGNs.

O gás resultante (seco) é quase completamente metano e como esse é o hidrocarboneto existente na natureza que apresenta a maior relação de hidrogênio em relação ao carbono, existe uma menor formação de CO₂ na reação de combustão. Essa é a principal razão para que o gás natural

² Equipamento utilizado para a queima de gases residuais. É utilizado na operação normal da unidade industrial e é dimensionado para queimar todo o gás gerado na pior situação de emergência.

gere menos dióxido de carbono (principal causador do efeito estufa) em relação à combustão de outros energéticos (VIEIRA, 2005).

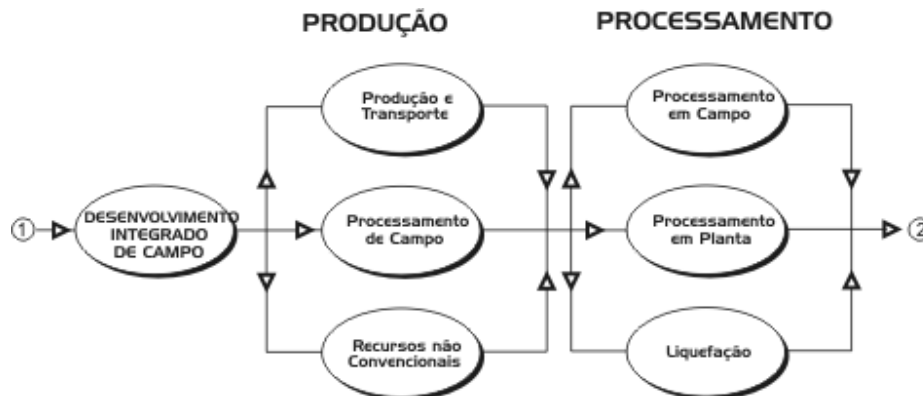


Figura 5 – Fases de Produção e Processamento

Fonte: CTGÁS, 2008.

O gás natural seco é conduzido através de gasodutos, a forma mais tradicional de transporte. Esse segmento apresenta fortes economias de escala associadas aos multiprodutos (uma empresa pode usar o mesmo gasoduto para oferecer serviços de transporte que diferem quanto ao tempo, local e outras dimensões) e aos altos custos fixos irrecuperáveis para sua construção (*sunk costs*). Costuma-se dividir a atividade de transporte de gás em alta e baixa pressão, sendo o *city-gate* o ponto de transição, onde a companhia distribuidora recebe o gás em alta pressão, faz a descompressão e entrega o gás para os consumidores finais (Figura 6).

Além de sua configuração tradicional, o gás natural pode ser transportado nas formas de gás comprimido e gás liquefeito. O gás natural comprimido (GNC) é normalmente armazenado e transportado em cilindros a serem entregues em locais relativamente próximos, por via rodoviária, ferroviária ou marítima, aonde gasodutos ainda não chegaram. Já o gás natural liquefeito (GNL) é obtido por um processo de maior complexidade e custo em relação à simples compressão. Esse processo reduz significativamente o volume do gás que, por não estar sujeito a altas pressões, pode ser transportado em reservatórios mais leves. Como destaca Garcia (2006), o custo de implantação de uma planta de GNL é superior ao de uma planta de GNC, porém em relação aos custos operacionais de armazenamento e transporte, esta situação se inverte. Portanto, o GNC é mais apropriado para pequenos volumes e distâncias menores e o GNL para volumes e

distâncias maiores, dado o mesmo nível de incerteza. Comparado ao transporte via gasodutos, o GNL se torna competitivo em distâncias superiores a 4 mil Km.

A atividade de armazenamento normalmente está ligada à necessidade de modulação e constitui uma estratégia de atendimento a grandes variações da curva de carga de gás. As instalações de estocagem apresentam custos bastante elevados, levando a um *trade-off* entre a constituição de estoques estratégicos e elevação do preço final do produto. Esse é um problema particularmente importante nos países de clima frio, onde a demanda por calefação se eleva sobremaneira no inverno, mas que começa a ser significativo para o Brasil em face das recentes incertezas de abastecimento.

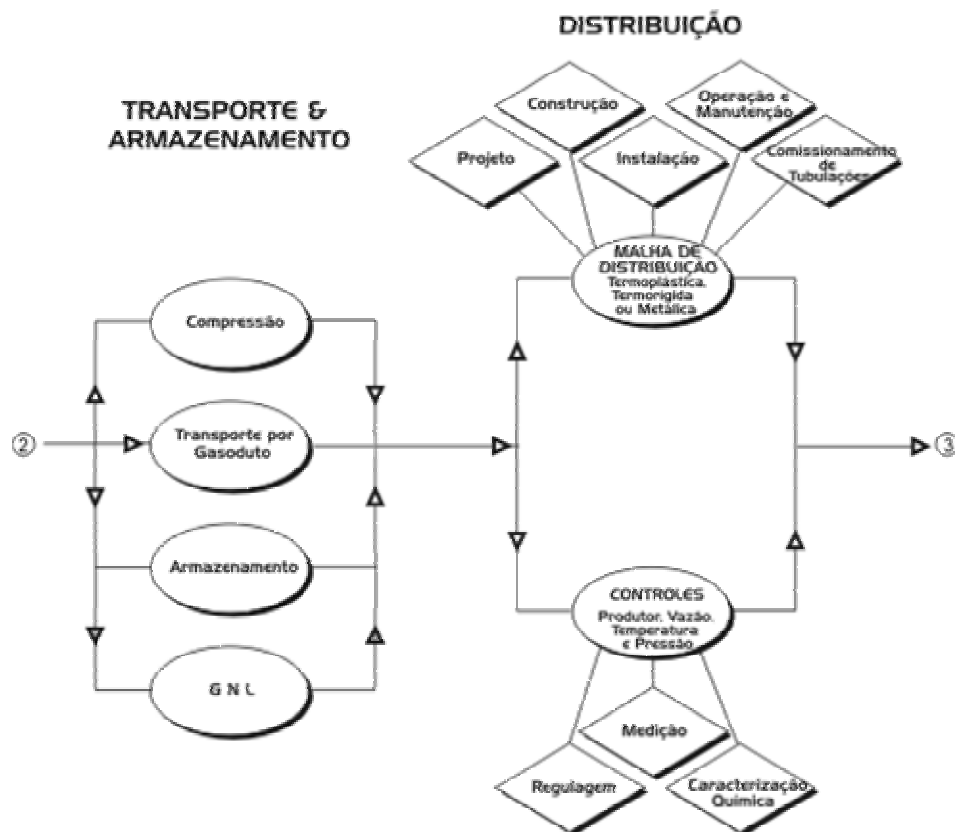


Figura 6 – Fases de Transporte, Armazenamento e Distribuição

Fonte: CTGÁS, 2008.

A distribuição diz respeito ao envio do gás natural, pelas empresas distribuidoras, para os consumidores. A diferença entre transporte e distribuição é feita pelo volume de gás envolvido. Quando se trata de deslocar grandes volumes de gás através de gasodutos de grande diâmetro,

desde os campos de produção até os *city-gates*, tem-se o transporte ou transmissão de gás natural. Quando a atividade de deslocamento do gás é feita no interior das metrópoles até chegar aos consumidores finais ou para atendimento a clientes industriais na periferia das cidades, tem-se o caso de distribuição (CTGÁS, 2008).

Nos *city-gates* são instaladas estações de medição e feitas interconexões entre os dutos de transporte e os de distribuição. Nesta etapa, na maioria dos casos, é necessária a redução da pressão e a odorização do gás natural. O GNC pode ser conectado a uma rede de distribuição, o mesmo ocorrendo com o GNL após ser vaporizado.

As principais utilizações do gás natural têm sido como combustível industrial, comercial, domiciliar e veicular, na recuperação secundária de petróleo em campos produtores através de sua reinjeção, na geração de eletricidade em usinas termelétricas, em unidades industriais, instalações comerciais e de serviços, em regime de co-geração (produção combinada de vapor e eletricidade), nas indústrias petroquímicas e de fertilizantes, e para redução do minério de ferro na indústria siderúrgica (Figura 7).

Soares (2004) faz uma distinção quanto ao uso final do gás em não energético e energético. O primeiro caso refere-se a sua utilização como matéria prima na fabricação de amônia, metanol, eteno e na fabricação de aço (por redução). Por se tratar de matéria prima em importantes segmentos do setor industrial, tipicamente caracterizados como indústrias de base, ele apresenta grande poder multiplicador na economia. No segundo caso, a sua queima direta tem sido cada vez mais importante para a constituição da base energética dos países, tendo impacto direto sobre toda a população e as atividades econômicas.

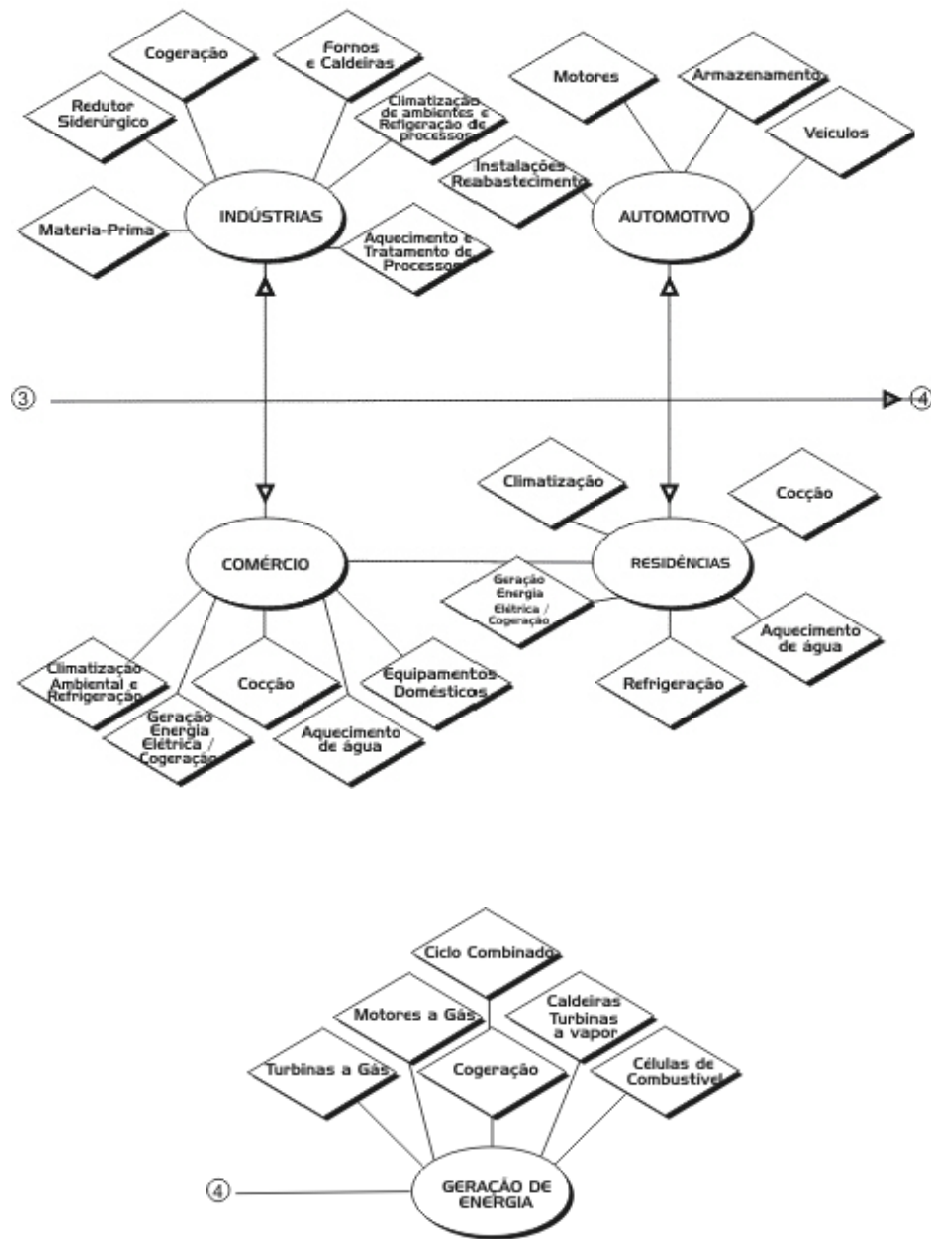


Figura 7 – Usos do Gás Natural

Fonte: CTGÁS, 2008.

Apesar da importância e diversidade de suas aplicações, apenas os Estados Unidos e a ex-União Soviética o utilizavam de modo significativo até meados do século passado. Nos Estados Unidos, a indústria do gás natural surge enfrentando a concorrência do carvão, que servia de energético

para as indústrias, e do gás manufacturado³. Neste país, de meados do século XIX até o início do século XX (1920), a evolução do gás natural deu-se com a gradativa acumulação de tecnologia que se fazia necessária para sua implementação em escalas cada vez mais amplas. A evolução do sistema de transporte, que passou a ser feita por gasodutos construídos com tubos de aço, permitiu que fosse dado um novo ritmo à evolução da indústria do gás natural, inclusive modificando suas especificações para utilização nos complexos industriais mais modernos. Durante a segunda guerra mundial, o governo norte americano estimulou a criação de uma rede de transporte nacional para equilibrar oferta e demanda entre as diversas regiões do país, atendendo, particularmente, a crescente procura por gás advinda da forte expansão das cidades. Progressivamente, o gás ganhou participação na matriz energética americana até alcançar patamares superiores a 25% da oferta total no final da década de 1960 (GALVÃO, 2004).

Já na ex-União Soviética (URSS), a expansão do uso do gás natural se deu após o término da segunda guerra mundial, no âmbito dos programas governamentais de planejamento econômico. As grandes descobertas de gás natural na Sibéria fizeram com que a URSS se tornasse, já em 1960, o maior produtor, exportador e consumidor mundial. A partir de então, se inicia uma ampla construção de redes de gasodutos, consolidando a utilização do gás na economia daqueles países (55% da matriz energética) e permitindo sua exportação para os demais países europeus (GALVÃO, 2004).

No resto do mundo essa evolução foi mais demorada. Segundo Cecchi (2001), a natureza fortemente irreversível dos investimentos nessa indústria, a especificidade do capital envolvido e o elevado poder de mercado das companhias de energia já instaladas explicaram uma certa inércia do setor. Afinal, o aproveitamento do gás natural está atrelado ao desenvolvimento da indústria petrolífera e, como visto, concorre com outras fontes energéticas.

Nas últimas décadas, entretanto, o gás natural vem se transformando, progressivamente, em um dos principais energéticos da atualidade (Gráfico 1). Essa expansão recente está relacionada à descoberta de novas reservas associadas de petróleo e gás, e conseqüente aumento de sua produção, aos choques internacionais de preços do petróleo, que viabilizaram economicamente a

³ Gás Manufacturado é um produto obtido do carvão ou através do craqueamento do gás natural ou da nafta. Seu poder calorífico é de 3900 kcal/m³.

substituição deste energético por outros alternativos, ao progresso técnico, que aumentou a eficiência da geração elétrica de usinas baseadas no consumo de gás natural, e a fatores ambientais, devido à crescente pressão de governos e consumidores para o uso de energias mais “limpas”, mesmo se considerando os impactos ambientais da sua exploração e transporte através da construção de gasodutos por áreas ambientalmente sensíveis (CECCHI, 2001).

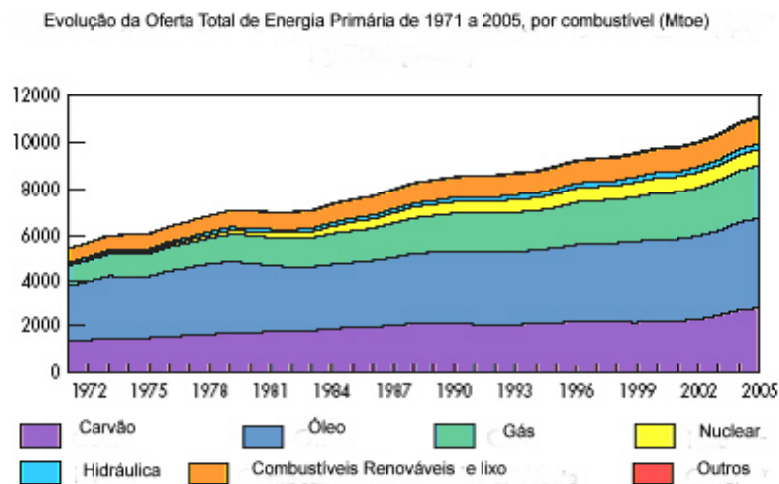


Gráfico 1

Fonte: IEA, 2007.

A localização das reservas comprovadas, um aspecto crucial nessa indústria, é bastante concentrada. No final de 2006, a Rússia possuía reservas comprovadas equivalentes a 26,3% do total mundial (que gira em torno de 181 trilhões de metros cúbicos). Irã, Catar e Arábia Saudita, no Oriente Médio, possuíam 15,5%, 14% e 3,9%, respectivamente. Num distante quinto lugar, figuram os Estados Unidos, com 3,3% das reservas mundiais comprovadas. Na América do Sul, Venezuela (com 2,4%) e Bolívia (0,4%) são os maiores detentores de reservas (BRITISH PETROLEUM, 2007, p.22). Essa concentração pode também ser observada nas grandes regiões do planeta (Gráfico 2)

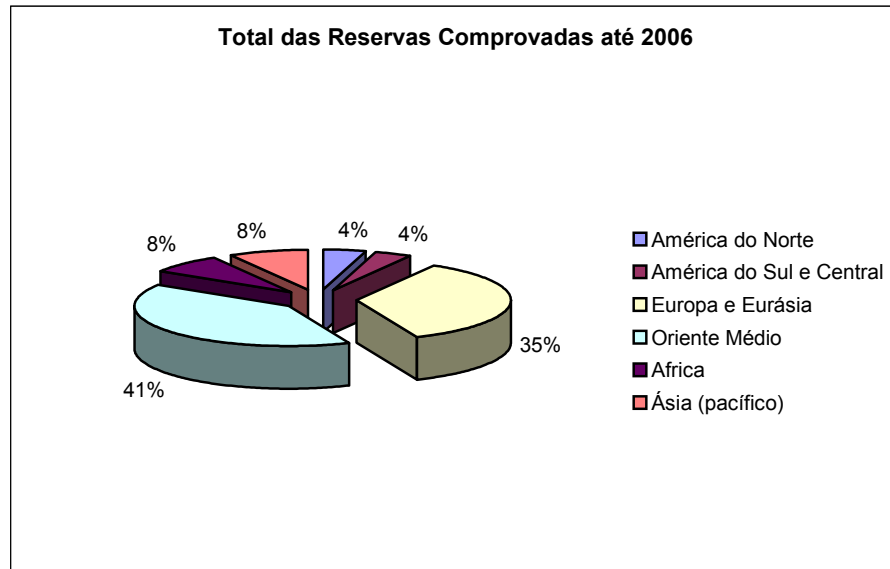


Gráfico 2 – Total das reservas comprovadas até 2006

Fonte: BRITISH PETROLEUM, 2007.

A produção mundial, que totalizou 2.865 bilhões de metros cúbicos em 2006, tem, todavia, uma geografia diferente. A Rússia permanece em primeiro lugar, com 21,3% da produção mundial, vindo em seguida os Estados Unidos com 18,5% (o que coloca o país na peculiar condição de um razoável detentor de reservas, mas grande produtor mundial) e o Canadá com 6,5%. Os países do Oriente Médio contribuem relativamente pouco (11,7% no conjunto) e a América do Sul participa com menos de 4% do total produzido mundialmente (BRITISH PETROLEUM, 2007, p.24). Regionalmente, a produção no ano de 2006 é exibida no Gráfico 3.

