



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

ANDERSON SANTOS SILVA

**MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS
NATURAL NA BAHIA**

SALVADOR

2011

ANDERSON SANTOS SILVA

**MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E DESENVOLVIMENTO DA
INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA BAHIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal da Bahia como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Economia.

Área de concentração: Economia do Trabalho e da Empresa.

Orientador: Prof. Dr. Hamilton de Moura Ferreira Júnior.

SALVADOR

2011

Ficha catalográfica elaborada por Vânia Magalhães CRB5-960

Silva, Anderson Santos

S586 Mudanças institucionais e desenvolvimento na indústria de gás natural na Bahia./ Anderson Santos Silva. - Salvador, 2011.

137 f. . il. ; graf.; quad.; fig.; tab.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Bahia, Faculdade de Ciências Econômicas, 2011.

Orientador: Prof. Dr. Hamilton de Moura Ferreira Júnior.

1. Gás natural – Bahia. 2. Recursos energéticos. 3. Economia da empresa. I. Ferreira Júnior, Hamilton de Moura. II. Título. III. Universidade Federal da Bahia.

CDD – 338.2728




TERMO DE APROVAÇÃO

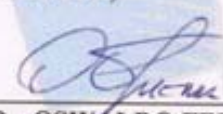
ANDERSON SANTOS SILVA


**“MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E DESENVOLVIMENTO DA
INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA BAHIA”**

Aprovada em 15 de dezembro de 2011.

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


Prof. Dr. HAMILTON DE MOURA FERREIRA JÚNIOR (ORIENTADOR)
(CME/FE/UFBA)


Prof. Dr. OSWALDO FERREIRA GUERRA
(CME/FE/UFBA)


Prof. Dr. FRANCISCO LIMA CRUZ TEIXEIRA
(NPGA/UFBA)

A minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

À Deus por ter colocado mais um desafio em minha vida. Espero que muitos ainda estejam por vir e que eu tenha força e sabedoria para superá-los.

Ao meu orientador, Prof. Hamilton de Moura Ferreira Júnior, por ter me aceitado como orientando, pelo apoio e pela paciência despendida.

Aos colegas do Curso de Mestrado em Economia, em especial a Leonardo Bispo de Jesus Júnior, que teve contribuição importante para conclusão desse trabalho.

A todos os professores, em especial a Oswaldo F. Guerra, João Damásio, Wilson Menezes, Paulo Balanco; aos funcionários Ruy Mota, Max e Vânia Magalhães que muito me ajudaram ao longo do curso.

A meus amigos, os quais me eximo de citar para não cometer injustiças, pela contribuição fornecida para meu progresso pessoal, profissional e espiritual.

A minha família pelo apoio incondicional.

RESUMO

A partir da década de 1990, o setor de gás natural na Bahia (e no Brasil) passou por profundas transformações institucionais, que proporcionaram o ingresso de novos *players*, conferindo-lhe uma nova dinâmica. Dentre essas mudanças, destacam-se o estabelecimento da concessão estadual para distribuição desse energético, o fim do monopólio público estatal nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás (consequentemente, a abertura das atividades de prospecção, produção, processamento e transporte, além da importação e exportação desses energéticos) e a criação de novos órgãos fiscalizadores e reguladores. Diante disto, o objetivo do presente trabalho é analisar o atual cenário da indústria de gás natural baiana, com base nas mudanças institucionais supracitadas, além de apresentar os principais desafios e oportunidades ao seu desenvolvimento; e perspectivas com a Lei 11.909 (Lei do Gás). Constatou-se que, apesar do ingresso de novos agentes ter contribuído para a execução de novos empreendimentos, o domínio da Petrobras é marcante ao longo da cadeia produtiva. Além disso, existem problemas institucionais que devem ser solucionados.

Palavras-chave: Gás natural - Bahia. Nova economia institucional.

ABSTRACT

From the 1990s, the natural gas industry in Bahia (and Brazil) has undergone profound institutional changes, which allowed the entry of new players, giving it a new dynamic. Among these changes include the establishment of the state grant for distribution of energy, the end state of the public monopoly in exploration and production of oil and natural gas (consequently, the opening of the activities of exploration, production, processing, and transportation, and import and export of energy) and the creation of new oversight agencies and regulators. Given this, the aim of this study is to analyze the current scenario of the natural gas industry in Bahia, based on the above institutional changes, and present the main challenges and opportunities for their development, and perspectives to Law 11.909 (Gas' Law). It was found that, despite the entry of new players have contributed to the implementation of new projects, Petrobras is the domain of landmark along the production chain. In addition, there are institutional problems that must be solved.

Keywords: Natural gas-Bahia. New institutional economics.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | | |
|------------|--|----|
| Figura 1: | Cadeia produtiva do gás natural | 18 |
| Quadro 1: | Formas de arranjos verticais | 32 |
| Quadro 2: | Fontes de financiamento (US GAAP) | 59 |
| Quadro 3: | Balanço do gás natural no Brasil 2001-2010 (em milhões de m ³) | 71 |
| Quadro 4: | Importação de gás natural, segundo países de procedência 2001-2010 | 72 |
| Quadro 5: | Produção de gás natural por região 2001-2010 | 72 |
| Quadro 6: | Vendas de gás natural, pelos produtores, segundo Grandes Regiões | 73 |
| Gráfico 1: | Consumo de gás natural no Brasil por segmento (média de 2009) | 73 |
| Quadro 7: | Blocos concedidos nas bacias baianas na Segunda Rodada de Licitações | 79 |
| Quadro 8: | Blocos concedidos nas bacias baianas na Terceira Rodada de Licitações | 80 |
| Quadro 9: | Blocos concedidos nas bacias baianas na Quarta Rodada de Licitações | 80 |
| Quadro 10: | Blocos concedidos nas bacias baianas na Quinta Rodada de Licitações | 81 |
| Quadro 11: | Concessões em bacias baianas na Sexta Rodada de Licitações | 82 |
| Quadro 12: | Concessões em bacias baianas na Sétima Rodada de Licitações | 83 |
| Quadro 13: | Concessões em bacias baianas na Décima Rodada de Licitações | 84 |
| Quadro 14: | Campos baianos na etapa de desenvolvimento na fase de produção | 85 |
| Quadro 15: | Capacidade nominal de processamento de gás natural, segundo unidades produtoras – 31/12/2010 | 86 |
| Quadro 16: | Os gasodutos em operação na Bahia | 86 |
| Figura 2: | Principais bacias sedimentares da Bahia | 88 |
| Gráfico 2: | Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo Unidades da Federação, em 31/12/2010 | 89 |
| Gráfico 3: | Produção de gás natural, por Unidade de Federação 2010 | 90 |

LISTA DE TABELAS

| | | |
|------------|--|----|
| Tabela 1: | Reservas provadas por países | 16 |
| Tabela 2: | Principais países produtores de gás natural | 16 |
| Tabela 3: | Principais países consumidores de gás natural | 17 |
| Tabela 4: | Participação da Shell em áreas de exploração no país | 68 |
| Tabela 5: | Participação no setor de exploração | 68 |
| Tabela 6: | Atuação da Chevron Brasil em campos brasileiros | 68 |
| Tabela 7: | Participação da Queiroz Galvão na E&P de GN no Brasil | 69 |
| Tabela 8: | Oferta interna de energia | 70 |
| Tabela 9: | Matriz Energética da Bahia – Oferta de Energia (10^3 tep) | 89 |
| Tabela 10: | Produção de gás natural na Bahia, em milhões m^3 , 2000-2010 | 90 |
| Tabela 11: | Vendas de gás natural das distribuidoras em 2010 (em mil m^3 /dia) | 93 |

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

| | |
|--------------------|---|
| AGERBA | Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia |
| ANP | Agência Nacional de Petróleo |
| BAHIAGÁS | Companhia de Gás da Bahia |
| BNDES | Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social |
| CEG | Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro |
| COMGÁS | Companhia de Gás de São Paulo |
| IFC | Corporação Financeira Internacional |
| CNPE | Conselho Nacional de Política Energética |
| E&P | Exploração e Produção |
| GASBOL | Gasoduto Bolívia-Brasil |
| GASENE | Gasoduto Sudeste-Nordeste |
| GLP | Gás Liquefeito de Petróleo |
| GN | Gás Natural |
| GNC | Gás Natural Comprimido |
| GNL | Gás Natural Liquefeito |
| GNV | Gás Natural Veicular |
| GTL | <i>Gas to Liquid</i> |
| IGN | Indústria de Gás Natural |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| NEI | Nova Economia Institucional |
| PROMINP | Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás |
| PPT | Programa Prioritário de Termelétricas |
| REDEPETRO Bahia | Associação das Empresas Fornecedoras de Bens e Serviços para a Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás da Bahia |
| UPGN | Unidade de Processamento de Gás Natural |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|--|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 12 |
| 2 | O MERCADO DE GÁS NATURAL | 15 |
| 2.1 | ASPECTOS GERAIS DO PRODUTO, DA OFERTA E DA DEMANDA | 15 |
| 2.2 | A NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL: APLICAÇÕES À INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL | 23 |
| 2.2.1 | A coordenação das atividades econômicas à luz da Teoria dos Custos de Transação | 24 |
| 2.2.2 | Questões contratuais, obstáculos e incentivos aos investimentos | 29 |
| 2.3 | A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL: ASPECTOS CENTRAIS DE SEU DESENVOLVIMENTO EM ESCALA GLOBAL | 37 |
| 3 | O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL E AS MUDANÇAS INSTITUCIONAIS NA DÉCADA DE 1990: O CENÁRIO ANTES E APÓS A LEI DO PETRÓLEO | 45 |
| 3.1 | ASPECTOS GERAIS DAS MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E TRAJETÓRIA DO MERCADO DE GÁS NATURAL | 45 |
| 3.2 | IMPACTOS DAS NOVAS “REGRAS DO JOGO” NAS ORGANIZAÇÕES DE FINANCIAMENTO, DE CAPITAL PRIVADO E NA PETROBRAS | 56 |
| 3.2.1 | Financiamento dos investimentos na indústria de gás natural brasileira | 56 |
| 3.2.2 | A Petrobras | 60 |
| 3.2.3 | O capital privado | 65 |
| 3.3 | ASPECTOS GERAIS DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL | 69 |
| 4 | MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E O MERCADO DE GÁS NATURAL NA BAHIA | 76 |
| 4.1 | A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA BAHIA E AS MUDANÇAS INSTITUCIONAIS | 76 |
| 4.2 | O MERCADO DE GÁS NATURAL NA BAHIA | 87 |
| 4.2.1 | Aspectos gerais da oferta | 87 |
| 4.2.2 | Aspectos gerais da demanda | 92 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 4.3 | MERCADO DE GÁS NATURAL NA BAHIA: OPORTUNIDADES E DESAFIOS | 94 |
| 4.3.1 | Oportunidades | 94 |
| 4.3.2 | Desafios | 98 |
| 4.4 | FALHAS DA LEI DO PETROLEO E A NOVA LEI DO GÁS | 104 |
| 5 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 111 |
| | REFERÊNCIAS | 115 |
| | ANEXOS | 121 |

1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos, o setor energético vem se constituindo uma das molas propulsoras do desenvolvimento econômico de tal forma que, atualmente, não há como imaginar um país desenvolvido que não tenha grande parte de sua população com acesso a recursos dessa natureza. O gás natural (GN) é a terceira maior fonte de energia primária do mundo, atrás, apenas, do carvão e do petróleo (BP GLOBAL, 2011). Trata-se de um composto de hidrocarbonetos, sendo encontrado na natureza em estado gasoso. Possui uma gama de utilidades, podendo substituir, com eficiência, diversos combustíveis sólidos, líquidos e gasosos. Tem elevado poder calorífico, não é tóxico, e pelo fato de ser menos poluente que os demais energéticos derivados do petróleo, dentre outros fatores, o GN tem recebido atenção especial em alguns países que vem direcionando suas políticas para utilização de energia limpa.

A indústria de gás natural (IGN) é considerada como indústria de rede, pois na maioria das vezes, o transporte e a distribuição do produto são realizados via infraestrutura de rede. Dentre suas características, destacam-se a mudança radical no ambiente o qual está inserida, a necessidade de vultosos investimentos de longo prazo de maturação, a presença de elevados custos de transação e a importância das economias de escala. As transações, nela realizadas, são marcadas pela forte interdependência entre os agentes, o que aumenta a necessidade de sincronia entre as ações ao longo da cadeia produtiva.

Os aspectos estruturais presentes na IGN conduzem os investidores a buscar formas alternativas ao sistema de preços para coordenar suas atividades e minimizar os riscos inerentes ao retorno do capital empregado. Como exemplos, podem-se citar a integração vertical ou estruturas de governança híbridas, como consórcios e contratos de longo prazo para exploração, produção e comercialização do produto.

Pode-se dizer que a IGN começou a se desenvolver após a Segunda Guerra Mundial, entretanto ganhou maior importância no cenário internacional a partir das crises do petróleo, quando os países passaram a buscar fontes alternativas de energia. No Brasil, essa indústria foi constituída sob a forma de monopólio público estatal, onde a Petrobras controlava quase todas as etapas da cadeia produtiva, dividindo apenas o setor de distribuição, com a Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG) e a Companhia de Gás de São

Paulo (COMGÁS). Se por um lado, esse modelo de organização industrial possibilitava à Petrobras ganhos de escala e de coordenação, assim como a redução dos custos de transação, por outro, gerava conflito entre essas organizações acerca do direito de efetuar a distribuição do produto.

Ao longo da década de 1980, a economia brasileira passou por uma série de transformações, abalizada nas políticas neoliberais adotadas pelos governos em vigor. Essas mudanças perduraram até a década de 1990, trazendo reflexos para a estrutura organizacional da IGN brasileira. Com a Emenda Constitucional nº 5, em 1995, o setor de distribuição de gás canalizado passou a ser concessão estadual, possibilitando uma melhor definição nos papéis dos agentes e a criação de novas distribuidoras. Com a Emenda Constitucional nº 9, nesse mesmo ano, ficou estabelecido o fim do monopólio público estatal nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás; conseqüentemente, a abertura das atividades de prospecção, produção, processamento e transporte, além da importação e exportação desses energéticos por empresas particulares. Em 1997, a Lei 9.478, também conhecida como Lei do Petróleo, consolidou um novo ambiente institucional, ao criar o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP). Para assegurar a qualidade dos serviços prestados, foram criadas agências reguladoras federais e estaduais a partir desse ano.

Com a Lei do Petróleo, os direitos de exploração e produção permaneceriam com a União Federal, mas à ANP ficaria incumbida de estabelecer concessões a qualquer empresa pública ou privada para consecução dessas atividades. No que tange ao comércio internacional, caberia a esse órgão autorizar as transações, sendo o preço do GN importado negociado livremente. A lei também permitiu o livre acesso de terceiros às redes de transporte, cujas condições poderiam ser livremente negociadas entre os agentes de mercado. Ademais, possibilitou à Petrobras (que permaneceria sob o controle acionário da União) a manutenção de suas áreas produtivas e a continuidade do processo de exploração e desenvolvimento daquelas áreas que já estivesse investindo.

Essas mudanças na matriz institucional imprimiram uma nova dinâmica ao setor de GN, mediante a entrada de novas organizações. Na Bahia, estado pioneiro na utilização desse combustível em território brasileiro, não foi diferente, o ingresso de novos *players* acabou impactando a indústria local. Diante do exposto, uma questão pode ser levantada: Quais os impactos das mudanças mencionadas nas “regras do jogo” na estrutura da IGN baiana?

O objetivo geral desta dissertação é responder a essa questão. Em outras palavras, esse trabalho pretende analisar o atual contexto da IGN baiana, com base nas reformas institucionais supracitadas. Para isso, os seguintes procedimentos foram adotados: 1) levantamento dos aspectos gerais do produto, da oferta e da demanda, em escala global, nacional e estadual (Bahia) de forma a entender a dinâmica do setor; 2) Análise das reformas institucionais mencionadas, enfatizando as condições da IGN na Bahia, antes e após a implementação delas; 3) levantamento dos principais desafios e oportunidades ao desenvolvimento da IGN baiana.

A hipótese que serviu de balizamento para esta dissertação é que embora as mudanças institucionais supracitadas sejam capazes de incentivar novos investimentos, a consolidação do novo ambiente institucional não foi capaz de estimular a concorrência na IGN na Bahia.

A dissertação conta com três capítulos, além da introdução e das considerações finais. No segundo capítulo, serão apresentados aspectos gerais do produto, da oferta e da demanda em escala global. Também será apresentada uma análise sobre os determinantes da formação de preço do GN e fixação dos contratos. No decorrer do capítulo, será abordado o referencial teórico/analítico com base na Nova Economia Institucional (NEI). Serão levantados aspectos que ajudam a entender a dinâmica da indústria de gás natural e a importância dos arranjos institucionais para estimular o desenvolvimento desse setor, através de novos investimentos.

O terceiro capítulo versará sobre o mercado de GN no Brasil, analisando sua formação e trajetória até os dias atuais. Serão apresentados os aspectos gerais da IGN e as reformas institucionais ocorridas na década de 1990. Ademais, é apresentado um estudo sobre os impactos dessas reformas nas condutas de organizações de capital privado, de financiamento e da Petrobras.

O quarto capítulo examina as condições de oferta e demanda de GN na Bahia. Nele é feito um estudo sobre a cadeia produtiva do energético, mostrando o cenário anterior e posterior às reformas institucionais. Uma ênfase é dada aos mais recentes empreendimentos no setor. Por fim, serão mostrados os principais obstáculos e oportunidades ao desenvolvimento da IGN na Bahia, levando-se em consideração, também, o novo marco regulatório: a Lei 11.909, também conhecida como Lei do Gás.

2 O MERCADO DE GÁS NATURAL

2.1 ASPECTOS GERAIS DO PRODUTO, DA OFERTA E DA DEMANDA

A IGN é antiga e seu desenvolvimento ganhou impulso a partir das crises do petróleo, quando passou a assumir um papel relevante na matriz energética mundial. Os países passaram a buscar outras fontes de energia e, conseqüentemente, a utilização desse produto, em escala global, vem crescendo ao longo dos anos (BP GLOBAL, 2011).

O GN é uma mistura de hidrocarbonetos leves, contendo predominantemente o metano (que pode representar de 80% a 95% da composição), e encontra-se em estado gasoso nas condições ambientes de temperatura e pressão. Na natureza é obtido em acumulações de rochas porosas no subsolo terrestre (*onshore*) ou marinho (*offshore*). A exploração do tipo *offshore* é mais complexa e envolve maiores custos quando comparado à extração *onshore*. O gás pode ser classificado como associado e não associado. No primeiro caso é encontrado em solução no óleo em reservatórios produtores. No segundo caso, é encontrado livre deste componente ou este se encontra em concentrações muito baixas.

Apesar de ser considerado como *commodity* (bem homogêneo, com baixo grau de industrialização, muito influenciado por movimentos de oferta e demanda e transacionado em bolsas de futuro) o fato de ser um recurso não-renovável e o fator geopolítico, torna-o uma *commodity* estratégica e transnacional. Se por um lado, o GN é encontrado abundantemente em regiões de limitada demanda; por outro, em regiões intensamente industrializadas, há escassez. Os desdobramentos geográficos desse desequilíbrio “natural” têm sido constantes fontes de incertezas e riscos para a atividade produtiva e têm marcado profundamente a história desse energético (GUERRA, 2006).

Em termos de oferta mundial, as reservas de GN são extremamente concentradas. Em 2009, o Oriente Médio (40,5%) juntamente com a Eurásia (33,7%) detinham 74,2% das reservas provadas do mundo. Dentre os países com maiores disponibilidades desse recurso, destacam-se a Rússia e o Irã, conforme a Tabela 1.

Tabela 1: Reservas provadas por países

| <i>Países</i> | <i>Reservas Provadas</i> | Participação nas Reservas Mundiais |
|-----------------|--------------------------|------------------------------------|
| Rússia | 44,8 | 23,9% |
| Irã | 29,6 | 15,8% |
| Catar | 25,3 | 13,5% |
| Turcomenistão | 8,0 | 4,3% |
| Arábia Saudita | 8,0 | 4,3% |
| Estados Unidos | 7,7 | 4,1% |
| Emirados Árabes | 6,0 | 3,2% |
| Venezuela | 5,5 | 2,9% |
| Nigéria | 5,3 | 2,8% |
| Argélia | 4,5 | 2,4% |
| Total | 144,7 | 77,20% |

Fonte: BP GLOBAL, 2011

OBS: Em trilhões de metros cúbicos

No que concerne à produção comercializada (ou seja, a produção bruta excluindo o montante que é reinjetado), em 2009, a Eurásia, e a América do Norte responderam, respectivamente, por 1.043,1 e 826,1 bilhões de metros cúbicos. Isso equivale a 32,6% e 26,0% do montante produzido no mundo (BP GLOBAL, 2011). Cabe mencionar que, o Oriente Médio destina grande parte de sua produção à reinjeção nos reservatórios para recuperação do petróleo e, por isso, não figura entre as grandes regiões produtoras de GN. Dentre os principais países produtores, destacam-se os Estados Unidos e a Rússia.

Tabela 2: Principais países produtores de gás natural

| <i>Países</i> | <i>Produção Comercializada</i> | Participação na Produção Mundial |
|----------------|--------------------------------|----------------------------------|
| EUA | 611,0 | 19,3% |
| Rússia | 588,9 | 18,4% |
| Canadá | 159,8 | 5,0% |
| Irã | 138,5 | 4,3% |
| Catar | 116,7 | 3,6% |
| Noruega | 106,4 | 3,3% |
| China | 96,8 | 3,0% |
| Arábia Saudita | 83,9 | 2,6% |
| Indonésia | 82,0 | 2,6% |
| Argélia | 80,4 | 2,5% |
| Total | 2.064,4 | 45,30% |

Fonte: BP GLOBAL, 2011

OBS: Em bilhões de metros cúbicos

O consumo mundial do energético passou de 2.411,7 bilhões de m³ em 2000 para 3.169,0 bilhões de m³ em 2010. Nesse ano, destacaram-se a Eurásia, além da América do Norte, por consumirem 1.137,2 e 846,1 bilhões de metros cúbicos respectivamente, o que corresponde a 35,8% e 26,9% do montante consumido no mundo. Dentre os principais países consumidores, destacam-se os Estados Unidos e a Rússia, conforme a Tabela 3.

Tabela 3: Principais países consumidores de gás natural

| <i>Países</i> | <i>Produção Comercializada</i> | Participação no Consumo Mundial |
|----------------|--------------------------------|---------------------------------|
| EUA | 683,4 | 21,7% |
| Rússia | 414,1 | 13,0% |
| Irã | 136,9 | 4,3% |
| China | 109,0 | 3,4% |
| Japão | 94,5 | 3,0% |
| Canadá | 93,8 | 3,0% |
| Reino Unido | 93,8 | 3,0% |
| Arábia Saudita | 83,9 | 2,6% |
| Alemanha | 81,3 | 2,6% |
| Itália | 76,1 | 2,4% |
| Total | 1.866,8 | 59,00% |

Fonte: BP GLOBAL, 2011

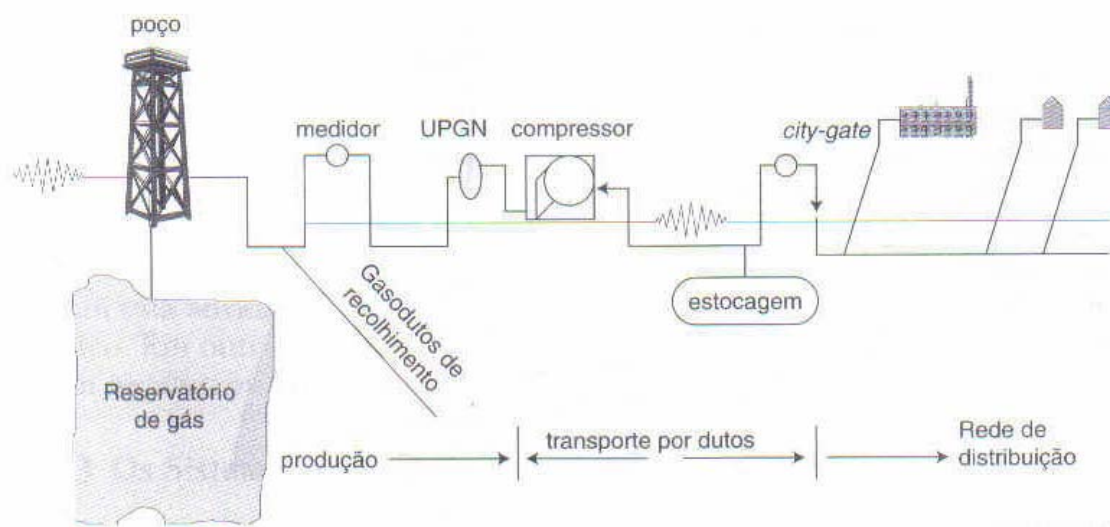
OBS: Em bilhões de metros cúbicos

A cadeia produtiva do GN (FIGURA 1) pode ser dividida em dois grandes blocos: *upstream* (exploração e produção) e *downstream* (processamento, transporte e distribuição) (PINTO JR., *et al.*, 2007). O segmento *upstream* do GN emprega as mesmas tecnologias do segmento *upstream* do petróleo, por se tratarem de hidrocarbonetos. Por isso, tradicionalmente, os grandes *players* mundiais produzem ambos os produtos. Ambos os blocos são intensivos em capital e requerem vultosos investimentos de longo prazo de maturação, sobretudo em ativos específicos do tipo *sunk cost*, ou seja, ativos que quando direcionados para outras finalidades (quando possível) envolve grande perda financeira para o detentor. Essas características estruturais impedem a saída abrupta do mercado (barreiras à saída) e, por outro lado, dificultam a entrada de empresas no setor (barreiras à entrada).

A primeira etapa do bloco *upstream* é a exploração ou prospecção do produto, onde se avalia o potencial gasífero, se realizam estudos geológicos de certa região geográfica, além da análise de viabilidade comercial. Ademais, são realizados testes como, avaliação de amostras de rochas, perfis elétricos e testes de formação e produção. Cabe mencionar que, a prospecção

envolve grandes incertezas e elevados riscos ligados à efetiva descoberta de reservas economicamente aproveitáveis. Isso por que, as fases de pesquisa e avaliação das reservas exigem um grande montante de capital cujo retorno não é garantido, pois nada assegura que serão encontrados volumes comercializáveis de óleo e gás. Após a prospecção, é realizada a exploração que envolve atividades de projeto das instalações necessárias à operação comercial do poço, além das atividades de perfuração, completação e recompletação¹ do mesmo.

Figura 1: Cadeia produtiva do gás natural



Fonte: PINTO JR. e outros, 2007

Na etapa de produção, o bem extraído é tratado por equipamentos específicos, tais como, vasos separadores e unidades de dessulfurização. Numa etapa posterior, é realizado o processamento em campo (processamento preliminar onde se separa o GN de outras substâncias como água, partículas sólidas e o óleo, em alguns casos). Parte do produto pode ser aproveitada no próprio sistema de produção, sendo reinjetado no campo para elevar pressão do reservatório e aumentar a recuperação secundária de petróleo, e o restante é destinado às Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), onde se realiza o chamado processamento em planta. Nessas unidades, o energético é desidratado² e fracionado, gerando metano e etano (gás residual), propano, butano e gás liquefeito de petróleo, além de um produto com características similares à gasolina, denominado gasolina natural. Esse segmento, assim como a exploração e produção, é potencialmente competitivo. Como o

¹ Colocação das cabeças de vedação, válvulas, comandos remotos e demais acessórios que garantirão uma produção dentro dos mais rígidos padrões de segurança.