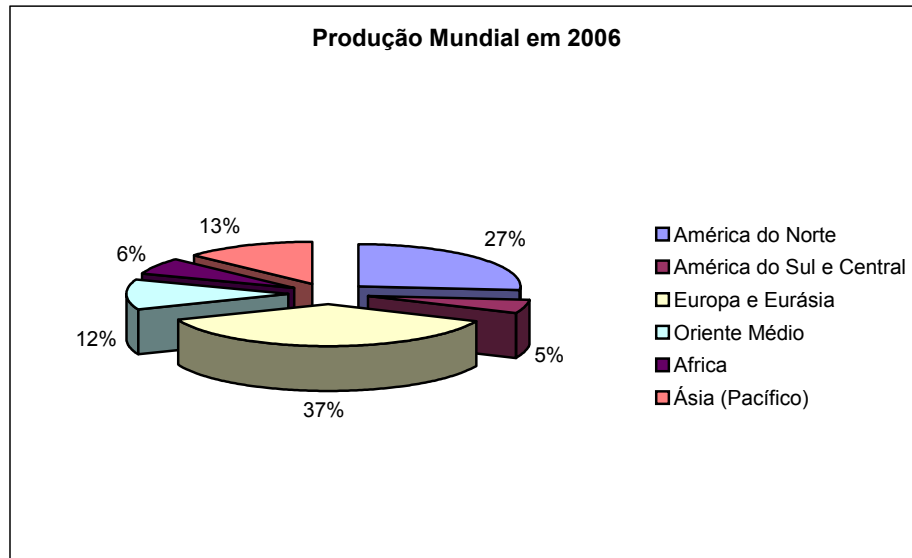


Gráfico 3 – Produção mundial em 2006

Fonte: BRITISH PETROLEUM, 2007.

Do lado da demanda, o consumo mundial de gás no final de 2006 (da ordem de 2.850 bilhões de metros cúbicos), vinha majoritariamente dos EUA, com 22% do total, seguido pela Rússia, com 15,1%, Canadá (3,4%), Reino Unido (3,2%) e Japão com 3%. Na América do Sul, o Brasil aparecia em terceiro lugar (0,7%), apesar do grande incremento dos últimos anos, atrás ainda da Argentina (1,5%) e Venezuela (1%) (BRITISH PETROLEUM, 2007, p.27). Em termos regionais, Europa e Eurásia respondem por 40% do consumo global, tendo a América do Norte uma participação de 27% e a América do Sul e Central apenas 3% do volume mundial consumido no ano de 2006 (Gráfico 4).

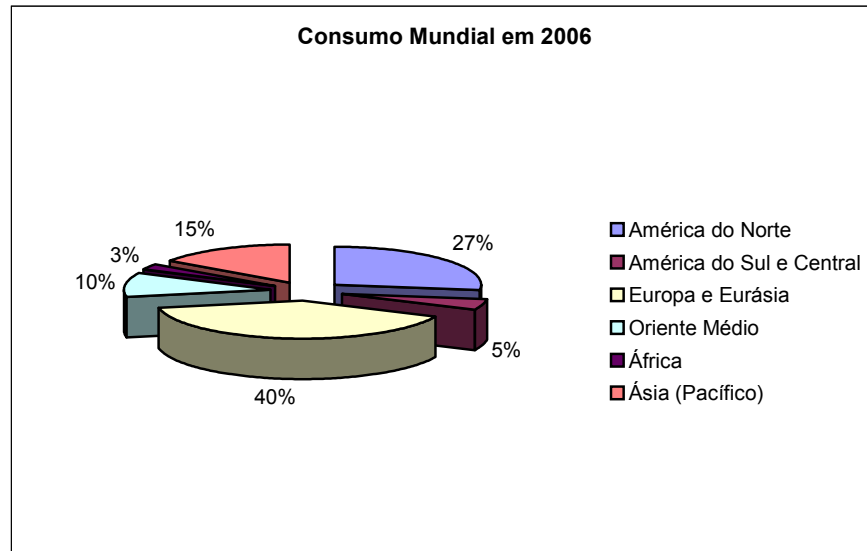


Gráfico 4 – Consumo mundial em 2006

Fonte: BRITISH PETROLEUM, 2007.

Essas condições de oferta e demanda levam a um fluxo de comércio mundial de gás que pode ser visualizado na Figura 8. Nela observa-se tanto a movimentação do produto através dos gasodutos, que é a forma mais econômica, porém com maiores custos afundados e riscos, como também via marítima, utilizando navios especialmente adaptados para transportar GNL, uma tecnologia que traz maior flexibilidade, apesar de gerar custos operacionais mais elevados, e que contribui para a consolidação progressiva de um mercado global para a *commodity* gás natural.

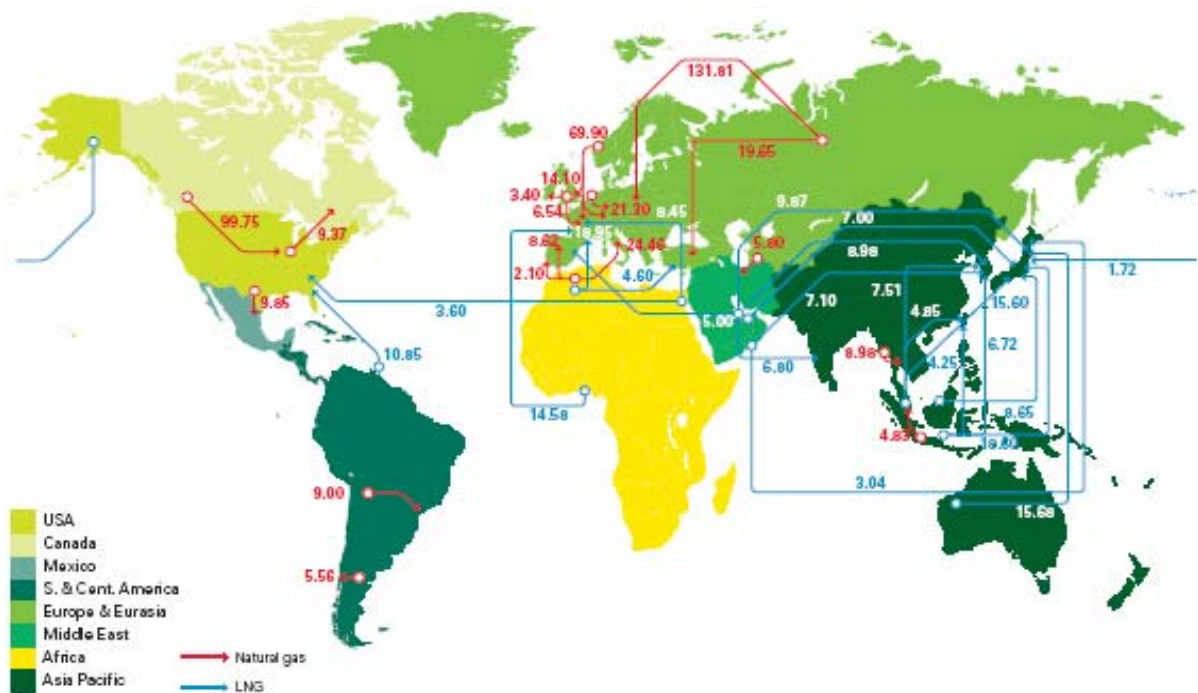


Figura 8 – Movimentação de Gás Natural no Mundo

Fonte: BRITISH PETROLEUM, 2007.

Subjacente à dinâmica do mercado de gás natural, algumas importantes características devem ser observadas. De forma geral, devido às suas características estruturais, ela é uma indústria de processo contínuo, na qual são elaborados produtos sem grande diferenciação, em grande tonelagem, elevadas escalas técnicas de produção e que requerem uso intensivo de recursos naturais e energéticos. Como toda *commodity*, seus preços são determinados em bolsas internacionais de mercadorias. Decorrente dessas características, as empresas desse oligopólio homogêneo devem ser capazes de explorar, ao máximo, todas as possibilidades de redução de custos e, concomitantemente, procurar atender aos requisitos de padronização internacional. Diante desse quadro estrutural, o volume de capital e o acesso às matérias primas são as mais importantes barreiras à entrada (FERRAZ; KUPFER; HAGUENAUER, 1995).

O retorno dos projetos de gás natural varia de acordo com a tarifa cobrada, que deve ser competitiva em relação a outros energéticos, já que o gás não tem um mercado cativo, e suficiente para remunerar os investimentos realizados. Uma vez que existe uma relação de proporcionalidade inversa entre o volume de transporte de gás contratado e o custo unitário do

gás natural ofertado, torna-se mais fácil a expansão da indústria em um mercado caracterizado por grande número de consumidores com demanda individual elevada (como em pólos industriais) ou marcado por pequeno número de consumidores, mas com demanda significativa (termoelétricas) (SOARES, 2004).

Além da questão do porte, a viabilização de um mercado gasífero é fortemente dependente da regularidade da demanda por causa da necessária redução dos riscos financeiros dos projetos de infraestrutura. Nesse sentido é que muitos dos contratos de fornecimento de gás natural são de longo prazo (20 a 25 anos) e incluem uma certa rigidez traduzida em cláusulas do tipo *take or pay*, onde o comprador paga pelo volume contratado mesmo que não chegue a utilizá-lo. Em mercados maduros, que já possuem toda a infra-estrutura pronta, os custos se tornam basicamente operacionais (uma vez que o capital imobilizado já foi amortizado) e o desenvolvimento de opções mais flexíveis, como o mercado *spot*, torna-se possível.

Aqui cabe ressaltar que justamente por não ser um “mercado de prateleira” (onde oferta e procura se ajustam rapidamente), os investimentos na indústria de gás natural normalmente ocorrem à frente da demanda e também acontecem de forma não marginal, isto é, cada nova estrutura implementada gera um grande aumento na capacidade de atendimento do mercado.

Por fim, Soares (2004) destaca que além das cláusulas usuais, os contratos de fornecimento de gás incluem: (i) cláusulas de “força maior”, que permitem a uma das partes ficar desobrigada das obrigações contratuais por motivos extraordinários, como desastres naturais ou guerras; e (ii) cláusulas de arbitragem, que definem o foro apropriado para resolução de possíveis conflitos entre os contratantes.

3.2 GÁS NATURAL NO BRASIL

No Brasil, a difusão do gás natural foi mais lenta. Embora figure como um importante usuário mundial de energia desde o início da década de 1980, com uma demanda total de energia que chegou, em 2006, à ordem das 226 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (TEP), o Brasil atende a uma alta proporção de sua demanda energética (45,1%) por meio de fontes renováveis (hidráulica, derivados da cana de açúcar, etc.), principalmente por conta do parque gerador de eletricidade, baseado fundamentalmente em hidrelétricas, que respondem por mais de 80% da energia elétrica produzida (MME, 2007).

A escolha pela construção de grandes hidrelétricas se deu em função da disponibilidade nacional de potenciais hídricos e da relativa escassez de petróleo e gás natural em território nacional à época da realização dos investimentos. Estes motivos, aliados à subordinação da indústria do gás natural à lógica da exploração da indústria do petróleo (em função da natureza associada do gás natural brasileiro), resultaram no baixo consumo do energético (ANP/ STRATT/R.GARCIA CONSULTORES, 2005).

A Bahia foi o estado pioneiro na utilização do gás natural com a descoberta do campo de gás não-associado de Itaparica, em 1942. Sua utilização era especialmente voltada para o aquecimento de óleo combustível que alimentava as caldeiras industriais e como insumo na própria indústria petrolífera. Posteriormente, descobertas de grandes campos de petróleo e gás na região do Recôncavo incentivaram a implementação, na década de 1960, das primeiras indústrias que utilizavam o produto como sua principal fonte de energia (VIEIRA, 2005).

Em razão do crescente volume de gás natural associado ao petróleo na Bahia e em acordo com a política de substituição das importações de derivados, a Petrobras instalou, em 1962, a primeira unidade de processamento de gás natural (UPGN) do país, no município de Pojuca. Três anos depois, em 1965, a empresa construiu uma fábrica de fertilizantes nitrogenados à base de amônia e uréia (conseguidos com a utilização do gás natural como insumo) na cidade de Camaçari para atender à demanda crescente do setor agrícola (GARCIA, 2006).

No início da década de 1970, a Petrobras instalou a segunda UPGN do país, na cidade de Candeias (BA), aumentando significativamente o volume de gás processado. Paralelamente, o governo federal criou a Companhia Petroquímica do Nordeste (Copene) responsável pelo fornecimento de matérias-primas petroquímicas para as indústrias de segunda geração e deu início ao Pólo Petroquímico de Camaçari. Várias empresas localizadas neste pólo passaram a usar o gás natural como combustível.

Posteriormente, com a descoberta das reservas da Bacia de Campos no Rio de Janeiro, na década de 1980, as indústrias do Sudeste começam a utilizar o gás de maneira mais significativa. Essa descoberta, que fez com que as reservas provadas praticamente quadruplicassem no período 1980-95, aliada à iniciativa estatal de construção de outras centrais de processamento de gás natural, permitiu uma participação mais efetiva do gás na indústria nacional.

Até a promulgação das reformas à constituição de 1988, a indústria gasífera se encontrava integrada verticalmente ao longo de toda sua cadeia produtiva, com a Petrobras atuando desde a produção até a distribuição. Após a promulgação, algumas mudanças foram implementadas, destacando-se o poder de concessão dado aos estados com relação aos serviços locais de gás canalizado e a conseqüente criação das respectivas empresas distribuidoras estaduais.

Como destaca Mattos (2001), em resposta a essas mudanças institucionais, a Petrobras adquiriu participações minoritárias em quase todas as empresas recém criadas de forma a permanecer presente no segmento de distribuição. Por sua vez, as novas empresas distribuidoras puderam se aproveitar do conhecimento e capacitação técnica acumulados pela Petrobras na área para operar em um setor que exige conhecimento altamente específico. O modelo tripartite adotado (empresas estaduais, Petrobras Distribuidora e capital privado), ao mesmo tempo que permitiu a transferência das redes de distribuição existentes nos respectivos estados, manteve grande parte da integração na indústria.

Foi na década de 1990, entretanto, que o gás natural passou a figurar como um componente importante na matriz energética brasileira devido à forte expansão da demanda de energia – que

no Brasil possui uma elasticidade renda, em muitos períodos, maior que um⁴ – e a necessidade de diversificação da matriz energética causada pela exaustão de novas possibilidades de construção de grandes centrais hidroelétricas perto dos principais centros consumidores.

Duas importantes medidas implementadas nesse período moldaram o desenvolvimento da indústria gasífera no Brasil: a reforma da indústria petrolífera implementada pelas Emendas Constitucionais números 5 e 9, de 1995, assim como pela Lei 9478/97, conhecida como Lei do Petróleo; e a assinatura do acordo Brasil-Bolívia para fornecimento de gás. Foi definida uma política de aumento da participação do capital privado, em um modelo que visava a segmentação da indústria e o acesso negociado a ativos estratégicos, de forma a fazer frente à incipiente infraestrutura existente para esse produto e as grandes diferenças entre os agentes participantes da cadeia de valor.

A emenda constitucional número 5 permitiu a participação de empresas privadas na distribuição e comercialização do gás canalizado, acabando com a exclusividade das empresas estaduais, enquanto que a de número 9 estabeleceu o fim do monopólio legal da Petrobras e a conseqüente abertura das atividades de prospecção, produção, processamento e transporte, além da possibilidade de importação e exportação de gás por empresas particulares.

A Lei do Petróleo definiu que os direitos de prospecção e produção permaneceriam com a União Federal, mas que sua administração ficaria a cargo da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que poderia estabelecer concessões a qualquer empresa (pública ou privada) para consecução dessas atividades. No caso do comércio internacional, ficou estabelecido que caberia a ANP autorizar previamente essas transações, sendo o preço do gás importado negociado livremente.

Um aspecto importante da Lei do Petróleo foi a permissão do livre acesso de terceiros à infraestrutura com condições livremente negociadas entre os agentes do mercado. Essa medida visou incentivar a entrada de outros atores na indústria que de outro modo não teriam como concorrer com a Petrobras, que permaneceria sob o controle acionário da União (artigo 62). A Lei permitiu

⁴ Entre 1990 e 2002, a demanda energética brasileira cresceu a uma taxa acumulada de 3,4% a.a, enquanto o crescimento médio do PIB foi de 2,5% a.a. (ANP/ STRATT/R.GARCIA CONSULTORES, 2005, p.10).

que a Petrobras mantivesse suas áreas produtivas e continuasse com a exploração e desenvolvimento daquelas nas quais já estivesse investindo. Além disso, permitiu que a empresa firmasse *joint ventures* com empresas privadas nacionais ou estrangeiras para o desenvolvimento de suas atividades.

Apesar das reformas implementadas, permitindo a entrada de novas empresas, a Petrobras se manteve como o mais importante ator na indústria gasífera nacional, tanto pela sua vantagem acumulada ao longo dos anos de atuação, como pelo caráter associado do gás encontrado no país. A Lei do Petróleo não introduziu restrições à integração vertical ou horizontal na cadeia, permitindo que qualquer agente tenha participação na propriedade de empresas nos distintos segmentos.

Já a introdução do gás boliviano no Brasil foi, por sua vez, resultado de um modelo institucional e contratual diferente do adotado na Lei de Petróleo, promulgada posteriormente à assinatura dos contratos de compra e venda de gás natural entre as companhias petrolíferas YPFB, da Bolívia, e Petrobras, e se inseria em um contexto mais amplo de tentativa de integração sul-americana (BRASIL, 1993). Em um cenário no qual o ambiente regulatório era praticamente inexistente, optou-se por um modelo de integração vertical com vínculos societários em cada segmento de forma a reduzir o nível de incerteza no processo de decisão de investimentos.

A importação do gás boliviano concretizou-se em julho de 1999, quando a TBG (empresa constituída para construção e operação do trecho brasileiro do gasoduto Bolívia-Brasil) iniciou suas operações comerciais no trecho entre Corumbá (MS) e Guararema (SP). Com a inauguração, em março de 2000, do trecho entre Campinas (SP) e Canoas (RS), a TBG entrou em operação plena, transportando gás natural do Centro-Oeste ao Sul do Brasil (TGB, 2007). Ficou acertado que o preço do gás boliviano seria composto pelo preço do gás *commodity* – que evolui trimestralmente de acordo com uma cesta de derivados cotados internacionalmente – e da tarifa de transporte – corrigida anualmente de acordo com o termo de capacidade da GTB (operadora do gasoduto do lado boliviano) e da TBG.

Já os preços do gás natural *commodity* de origem nacional, que eram atualizados de forma trimestral, conforme a evolução de uma cesta de preços internacionais de combustíveis, até o final do ano de 2001, passaram a ser negociados livremente pelos agentes envolvidos. Por sua vez, as tarifas de transporte de referência vêm sendo estabelecidas pela ANP de forma anual a partir de 2000, através de suas portarias. Com base na tarifa de referência, a ANP procura refletir a distância entre a entrada e saída do gás natural na infra-estrutura de transporte, resultando em preços diferentes em cada estado.

Deve-se notar também que o gás natural é o combustível menos tributado, em termos do percentual de tributos sobre o preço final, em comparação com seus concorrentes. Ele apresenta uma carga tributária da ordem de 14% do preço final, tanto no segmento residencial quanto no segmento industrial, enquanto que outros energéticos apresentam taxas de até 24,3%, como é o caso do óleo combustível.

Diferente do que ocorreu na produção e transporte, a regulação da atividade de distribuição ficou a cargo de cada estado. A maioria possui uma única distribuidora de caráter monopolista, sob a figura da concessão. Não existe, entretanto, a obrigatoriedade de que apenas uma empresa possua a concessão de distribuição por estado. De fato, no estado de São Paulo há três distintas concessionárias de distribuição de gás natural e no estado do Rio de Janeiro há duas. Os demais estados têm acesso fechado na comercialização durante todo o prazo de concessão (ANP/STRATT/R.GARCIA CONSULTORES, 2005).

Em 2001, o problema do abastecimento tornou-se absolutamente central para a definição da política energética do setor gasífero, devido à restrição na oferta de energia que o país teve que enfrentar. A preocupação de se evitar um novo “apagão”, na hipótese de se cumprir uma agenda de crescimento econômico próxima de 5% a.a., fez com que o governo decidisse pelo aumento da utilização do gás natural para geração de energia elétrica através do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), que tinha como finalidade a construção de termelétricas que fossem acionadas de modo a complementar a geração de energia.

De acordo com Soares (2004), parte dos investimentos almejados não se concretizaram por causa de uma incongruência entre as condições de viabilidade econômica do desenvolvimento da indústria gasífera e as características do parque elétrico brasileiro. Esta contradição se relaciona ao fato de que as usinas termoeletricas a gás natural requerem operação na base do sistema (de forma contínua para que os investimentos na infraestrutura de transporte e distribuição se viabilizem), enquanto que a matriz brasileira de eletricidade é predominantemente hídrica e sujeita a fortes oscilações sazonais que levam ou a sub-utilização dessas usinas (desligamento em parte do ano) ou a uma geração de eletricidade ineficiente (produção de energia mais cara do que a que pode ser produzida pelas hidroelétricas).

Mesmo com esses problemas, muitas transformações foram verificadas na infraestrutura da indústria gasífera. A construção de gasodutos, juntamente com a exploração de novos campos em território nacional, incrementou a incipiente estrutura de transporte e distribuição, dois fatores essenciais na determinação da oferta do produto. Em 2004, a malha nacional de transporte de gás natural totalizava 5,4 mil quilômetros, grande parte concluída no final dos anos 1990 e início da década 2000 (PRATES, 2006, p.47). Ainda assim, trata-se de uma extensão bastante reduzida se comparada a outros países que utilizam consideravelmente o produto (como Argentina, México, EUA) e às dimensões do território brasileiro. Especialmente, os principais campos produtores, redes de gasodutos e termoeletricas atualmente disponíveis no Brasil podem ser visualizadas na Figura 9.

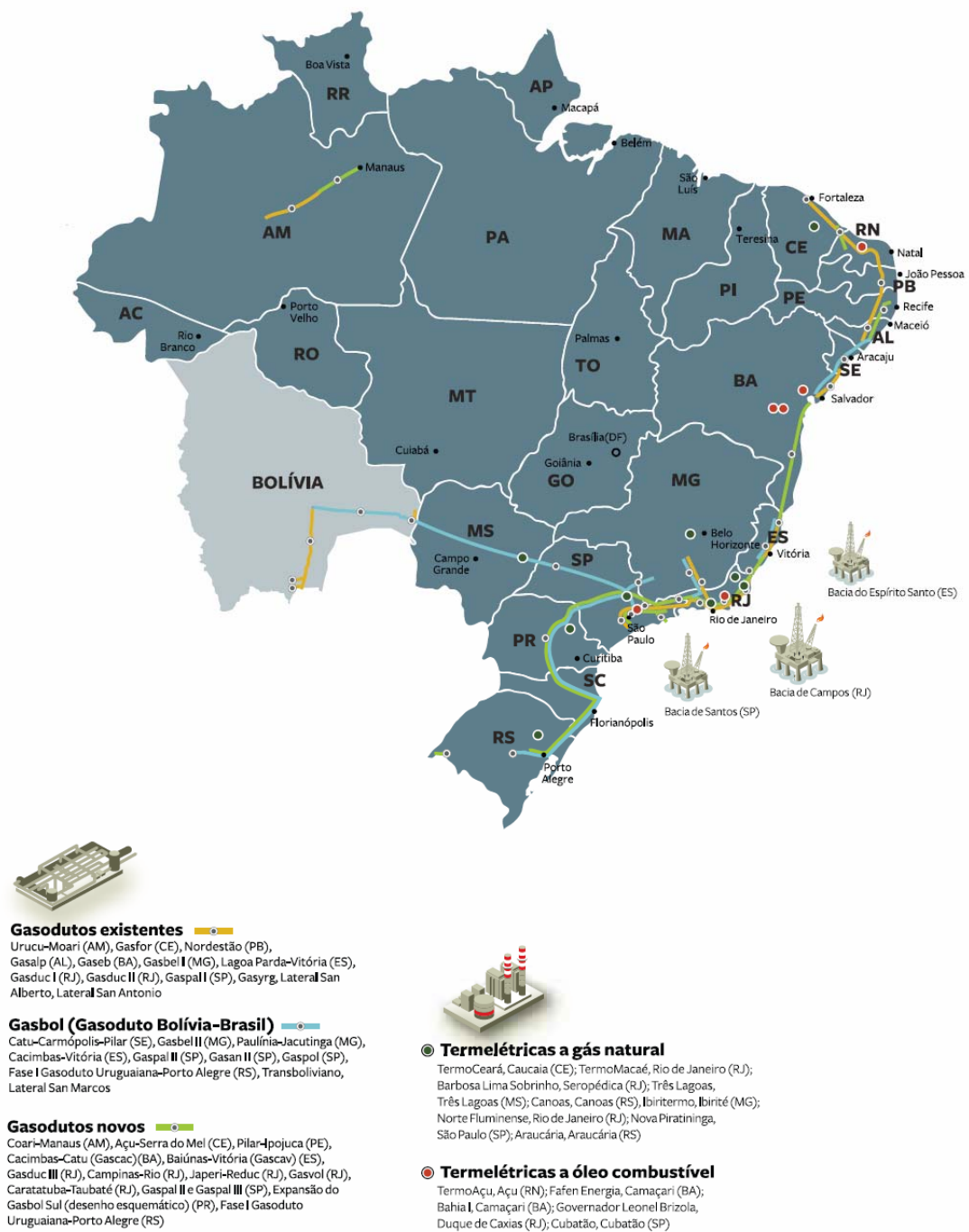


Figura 9 – Infra-estrutura de Gás Natural no Brasil e Ligação com a Bolívia

Fonte: PETROBRAS, 2006.

3.3 GÁS NATURAL NA BOLÍVIA

A Bolívia possui uma das maiores reservas de gás natural da América do Sul. No final de 2005, elas totalizavam 49 trilhões de pés cúbicos (TCF) entre prováveis e provadas, e posicionavam o país como o segundo maior detentor de reservas da região. Essa grande quantidade de gás em seu território, juntamente com sua posição estratégica – vizinha de países como Brasil e Argentina, as maiores economias da região –, tornam o país um potencial provedor do produto para todo o continente e mesmo para outros países através do transporte marítimo de GNL⁵.

Até a primeira metade da década de 1980, o modelo de desenvolvimento na Bolívia estava assentado sobre uma espécie de capitalismo de Estado, onde o governo participava diretamente de quase todas as atividades produtivas relevantes no país. Apesar de ter conseguido manter taxas de crescimento de 5% a.a. durante a década de 1970, a crescente dívida fiscal, as crises internacionais e a baixa eficiência das ações do Estado levaram à falência desse modelo, que se refletiu em um processo de estagnação econômica, desemprego e elevada inflação (HERRERA, 2006).

Depois de diversos pacotes econômicos não exitosos de controle de preços, moratória e ajuda às empresas nacionais em dificuldades financeiras, foi lançado, em 1985, o Decreto Supremo 21060 com uma nova política de estabilização que visava o ajuste fiscal do estado, controle das emissões monetárias e diminuição da participação direta do governo na economia, visando com isso lançar as bases para um novo ciclo de crescimento do país apoiado sobre o capital privado. Entre as diversas medidas adotadas estavam a eliminação dos subsídios cruzados que existiam entre as empresas e entidades do Estado e a correção dos preços relativos de muitos produtos, que no caso da gasolina chegou a significar um aumento de 833% (HERRERA, 2006, p.13).

O sucesso do plano em conter a hiperinflação e restabelecer uma certa ordem ao sistema econômico deslocou o foco de atenção nos anos seguintes para o que ficou conhecido como reformas estruturais de segunda geração que tinham como objetivo impulsionar o crescimento

⁵ Esse último ainda não desenvolvido por causa de disputas territoriais com o Chile por uma saída soberana para o mar.

econômico do país através de aumentos substanciais na taxa de investimento, produtividade dos fatores e capacidade exportadora. Destaca-se nesse sentido a *Ley de Inversiones*, de 1990, que no seu primeiro artigo explicitava o desejo de estimular e garantir o investimento nacional e estrangeiro para promover o crescimento e desenvolvimento da Bolívia (BOLÍVIA, 1990). Ademais, mudanças nas leis sobre mineração e hidrocarbonetos permitiam a participação do capital nacional e estrangeiro nos respectivos setores através de contratos de risco compartilhado com as empresas estatais.

A partir de 1994, com a promulgação da *Ley de Capitalización*, aprofundam-se as reformas do sistema econômico. Diferente da privatização clássica, implementada em muitos países da América Latina – na qual o Estado busca obter recursos para corrigir problemas fiscais e garantir a estabilidade macroeconômica –, a capitalização visava especificamente o fomento ao investimento e ao crescimento econômico através de um modelo em que o Estado aporta com suas empresas públicas e o investidor privado com um montante de capital igual ao valor de mercado dessas empresas, criando assim uma nova companhia com o dobro de valor. O investidor privado recebe 50% das ações e o controle da administração, e o restante das ações é distribuído entre os funcionários das empresas (5%) os fundos de pensão.

Antes de ser capitalizada, a petrolífera estatal do país, *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB), produzia 66% do gás, 85% do petróleo e condensados e refinava 100% dos produtos. Além disso, a YPFB realizava 100% das exportações de gás boliviano para a Argentina, único mercado consumidor externo até aquele momento. A estrutura da indústria de gás era marcada pela presença da estatal em todos os seus segmentos, caracterizando uma forte integração vertical ao longo da cadeia. O mercado doméstico, com consumidores cativos, era abastecido diretamente pela YPFB ou por empresas nas quais a estatal tinha participação acionária.

Nesse ambiente, alguns problemas particularmente importantes no setor de hidrocarbonetos já se faziam sentir: (i) a relação reservas/produção – um importante fator de segurança energética – estava abaixo de 15 anos devido à insuficiência dos investimentos da YPFB; (ii) o ritmo de crescimento da produção de derivados de petróleo estava abaixo das taxas de expansão da

economia; (iii) existia falta de recursos para novos investimentos em infraestrutura na área; (iv) o atendimento do mercado doméstico era precário; e (v) o mercado argentino para o gás boliviano começava a se retrair.

Para fazer frente a essa situação, além do processo de capitalização, instituiu-se um novo marco legal, com a aprovação da *Ley de Hidrocarburos* e da *Ley SIRESE* (Sistema de Regulamentação Setorial), que visava maximizar os investimentos privados no setor e definir um papel regulador e fiscalizador para o Estado. Nesse mesmo sentido, a YPFB foi cindida, originando duas companhias de exploração e produção (*Empresa Petrolera Chaco* e *Empresa Petrolera Andina*), uma de transporte (*Transredes*), algumas refinarias e diversas empresas de serviços (CAMPOS, 2003).

Em 1998, a Amoco (agora parte da BP) adquiriu 50% da Chaco e fundos de pensão bolivianos e os funcionários adquiriram o restante. A Repsol-YPF, a Pérez Companc (agora parte da Petrobras) e a Pluspetrol formaram um consórcio que adquiriu 50% da Andina. Além disso, um consórcio formado pela Enron e Shell Gas adquiriu 50% da empresa transportadora Transredes. Também em 1998, a Petrobras e a Pérez Companc, através de uma empresa *joint venture* denominada Empresa Boliviana de Refinación, adquiriram duas grandes refinarias: Gualberto Villarroel e Guillermo Elder Bell (ANP/STRATT/R.GARCIA CONSULTORES, 2004).

Paralelamente, nos termos da Lei de Hidrocarbonetos, o governo iniciou as licitações das áreas de prospecção e produção. A lei previa a participação de empresas privadas por meio de contratos de risco compartilhado, com prazo máximo de quarenta anos, a serem assinados com a YPFB, que deixou então de ser a grande estatal do setor para se dedicar à fiscalização e administração desses contratos. Além disso, a YPFB ficou encarregada de agregar e carregar o gás natural boliviano exportado ao Brasil, certificar as reservas descobertas e supervisionar a adequação dos padrões técnicos empregados na exploração dos hidrocarbonetos.

Deve-se observar que apesar dos esforços do governo, fracassaram as tentativas de privatizar as atividades de engarrafamento do GLP e distribuição do gás natural por redes. Por força constitucional, também não foram vendidas as plantas de *Almacenaje*, que se encontram em áreas

fronteiriças. Por fim, foram ainda mantidos sob o controle da YPFB um número considerável de postos de combustível espalhados pelo país (MEMORIA YPFB, 2005).

A regulamentação da indústria ficou a cargo da Secretaria de Hidrocarbonetos (SH) que tinha liberdade para estabelecer regulamentações específicas para o livre acesso à infraestrutura, outorgar concessões de transporte e distribuição, modificar ou renovar licenças de operação, aprovar tarifas, estabelecer sanções, resolver conflitos entre os agentes e defender a concorrência. Entre os princípios básicos adotados pela legislação figuravam a limitação da integração vertical e horizontal das empresas, proibição de acordos que diminuíssem a concorrência, proibição de fusões e acesso aberto à capacidade de transporte e distribuição.

A implementação inicial das reformas trouxe uma certa incerteza aos agentes econômicos, mas à medida que as mudanças foram sendo executadas e o modelo se tornava mais claro, verificou-se uma aceleração no ritmo de crescimento dos investimentos em toda a economia, particularmente do investimento direto estrangeiro (IED). Dados da CEPAL sobre a América Latina revelam que a Bolívia recebeu, em média, 370 milhões de dólares anuais em IED no quinquênio 1993-1997 e 814 milhões entre 1998-2002. A partir de 2004, com a votação do referendo sobre os hidrocarbonetos e as turbulências políticas, o ingresso médio de IED foi de apenas 86 milhões de dólares no período 2003-2007 (CEPAL, 2007, p.25).

No setor ligado a exploração/exploração de petróleo e gás natural, o IED saltou de 53 milhões de dólares em 1996 para 460 milhões em 1998, mantendo um fluxo elevado até 2003. A entrada de novos agentes nas atividades de exploração causou um extraordinário aumento das reservas de gás bolivianas, que passaram de 5,7 Tcf, em 1997, para 55 Tcf, em 2003. As novas descobertas foram primordialmente feitas no departamento de Tarija (87%), no extremo sul do país, seguido pelo departamento de Santa Cruz (10%). Houve também um grande aumento da produção de gás, com taxas de crescimento de 10,8% a.a. durante esse período (ANP/STRATT/R.GARCIA CONSULTORES, 2004, p.19).

Na atividade de transportes, a Transredes ficou com a operação dos gasodutos que movimentam o gás para o mercado doméstico (Yacuiba-Río Grande; La Paz-Cochabamba-Santa Cruz;

Yacapani-Santa Cruz; Potosí-Sucre-Río Grande) e para o mercado externo, utilizando o sistema Yacuiba-Río Grande (denominado Gasoduto Yabog), através da sua interconexão em Río Grande com o gasoduto de exportação TransBoliviano (GTB). Em abril de 2003, a empresa Transierra – consórcio integrado pela Petrobras, Andina e TotalFinalElf – inaugurou o gasoduto Gasyrg, paralelo ao Yabog, também com o objetivo de exportar gás (ANP/STRATT/R.GARCIA CONSULTORES, 2004). As redes de transporte existentes na Bolívia podem ser visualizadas na Figura 10.

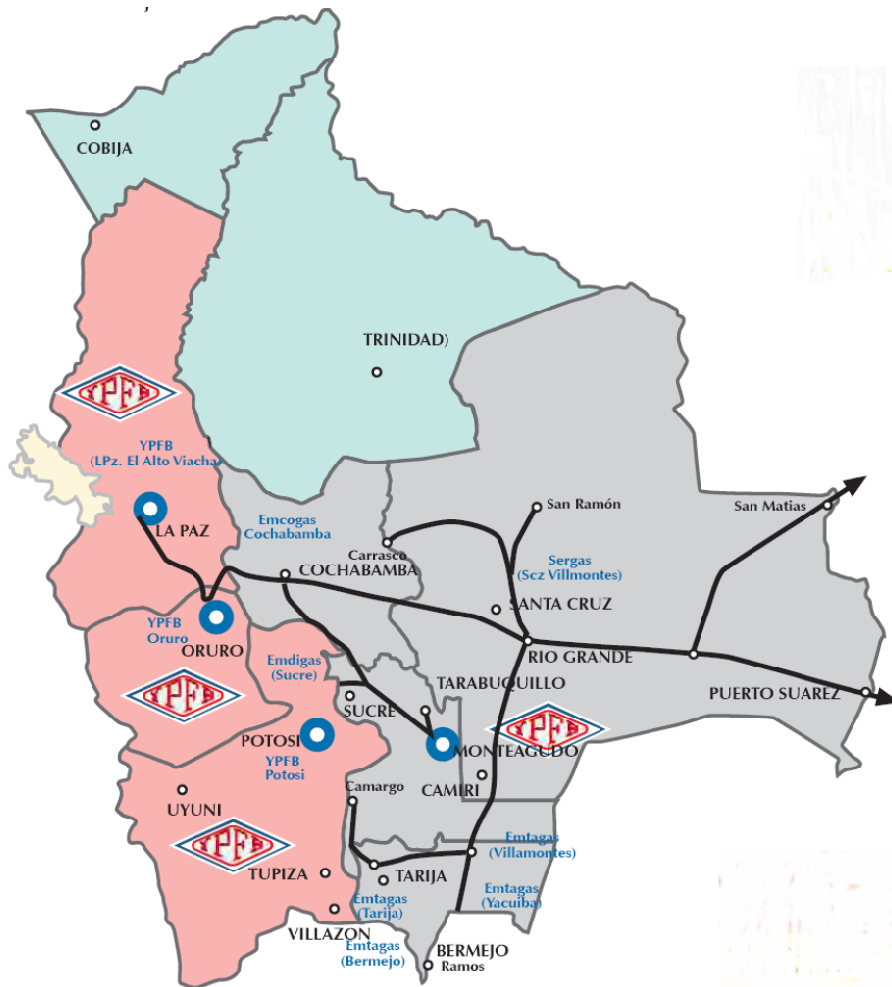


Figura 10 - Rede de Transporte de Gás Natural na Bolívia
Fonte: Memória YPFB, 2006.