² Nas UPGNs, a água salgada (componente que pode causar distúrbios técnicos para o transporte) é retirada do GN e reduz-se o teor do cloreto de sódio. Posteriormente, são extraídas as moléculas mais pesadas de hidrocarbonetos (propano, butano, gás liquefeito de petróleo (GLP) e gasolina natural) até o limite que mantenha um potencial calórico mínimo para o GN (processo conhecido como secagem) (PINTO JR., *et al.*, 2007).

processamento é indispensável à comercialização do GN produzido, essa atividade é muitas vezes internalizada nos segmentos de exploração e produção. A qualidade desse energético varia em função direta da participação das moléculas mais pesadas e, em função inversa, à presença de componentes como gás carbono, enxofre e nitrogênio.

O transporte pode ser realizado por gasodutos, sob a forma liquefeita (GNL), sob a forma comprimida (GNC), ou sob a forma de compostos derivados líquidos ou sólidos. Essas opções irão gerar formas distintas de integração espacial e, conseqüentemente, díspares estruturas de mercado. Os gasodutos, meios de transporte mais utilizados, permitem a movimentação de grandes volumes do produto. Eles são ativos extremamente específicos (ativos dedicados e com grande especificidade locacional), que exigem elevados custos iniciais e longo prazo de maturação. Cabe mencionar que, apesar dessa opção ser mais vantajosa para distâncias maiores que 5.000 km (pois, envolve menores custos), ela gera uma integração espacial extremamente rígida que reduz o leque de possibilidades de incorporar novas zonas de consumo e, conseqüentemente, permite poucas opções de flexibilidade na interação dos mercados consumidores. Por outro lado, favorece grandes economias de escala. A construção de redes de transporte (e de distribuição) requer altos investimentos e forte coordenação dos mesmos; necessita da existência de demanda elevada e estável; além de envolver grande interdependência entre os agentes. Os principais fatores que determinam os custos de construção³ dos gasodutos são: extensão, características gerais da localização e o montante de bem a ser transportado.

Quando há necessidade de cruzar mares ou quando as distâncias geográficas são elevadas, inviabilizando economicamente a construção dos dutos, o transporte é feito sob a forma liquefeita. Nas plantas de liquefação, o GN atravessa processos de resfriamento a 162°C negativos, passando para o estado líquido, no qual seu volume reduz aproximadamente 600 vezes. A partir daí, é transportado em navios criogênicos para plantas de regaseificação, sendo reconduzido ao estado gasoso e enviado até os consumidores mediante gasodutos. A montagem de infraestrutura ao longo da cadeia de GNL é onerosa, requerendo escala na produção, transporte e armazenagem. Entretanto, essa alternativa de transporte reduz a especificidade dos ativos, permitindo a redução dos contratos de longo prazo e o surgimento

³ Os custos de montagem e desapropriação da área de servidão representam algo em torno de 50 a 60% dos custos totais e variam de acordo com a distância (PINTO JR. *et al.*, 2007, p.238).

do mercado *spot*⁴. Uma mesma planta pode ser usada para monetizar reservas de vários campos, localizadas em lugares diferentes. As economias de escala proporcionadas por esse tipo de transporte têm sido significativas e isso se deve ao aumento do tamanho das embarcações (esse tipo de transporte costuma ser econômico para grandes volumes e distâncias). Ademais, essa opção viabiliza o comércio em diferentes mercados regionais, possibilitando, inclusive, a oportunidade de negócios com arbitragem entre estes mercados, quando não estão conectados.

No transporte via GNC, o volume do energético é reduzido mediante sua compressão. Essa tecnologia atende a nichos de mercados bastante variados:

- Atende a consumidores cujo fornecimento via gasoduto foi interrompido para manutenção ou por causa de acidentes;
- Usado para atendimento de demanda de pico;
- Fornece energético a fábricas que já investiram em equipamentos a GN e aguardam a construção de gasodutos;
- Possibilita o aproveitamento da produção de pequenos campos terrestres, distantes de gasodutos de transferência. (PINTO JR., *et al.*, 2007, p. 244).

A tecnologia que proporciona a transformação do GN em produtos líquidos ou sólidos (como o metanol, por exemplo) é conhecida pela sigla GTL (gas to liquid) e consiste na aplicação de versões modernas de um processo conhecido como Síntese de *Fischer-Tropsch*, desenvolvido na Alemanha na década de 1920. Essa alternativa torna viável o aproveitamento de reservas distantes dos centros de consumo. O processo *Fischer-Tropsch* permite a conversão em dois tipos de produto: óleo cru sintético, bem com aspectos químicos próximos ao óleo cru (podendo substituí-lo ou ser adicionado a ele, em caso deste possuir baixa qualidade); e combustíveis sintéticos, bens semelhantes ao óleo diesel de alta qualidade, livre de enxofre e outras impurezas. O GTL tem impactos relevantes na dinâmica dos mercados de petróleo e GN. Para o primeiro, representa o limite máximo para os preços no longo prazo, visto que caso ele se sustente acima do custo do GTL, novas empresas serão atraídas para ingressar nesse negócio. Já para o segundo, representa um limite mínimo para os preços, podendo o GN ter no GTL a opção de valorização (PINTO JR. *et al.*, 2007, p. 246).

⁴ Termo genérico utilizado para designar mercados onde se negocia ativos para entrega imediata.

Cabe mencionar que, pelo fato do segmento de transporte ser caracterizado como monopólio natural, o poder de barganha dos transportadores é elevado, o que lhes confere incentivos para atuarem de forma oportunista, retardando, restringindo e, até mesmo, elevando o custo de acesso de terceiros aos gasodutos. O objetivo dessa atitude é limitar a competição e tentar capturar os lucros de monopólio em atividades potencialmente competitivas, quando integradas verticalmente.

O armazenamento do GN é comum em países com clima muito frio. Esse processo é realizado durante o verão, em cavernas, de modo a formar um estoque regulador para o inverno. Para a distribuição, as empresas necessitam construir uma complexa infraestrutura de dutos de baixa pressão e serviços de medição. Esse setor também apresenta traços de monopólio natural, em função das economias de escala nas operações de escoamento do produto. Há, também, economias de escopo decorrentes das variadas operações executadas pelas mesmas redes de gasodutos. Cabe mencionar que a incerteza permeia as atividades de transporte e distribuição pois, além de serem intensivas em capital, os investidores presentes nesses setores ficam expostos aos desempenhos de outros agentes a jusante e a montante da cadeia produtiva quando não integrados verticalmente.

Nessa atividade, a possibilidade de concorrência entre os gasodutos é ainda mais remota que na atividade de transporte. A competição entre redes é economicamente viável apenas em pequenas regiões onde há um montante considerável de grandes consumidores (OECD, 2000 *apud* LAUREANO, 2005).

O último elo da cadeia consiste na aplicação do GN nos segmentos industrial, comercial, residencial, automotivo e de geração de energia elétrica. No primeiro deles, esse energético é usado como combustível para geração de força motriz, para gerar calor, para climatização de ambientes, além de ser usado como redutor siderúrgico e como matéria-prima para a indústria petroquímica e de fertilizantes. Como já foi mencionado, na extração de petróleo, pode ser reinjetado no próprio campo para elevar pressão do reservatório e aumentar a recuperação desse produto. No setor comercial é usado para aquecimento de água, condicionamento de ar e aquecimento de ambientes, como combustível para cocção em restaurantes e hotéis, como combustível em pequenos fornos de panificadoras e em lavanderias (em instalações comerciais ou hospitalares). Nas residências é usado na cocção de alimentos (substitui o gás liquefeito de petróleo), no aquecimento ambiental (sobretudo, em regiões de clima frio) e na

refrigeração e iluminação em locais onde inexistem disponibilidade de energia elétrica. No setor automotivo é empregado como combustível veicular (substituindo óleo diesel, gasolina e álcool), envolvendo atividades de instalações de reabastecimento nos postos ou estações de compressão. Entretanto, é na área de geração de eletricidade que o GN vem adquirindo mais importância no mercado mundial. As aplicações nesse segmento resumem-se à queima em motores e turbinas para acionar geradores elétricos e à utilização dos efluentes térmicos das máquinas para geração de vapor, o que caracteriza os sistemas de cogeração (nesse caso, substitui o carvão, o óleo combustível e o diesel).

Ademais, o GN possui uma série de vantagens em relação aos demais energéticos, tais como:

- a) densidade menor que o ar, o que facilita sua dispersão na atmosfera em caso de vazamento;
- b) não produz resíduo e sua queima libera uma quantidade menor de poluentes;
- c) alto poder calorífico (sua combustão é completa e não libera enxofre);
- d) apresenta maior flexibilidade em termos de aproveitamento;
- e) gera menor corrosão de equipamentos, reduzindo o custo de manutenção;
- f) como é consumido de forma imediata, favorece o consumidor final, que não necessita investir em infraestrutura de armazenamento nem imobilizar capital constituindo estoque.

Tanto a oferta quanto a demanda desse recurso tendem a um comportamento preço-inelástico por distintas razões. Do lado da oferta, isso decorre do fato que as atividades produtivas requerem vultosos investimentos de longo prazo de maturação que, uma vez realizados, a capacidade projetada e efetivada é, geralmente, fixa. Por conseguinte, incrementos nos volumes ofertados ocorrem discretamente. Isso faz com que, dado o limite de produção ou transporte, variações de preços desse energético gerem efeitos retardados sobre a capacidade ofertada. Pelo lado da demanda, uma vez que os consumidores tenham investido em instalações e equipamentos para o uso do energético, torna-se difícil a substituição por outro combustível e nem é corriqueiro realizar estocagem. Assim sendo, não há reação imediata, nem proporcional, na variação nos preços. Em situações de demandantes com equipamentos bicomcombustíveis, a sensibilidade da demanda frente à mudança no preço do GN tende a ser maior.

2.2 A NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL: APLICAÇÕES À INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Segundo Furubotn e Richter (1997), o termo Nova Economia Institucional (NEI) foi criado por Williamson em 1975, e designa um arcabouço teórico que têm, como principais expoentes, ele e Douglas North e pressupõe a existência de custos de transação, além de adotar o conceito de racionalidade limitada. De todos os aspectos citados, para Furubotn e Richter, o que distingue a NEI das demais correntes que estudam a Ciência Econômica é a afirmação de que as transações econômicas raramente são realizadas sem custos de transação. Nesse contexto, há pontos de divergência em relação à análise neoclássica, que negligencia essa variável (considerando apenas os custos de produção) e pressupõe racionalidade plena. North esclarece as principais diferenças entre as duas correntes:

How does this approach modify or extend neo-classical theory? In addition to modifying the rationality postulate, it adds institutions as a critical constraint and analyses the role of transactions costs as the connection between institutions and costs of production. It extends economic theory by incorporating ideas and ideologies into the analysis, modeling the political process as a critical factor in the performance of economies, as the source of the diverse performance of economies, and as of explanation for inefficient markets. (NORTH, 1997, p. 19).

Por outro lado, a NEI possui algumas semelhanças com a teoria neoclássica, por considerar a competição entre os atores por recursos escassos, escolhas sujeitas a restrições e o preço como variável essencial da análise das instituições (NORTH, 1997).

Os desenvolvimentos teóricos obtidos pela NEI se desdobram, fundamentalmente, em duas direções complementares. Na primeira delas, a maior preocupação é analisar as mudanças no ambiente institucional geral das economias, isto é, o conjunto de regras políticas, sociais e legais que determinam a base para a produção, troca e distribuição de mercadorias em certa sociedade. Na segunda, a ocupação principal é a análise da interação entre as unidades econômicas nos processos de produção, troca e distribuição, destacando a maneira como aparecem e se desenvolvem instituições que asseguram a cooperação e a negociação dos conflitos entre esses agentes nesse processo.

A primeira corrente, deriva dos trabalhos de Douglas North cujo objetivo principal é tentar explicar de que modo as macroinstituições de um país impactam sua performance econômica de longo prazo, identificando àquelas que favorecem o desenvolvimento econômico e

mostrando porque em alguns países as instituições mais adequadas não são adotadas, prevalecendo um estado de subdesenvolvimento econômico. A segunda corrente analisa basicamente a conduta particular de firmas e indivíduos, possuindo como principais expoentes Coase e Williamson. O cerne dessa corrente é analisar como se formam e se modificam as estruturas de governança para certas transações, ou seja, o conjunto de instituições que possibilita que certo tipo de negociação ocorra de forma contínua (BUENO, 2004, p.368-369). Em suma, para explicar porque distintos países possuem níveis diferentes de desenvolvimento econômico, a NEI busca entender o comportamento dos indivíduos, firmas e governo, numa perspectiva microanalítica para, posteriormente, entender os resultados agregados a nível macroinstitucional.

2.2.1 A Coordenação das atividades econômicas à luz da Teoria dos Custos de Transação

A IGN é considerada uma indústria de rede e, como tal, apresenta os seguintes atributos:

- A necessidade de equilíbrio instantâneo entre oferta e procura devido às dificuldades técnicoeconômicas de estocagem. Além disso, é necessária a existência de uma massa de clientes, especialmente concentrados, capazes de garantir o retorno do elevado capital empregado;
- A presença de elevados custos de transação, devido à intensidade da incerteza que permeia o ambiente no qual as firmas estão inseridas, à frequência com que as negociações são realizadas e à especificidade dos ativos;
- A importância das economias de escala, sobretudo no transporte e na distribuição, segmentos que apresentam custos médios e marginais decrescentes e, dessa forma, representam monopólios naturais;
- A existência de custos comuns que conferem economias de escopo na provisão de múltiplos serviços. (LAUREANO, 2005).

Na IGN, a infraestrutura de base assegura a conexão e o tipo (frequência e a forma) das transações ao longo da cadeia produtiva. Essas transações são caracterizadas pela forte interdependência entre os agentes, fazendo com que uma ação descoordenada de uma das partes gere impactos em todos os elos da cadeia.

Há tempos a coordenação das atividades econômicas tem sido um tema de grande relevância na Economia. Nesse campo, é corriqueiro referir-se a Smith (1976), que admitia que a “mão invisível” (mercado) fosse a melhor maneira de coordenar essas atividades. A busca do auto-

interesse por parte dos indivíduos levaria ao bem-estar da sociedade. Smith não vislumbrava a possibilidade de conflitos de interesses dos atores econômicos ocasionar perdas nas relações entre eles.

Assim como o autor supracitado, a teoria neoclássica, atual *mainstream*, considera que a melhor maneira de organizar as atividades econômicas é através dos mercados. O foco de interesse, na economia neoclássica tradicional, permanece vinculado à teoria dos preços e alocação de recursos. A firma é vista como uma “caixa preta” que combina fatores de produção para produzir mercadorias comercializáveis. O mecanismo de preços, subjacentes nos mercados, seria responsável por apontar desequilíbrios entre oferta e demanda e gerar estímulos necessários e suficientes para os agentes realocarem os recursos na economia e, assim, promover o equilíbrio. Logo, a situação de desequilíbrio é apenas transitória.

Na medida em que as transações de mercado são baseadas numa lógica não cooperativa, as vantagens em se obter uma coordenação através do sistema de preços dependem da capacidade de transmissão das informações (necessárias aos agentes econômicos) e de sua qualidade, de maneira a permitir a reação dos agentes no sentido da eficiência na alocação dos recursos disponíveis (LAUREANO, 2005). A teoria neoclássica desconsidera o problema de incerteza radical⁵. Ela versa que os agentes, além de serem dotados de uma capacidade cognitiva ilimitada, dispõem de acesso a todas as informações sem arcar com custos. Assim sendo, em caso de desequilíbrios, eles redirecionariam suas ações seguindo uma lógica racional maximizadora e isso resultaria em uma eficiente alocação dos recursos disponíveis (TIGRE, 2005).

O modelo neoclássico pressupõe a pré-existência de coordenação coletiva (implicitamente institucional), o ambiente econômico é tido como dado, e negligencia os custos decorrentes das operações comerciais, de tal maneira que os únicos custos que realmente importam são os de produção (KUPFER; HASENCLEVER, 2002). A tecnologia é dada (e tratada no marco estático) e a única função das firmas é transformar insumos em produtos, bastando selecionar a técnica mais apropriada e adquirir as matérias-primas no mercado. Este, por sua vez, é

⁵ Num contexto marcado por esse tipo de incerteza, um agente não tem como prever, apuradamente, o que acontecerá no futuro. A incerteza forte pode ser substantiva, decorrente da falta de todas as informações que seriam necessárias para tomar decisões com resultados certos, e/ou processual, que surge das limitações na capacidade cognitiva e computacional dos agentes em perseguir seus objetivos de forma inequívoca, dada a informação disponível (DEQUECH, 2008).

caracterizado pela presença de um grande número de ofertantes, de pequeno porte, que produzem bens homogêneos e que não dispõem de poder de fixar preços (TIGRE, 2005).

Em trabalho intitulado “*The nature of the firm*”, Coase direciona esforços para tentar resolver a seguinte questão, até então negligenciada pela teoria neoclássica: por que as firmas existem? Ele observou que dificilmente as atividades produtivas podiam ser organizadas, exclusivamente, pelo mecanismo de preços.

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 structured 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, 1991, p. 2).

Quando as transações ocorrem por meio do mercado, elas requerem algum tipo de contrato, incorrendo em custos de transação. Substituído-o por instrumentos de coordenação internos à empresa, eliminaria esses gastos (DEMSETS, 1996). Destarte, mercado e firma são alternativas à organização econômica para alocar recursos (e não são mutuamente exclusivas, podendo ser complementares).

Segundo Coase (1995, p.10), se os custos de transação não existissem, os rendimentos dos agentes poderiam ser maximizados:

What i showed in that article [1990], as i thought, was that in a regime of zero transaction costs – an assumption of standard economic theory – negotiations between the parties would lead to those arrangements being made which would maximize wealth, in this irrespective of the initial assignment of rights.

George Stigler resumiu essas ideias no que definiu como Teorema de Coase: na ausência de custos de transação, os agentes alcançariam um ponto de equilíbrio considerado Ótimo de Pareto (BUENO, 2004).

Para Coase (1991) os custos de transação podem derivar de algumas fontes: a) da necessidade de se conhecer os preços relativos dos recursos importantes para o processo produtivo; b) certas negociações implicam a confecção de contratos a serem cumpridos pelas partes envolvidas e isso envolve custos não negligenciáveis; c) da necessidade recorrente de contratos de longo prazo para organizar a produção de determinados bens, dada a necessidade

de fornecimento ininterrupto de insumos (a incerteza, então, passa a ser considerada). Ademais, cabe mencionar a interferência do Estado, uma vez que, ao taxar as negociações entre os agentes, pode criar incentivos para a verticalização das atividades. Essa decisão eliminaria os custos de transação envolvidos.

Abalizado em Coase, Oliver Williamson promove alguns avanços à teoria ao introduzir estruturas de governança intermediárias para a realização das operações comerciais. O autor também insere, na análise, variáveis capazes de determinar a intensidade dos custos de transação, a saber: frequência, especificidade dos ativos e incerteza (BROSSEAU; GLACHANT, 2002). Para reduzi-los, a utilização dos mercados será a melhor opção, quanto menores a incerteza e a frequência com que comercializa certo produto, e quanto mais genéricos forem os ativos envolvidos na execução das tarefas. Por outro lado, na presença da incerteza radical, da elevada frequência das operações comerciais e de ativos específicos, a empresa deve optar pela integração vertical ou estruturas de governança híbridas para atingir tal objetivo.

O autor inclui a dimensão intertemporal para o entendimento e evolução dos mecanismos institucionais. Ele destaca que a repetibilidade da transação entre os atores econômicos influencia nos processos decisórios e estabelece confiança mútua. Essa repetibilidade é fruto dos acordos firmados ao longo do tempo, nos quais se estabelece um conjunto de relações contratuais abalizadas em promessa de comportamento futuro que perpassa os acordos jurídicos formais (GUERRA, 2006).

A incerteza na análise de Williamson está presente em dois supostos sobre o comportamento dos agentes, sendo o primeiro fortemente referido nos trabalhos de H. Simon: a racionalidade limitada e o oportunismo. O comportamento real dos indivíduos é marcado por racionalidade limitada, pois estes não conseguem processar todas as informações disponíveis. Além disso, eles não detêm o conhecimento completo e antecipado de todas as conseqüências de cada alternativa a ser tomada (SIMON, 1982). Apenas fração de todas as possíveis alternativas é levada em consideração nas tomadas de decisão, pois conhecê-las em sua totalidade, quando possível, requer longo tempo e elevados custos. Essas limitações fazem com que os agentes procurem adequar os meios disponíveis a fins, a partir de sua matriz cognitiva, utilizando estratégias simplificadoras (heurística). Em outras palavras, diante da dificuldade de se obter

resultados ótimos, eles buscam resultados que satisfaçam requisitos mínimos pré-estabelecidos.

Quanto ao oportunismo o autor refere-se à busca do interesse próprio mediante fornecimento incompleto ou distorcido das informações, ou através de esforços planejados para enganar, deturpar e confundir a outra parte com a qual se pretende firmar algum tipo de acordo. É daí que deriva a chamada incerteza comportamental (WILLIAMSON, 1985). Já quando a incerteza é decorrente de mudanças nos parâmetros que direcionam as relações comerciais, como escassez de insumo, ela é do tipo ambiental. Práticas oportunistas realizadas antes e depois do acordo geram seleção adversa e risco moral, respectivamente.

O grau de especificidade dos ativos é definido como o grau em que eles não podem ser reempregados para usos alternativos sem perda de valor (WILLIAMSON, 1996 *apud* NICITA; PAGANO, 2005).

Quanto ao tipo de especificidade, Williamson (1985) faz a seguinte classificação:

- Especificidade locacional – Quando etapas sucessivas da cadeia produtiva (produção-transporte-distribuição) estão atreladas a uma localização física. Isso permite às firmas redução de custos, sobretudo os referentes a transporte, frete e armazenagem. Entretanto, o rompimento do acordo gera grande perda para o agente detentor do ativo;
- Especificidade do capital humano – Surge quando há investimento em determinados indivíduos, que acumulam conhecimentos específicos que são dificilmente aproveitados em outra atividade. Esse tipo de especificidade também pode decorrer do *learning-by-doing*. Uma firma que necessita de profissionais especialmente capacitados para executar atividades estratégicas terá grandes incentivos para internalizar estas etapas produtivas como, por exemplo, o fato de poder de monitorar o desempenho dessas atividades.
- Especificidade física – quando há investimento em máquinas e equipamentos para serem utilizados em uma atividade específica, cuja realocação no mercado ocorre com acentuada perda de valor;
- Ativos dedicados - é um desdobramento da especificidade física e consiste no investimento para fornecimento de um produto específico para um contratante. Uma ruptura contratual implicaria no excesso de oferta do fornecedor que encontraria dificuldades para o escoamento da produção.

A Teoria dos Custos de Transação em Williamson apresenta o problema da organização econômica como um problema contratual. A transação econômica é a unidade básica de análise e pode ser avaliada como contrato, o que implica que para cada tipo de transação haverá um mecanismo implícito e explícito de contrato (PONDÉ, 1993). A coordenação desses acordos incorre em custos de transação *ex-ante*, referentes à coleta de informações,

negociação e fixação de contrapartidas e salvaguardas para os contratos e *ex-post* referentes ao monitoramento, renegociação e adaptação das cláusulas contratuais às novas realidades.

Os contratos são, por natureza, incompletos devido a fatores como: informação assimétrica, racionalidade limitada e a incerteza radical. O fato da informação ser assimétrica possibilita aos agentes práticas oportunistas no ato da consolidação dos acordos. A busca por todas as informações existentes acerca da operação comercial, como já foi mencionado, requer tempo e incorre em elevados gastos e as partes nem sempre estão dispostas a arcar com isso. Os mercados são dinâmicos, podendo ocorrer mudanças nos parâmetros da transação, e como a capacidade cognitiva dos atores econômicos é limitada, torna-se impossível antecipar todos os acontecimentos futuros.

Devido à incompletude dos contratos, quando uma relação bilateral envolve investimentos em ativos específicos, condutas oportunistas geram ineficiência *ex-ante* e *ex-post*, acarretando em subinvestimentos no primeiro caso e elevando os custos totais da transação, no segundo caso. Ativos dessa natureza criam uma espécie de efeito *lock-in* que torna seus detentores dependentes economicamente da outra parte envolvida na negociação.

2.2.2 Questões contratuais, obstáculos e incentivos aos investimentos

Como já foi mencionado, o GN é um recurso não-renovável, cuja distribuição é assimétrica entre as reservas. Dessa forma, há possibilidade de aferição de renda pura (renda mineral⁶). Isso traz implicações à dinâmica de desenvolvimento dessa indústria, pois permite relevantes subsídios cruzados entre os segmentos da produção, transporte e distribuição. Desse modo, na existência de renda mineral substancial, as firmas podem encarar riscos mais elevados nos outros segmentos da cadeia a fim de monetizar suas reservas. O conjunto desses elementos faz com que a IGN seja especial, uma vez que sua dinâmica fica atrelada tanto à formação e apropriação de rendas econômicas quanto das condições de monopólio natural observadas em outras indústrias de rede (PINTO JR. *et al.*, 2007).

⁶ Nem todas as reservas possuem as mesmas capacidades de recuperação, ou seja, o montante de GN que pode ser extraído é função das características de pressão, composição do gás, tipo (associado ou não), entre outros. Assim, a renda mineral é fator de diferenciação competitiva entre os agentes, pois o produtor que tiver uma reserva com maior viabilidade de exploração auferirá uma renda extra, frente ao preço do gás, em relação aos demais produtores.

Como já foi mencionado, a IGN enfrenta custos de transação elevados, sobretudo, pela presença de ativos específicos, num contexto marcado pela forte concorrência interenergética. Para contornar esses custos, que são exacerbados nos períodos iniciais de desenvolvimento da indústria, as empresas adotam integração vertical ou contratos de longo prazo para coordenar as atividades produtivas. Além disso, é necessário incentivo para os vultosos investimentos requeridos que, em sua maioria, são de longo prazo de maturação. A difusão tardia do GN, devido às deficiências das tecnologias de transporte, fez com que ele disputasse mercado com outras fontes de energia já bem estabelecidas. Isso dificultou a consolidação de um mercado exclusivo para ele. A política de precificação do GN depende, quase sempre, do custo de oportunidade relacionado ao deslocamento de outras fontes energéticas.

Em muitos países, na fase inicial de implantação da IGN, o número reduzido de ofertantes e demandantes fez aumentar a interdependência entre eles. Diante disto, o comportamento oportunista de qualquer um dos agentes gera impactos negativos ao longo da cadeia, gerando excesso ou escassez do produto no mercado. Para contornar esses problemas, a indústria recorre, geralmente, à integração vertical e aos contratos de longo prazo. Estes, por sua vez, respeitam princípios de fixação de preços (*cost-plus*⁷ ou *netback*⁸) e possuem cláusulas que possibilitam administrar as incertezas quanto às variações de renda previstas ao contrato. Estas cláusulas se dividem em:

- Cláusulas de renegociação periódicas: a situação de mercado pode passar de mercado comprador a mercado vendedor;
- Gestão do risco volume: cláusulas *take-or-pay*⁹ e *ship-or-pay* (PINTO JR. *et al.*, 2007, p. 252).

⁷ O preço do GN para o consumidor final é calculado pelo somatório dos custos e remunerações dos diversos elos da cadeia de valor do gás natural, sem relação com os preços dos energéticos concorrentes. O preço do GN é determinado pelo custo marginal de longo prazo mais uma taxa de desconto intertemporal que reflete o custo de oportunidade de consumir esse energético hoje ao invés de guardar para o futuro. Isso representa um limite inferior para o preço do GN e sua adoção é adequada a países com excedente de oferta que não pode ser exportada (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA, 2010).