A empresa TransBoliviano (GTB) opera o gasoduto inaugurado em 1999, que liga o sistema da Transredes, na planta compressora de Rio Grande, até o ponto de interconexão em Mutún – fronteira com o Brasil - com o gasoduto de exportação para o Brasil, operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) (Figura 10). O gás natural passou a ser o principal produto na pauta de exportações da Bolívia, saltando de uma participação de 11% em 1992 para 20% em 2002. A demanda doméstica de gás na Bolívia é pequena, não chegando a 20% das exportações totais (ANP/STRATT/R.GARCIA CONSULTORES, 2004, p.5).

As concessões de distribuição, com quarenta anos de prazo, foram coordenadas pela SH e respectivos governos locais, cabendo a fiscalização a ambos. Com o objetivo de desenvolver o mercado doméstico foi iniciado um processo de privatização dos ativos da YPFB na área, mas as tentativas de venda falharam, em grande parte por causa da existência de regras distintas para as tarifas cobradas sobre o gás que se destina ao mercado interno e externo, havendo subsídios cruzados para os consumidores residenciais e termoelétricas. Para a venda no mercado doméstico, o preço é regulado ao longo de toda a cadeia. Já a produção destinada à exportação tem seu preço livremente negociado entre as partes (tanto o preço do gás quanto a tarifa de transporte).

4 ACORDO BRASIL-BOLÍVIA

4.1 CARACTERÍSTICAS DO ACORDO

A idéia de trazer gás natural da Bolívia para o Brasil foi analisada em várias ocasiões durante o século XX, tendo sido considerada pela primeira vez ainda nos anos 1930. Apesar dos estudos e contatos diplomáticos, a concretização de um acordo entre as partes foi muitas vezes postergada pela falta de conhecimento efetivo do tamanho das reservas bolivianas, a carência de tradição da maior parte do Brasil no consumo de gás e, ao mesmo tempo, a oferta elástica de energéticos competidores com o insumo, sobretudo a energia hidroelétrica e o óleo combustível (COUTINHO, 2000).

No final dos anos 1980 e início da década de 1990, contudo, com a comprovação das reservas bolivianas de gás natural, a diminuição do ritmo de expansão do parque hidroelétrico brasileiro, a intensificação das políticas de integração energética no Cone Sul e o avanço mundial do uso da tecnologia de geração de energia elétrica a gás em ciclo combinado, ganhou força a alternativa de importação do gás boliviano. Nesse sentido, em 1988, os presidentes Paz Estenssoro e José Sarney assinaram uma declaração conjunta na qual os países se comprometiam a empenhar esforços na consecução de quatro projetos a serem realizados na Bolívia: uma planta de amoníaco e uréia com produção de 200.000 toneladas/ano, uma outra de polietileno com capacidade de 100.000 toneladas/ano, uma usina de 500 MW em Puerto Suárez e, finalmente, um gasoduto, passando por essa mesma cidade, para exportar 106 milhões de pés cúbicos por dia de gás natural.

Apesar das intenções expressas na declaração, as propostas não se concretizaram, pois, de um lado, não havia clareza com relação aos preços de venda dos insumos, da magnitude dos investimentos necessários e da real rentabilidade dos negócios e, de outro, o baixo volume proposto inviabilizava a implantação de um ativo específico de grande extensão como o gasoduto em questão. Entretanto, com o final do contrato de importação de gás boliviano por parte da Argentina em 1992, as negociações entre Brasil e Bolívia começaram a tomar novo rumo, pois o

acesso ao principal mercado da região passou a figurar como a alternativa mais viável para o desenvolvimento da economia daquele país (PASSOS, 1998).

Em 1991 foi assinada uma carta de intenções entre as petrolíferas estatais dos dois países na qual as partes se comprometeram a trabalhar em um acordo que viabilizasse a importação do gás boliviano para o Brasil e a integração energética dos dois países. Posteriormente, em 1992, essa intenção foi ratificada pelos dois governos (BRASIL, 1992) e, finalmente, formalizada em 1993. No acordo ficou estabelecido, entre outros termos, que o contrato Petrobras - YPFB para importação de gás natural vigoraria por vinte anos, com fornecimentos diários que iriam de 8 milhões/m³ a 16 milhões/m³. Inicialmente, o gasoduto para o transporte do produto se estenderia de Rio Grande, na Bolívia, a Curitiba, no Brasil, numa extensão total de 2.187 km. Adicionalmente, foram firmados acordos e contratos específicos para a participação da Petrobras, ou de suas subsidiárias, nas atividades de exploração, produção, comercialização e transporte de hidrocarbonetos na Bolívia, bem como na distribuição de petróleo e gás natural no mercado interno boliviano (BRASIL, 1993).

Também ficou estabelecido que os governos dos dois países deveriam procurar fazer com que o preço do gás refletisse seu valor econômico de livre competitividade nos mercados dos usuários finais do Brasil, em relação a outros energéticos, e condições de eficiência econômica nas fases de comercialização, transporte e distribuição. Para viabilizar a construção da infraestrutura necessária, ficou acertada a instalação de subsidiárias da Petrobras na Bolívia e a consecução de uma empresa específica para a construção e operação do gasoduto de exportação. Dada a forte incidência tributária no custo total dos projetos, ficou estabelecido a isenção de tributos sobre os bens e os serviços envolvidos nessas construções, assim como sobre o transporte do gás boliviano nos dois países. Por fim, os governos do Brasil e da Bolívia se comprometiam a realizar os esforços necessários à obtenção de financiamento internacional para a implementação do projeto, notadamente no que respeita às tratativas junto à comunidade financeira nacional e internacional (BRASIL, 1993).

Diversos aditivos ao contrato de 1993 foram assinados, prorrogando prazos, mudando o traçado do gasoduto (que passou a se estender até o Rio Grande do Sul) e, também, alterando o volume negociado. Com a inclusão do projeto do gasoduto no Programa Brasil em Ação – programa do

governo federal que visava promover a implantação de ações estruturantes para o desenvolvimento econômico e social – e o equacionamento do esquema de financiamento, as obras começaram no início de 1997.

4.2 GASBOL

O projeto do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) se constituiu como o mais importante passo na implementação do acordo entre os países. Ele compreendeu a construção de um duto com 3.150 km de extensão, ligando a cidade de Río Grande, na Bolívia, a Porto Alegre, atravessando 5 estados e 135 municípios brasileiros (Mato Grosso do Sul - 11, São Paulo - 70, Paraná - 13, Santa Catarina - 27 e Rio Grande do Sul - 14). O gasoduto tem 16 estações de compressão, das quais quatro na Bolívia (Izozog, Chiquitos, Roboré, Yacuses) e 12 no Brasil (Albuquerque, Guaicurus, Anastácio, Campo Grande, Mimoso, Rio Verde, Mirandópolis, Penápolis, Ibatinga, São Carlos, Araucária e Biguaçu). Essas estações foram instaladas, gradativamente, na medida em que o volume de gás transportado foi aumentando até o atendimento da capacidade máxima de 30 milhões de m³/dia do gasoduto (COUTINHO, 2000).

O investimento total foi estimado em US\$ 2.154 bilhões, sendo US\$ 1.719 bilhão relativos ao trecho brasileiro. Diante do alto risco apresentado pelo projeto, 82% do total dos recursos foram obtidos pela Petrobras, através de empréstimos de longo prazo contratados junto a agências multilaterais, agências de crédito à exportação e ao BNDES. A estatal brasileira também se responsabilizou pela construção do gasoduto nos dois lados da fronteira.

Diversas características do projeto possuem aderência com os aspectos teóricos tratados no capítulo anterior (alta especificidade dos ativos necessários em uma construção dessa envergadura, grande volume de recursos envolvidos na forma de *sunk costs* e incapacidade de prever o comportamento da demanda nos anos seguintes), fazendo com que a percepção do risco – e mais amplamente da incerteza – se tornasse grande. De fato, os estudos iniciais estimavam uma participação do gás na matriz energética brasileira de 6% em 2010, que depois saltou para 12% no mesmo ano (PASSOS, 1998). Além disso, a demanda que inicialmente era prevista como

predominantemente industrial, foi substancialmente mudada com a chamada âncora energética, isto é, o direcionamento do gás natural primordialmente para a geração de energia elétrica.

As incertezas não pararam por aí. Se inicialmente não se sabia se haveria oferta boliviana suficiente para prover o mercado brasileiro, se constatou, posteriormente, a sub-utilização do gasoduto pela falta de demanda interna, o que ensejou a implementação de um programa de estímulo à utilização do gás através do subsídio aos preços cobrados no Brasil, fato que, junto com outros fatores externos, levaria à crise do acordo e ao risco de se perder uma fonte energética que tinha se tornado praticamente imprescindível para a economia brasileira.

Deve-se considerar também a influência de dúvidas regulatórias com relação a um setor em profundas transformações nos dois países (o Sistema de Regulamentação Setorial – SIRESE – tinha acabado de ser implementado e a YPFB privatizada na Bolívia, enquanto que no Brasil a Lei do Petróleo completava dois anos). Como se não bastasse, tinha-se a questão da operação de um negócio que envolvia dois países com fundamentos institucionais distintos. O acordo sofreu mudanças constantes na fase de negociação (custos *ex ante*) e que com isso gerou a percepção de possíveis renegociações posteriores (custos *ex post*). O temor de falhas institucionais na resolução de potenciais conflitos em uma situação envolvendo dois países carentes de um arcabouço institucional maduro tornava as incertezas ainda maiores.

Esse conjunto de incertezas e dúvidas regulatórias torna irrealista a suposição de um agente econômico de características neoclássicas que maximiza sua função objetivo. O cálculo se torna inexecutável, seja pela racionalidade restrita a que todos estão submetidos, seja pela incerteza (não probabilística) presente. Ademais, não se trata de um mero acordo entre empresas privadas. É necessário considerar o envolvimento dos Estados nacionais e a utilização das suas respectivas empresas estatais (GHIRARDI, 2008a).

Mesmo no caso da Bolívia, que privatizou quase integralmente sua companhia, a YPFB permaneceu como uma das garantidoras do acordo e dos contratos firmados. Com a divisão e venda dos ativos da YPFB no processo de privatização, foi formado um consórcio de produtores – o chamado *General Supply Agreement* (GSA) – com vistas a garantir o suprimento do contrato

de exportação de gás para o Brasil firmado entre a Petrobras e a YPFB. Esse consórcio ficou sendo composto pela Andina (45,8%), Petrobras Bolívia (24,24%), Total Bolívia (10,39%) e outras empresas com menor participação (TORRES FILHO, 2002, p.105).

De forma a fazer frente a parte dessas consideráveis dificuldades e minimizar o risco do investimento, a Petrobras, além das responsabilidades já mencionadas, reservou para si dois outros papéis estratégicos: o controle da operação do trecho brasileiro do gasoduto e a posição de “carregador” exclusivo do gás boliviano até o volume de 30 milhões de m³/dia. Para tanto, firmou com os bolivianos um contrato de compra de longo prazo com cláusula do tipo *take-or-pay*, que garanta por 20 anos o pagamento por um volume mínimo de gás, independentemente do fato de vir ou não a escoar essa produção para o mercado brasileiro (TORRES FILHO, 2002).

Essas medidas foram tomadas, pois, como exposto no capítulo dois, é mais fácil recuperar os investimentos especializados no caso de grandes transações do tipo recorrente. A cláusula *take-or-pay* serviu, de um lado, para maximizar a frequência da transação e, de outro, para viabilizar o desenvolvimento do mercado brasileiro, garantindo abastecimento de gás para todas as indústrias e agentes que optassem pelo uso do energético. Em adição a esses condicionantes, a Petrobras obteve ainda do governo boliviano, através da YPFB, uma participação nos campos de San Alberto e San Antonio, então em fase de exploração.

Como firmado no acordo, foram constituídas duas empresas, a Gás Transboliviano S.A. (GTB) e a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TGB). A empresa brasileira tem como principal acionista e controladora a Gaspetro (subsidiária integral da Petrobras) e a boliviana, a Transredes (vinda da YPFB). Conforme se observa na Tabela 1, essas duas empresas detinham 51% das ações da TGB e da GTB.

Tabela 1 - Composição Acionária da TGB e GTB em 2000

TGB (Brasil)	%	GTB (Bolívia)	%
Gaspetro	51,00	Transredes	51,00
British Gas	9,66	Enron	17,00
El Paso	9,66	Shell	17,00
Total Fina	9,66	Gaspetro	9,00
Fundos de Pensão Bolivianos	6,00	British Gas	2,00
Shell	7,00	El Paso	2,00
Enron	7,00	Total Final Elf	2,00
Total	100	Total	100

Fonte: TORRES FILHO, 2002, p.101.

A operação do gasoduto tem início no momento que a GTB recebe o gás da YPFB, o transporta até a fronteira com o Brasil e entrega a *commodity* à TGB. A partir daí, a empresa brasileira leva o gás natural até as distribuidoras, que se encarregam de fazê-lo chegar aos consumidores finais. Comercialmente, a transação é feita diretamente entre a YPFB e a Petrobras, sendo a GTB e a TGB contratadas para carregar o produto. Cabe à Petrobras pagar às duas empresas, sendo que no caso da GTB, o pagamento é feito pela estatal brasileira em nome da YPFB.

Os contratos de compra da *commodity*, assim como do seu respectivo transporte, foram firmados por blocos de capacidade de transporte. O primeiro bloco denominado TCQ (*transportation capacity quantity*) refere-se aos volumes acordados nas negociações de 1993 (8 milhões de m³/dia no primeiro ano até 16 milhões de m³/dia a partir do oitavo ano, no regime de *take-or-pay*). No mesmo contrato, acertou-se uma opção de compra (exercida pela Petrobras) de 12 milhões de m³/dia adicionais, dividida em duas partes: a primeira, de 6 milhões de m³/dia, denominada de TCO (*transportation capacity option*), que foi paga antecipadamente pela Petrobras para garantir seu fornecimento por vinte anos, e a segunda, de igual montante, denominada TCX (*transportation capacity extra*), vendida a Petrobras desde que garantido o abastecimento interno da Bolívia.

Tal como em outras operações, o preço do gás natural entregue no *city gate*, sem a incidência de impostos, se divide em duas partes: o preço da *commodity* e a tarifa de transporte. Ficou acertado que o preço da *commodity* seria reajustado trimestralmente de acordo com o preço base estabelecido no acordo e a cotação internacional de uma cesta de óleos. Para os volumes sob TCQ, o preço base acordado ficou estabelecido conforme a Tabela 2. Para os volumes adicionais (sob TCO e TCX), o preço ficou em 1,20 US\$/MMBTU.

Tabela 2 – Preço base do gás natural sob TCQ

Ano	Preço Base (US\$/MMBTU)
1 ao 3	0,95
4 ao 5	0,96
6	0,97
7 ao 8	0,98
9	0,99
10 ao 11	1,00
12	1,01
13 ao 14	1,02
15 ao 16	1,03
17	1,04
18 ao 19	1,05
20	1,06

Fonte: COUTINHO, 2000, p.5.

Já no caso do transporte ficou acertado uma correção anual com base no Consumer Price Index (CPI) dos Estados Unidos. A parcela correspondente à tarifa de capacidade seria atualizada por 40% do valor desse índice até 2007 e 15% a partir de 2008, com um mínimo de 0,5% a.a. Já a parcela referente à tarifa de movimentação seria integralmente reajustada pelo CPI, com uma atualização mínima de 3,5% a.a. por todo o período.

4.3 EXPLORAÇÃO, PRODUÇÃO E PROCESSAMENTO

Nas atividades de exploração, produção e processamento, os mais importantes investimentos da Petrobras na Bolívia foram o desenvolvimento dos campos de San Alberto e San Antonio, no departamento de Tarija, ao sul do país, e a aquisição das refinarias Gualberto Villarroel (Santa Cruz) e Guillermo Elder (Cochabamba).

Os campos de San Alberto e San Antonio, apesar de suas características específicas, possuem basicamente os mesmos tipos de instalações de produção. Cada um desses campos conta com poços produtores e linhas de coleta e transporte de gás e condensado. Contam também com plantas de tratamento que não só processam o gás e o condensado, mas também promovem as adaptações necessárias para garantir as condições comerciais e de transporte dos produtos (PETROBRAS, 2008).

O campo de San Alberto é um dos maiores reservatórios de gás natural da Bolívia e seu desenvolvimento foi considerado um marco na indústria gasífera boliviana. As primeiras pesquisas para aferição do montante de gás disponível remontam a 1990, quando a YPFB anunciou que estudos realizados na área indicavam reservas provadas de 1,3 Tc_p, além de reservas prováveis de 4,5 Tc_p (MARÍACA, 2004). Após a capitalização e liberalização do setor, uma sociedade integrada pela Petrobrás Bolívia, Andina e TotalFinaElf começou a realizar operações no local e, já em 1999, certificou reservas da ordem de 5,3 Tcf (QUIROGA, 2004).

A partir de janeiro de 2001, a empresa começou a operar uma planta de processamento de gás natural no campo, com capacidade para 6,6 milhões de m³ de gás natural por dia e 4.300 bpd de condensado. Em de janeiro de 2002, entrou em operação a segunda fase do desenvolvimento de San Alberto, com o campo atingindo uma capacidade nominal de produção de 13,2 milhões de m³/dia de gás natural e 10 mil bpd de condensado, sendo todo o volume de gás extraído direcionado para a exportação através do GASBOL.

Os investimentos, apenas na primeira fase, totalizaram 200 milhões de dólares. Deste total, 147 milhões foram gastos na exploração e desenvolvimento de poços e 53 milhões na implantação da

infra-estrutura necessária para produção e transporte, incluindo a construção da planta industrial e 32 quilômetros de linhas de conexão da área produtora com o Gasoduto Bolívia-Brasil.

Da mesma forma, o campo de San Antonio, atualmente chamado de Sábalo, já figurava, desde a década de 1990, como um dos grandes produtores potenciais de gás natural para a Bolívia, com reservas potenciais estimadas pela YPFB da ordem de 1,5 Tcf (MARÍACA, 2004). Seu desenvolvimento se deu a partir de 2001, quando a Petrobras e outros sócios investiram 53,8 milhões de dólares para perfuração dos poços iniciais e deram início à produção de 3 milhões de m³/dia (QUIROGA, 2004).

Com a continuidade dos estudos e do desenvolvimento do campo, San Antonio totalizou 10,6 Tcf de reservas provadas e passou a responder por uma produção diária de 13,4 milhões de m³/dia. Juntos, os dois campos passaram a responder por mais de 70% do contrato de GSA entre Bolívia e Brasil a partir de 2004.

Paralelamente a esses investimentos, em 1999, foi criada a Empresa Boliviana de Refinación (EBR), uma sociedade entre a Petrobras Bolivia e a Perez Compac, que adquiriu – dentro do programa de privatização – as duas maiores refinarias existentes no país: Guillermo Elder Bell (Santa Cruz) e Gualberto Villarroel (Cochabamba). As duas plantas estavam historicamente ligadas ao processo de formação da indústria petroleira na Bolívia e suas vendas visavam, além do recebimento do valor de venda (102 milhões de dólares), a própria revitalização da indústria através do incremento dos investimentos. No período em que permaneceram sob o controle da Petrobrás, foram investidos cerca de 30 milhões de dólares para modernização e restauração da capacidade de refino das duas refinarias (DUARTE; SARAIVA; BONÉ, 2008).

A refinaria Gualberto Vilarroel foi fundada em 1949 com o início da operação da primeira fábrica de separação de petróleo cru na Bolívia, com capacidade para 6.500 barris/dia. Após uma série de investimentos, essa unidade passou a produzir 12.500 barris/dia, dando origem a gasolinas automotivas, óleo diesel, graxas, parafinas, lubrificantes e produtos para asfalto. Já a refinaria Guillermo Elder Bell começou a ser construída em 1975, mas só entrou em operação em 1978.

Sua capacidade instalada é de 20.000 barris/dia, e produz gasolinas automotivas, combustíveis de aviação e óleo diesel.

Com um processamento médio global que atingiu aproximadamente 30.000 bpd em 2001, as duas plantas buscavam, basicamente, abastecer o mercado interno. Juntas supriam a totalidade da demanda interna de gasolinas especial e Premium, combustíveis de aviação (gasolina e querosene) e querosene, além de atender a 60% do consumo local de diesel (PETROBRAS, 2008). Apesar do foco no mercado interno, importantes exportações de lubrificantes básicos para Chile, Paraguai, Argentina e Peru foram feitas nos anos posteriores à privatização.

4.4 EVOLUÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL

4.4.1 Brasil

A evolução da indústria de gás natural brasileira no período 2000-2005 mostra que a oferta interna do produto – composta pela disponibilidade interna oriunda da produção nacional e da parcela advinda da importação – vem crescendo a uma taxa média de 17% a.a., superando, em muito, a evolução do PIB e da oferta total de energia, de 2,2% a.a. e 3% a.a., respectivamente. A combinação desses resultados levou ao aumento da participação do gás natural na matriz energética nacional (de 5,4% em 2000 para 9,3% em 2005) e sua consolidação como uma fonte energética primordial para o país (PRATES, 2006, p.38).

Do lado da disponibilidade interna, esse incremento ocorreu devido ao aumento médio de 9% a.a. da produção nacional líquida, entre 2000 e 2005. Devido ao caráter fortemente associado do gás natural das reservas brasileiras, esse percentual é muito próximo da variação da produção de petróleo no mesmo período (8,9%). As reservas provadas de gás natural saíram de um patamar de 220.999 milhões de m³ em 2000 para 306.395 milhões de m³ em 2005, um aumento de 38% (ANP, 2007a, p.57). Aqui, deve-se observar que grande parte da produção nacional é *offshore*, o que implica em prazos mais alongados entre os primeiros estudos de viabilidade técnico-econômica e a disponibilização do produto para os consumidores finais, maiores investimentos e

custos de extração, fatos importantes quando se considera o impacto das descobertas de novos campos de gás durante esse período.

A análise da composição do aumento da produção líquida nacional revela que além do aumento médio na produção bruta observada no período (5,5% a.a.), parte dos ganhos observados vieram da redução dos percentuais do gás utilizado para reinjeção (de 20,5% da produção total em 2000 para 17% em 2005), queima e perdas (de 18% em 2000 para 9% em 2004), e manutenção do patamar de consumo próprio nas plataformas de produção (13%). Enfim, constata-se uma maior racionalidade no uso de um insumo progressivamente importante para o país e, paralelamente, a implantação do programa Queima Zero⁶ por parte da ANP (PRATES et al, 2007, p.42).

Do lado da importação verificou-se um aumento de 32% no volume importado, principalmente da Bolívia, mas também da Argentina, embora em percentuais progressivamente menores por causa da escassez energética que este país vem experimentando desde então. No ano 2000, o gás argentino representava mais de 15% do volume importado pelo Brasil, proporção que decresceu ano a ano até chegar à marca de apenas 4% do montante importado anualmente, volume suficiente apenas para abastecer a termoelétrica de Uruguaiana. Com isso, a Bolívia se tornou, praticamente, o único fornecedor do país, aumentando consideravelmente a dependência brasileira do gás boliviano e, conseqüentemente, o poder de negociação do país vizinho.

A mudança significativa na relação entre disponibilidade interna e importação pode ser visualizada no Gráfico 5. Observa-se que a participação das importações ganha força progressiva a partir de 1999 (ano da entrada em operação do GASBOL) e chega, em 2005, a quase metade da oferta nacional.

⁶ O Programa Queima Zero visou reduzir o percentual de queima e perda para níveis mais próximos dos observados em países desenvolvidos, ao redor de 4%.

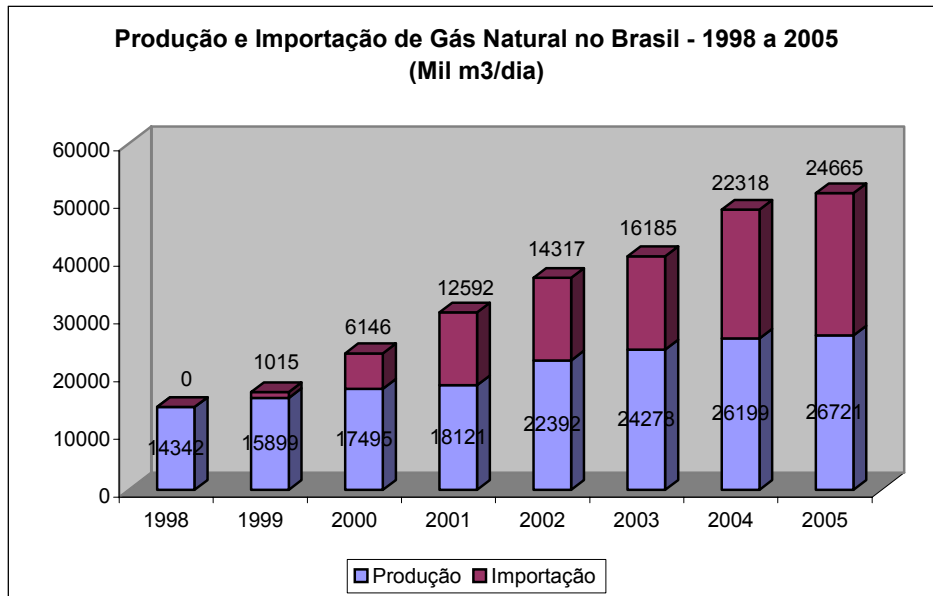


Gráfico 5 – Produção e importação de gás natural no Brasil – 1998 a 2005
Fonte: ANP, 2007a.

Dois programas governamentais tiveram importância significativa para a transformação do papel do gás natural no sistema produtivo nacional: o Programa Prioritário de Termoeletricas (lançado em fevereiro de 2000) e o Projeto Malhas (2002). Como já mencionado, o PPT trouxe um novo vetor de desenvolvimento para o gás natural, tornando-o não apenas importante como insumo industrial, mas vital para suplementar a geração de energia elétrica. A percepção subjacente é que com o gás natural reduzia-se o risco de déficit de energia, criava-se uma âncora para investimentos em gasodutos, principalmente em regiões com pouca densidade industrial, e permitia-se a geração de receita adicional pela venda de líquidos de gás natural de valor comercial, fruto do processo termoeletrico.

O fato é que entre 2001 e 2005, observou-se uma grande variação do consumo de gás pelas termoeletricas, em decorrência da sazonalidade derivada de seu papel complementar em uma matriz energética predominantemente hídrica e, portanto, sujeita a fortes variações ao longo do ano. Além dos problemas de aumento de custos já citados no capítulo três, o PPT – apesar de ter criado uma demanda extra para o gás – suscitou preocupações com relação ao desenvolvimento da indústria, pois reforçava a integração vertical existente (já que a Petrobras fornecia o insumo e

tinha participação em muitas dessas usinas) e a dificuldade de se estabelecer um mercado competitivo a médio e longo prazo (ANP, 2005).

O Projeto Malhas, por sua vez, foi estimulado pela Petrobras para expandir o sistema de transporte de gás natural de forma a assegurar o suprimento de gás para as usinas inseridas no PPT. O total de investimento destinado à expansão destas malhas seria de US\$ 892 milhões, sendo US\$ 328 milhões para a ampliação da malha de gasodutos da região Sudeste e US\$ 564 milhões para a ampliação da malha de gasodutos da região Nordeste, com a construção final de 1.400 Km de gasodutos em todo o Brasil. A ANP fez diversas considerações contrárias ao projeto, tal como foi proposto em 2002, por entender que ele feria o princípio da livre concorrência, mas, depois de diversas negociações, em abril de 2003, a Petrobras e o órgão regulador firmaram acordo para expansão das redes de gasodutos das regiões Sudeste e Nordeste.

Ao mesmo tempo, a Petrobras se comprometeu em investir US\$ 767 milhões na construção de um gasoduto, com 1.225 km, que interligaria o sistema de transporte das regiões Sudeste e Nordeste – conhecido como Gasene. Com a previsão de início das operações em 2007, o Gasene teria como finalidade levar o gás natural proveniente da Bacia de Santos ao Nordeste, de maneira a equilibrar oferta e demanda entre as diversas regiões do país (TELES, 2005).

Vale destacar que, no período 2000-2005, a infraestrutura de transporte via gasodutos, quase toda controlada pela Petrobras, aumentou 557 Km (excluindo-se o trecho sul do GASBOL inaugurado no início de 2000). Um incremento modesto e que manteve dois problemas fundamentais da malha gasífera: a existência de dois sistemas regionais não interligados, um no sul/sudeste e outro no nordeste; e a exclusividade da estatal brasileira nesse segmento.

Também decisivo para a penetração do gás natural no Brasil foi a estratégia da Petrobras de expandir a demanda interna do produto através de uma política de desconto no preço do gás natural, de forma de minimizar as perdas com a capacidade comprada e não utilizada da Bolívia pela cláusula *take-or-pay* do acordo. Essa estratégia teve início em janeiro de 2003 com o estabelecimento de um preço-teto cobrado pelo gás importado da Bolívia que era reajustado

apenas anualmente, de forma que durante 32 meses, até agosto de 2005, a Petrobras absorveu parte dos reajustes ocorridos no contrato e diminuiu a volatilidade dos preços do gás boliviano.

Com essa sinalização, muitas indústrias trocaram o óleo combustível e outros energéticos pelo gás natural. No segmento automotivo, especificamente, criou-se uma subvenção para o GNV que propiciou um aumento substancial da frota de automóveis movidos a gás natural. Ela cresceu de 0,88% dos automóveis em circulação em 2000 para 5,3% no final de 2005. Adicionalmente, alguns estados reduziram o imposto sobre propriedade de veículo automotor (IPVA) de veículos convertidos para esse combustível. O GNV acabou tomando espaço do álcool e da gasolina.

Em suma, ao final de 2005, os segmentos industrial (57%), de geração e co-geração térmica (27,1%) e automotivo (13,2%) eram os principais demandantes de gás natural no Brasil (PRATES et al, 2007, p.54). Paralelamente, a evolução da oferta foi bastante forte, mas a sua composição evidenciava o estabelecimento de uma relação produção/importação que reforçava o papel da Bolívia.

4.4.2 Bolívia

O crescimento econômico da Bolívia, já na década de 1990, deveu-se basicamente ao aumento da taxa de investimento, fortemente influenciado pelo acréscimo no investimento externo direto. Graças ao GASBOL, ainda na sua fase de implantação, houve um aumento no número de empresas internacionais de petróleo interessadas nos mercados de gás do Cone Sul. Sua viabilização criou vantagens absolutas para as empresas de gás implantadas na Bolívia ocuparem o mercado brasileiro, um dos principais mercados de gás ainda inexplorados em todo o mundo (TORRES FILHO, 2002).

Como um todo, a taxa de investimento passou de 12,5% no final de 1990 para 19,43% em 1999, após o máximo de 23,32% em 1998, ano anterior à inauguração do gasoduto. O setor de hidrocarbonetos, receptor da maior parte desses investimentos, experimentou taxas de crescimento de até 14,13% (em 1997). No final dos anos 1990, a Bolívia contabilizava a uma

taxa média de crescimento do PIB de 4,7% a.a. (INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, 2006).

A descoberta de novas reservas, que já vinha crescendo com os processos de capitalização e construção da infraestrutura para exportação, continuou a ganhar força com a efetivação do acordo com o Brasil, fazendo com que as reservas totais (possíveis + provadas) passassem a ser de 63 trilhões de pés cúbicos no final de 2005. A produção sofreu uma variação de 380%, saltando de 92.323 bilhões de pés cúbicos no ano 2000 para 442.694 bilhões de pés cúbicos em 2005 (YPFB, 2006, p.11).

Como a maior parte dos países subdesenvolvidos, quase um terço do PIB da Bolívia é proveniente de exportações de produtos primários, no caso particular, gás natural e petróleo. A efetivação do acordo fez com que gás natural se tornasse o mais importante produto na pauta de exportações do país em 2005, respondendo por 36% do valor comercializado com o exterior. Em 1999, a participação do produto na pauta de exportações do país para com o Brasil representava apenas 3,6%. Já no ano seguinte, com a inauguração do segundo trecho do GASBOL e o aumento dos volumes transportados, essa participação subiu para 13%, tendo atingido 23,5%, em 2001, 31%, em 2003 e 40% em 2005 (BARUFI; SANTOS; IDE, 2006, p.203).

Essa é a principal explicação para o fato da balança comercial da Bolívia, em relação ao Brasil, apresentar saldos positivos sistemáticos, a partir de 2003. As exportações bolivianas para o Brasil cresceram impressionantes 2.361%, entre 1999 e 2005, enquanto que a expansão das importações foi bem mais modesta, alcançando 87% (Tabela 3).

Tabela 3 – Balança Comercial da Bolívia em relação ao Brasil
(em milhares de dólares)

Ano	Importações	Exportações	Saldo
1999	274.230	41.292	-232.938
2000	284.362	166.488	-117.874
2001	276.444	299.550	23.106
2002	392.450	336.568	-55.882
2003	347.793	503.959	156.166
2004	485.592	716.396	229.805
2005	513.708	1.016.452	502.744

Fonte: Instituto Nacional de Estadística (Bolívia), 2006.

É importante realçar que o espetacular salto das exportações decorre não apenas do maior volume de gás importado. Devido à sua fórmula de reajuste, os preços do gás exportado pela Bolívia sofreram um considerável aumento com o acordo. Como mostra o Gráfico 6, o valor do produto, que vinha caindo ao longo dos anos – acompanhando a diminuição das exportações para a Argentina que, à época, tinha se tornado auto-suficiente – em um período de apenas seis anos, sofreu uma variação positiva de mais de 150%.

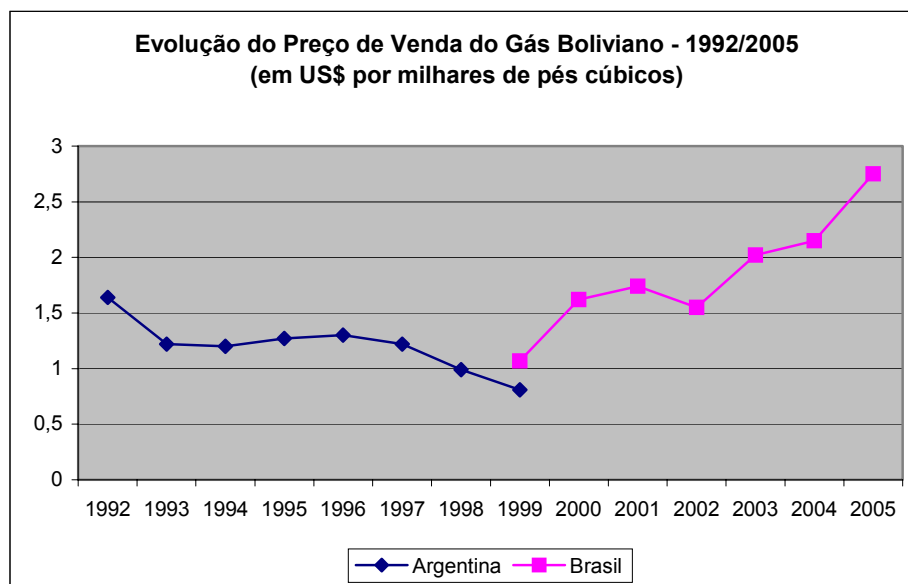


Gráfico 6 – Evolução do preço de venda do gás boliviano – 1992/2005
Fonte: Instituto Nacional de Estadística (Bolívia), 2006

Segundo Torres Filho (2002), um aspecto importante dos investimentos ocorridos na Bolívia para produção e escoamento do gás natural foi permitir criar, com a garantia da futura exportação para o Brasil, a perspectiva de uma fonte de liquidez externa segura o suficiente para sustentar uma trajetória de crescimento a longo prazo através de um processo de desenvolvimento liderado por exportações (*export led growth*), uma vez que seus déficits externos poderiam ser sistematicamente financiados. Assim, nos primeiros anos da década de 2000, a Bolívia experimentou um aumento sistemático na evolução do PIB, como pode ser observado no Gráfico 7.

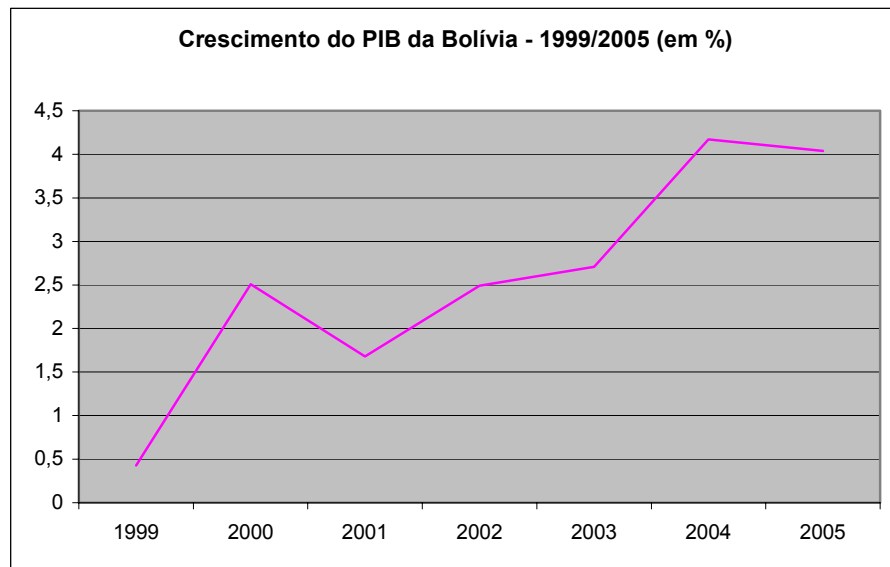


Gráfico 7 – Crescimento do PIB da Bolívia – 1999/2005

Fonte: Instituto Nacional de Estadística (Bolívia), 2006

O gás natural passou a responder pela maior parte das exportações bolivianas e por 26% da matriz energética nacional. O produto se tornou um vetor essencial para o desenvolvimento da economia da Bolívia (ALEXANDRE; PINHEIRO; ACSELRAD, 2006, p.3). No período 2000-2005, a magnitude das reservas de gás natural ia muito além da demanda regional, estimulando o desenvolvimento de projetos de exportação para o México e Estados Unidos através do consórcio *Pacific LNG*. O gás seria levado até um porto chileno, onde seria liquefeito e embarcado para a América do Norte.

A concretização desse projeto esbarrou, entretanto, em dificuldades econômicas e políticas. A sua implantação exigiria investimentos da ordem de US\$ 7 bilhões em novas explorações, gasodutos, plantas de liquefação e regaseificação, navios metaneiros e instalações portuárias específicas. Além disso, o acordo seria firmado entre quatro países simultaneamente (Bolívia, Chile, México e Estados Unidos). Portanto, duas vezes mais recursos e países envolvidos do que o acordo com o Brasil, para suprir os mercados americano e mexicano já abastecidos de GNL por países do Caribe, Oriente Médio e Pacífico.