⁸ O preço do GN é estabelecido tomando como referência o valor de uma cesta de combustíveis substitutos, menos os custos de transmissão, distribuição e estocagem, mais um montante aceitável de lucratividade para as empresas de transmissão e distribuição. A remuneração do produtor é calculada de frente para trás pelo preço do consumidor final menos os custos e remunerações da distribuição e do transporte (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA, 2010).

⁹ Representa uma alternativa para contratos de longo prazo, assegurando o acordo de fornecimento para o comprador e uma demanda mínima para o fornecedor. O caso do *ship-or-pay* é semelhante, mas se refere à proteção da empresa transportadora (proprietária do duto) ao invés da empresa produtora (PINTO JR. *et al.*, 2007).

Há diferentes tipos de contratos na IGN que podem ser classificados por critérios de continuidade e duração. Quanto ao primeiro, há dois tipos de contratos:

- Firme – acordo de compra e venda ou transporte de energético cujo fornecimento é ininterrupto até o limite do volume contratado;
- Interruptível – acordo onde a comercialização ou transporte do produto fica passível a interrupção ou redução, de acordo com cláusulas condicionais. Geralmente, as distribuidoras oferecem, em troca um desconto no preço cobrado aos consumidores. Esse tipo de contrato tende a ser mais eficiente em segmentos, com equipamentos bicompostíveis, que utilizam o GN em caldeiras para geração de calor ou de eletricidade. (PINTO JR. *et al.*, 2007, p. 253).

Quanto ao segundo critério são possíveis dois tipos de contratos:

- Contrato de longo prazo – acordo relativo à comercialização ou transporte do energético, podendo ser firme ou interruptível, com prazo, na maioria das vezes, de um ano. O prazo mínimo para considerar o acordo como sendo de longo prazo varia de país a país;
- Contrato de curto prazo – acordo de compra e venda ou transporte do GN, interruptível ou firme, com cobertura, em geral, de até seis meses. O prazo máximo para que o contrato seja caracterizado com de curto prazo também varia de acordo com o país. Em alguns deles, um acordo com prazo entre 3 meses e 1 ano são denominados “contratos de médio prazo”. (PINTO JR. *et al.*, 2007, p. 253).

Em indústrias que envolvem custos fixos (em geral ativos dedicados do tipo *sunk costs*), que só podem ser amortizados após um longo período de atividade (*sunk costs*), como é o caso da indústria de gás natural, há incentivos ao problema de *hold-up* (GROSSMAN; HART, 1986). Considere-se a seguinte situação: uma empresa investe em um ativo com características de ser um *sunk cost* para atender a certo cliente. A diferença entre o retorno obtido pela empresa por ter investido no ativo e o segundo melhor uso do mesmo consiste em uma quase-renda a essa transação. Se a relação entre as partes for coordenada apenas pelo mecanismo de preços, o agente que investiu encontra-se vulnerável a comportamentos oportunistas do seu cliente, visando extrair parte da quase-renda. O risco de ficar sujeito a comportamentos dessa natureza após investimentos específicos é denominado problema de *hold-up* (SANTOS, 2004). “O conceito de *hold-up* descreve a situação quando uma das partes possui vantagens no momento em que a outra é obrigada a renegociar os termos do contrato” (PINTO JR.; TORRES, 2003). Quanto maior for o grau de especificidade do ativo adquirido, maior é o custo de saída de certa atividade econômica e, conseqüentemente, maior será a quase-renda gerada.

Em indústrias que envolvem *sunk cost*, a forte interdependência estratégica entre os agentes torna necessário se estabelecer um sistema de incentivos para manter a relação contratual,

como exemplo, instituir ônus para descumprimento de cláusulas. Os agentes, também, podem optar pela integração vertical ou por estruturas de governança intermediárias para exploração e produção de determinado produto, ou para outras atividades ao longo da cadeia produtiva (QUADRO 1). Esses tipos de coordenação podem reduzir os custos de transação e evitar o problema de *hold-up*.

Dadas essas características estruturais, a Teoria dos Custos de Transação apresenta-se como um referencial relevante para entender a dinâmica da IGN. O desenvolvimento dela está atrelado não só à descoberta de novos campos produtores, como, também, à construção de infraestrutura de transporte e distribuição, já que as atividades são altamente dependentes do acesso à rede. Devido ao elevado grau de incerteza em relação ao retorno do capital investido, sobretudo na fase inicial de desenvolvimento, é necessário estabelecer incentivos para atrair investimentos do capital privado. Nesse contexto, as instituições assumem um papel relevante, cabendo mencionar, então, a contribuição de Douglas North acerca desse tema.

Quadro 1: Formas de Arranjos verticais

| Relacionamento Vertical | Descrição |
|---|--|
| Integração Vertical | Forma de organização da produção na qual a firma detém o completo controle da produção de duas ou mais atividades subseqüentes da cadeia produtiva. |
| Quase Integração Vertical ou Participações Cruzadas | Quando há acordos financeiros ou acionários das partes envolvidas nas transações. Incluem-se, nesse caso, as firmas que detém participação acionária em empresas a montante ou a jusante da cadeia produtiva. |
| Integração Vertical Parcial | Quando a firma se subdivide em subsidiárias para executar cada atividade, onde apenas parte da produção da subsidiária é usada como parte dos insumos da subsidiária a jusante. |
| Controle Vertical ou Restrições Verticais | Quando duas ou mais etapas subseqüentes da cadeia produtiva permanecem sendo realizadas por empresas distintas. Todavia, há transferência de parte do controle do processo produtivo. São inúmeras as alternativas de implementação das restrições verticais nas transações, tais como assinatura de contratos de exclusividade e de longo prazo (que frequentemente estabelecem cláusulas de controle). |
| Arranjos Verticais ou Relações Verticais | Termo genérico utilizado para denominar qualquer relacionamento, alternativo às transações no mercado spot, entre duas firmas localizadas consecutivamente na cadeia produtiva. |

Fonte: Adaptado de LAUREANO, 2005

Ao analisar o aumento da produtividade na indústria de transporte oceânico num dado período, North observou que evoluções institucionais foram mais importantes para o processo do que as mudanças tecnológicas. Em seguida, desenvolveu uma série de estudos procurando entender o papel das instituições na evolução das sociedades, dentre eles, “*Institutions, Institutional Changes and Economic Performance*”, que lhe rendeu o Prêmio Nobel em 1993, juntamente com Robert Fogel.

Em alguns trabalhos, North tenta explicar as disparidades no desenvolvimento econômico entre países ao longo do tempo, buscando compreender quais os fatores que aumentam a divergência e quais levam à convergência em termos de desempenho. A resposta está na evolução das instituições, ou seja, o entendimento do progresso econômico deve partir do estudo do desenvolvimento institucional (TOYOSHIMA, 1999). A chave para o progresso econômico sustentado em longo prazo não está no avanço tecnológico ou na acumulação de capital e sim nos arranjos institucionais que incentivam ou inibem ações nesse sentido. Na visão de North, os países prosperam quando seus governantes se guiam em dois pilares fundamentais: a concorrência entre as empresas e o fortalecimento das instituições. É possível, em curto prazo, um país ter bom desempenho econômico, sem possuir uma boa matriz institucional, porém isso não se sustenta em longo prazo.

O autor adota a noção de incerteza, rejeitando a *rational choice* (axioma da teoria neoclássica). Ele argumenta que os axiomas dessa teoria são muito rígidos e sua adoção tem, de certo modo, inibido o avanço das ciências sociais. Como alternativa sugere uma teoria de racionalidade que dê conta dos dois principais problemas da *rational choice*: motivação dos agentes e decifração do ambiente. Adota a racionalidade processual¹⁰ de Simon, ao considerar a impossibilidade dos agentes conhecerem toda informação necessária para as tomadas de decisões ótimas (problemas de complexidade e falta de capacidade computacional) num ambiente em constante processo de mutação. Cabe salientar que, o autor rejeita a ideia de que mecanismos de *feedback* permitam correção de erros nas decisões dos agentes, possibilitando que, ao menos no longo prazo, haja convergência entre essas decisões gerando resultados ótimos.

¹⁰ A racionalidade processual de Simon é uma teoria do aprendizado comportamental que visa entender o comportamento de um indivíduo com base na sua experiência passada. Essa teoria admite que as escolhas realizadas pelos agentes são abalizadas num repertório de padrões comportamentais, rotinas e programas consolidado a partir de experiência passada.

Na ausência da racionalidade otimizadora substantiva, North analisa o papel da ideologia (formação das crenças) nas tomadas de decisão dos agentes. Segundo ele, entender a importância da ideologia na sociedade representa “*the single most important step that research in the social sciences can make to replace the black box of the “rationality” assumptions used in economics and rational choice models* (DENZAN; NORTH, 1994 *apud* GALA, 2003, p. 95). O caráter disciplinador da ideologia arrefece os custos de transação. As ideologias norteiam as tomadas de decisões dos agentes políticos e, dessa forma, influenciam na constituição de regras formais, em outras palavras, as ideologias ajudam a explicar as leis que derivam do funcionamento do sistema político. Ademais, ao sustentarem regras informais, acabam contribuindo para a manutenção das leis de certa sociedade mediante um efeito legitimador. As leis que parecem legítimas aos atores econômicos são estáveis. Para North, “a partir do estudo da dinâmica ideológica das sociedades podemos entender comportamentos coletivos que parecem infringir a restrição da maximização individual” (GALA, 2003).

[...] in particular that in order to understand decision making under conditions of uncertainty we must understand the relationships of the mental models that individuals construct to make sense out of the world around them, the ideologies that evolve from such constructions, and the institutions that develop in a society to order interpersonal. (DENZAU; NORTH, 1994 *apud* FIORI, 2002, p. 1034).

Segundo North (1990), a incerteza gera custos de transação que podem ser de dois tipos: Custos de mensuração (*measurement*) e de aplicação (*enforcement*). O primeiro deriva da dificuldade em se conhecer efetivamente o objeto a ser transacionado, pois nem sempre é possível para o comprador conhecer, integralmente, a qualidade do produto de forma *ex-ante*. O segundo, por sua vez, refere-se à incerteza dos agentes acerca da propriedade do bem a ser transacionado e, conseqüentemente, relaciona-se a problemas de legitimidade da transação em curso. Isso ocorre, sobretudo, em transações complexas.

Segundo Smith, os custos ligados à transformação da matéria-prima são atenuados quando a economia desenvolve o processo de divisão do trabalho. O avanço da divisão do trabalho exige expansão no tamanho dos mercados, mas a expansão do comércio além dos mercados locais elevava a insegurança nos negócios e, conseqüentemente, os custos de transação entre os atores. Caso não fossem criadas instituições para atenuar os riscos inerentes às negociações e, portanto, reduzir os custos de cooperação entre os atores, o desenvolvimento do comércio estaria comprometido. Sem redução dos custos de transação a níveis aceitáveis, algumas negociações entre os agentes poderiam não ocorrer, por não serem lucrativas.

Para atenuar a incerteza e, conseqüentemente, reduzir esses custos, as sociedades desenvolvem instituições. Elas são definidas, por North, como um conjunto de restrições formais e informais: “*Institutions are the rules of the game in a society or more formally, are the humanly devised constraints that shape human interaction* (NORTH, 1990)”. As primeiras são regras bem definidas (como constituições, leis e direitos de propriedade constituídas) formalizadas e impostas por um governo ou agente com poder de coerção e exibem hierarquia. As últimas são normas de conduta e códigos éticos que evoluem, ao longo dos anos, no interior das sociedades. A distinção entre esses tipos de regras permite explicar como e por que sociedades exibem transformações históricas diferentes ao longo dos anos (FIORI, 2002). Segundo North (1994, p.362 *apud* HODGSON, 2009, p.12): “*History demonstrates that ideas, ideologies, myths, dogmas and prejudices matter; and an understanding of the way they evolve is necessary for further progress in developing a framework to understand societal change*”.

As “regras do jogo” norteiam e monitoram o comportamento dos indivíduos, modelando e ordenando suas interações, produzindo padrões relativamente estáveis e determinados na operação do sistema econômico. Destarte, elas restringem o leque de oportunidades possíveis de exploração por parte dos agentes, conferindo a suas condutas certo grau de regularidade (e assim, estabiliza as expectativas dos mesmos quanto às estratégias recíprocas). Elas determinam limites como direito de propriedade, suaviza as assimetrias de informação, regulam a competição, obriga o cumprimento de contratos, premia cooperações e pune violações, provém informação, gera confiança e facilita a cooperação entre os *players*. Sem boas instituições, os indivíduos levam mais tempo para negociar regras, prevenir problemas como caroneiro (*free rider*) e *hold-up*, administrar conflitos, proteger direitos de propriedade, entre outros.

In particular, in his view, institutions perform a number of tasks: they reduce uncertainty, introduce regularity and stability in everyday life, provide “a guide to human interaction, propagate information, determine the structure of incentives, and help individuals to decode the social context and, consequently, to formulate choices and take decision. (FIORI, 2002).

As restrições formais e informais se relacionam dando origem à estrutura institucional de uma sociedade. As primeiras podem ser fruto da evolução das últimas (cuja mudança é mais lenta) e vice-versa, mediante processo gradual e incremental (NORTH, 1990).

Institutions typically change incrementally rather than in discontinuous fashion. How and why they change incrementally and why even discontinuous changes (such as revolution and conquest) are never completely discontinuous are a result of the imbeddedness of informal constraint in societies. Although formal rules may change overnight as the result of political or judicial decisions, informal constraints embodied in customs, traditions and codes of conduct are much more impervious to deliberate policies. (NORTH, 1990).

O Estado ocupa uma posição de destaque nas ideias de North, uma vez que: define e zela pela aplicação (*enforcement*) da base legal de uma sociedade, sendo responsável direto pela manutenção e formação de suas regras formais; e determina a estrutura de propriedade sobre o que é produzido, condicionando o início e o desempenho das economias. A própria definição de Estado, segundo ele, está associada à ideia de direitos sobre propriedade e regras de produção.

A dinâmica básica estatal no modelo de North, deriva da interação entre as ações de um governante (*ruler*) e de seus governados (*constituents*). O primeiro tenta maximizar suas receitas a partir das normas que estabelece sobre a propriedade e a produção dos *constituents*. Estes, por conseguinte, cedem parte de seus direitos ao governante em troca de serviços como proteção e justiça. O limite de submissão dos governados vem do custo de oportunidade enfrentado pelos mesmos de se manter sobre o amparo de certo *ruler*. Se por uma determinada razão outro *ruler* ou algum arranjo dentro do próprio Estado, for capaz de ofertar os mesmos serviços a um custo menor, haverá uma tendência de dissolução do governo já estabelecido. Dessa dinâmica deriva a estrutura de propriedade da economia. Segundo o autor, será mais eficiente quanto maior for o poder dos governados em restringir as atividades de taxaço estatal, e mais ineficiente quanto maior for o poder do mesmo em impor regras de apropriação dos excedentes que gerem desestímulo à produção de riqueza (NORTH, 1981 *apud* GALA, 2003). Ao determinar as instituições formais do modelo, o Estado determina as diretrizes de competição e cooperação entre os agentes. A partir da análise de certo sistema político, pode-se entender a origem e a dinâmica das regras formais de uma comunidade. Um sistema político ideal seria aquele capaz de produzir uma estrutura de propriedade capaz de maximizar o produto econômico de uma dada sociedade.

As “regras do jogo” estimulam o surgimento de organizações (econômicas, sociais e políticas) que interagem entre si, impactando o desempenho econômico dos países ao longo do tempo (GALA, 2003). A análise das organizações leva ao entendimento da dinâmica da matriz institucional. Elas investem em atividades econômicas ou políticas e, ao se depararem com

alterações no ambiente o qual estão inseridas como, por exemplo, mudanças de preços relativos, possuem duas opções: rearrumar a relação insumo-produto ou direcionar esforços para mudar a matriz institucional de forma a obter ganhos decorrentes da mudança. A segunda opção é bastante complexa dado ao aspecto “*path dependence*” da matriz institucional. Ela é composta por normas formais e informais cujo processo de mutação, sobretudo o das segundas, é lento e gradual o que lhe confere certa estabilidade. Outra fonte de estabilidade da variável analisada é o fato de que os indivíduos são dotados de racionalidade limitada e, por isso, são passíveis de cometer equívocos, ou seja, podem avaliar de forma errada as opções disponíveis e medir de maneira imprecisa as conseqüências de suas ações. Indivíduos decidem de acordo com seus modelos mentais que criam para interpretar o meio ambiente, enquanto que instituições são os mecanismos que eles desenvolvem para atuar neste ambiente (BUENO, 2004, p. 345). As decisões tomadas no passado têm forte influência sobre o leque de possibilidades no presente. Uma vez numa trajetória, há forte tendência de permanecer nela, por isso instituições ineficientes não sucumbem “da noite para o dia”. As organizações evoluem e alteram as instituições. Isso demonstra mais um processo bi-direcional que caracteriza a mudança institucional.

Ao definir e assegurar o direito de propriedade e o cumprimento dos contratos, a matriz institucional cria suporte para o desenvolvimento dos mercados. Em outras palavras, a matriz institucional é responsável pelo perfil de cada mercado, estimulando a concorrência ou inibindo-a. Assim, arranjos institucionais eficientes são capazes de igualar o retorno privado ao retorno social das atividades econômicas dos atores de uma dada sociedade, levando ao desenvolvimento econômico. Uma matriz institucional eficiente é capaz de incentivar um agente ou uma organização a investir numa atividade que traga retornos sociais superiores a seus custos sociais.

2.3 A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL: ASPECTOS CENTRAIS DE SEU DESENVOLVIMENTO EM ESCALA GLOBAL

Em alguns países, até o 1º choque do petróleo, o GN era reservado apenas a aplicações de maior valor agregado. Neles, as reservas encontradas eram consideradas estratégicas e, por isso, eram poupadas como forma de se prevenir de uma possível distorção na oferta de petróleo. Todavia, como mencionado anteriormente, após duas crises de abastecimento desse produto na década de 1970, essa estratégia começou a mudar, e o GN passou a ser visto como

uma alternativa energética a ser desenvolvida. Esse fator, juntamente com outros, vêm atribuindo um novo papel à IGN na concorrência energética, a saber: transformações no contexto geopolítico mundial, as novas políticas ambientais, a introdução da competição em mercados mais desenvolvidos, mudanças nos paradigmas tecnológicos de produção, transporte e uso do GN. Os elevados preços do óleo combustível viabilizaram relevantes investimentos na cadeia de GNL, estimulando o mercado em países afastados dos principais campos produtores. Cabe mencionar que devido aos elevados custos de transporte, a IGN passou a se expandir mais rapidamente nos países dependentes do petróleo, com reservas disponíveis localizadas próximas aos centros de consumo, como foi o caso da Europa.

Para fins didáticos, a história da IGN mundial pode ser dividida em duas etapas. Inicialmente, ela desenvolveu-se na presença de rígidas estruturas de governança, seja com empresas estatais verticalmente integradas, seja mediante complexos contratos de longo prazo. Essas estruturas tornaram o ambiente propício à execução dos elevados investimentos necessários à consolidação de infraestrutura de escoamento, atenuando incertezas e práticas oportunistas. Essa etapa, também, é marcada pelos elevados custos de transação existentes, cujas principais causas foram:

- A existência de acentuada especificidade dos ativos (transporte por meio de gasodutos), tendo em vista o reduzido número de agentes com acesso à rede;
- Reduzida densidade das redes, restringindo o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte e distribuição, além de aumentar a interdependência entre os agentes. Além disso, essa limitação eleva os custos e os riscos para novos investimentos na busca de novos demandantes;
- A elevada incerteza no ambiente das transações, fruto dos vultosos investimentos exigidos, com longo prazo de maturação. (ALMEIDA; TUJEEHUT, 2006).

A segunda fase de desenvolvimento da IGN é marcada pela redefinição das funções econômicas e sociais do Estado, ao longo do século XX. Tais mudanças foram fortemente abalizadas no pensamento neoliberal, que cada vez mais ganhava espaço nas discussões de políticas públicas. Com a densificação das redes e o desenvolvimento dos mercados, fenômenos que já vinham ocorrendo em alguns países antes da liberalização e que tomou grande dimensão com esse processo, a eficiência da estrutura verticalmente integrada foi reduzida.

À proporção que a rede se torna mais madura e densa, o grau de sua especificidade diminui e, conseqüentemente, os custos de transação se reduzem. Isso porque ela possibilita o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte e distribuição, ampliando a flexibilidade da indústria, além de reduzir a interdependência dos sistemas e entre os agentes do setor. Ademais, a redução na especificidade dos ativos diminui a possibilidade de práticas oportunistas (problemas de *hold up*), atenuando os riscos relativos aos investimentos necessários à expansão das redes.

A densificação das redes engendrou a necessidade de um novo regime regulatório. Diversas reformas foram implementadas visando à introdução da competição no setor, destacando-se alguns aspectos. O primeiro deles é o *unbundling* ou separação de serviços, cujo objetivo é reduzir o poder de mercado das empresas do segmento de transporte e de distribuição, limitando suas atuações em outras etapas da cadeia produtiva. Esse aspecto estimula a concorrência, pois impede que empresas que atuam nos segmentos do tipo monopólio natural se apoiem no poder de mercado proporcionado por essas atividades para concorrer em setores mais competitivos.

A separação pode ser do tipo total, quando as empresas são impedidas de atuar direta e indiretamente (mediante participações cruzadas) nos segmentos de monopólio natural e competitivos ao longo da cadeia; ou do tipo corporativa, em que se estabelece que sejam criadas firmas específicas para transporte e distribuição. Porém, estas firmas podem ser de propriedade de agentes que atuam nos demais segmentos ao longo da cadeia produtiva, ou seja, apesar da separação corporativa, as participações cruzadas são permitidas. Cabe salientar que, nesses casos, o nível de intervenção regulatória deve ser maior para impedir práticas discriminatórias por parte dos transportadores e distribuidores que desestimulem o livre acesso de terceiros às redes e a comercialização do GN (ALMEIDA; TUJEEHUT, 2006).

Em países cuja IGN já atingiu um estágio avançado de desenvolvimento é mais corriqueira a adoção de regras mais rigorosas de separação, visando liberalizar todos os elos da cadeia e aumentar a concorrência. Como exemplo, pode-se citar o caso do Reino Unido. Já os Estados Unidos, apesar de possuir uma indústria madura, não foram adotadas restrições diretas às participações cruzadas. Todavia, as reformas institucionais nesse país visaram a introdução da competição, facilitada pelo elevado número de produtores e distribuidores estabelecidos.

Já em países cuja IGN ainda não atingiu o nível de maturidade, geralmente, as restrições às participações cruzadas tendem a ser mais brandas. Isso porque, na fase inicial da IGN, os riscos inerentes aos investimentos na infraestrutura das redes são maiores. Assim sendo, limitar a quase integração vertical pode desestimular o desenvolvimento do setor. Esse é o caso do Brasil, por exemplo.

Em alguns países onde as participações cruzadas eram permitidas, foram criadas restrições para inibir práticas discriminatórias por parte dos transportadores e distribuidores. Dentre elas, pode-se citar:

- Imposição da aprovação por parte do órgão regulador de contratos estabelecidos entre empresas associadas;
- Estabelecimento de limites para transporte e distribuição de GN de propriedade dos controladores;
- Imposição de abertura de capital da transportadora e distribuidora;
- Regras para direcionar a forma de comercialização da capacidade firme e interruptível;
- Impedimento de compartilhamento de profissionais entre transportadoras e empresas relacionadas. (PINTO JR. *et al.*, 2007).

O segundo aspecto relacionado à concorrência, estreitamente ligado ao primeiro, é o livre acesso às redes, que pode ser do tipo negociado ou regulado. No primeiro caso, existe a possibilidade de acesso à rede, porém não é obrigatório. Para que terceiros possam ter esse benefício é necessário que negociem com o transportador ou distribuidor as condições e tarifas dos serviços. Nesse caso, é de fundamental importância a intervenção dos órgãos reguladores para solucionar possíveis conflitos. Já no segundo caso, fica mais difícil a adoção se não houver limites às participações cruzadas, pois o proprietário das redes possui, geralmente, interesses conflitantes em relação ao comercializador que procura o acesso, pois ambos podem estar disputando a participação nos mesmos mercados finais. No acesso regulado, as normas são estabelecidas de forma antecipada, envolvendo praticamente as condições de ingresso e o preço do serviço de transporte. Países cuja IGN é madura o acesso regulado é a opção, geralmente, adotada, já nos países cuja indústria ainda não atingiu esse estágio de desenvolvimento, a outra alternativa é a mais adotada. Em alguns casos, como Brasil e Peru, adota-se um prazo de carência para o acesso de terceiros em novos gasodutos, o que vem acarretando a baixa concorrência no mercado final interno.

Vale enfatizar que, o livre acesso de terceiros à rede tem pouco impacto na concorrência da indústria, se não vier seguido pelo *by-pass*, ou seja, se o consumidor final não tiver possibilidades de escolha entre pelo menos um fornecedor diferente da distribuidora que detinha o monopólio da concessão.

As tarifas de transporte do GN podem ser estabelecidas das seguintes formas: com base na distância para prestação do serviço, desconsiderando essa variável (tarifas postais) e através da imposição de critérios distintos para a injeção e retirada desse energético do sistema (tarifas entrada/saída). No primeiro caso, busca-se alinhar os preços aos custos fixos e variáveis requeridos pela atividade. Já a adoção de tarifas postais pode viabilizar a demanda de GN em regiões em que esse energético não chegaria a preços competitivos (devido a distância) e, dessa forma, permitir a exploração de economias de escala. O benefício trazido por essas economias deve superar os subsídios cruzados para que não haja risco de ineficiência econômica. Pode ocorrer que demandantes localizados próximo aos locais de abastecimento podem estar pagando para viabilizar o consumo em regiões mais distantes, onde poderiam ser utilizados outros tipos de combustíveis. Por fim, o último tipo de tarifa define encargos, que podem variar muito entre o ponto de entrada e o ponto de saída, almejando tornar os custos totais inerentes ao serviço o mais próximo possível de seus custos associados. Esse tipo de tributo permite o comércio e a troca de propriedade do gás dentro do sistema de transporte, ou seja, um produtor pode pagar uma tarifa de entrada, vender a outro comercializador que, por sua vez, irá pagar uma tarifa de saída ao *city-gate*¹¹ que escolher para entrega do energético. Destarte, além de buscar refletir os reais custos de transporte do GN, a tarifa entrada-saída possibilita a redução dos custos de revenda.

A definição do melhor tipo de tarifação depende de fatores como grau de concorrência que se pretende alcançar e a configuração da rede. Países, que buscam incrementar a concorrência, vêm adotando a tarifa entrada-saída nos últimos anos. Quanto maior o número de pontos de injeção de GN, mais fácil torna-se a adoção da tarifa postal, pois os subsídios cruzados são menores.

¹¹ Estações de recebimento e medição do gás.

O terceiro aspecto foi a abertura do mercado final. Essa mudança possibilitou o aumento no número dos agentes, além de proporcionar a redução da interdependência entre eles e atenuar a ocorrência de práticas oportunistas. O processo de liberalização impactou profundamente as transações na IGN, levando à formação de centros de mercado, que são locais físicos na rede onde se concentram as transações de comercialização de gás e serviços de transporte. De um modo geral, os centros de mercado se concentram em pontos estratégicos da malha de transporte como entroncamentos de interconexão entre gasodutos de inúmeras bacias, o que possibilita a transação de GN advindos de diferentes campos de produção (NEWBERRY, 2000 *apud* ALMEIDA; TUJEEHUT, 2006).