Politicamente, houve também uma grande oposição popular ao projeto por causa da disputa histórica com o Chile por uma saída soberana ao mar, uma vez que o gás teria que cruzar a

fronteira e embarcar em um porto daquele país. Ademais, por conta das normas vigentes na Califórnia, o gás para o mercado americano teria que ser todo desembarcado no México para então ser levado por gasoduto para solo americano.

Apesar dos significativos investimentos realizados no *upstream* e na infra-estrutura de transporte, o desenvolvimento do mercado doméstico permaneceu incipiente por causa da baixa entrada de investidores no segmento de distribuição. O reduzido tamanho do mercado interno, a política de subsídio do GLP para a população e a falta de clareza normativa para o segmento levou a uma atrofia interna, que contribuiu para o não atendimento das metas de crescimento do consumo do produto presentes quando da implantação das reformas na segunda metade da década de 1990.

Tentando resolver esse problema, o governo instituiu, em 2003, o Plano de Massificação, que visava incorporar, só no primeiro ano, 20 mil usuários e outros 250 mil nos cinco anos seguintes, além de expandir a rede para regiões não atendidas. Para o cumprimento da meta estabelecida no Plano, foi determinado que os consumidores residenciais, com demanda de volumes inferiores a 28,3 m³/ano, teriam uma tarifa subsidiada de 3.09 US\$/MMBTU. Acima disso, os consumidores passariam a ter tarifas escalonadas, significativamente mais altas. Adicionalmente, novas regras técnicas e de serviço foram editadas (ANP, 2004).

O plano pouco avançou, as metas não foram cumpridas e o número de consumidores aumentou apenas modestamente. A população, apesar dos grandes aumentos de extração e produção, não via o gás natural favorecer a vasta maioria dos cidadãos. As tarifas, ao não remunerar apropriadamente serviços distintos, só agravaram os problemas antes constatados.

4.5 A CRISE BOLIVIANA E A ELEVAÇÃO DA INCERTEZA

A grande importância dos hidrocarbonetos na Bolívia levou o setor a se tornar um fator de disputa central da política nacional. Os efeitos do acordo Brasil-Bolívia se refletiram, positivamente, em diversos agregados econômicos: taxas de crescimento do PIB; investimento externo direto; nível das reservas; produção de gás natural; infraestrutura de transporte; exportações e liquidez internacional. Essas vantagens, porém, não eram plenamente percebidas

pela maior parte da população, à medida que suas condições de vida pouco melhoravam: a população pobre permaneceu ao redor dos 60% de 1999 a 2005, registrando um modesto avanço de 63% para 60% da população total no período (INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, 2006). Assim sendo, ela foi se tornando progressivamente insatisfeita com o rumo das reformas implementadas.

Essa insatisfação decorreu de diversas causas. A primeira delas, advinda do modelo de reformas adotado pelo Estado boliviano, foi a atrofia do setor de distribuição de gás natural no país, que levou à não inclusão de amplas camadas da população no consumo do energético que estava sendo extraído do seu território. A exploração dos hidrocarbonetos, principal riqueza do país, não gerava benefícios para a maioria dos seus detentores constitucionais, os bolivianos.

Nesse mesmo sentido, a perda da empresa nacional, a YPFB, no processo de privatização, representou uma perda simbólica importante para o povo boliviano, uma vez que a constituição da estatal estava ligada à própria idéia de construção nacional iniciada em 1937 com o governo de David Toro. A empresa, fundada a partir do confisco dos ativos da Standart Oil, representou a primeira investida de um governo latino americano contra uma companhia dos Estados Unidos e, paralelamente, o início da intervenção massiva do Estado nos rumos nacionais (HERRERA, 2006).

Concomitantemente, em diversos segmentos da sociedade boliviana começou a se consolidar a percepção de que o contrato de exportação para o Brasil foi feito em condições adversas, em um momento de fragilidade financeira do país e que, se de alguma forma representava precariamente os interesses da nação no passado, não traduzia mais a situação real do mercado de gás natural no mundo. Sob a alegação de mudança substancial nas condições econômico-sociais vigentes (princípio *rebus sic stantibus* não mais verificado), passou-se a contestar a legalidade do acordo e se enfatizar a necessidade de revisão dos seus termos.

Uma série de protestos, aglutinando várias parcelas descontentes da sociedade boliviana com o processo de liberalização da economia, levou a uma cadeia de rupturas institucionais que teve início com a renúncia do presidente Sánches de Lozada, em outubro de 2003. O vice-presidente,

Carlos Mesa Gisbert, assumiu com o compromisso de fazer o referendo para determinar o futuro do setor de hidrocarbonetos no país.

O quadro que se configurava era cada vez mais propenso a um rompimento contratual. De um lado, uma grande pressão popular mirando a possibilidade de apropriação de rendas extraordinárias com a produção e venda do gás natural e a retomada de ativos estratégicos para o país. Nesse sentido, a recuperação de um produto símbolo nacional e o enfrentamento de empresas transnacionais, juntamente com a diminuição dos preços de um produto de utilidade pública, era uma demanda cada vez mais forte e emblemática do clima que estava se formando.

Juntamente com as pressões populares, a possibilidade de se aumentar o controle do Estado sobre fluxos de renda futura cada vez maiores – advindos da elevação dos preços internacionais dos hidrocarbonetos – e de toda uma infraestrutura já montada e que não poderia ser mais removida do país – dada a especificidade dos ativos em termos espaciais (os campos produtores), físicos (refinarias, estações de compressão e gasodutos), humanos (conhecimento desenvolvido da área em que operavam) e dedicados (expansão programada para uma demanda já estabelecida) – dirigiam amplas pressões políticas/parlamentares para a mesma direção. Como observa Bafuri, Santos e Ide (2006, p.184):

Entre 1998 e 2006, o preço do petróleo elevou-se de cerca de US\$ 10 para mais de US\$ 70 por barril, ou seja, um crescimento superior a 85% ao ano em um período no qual a inflação em dólares não superou os 2% ao ano. Além disso, o consumo de petróleo das nações tem sido praticamente inelástico. Portanto, tem havido uma grande transferência de renda dos países importadores aos exportadores de energia, resgatando o poder financeiro destes, patrocinando a recuperação do seu crescimento econômico e alimentando-lhes desejos de maior participação nas decisões políticas globais.

Por outro lado, havia o medo da diminuição do volume de investimento estrangeiro no país, fragilização de outras áreas da economia pelo aumento da incerteza e o enfraquecimento institucional. De fato, verificou-se uma queda acentuada do IED, que saiu da ordem de 400 milhões de dólares por ano, no período 1998-2002, para a casa dos 180 milhões no ano de 2004. Em particular, os investimentos brasileiros caíram de 181 milhões de dólares em 2002 para 61 milhões em 2003 e 18 milhões em 2004. Entretanto, o crescimento da economia manteve-se quase inalterado, ao redor dos 4% nos anos de 2004 e 2005, devido à maturação dos

investimentos já realizados e elevação das exportações, tanto em termos de volume como de preços (ANUÁRIO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, 2006).

Em julho de 2004 foi feita a consulta popular e, em maio de 2005, aprovada a nova lei de hidrocarbonetos (Lei n. 3058). As principais determinações eram: revogar a lei anterior; reconhecer o gás natural como recurso estratégico para o país e sua política externa, especialmente para obtenção de uma saída para o mar; retomar, por parte do Estado, a propriedade dos hidrocarbonetos na boca do poço; massificar o consumo do gás natural no país; refundar a YPFB para participar de todas as atividades do setor; aumentar a cobrança de *royalties* e impostos. Todas as medidas entrariam em vigor imediatamente, mas as empresas teriam um prazo de 180 dias para se adequar à nova legislação (ALEXANDRE; PINHEIRO; ACSELRAD, 2006).

As mudanças não agradaram a nenhum dos agentes envolvidos: os investidores indignaram-se com o rompimento de contratos e, por outro lado, os movimentos sociais queriam um aprofundamento das mudanças, com a nacionalização total do setor. Essa tensão culminou com a renúncia do presidente em exercício e a convocação de novas eleições, sagrando-se vencedor o candidato do Movimento ao Socialismo (MAS), Evo Morales. O novo presidente publicou, no dia 1º de maio de 2006, o Decreto Supremo 28.701 “*Eros del Chaco*” que determinava a nacionalização dos recursos hidrocarboríficos do país, recuperando para o Estado a propriedade, posse e controle desses recursos.

O decreto – rememorando que a construção da indústria petrolífera boliviana se deu em cima de grandes nacionalizações nos anos de 1937 e 1969 – considerava que os contratos firmados até então com as empresas estrangeiras para exploração das riquezas minerais do país estavam em desacordo com as normas constitucionais que submetiam à aprovação do Congresso Nacional qualquer acordo de concessão para exploração das mesmas. Adicionalmente, ponderava que os contratos até então firmados não estavam condizentes com o referendo de 2004 e a lei de hidrocarbonetos de 2005 que determinavam a retomada do controle dos recursos para a nação boliviana e a atuação direta da YPFB em todas as fases da produção dos hidrocarbonetos. Os

contratos eram, portanto, fundamentalmente ilegais e destituídos de valor jurídico, na interpretação do governo boliviano.

A partir da sua publicação, as empresas estrangeiras de petróleo e gás que atuavam na Bolívia estavam obrigadas a entregar a propriedade da sua produção à YPFB, tornando a estatal boliviana responsável pela sua comercialização em termos de preços, quantidades e condições, tanto para o mercado interno quanto para o externo. As empresas que não acatassem as determinações e se negassem a assinar novos contratos em um prazo de 180 dias seriam expulsas da Bolívia e seus ativos assumidos pela YPFB. Durante o período de transição, para os campos que tivessem uma produção média diária acima de 100 milhões de pés cúbicos, o valor da produção seria assim distribuído: 82% para o Estado (18% de participações, 32% de imposto sobre direto sobre hidrocarbonetos e 32% para a YPFB) e 18% para as companhias como forma de cobrir os custos de operação, amortização dos investimentos e utilidades gerais. Os campos abaixo dessa produção, durante o período de transição, ainda operariam sobre as regras antigas (BOLÍVIA, 2006).

Além da propriedade da produção realizada, o Estado tomou o controle também de todas as atividades de produção, transporte, armazenamento, comercialização e industrialização existentes no país, trazendo para a YPFB 50% mais 1 das ações das companhias Chaco S.A., Transredes S.A., Petrobras Bolívia Refinación S.A. e Comapanhia Logística de Hidrocarburos de Bolívia S.A. Adicionalmente, as ações dessas empresas pertencentes aos bolivianos nos fundos de capitalização seriam transferidas gratuitamente para a estatal.

Num gesto simbólico, através da utilização das forças armadas do país, o presidente assumiu os ativos da Petrobras hasteando bandeira boliviana nas refinarias da empresa brasileira. Os governos de outras nações não afetadas pela medida, e mais alinhados com a política nacionalista adotada, felicitaram o novo presidente. No caso da Venezuela, o presidente daquele país chegou a oferecer suporte técnico e material para a operação do gigantesco aparato agora nas mãos do governo, além de se dispor a comprar 100 milhões de dólares em bônus do governo como forma de financiar o déficit orçamentário existente (ESTEVEZ, 2006, p.2).

O Brasil, reagindo às medidas, promoveu uma reunião emergencial com o governo da Bolívia em Puerto Iguazu, no dia 4 de maio de 2006, e uma outra em La Paz, capital da Bolívia, no dia 10 do mesmo mês, para discutir a nacionalização dos ativos da Petrobras e o preço do gás comercializado. As negociações acabaram sem nenhum entendimento e o tom das declarações das duas partes subiu consideravelmente com o presidente Evo Morales declarando que a estatal brasileira atuava como contrabandista de gás no país e a ameaça do governo brasileiro de retirar o embaixador da Bolívia (CANÊDO, 2006). Por sua vez, a ANP divulgou uma nota técnica em que ponderava que “a nacionalização é válida, desde que indenizada prévia e justamente, sob pena da ação ora apreciada configurar-se como expropriação ilegal dos ativos das companhias envolvidas” (ANP, 2006a, p.5).

O tom das declarações, entretanto, foram arrefecendo a medida que os países foram percebendo as perdas associadas a uma possível interrupção do negócio entre as partes – agora entrelaçadas em uma relação caracterizada por importantes *hold-ups*. Do lado boliviano, uma interrupção significaria, a curto prazo, a perda de 25% da sua receita tributária, o desperdício da sua produção diária (já que não dispõe de capacidade de armazenamento considerável) e a paralisia das atividades no setor. Do lado brasileiro, o colapso de inúmeras indústrias que precisariam de tempo para adaptar suas fábricas a outros combustíveis, severas restrições na oferta em todo o sul/sudeste e o aumento vertiginoso da insegurança energética.

De maneira a reduzir as perdas associadas às ações tomadas, o governo boliviano procurou manter conversas com as empresas atingidas de forma a garantir a continuidade dos investimentos necessários à ampliação da capacidade produtiva de hidrocarbonetos (principal locomotiva da economia) e, conseqüentemente, atender às demandas crescentes dos demais países da região do Cone Sul. As empresas, pressionadas pela possibilidade eminente de perda de seus ativos, consideraram a negociação como a única ação capaz de minimizar os danos presentes e de fluxo futuro. Para tanto, diversos acordos foram firmados dentro do novo marco legal entre o governo boliviano e as maiores companhias estrangeiras, entre os quais figuraram os memorandos de entendimento com a Petrobras, Repsol e British Gás.

Além de ajustarem os termos do negócio às novas condições impostas pelo governo, os novos acordos versavam sobre a troca de informações e técnicos especializados (salvaguardas), como forma de aumentar o comprometimento entre as partes dentro do novo modelo adotado e diminuir a assimetria de informação que gerou uma série de mútuas acusações entre empresas e governo sobre a ilegalidade dos contratos predecessores, os volumes produzidos pelas companhias e impostos pagos. No caso da Petrobras, essa iniciativa incluiu a vinda de técnicos bolivianos para sua universidade corporativa e a troca de informações sobre as instalações que passaram para o controle do governo boliviano (YPFB / PETROBRAS, 2007).

Paralelamente, a Petrobras negociou um acordo com a YPFB para o ressarcimento de suas refinarias envolvidas no processo de nacionalização. A Bolívia desejava pagar o valor contábil das plantas, mas a Petrobras insistiu no pagamento do valor de mercado. Finalmente, no dia 9 de maio de 2007, as partes assinaram um acordo no qual o governo boliviano se comprometeu a pagar 112 milhões de dólares a empresa brasileira pelas instalações, valor superior ao contábil⁷.

O preço do gás natural fornecido ao Brasil, apesar de não ter sido objeto de renegociação durante o período que se seguiu ao decreto de nacionalização, sofreu um aditivo no início de 2007 que permitia um aumento do valor pago pelo gás boliviano. Em comunicado, a Petrobras anunciou que, segundo o novo entendimento, a empresa pagaria à YPFB um adicional pelas frações de hidrocarbonetos líquidos presentes no gás natural (etano, butano, propano e gasolina natural) que excedessem 8900 Kcal/m³, de acordo com a cotação internacional destes produtos. Para o mercado brasileiro, a Petrobras se comprometeu a manter inalterados os contratos com as distribuidoras já assinados, só incorporando as mudanças aos que fossem firmados a partir de então (PETROBRAS, 2007a).

Apesar dos novos acordos firmados com as diversas empresas estrangeiras afetadas pelo decreto de nacionalização, o grande aumento da insegurança e os prejuízos advindos com as mudanças contratuais fizeram com que o IED fosse negativo em 2005 (-US\$ 242 milhões) e registrasse valores modestos em 2006 e 2007, de US\$ 278 milhões e US\$ 164 milhões, respectivamente

⁷ As refinarias, que antes pertenciam a uma empresa estatal boliviana, foram arrematadas pela Petrobras por US\$ 104 milhões em 1999, em parceria com a Perez Companac, da Argentina. Em 2002, a Petrobras incorporou a Perez Companac e, com isso, assumiu 100% das ações das refinarias.

(CEPAL, 2007). Em particular, a Petrobras cancelou os planos de ampliação do GASBOL e adiou o começo de outros negócios no país. Uma outra empresa brasileira, a Braskem, que já havia anunciado a intenção de construir uma planta petroquímica na fronteira com o Brasil, no valor de 900 milhões de dólares, também desistiu de fazer a inversão.

As mudanças no marco regulatório na Bolívia, apesar de terem sido anunciadas diversas vezes desde o ano de 2003/04, foram tomadas com certa surpresa pelo governo brasileiro, que parece ter acreditado na força impositiva do contrato sem levar em consideração as transformações que ocorreram na condição dos agentes ao longo dos últimos anos. Essa limitação na racionalidade se evidenciou numa falha de previsão (distribuição de probabilidade subjetiva não necessariamente coincidente com a realidade) e de percepção da condição real dos países. Os custos *ex-post* verificados desde então não podem ser encarados como fruto do acaso ou de uma situação particularmente adversa, mas a consequência de um negócio com essas características.

4.6 A RESPOSTA ESTRATÉGICA BRASILEIRA

Diante dos acontecimentos verificados na Bolívia, a questão da segurança energética tornou-se prioritária entre os consumidores correntes e potenciais do gás natural exportado pelo país vizinho e, dado o nível de penetração do energético na matriz brasileira, o tema tornou-se central no debate político-econômico nacional. Diversos estudos foram realizados e algumas iniciativas propostas e implementadas, tanto por parte da Petrobras como pelo Ministério das Minas e Energia, através da ANP. De maneira geral, o governo brasileiro procurou minimizar a percepção de incerteza energética interna e demonstrar o potencial de independência da economia nacional em relação ao fornecimento boliviano no médio e longo prazo.

Inicialmente, grandes projetos de interligação sul-americana, que já haviam sido propostos por outras nações, começaram a ser reavaliados com o intuito de tentar diversificar os fornecedores, integrando novas áreas de suprimento – como o Peru e a Venezuela – de forma a dissolver o monopólio bilateral estabelecido. O principal projeto reavaliado foi a construção do Gasoduto Sul-Americano, que necessitaria de investimentos da ordem de 25 bilhões de dólares, se estenderia por 8 mil Km de extensão no trecho brasileiro (de Roraima ao Rio Grande do Sul) e

teria capacidade de transporte de 150 mil m³/dia. Da mesma forma, a conclusão do chamado anel gasífero sul-americano incluía a construção de um grande gasoduto interligando o Peru à malha de transporte existente entre os países do Cone Sul.

Os projetos, entretanto, esbarraram em problemas políticos e econômicos. Politicamente, o traçado do Gasoduto Sul-Americano foi objeto de grande disputa entre os países, pois cada nação tinha uma configuração diferente para a sua construção e, como se tratava de um projeto verdadeiramente multinacional, só um acordo entre todos os países (produtores, consumidores e os meramente atravessados) tornaria viável a sua consecução. Da mesma forma, fatores econômicos ligados à construção e operação de gasodutos em grandes distâncias (custos crescentes e prazos de conclusão muito dilatados) inviabilizaram essas alternativas e postergaram suas execuções, ao menos no curto e médio prazo.

Face ao problema emergencial, o Ministério de Minas e Energia constituiu um grupo de trabalho formado pela ANP, agências reguladoras estaduais, secretários de energia, produtores, distribuidores e grandes consumidores para estudar e propor um plano de contingência que determinasse os procedimentos a serem seguidos em caso de restrição total ou parcial do fornecimento de gás natural.

A rigor, esses estudos foram inicialmente motivados por problemas técnico/ambientais em um oleoduto vindo da Bolívia em abril de 2006 (incerteza ambiental). Eles ganharam grande importância com a emergência da nacionalização dos hidrocarbonetos (incerteza político/institucional). Diante da constatação que o país se encontrava completamente despreparado para enfrentar problemas dessa ordem, em setembro daquele mesmo ano, a ANP divulgou duas notas técnicas nas quais buscava resgatar a experiência internacional sobre o assunto sob duas perspectivas: segurança do suprimento e planos de contingência.

O primeiro aspecto apontado pela primeira nota técnica sobre segurança é que deve existir uma diversidade de fontes de abastecimento de um produto como o gás natural que é progressivamente importante na matriz energética de muitos países e que cada vez mais possui

centros produtores e consumidores dissociados. A redução da vulnerabilidade passa pelo acesso a mais de um fornecedor e pela existência de infra-estrutura adequada, mas observa que:

a coexistência de gás natural e de infra-estrutura de escoamento é uma condição necessária, mas não suficiente para garantir o suprimento deste energético. Mesmo com contratos assinados e com uma rede eficiente de transporte, pode haver interrupção no fornecimento por conta de aspectos que transcendem os compromissos entre as partes. Isso é bem claro no caso da Europa, onde a questão dos países trânsito é fundamental para a garantia do suprimento de gás natural [...] Também no caso brasileiro, a nacionalização dos hidrocarbonetos na Bolívia gerou dúvidas com relação à continuidade de suprimento para o Brasil, embora este não tenha sido interrompido (ANP, 2006b, p.4-5).

A interligação entre as redes de transporte também é fundamental, seja a nível continental, seja entre as diversas regiões de um país. No Brasil, onde existia, até então, duas grandes malhas separadas (uma no nordeste e outra no sul/sudeste, além de pequenos gasodutos no norte) esse problema impedia o aproveitamento dos recursos disponíveis e a otimização da rede.

Uma outra forma de proteção indicada contra a vulnerabilidade energética é a diversificação da fonte via GNL. Apesar dos gasodutos continuarem sendo a forma mais tradicional e mais barata de transporte do gás natural, questões relacionadas aos direitos de passagem (como a de um possível Gasoduto da América do Sul) e de flexibilidade de fornecimento (particularmente importante em um país com grandes variações de utilização do gás por conta da operação das termelétricas em regime de complementação ao parque hidráulico), aliadas a reduções no custo de transporte do GNL verificadas nos últimos anos, têm favorecido essa alternativa.

O estudo sobre segurança do suprimento ressalta também o papel da estocagem subterrânea. Ela se caracteriza por um processo que visa adequar o suprimento de gás às demandas variáveis dos diversos consumidores (residenciais, industriais, parque elétrico) que podem mudar de acordo com as condições climáticas, estações do ano, etc., atendendo tanto a objetivos estratégicos e de segurança de suprimento como a ajustes sazonais. As estocagens subterrâneas no Brasil, na ausência de grandes variações climáticas, teriam como objetivo único garantir o abastecimento de gás em casos de interrupções causadas por fatores técnicos ou políticos.

Apesar dos possíveis benefícios da estocagem, a ausência de grande regularidade da sazonalidade brasileira (ligado ao regime de chuvas e não às estações do ano), o mercado de gás incipiente

para o desenvolvimento de mecanismos para o aproveitamento das diferenças entre oferta e demanda ao longo do tempo e dúvidas quanto à regulamentação da atividade não propiciam o desenvolvimento do setor no Brasil. Além desses fatores, o alto custo dos projetos, o longo tempo de pesquisa de uma estrutura geológica adaptada a esse tipo de empreendimento (7 anos) e a elevação dos custos para os consumidores finais tornam essa opção pouco atrativa.

A segunda nota técnica, sobre os planos de contingência e emergência, observa que nos países com menor grau de dependência de importações, a preocupação principal volta-se para situações de emergência ocasionadas por acidentes, ações da natureza ou mesmo atos terroristas. Por outro lado, nos países onde a dependência externa é grande, a preocupação maior dirige-se para a possibilidade de ocorrência de eventos de cunho político e social.

Os diversos planos analisados são fortemente atrelados ao grau de maturidade da indústria gasífera de cada país e ao nível de interconexão com fontes externas de suprimento. Todos, porém, trazem a necessidade de contratos interrompíveis como forma de equacionar oferta e demanda em situações extraordinárias. Adicionalmente, a prioridade na preservação do suprimento nessas situações é dada aos consumidores residenciais, de serviços essenciais (hospitais, escolas, etc.) e de geração de energia elétrica - por causa da grande interligação desses setores (ANP, 2006c).

De qualquer forma, os estudos realizados levavam em consideração que o desenvolvimento de mecanismos com a finalidade de garantir maior segurança ao suprimento de gás natural produzem, em contrapartida, a diminuição da probabilidade de se aplicar um plano de contingência. Assim, as notas técnicas, apesar de não fecharem questão em relação ao aumento da produção nacional em conjunto com o incremento da utilização do GNL, viam com pouca esperança o desenvolvimento de outras alternativas para a diminuição da vulnerabilidade do país. De fato, esse foi o caminho adotado pela ANP e pela Petrobras no seu plano de negócios para o setor gasífero nacional.

Assim, ainda em 2006, dentro do Plano Estratégico da Petrobras para o período 2007 a 2011, foi lançado o PLANGÁS, plano de antecipação da produção de gás natural. Visando aumentar a

oferta do produto na região sudeste (área diretamente afetada pelas mudanças no acordo), o plano tem como meta ampliar a produção interna de gás natural, dos patamares anteriormente previstos, de 24 milhões de m³/dia em 2008 e 39 milhões de m³/dia em 2010 para 40 milhões de m³/dia até o final de 2008 e 55 milhões de m³/dia no final de 2010. Para tanto, investimentos de 25 bilhões de reais serão alocados em diversos projetos que, entre outros benefícios, pretendem diminuir a insegurança energética e elevar a oferta de gás para geração térmica.

Foram priorizados investimentos nas Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo. Entre os projetos, destacam-se: desenvolvimento do Campo de Mexilhão, localizado na Bacia de Santos, com o objetivo de adicionar 15 milhões de m³/dia à produção nacional de gás até o início de 2009; desenvolvimento do Campo de Golfinho, situado no mar do Espírito Santo, para adicionar 100 mil barris de petróleo e 3,5 milhões de m³/dia de gás natural em 2007; ampliação da UPGN do Pólo de Cacimbas (ES) para poder acolher o acréscimo da produção no estado, além da construção de rede dutoviária para entrada do produto na malha nacional (PETROBRAS, 2007b).

Paralelamente, resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) determinou que a ANP antecipasse a Oitava Rodada de Licitações de Áreas e desse foco especial na oferta de blocos que tivessem maior potencial de exploração de gás natural. Em novembro de 2006 a rodada foi suspensa devido a disputas judiciais com relação a uma regra que a ANP havia editado, limitando o número de ofertas que cada empresa poderia fazer. Após algumas tentativas frustradas de solução, o governo decidiu partir diretamente para a nona rodada em 2007 e manter a meta de aumentar a participação relativa do gás nos novos campos a serem explorados.

Em termos da infra-estrutura de transporte, de forma a fazer frente ao aumento da produção nacional, o plano de negócios da Petrobras prevê um investimento de mais de 10 bilhões de reais em quatro projetos principais: Gasoduto Urucu – Coari – Manaus, com extensão de 662 Km, vazão de 2,4 milhões de m³/dia e início da operação em 2008; Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE) para interligação da malha nacional, com capacidade de 20 milhões de m³/dia e dividido em três trechos: Cabiúnas – Vitória, Vitória – Cacimbas, Cacimbas – Catu; Gasoduto Catu – Carmópolis (Malha Nordeste), com 265 Km de extensão, capacidade de 9,1 milhão de

m³/dia e início da operação em 2008; Gasoduto Campinas – Rio de Janeiro (Malha Sudeste), com extensão de 453 Km e vazão de 5,8 milhões de m³/dia (PETROBRAS, 2007b).

O impulso e antecipação dos investimentos necessários para a importação e aproveitamento GNL representou o outro eixo da resposta às novas condições impostas pela crise e reestruturação do acordo com a Bolívia. Originalmente tido como um modo de chegar às regiões não atendidas pelos gasodutos através do chamado Projeto Gemini – uma parceria entre a Petrobras e a White Martins que iria distribuir o combustível por meio de carretas e/ou vagões criogênicos – o GNL passou a se constituir em uma alternativa flexível e mais confiável para o suprimento nacional. Enquanto os gasodutos propiciam preços menores para a entrega do produto, implicam um alto investimento dedicado, um fluxo contínuo de suprimento e contratos rígidos de longo prazo, o GNL permite comprar apenas o necessário, com um investimento em ativos dedicados muito menor. Ou seja, adota-se um ativo genérico que implica preços maiores para a entrega do produto, mas, em compensação, reduz a insegurança.

Avanços tecnológicos ocorridos nas últimas décadas diminuíram muito os custos de construção e contratação dos equipamentos e serviços necessários à importação do produto. Com o crescimento do mercado mundial, a liquefação do gás, primeira etapa para a sua comercialização, tornou-se mais barata por causa do aumento de eficiência dos equipamentos, economias de escala e competição entre os fornecedores. O custo de construção dos navios de transporte adaptados também caiu consideravelmente, saindo de US\$ 280 milhões em 1995 para US\$ 150 a 160 milhões em 2005. A ponta final, os terminais de regaseificação, tem, por sua vez, seus custos fortemente atrelados à localização e capacidade de operação (ANP, 2006b).

Diante desse quadro, a Petrobras contratou navios especialmente convertidos para regaseificar o GNL que serão instalados na Baía de Guanabara (Rio de Janeiro) e no Porto de Pecém (Ceará). O investimento, da ordem de 3 bilhões de reais até 2010, vai proporcionar a possibilidade de importação de 14 milhões de m³/dia para a malha do Sudeste e 6 milhões de m³/dia para a do Nordeste. Adicionalmente, com o aumento do ritmo de crescimento da economia, começou-se a cogitar a possibilidade de construção de outros dois terminais, um no Sul e outro no Nordeste.

Como observa Ghirardi (2008a), a decisão do montante investido em um ativo genérico, como as plantas de GNL, ou específico, como os gasodutos, depende diretamente da incerteza envolvida no negócio, seja ela causada pela racionalidade limitada dos agentes (e sua incapacidade de prever o futuro) ou pelos riscos de comportamento. Associado aos problemas institucionais, como a nacionalização dos hidrocarbonetos na Bolívia, a recente escalada do preço do petróleo – causada pela expansão da demanda mundial (particularmente Índia e China), a instabilidade nas rotas internacionais, o aumento da participação relativa dos óleos pesados e o vertiginoso aumento da especulação – trouxe ainda mais dificuldade em prever a evolução desse mercado e a viabilização de investimentos de longo período de maturação como os gasodutos.

Como observa o mesmo Ghirardi (2008a, p.11), ao analisar a situação da integração energética no Cone Sul:

O alto risco institucional existente no momento desmerece a opção pelo ativo específico, inflexível, vinculado a um fornecedor, e favorece o ativo genérico, mais flexível, pois permite acessar diversos fornecedores. As conseqüências disso já se notam: estão em andamento diversos projetos para instalação de terminais de GNL, que permitem a flexibilidade necessária para adequar-se às condições dinâmicas da região, seja sob o aspecto institucional, seja na composição firme ou flexível da demanda por gás. Quanto mais limitado for o conhecimento acerca do ambiente futuro de negócios, mais conveniente será que se disponha de ativos que não sejam limitados à transação com uma só parte.

A situação atual na região apresenta riscos que não favorecem o investimento em ativos específicos de transporte de gás: embora não se exclua de todo a construção de gasodutos, a falta de coordenação entre Argentina, Bolívia, e Brasil, favorece claramente a expansão do GNL.

Assim, a reação brasileira às transformações do acordo firmou-se no sentido de, no curto prazo, negociar e garantir o suprimento com a Bolívia mesmo que a um preço mais elevado, ao mesmo tempo em que trabalha numa diminuição da vulnerabilidade e dependência externa quase exclusiva, através do aumento da produção nacional e diversificação das fontes de abastecimento, visando realinhar os incentivos à manutenção dos acordos e aumentar a confiança interna dos agentes privados.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O principal objetivo desse trabalho foi analisar o acordo Brasil-Bolívia para fornecimento de gás natural, privilegiando-se o exame das condições dinâmicas que propiciaram sua constituição e transformação, ressaltando o comportamento das partes em um ambiente marcado pela complexidade e incerteza.

Motivado pela necessidade de investimentos externos na Bolívia que viabilizassem seu desenvolvimento e pelo constrangimento das alternativas energéticas disponíveis no Brasil, o acordo entre os dois países foi um dos marcos da integração energética sul-americana. O balanço entre oferta e procura de gás natural, especialmente dentro do Cone Sul, apontava claramente para os benefícios da interligação entre os países. Especificamente, no caso brasileiro, a intensificação do uso do energético contou com o apoio de ações governamentais importantes, como o Programa Prioritário de Termoelétricas, o Projeto Malhas e a política de descontos e diminuição da volatilidade do preço do gás natural.

A interligação entre os países se efetivou com a construção de um gasoduto para o transporte do gás natural. Isto provocou uma transformação fundamental das condições do negócio, configurando uma oferta bilateral (quase monopólica). Essa transformação tornou economicamente inviável outras alternativas que estavam presentes antes do acordo e da construção do gasoduto, tanto por causa dos imensos custos irrecuperáveis associados ao projeto como pela mudança do grau de importância e penetração do gás natural nas duas economias.

A hipótese central que conduziu a análise empreendida nesta dissertação foi a de que, apesar dos potenciais ganhos com a integração, o acordo Brasil-Bolívia não se desenvolveu como esperado porque à medida que os negócios foram se concretizando, uma transformação fundamental na realidade econômica envolvendo o gás natural e seu uso nas respectivas economias tomou lugar. Associado à incapacidade de se firmar contratos completos e que se auto-imponham e da inexistência de um mecanismo externo que estabelecesse seu cumprimento (falha institucional), houve uma significativa elevação da incerteza e uma mudança do comportamento estratégico dos

países no acordo. Essa hipótese foi confirmada ao longo do texto à medida que foram examinadas as condições e medidas tomadas pelos dois países, tanto em termos *ex-ante* como *ex-post*.

Os dois governos, ambos sujeitos à racionalidade limitada e problemas informacionais, operando em um ambiente marcado pela incerteza e com ambientes institucionais distintos, firmaram um acordo sobre um bem de características peculiares e que possui uma série de especificidades relevantes. Como a análise das condições dinâmicas evidenciou, a estrutura de governança instituída, se adequada às características do negócio em suas etapas iniciais, perdeu eficiência à medida que o gás natural se tornou um produto imprescindível para as respectivas economias. O contrato, deixando de ser *self enforced*, gerou as condições necessárias para a ruptura dos termos do acordo.

A ação boliviana teve múltiplas e complexas causas. Por um lado, a situação do país quando do estabelecimento do acordo não propiciou um desenho contratual que atendesse aos anseios da população, se constituindo muito mais como uma tentativa de solução para os problemas emergenciais do país (assolado por anos de hiperinflação e pobreza) do que em uma efetiva integração energética. A seleção adversa experimentada no período da assinatura do tratado tornou-se evidente em um ambiente de pujança para os países produtores de petróleo e gás no início dos anos 2000, onde o povo boliviano via sua riqueza ser exportada sem ter uma adequada remuneração. Nesse sentido, a possibilidade de apropriação de fluxos de renda futura de um ativo progressivamente importante, não só para o Brasil, mas em todo o mundo, encontrou grande legitimação interna.

Ademais, os benefícios das reformas liberais, que deveriam ter atingido a maior parte do povo, permaneceram restritos a um pequeno número de empresas e uma reduzida parcela da população. Como ficou evidente, os aumentos da produção e do consumo são indicadores importantes, porém não suficientes para garantir uma melhoria real de bem-estar e da satisfação das camadas mais pobres e numerosas da sociedade.

Diante do cenário de ruptura e renegociação dos contratos assinados, a desconfiança entre os agentes causada pela incerteza e assimetria de informação cresceu de forma expressiva e o medo

da repetição de ações oportunistas desestimulou investimentos brasileiros na Bolívia. A perspectiva da integração entre os países passou a ser analisada juntamente com as questões referentes à segurança energética e garantia do abastecimento. Frente à nova realidade, os contratos flexíveis passaram a ser favorecidos, tanto em termos de demanda – hoje se estima que 25% da demanda de gás natural no Brasil será do tipo intermitente em 2011 – como de oferta, através da importação de GNL. A adoção de um ativo genérico, juntamente com o aumento da produção nacional, se constituiu como a base da resposta brasileira às mudanças no acordo.

Apesar do esforço na tentativa de redução da dependência boliviana e diversificação de fornecedores externos, a Bolívia permanece como um importante parceiro nesse mercado, e, por conta das previsões de crescimento da demanda, seguirá tendo um papel preponderante nos próximos anos. Além dos investimentos já realizados e da assinatura de novos contratos, o atendimento da demanda projetada de gás natural no Brasil – que deverá alcançar, em 2010, mais de 100 milhões de m³/dia – requer os 30 milhões m³/dia vindos da Bolívia para complementar a produção interna e a compra de GNL.

A necessária continuidade da relação bilateral não parece livre de tensões, mesmo no curto prazo, tanto por problemas internos na Bolívia como pela entrada em cena de outros agentes externos. Internamente, ainda em 2006, foi constituída na Bolívia uma assembléia nacional constituinte que visava formular e aprovar uma nova constituição do país em consonância com os objetivos propostos pelo governo Morales. A nova constituição – aprovada em dezembro de 2007 – apesar de não versar diretamente sobre o marco regulatório do setor de hidrocarbonetos, aprofundou o poder do Estado sobre a exploração dos recursos minerais do país e ratificou o papel das empresas internacionais como prestadoras de serviço.

A aprovação da nova constituição, antes de se constituir como um fator de unificação nacional, acabou por ser o estopim para uma série de protestos autonômicos nas províncias detentoras das maiores reservas de gás natural e menos alinhadas com os novos rumos do país. A possibilidade de fragmentação do território boliviano representa um risco institucional elevado para os interesses brasileiros na região, tanto pela possibilidade de uma nova mudança no marco

institucional quanto pelo risco de confrontos internos que afetem a produção e envio do produto ao Brasil.

No flanco externo, o colapso energético argentino no período 2006/2007 – causado por anos de sub-investimento no setor de geração/eletricidade (menor oferta) e subsídios aos consumidores domésticos (maior demanda) – levou o país a disputar com o Brasil o fornecimento de gás natural boliviano e aumentar a tensão na região. As fracassadas tentativas de solução da questão evidenciaram a dificuldade de se encontrar uma resolução satisfatória para a questão sem contar com um aumento da produção (e, portanto, dos investimentos) na Bolívia.

No médio e longo prazo, entretanto, a descoberta dos mega campos na camada pré-sal da plataforma continental brasileira levam a uma potencial mudança desse cenário. Apesar de não haver ainda estatísticas precisas sobre o volume de petróleo e gás disponíveis nesses reservatórios, estima-se que haja entre 55 e 90 bilhões de barris de óleo equivalente em uma faixa que se estende do litoral de Santa Catarina ao Espírito Santo. Sua produção comercial, porém, só deverá começar a ocorrer em escala significativa dentro de 5 anos, tanto por motivos de ordem técnica, como pelo volume dos investimentos necessários para extração dos recursos minerais abaixo de uma extensa lâmina d'água – que varia de 1,5 e 3 mil metros – e posterior soterramento – entre 3 e 4 mil metros.