Com o incremento no número dos agentes e no volume de transações surgiu a necessidade de contratos com prazos mais curtos tornando viável o ajustamento da malha dutoviária de transporte e de distribuição. A consolidação desses contratos, juntamente com a existência de mercados líquidos (nos quais havia oferta de GN e capacidade de transporte suficiente para ser comercializada a qualquer instante) em alguns países, possibilitou o surgimento de mercados de curto prazo. Esses mercados proporcionam uma maior flexibilidade e um aumento da eficiência da indústria, já que a padronização dos contratos, que nele ocorre, diminui os custos, além de aumentar a velocidade na realização das transações.

Outro impacto importante do processo de liberalização nas transações realizadas na indústria foi a formação de mercados secundários. O surgimento de um mercado dessa natureza não só depende dos fatores que viabilizam o surgimento do mercado de curto prazo, como, também, da possibilidade dos agentes selecionarem seus fornecedores de gás e revenderem livremente os contratos de comercialização de GN e de serviços de transporte adquiridos nesse mercado (ALMEIDA, 2005 *apud* ALMEIDA; TUJEEHUT, 2006).

O amadurecimento da IGN, refletido na formação dos mercados de curto prazo e secundário, em alguns países, possibilitou a formação do mercado *spot*, onde as transações multilaterais ocorrem por meio de leilão eletrônico de contratos padronizados de curto prazo para compra e venda de gás e capacidade de transporte. No mercado *spot* as transações podem ser primárias (quando contratos de curto prazo são firmados pela primeira vez) ou secundárias (quando os contratos firmados são renegociados).

Os países com IGN desenvolvida e que buscam estimular a competição no mercado final, geralmente, estabelecem uma regulação antes da consolidação dos acordos, buscando padronizar alguns aspectos deles. Essa estratégia busca atenuar as barreiras para comercialização do energético mediante contratos de curto prazo. Com relação ao setor de transporte, esses países buscam definir, *a priori*: os diferentes tipos de serviços a serem ofertados e as prioridades no uso dos dutos para execução dos mesmos, além dos critérios de transferência de direitos sobre os serviços contratados (mercado secundário de capacidade). Em alguns casos, os contratos são integralmente padronizados (como nos Estados Unidos e Reino Unido) e os carregadores negociam apenas preço e prazo.

Já em países cuja IGN ainda não é madura, a regulação dos contratos, quando existente, é do tipo *ex-post*. Em muitos casos, os contratos para comercialização de capacidade de transporte de GN são firmados através da livre negociação entre as partes, não havendo a necessidade de intervenção por parte do órgão regulador, como é o caso da Bolívia, do Chile, e do Uruguai. Em outros casos, os órgãos reguladores devem aprovar os acordos, mas os mesmos não podem ser divulgados para o restante da indústria.

Essas mudanças estruturais ocorridas na IGN mundial, advindas do processo de liberalização na década de 1990, fizeram com que os *players* de grande tradição no setor de energia passassem a implementar estratégias agressivas de internacionalização (diversificação geográfica) na busca de novos mercados emergentes, em particular nos países que apresentavam proximidade favorável de suprimento de GN (reservas e produção). Esses mercados tornavam-se atraentes tanto pelo rápido crescimento da demanda, quanto pelo fato de que a maioria deles estava seguindo políticas agressivas de privatização e a competição era mais amena. Além disso, essas empresas líderes passaram a promover estratégias de diversificação dos negócios para áreas correlatas da indústria de energia e de integração vertical de forma a explorar economias de escala e de escopo ao longo da cadeia produtiva (ALMEIDA; OLIVEIRA, 2000).

Atualmente, a IGN ainda não se estruturou em escala global (encontra-se fragmentada regionalmente) e as relações comerciais são fortemente abalizadas na estrutura contratual de longo prazo. Dentre os fatores que contribuíram para essa falta de conexão entre os mercados internacionais destacam-se as dificuldades físicas e os elevados custos associados ao transporte desse combustível. Todavia, os avanços tecnológicos na cadeia produtiva do gás

natural liquefeito (GNL) vêm gerando a redução desses custos e, conseqüentemente, estimulando o comércio entre fronteiras.

3 O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL E AS MUDANÇAS INSTITUCIONAIS NA DÉCADA DE 1990: O CENÁRIO ANTES E APÓS A LEI DO PETRÓLEO

3.1 ASPECTOS GERAIS DAS MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E TRAJETÓRIA DO MERCADO DE GÁS NATURAL

O desenvolvimento da IGN no Brasil teve início na década de 1940, com as descobertas de campos produtores na Bahia. Nesse período, o país estava sob o comando de Getúlio Vargas (1930-1945) e a posição nacionalista por parte do Estado fez emergir empresas estatais, responsáveis por vultosos investimentos públicos em infraestrutura e em indústrias de insumos básicos. Essa maior participação do Estado nas atividades produtivas era norteadada, sobretudo, pelo ímpeto do desenvolvimentismo, mediante investimento em setores nos quais a iniciativa privada não se interessava ou não possuía recursos financeiros para investir.

Era evidente a preocupação com a fabricação de bens ou prestação de serviços considerados estratégicos ao desenvolvimento econômico, sobretudo, após a Segunda Guerra Mundial, quando o crescimento da economia nacional elevou rapidamente o consumo de combustíveis, que representava aproximadamente metade das matérias-primas importadas pelo país, refletindo, assim, uma dependência externa. Como um dos resultados das políticas desenvolvimentistas, que perdurariam até o final do “milagre econômico”, pode-se citar a criação da Petróleo Brasil S.A (PETROBRAS) em 1953, que viria a ser um grande passo para o desenvolvimento das indústrias de petróleo e gás natural no país (SANTANA; GOMES, 1990; PINHEIRO, 2000 *apud* COSTA, 2003).

A IGN brasileira foi constituída sob a forma de monopólio público estatal, onde a Petrobras, integrada horizontalmente e verticalmente, detinha o controle exclusivo dos setores de exploração, produção, processamento e transporte, além das atividades de comércio internacional. Apenas no setor de distribuição, essa empresa dividia o mercado com a Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG) e a Companhia Gás de São Paulo (COMGÁS). Apesar desse modelo de organização industrial possibilitar à Petrobras ganhos de escala, de coordenação e redução dos custos de transação, a falta de uma definição clara acerca do papel dos agentes gerava conflitos pela disputa na prestação dos serviços de distribuição.

A utilização do GN no Brasil foi se tornando mais representativa, após a descoberta da Bacia de Campos (1974), no Rio de Janeiro. Nesse período, as crescentes pressões ambientais para a redução das queimas nos flares¹² e a percepção do caráter estratégico desse energético (estimulada pela crise do petróleo) motivaram a busca pelo desenvolvimento de um mercado nacional. Assim, foram direcionados vultosos investimentos na prospecção de águas profundas e na construção de gasodutos, interligando mercados consumidores do Rio de Janeiro e São Paulo. O desenvolvimento da Bacia de Campos proporcionou um incremento no consumo de GN, elevando a 2,9% sua participação na matriz energética nacional no final dos anos 80 (BEM, 2004 *apud* LAUREANO, 2005). Isto acarretou na necessidade da Petrobras ofertar quantidades adicionais do produto no mercado. A estratégia de comercialização adotada, nesse período, apoiou-se no estímulo ao consumo nas grandes indústrias.

Ao longo dos anos 80, o mundo passou por uma série de mudanças estruturais nas esferas política, econômica e social (que viriam a ser reforçadas e ampliadas nos anos 90, com a derrocada do “Socialismo Real” no leste europeu), abalizadas no neoliberalismo. O marco para a adoção das políticas neoliberais pelos países considerados periferia do sistema foi o Consenso de Washington, no qual se estabeleceu os seguintes pontos: combate à inflação mediante planos de estabilização, baseados na valorização das moedas nacionais frente ao dólar e na entrada de capitais especulativos; abertura da economia, com a desregulamentação dos mercados financeiros e de produtos; juntamente com o redirecionamento da intervenção do Estado na economia, destacando-se como reformas estruturais a privatização e a quebra dos monopólios estatais (FILGUEIRAS, 2000).

Os primeiros impactos dessas transformações já podiam ser notados no final do Governo Sarney (1985-1989). Embora não houvesse consenso na sociedade brasileira quanto à redefinição da atuação do Estado na esfera econômica, foi iniciado o processo de desestatização como forma de gerar receitas para o Tesouro, com a venda de 17 empresas de pequeno porte. Foram arrecadados US\$ 549 milhões, além da transferência de dívidas ao setor privado de US\$ 620 milhões (VELASCO, 1996 *apud* COSTA, 2003).

¹² O sistema de flare é um sistema de segurança final usado nas unidades industriais e, normalmente, é constituído por componentes como chaminé, selo, queimador, vaso de separação de líquido, vaso de selagem hidráulica, entre outros. Ele evita que em situações de anormalidade, como pressão no interior das linhas e equipamentos, o valor máximo admissível na operação seja ultrapassado. O sistema conduz o GN por uma tubulação vertical, onde na ponta ele é queimado, formando uma chama oscilante de grande intensidade de calor.

Na década de 1990, as propostas do Consenso de Washington são adotadas com maior intensidade no Brasil. Seguindo as diretrizes do Banco Mundial, o Governo Collor criou o Plano Nacional de Desestatização, que instituiu reforma tributária e forte onda de privatizações. O intuito era promover mudanças no papel do Estado, que deveria concentrar suas ações e recursos nas áreas sociais; reduzir a dívida pública, possibilitando o ajuste fiscal do Governo; permitir investimentos nas empresas e atividades privatizadas, mediante ingresso do capital privado; fomentar a concorrência no mercado nacional, contribuindo para a melhoria dos bens e serviços ofertados à população; e, fortalecer o mercado acionário, com a maior pulverização do capital. Todavia, o plano não obteve todos os resultados previstos para aquele período (LAUREANO, 2005). A desestatização atingiu um novo patamar, uma vez que as firmas vendidas possuíam uma maior importância no segmento industrial. Foram, basicamente, empresas dos setores siderúrgico, petroquímico e de fertilizantes. Não houve nenhuma privatização de indústrias de serviços públicos. Ao final do Governo Collor, 16 processos de desestatização foram concluídos, gerando uma arrecadação de US\$ 4 bilhões.

No início do mandato de Itamar Franco, que assumiu após *impeachment* de Collor, relevantes leilões de privatização foram suspensos, como o da Companhia Siderúrgica Nacional¹³ (CSN). Buscava-se recuperar a credibilidade do Estado junto à opinião pública. Com o passar do tempo, acabou-se dando continuidade às desestatizações e ao final do governo, 17 processos foram concretizados (neles estão incluídas firmas prestadoras de serviços públicos) gerando uma arrecadação de US\$ 4,7 bilhões. Vale mencionar que, nesse período, foram introduzidas questões referentes à proteção do meio-ambiente e a defesa da concorrência nos processos.

Com o Governo Fernando Henrique Cardoso (FHC 1994-2002), novos esforços foram direcionados para privatização de setores de infraestrutura, sobretudo o setor de distribuição de GN, além do desmonte dos monopólios estatais. A reestruturação do setor de energia no Brasil teve início com a Lei das Concessões em 1995 (Lei 8.987), que estabeleceu embasamento jurídico para participação do capital privado nos projetos. O Estado passou a delegar a prestação de serviços públicos, mediante licitação, na modalidade de concorrência, por prazo determinado, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstrassem capacidade para o seu desempenho, por sua conta e risco. Em caso de construção (total ou

¹³ A CSN viria a ser privatizada, posteriormente, em 1993.

parcial), conservação, reforma, ampliação ou melhoramento de obras de interesse público (delegadas sob mesmo critérios), o investimento seria remunerado e amortizado mediante exploração do serviço ou obra por período estabelecido. A nova lei foi um passo dado ao incentivo de novos investimentos, mediante atração do capital privado nacional e internacional, e à substituição do Estado Interventor pelo Estado Regulador.

Com a Emenda Constitucional nº 5, de agosto de 1995, a distribuição do GN passou a ser concessão estadual, proporcionando uma melhor definição nos papéis dos agentes e a criação de novas distribuidoras que ficariam sob regulação de agências ou secretarias estaduais. Isso atenuou os conflitos institucionais existentes. A Emenda Constitucional nº 9, de novembro de 1995, definiu o fim do monopólio público estatal nas atividades de exploração, produção, processamento e transporte de petróleo e GN e outros hidrocarbonetos fluidos, além da importação e exportação desses energéticos.

Para assegurar a qualidade destes serviços, foram criadas inúmeras agências reguladoras federais e estaduais a partir de 1997. Em agosto desse ano, foi aprovada a Lei 9.478 (Lei do Petróleo) de forma a regulamentar a flexibilização do monopólio. Com essa lei foi criado o Conselho Nacional de Política Energética¹⁴ (CNPE) e, em janeiro de 1998, através do Decreto Nº 2.455, foi implantada a Agência Nacional do Petróleo (ANP), cujo nome seria alterado mais tarde para Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

O CNPE, órgão de planejamento presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, ficaria incumbido de assessorar o Presidente da República na formulação de políticas para o setor, além das seguintes atribuições:

- Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;
- Assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;
- Rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

¹⁴ Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio dos órgãos de regulação do setor energético. Cabe ao presidente da República determinar sua composição e a forma de seu funcionamento.

- Estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas;
- Estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;
- Sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico;
- Estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados internos e externos. (BRASIL, 1997).

Para ANP foram atribuídas as tarefas de: a) implementação da política nacional para as indústrias de petróleo, gás natural e biocombustíveis; b) regulação (mediante portarias e resoluções), contratação e fiscalização direta ou através de convênios com outros órgãos públicos das atividades de exploração, produção, importação, processamento e transporte de petróleo, GN e biocombustíveis; c) estabelecer critérios a serem cumpridos pelos agentes interessados em atuar nessas áreas e nos postos revendedores varejistas. No setor de produção, caberia à ANP: definir os blocos a serem explorados por empresas que atendessem aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos previamente estabelecidos; a fiscalização da execução dos serviços de geologia e geofísica; organizar e realizar as licitações dos blocos a serem explorados; elaborar um padrão de contrato de concessão a ser aplicado para a Petrobras (nas áreas em que esta já possuía o direito de propriedade) e pelas empresas que viessem a ser vencedoras dos processos licitatórios; o controle e o cumprimento dos contratos de concessão assinados; regulamentar e distribuir as participações governamentais e a autorização para a transferência de titularidade dos contratos de concessão já assinados (ANEXO A). Ficou estabelecido que, para importação do produto, seria necessária a autorização da ANP, que estabeleceria requisitos mínimos que deveriam ser atendidos pelas empresas interessadas nessa atividade. A construção e ampliação das UPGNs também deveriam ser previamente autorizadas por esse órgão.

Quanto ao transporte de GN, foi permitida, também, a participação de novas empresas, tanto para suprimento interno quanto para importação, sendo necessária a autorização da ANP. Passou a ser facultado a qualquer agente a utilização dos gasodutos ou terminais marítimos existentes ou a serem construídos (com exceção dos terminais de GNL), através da remuneração adequada ao proprietário das instalações ou da capacidade de movimentação do energético nos termos da lei e da regulamentação aplicável (acesso negociado entre as partes). Caso não houvesse acordo entre as partes interessadas, a ANP verificaria se o valor acordado era compatível com o mercado. Se não fosse, essa organização se responsabilizaria por fixar o valor e a forma da remuneração com base em critérios previamente estabelecidos. Destarte, a ANP passou a regular a preferência dada ao titular das instalações para movimentação em seus próprios dutos, visando promover a máxima utilização da capacidade de transporte. Outro ponto relevante é a proibição da venda de capacidade não usada pelo próprio carregador, o que inviabiliza o surgimento de um mercado secundário de capacidade.

Em suma, as principais mudanças introduzidas seguiram duas tendências mundiais de reestruturação: a concorrência nas atividades de exploração e produção e o livre acesso da rede de terceiros. As novas “regras do jogo” visavam à entrada de novos agentes privados nas indústrias nacionais de petróleo e GN, para que estes promovessem investimentos que, até então, eram realizados pela União através da Petrobras, de forma a proporcionar o desenvolvimento do setor.

Um novo impulso à participação do GN na matriz energética brasileira foi a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que exigiu um investimento de cerca de 2 bilhões de dólares, para atender à demanda do Centro-Sul brasileiro. A Petrobras assumiu os riscos do empreendimento, incluindo o financiamento, chegando a pagar antecipadamente por capacidades de transporte. Além disso, incumbiu-se da construção do gasoduto nos dois países, sendo-lhe concedido o direito de operá-lo em território brasileiro, bem como a posição de único carregador do gás boliviano. Para isto, foi firmado com o governo boliviano um contrato de compra no volume de 30 milhões de m³/dia de GN, com uma cláusula do tipo *take or pay*, com prazo de 20 anos.

No início das operações do GASBOL, em 1999, o volume consumido do energético importado era menor que o volume contratado, implicando em perdas comerciais para a Petrobras, já que a empresa era obrigada a pagar por parcela do produto que não estava sendo

utilizada. A fim de solucionar esse problema, o Governo Federal passou a adotar medidas para expandir a demanda interna. A principal foi a atratividade do preço cobrado pela estatal, que ganhou força com a escalada do preço do petróleo. Ela se incumbiu de absorver os reajustes ocorridos no contrato de compra de gás boliviano que vinculava o preço do produto a uma cesta de derivados de petróleo. Além dessas medidas, foram direcionados esforços para a construção do GASENE, gasoduto que levaria GN da Região Sudeste para a Região Nordeste.

Desde meados da década de 1980, a capacidade de geração de energia elétrica instalada no país tinha apresentado crescimento inferior ao consumo. Isso devido, sobretudo, à estagnação dos investimentos para geração e transmissão de energia elétrica, somado à falta de chuvas que gerou redução no nível dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste entre 1998 e 2001 (BARDELIN, 2004). Caso esse cenário se mantivesse, seria necessário efetuar um racionamento (o que aconteceu, entre junho de 2001 e fevereiro de 2002).

Em 2000, foi dado um grande passo para estimular o consumo do GN com a criação do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) (ANEXO B). Esse programa fomentava a construção de plantas de geração termelétricas, com a finalidade de aumentar o abastecimento de energia. A usina termelétrica consistia numa boa alternativa à participação do capital privado no setor de energia nacional. Elas requerem menores investimentos, com prazos de implantação e de maturação mais curtos quando comparados às usinas hidrelétricas, além de envolver menores riscos por causa da maior previsibilidade do custo do investimento. O Governo Federal estabeleceu um preço teto para os contratos de fornecimento de gás para as térmicas, tentando evitar que o receio de possíveis flutuações nos preços desse energético inviabilizasse os projetos de investimento.

Além do PPT, foram fornecidos incentivos para a utilização do GN no segmento automotivo, com a liberação do uso para veículos particulares e a isenção de impostos aos taxistas que optassem por converter seus veículos a esse combustível, o que provocou uma grande renovação das frotas, sobretudo em São Paulo. Também, foram direcionadas ações para estimular a substituição do GLP pelo GN em algumas capitais. Em suma, esse conjunto de medidas fez com que a demanda interna crescesse em maiores proporções que a produção nacional, tornando o Brasil altamente dependente das importações do energético boliviano.

Em 2002, um novo cenário no setor energético passou a se configurar. Com o excesso de oferta de eletricidade de origem hídrica (fim do racionamento), o risco de abastecimento decorrente da instabilidade política na Bolívia e a possível elevação de preços do GN, diminuíram-se os incentivos à geração termelétrica. Essa alternativa passaria a ser adotada somente quando a demanda por eletricidade superasse a oferta das hidrelétricas. Apesar da maior parte dos projetos do PPT não ter se concretizado, um forte estímulo à demanda foi dado. O principal fator que dificultou a implantação das termelétricas no Brasil foi a falta de articulação das reformas do setor energético. Ficou evidenciado a falta de uma definição clara sobre o uso do GN na matriz energética nacional, com incertezas relativas quanto à difusão de seu uso, incentivos à exploração, preços etc. Outro grande obstáculo aos investimentos foi o descasamento de moedas - dólar na compra do gás e real na venda desse produto (CARNEIRO, 2002).

Em 2003, com a descoberta de reservatórios *offshore* na Bacia de Santos (SP), surgem expectativas para redução da dependência do gás boliviano: esperava-se atingir a autossuficiência desse produto. Esse ano é marcado por transformações no setor energético da Bolívia que impactariam países os quais essa nação mantinha acordos comerciais. A Bolívia atravessava um período de instabilidade política, iniciada em 2001, que culminou com a renúncia de dois presidentes em menos de dois anos. Em 2003, ocorreu o Plebiscito sobre a Lei do Gás, onde ficou confirmada a aprovação popular pela proposta do governo de mudança na política energética, com a recuperação da propriedade dos recursos energéticos na superfície e a reconstituição da estatal *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) (FERRARO; ALMEIDA, 2006).

No ano seguinte, alguns acontecimentos colocariam em xeque a segurança do abastecimento do mercado brasileiro. Com a seca do Nordeste, as termelétricas ali localizadas não puderam ser abastecidas devidamente por problemas de escassez de gás. Com a crise da Bolívia, surgem dificuldades na negociação de novos volumes do bem importado. As obras do Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE) foram interrompidas (volume de gás insuficiente para os mercados do Sudeste e do Nordeste) e as reavaliações negativas da capacidade de produção da reserva de Santos levavam a imaginar um cenário de escassez do produto já em 2008.

Em 2005, agrava-se a crise boliviana. Ficou estabelecido que para toda exploração e produção de óleo e gás natural na Bolívia seriam direcionados para o governo desse país, um percentual

de 18% de *royalties*. Após a aprovação da nova lei de hidrocarbonetos um novo imposto, denominado Imposto Direto, passou a taxar o gás natural na “boca do poço” com uma alíquota de 32%, elevando a participação governamental para 50% (PRATES, 2006).

Com o Decreto 28.701 de nacionalização instituído em 1º de maio de 2006, a participação governamental passaria a 82% do valor bruto de produção, somando ao percentual supramencionado, uma participação de 32% para YPFB. Isso teria validade para campos responsáveis pela produção de mais de 2,8 milhões de m³/dia de gás, como era o caso dos dois campos operados pela Petrobras. Restaria para as empresas que atuavam em campos bolivianos apenas 18% do valor bruto da produção para cobrir os custos de operação e amortizações dos investimentos realizados.

A decisão do governo boliviano de rever unilateralmente algumas cláusulas do contrato firmado com a Petrobras, buscando a nacionalização das reservas de GN, desencadeou uma crise gerando diversas implicações negativas para a IGN brasileira. Aumentou radicalmente a incerteza acerca do abastecimento e do preço desse produto no mercado interno, provocando desestímulos à sua utilização nas atividades produtivas fabris, aos investimentos em redes de distribuição e à expansão das termelétricas. Diante desse cenário, algumas iniciativas foram tomadas pelo governo brasileiro. Alguns projetos, que já tinham sido propostos por nações como Peru e Venezuela, passaram a ser reavaliados com o intuito de diversificar os fornecedores. Dentre eles, o principal estabelecia a construção do Gasoduto Sul-Americano que deveria interligar o Brasil e o Peru à malha de transporte existente entre os países do Cone Sul. Entretanto, esses projetos esbarraram em problemas políticos e econômicos, devido às disputas entre os países, pois cada um defendia uma configuração diferente para a construção da malha (FONSECA, 2008).

Em face desse problema, o Ministério de Minas e Energia formou um grupo de trabalho tendo como participantes a ANP, agências reguladoras estaduais, secretários de energia, produtores, distribuidores e grandes consumidores para analisar e sugerir um plano de contingência¹⁵ que determinasse os passos a serem seguidos em caso de desabastecimento ou redução do fornecimento de GN. Esse plano induziria a redução da vulnerabilidade do país, por meio do acesso a novas fontes do produto (ampliação da produção nacional e a importação de GNL

¹⁵ Esse plano foi fortemente abalizado em notas técnicas da ANP.

foram as alternativas priorizadas), além do desenvolvimento de infraestrutura adequada (sobretudo, interligando redes de transportes). Outro ponto relevante levantado foi a necessidade de consolidar contratos interruptíveis como forma de equilibrar oferta e procura em face a situações extraordinárias (FONSECA, 2008).

De fato, as alternativas supracitadas foram adotadas pela ANP e a Petrobras, visando o desenvolvimento do mercado de GN nacional. Em 2006, essa empresa cancelou os planos de ampliação do GASBOL e, dentro do Plano Estratégico da Petrobras 2007-2011, lançou Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (PLANGÁS). Para ampliar a oferta desse produto na Região Sudeste (área diretamente afetada pela crise do GASBOL) seriam alocados investimentos de 25 bilhões de reais em diversos projetos e a meta que era ampliar a produção interna de gás para 24 milhões de m³/dia em 2008 e 39 milhões de m³/dia em 2010 subiu para 40 milhões de m³/dia até o final de 2008 e 55 milhões de m³/dia no final de 2010¹⁶. Foram priorizados investimentos nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Dentre os projetos destacaram-se: desenvolvimento do Campo de Mexilhão (localizado na Bacia de Santos) com capacidade de produzir 15 milhões de m³/dia (o início das operações era previsto para 2009), desenvolvimento do Campo de Golfinho (ES) com capacidade produtiva de 3,5 milhões de m³/dia e 100 mil barris de petróleo por dia em 2007, além da ampliação da UPGN do Pólo de Cacimbas (ES) para fazer frente ao acréscimo na produção no estado e a construção de dutos para entrada do produto na malha nacional (PETROBRAS, 2007a).

Ainda, para ampliar o abastecimento do energético no mercado nacional, foram antecipados investimentos de 5 bilhões de reais para importação do GNL. A Petrobras contratou navios criogênicos, para regaseificar o GNL, que seriam instalados na Baía de Guanabara (RJ) e no Porto de Pecém (CE). A previsão do plano era investir 3 bilhões de reais até 2010, para viabilizar a importação de 14 milhões de m³/dia para a malha Sudeste e 6 milhões de m³/dia para a malha do Nordeste.

No que tange ao desenvolvimento de infraestrutura de transporte, ficaram previstos investimentos de mais de R\$ 15 bilhões (R\$ 12,5 bilhões até 2010) nos seguintes projetos:

¹⁶ Conforme Tabela 8 e Quadro 3, esse objetivo não foi alcançado.

- Gasoduto Urucu-Coari-Manaus: com extensão de 662 km, o duto tem como objetivo escoar o GN produzido em Urucu (2,4 milhões de m³/dia) para Manaus. O início das operações estava previsto para primeiro trimestre de 2008;
- GASENE: destinado a interligar totalmente a rede de gás do Sudeste com o Nordeste, está dividido nos trechos Cabiúnas-Vitória, Vitória-Cacimbas, Cacimbas-Catu, com capacidade de escoar 20 milhões de m³/dia;
- Malha Nordeste: Gasoduto Catu-Carmópolis, com extensão de 265 km, capacidade de 9,1 milhões de m³/dia;
- Malha Sudeste: construção do Gasoduto Campinas-Rio de Janeiro, com extensão de 453,6 km e vazão de 5,8 m³/dia. (PETROBRAS, 2007a).

No início de 2007, o governo boliviano aumentou o preço do gás fornecido ao Brasil. A Petrobras anunciou que pagaria à YPFB um valor adicional pelas frações de hidrocarbonetos líquidos presentes no GN (etano, propano, butano e gasolina natural) que perpassassem 8.900 kcal/m³, de acordo com a cotação internacional desses produtos. Além disso, para o mercado nacional, a Petrobras se comprometeu em não alterar os contratos firmados com as distribuidoras. Só seriam realizadas mudanças aos acordos que fossem firmados a partir de então. A estatal negociou um acordo, em maio de 2007, com a YPFB para ressarcimento de suas instalações envolvidas no processo de nacionalização e o governo boliviano se comprometeu a pagar 112 milhões de dólares, valor pouco superior ao valor contábil das instalações da empresa brasileira na Bolívia.

Alguns projetos com previsão de iniciar suas operações em 2008 foram concretizados em 2009. Dentre eles, o Gasoduto Urucu-Coari-Manaus (inaugurado em novembro) e a 2ª fase da Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (inaugurada em março), cuja capacidade de processamento é de 11,5 milhões de m³/dia, para GN, e 15 mil barris/dia de condensado de petróleo. O Terminal de Pecém e o Terminal na Baía de Guanabara iniciaram suas operações desde janeiro e março de 2009, respectivamente. O início da operação do Campo de Mexilhão foi adiado para 13 de março de 2011. Em março de 2010, teve início a operação do Gasoduto Cacimbas-Catu. Ademais, o setor gasífero nacional foi e deverá ainda ser impactado por uma série de fatores tais como: a nova Lei 11.909, crise econômica global, início da produção de GN na camada Pré-Sal (a produção em larga escala está prevista para 2013 ou 2014), entre outros.

3.2 IMPACTOS DAS NOVAS “REGRAS DO JOGO” NAS ORGANIZAÇÕES DE FINANCIAMENTO, DE CAPITAL PRIVADO E NA PETROBRAS

3.2.1 Financiamento dos investimentos na indústria de gás natural brasileira

A abertura financeira, promovida por inúmeros países, possibilitou, às empresas, o acesso mais fácil a fontes de recursos para os investimentos, como a captação direta nos bancos estrangeiros e o lançamento de títulos no mercado internacional. O surgimento recente de inovações financeiras tem criado alternativas de financiamento dos projetos, destacando-se, para o setor de infra-estrutura, o *Project Finance*, que consiste na mobilização de recursos a partir da elaboração de projetos específicos que requerem detalhamento apurado do risco envolvido e da sua distribuição entre os participantes (PINHEIRO, 1996 *apud* FERRARO; ALMEIDA, 2006). Na IGN, esse tipo de financiamento é usado, principalmente, em projetos que já contam com reservas comprovadas, pois parte da produção futura serve como garantia.

As características estruturais das indústrias de rede, como elevado grau de interdependência entre os elos da cadeia, existência de economia de escala, longo prazo de maturação dos investimentos, especificidade dos ativos e, na maior parte das vezes, exclusividade na prestação de serviços, criam limites quanto aos padrões de financiamento a serem adotados pelos agentes. Elas dificultam a expansão dos investimentos com utilização exclusivamente de recursos próprios, sendo, muitas vezes, necessário captar recursos de terceiros. Por serem intensivas em capital, o dispêndio para obter recursos nessas indústrias é um componente significativo dos custos totais, como é o caso da IGN.

Quanto mais capilarizada for a rede de serviços prestados e quanto maior for a densidade populacional da região atendida, menor será o custo marginal de atender um novo cliente. Dessa forma, na sua fase de expansão, a rentabilidade de uma indústria de rede aumenta com a elevação dos investimentos. Isso pode possibilitar aos atores, nela inseridos, operar com alto grau de endividamento.

As fontes de captação de recursos de longo prazo mais utilizadas por companhias que operam na IGN brasileira são: os bancos de desenvolvimento, os investidores institucionais, as instituições internacionais de crédito e o mercado de capitais. Com o objetivo de fomentar o desenvolvimento social, industrial e econômico nas diversas regiões brasileiras, os bancos de

desenvolvimento, tanto nacional quanto regionais¹⁷, sempre tiveram como foco principal as indústrias de infraestrutura e de bens de capital. Ao longo dos anos, as atividades desses bancos foram se expandindo para financiamento de capital de giro e de investimento de pequenas e médias empresas, fornecendo linhas especiais de crédito, com taxas de juros baixas e prazos de amortizações mais longos do que os usados no mercado privado. No setor de energia, os bancos de desenvolvimento são responsáveis pelo financiamento de longo prazo, pela articulação entre agentes financeiros, pelo compartilhamento do risco das operações e pela formatação dos produtos financeiros apropriados a cada tipo de atividade (FERRARO; ALMEIDA, 2006). Dentre essas organizações, destaca-se o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Criado em 1952, o BNDES possui duas subsidiárias: a Financiadora Nacional de Máquinas e Equipamentos (FINAME), responsável pelo financiamento de máquinas e equipamentos, além de administrar as operações de financiamento às exportações; e o BNDES Participações S.A. (BNDESPAR), que visa fortalecer a estrutura de capital das empresas privadas e desenvolver os mercados de capitais. Visando fomentar a implantação, ampliação e modernização dos empreendimentos dos setores de petróleo e gás, o banco instituiu, em 1999, o Programa de Apoio aos Investimentos em Petróleo e Gás (PROGAP). Mais precisamente, esse programa financiava os seguintes investimentos: desenvolvimento da produção de campos de petróleo e GN, inclusive a recuperação de campos maduros; refinarias e unidades de beneficiamento de gás; dutos de transporte e de distribuição de petróleo e de GN, incluindo dutos de transferência; usinas termelétricas a gás, incluindo plantas de cogeração; infraestrutura logística e de serviços de apoio (FERRARO; ALMEIDA, 2006).

O PROGAP perdurou até março de 2003, mas o BNDES continua desempenhando um papel relevante no financiamento de longo prazo dos projetos, mediante uma série de produtos, tais como o BNDES FINEM, que fornece financiamentos de no mínimo R\$ 10 milhões; o BNDES Automático, para financiamento de projetos de até R\$ 10 milhões, no período de 12 meses; BNDES Limite de Crédito, para sociedades empresariais clientes desse banco,

¹⁷ Pode-se citar BRDE (Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul), que atua nos três estados da região Sul; Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais; e Banco de Desenvolvimento do Espírito Santo. Essas organizações têm uma atuação muito semelhante à do BNDES, algumas até funcionam como repassadoras de dinheiro dessa organização. Porém, o controle delas é estadual.

adimplentes por prazo igual e superior a 5 anos; BNDES Empréstimo Ponte¹⁸, concessão de recursos no período de estruturação de operações de longo prazo, visando agilizar a realização de investimentos; e BNDES *Project Finance*, onde há exposição do banco de 75% do ativo total projetado da beneficiária (para aquisição de aeronaves fabricadas no país a participação é de 85%), desde que atenda a requisitos pré-estabelecidos pelo banco.

Dentre os projetos apoiados pelo BNDES pode-se citar: I) o pacote de financiamento de longo prazo aprovado em dezembro de 2009, no valor de R\$ 1.038 bilhão, para a usina termelétrica Porto do Itaquí que terá capacidade de gerar 360 MW, empreendimento da MPX Energia (BNDES..., 2009); II) a linha de crédito de R\$ 528 milhões, concedida em dezembro de 2008 para financiar a construção de uma plataforma no Campo de Mexilhão; III) o banco deverá ser o grande financiador do Pré-Sal no país, estando previstos investimentos de US\$ 200 bilhões, até 2012, para a cadeia produtiva de petróleo e gás (BARROS, 2010).

No que concerne aos investidores institucionais, cabe mencionar a Fundação Petrobras de Seguridade Social (PETROS), com 40 anos de experiência. Atualmente, o fundo de pensão criado pela estatal é o segundo maior do país em total de ativos, com patrimônio de R\$ 53,8 bilhões e 144.164 associados (ativos e aposentados). Dentre os projetos financiados pela PETROS, pode-se citar:

- A usina Termelétrica TermoBahia, com investimento de US\$ 190 milhões, em parceria com a Petrobras e ABB *Energy Venture*;
- O desenvolvimento da produção no Campo de Marlim, com recurso de R\$ 35 milhões para pesquisa e desenvolvimento do processo de extração e exploração de petróleo e gás.

No que tange às instituições internacionais de crédito, cabe mencionar a Corporação Financeira Internacional (IFC), entidade do Grupo Banco Mundial, que tem como propósito promover o investimento sustentável do setor privado dos países em desenvolvimento. Sua principal meta é promover o desenvolvimento econômico, estimulando o crescimento de firmas produtivas e mercados de capitais eficientes nos países membros. A IFC já firmou um

¹⁸ O empréstimo é concedido em casos específicos a critério do BNDES.

empréstimo de US\$ 90 milhões para COMGÁS (sendo 50% da própria conta da IFC e 50% de empréstimos consorciados) para apoiar planos de expansão e atualização da rede de distribuição da empresa.

O mercado de capitais brasileiro apresenta um reduzido grau de desenvolvimento, o que o impossibilita ser a principal fonte de recurso para os investimentos nos elos da cadeia produtiva do GN. Todavia, como dito anteriormente, a abertura financeira tem proporcionado o acesso a mercados de capitais internacionais. Já que a Petrobras é o principal agente dos projetos de exploração e produção de petróleo (E&P) e GN no Brasil, é sensato utilizar sua estrutura de dívida para se ter uma ideia da participação de recursos estrangeiros e domésticos no desenvolvimento da IGN nacional. Em 2000, iniciou-se a comercialização de papéis da estatal em bolsas de valores do exterior e, atualmente, a maior parte das fontes de financiamento dessa firma baseia-se fora do país. Essa estratégia permite uma redução do custo de capital, uma vez que tem acesso a taxas de juros mais baixas. Todavia, envolve risco cambial.

Quadro 2: Fontes de financiamento (US GAAP)

| (US\$ bilhões) | dez/01 | dez/02 | dez/03 | dez/04 | dez/05 | dez/06 | dez/07 | dez/08 | set/09 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Financiamentos Bancários | 2.8 | 2.2 | 4.4 | 3.4 | 2.4 | 3.2 | 4.7 | 10.3 | 17.4 |
| Dívida com Bancos Comerciais | 1.9 | 1.3 | 2.6 | 1.9 | 2.4 | 3.2 | 4.7 | 10.3 | 17.4 |
| Securitização | 0.9 | 0.9 | 1.8 | 1.5 | - | - | - | - | - |
| Financiamento via Mercado de Capital | 2.1 | 2.8 | 6.0 | 6.7 | 6.7 | 6.7 | 7.4 | 7.3 | 10.1 |
| <i>Bonds</i> Internacionais | 2.1 | 2.3 | 5.1 | 5.8 | 5.8 | 5.2 | 5.3 | 5.7 | 8.4 |
| <i>Bonds</i> Locais | 0.0 | 0.5 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 1.5 | 2.1 | 1.6 | 1.7 |
| Outros Financiamentos | 9.1 | 9.7 | 11.5 | 10.8 | 12.0 | 11.4 | 9.8 | 9.8 | 22.7 |
| Plataformas/Sale Lease Back ^[1] | 2.2 | 2.6 | 1.8 | 1.5 | - | - | - | - | - |
| ECA's e agências multilaterais | 1.3 | 1.2 | 1.8 | 1.7 | 1.5 | 2.1 | 1.6 | 1.4 | 1.2 |
| <i>Project Finance</i> | 3.8 | 4.0 | 5.9 | 5.7 | 5.3 | 4.7 | 4.4 | 4.5 | 2.9 |
| BNDES * | 0.9 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 1.2 | 2.9 | 2.5 | 2.9 | 17.7 |
| Outros | 0.9 | 1.2 | 1.5 | 1.4 | 4.0 | 1.7 | 1.3 | 1.0 | 0.8 |
| Dívida Total | 14.0 | 14.7 | 21.9 | 20.9 | 21.1 | 21.3 | 21.9 | 27.4 | 50.2 |

Fonte: BNDES, 2009

(*) A partir de 2005 inclui *Project Finance*; ECA – Export Credit Agencies

Com base no quadro 2, o financiamento via mercado de capital, da Petrobras, aponta uma maior participação dos *bonds* internacionais (cerca de 17% da dívida total) do que de *bonds* locais (aproximadamente 3,4%), em 2009 (até o mês de setembro). Pode-se mencionar,

também, que, em igual período, os bancos comerciais e o BNDES eram as principais fontes de capital da estatal, ambos com participações de 35% na estrutura da dívida dessa empresa. Observa-se, no período 2003-2007, houve queda na participação do *Project Finance*, sendo mais representativa em 2009. Esse tipo de financiamento já foi muito usado pela estatal para o desenvolvimento de vários empreendimentos, dentre eles, o Campo de Marlim na Bacia de Campos.

Os grandes *players* internacionais também têm aumentado a parcela de financiamentos realizados com recursos externos. Logo, pode-se concluir que estes são os principais meios de financiamento no segmento E&P de petróleo e GN no Brasil (BNDES, 2009).

3.2.2 A Petrobras

Desde a sua criação, até final da década de setenta, a Petrobras dirigiu seus investimentos, prioritariamente, para o desenvolvimento dos segmentos de refino e transporte. Uma vez consolidados, e diante de um contexto marcado pelos seguidos choques do petróleo, uma atenção especial foi voltada à exploração e produção desse recurso e do gás, especialmente na área *offshore*. Os objetivos centrais da política energética nacional na segunda metade da década de 1980 foram fomentar a demanda e a substituição de derivados de petróleo. Para isto, o Governo Federal direcionou esforços na definição das prioridades de uso e o estabelecimento de preços diferenciados para cada uma das destinações do GN – combustível industrial, redutor siderúrgico, combustível automotivo, uso residencial, insumo básico para indústrias de fertilizantes e a petroquímica.

Diante das transformações impostas pela Lei do Petróleo, essa empresa adotou uma série de medidas, que serão apresentadas com base em seus Planos Estratégicos para os períodos 1990-2000, 2000-2010, 2005-2015 e 2020. O primeiro deles revelou as seguintes decisões estratégicas: a recuperação econômico-financeira e a negociação com o Governo Federal, o aperfeiçoamento do modelo institucional, a expansão do mercado, a modernização das operações e a atuação internacional. Os principais objetivos nele contidos foram: 1) aumentar as reservas de óleo e gás natural, analisando, preferencialmente, o potencial petrolífero nacional; 2) desenvolver as atividades de comercialização no Brasil e no exterior, visando otimizar a oferta interna desses produtos (e seus derivados), bem como assegurar o abastecimento do mercado nacional; 3) participar, de forma competitiva e rentável, da

distribuição de energéticos e divulgar a imagem institucional do Sistema Petrobras; 4) aprimorar atividades ligadas à indústria do petróleo e GN no exterior; 5) desenvolver o sistema de transporte hidroviário e dutoviário de óleo, GN e seus derivados, para atender às necessidades de abastecimento do país; 6) desenvolver a capacitação tecnológica do Sistema Petrobras; 7) formar, desenvolver e valorizar seus funcionários e integrá-los ao Sistema Petrobras; 8) aperfeiçoar a qualidade dos produtos e serviços ofertados, visando a crescente satisfação dos clientes; e 9) contribuir para o desenvolvimento do país de forma competitiva, econômica e rentável em setores básicos da economia associados, direta ou indiretamente, à indústria do petróleo (PETROBRAS, 1990).

Uma vez determinado que a atividade de distribuição do GN passaria a ser concessão estadual, a Petrobras, passou a direcionar esforços para aquisição de participações na maioria das empresas estaduais. Isso possibilitou manter as vantagens econômicas derivadas da integração vertical ao longo da cadeia produtiva. Além disso, consolidou sua posição dominante no setor, por meio de aquisição de ativos e a internacionalização de suas atividades no segmento *upstream* boliviano. Se por um lado, esse modelo organizacional conferiu à estatal uma maior capacidade de adaptação aos elevados investimentos requeridos, por outro, permitiu às distribuidoras estaduais aproveitar alguns atributos técnicos dessa empresa, em atividades produtivas específicas.

A Petrobras utilizou a estratégia de integração vertical juntamente com sua estratégia de internacionalização, explorando e produzindo GN, além de participar de negócios na área industrial em países como Colômbia, Argentina, Bolívia, Venezuela. No setor de transporte, além de possuir participações em diversas redes em território nacional e internacional, participa de quase todos os consórcios para a construção de novos gasodutos no Brasil.

O Plano Estratégico 2000-2010 apresenta como metas a expansão das atividades no exterior, intensificação das pesquisas tecnológicas e aperfeiçoamento dos quadros de funcionários das empresas, elevação das reservas e da capacidade produtiva, diversificação das carteiras de negócios (mediante parcerias) e transparência no relacionamento com o mercado, os acionistas, a opinião pública e os empregados (PETROBRAS, 2000). No Plano Estratégico 2005-2015 estão inseridas as seguintes estratégias:

a) consolidar e aumentar a participação nos mercados brasileiro e sul-americano de petróleo e derivados; b) ampliar, seletivamente, a atuação no mercado petroquímico brasileiro e do Cone Sul; c) estimular e liderar o mercado nacional de GN e atuar de maneira integrada nos mercados de gás e energia elétrica no Cone Sul; d) expandir a atuação internacional de forma integrada com os negócios da companhia; e) atuar seletivamente no mercado de energia renováveis, ponto o qual a companhia passou a dedicar uma atenção especial. (PETROBRAS, 2005).

Cabe mencionar que, para o período 2007-2011 foram (e ainda estão sendo) direcionados esforços, também, para expandir a atuação no mercado de biocombustíveis, buscando a liderança na produção nacional de biodiesel e a ampliação da participação no negócio de etanol. Para o setor de GN, os principais projetos eram realizar investimentos em GNL, construção do GASENE - Perna Norte¹⁹, Gasoduto Urucu-Coari-Manaus, manutenção na infraestrutura de transporte de GN, malhas de gasoduto no Sudeste e no Nordeste, ampliação do GASBEL, ampliação do Trecho Sul do GASBOL (PETROBRAS, 2007b).

O Plano Estratégico 2020 possui como objetivos: I) desenvolver e liderar o mercado brasileiro de GN e atuar, de forma integrada, nos mercados de gás e energia elétrica com foco na América do Sul; II) elevar a produção e reservas de petróleo e gás, de forma sustentável; III) expandir a atuação integrada em refino, comercialização, logística e distribuição com foco na Bacia do Atlântico; IV) aumentar a participação no setor de petroquímica no Brasil e na América do Sul, de forma integrada com os demais negócios do Sistema Petrobras; e V) atuar, globalmente, na comercialização e logística de biocombustíveis, visando liderar a produção nacional de biodiesel e ampliar a participação no negócio do etanol.

Para o período 2008-2012 os principais projetos concluídos ou em fase de desenvolvimento na área de gás e energia são: o desenvolvimento de gasodutos como o GASENE, Urucu-Coari-Manaus e GASDUC III²⁰; das Malhas Nordeste-Sudeste; do Trecho Sul do Gasbol; do GNL; de térmicas como Cubatão, Três Lagoas, Canoas e Termoaçu; além da instalação de Usinas Eólicas e ampliação de sua participação em outros países (PETROBRAS, 2008).

O Plano de Negócios 2009-2013 possui como estratégias, para a área E&P de petróleo e GN, descobrir e apropriar reservas no Brasil e no exterior, mantendo a relação

¹⁹ Já foram efetivadas a construção do GASENE - Perna Norte (03/2011), Gasoduto Urucu-Coari-Manaus (11/2009) e as ampliações do GASBEL (06/2010) e do Trecho Sul do GASBOL (03/2010).

²⁰ O GASDUC III foi inaugurado em 02/2010, a Térmica de Cubatão, atualmente Euzébio Rocha foi inaugurada em 03/2010, a Térmica de Três Lagoas inaugurada em 2004 passa por processo de ampliação e a Usina de Termoaçu foi inaugurada em 09/2008.

reserva/produção superior a 15 anos; delimitar e desenvolver o pólo Pré-Sal, desenvolver esforço exploratório em novas fronteiras, crescer produção com otimização, aproveitando a infraestrutura instalada; garantir o acesso a reservas e produção de GN de forma integrada com os mercados da Petrobras (PETROBRAS, 2009). Os principais projetos de E&P de GN para o período 2009-2013 são os campos: Manati²¹ (expansão), Lagosta, Canapu, Camarupim (expansão), Urucu (expansão), Uruguá, Tambaú (interligação à Uruguá), Mexilhão e Juruá. Para a área de Gás e Energia (G&E) o plano aponta como metas investir em geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, agregar valor ao uso do GN na monetização das reservas da Petrobras, assegurar flexibilidade para comercialização de GN para os diversos setores demandantes, atuar de forma global e verticalizada no mercado de GNL, ofertar para geração de energia elétrica e outros mercados de forma flexível, otimizar a participação brasileira no sistema de geração elétrica, investir em geração de energia elétrica utilizando fontes renováveis. Os investimentos em G&E foram divididos da seguinte forma:

- 1º ciclo 2003-2010 - o foco é o aumento da oferta com diversificação do suprimento, adicionando flexibilidade com o GNL; e integração das malhas, através da expansão no sistema de gasodutos;
- 2º ciclo 2011-2013 - o foco é a flexibilidade de suprimento e opção de oferta, por meio do desenvolvimento da infraestrutura de transporte (dutos e terminais) e de investimentos em energia (expansão da geração termelétrica) (PETROBRAS, 2009).

No plano de Negócios 2010-2014 da companhia há uma maior concentração dos investimentos no segmento E&P (US\$ 118,8 bilhões). Há ênfase no Pós-Sal e contínuo crescimento dos investimentos para o desenvolvimento das áreas do Pré-Sal (PETROBRAS, 2010).

Em suma, pode ser observado que, ao longo dos últimos 10 anos, a Petrobras vem promovendo a diversificação dos seus investimentos, envolvendo-se em empreendimentos no segmento termelétrico em busca de assegurar posições dominantes nos mercados correlatos e garantir a demanda para o GN. No período do “apagão” essa empresa adquiriu participações em diversas termelétricas no país. A estratégia de diversificação da estatal envolve, também, a produção e prestação de serviços em outras indústrias como fertilizantes, petroquímica e

²¹ Alguns projetos já foram concluídos como a expansão de Manati (2009), o Campo de Lagosta (04/2009), e o Campo de Uruguá (07/2010). Os demais ainda estão em andamento.

química, além do setor de infraestrutura, o que possibilita o aproveitamento de economias de escopo, transformando-a em uma empresa do tipo *multi-utilities*²².

Embora esteja presente em 27 países, com ações negociadas nas principais bolsas de valores no mundo, a Petrobras tem direcionado parte significativa de seus investimentos no mercado interno, desde o período em que era monopolista. Os objetivos de crescimento estavam quase sempre voltados à busca da autossuficiência do Brasil na produção de petróleo e à substituição da importação de derivados. Por mais de quarenta décadas a Petrobras desenvolveu capacitações, mediante investimentos em P&D e qualificação de seus recursos humanos, o que lhe rendeu a liderança nas atividades de exploração, produção em águas profundas e ultraprofundas. Essas capacitações permitiram à empresa explorar reservas contidas na camada Pré-Sal.

As parcerias estratégicas entre a Petrobras e os *players* internacionais, que desejam ingressar no mercado brasileiro, dispostos a oferecer oportunidades em outros mercados os quais já estão inseridos, têm sido vantajoso para ambas as partes. A Petrobras atua na cadeia do GN e, também, do óleo combustível, sendo detentora dos principais campos produtores, da malha de transporte nacional, controladora da TGB e com participação acionária em diversas distribuidoras. Além disso, ela é a 3ª maior empresa de energia do mundo e detém o controle das informações geológicas referentes à localização das reservas e considerável capacitação tecnológica desenvolvida ao longo dos anos. Tudo isso lhe confere um considerável poder de barganha na consolidação de alianças estratégicas, parcerias e acordos de cooperação para participação nos elos da cadeia produtiva de GN no país.

Por fim, a Petrobras tem investido em fontes renováveis de energia, o que mostra seu comprometimento com o desenvolvimento sustentável. No que tange à energia eólica, ela possui, desde 2004, uma unidade piloto no Brasil, com potência de 1,8 MW. No campo da energia solar, possui uma potência instalada de 100 KW em painéis fotovoltaicos em equipamentos de monitoramento de pequenas plataformas de produção de petróleo. Ainda foi desenvolvido um programa de instalação de unidades termossolares para as refinarias, campos de produção e postos de serviços no Brasil. Na área da energia hídrica estão sendo investido R\$ 1,2 bilhão na construção de 13 pequenas centrais hidrelétricas. Acompanhando a corrida

²² Empresa que atua em mais de uma indústria de rede, seja diretamente como operadora, seja via participação acionária.

mundial para tornar viável o uso do hidrogênio como combustível, a companhia vem desenvolvendo um projeto para viabilizar essa utilização em um ônibus. Por fim, cabe citar a produção de biocombustíveis. No Brasil, o mais conhecido é o etanol, utilizado desde a década de 1970 quando foi lançado o Proálcool. Recentemente, a Petrobras iniciou a produção do biodiesel (combustível derivado de plantas e gordura animal), que apresenta algumas vantagens ambientais, como: diminuição nas emissões de gás carbônico, ausência de enxofre e menor geração de partículas poluentes.

Atualmente, a União detém 64% do capital votante e 31% do capital social da Petrobras. O Sistema Petrobras opera com as seguintes empresas: Petrobras Química S.A. (PETROQUISA), que atua nas indústrias química e petroquímica; Petrobras Distribuidora S.A. (BR), que opera a distribuição de derivados de petróleo, além de gás natural e álcool combustível; Liquigás Distribuidora S.A, responsável pelo engarrafamento e distribuição de GLP, Petrobras Internacional *Finance Company* (PIFCo), cujo objetivo é facilitar a importação de óleo e produtos derivados de petróleo, Petrobras Gás S.A. (GASPETRO), responsável pelo GASBOL e pela comercialização do GN produzido ou importado pela Petrobras; e a Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO), criada para construir e operar a rede de transporte do grupo; Petrobras Biocombustível, responsável pela produção e gestão de etanol e biodiesel; *Downstream Participações*, que serve como uma holding para os postos de gasolina adquiridos na troca de ativos; Petrobras *Energia Participaciones* S.A, que atua na produção de óleo e gás, refino, marketing e transportes, petroquímica, geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, possuindo operações na Argentina, Brasil, Venezuela, Bolívia, Peru e Equador.

3.2.3 O capital privado

As mudanças institucionais no setor de GN ocorridos em alguns países subdesenvolvidos seguiram influência das ideias neoliberais. A abertura econômica e financeira, e a reorientação da atuação dos Estados Nacionais na economia, passando de agentes produtores para reguladores em alguns setores (mediante privatização e concessão), como já vimos anteriormente, são mudanças marcantes desse processo. Diante desse novo contexto, *global players* passaram a ingressar em novos mercados emergentes em nações cuja concorrência era mais amena, com perspectivas de rápido crescimento de demanda (sobretudo, nos que apresentavam proximidade entre as reservas e os centros de consumo).

As novas estratégias seguidas por esses atores foram: 1) a modernização tecnológica; 2) diversificação horizontal dos negócios em áreas correlatas à indústria de energia, para explorar economias de escopo; 3) práticas agressivas de comercialização, visando conquistar e/ou ampliar *market share*; e 4) verticalização dos empreendimentos.

A diversificação e a conquista de novos mercados regionais, além de atenuar os riscos, possibilitar a utilização de subsídios cruzados e a exploração de economias de escopo, fazem com que haja valorização dos ativos e, conseqüentemente, maior facilidade de financiamento. A internacionalização gera valorização do capital, potencial crescimento dos mercados e pode proporcionar a formação de alianças estratégicas. Já a integração vertical reduz os custos de transação e assimetria de informação, proporciona economias de escala e escopo, cria a possibilidade de maiores margens de comercialização, maior facilidade de controle (menor risco de interrupção e garantia de suprimento), internaliza as rendas econômicas nas várias etapas da cadeia e amplia o poder de mercado.