Por conta da dimensão das descobertas, o governo, em 2007, através do Conselho Nacional de Política Energética, decidiu retirar da 9ª Rodada de Licitações da ANP os 41 blocos de exploração situados na área do pré-sal e instalar uma comissão para estudar um novo modelo para as atividades de exploração dos campos situados nessa área. Outros blocos situados na franja ou fora dessa área foram mantidos no cronograma, assim como a legislação em vigência. A expectativa é que o governo adote um modelo que amplie a participação do Estado nos ganhos futuros das companhias petrolíferas sem afugentar investidores externos por conta do menor risco exploratório associado aos campos dessa área.

Nesse contexto, a interligação da malha nacional de gasodutos ganha ainda mais relevância. A grande oferta esperada de gás natural para a década de 2010 poderá ser distribuída ao longo do

território brasileiro sem custos adicionais vultosos e de forma quase imediata. O GASENE, que teve sua viabilidade econômica questionada nos estágios iniciais de implantação, cumprirá um papel crucial nesse sentido. Esse fato evidencia, ainda mais, o papel decisivo que a Petrobras desempenhou no desenho da indústria gasífera nacional e sua relevância para seus desdobramentos futuros. Responsável por investimentos importantes, mas que não apresentam os melhores custo/benefício no curto prazo, a estatal brasileira permanece como principal agente da indústria, ao mesmo tempo em que levanta questionamentos sobre o grau de concentração existente no setor.

Uma das mais importantes conseqüências dessas descobertas para as relações Brasil-Bolívia é a diminuição, a médio e longo prazo, da importância relativa da Bolívia na oferta de gás natural no Brasil e a conseqüente diminuição do poder de renegociação do país vizinho no acordo. Esse fato não significa uma irrefreável perda de importância da integração energética para o Brasil – uma vez que a segurança energética pressupõe uma diversidade de fontes produtoras –, mas a possibilidade do aprofundamento dessa integração via aumento da sua corrente comercial, contando com uma variedade de países parceiros, no Cone Sul e outros continentes.

Dessa forma, a integração energética sul-americana, potencialmente benéfica para todos os países da região por causa da complementaridade entre as diferentes economias, passa por um momento de grande turbulência. A análise da evolução do acordo evidenciou que esse potencial, se não acompanhado pela observância dos condicionantes econômicos (e implantação das salvaguardas necessárias), não é capaz de promover relações estáveis de longo prazo. Só a concorrência das dimensões política e econômica, juntamente com uma efetiva aproximação social e cultural entre os povos, é que poderá superar as mútuas desconfianças e realizar o potencial integrador da região em termos de crescimento, desenvolvimento e independência econômica.

REFERÊNCIAS

AKERLOF, G. The market for “lemons”: quality uncertainty and the market mechanism. *The Quarterly Journal of Economics*. v.84, n° 3, p.488-500, ago. 1970.

ALCHIAN, A.; DEMSETZ, H. Production. Information costs and economic organization. *American Economic Review*. v. 62, n.5, p.777-795,1972.

ALEXANDRE, C.; PINHEIRO, F.; ACSELRAD, V. As políticas do gás natural dos governos de Morales e Bachelet. *Observador On-Line*, v.1, n°1, mar. 2006.

ANP/STRATT/R.GARCIA CONSULTORES. *A Reforma da Indústria de Gás Natural na Bolívia*. Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2 dez. 2007.

_____. *Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural*. Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2 dez. 2007.

ANP. *Considerações da SCM/ANP acerca do Decreto Supremo n° 28.701 editado pela Bolívia em 01 de maio de 2006*. Rio de Janeiro, 2006a. (Nota Técnica ANP n° 012/2006-SCM) Disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em: 10 jan. 2008.

_____. *Segurança do suprimento do gás natural*. Rio de Janeiro, 2006b. (Nota Técnica ANP n° 20/2006-SCM) Disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em: 10 jan. 2008.

_____. *Planos de Contingência para o Suprimento de Gás Natural*. Rio de Janeiro, 2006c (Nota Técnica ANP n° 21/2006-SCM). Disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em: 10 jan. 2008.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2007*. Rio de Janeiro: ANP, 2007a.

_____. *Modelos de contrato para exploração e produção de petróleo e gás natural: uma análise crítica da experiência brasileira e de alguns países selecionados*. Rio de Janeiro, 2007b. (Nota Técnica ANP no 21/2007-SCM). Disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em: 12 abr. 2008.

ARROW, K. Uncertainty and the welfare economics of medical care. *The American Economic Review*, v. 53, n°. 5, p. 941-973, dez. 1963.

_____. The economics of moral hazard: further comment. *The American Economic Review*, v. 58, n°. 3, p. 537-539, jun. 1968.

BARUFI, C.; SANTOS, E.; IDE, C. *Auto-suficiência energética e desenvolvimento: o comércio de gás natural entre Brasil e Bolívia*. 2006. (Cadernos PROLAM/USP, 2)

BOLÍVIA. Decreto Supremo nº 21060, 29 ago. 1985. Disponível em: <<http://www.geocities.com/derecholaboraluno/ds21060.htm>>. Acesso em 10 jan. 2008.

_____. Ley de Inversiones nº 1182, 17 set. 1990. Disponível em: <www.congreso.gov.bo/leyes/1182.htm>. Acesso em: 10 jan. 2008.

_____. Ley de Capitalización nº 1544, 21 mar. 1994. Disponível em: <www.bolsa-valores-bolivia.com/leyes/Ley1544.pdf>. Acesso em 10 jan. 2008.

_____. Ley del sistema de regulacion sectorial (SIRESE), nº 1600, 28 out. 1994. Disponível em: <www.geocities.com/bolilaw/legisla.htm> Acesso em 10 jan. 2008.

_____. Ley de Hidrocarburos nº 1689, 30 abr. 1996. Disponível em: www.ojoenergetico.com/decretos_leyes.html. Acesso em: 10 jan. 2008.

_____. Ley de Hidrocarburos nº 3058, 17 mai. 2005. Disponível em: <www.bolivia.gov.br>. Acesso em 10 jan. 2008.

_____. Decreto Supremo nº 28701, 1 mai. 2006. Disponível em: <www.bolivia.gov.bo>. Acesso em: 10 jan. 2008.

BRASIL. Acordo, por troca de Notas, entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo da República da Bolívia sobre a Compra e Venda de Gás Natural Boliviano à República Federativa do Brasil. *Diário Oficial da União*, v. , n. ago. 1992.

_____. Acordo, por troca de notas reversais, sobre a venda de gás boliviano ao Brasil, a propósito do contrato definitivo entre Petrobras e YPF. *Diário Oficial da União*, v. , n. , mar. 1993.

_____. Emenda Constitucional nº 5, 15 ago. 1995. Disponível em: <www.planalto.gov.br/Ccivil_03/Constituicao/Emendas/Emc/emc05.htm>. Acesso em 10 jan. 2008.

_____. Emenda Constitucional nº 9, 9 nov. 1995. Disponível em: <www.planalto.gov.br/Ccivil_03/Constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm>. Acesso em 10 jan. 2008.

_____. Lei nº 9478, 6 ago. 1997. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm>. Acesso em: 10 jan. 2008.

BRITISH PETROLEUM. *BP Statistical Review of World Energy 2007*. Disponível em: <www.bp.com>. Acesso em 15 mar. 2008.

BROUSSEAU E.; GLACHANT, J. The Economics of Contracts and the Renewal of Economics. In: _____. *The Economics of Contracts: theories and applications*. Cambridge University Press, UK, 2002.

CAMPOS, Adriana. O processo de abertura do setor petrolífero na América Latina: os casos da Argentina, Bolívia e Chile. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2. *Anais ...* Rio de Janeiro, 2003.. Disponível em: <www.ie.ufrj.br> Acesso em: 6 fev. 2008.

CANÊDO, S. Nacionalização boliviana e a estratégia negociadora brasileira. *Conjuntura Internacional*, nº 13, mai. 2006. Disponível em <www.pucminas.br/conjuntura> Acesso em: 02 jun 2008.

CEPAL. *La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe*. 2007. Disponível em: <www.eclac.cl>. Acesso em 3 mar. 2008.

CECCHI, J. *Indústria Brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros*. Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em 5 jan. 2008.

COASE, R. The nature of the firm. *Economica*, v. 4, n.16. nov.1937.

_____. The new institutional economics. In: BROUSSEAU E.; GLACHANT, J. (Org.). *The Economics of Contracts: theories and applications*. Cambridge: Cambridge University Press, UK, 2002.

COUTINHO, E. (resp.). Gasoduto Bolívia-Brasil. *Informe Infra-Estrutura*, n. 45, abr. 2000.

DANG-NGUYEN, G.; PÉNARD, T. Interconnection Agreements in Telecommunications Networks: from strategic behaviors to property rights. In: BROUSSEAU E., GLACHANT, J. (Org.). *The Economics of Contracts: theories and applications*. Cambridge: Cambridge University Press, UK, 2002.

DMT. *A review of the power sector in Latin America and the Caribbean, evolution in the market and investment opportunities for CFTs*. 2005. Disponível em: <www.olade.org> Acesso em 15 jun 2008.

DUARTE, B.; SARAIVA, T.; BONÉ, R. Impacto na relação Brasil-Bolívia, com a nacionalização dos hidrocarbonetos bolivianos, em 2006. *Indic. Econ. FEE*, v.36, n.1, p. 87-98, 2008.

ESTEVES, R. Conseqüências da nacionalização do gás e do petróleo na Bolívia. *Conjuntura Internacional*, n° 24, set. 2006. Disponível em <www.pucminas.br/conjuntura> Acesso em: 02 jun 2008.

FERRAZ, João; KUPFER, David; HAGUENAUER, Lia. *Made in Brazil: desafios competitivos para a indústria*. Rio de Janeiro: Campus, 1995.

FIANI, R. Teoria dos custos de transação. In: KUPFER, David, HASENCLEVER, Lia (Org.). *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

FURUBOTN, E. Entrepreneurship, transaction-cost economics, and the design of contracts. In: BROUSSEAU E.; GLACHANT, J. (Org.). *The Economics of Contracts: theories and applications*. Cambridge: Cambridge University Press, UK, 2002.

GARCIA, Celestino. *Mercado de gás natural dos setores químico e termoelétrico para os próximos 10 anos no estado da Bahia*. 2006, 224p. Dissertação (Mestrado em Regulação da indústria de Energia) Universidade Salvador.

GALVÃO, R. *Aspectos técnico-legais concernentes ao gás natural*. 2004. Disponível em: <<http://jus2.uol.com.br>>. Acesso em: 9 mar. 2008.

GASNET: o site do gás natural. Site desenvolvido pelo IBC do Brasil. Contém informações sobre a origem do gás natural, composição e uso como matéria-prima. Disponível em: <www.gasnet.com.br>. Acesso em: 5 jan. 2008.

GUERRA, Oswaldo. Contratos e a indústria de gás natural. *Bahia Análise e Dados*. v. 16, n.1, p. 153-158. jun. 2006.

GHIRARDI, A. Gás natural na América do Sul: do conflito à integração possível. *Le Monde Diplomatique*. 31 jan. 2008a.

_____. Houdine não foi a Buenos Aires. *Le Monde Diplomatique*. 25 fev. 2008b.

HAYEK, F. The use of knowledge in society. *The American Economic Review*. v. 35, n.4, p. 519-530. set.1945.

HENISZ, W. The institutional environment for multinational investment. *Journal of Law, Economics and Organization*, v.16, n.2, p. 334-364, 2000.

HERRERA, H. Inversión extranjera directa y seguridad jurídica en Bolivia: un análisis de las reformas estructurales y su implicación en las inversiones. In: ENCUESTRO DE LATINOAMERICANISTAS ESPAÑOLES: VIEJAS Y NUEVAS ALIANZAS ENTRE AMÉRICA LATINA Y ESPAÑA, 2006. *Anais...* Disponível em: <http://halshs.archives-ouvertes.fr/docs/00/10/34/25/PDF/Henry_Peredo.pdf> Acesso em 20 fev. 2008.

HOLBURN G., SPILLER, P. Institutional or structural – lessons from international electricity sector reforms. In: BROUSSEAU E., GLACHANT, J. (Org.). *The economics of contracts: theories and applications*. Cambridge: Cambridge University Press, UK, 2002.

IEA. *Key world energy statistics 2007*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 02 fev. 2008.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (Bolívia). *Anuário Estadístico 2006*. Disponível em <www.ine.gov.bo>. Acesso em: 21 abr. 2008.

KLEIN, B. The role of incomplete contracts in self-enforcing relationships. In: BROUSSEAU E.; GLACHANT, J. (Org.). *The Economics of Contracts: theories and applications*. Cambridge: Cambridge University Press, UK, 2002.

KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia. *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

LAPIP, M. *GNL como opção de oferta de gás natural no Brasil*. Rio de Janeiro, 2007, 149 p. Dissertação (Mestrado em Economia) Instituto de Economia Industrial, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2007.

LEVY, B.; SPILLER, P. The institutional foundations of regulatory commitment: a comparative analysis of telecommunications regulation. *Journal of Law, Economics, & Organization*, v. 10, n. 2, p. 201-246, out. 1994.

LOPES, M. *Curso de direito civil*. Vol. III. 5. 6 ed. Rio de Janeiro: Freitas Bastos, 2001.

LUCIANI, G. *Security of supply for natural gas markets*. What is it and what is it not?. Nota de trabalho apresentada na International Energy Markets, set/2004. Disponível em: <<http://www.feem.it/Feem/Pub/Publications/WPapers/default.htm>> Acesso em: 23 fev. 2008.

MARÍACA, E. Historia de los descubrimientos de gas y los contratos de exportación como marco de la propuesta de una nueva ley de hidrocarburos. In: Fobomade, *Relaciones energéticas Bolivia-Brasil*. La Paz. 2004.

MATHIAS, M.; COSTA, H.; CECCHI, J. Desafios para a integração gasífera na América do Sul. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2006. *Anais ...* Rio de Janeiro. Disponível em: <www.anp.gov.br/doc/gas/ibp_1004.pdf>. Acesso em: 19 jan 2008.

MATTOS, Marly. *A indústria de gás natural: estruturas de mercado e o comportamento estratégico da Petrobras*. Salvador, 2001, 120 p. Dissertação (Mestrado em Economia) Faculdade de Ciências Econômicas, Universidade Federal da Bahia, 2001.

MME. *Balanço Energético Nacional 2007: ano base 2006*. Rio de Janeiro: EPE, 2007. 192 p.

MOREIRA, Tathiany; VELOSO, Luciano; REGRA, André. O desafio do gás natural: o problema da segurança do abastecimento. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE REGULAÇÃO, 5, 2007. *Anais ...* Recife, 2007 Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2 dez. 2007.

NETO, J.; SAUER, I. Precificação nos contratos atacadistas de compra e venda de gás natural. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 5, 1998. *Anais... ,* 1998.

PASSOS, F. *Gasoduto Bolívia-Brasil*. Disponível em: <<http://ecen.com/eee10/gasp.htm>>. Acesso em: 20 fev. 2008.

PETROBRAS. *Relatório Anual 2006*. Disponível em <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 23 abr. 2008.

_____. *Petrobras e YPFB fecham acordo sobre gás boliviano*. Rio de Janeiro, 2007a. Disponível em <www.petrobras.com.br>.. Acesso em: 02 jul. 2008.

_____. *Principais Projetos da Petrobras no Plano de Aceleração do Crescimento (PAC)*. Rio de Janeiro, 2007b. Disponível em www.petrobras.com.br Acesso em: 02 jul 2008.

_____. Site oficial da Petrobras. Disponível em: <www.petrobras.com.br> Acesso em: 30 nov. 2008.

PONDÉ, J. Organização das grandes corporações. In: KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia (Org.). *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

PRATES C. et al. Evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil. *BNDES Setorial*, nº 24, p. 35-48, set. 2006.

QUIROGA, C. Exportación de gas natural al mercado brasileiro. In: Fobomade, *Relaciones energéticas Bolivia-Brasil*. La Paz. 2004.

SANTOS, R. *Estruturas de governança e universalização dos serviços de infra-estrutura: a eficiência econômica dos modelos contratuais de parceria público-privada*. Rio de Janeiro, 2006, 182p. Tese (Doutorado em Economia) Instituto de Economia Industrial, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SCHAEFFER, R. et al. *Developing countries and global climate changes*. 2000. Disponível em: <www.pewclimate.org/global-warming-in-depth/all_reports/brazil>. Acesso em: 13 dez. 2007.

SHIRLEY, M.; XU, L. Information, incentives, and commitment: an empirical analysis of contracts between government and state enterprise. *Journal of Law, Economics and Organization*, v.14 (2), p. 358-378, out. 1998.

SIMON, F. A formal theory of the employment relationship. *Econometrica*, v. 19, n. 3, p. 293-305, jul.1951.

_____. *Models of men social and rational: mathematical essays on rational human behavior in a social setting*. New York: John Wiley, 1957.

SOARES, Jeferson. *Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição interenergéticos e na cogeração em regime “topping”*. Rio de Janeiro, 2004, 390p. Tese (Doutorado de Ciências em Planejamento Energético) Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

SPILLER, P.; TOMMASI, M. The institutional foundations of public policy: a transaction cost approach with application to Argentina. *Journal of Law, Economics and Organization*, v.19, n.2, p. 281-306, 2003

TELES, M. *A regulamentação da indústria de gás natural no Brasil e os impactos para o desenvolvimento do setor*. Rio de Janeiro, 2005, 152p. Dissertação (Mestrado em Economia) Instituto de Economia Industrial, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

TORRES FILHO, E. O gasoduto Brasil – Bolívia: impactos econômicos e desafios de mercado. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), *Revista do BNDES*, v. 9, n. 17, p. 99 – 116, jun. 2002,

TGB. *História*. Disponível em: <www.tgb.com.br>. Acesso em: 5 jan. 2008.

TUJEEHUT, M. *Condicionantes para a formação de um mercado spot na indústria de gás natural*. Rio de Janeiro, 2006, 154p. Dissertação (Mestrado em Economia) Instituto de Economia Industrial, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

VICCHINI, R. Determinantes da competitividade na indústria do gás natural: uma abordagem neoinstitucional. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3, 2005. *Anais ...*. Salvador, 2005 Disponível em: <www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0243_05.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2007.

VIEIRA, P. L. et al. *Gás natural: benefícios ambientais no Estado da Bahia*. Salvador: Bahiagás, 2005.

WILLIAMSON, O. *Las Instituciones Económicas del Capitalismo*. México: Fondo de Cultura Económica. 1985.

_____. The new institutional economics: taking stock, looking ahead. *Journal of Economic Literature*, v. 38, n.º. 3, p. 595-613, set. 2000.

_____. Contract and Economic Organization. In: BROUSSEAU E.; GLACHANT, J. (Org.). *The Economics of Contracts: theories and applications*. Cambridge University Press, UK, 2002.

YPFB / PETROBRAS. *Comunicado conjunto entre YPFB e Petrobras*. Dez. 2007. Disponível em: <www.petrobras.com.br> Acesso em 7 abr 2008.

YPFB. *Memoria Anual 2005*. Disponível em: <www.ypfb.gov.bo>. Acesso em 3 mar. 2008.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)