Com a quebra da barreira institucional instituída pela Lei do Petróleo, a IGN passou a contar com inúmeros novos agentes, como a Queiroz Galvão, a BG Group, a Shell, Repsol YPF, Chevron Brasil, entre outros. Desse grupo de novos investidores, as companhias estrangeiras têm participação majoritária, tanto nos campos que já estão produzindo como nos que ainda estão na fase de desenvolvimento (ANEXOS C e D). O mesmo se verifica nos campos em etapa de exploração (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a).

Fatores como o predomínio das atividades *offshore*, capacitação da Petrobras adquirida nessa área ao longo das décadas e o tempo relativamente curto de abertura do setor, fazem com que a maioria dos investimentos seja conduzida, predominantemente, pela estatal, pois os novos investidores se encontram cautelosos para entrar no mercado, optando atuar em parceria com a mesma. Assim sendo, alguns consórcios vem sendo firmados, sobretudo para a exploração e produção do GN, atividade de maior risco. As estratégias de verticalização, horizontalização e parcerias adotadas pelos *players* que atuam no país têm reforçado a concentração na IGN, dificultando a ação do regulador. Em caso de alguma situação que configure violação das normas estabelecidas cabe à ANP comunicar ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). Seguem, abaixo, informações sobre alguns agentes privados que atuam no mercado de GN nacional.

Uma das maiores do mundo na área de E&P de petróleo e GN, a Shell foi a primeira empresa privada a extrair petróleo na Bacia de Campos após a abertura do mercado. A tabela 4 ilustra a participação dessa firma nos blocos produtores no país. Ela também tem presença no setor de distribuição de GN com participação de 6,3% na COMGÁS, maior distribuidora de gás canalizado em território brasileiro. Ainda participa da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil (TGB); da Empresa Produtora de Energia (proprietária da Usina Termelétrica Mário Covas); da Gasocidente de Mato Grosso (proprietária do gasoduto em território brasileiro que escoia para a Usina Termelétrica Mário Covas); e da Central Oeste Gás e Serviços.

A Repsol YPF atua em 18 blocos nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, sendo operadora em 11 deles, o que lhe confere posição estratégica nas áreas de maior potencial do Pré-Sal brasileiro. A BG Group atua no desenvolvimento de infraestrutura associada à produção na Bacia de Santos, participa da exploração de alguns blocos (tabela 5) e da oferta de GNL importado para o mercado local. Esse *player* possui participação majoritária na COMGÁS (60,1%) e detém participação de 2% na empresa Gás Transboliviano (GTB), operadora do GASBOL na Bolívia; e na TGB (9,67%), que detém e explora esse duto no Brasil.

A Chevron Brasil detém participação de 51,7% no Campo de Frade, situado na Bacia de Campos (produção *offshore*); além de participar de outros campos ainda em fase de desenvolvimento, conforme Tabela 6. A Chevron *Corporation* atua na produção e distribuição de lubrificantes da marca Texaco no país, através da subsidiária Chevron Brasil Lubrificantes. Por fim, pode-se citar a Queiroz Galvão, empresa com experiência de mais de 10 anos no setor de E&P de GN, que apresenta em seu portfólio quinze ativos de exploração e dois em desenvolvimento e produção (TABELA 7).

Tabela 4: Participação da Shell em áreas de exploração no país

| Blocos em produção | Operador | Participação da Shell |
|------------------------------------|-----------------|------------------------------|
| Abalone (Bacia de Campos) | Shell | 50% |
| Argonauta (Bacia de Campos) | Shell | 50% |
| Bijupirá (Bacia de Campos) | Shell | 80% |
| Ostra (Bacia de Campos) | Shell | 50% |
| Salema (Bacia de Campos) | Shell | 80% |
| Blocos em desenvolvimento | Operador | Participação da Shell |
| Oliva (Bacia de Santos) | Shell | 40% |
| Atlanta (Bacia de Santos) | Shell | 40% |
| Nautilus (Bacia de Campos) | Shell | 50% |
| Blocos em exploração | Operador | Participação da Shell |
| Offshore | | |
| BM-S-8 (Bacia de Santos) | Petrobras | 20% |
| BM-C-31 (Bacia de Campos) | Petrobras | 20% |
| BM-S-45 (Bacia de Santos) | Petrobras | 40% |
| BM-ES-23 (Bacia do Espírito Santo) | Petrobras | 20% |
| BM-ES-27 (Bacia do Espírito Santo) | Petrobras | 17,50% |
| BM-S-54 (Bacia de Santos) | Shell | 80% |
| Onshore | | |
| SFT-80 (Bacia de S. Francisco) | Shell | 100% |
| SFT-81 (Bacia de S. Francisco) | Shell | 100% |
| SFT-82 (Bacia de S. Francisco) | Shell | 100% |
| SFT-83 (Bacia de S. Francisco) | Shell | 100% |
| SFT-93 (Bacia de S. Francisco) | Shell | 100% |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a; AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011b; AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011c

Tabela 5: Participação no setor de exploração

| Blocos | BG Group | Parceiros |
|---------------|-----------------|--|
| BM-S-9 | 30% | Petrobras 45%, Repsol YPF Brasil SA 25%, |
| BM-S-10 | 25% | Petrobras 65%, Partex 10% |
| BM-S-11 | 25% | Petrobras 65%, Petrogal 10% |
| BM-S-50 | 20% | Petrobras 60%, Repsol YPF Brasil SA 20% |
| BM-S-52 | 40% | Petrobras 60% |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

Tabela 6: Atuação da Chevron Brasil em campos brasileiros

| BACIA | PRODUÇÃO | CAMPO | PARTICIPAÇÃO |
|-----------------------------------|-----------------|--------------|---|
| Blocos em desenvolvimento | | | |
| Campos | Mar | Maromba | Petrobras 62,5%, Chevron 37,5% |
| Campos | Mar | Papa-Terra | Petrobras 62,5%, Chevron 37,5% |
| Santos | Mar | Atlanta | Shell 40%, Chevron 20%, Petrobras 40% |
| Santos | Mar | Oliva | Shell 40%, Chevron 20%, Petrobras 40% |
| Blocos em fase de produção | | | |
| Campos | Mar | Frade | Chevron Frade (51,74%)/Frade Japão (18,26%)/Petrobras (30%) |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011b; AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011c

Tabela 7: Participação da Queiroz Galvão na E&P de GN no Brasil

| | BACIA | BLOCO/CAMPO | PARTICIPAÇÃO (%) |
|-----------------------------------|-------------------|--------------------------------|---|
| Desenvolvimento e Produção | Recôncavo | Jaó* | Queiroz Galvão (operador) 50% / Brasoil Manati 50% |
| | Santos | Coral | Petrobras (operador) 35%, Queiroz Galvão 15% , Norse Energy 7,5%, Brasoil 15%, Coplex 27,5% |
| | Camamu- Almada | Manati | Petrobras (operador) 35%, Queiroz Galvão 45% , Rio das Contas 10%, Brasoil 10% |
| Exploração | Camamu- Almada | BM-CAL-5 | Petrobras (operador) 59,21% , Queiroz Galvão 22,46% , El Paso 18,33% |
| | | CAL-M-312 CAL-M-372 | Petrobras (operador) 60%, Queiroz Galvão 20%, El Paso 20% |
| | Santos | BM-S-12 | Petrobras 70%, Queiroz Galvão 30% |
| | | S-M-1162 | Petrobras (operador) 60%, Queiroz Galvão 20%, Petrogal 20% |
| | | S-M-1163 S-M-1277 | |
| Jequitinhonha | BM-J-2 | Queiroz Galvão (operador) 100% | |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a; AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011b;
AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011c

* Em fase de devolução

3.3 ASPECTOS GERAIS DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Antes das reformas institucionais na IGN brasileira da década de 1990, a Petrobras não só controlava o mercado nacional, como também executava políticas orientadas ao seu desenvolvimento. Apesar do GN ser utilizado no Brasil desde os anos 1940, os maiores esforços visando ampliar sua participação na matriz energética nacional remontam da segunda metade da década de 1990. Dentre as principais razões estão:

- A preferência pela utilização dos recursos hídricos na geração de eletricidade;

- A descoberta tardia de grandes volumes do energético e a concentração do produto em poucas áreas do território nacional (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2001);
- Apesar de sua versatilidade e de seus benefícios, o GN possui muitos substitutos mais conhecidos por seus potenciais consumidores, e que dispunham de uma logística de distribuição já estabelecida e com uma estrutura de custos mais competitiva;
- A falta de interesse da própria Petrobras até meados dos anos 1990, uma vez que a expansão da produção de GN acarretava excedentes de outros derivados, principalmente do óleo combustível, aumentando os custos de armazenagem e de comercialização desse bem no mercado internacional. (PINTO JR *et al.*, 2007).

A partir da década de 1990, o setor de GN adquiriu novo status na política energética nacional, devido, principalmente, a dois fatores: elevação da oferta proporcionada pela produção na Bacia de Campos de gás associado e o avanço das negociações, a partir de 1994, para importação do gás boliviano.

Pode-se chegar à conclusão de que a IGN brasileira encontra-se em fase inicial de desenvolvimento, levando-se em consideração indicadores como a baixa participação na matriz energética nacional e a pequena extensão dos gasodutos para um país de grande dimensão territorial (PINTO JR *et al.*, 2007). Em 2008, o GN foi responsável por apenas 10,3% da oferta interna de energia²³ (TABELA 8), percentual baixo se comparado a países como Argentina e Itália com a marca de 53% e 35,5%, respectivamente.

Tabela 8: Oferta interna de energia

| Energético | 2008 | Participação em 2008 (%) | 2009 | 2010 |
|--------------------------------------|--------------|-------------------------------------|--------------|--------------|
| Oferta Total | 252,2 | - | 243,9 | 270,8 |
| Energia não Renovável | 138 | 54,7 | 128,4 | 147,9 |
| Petróleo e Derivados | 92,5 | 36,7 | 92,3 | 102,8 |
| Gás Natural | 25,9 | 10,3 | 21,2 | 27,6 |
| Carvão Mineral e Derivados | 15,7 | 6,2 | 11,6 | 13,7 |
| Urânio e Derivados | 3,7 | 1,5 | 3,4 | 3,9 |
| Energia Renovável | 114,2 | 45,3 | 115,4 | 122,8 |
| Energia Hidráulica e Eletricidade | 34,9 | 13,8 | 37,1 | 38,3 |
| Lenha e Carvão Vegetal | 29,2 | 11,6 | 24,6 | 26,1 |
| Produtos da Cana-de-açúcar | 41,3 | 16,4 | 44,5 | 47,8 |
| Outras Renováveis | 8,8 | 3,5 | 9,2 | 10,6 |

Fonte: Adaptado de BRASIL, 2009; BRASIL, 2011

Obs.: Em milhões de Tep – Toneladas equivalente de petróleo

²³ Em 2010, a participação do GN na oferta interna de energia manteve-se por volta de 10,3% (BRASIL, 2011).

Do total das reservas provadas nacionais, aproximadamente, 84% estão localizadas no mar, destacando-se a Bacia de Campos (que detém 40% dessas reservas); e 16% na terra, com destaque para o Campo de Urucu (perfaz 81% dessas reservas), conforme Anexo C.

Nos últimos 10 anos, a produção nacional de GN cresceu em média 5,6% a.a.²⁴. A produção de GN no Brasil é concentrada, sendo a Petrobras o principal *player*. Em 2010, aproximadamente 74% do GN produzido no país originou-se em campos marítimos, o que equivale a cerca de 17 milhões de m³ (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a). Nem todo montante produzido é disponibilizado para venda, pois, em certas ocasiões, escoá-lo para os centros de consumo é economicamente inviável, dados os consideráveis investimentos em infraestrutura exigidos. Parte dele é destinada ao consumo próprio nos campos, à queima, à reinjeção, à fabricação de líquido de gás natural (etano, gasolina natural, GLP), além de ocorrer perdas. O Quadro 3 apresenta a evolução dessas variáveis no período 2001-2010. No que tange às importações, vale mencionar que, considerável parte do gás importado é proveniente da Bolívia (QUADRO 4).

A produção de GN no Brasil está estritamente ligada a do petróleo, uma vez que 75,4% do energético extraído é do tipo associado (ANEXO D). Apesar de existirem jazidas na Amazônia ricas em gás não associado, a falta de viabilidade econômica devido à distância dos principais centros de consumo, faz com que elas não sejam monetizadas. O Sudeste é a principal região produtora do país, atingindo, aproximadamente, 57,4% da produção total em 2010 (QUADRO 5).

Quadro 3: Balanço do gás natural no Brasil 2001-2010 (em milhões de m³)

| Especificação | Balanço de gás natural no Brasil (milhões de m ³) | | | | | | | | | |
|------------------------------------|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Importação | 4.603 | 5.269 | 5.947 | 8.086 | 8.998 | 9.789 | 10.334 | 11.348 | 8.543 | 12.647 |
| Produção | 13.999 | 15.525 | 15.792 | 16.971 | 17.699 | 17.706 | 18.152 | 21.593 | 21.142 | 22.938 |
| Reinjeção ¹ | 3.027 | 3.383 | 3.291 | 3.616 | 2.986 | 3.170 | 3.494 | 3.894 | 4.351 | 4.369 |
| Queima e perda ² | 2.621 | 2.136 | 1.626 | 1.469 | 2.474 | 1.852 | 1.947 | 2.187 | 3.424 | 2.418 |
| Consumo próprio total ³ | 3.032 | 3.219 | 3.539 | 4.069 | 4.434 | 4.915 | 5.500 | 6.310 | 6.160 | 8.086 |
| PNL* | 5.319 | 6.787 | 7.336 | 7.817 | 7.805 | 7.769 | 7.211 | 9.202 | 7.207 | 8.065 |
| Oferta Nacional** | 9.922 | 12.056 | 13.283 | 15.903 | 16.803 | 17.558 | 17.545 | 20.550 | 15.750 | 20.712 |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

Obs.: ¹ Dados retificados, ² refere-se às queimas e perdas da Petrobras nas áreas de produção, ³ refere-se ao consumo próprio da Petrobras nas áreas de produção. *Produção nacional líquida, equivalente à produção diminuída das parcelas de consumo próprio, queima, perda e reinjeção; **Igual ao mercado aparente (produção nacional líquida + importação).

²⁴ O cálculo foi efetuado com base nos dados da Agência Nacional de Petróleo (2011a).

Quadro 4: Importação de gás natural, segundo países de procedência 2001-2010

| Países | Importação de gás natural (milhões m3) | | | | | | | | | | 10/09 % |
|---|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | |
| Total (a)+(b) | 4.603 | 5.269 | 5.947 | 8.086 | 8.998 | 9.789 | 10.334 | 11.348 | 8.543 | 12.647 | 48,04 |
| Gás Natural (a) | 4.603 | 5.269 | 5.947 | 8.086 | 8.998 | 9.789 | 10.334 | 11.313 | 8.108 | 9.820 | 21,11 |
| Argentina | 753 | 492 | 350 | 451 | 349 | 475 | 166 | 135 | - | - | - |
| Bolívia | 3.850 | 4.777 | 5.597 | 7.635 | 8.648 | 9.314 | 10.168 | 11.178 | 8.108 | 9.820 | 21,11 |
| Gás Natural Liquefeito (GNL)¹ (b) | - | - | - | - | - | - | - | 35 | 435 | 2.827 | 550,11 |
| Abu Dhabi | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 32 | - |
| Bélgica | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 79 | - |
| Catar | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 635 | - |
| Estados Unidos | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 88 | - |
| Guiné Equatorial | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 89 | - |
| Nigéria | - | - | - | - | - | - | - | - | 75 | 869 | 1.065,82 |
| Peru | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 154 | - |
| Trinidad e Tobago | - | - | - | - | - | - | - | 35 | 360 | 880 | 144,31 |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

Nota: O Brasil começou a importar gás natural em 07/1999.

¹ Refere-se a importação de GNL, em volume na forma, gasosa.

O mercado consumidor ainda encontra-se em estágio de desenvolvimento. A atual estrutura da IGN brasileira ainda não permite que os consumidores comprem o produto diretamente do produtor, do transportador ou de outros comerciantes. Eles adquirem diretamente das distribuidoras, que em sua maioria possuem a participação da Petrobras e, dessa forma, estão à mercê das políticas de preço adotadas por essa empresa.

Quadro 5: Produção de gás natural por região 2001-2010

| Grandes Regiões | Produção de gás natural (milhões m3) | | | | | | | | | |
|-----------------|--------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Total | 13.998,80 | 15.525,20 | 15.792,10 | 16.971,20 | 17.699,20 | 17.699,20 | 18.151,70 | 21.592,70 | 21.141,50 | 22.938,40 |
| Região Norte | 2.427,30 | 2.743,20 | 2.992,60 | 3.620,80 | 3.567,20 | 3.376,30 | 3.546,10 | 3.732,60 | 3.780,20 | 3.857,90 |
| Região Nordeste | 4.831,80 | 5.070,70 | 5.185,30 | 5.612,80 | 5.198,20 | 4.806,50 | 5.256,70 | 6.030,50 | 5.569,10 | 5.905,40 |
| Região Sudeste | 6.701,20 | 7.702,00 | 7.557,70 | 7.672,30 | 8.866,00 | 9.477,50 | 9.314,60 | 11.807,50 | 11.792,00 | 13.175,30 |
| Região Sul | 38,3 | 9,4 | 56,4 | 65,2 | 67,7 | 39 | 34,3 | 21,9 | - | - |

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

Nota: O valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas, perdas e consumo próprio.

Dentre as grandes regiões, o Sudeste é a principal consumidora, sendo responsável por 67,54% das vendas em 2010 (QUADRO 6). Vale destacar que, somente após o início das operações do GASBOL, outros mercados consumidores passaram a se desenvolver (Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul). A demanda interna é bastante diversificada e o GN atende a diversos setores, tais como: industrial, comercial, automotivo, termelétrico, residencial, co-geração, entre outros. O

carro chefe é o segmento industrial, responsável por, aproximadamente, 65% do consumo total do energético em 2009 (GRÁFICO 1). A baixa participação do setor residencial no consumo total decorre da questão climática do Brasil. O fato de ser um país tropical de clima ameno faz com que a demanda por calefação (considerada carro chefe do consumo residencial) seja muito pequena.

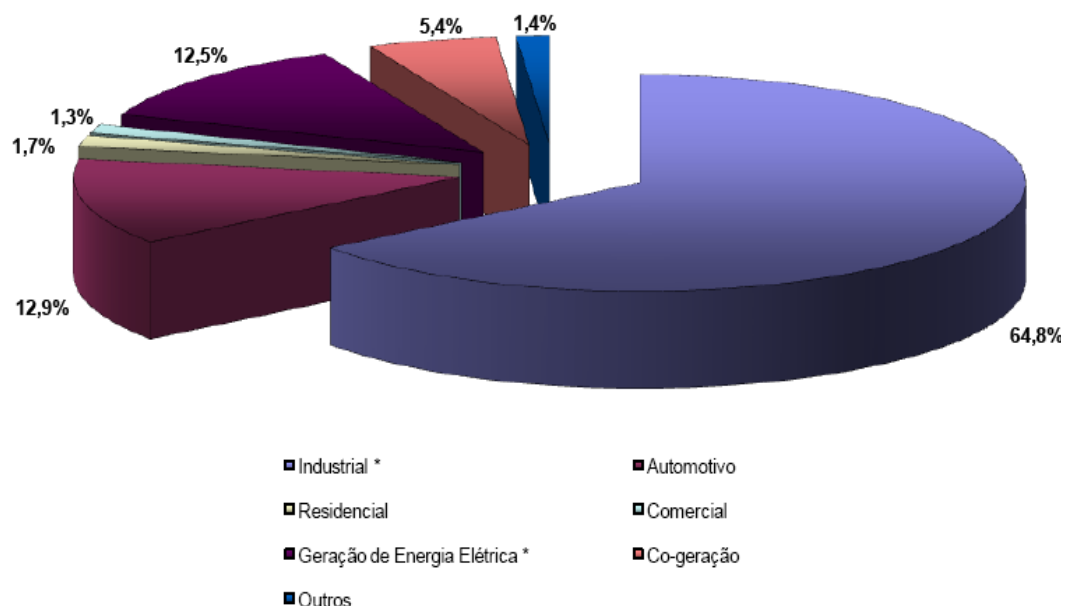
Quadro 6: Vendas de gás natural, pelos produtores, segundo Grandes Regiões

| Grandes Regiões | Vendas de gás natural pelos produtores (milhões m ³) | | | | | | | | | |
|----------------------------|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Brasil | 9.088 | 11.100 | 12.488 | 14.997 | 15.426 | 15.974 | 16.012 | 19.011 | 14.236 | 19.126 |
| Região Norte | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 46 |
| Região Nordeste | 2.645 | 2.812 | 3.533 | 4.022 | 3.539 | 3.291 | 3.393 | 3.376 | 3.388 | 4.429 |
| Região Sudeste | 5.049 | 6.470 | 7.060 | 8.448 | 9.421 | 10.194 | 10.619 | 13.965 | 9.443 | 12.917 |
| Rio Grande do Sul | 895 | 753 | 694 | 949 | 1.026 | 1.105 | 723 | 637 | 475 | 549 |
| Região Centro-Oeste | 154 | 572 | 704 | 969 | 716 | 555 | 348 | 105 | 54 | 191 |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

Nota: 1. Estão relacionadas apenas Grandes Regiões onde houve vendas de gás natural no período especificado. 2. Para os Estados Bahia e Sergipe, cujos montantes estão inseridos na Região Nordeste, estão incluídas as vendas realizadas para as Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN) pertencentes à Petrobras.

Gráfico 1: Consumo de gás natural no Brasil por segmento (média de 2009)



Fonte: INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCMBUSTÍVEIS, 2010

O modelo atual de organização industrial da IGN brasileira tem evidenciado a baixa capacidade de induzir a competição nos elos potencialmente competitivos. No setor de distribuição em alguns estados, há entraves aos investimentos, já que os instrumentos contratuais vigentes em alguns casos não contemplam metas. Há contratos de concessão que

nem sequer tratam do acesso às redes e os que tratam, só permitem o acesso após longo prazo de monopólio garantido.

Até meados da década de 90, a preocupação era com a falta de mercados para o GN e, em 2005, a preocupação passou a ser a escassez da oferta. Essa mudança em, aproximadamente, 10 anos, torna evidente a falta de um plano de desenvolvimento para o setor bem definido capaz de sinalizar corretamente para o mercado as perspectivas de oferta e de consumo. Os produtores e importadores ficam à mercê das condições de transporte impostas pelos operadores dos gasodutos que, por sua vez, ficam sujeitos ao desempenho do setor de distribuição e da densificação das redes para expansão dos mercados consumidores. Por outro lado, os distribuidores²⁵ e os consumidores ficam restritos a poucas opções de suprimento. Nesse contexto, o Governo surge como ator fundamental na estratégia de ampliar a participação do GN na matriz energética nacional, através da definição de uma política clara e bem definida, estimulando os investimentos para o setor (FERRARO; ALMEIDA, 2006).

Os preços dos energéticos concorrentes do GN no Brasil (sobretudo, os combustíveis líquidos) são formados em mercados liberalizados. Assim sendo, é necessário que os instrumentos contratuais sejam flexíveis para que o valor do gás possa variar para manter sua competitividade frente aos substitutos. Algumas características do lado da oferta que acarretam um custo elevado para proporcionar uma maior flexibilidade, são:

- Inexistência de capacidade de estocagem fora da existente nos próprios dutos;
- Na produção nacional, a maior parte do GN extraído é do tipo associado, o que o torna refém da produção de petróleo;
- A maior parte da extração do energético é realizada em reservatórios *offshore*, incorrendo em elevados custos produtivos;
- Considerável parte da produção de gás não-associado encontra-se no sistema isolado da região Amazônica, sem possibilidade de compensar a variação de demanda do Nordeste ou Centro-Sul do país;
- A variação da oferta do GN importado da Bolívia possui um custo de oportunidade muito elevado, devido à elevada distância dos centros de consumo no Brasil. (PINTO JR *et al.*, 2007).

25 A decisão de investimento para expansão do setor de distribuição de GN depende das garantias de fornecimento por parte das transportadoras.

Essas características tornam recomendável buscar uma maior flexibilidade pelo lado da demanda, pois tenderia a incorrer em menor ônus para os próprios demandantes (PINTO JR *et al.*, 2007). Isso tem sido feito através de mecanismos como a adoção de contratos primários interruptíveis, onde o fornecedor pode tentar compensar as flutuações na procura do GN em segmentos atendidos por contratos firmes, variando a quantidade de energético entregue aos segmentos interruptíveis. Outra alternativa é a revenda de contratos em mercado secundário. Quanto a esse mecanismo, cabe salientar que obstáculos regulatórios na IGN brasileira vêm impossibilitando sua adoção.

Ademais, não há restrição quanto à forma de concessão dos serviços de distribuição do GN, o que faz com que não haja uma padronização entre as unidades federativas. Além disso, não há limites à concentração do mercado na produção e importação, muito menos ao exercício de poder de mercado decorrente dessa concentração.

4 MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E O MERCADO DE GÁS NATURAL NA BAHIA

4.1 A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA BAHIA E AS MUDANÇAS INSTITUCIONAIS

Pode-se dizer que o início da IGN na Bahia remonta de 1941, com a descoberta do primeiro campo de petróleo e gás economicamente viável²⁶ no município de Candeias²⁷. Nos anos seguintes, foram descobertos novos campos, em Aratu (1942), Itaparica (1942) e Dom João (1947), o que contribuiu para o fortalecimento do setor. Em 1955, foi construído o Terminal Marítimo de Madre de Deus (Temadre), oficialmente Terminal Marítimo Almirante Alves Câmara (que entraria em operação no ano subsequente) e foi descoberto o Campo de Gás de Jacuípe. Em 1957, houve grande onda de formação de profissionais para a indústria de petróleo e gás no Brasil. Na Bahia, foram criados os cursos de Engenharia de Perfuração e Produção e Geologia de Petróleo, em convênio firmado entre a Universidade Federal da Bahia e o Centro de Aperfeiçoamento de Pessoal da Petrobras (CENAP), o que viria a se constituir no atual Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES) (ARAÚJO *et al.*, 2009).

Até a década de 1960, o GN era utilizado, prioritariamente, na reinjeção nos reservatórios de petróleo. Devido ao crescente volume do produto do tipo associado e em consonância com a política de substituição de importações vigente na época, a Petrobras instalou a primeira UPGN do país no município de Pojuca, em 1962. Ainda nesse ano, foi construída a primeira Planta de Gasolina Natural (PGN) do Brasil, constituída pela Unidade de Fracionamento, em Mataripe; e a Unidade de Absorção, em Catu; permitindo a recuperação de parte dos componentes do gás natural dos campos petrolíferos baianos, antes incinerada. Em meados desse decênio, a estatal construiu a Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN, inicialmente chamada COPEB), em Camaçari, aproveitando o incremento da procura (decorrente da elevação significativa da produção agrícola) e o aumento da produção de GN no Recôncavo Baiano²⁸. Em 1968, foi criada a Petrobras Química S.A. (PETROQUISA) para

²⁶ As quantidades disponíveis desses energéticos já eram suficientes para engendrar a produção.

²⁷ Atualmente, esse campo ainda se encontra em atividade.

²⁸ Do início das operações da Petrobras (1954) até a final da década de 1970 a produção de petróleo e gás natural no Brasil era realizada em grande parte na Bacia do Recôncavo.

articular as ações dos setores estatal e privado na implantação da indústria petroquímica no país, que se consolidaria como um dos principais setores demandantes do hidrocarboneto.

A partir da década de 1970, iniciou-se o fornecimento de GN para indústrias do Recôncavo Baiano tais como, as têxteis, de cimento e de cerâmica. A segunda UPGN foi construída em 1971, no município de Candeias, o que alavancou consideravelmente a disponibilidade desse energético. No ano seguinte, o Governo Federal criou a Companhia Petroquímica do Nordeste (COPENE), incumbida por operar uma central de matérias-primas e uma central de utilidades para abastecer firmas de 2ª geração. O desenvolvimento dos campos em Alagoas e Sergipe, juntamente com os da Bahia, estimulou a instalação das primeiras companhias químicas e petroquímicas no Nordeste, principalmente em torno do COPEC.

Até a década de 1980, a hegemonia no uso do GN era da Bahia, sendo a indústria petroquímica baiana uma referência nacional do consumo desse energético. Porém, esse cenário foi se modificando a partir da descoberta da Bacia de Campos, que passou a ser a nova referência nacional em termos de produção. No final desse decênio e ao longo dos anos 90, o Governo da Bahia passou a direcionar suas ações para prover a infraestrutura e fomentar os investimentos do capital privado, seguindo a tendência nacional de diversificar as fontes de energia. O início do processo de reestruturação do setor de gás canalizado ocorreu por meio da autorização da criação da Companhia de Gás da Bahia (BahiaGás), pela Lei Estadual nº. 5555/89. Com o Decreto Estadual nº. 4.401/91 e o Contrato de Concessão, posteriormente firmados, essa empresa adquiriu o direito de atuar na atividade de distribuição de GN a todo consumidor, em território baiano, num prazo de 50 anos, prorrogáveis. Em 1994, ela deu início às suas operações (BAHIA, 1991).

Em 1998, foi criada a Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA), que ficaria vinculada à Secretaria de Infraestrutura do Estado da Bahia (SEINFRA). Esse órgão é responsável pela regulação, concessão, controle e fiscalização dos serviços públicos de:

- Transportes rodoviário intermunicipal de passageiros;
- Transporte hidroviário intermunicipal de passageiros – *Ferry Boat*;

- Distribuição e comercialização de energia elétrica;
- Administração de terminais rodoviários, hidroviários e aeroviários;
- Rodovia pedagiada – Rodovia BA 099 – Sistema Estrada do Coco – Linha Verde;
- Distribuição e comercialização de gás canalizado.

Ademais, é de responsabilidade dessa organização: I) a fiscalização quanto ao cumprimento das normas e regulamentos, a universalização, a eficiência e a qualidade dos serviços prestados e o desempenho econômico-financeiro das concessionárias; II) a análise e homologação de reajuste e revisão de tarifas; III) a elaboração e divulgação de pesquisas de opinião frente aos consumidores, de forma a obter o grau de satisfação destes em relação aos serviços prestados; e IV) a prevenção, medição e solução de divergências entre concessionárias e usuários.

A Lei do Petróleo imprimiu uma nova dinâmica à IGN baiana, que pode ser analisada a partir das rodadas de licitação promovidas pela ANP ao longo dos anos. A Rodada Zero serviu para ratificar o direito da Petrobras nas áreas em que já vinha atuando. Nela, foram assinados 397 contratos de concessão entre essa empresa e a ANP, distribuídos da seguinte forma: 115 para blocos de exploração, 51 para blocos em desenvolvimento e 231 para campos em produção. Posteriormente, algumas destas concessões viriam a ser objeto de cessão de direitos entre a estatal e empresas privadas²⁹.

Em junho de 1999, foi realizada a Primeira Rodada de Licitações, considerada como marco da flexibilização, de fato, do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção. Houve apenas uma concessão de bloco, em território baiano, na Bacia de Camamu-Almada (BM-CAL-1), obtido por um consórcio firmado entre a Petrobras (empresa operadora - 50%) e a YPF (50%).

²⁹ Entre 1º de junho de 1999 e 26 de janeiro de 2000, 29 blocos exploratórios foram devolvidos voluntariamente, dentre eles, 4 pertencentes à Bacia do Recôncavo e 2 à Bacia do Jequitinhonha, na primeira data; e apenas 1 pertencente a essa mesma bacia, na segunda data. Em 6 de agosto de 2001, 58 blocos foram devolvidos, dentre eles, 4 pertencentes à Bacia Camamu-Almada e 5 pertencentes à Bacia do Recôncavo.

A Segunda Rodada de Licitações foi realizada em junho de 2000 e ficou marcada pela consolidação do processo de entrada de agentes privados na IGN brasileira. Cabe salientar que houve diversificação dos tipos de blocos ofertados localizados em águas profundas, rasas, em terra, tanto em bacias maduras quanto em fronteiras exploratórias. Diferenciando-se da primeira rodada, onde a maior parte das empresas vencedoras era de grande porte, na relação das 16 vencedoras da Segunda Rodada, encontram-se firmas de médio porte e independentes³⁰. Ocorreram algumas alterações no processo licitatório, em relação à Primeira Rodada, a saber: I) a licitação foi realizada em apenas 1 dia (na primeira rodada foram 2 dias); II) O Programa Exploratório Mínimo (PEM)³¹ extinguiu a obrigatoriedade da perfuração de poços no 1º período da exploração; III) o prazo de estudo dos dados técnicos pelas empresas foi ampliado para seis meses; e IV) visando estimular o ingresso de firmas de menor porte, foram criados mecanismos de redução de *royalties* para o caso de descobertas de campos menores. O Quadro 7 mostra os blocos ofertados, localizados em bacias baianas.

A Terceira Rodada de Licitações foi realizada em junho de 2001, com blocos reduzidos, visando estimular o ingresso de empresas de todos os portes e perfis. Cinquenta e quatro blocos foram ofertados, englobando desde áreas em águas ultra profundas a áreas terrestres em bacias maduras, porém apenas 34 foram concedidos. Sagraram-se vencedoras 22 das 26 empresas que apresentaram ofertas, viabilizando uma arrecadação de aproximadamente R\$ 600 milhões em bônus de assinatura. Na Bahia, cinco blocos foram arrematados conforme mostra o Quadro 8.

Quadro 7: Blocos concedidos nas bacias baianas na Segunda Rodada de Licitações

| Bacia | Bloco | Empresa Vencedora |
|---------------|----------|----------------------------|
| Camamu-Almada | BM-CAL-4 | Coastal* |
| Recôncavo | BT-REC-1 | Queiroz Galvão* e Ipiranga |
| | BT-REC-2 | Rainier* e Sun Resources* |
| | BT-REC-3 | Rainier* |

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011d

* empresas operadoras

³⁰ Operadores que não possuem atividades verticalizadas e, geralmente, concentram suas operações em determinada região, em campos maduros e/ou campos marginais (PRATES, 2010).

³¹ Proposta de trabalho de exploração que as empresas apresentam à ANP e deve ser executada no intervalo de tempo estipulado no edital de licitação. O não cumprimento do PEM implica na perda do direito de exploração do bloco.

Quadro 8: Blocos concedidos nas bacias baianas na Terceira Rodada de Licitações

| Bacia | Bloco | Empresas Vencedoras |
|---------------|----------|---|
| Camamu-Almada | BM-CAL-5 | Petrobras*, Queiroz Galvão, Petroserv e El Paso |
| | BM-CAL-6 | Petrobras*, Queiroz Galvão, Petroserv e El Paso |
| Recôncavo | BT-REC-4 | Samson* e Ipiranga |
| | BT-REC-5 | Petroserv* |
| | BT-REC-6 | Petroserv, Samson* e Ipiranga |

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011d

* empresas operadoras

Em junho de 2002, ocorreu a Quarta Rodada de Licitações, na qual 14 empresas saíram vencedoras (quatro delas não possuíam ainda atividades em território nacional). Foram concedidos 21 blocos, 4 deles em solo baiano (QUADRO 9).

Quadro 9: Blocos concedidos nas bacias baianas na Quarta Rodada de Licitações

| Bacia | Bloco | Empresa Vencedora |
|-----------|----------|-------------------|
| Recôncavo | REC-T-7 | Starfish |
| | REC-T-8 | Queiroz Galvão |
| | REC-T-9 | Queiroz Galvão |
| | REC-T-10 | Petrorecôncavo |

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011d

A Quinta Rodada de Licitações, realizada em agosto 2003, apresentou um novo sistema de configuração e licitação de blocos exploratórios. As principais alterações foram: a divisão das bacias em setores (divididos em um *grid* de tamanho pré-definido) e a extinção do Programa Exploratório Mínimo definido pela ANP. Quanto à primeira mudança, o tamanho médio dos blocos (variável conforme a latitude) foi definido da seguinte forma: I) bacias maduras terrestres – 30 km²; II) bacias marítimas, em lâmina d'água inferior a 400m – 180km²; III) bacias marítimas, em lâmina d'água superior a 400m – 720km². Já no que concerne ao Programa Exploratório Mínimo, este passou a ser proposto pelas empresas como parte das ofertas. Foi observado que, nas rodadas anteriores, a imposição de um percentual obrigatório para a aquisição de bens e serviços ofertados por fornecedores nacionais esbarrava na capacidade de oferta desses próprios agentes, uma vez que a demanda cresceu aceleradamente com o processo de licitações. A partir da quinta rodada, com o melhor conhecimento do potencial dos fornecedores nacionais, foi possível determinar os percentuais mínimos obrigatórios, eliminando os máximos. Assim, as porcentagens máximas apresentadas pelos concorrentes contariam pontos para a aceitação de suas ofertas.

A metodologia de avaliação foi modificada, passando a utilizar os seguintes pesos: bônus de assinatura (peso 30), Programa Exploratório Mínimo (peso 30), compromisso mínimo para aquisição de bens e serviços locais (peso 40, sendo 15 pontos para a fase de exploração e 25 pontos para a etapa de desenvolvimento). O peso atribuído ao bônus de assinatura sofreu redução de 85% para 30%, o que permitiu a elevação do peso dos outros critérios. Essa redistribuição visava privilegiar operações com maior potencial de geração de empregos (SUPREMO..., 2005).

Foram oferecidos 654 blocos no mar e 254 em terra, sendo arrematados 20 blocos em terra, 12 em águas profundas e 69 em águas rasas. No que tange à Bahia, foram concedidos os primeiros blocos situados na Bacia do Jequitinhonha, como mostra o Quadro 10.

Na Sexta Rodada de Licitações, os blocos foram oferecidos conforme 3 modelos exploratórios: I) Bacias Maduras – com blocos destinados predominantemente para firmas menores. Esperava-se obter a retomada dos investimentos em bacias maduras terrestres. Na Bahia, estão inseridos nessa classificação os pertencentes à Bacia do Recôncavo; II) Bacias de Novas Fronteiras, cujo objetivo era descobrir novas áreas petrolíferas. Nessa classificação, estão presentes os inseridos nas bacias Camamu-Almada e Jequitinhonha; e III) Bacias e/ou Áreas de Elevado Potencial, com o intuito de garantir a sustentabilidade da autossuficiência nacional na produção de petróleo.

Quadro 10: Blocos concedidos nas bacias baianas na Quinta Rodada de licitações

| Bacia | Bloco | Empresa Vencedora |
|---------------|----------|-------------------|
| Recôncavo | REC-T-41 | Petrobras |
| Jequitinhonha | J-M-115* | |
| | J-M-165 | |
| | J-M-3 | |
| | J-M-5 | |
| | J-M-63 | |

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011d

* O total de bônus pago pela Petrobras para explorar os blocos foi R\$ 14,5 milhões.

Só para o J-M-115 foram pagos R\$ 7,9 milhões.

Quadro 11: Concessões em bacias baianas na Sexta Rodada de Licitações

| Bacia | Bloco | Empresa Vencedora |
|---------------|----------------------|--|
| Camamu-Almada | CAL-M-120 | Petrobras*, Statoil |
| | CAL-M-122 | Statoil* |
| | CAL-M-186 | Petrobras*, Statoil |
| | CAL-M-188 | Petrobras* |
| | CAL-M-3 | Statoil*, Petrobras |
| | CAL-M-58 | Statoil*, Petrobras |
| | CAL-M-60 | Statoil*, Petrobras |
| | CAL-M-248 | Petrobras* |
| | CAL-M-312 | Petrobras*, Queiroz Galvão, El Paso (Epic) |
| | CAL-M-372 | Petrobras*, Queiroz Galvão, El Paso (Epic) |
| Jequitinhonha | J-M-59 | Petrobras* |
| | J-M-61 | Petrobras* |
| Recôncavo | REC-T-23 | W Washington* |
| | REC-T-32 | W Washington* |
| | REC-T-42 | Petrobras* |
| | REC-T-51 | W Washington* |
| | REC-T-71 | Petroreconcavo* |
| | REC-T-139 | W Washington* |
| | REC-T-150 | Sinergy* e PortSea |
| | REC-T-151 | Petroreconcavo* |
| | REC-T-163 | Sinergy* e PortSea |
| | REC-T-177 | Sinergy* e PortSea |
| | REC-T-178 | Starfish* |
| | REC-T-191 | Sinergy* e PortSea |
| | REC-T-192 | Starfish* |
| | REC-T-205 | Petrobras*, Starfish |
| | REC-T-206 | Petrobras*, Starfish |
| | REC-T-220 | Starfish* |
| | REC-T-221 | Petrobras*, Starfish |
| | REC-T-235 | W Washington* |
| REC-T-236 | Petrobras*, Starfish | |

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011d

*empresas operadoras

Foram oferecidos 913 blocos em todo país dos quais 154 foram arrendados, o que mostra, assim com na rodada antecedente, um grande salto no número de arremates. Esse resultado pode ser creditado às alterações ocorridas desde a quinta rodada e à oferta de áreas de elevado potencial nas Regiões Norte e Nordeste. O Quadro 11 mostra o resultado das concessões nas bacias sedimentares baianas.

Na Sétima Rodada foram ofertados tanto os blocos com risco exploratório como, também, pela primeira vez, os que continham áreas inativas com acumulações marginais. O objetivo da oferta dessas áreas era a criação e inserção de pequenas e médias empresas às atividades de

exploração e produção em áreas terrestres. Foram arrendados 251 dos 1.134 blocos com risco exploratório ofertados, e 16 das 17 áreas com acumulações marginais. Em território baiano, foram realizadas 27 concessões, conforme o Quadro 12.

Quadro 12: Concessões em bacias baianas na Sétima Rodada de Licitações

| Bacia | Bloco | Empresa Vencedora |
|---------------|------------|----------------------------|
| Camamu-Almada | CAL-M-314 | Devon Energy Corporation* |
| | CAL-M-374 | Eni SpA* |
| Recôncavo | REC-T-102 | Brazalta Resources Corp* |
| | REC-T-103 | Petrobras* |
| | REC-T-105 | W Washington* |
| | REC-T-106 | Starfish*,Northern Oil ASA |
| | REC-T-113 | Brazalta Resources Corp* |
| | REC-T-115 | W Washington* |
| | REC-T-116 | W Washington* |
| | REC-T-118 | Silver Marlim* |
| | REC-T-66 | Petrobras* |
| | REC-T-67 | Petrobras* |
| | REC-T-77 | Petrobras* |
| | REC-T-91 | Brazalta Resources Corp* |
| | REC-T-94 | W Washington* |
| | REC-T-96 | Silver Marlim* |
| | REC-T-125 | Brazalta Resources Corp* |
| | REC-T-126 | Petrobras* |
| | REC-T-138 | Silver Marlim* |
| | REC-T-152 | Synergy Group Corp* |
| | REC-T-164 | Synergy Group Corp* |
| | REC-T-165 | Starfish* |
| | REC-T-204 | Brazalta Resources Corp* |
| | REC-T-219 | Brazalta Resources Corp* |
| | REC-T-234 | Brazalta Resources Corp* |
| REC-T-250 | Petrobras* | |
| REC-T-265 | Petrobras* | |

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011d

*empresas operadoras

A Oitava e a Nona Rodadas foram importantes para a IGN brasileira, todavia, nelas não foram oferecidos blocos em bacias baianas. A primeira mencionada conseguiu atrair 19 empresas com patrimônio líquido superior a 1 bilhão de reais, em 2005 (dentre elas a Petrobras e a Odebrecht). Dos 284 blocos oferecidos, 38 foram arrematados, sendo a Petrobras a empresa vencedora em 20 deles. No que tange à nona rodada, concluída em novembro de 2007, foram ofertados 271 blocos, dos quais 117 foram arrematados por 24 operadoras. Outras 12 firmas participaram de consórcios vencedores.

A Décima Rodada de Licitações, realizada em dezembro de 2009, alcançou objetivo de atrair agentes de médio e pequeno portes, além dos grandes *players*. Foram ofertados 130 blocos localizados em bacias terrestres e 54, deles, foram arrematados por dezessete empresas vencedoras (11 brasileiras e 6 estrangeiras). Na Bahia, foram realizadas 11 concessões, todas na Bacia do Recôncavo (QUADRO 13).

Quadro 13: Concessões em bacias baianas na Décima Rodada de Licitações

| Bacia | Bloco | Empresa Vencedora |
|-----------|-----------|----------------------------------|
| Recôncavo | REC-T-163 | Comp E&P de Petróleo e Gás S.A.* |
| | REC-T-205 | Severo Villares* |
| | REC-T-220 | Petrobras* |
| | REC-T-235 | Petrobras* |
| | REC-T-239 | Synergy Group*, Silver Marlim |
| | REC-T-254 | Alvorada Petróleo S.A.* |
| | REC-T-255 | Silver Marlim*, Synergy Group |
| | REC-T-268 | Synergy Group*, Silver Marlim |
| | REC-T-269 | Alvorada Petróleo S.A.* |
| | REC-T-281 | Synergy Group*, Silver Marlim |
| | REC-T-282 | Synergy Group*, Silver Marlim |

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011d

*empresas operadoras

O setor de E&P de GN foi o que mais sofreu impactos com o fim do monopólio da Petrobras e a abertura do mercado. Novos agentes passaram a atuar em blocos exploratórios ou em campos marginais³². Atualmente, as atividades nesse setor vêm sendo desenvolvidas pela Petrobras (principal *player*) e por mais outros 29 agentes, conforme o Quadro 14, Anexo E e Anexo F.

Em campos maduros³³ e em campos marginais, atuam as empresas independentes de médio e pequeno portes, pois elas executam suas atividades com custos operacionais mais baixos (possuem estruturas organizacionais mais simples). O Brasil tem direcionado esforços para aumentar a atuação das operadoras independentes, desde 2000, quando a Petrobras firmou contrato com cláusula de risco com a empresa Petrorecôncavo, para exploração de 12 campos marginais na Bacia do Recôncavo. No ano seguinte, a estatal licitou para venda alguns de seus campos maduros e marginais e, através de leilão, foram arrematados 13 campos por duas empresas nacionais. Posteriormente, os campos marginais foram inseridos, pela ANP, em

³² Campo marginal é aquele que, por razões diversas (por exemplo, falta de escala de escoamento) não é viável economicamente para um determinado operador, na maioria das vezes, firma de grande porte (PRATES, 2010).

³³ Campo maduro é cujo tempo de produção já está além do planalto principal e, por conseguinte, possui produtividade declinante, rumo à exaustão de sua reserva recuperável (PRATES, 2010).

Rodadas de Licitação, ou tiveram rodadas específicas para sua área. Consequentemente, ampliou a entrada de novas empresas operadoras independentes na Bahia, o que trouxe impactos na economia local, tais como, geração de emprego e renda, aumento da receita de impostos pelos governos estaduais e municipais, implantação de serviços públicos, até então não disponíveis, em determinadas localidades, entre outros. Esse ambiente possibilitou a formação da REDEPETRO Bahia (associação das empresas fornecedoras de bens e serviços para a cadeia produtiva de petróleo e gás da Bahia).

Quadro 14: Campos baianos na etapa de desenvolvimento na fase de produção

| Bacias Sedimentares | Terra/Mar | Campos | Concessionários (%) |
|----------------------------|------------------|---------------|---|
| Camamu | Mar | Camarão | El Paso ¹ (100) |
| | Mar | Camarão norte | Petrobras ¹ (35)/Brasoil Manati (10)/Rio das Contas (10)/Manati (45) |
| | Mar | Pinaúna | El Paso ¹ (100) |
| | Mar | Sardinha | El Paso ¹ (40)/Norse Energy (20)/Petrobras (40) |
| | | | |
| Recôncavo | Terra | Cambacica | Petrobras ¹ (75)/Starfish (25) |
| | Terra | Jaó* | Queiroz Galvão ¹ (50)/Brasoil Manati (50) |
| | Terra | Maritaca | Starfish ¹ (50)/Somoil do Brasil (50) |
| | | | |
| Tucano Sul | Terra | Iraí | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Lagoa branca | Petrobras ¹ (100) |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011c

¹ Empresa operadora

* Em processo de devolução

No que tange às atividades de processamento, a Bahia conta com as seguintes unidades: Candeias, Catu, Bahia e Estação de Tratamento de São Francisco. Dentre elas, destaca-se a última, em termos de capacidade nominal de processamento (QUADRO 15).

No setor de transporte, as atividades estão concentradas na Petrobras, possuindo como operadora a TRANSPETRO. Atualmente, a Bahia conta com 3 gasodutos em operação (QUADRO 16).

Quadro 15: Capacidade nominal de processamento de gás natural, segundo unidades produtoras – 31/12/2010

| Unidade Produtora | Município (UF) | Início de Operação | Capacidade Nominal de Processamento de Gás Natural (mil m ³ /dia) |
|--|-----------------------------|--------------------|--|
| UPGN-Candeias | Candeias (BA) | 1972 | 2.900 |
| UPGN-Catu | Pojuca (BA) | 1962 | 1.900 |
| UPGN-3-Bahia | Pojuca (BA) | 2005 | 2.500 |
| Estação de Tratamento de São Francisco | São Francisco do Conde (BA) | 2007 | 6.000 |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

Quadro 16: Os gasodutos em operação na Bahia

| GASODUTO | CARACTERÍSTICAS |
|-------------------------------------|---|
| Gasoduto Atalaia/SE–Catu/BA (GASEB) | Possui extensão de 230 km e iniciou as operações em 1974. |
| Gasoduto Catu/BA - Itaporanga/SE | Iniciou suas operações em 2007. Tem extensão de 198 km. |
| Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC) | Maior trecho do projeto GASENE, tem origem em Cacimbas, Linhares/ES, com destino a Catu/BA. Possui extensão de 954 km |

Fonte: Elaboração própria, 2011

O segmento da distribuição concentra-se nas mãos da Bahiagás, que tem como fornecedor exclusivo a Petrobras. A distribuidora é uma firma de economia mista, tendo como acionistas o Governo do Estado da Bahia (controladora), a GASPETRO e a Bahiart (pertencente ao grupo Mitsui Gás e Energia do Brasil). Em 1997, após ampliação da malha de gasodutos, começou a atender empresas do Pólo Petroquímico de Camaçari e do Centro Industrial de Aratu (CIA). No ano seguinte, iniciou o fornecimento de GN para a cervejaria Schincariol, primeira cliente no município de Alagoinhas. Em 1999, com a construção de um duto no CIA, contribuiu para a expansão do gás natural veicular (GNV) no estado. Em 2001, foi inaugurada a primeira fase das obras do gasoduto em Salvador e, em 2003, essa empresa iniciou a construção de gasodutos em Feira de Santana e municípios circunvizinhos. Em 2005, iniciou o fornecimento de energético para Feira de Santana. Em 2007, a Bahiagás assinou termo de compromisso com a Petrobras, elevando em 1,6 milhões m³/dia o total de gás fornecido ao Estado. Em 2009, foi aprovado o primeiro plano estratégico da companhia, que também deu início aos projetos de implantação da malha para o sul da Bahia e assinou contrato definitivo de fomento de GN com a Petrobras (BAHIAGÁS, 2011a). A Bahiagás é a maior distribuidora de GN do Norte-Nordeste, detendo mais de 50% do mercado regional e a

quarta colocada em nível nacional, estando atrás apenas das companhias do Rio de Janeiro (CEG e CEG-RIO) e São Paulo (COMGÁS). Possui 609 km de gasodutos construídos, com perspectivas de ampliação para 665 km até o final desse ano, atendendo não só à capital baiana e à região metropolitana, como, também, cidades do interior do Estado.

4.2 O MERCADO DE GÁS NATURAL NA BAHIA

4.2.1 Aspectos gerais da oferta

O Estado possui diversas bacias sedimentares, a saber:

- Bacia do Recôncavo - localizada ao norte de Salvador, possui uma área de 10.200 km². Está separada da Bacia de Tucano, ao norte, pelo Alto de Aporá; e da Bacia de Camamu, ao sul, por uma zona de transferência E-W.
- Bacia de Camamu-Almada – localiza-se na porção sul do litoral da Bahia. A Bacia de Camamu limita-se ao norte com as Bacias Jacuípe e Recôncavo e, ao sul, com a Bacia de Almada. Esta, por sua vez, limita-se ao sul com a Bacia de Jequitinhonha. As Bacias de Camamu e de Almada possuem uma área de 22.900 km², sendo 16.500km² pertencentes à primeira e 6.400 km² à segunda.
- Bacia de Jequitinhonha – está situado no litoral do Estado em frente à foz do rio Jequitinhonha. Limita-se com a Bacia Camamu-Almada, ao norte, e com a Bacia de Cumuruxatiba, ao sul. Possui uma área de aproximadamente 10.100 km², dos quais 9.500 km² estão submersos.
- Bacia de Cumuruxatiba – localiza-se no extremo sul do Estado, entre as cidades de Caravelas e Porto Seguro. Possui uma área de aproximadamente 21.000 km², dos quais 14.000 km² situam-se em área submersa e, o restante, em área emersa.

Além delas, existem outras pouco exploradas como Tucano, Jacuípe, Mucuri, São Francisco e Jatobá. Todas estão dispostas geograficamente conforme a Figura 2.

Figura 2: Principais bacias sedimentares da Bahia

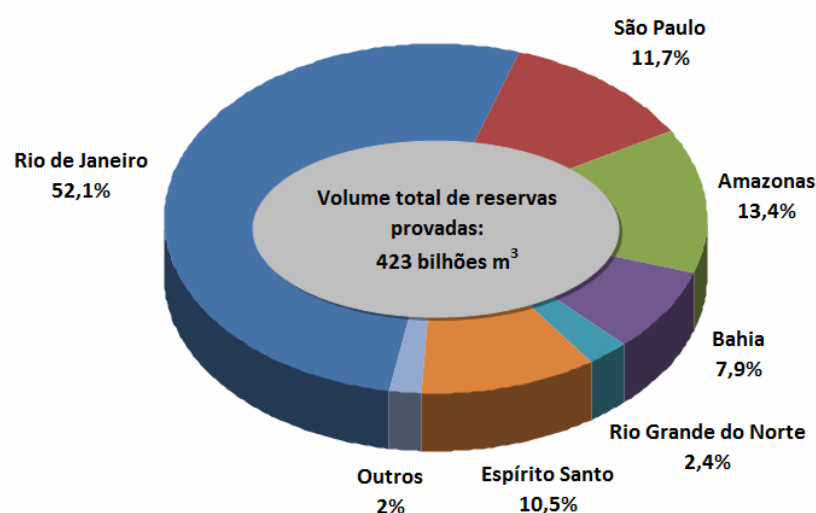


Fonte: ARAÚJO e outros, 2009

A Bahia conta com reservas provadas, localizadas próximo aos centros de abastecimento, que correspondem a aproximadamente 65% das contidas no Nordeste (ANEXO C) e cerca de 8% das reservas provadas do Brasil (GRÁFICO 2). A maior parte do energético, nelas contida, está situada no mar³⁴ (78%), entretanto o estado tem grande tradição na exploração *onshore*.

³⁴ No período 2000-2009 ocorreu um aumento no número de reservas marítimas (destacando-se Manati, Camarão, Pinaúna e Sardinha) e um declínio na produção em reservas terrestres.

Gráfico 2: Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo Unidades da Federação, em 31/12/2010



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

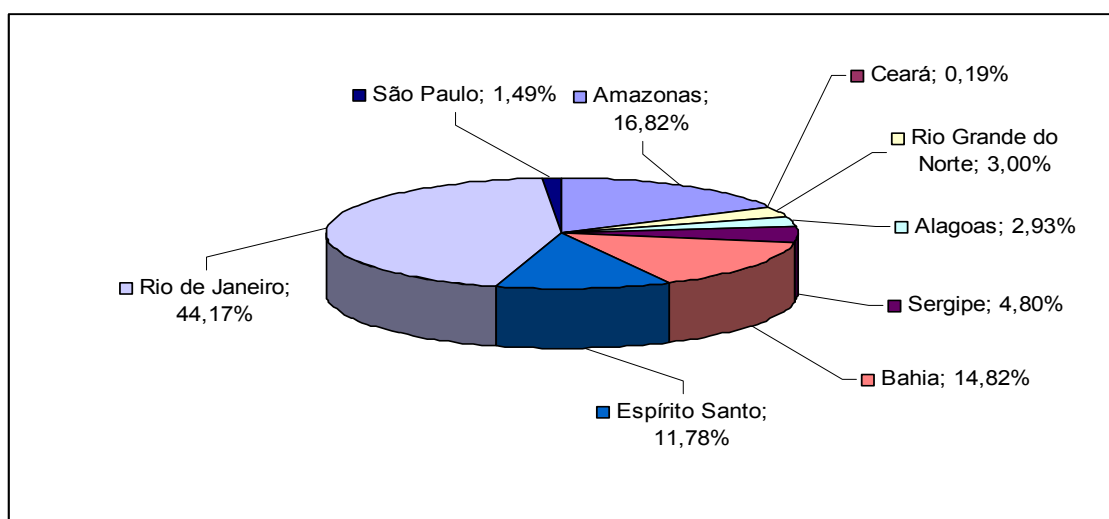
Tabela 9: Matriz Energética da Bahia – Oferta de Energia (10³ tep)

| | 1993 | 2000 | 2008 | 2009 |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Oferta Interna de Energia | 12.129 | 14.618 | 16.916 | 16.723 |
| % | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Energia Não Renovável | 7.870 | 10.383 | 11.387 | 10.964 |
| % | 64,9 | 71,0 | 67,3 | 65,6 |
| Petróleo e Derivados | 6.570 | 8.200 | 8.590 | 8.581 |
| % | 54,2 | 56,1 | 50,8 | 51,3 |
| Gás Natural | 1.244 | 2.091 | 2.681 | 2.282 |
| % | 10,3 | 14,3 | 15,8 | 13,6 |
| Carvão Mineral e Derivados | 27 | 56 | 99 | 72 |
| % | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 0,4 |
| Outras Fontes Primárias | 29 | 36 | 17 | 30 |
| % | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,2 |
| Energia Renovável | 4.259 | 4.236 | 5.529 | 5.759 |
| % | 35,1 | 29,0 | 32,7 | 34,4 |
| Energia Hidráulica e Elétrica | 1.153 | 1.536 | 1.909 | 1.959 |
| % | 9,5 | 10,5 | 11,3 | 11,7 |
| Lenha e Carvão Vegetal | 2.583 | 2.104 | 1.761 | 1.686 |
| % | 21,3 | 14,4 | 10,4 | 10,1 |
| Produtos da Cana | 325 | 319 | 501 | 614 |
| % | 2,7 | 2,2 | 3,0 | 3,7 |
| Outras Fontes Primárias | 196 | 277 | 1.358 | 1.499 |
| % | 1,6 | 1,9 | 8,0 | 9,0 |

Fonte: BAHIA, 2010

A Tabela 9 mostra a participação do GN na matriz energética da Bahia que, em 2009, atingiu o patamar de 13,6%. Em termos de produção, o estado ocupa a terceira colocação a nível nacional. A maior parte do bem produzido (79%) é do tipo não associado (ANEXO D).

Gráfico 3: Produção de gás natural, por Unidade de Federação 2010



Fonte:

Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

Tabela 10: Produção de gás natural na Bahia, em milhões m³, 2000-2010

| Ano | Terra | Mar | Total |
|------|-----------|-----------|-----------|
| 2000 | 1.895.902 | 15 | 1.895.917 |
| 2001 | 1.958.073 | 8.478 | 1.966.551 |
| 2002 | 1.964.177 | 52.643 | 2.016.820 |
| 2003 | 2.115.723 | 50.150 | 2.165.873 |
| 2004 | 2.218.412 | 38.196 | 2.256.608 |
| 2005 | 1.959.078 | 25.209 | 1.984.287 |
| 2006 | 1.878.019 | 16.303 | 1.894.322 |
| 2007 | 1.479.986 | 1.166.305 | 2.646.291 |
| 2008 | 1.285.416 | 2.079.526 | 3.364.942 |
| 2009 | 1.172.288 | 1.881.137 | 3.053.425 |
| 2010 | 1.138.330 | 2.261.062 | 3.399.392 |

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

A Tabela 10 apresenta a produção de GN na Bahia no período 2000-2010. Os campos de Miranga e Manati foram os maiores responsáveis pelo incremento ocorrido nos anos 2008, 2009 e 2010 com relação a 2007. No que diz respeito a esse campo, maiores comentários merecem ser realizados, devido à importância que representa ao mercado local.

Descoberto em outubro de 2000, Manati iniciou suas operações comerciais em fevereiro de 2007. Proveniente de um investimento de US\$ 580 milhões, esse empreendimento marcou o retorno da Petrobras à exploração do tipo *offshore* na costa baiana. Situado na Bacia de Camamu, conta com uma plataforma totalmente automatizada, com um sistema de monitoramento que a possibilita ficar desabitada. Em caso de emergência, o sistema interrompe as operações, isolando os equipamentos da planta produtiva, paralisando a produção, eliminando qualquer risco operacional ou impacto nefasto ao meio-ambiente. A plataforma está ligada à Estação São Francisco através de um gasoduto marítimo/terrestre de 125 km de extensão (57 km de dutos marinhos e 68 km de dutos terrestres). A seleção da rota do gasoduto levou em consideração critérios técnicos para garantir uma menor interferência socioambiental.

Antes de Manati, para atender à demanda de GN no Estado, era necessário adquirir 1 milhão de m³/dia junto a Sergipe. O energético era escoado através do GASEB. Em 2005, a demanda por gás atingiu 4,2 milhões de m³/dia enquanto a oferta da Bahiagás era apenas 3,5 milhões de m³/dia. A Petrobras reduziu a cota destinada à distribuição, alegando não haver disponibilidades. A escassez da oferta do energético atrapalhou a expansão industrial no Estado. Projetos como os das fábricas de pneus Bridgestone Firestone (R\$ 780 milhões em investimentos) e o da Braskem (R\$ 600 milhões em investimentos) ficaram comprometidos.

Com o início das atividades nesse campo, a produção de GN na Bahia sofreu um incremento significativo em relação ao ano anterior, aproximadamente 40% (TABELA 10). Com isso, foram firmados novos contratos entre os agentes inseridos no mercado. A Petrobras e a Bahiagás, por exemplo, fecharam um acordo para o período 2008-2012 que prevê a disponibilização de 5,1 milhões de m³/dia para a distribuidora, sendo que desse total, 3,5 milhões são firmes e o restante são flexíveis, e estão sujeitos a interrupção de acordo com as necessidades do país em relação à geração de energia elétrica.

Com o final das obras de ampliação, realizadas pela Petrobras em agosto do ano passado, a oferta de gás do Campo de Manati passou de 6 milhões de m³/dia para 8 milhões de m³/dia. Atualmente, a Bahia se consolidou como maior produtora e maior fornecedora desse energético no Nordeste, sendo esse campo o maior produtor dessa região e o terceiro maior do Brasil (BAHIA, 2009b). Esse empreendimento reduziu as incertezas acerca do abastecimento de GN devido ao declínio da produção *onshore* da Bacia do Recôncavo, que provocou uma

queda no fornecimento de cem fábricas da região, gerando, inclusive, uma disputa judicial entre a Braskem e a Bahiagás. Todavia, dois fatores devem ser mencionados. Primeiro, a composição do gás proveniente de Manati apresenta apenas 3,8% de etano, menos da metade do contido no gás da Bacia do Recôncavo, teor insuficiente para uso como matéria-prima na produção de eteno (produto valorizado na cadeia da petroquímica). Em segundo lugar, a vida útil do campo está prevista para 27 anos, sendo que deve produzir em sua capacidade máxima (8 milhões de m³/dia) por mais 7 ou 10 anos. Caso a oferta para o mercado local permaneça inalterada até 2013, as previsões apontam um excesso de demanda. Todavia, há possibilidades de expansão da oferta, através das operações do GASENE e da descoberta de novas reservas como será mostrado adiante.

4.2.2 Aspectos gerais da demanda

O consumo final de GN na Bahia apresentou uma taxa média de crescimento de 3,26% a.a. entre 1993-2009. Em 2009, esse hidrocarboneto foi responsável por 12% do consumo final de energético no Estado. Já o consumo total de GN teve uma redução de aproximadamente 15,3% em 2009, em relação a 2008. Cabe salientar que, o montante de vendas no último bimestre de 2008 amargou uma queda de mais de 40% em relação à igual período no ano anterior. Isso devido à desaceleração econômica provocada pela crise, que provocou grande retração da atividade industrial do Estado, sobretudo, no segmento químico, petroquímico e de transformação (BAHIA, 2010).

A Bahia tem grande tradição no uso desse energético, sendo, atualmente, o terceiro maior estado consumidor no Brasil e o maior mercado da Região Nordeste (TABELA 11). Atualmente, a Bahiagás atende a 20 municípios e a previsão, para os próximos 3 anos é atingir um patamar de 45 municípios atendidos. A demanda aqui presente é bastante diversificada, estando representada pelos segmentos termelétrico, automotivo, industrial (carro-chefe), comercial e residencial.

No que tange ao primeiro segmento mencionado, as principais usinas em operação na Bahia em termos de capacidade de geração de energia são: Rômulo Almeida (ex-FAFEN), Celso Furtado (ex-Termo Bahia), Camaçari e Usina Termelétrica Arembepe Energia. A primeira mencionada está localizada em Camaçari, possui capacidade de 140 MW e tem como proprietária a Petrobras. A segunda citada é, também, propriedade da estatal, tem capacidade

atual de 190 MW, podendo chegar a 450 MW + 360 t/h vapor (a Fase I está operando). Está localizada no município de São Francisco do Conde. Já a Termelétrica Camaçari, está situada em Dias D'Ávila e tem capacidade de 350 MW. Possui como proprietária a Chesf. A Usina Termelétrica Arembepe Energia, obra integrante do Programa de Aceleração do Crescimento, está localizada no COPEC em Camaçari. Resultado de uma sociedade entre a Petrobras (30%) e a Nova Cibe Energia (70%), ela foi inaugurada em maio do ano passado e tem capacidade de 150 MW.

Tabela 11: Vendas de gás natural das distribuidoras em 2010 (em mil m³/dia)

| UF | Empresas | Média 12 meses |
|--------------|-----------------|------------------|
| AM | Cigás | 82,74 |
| CE | Cegás | 1.377,09 |
| RN | Potigás | 393,16 |
| PB | PBGás | 371,71 |
| PE | Copergás | 2.340,77 |
| AL | Algás | 474,02 |
| SE | Sergás | 268,19 |
| BA | Bahiagás | 3.671,55 |
| PI | Gaspisa | 0,00 |
| MG | Gasmig | 2.620,76 |
| MS | MS Gás | 857,64 |
| MT | MTGás | 4,89 |
| DF | CEBGás | 10,44 |
| GO | GoiasGas | 2,89 |
| ES | Petrobras Dist. | 2.138,93 |
| RJ | CEG | 8.546,36 |
| RJ | CEG Rio | 6.085,06 |
| SP | GasNatural | 1.459,06 |
| SP | COMGÁS | 13.450,76 |
| SP | G.Brasiliano | 646,09 |
| PR | Compagas | 1.529,30 |
| SC | SCGás | 1.741,08 |
| RS | Sulgás | 1.488,26 |
| TOTAL | | 49.560,73 |

Fonte: Adaptado de GASNET, 2011

A utilização do gás no setor automotivo baiano teve início em 1994 com a Bahiagás fornecendo ao posto de Gasforte, em Catu. A procura pelo combustível foi crescendo, sobretudo pelo aumento do uso feito pelos taxistas, todavia naquela época havia poucos postos de comercialização e os postos de abastecimento eram distantes dos pontos de trabalho desses profissionais. Atualmente, o consumo, nesse setor, foi impulsionado pelo Programa de Incentivo ao consumo do GNV, através de tarifas promocionais. A Bahiagás é líder em

vendas de GNV no Nordeste, comercializando 77 milhões de m³ em 2010. A empresa atende a uma frota de 60 mil veículos, através de 68 postos instalados.

O GN responde por, aproximadamente, 26% da matriz energética industrial baiana, representando a maior média do Brasil. Atualmente, esse segmento perfaz 93,3% do energético comercializado pela Bahiagás (BAHIAGÁS, 2010d). Noventa e quatro indústrias consomem 3,4 milhões de m³/dia. Deste montante, 65% são destinados ao Pólo Industrial de Camaçari (BAHIAGÁS, 2011c).

A política agressiva adotada pela Bahiagás, juntamente com a acentuada expansão imobiliária constatada no Estado e com os investimentos realizados para adensamento das redes, promoveu um incremento no número de clientes atendidos nos segmentos comercial e residencial. O fornecimento de GN para o comércio na capital baiana teve início nos bairros Pituba e Imbuí. A partir da expansão das redes, ocorrida em 2008, a Bahiagás passou a atender outros bairros como Itaipara, Iguatemi, Rio Vermelho, Amaralina, Cidade Jardim, Ogunjá e áreas das Avenidas ACM, Bonocô e Paralela. Encerrou, em 2010, com um total de 158 contratos nessa área, responsáveis pelo consumo de 10 milhões de m³. Além de atender às localizações supracitadas, no segmento residencial essa empresa está realizando obras de adensamento e implantação de rede no Horto Florestal, Garibaldi, Candéal, Alto do Parque. O objetivo é popularizar o uso do energético em moradias também. No ano passado, atingiu a marca de 5.369 clientes atendidos, o que representa um incremento de 76% em relação ao ano anterior (BAHIAGÁS, 2010d).

4.3 MERCADO DE GÁS NATURAL NA BAHIA: OPORTUNIDADES E DESAFIOS

4.3.1 Oportunidades

A contínua valorização sofrida pelo petróleo, nos últimos anos, tem impactado a cadeia produtiva desse energético e do GN na Bahia. O constante aumento no preço do petróleo tem viabilizado projetos que antes eram economicamente inviáveis, como alguns casos de produção em campos maduros e marginais. A reativação deles, além de exigir, na maioria dos casos, intervenções com sondas *work-over*³⁵, também requer a necessidade de aumentar a

³⁵ Sonda usada na reativação ou intervenção em poços de petróleo ou gás, cuja estrutura é menor se comparada à sonda de perfuração.

tancagem para estocagem do óleo produzido, instalação de novas linhas de produção, além de uma gama de outros serviços cuja execução demanda mão de obra.

A demanda de GN na Bahia tem crescido nos últimos anos e há expectativas de que esse movimento persista, sobretudo devido à estratégia da Bahiagás de interiorização rumo ao Sul e Extremo Sul do Estado, possibilitada pela conclusão do GASCAC, trecho do Gasoduto de Integração Sudeste-Nordeste (BAHIAGÁS, 2010c). Esse duto percorre 46 municípios, passando por 4 *city-gates* e algumas estações de compressão, conectando a Bahia a fontes de suprimento do Sudeste (bacias de Campos, Santos e Espírito Santo), permitindo, também, o uso do futuro energético advindo do Pré-Sal. Outra garantia de suprimento é a produção no Morro do Barro, que permite o atendimento às cidades do Recôncavo Baiano. Ele está localizado na Ilha de Itaparica e tem capacidade produtiva de até 50 mil m³/dia.

A Bahiagás construiu uma central de distribuição em Itabuna e pretende ampliar as redes em municípios como Mucuri, Eunápolis e Catu, totalizando, até 2014, investimentos da ordem de R\$ 160 milhões (BAHIAGÁS, 2010b). Ela também iniciou em setembro do ano passado, obras de substituição de dutos em Candeias, para melhor atender aos clientes nas áreas industrial e residencial (BAHIAGÁS, 2010a).

O desenvolvimento acentuado nos setores de petróleo e gás no Brasil na última década, derivado dos vultosos investimentos em exploração de novos campos *offshore*, tem gerado novas demandas da Petrobras por embarcações e plataformas. Para atendê-la é necessário implantar novos estaleiros, novos canteiros *offshore* e, principalmente, construir diques-secos de grande porte. Nesse contexto, a Bahia desponta como candidata a abrigar novos empreendimentos. Segundo a Secretaria da Indústria, Comércio e Mineração da Bahia (SICM), a iniciativa privada almeja investir R\$ 1,5 bilhão para implantação de 3 novos estaleiros em São Roque do Paraguaçu e na Baía de Aratu. Esses investimentos, visando o desenvolvimento da indústria naval baiana serão importantes, dado a sinalização da Petrobras para realização de uma megalicitação para construção de 146 embarcações de apoio marítimo para as operações de exploração e produção até 2014 (ARAÚJO *et al.*, 2009). Os avanços no setor naval poderão ampliar a capacidade da Bahia atrair novos investimentos para a cadeia de petróleo e GN, trazendo impactos positivos à economia do Estado.

A exploração das novas reservas do Pré-Sal vai demandar equipamentos e serviços que poderão ser ofertados por empresas da Bahia. Isso sem contar a construção de novas plataformas e embarcações, a ampliação da capacidade das refinarias e a construção de mais dutos no país. Além disso, especialistas consideram a possibilidade de haver reservas similares a essas novas descobertas em território baiano (litoral de Canavieiras), o que imprimirá uma nova dinâmica aos setores de petróleo e gás natural local. A Petrobras, também, encontrou mais indícios desse energético no bloco BCAM-40, situado na Bacia de Camamu-Almada, em área próxima ao Campo de Manati. Esse bloco possui cerca de 507 km² de área, atualmente em exploração, em águas rasas e profundas. Participam do consórcio as empresas Norse Energy, Queiroz Galvão, Brasoil e Petrobras (PETROBRAS DESCOBRE MAIS GÁS NATURAL EM BLOCO NA BAHIA, 2009a).

No que tange aos serviços prestados por fornecedores locais, destacam-se, em termos de eficiência, os relativos a projetos de construção e montagem, inspeção, pintura industrial, equipamentos de separação, tratamento, armazenamento e instalações para manuseio e escoamento da produção. Há, também, competência reconhecida em atividades *onshore* (ARAÚJO *et al.*, 2009).

A produção em campos marginais é outra oportunidade de incremento de oferta para o setor. A ANP tem realizado grande esforço para que pequenos agentes arrematem esses blocos devolvidos pela Petrobras em leilões e possam revitalizá-los. Isso gerará uma nova dinâmica na economia baiana com a criação de novos postos de trabalho, além do incremento das participações governamentais e impostos pagos. O campo de Candeias na Bacia do Recôncavo, em operação desde a década de 1940, foi, por anos, a principal reserva e o maior produtor do Brasil. Hoje não possui o mesmo destaque, todavia tem preservado suas atividades por causa dos métodos de recuperação avançados. Apesar da situação de maturidade dessa bacia (produção declinante), ela ainda desperta interesse das empresas, sobretudo das pequenas, pois oferece risco muito baixo.

Os investimentos (previstos) da Petrobras e de outros players para cadeia de GN na Bahia, atingem proporções nunca vistas anteriormente. Entre 2011-2015 a Petrobras vai investir na Bahia US\$ 9,2 bilhões. Desse montante, US\$ 6 bilhões serão voltados para o setor de exploração e produção de petróleo e GN (PETROBRAS..., 2011).

Para novas descobertas em terra, estão sendo desenvolvidos estudos nas bacias do Recôncavo, de Tucano e de Jatobá. Em mar, os estudos foram direcionados para o litoral sul nas bacias Camamu-Almada, Cumuruxatiba e Jequitinhonha. Atualmente, a produção *offshore* está situada em águas rasas no litoral sul do estado. Destaca-se o Campo de Manati, descoberta importante, que desde setembro de 2008, produz cerca de 8 milhões de m³ por dia. Desde 2008, a Petrobras tem direcionado uma atenção especial à Bacia de Jequitinhonha, já que esta possui formação geológica comparada à Bacia de Campos, representando elevada atratividade.

Com base nos objetivos estratégicos da Bahiagás, espera-se: o aumento do número de clientes nos segmentos residencial e comercial; interiorizar a distribuição do GN; garantir a oferta desse energético, ampliar e otimizar a malha distribuidora; implantar sistema de gestão integrada; reestruturar a gestão de RH e implementar um programa de sustentabilidade. O Sul e Extremo Sul do Estado são direções tomadas pela Bahiagás para ampliar a distribuição, o que gerará impactos diretos em 45 municípios. Dentre as obras realizadas e em andamento, destacam-se: Gasoduto de interligação entre city-gate da Petrobras e as estações da Bahiagás em Itabuna; Gasodutos Trifil, Nestlé, Delfi, Posto Universal e Posto Petrobahia; Gasodutos de Infraestrutura CIA Norte; Gasodutos CEASA/Aeroporto; Gasoduto Amélia Rodrigues; ampliação dos gasodutos de distribuição do Pólo Petroquímico; expansão da rede em Feira de Santana; ampliação da malha urbana em Salvador (BAHIAGÁS, 2010d). Em julho desse ano, a distribuidora inaugurou a Estação de Transferência de Custódia de Gás Natural, em Itabuna, o que pode garantir um novo impulso ao processo de interiorização do abastecimento do energético.

Além disso, ainda há demanda a ser gerada pelo Porto Sul, complexo que envolve ferrovias, aeroporto internacional e o novo Porto de Ilhéus. A distribuidora também possui planos para atingir o oeste baiano e há perspectiva que o consumo local alcance a marca de 10 milhões de m³/dia nos próximos 6 anos.

A Petrobras, juntamente com seis dos maiores bancos de varejo do país, com o PROMIMP e com organizações representativas da indústria fornecedora de bens e serviços, desenvolveu o Programa Progredir. Este instrumento concede crédito à cadeia de fornecedores da Petrobras, tendo como garantia os recebíveis a serem gerados pelos contratos de bens e serviços, favorecendo o crescimento sustentável desses agentes.

O Governo do Estado, através da Bahiagás, lançou, em junho desse ano, o Programa Gás Social, que pretende atender, ainda nesse ano, 2.800 residências ligadas ao Programa Minha Casa Minha Vida, na Bahia. O Gás Social garante fornecimento de GN para a população de baixa renda, assegurando uma economia de até 30% em relação ao botijão de 13 kg de GLP. Além disso, fornece benefícios como assistência técnica aos serviços de conversão para a utilização do energético e instalação de medidores individuais, gratuitamente (BAHIAGÁS, 2011b).

A presidente da República, Dilma Rousseff, anunciou, em fevereiro desse ano, a implantação do Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito da Bahia. Foi assinado protocolo de intenções entre a Petrobras e o Governo do Estado da Bahia, visando estabelecer ações a serem tomadas pelas partes para consolidação desse empreendimento. A previsão é que o terminal entre em operação, em 2013, com capacidade de regaseificar 14 milhões de m³/dia, mesmo potencial do terminal construído na Baía de Guanabara (RJ) e o dobro da capacidade do terminal de Pecém (PE).

4.3.2 Desafios

As condições de infraestrutura na Bahia para distribuição da produção e aquisição de matérias-primas para IGN são preocupantes. Há perspectivas de melhoria, tanto nas condições de tráfego nas rodovias baianas, como nos portos. Através do Programa Nacional de Dragagem (MP nº 393), o Governo do Estado pretende duplicar o Porto de Salvador, e fazer melhorias nos de Ilhéus e Aratu, além de construir o Complexo Intermodal Porto Sul, que contará com porto, ferrovia, rodovia, hidrovía e aeroporto em Ilhéus (ARAÚJO *et al.*, 2009). A Companhia das Docas do Estado da Bahia (CODEBA) também vai realizar obras de melhoria nos Portos de Aratu, Ilhéus e Salvador. Para este último, estão programados novos investimentos no terminal de contêineres, com a aquisição de equipamentos com tecnologia de ponta. Ademais, a Companhia Intermarítima, especializada em logística multimodal, vai investir R\$ 125 milhões em projetos para modernização dos três portos citados.

Outro problema encontrado é a demora na liberação das licenças ambientais para a execução de atividades exploratórias *offshore*, sobretudo em áreas delicadas, sob jurisdição do Instituto Brasileiro de Recursos Naturais e Renováveis (IBAMA). Só para se ter uma ideia, as licenças

para perfuração dos blocos BM-CAL-5 e BM-CAL, na Bacia de Camamu-Almada, só foram liberadas para a Petrobras após 2 anos de espera (foram liberadas em abril de 2008 e eram aguardadas desde 2006). Já os prazos de licenciamento para as atividades *onshore*, sob jurisdição dos órgãos estaduais, não têm sido entrave para a viabilidade dos empreendimentos.

No que tange à capacitação de mão de obra, a Bahia conta com organizações públicas (3 estaduais e 2 federais) e privadas (12), disponibilizando cursos de graduação, cursos técnicos, especializações, mestrados e doutorados nas áreas de petróleo e gás ou áreas correlacionadas (química, mecatrônica, entre outras). Devido ao aumento da procura de profissionais para esses setores, outras organizações têm realizado cursos especiais em regime semi-intensivo. Cabe ressaltar o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás (PROMINP), que desenvolve o Plano Nacional de Qualificação Profissional, projeto de grande porte que visa capacitar, gratuitamente, milhares de profissionais em 175 categorias consideradas críticas³⁶ para os setores de petróleo e GN. A Bahia fez parte dos estados contemplados por esse plano. O desafio consiste, então, formar profissionais qualificados para proporcionar o desenvolvimento de novas tecnologias.

Ainda é baixa a interação entre empresas da cadeia de GN e instituições de pesquisa e ensino no Brasil. Entretanto, nos últimos anos, vários esforços têm sido direcionados para mudar esse quadro. A ANP criou a Coordenadoria de Tecnologia e Formação de Recursos Humanos (CTC) para desenvolver ações de incentivo à pesquisa e à adoção de novas tecnologias, além de atividades visando apoiar a formação de recursos humanos. Outros órgãos também têm contribuído para o desenvolvimento tecnológico, como a Rede Bahia de Tecnologia (REBATEC), da Secretaria Estadual de Ciência, Tecnologia e Inovação (SECTI); e a Rede de Tecnologia da Bahia (RETEC-BA). Cabe mencionar, a criação do Parque Tecnológico de Salvador, com espaço de um milhão de m², para atração de firmas de base tecnológica e instituições de ciência e tecnologia. O objetivo desse projeto é instituir um ambiente adequado ao desenvolvimento de soluções tecnológicas em vários setores estratégicos para a Bahia, dentre eles o setor de energia. No que tange à capacidade de desenvolvimento de pesquisa voltada à área de energia, duas organizações se destacam: a Universidade Federal da Bahia (UFBA), sobretudo através da Escola Politécnica, do Instituto de Geociências e das

³⁶ Em outras palavras, categorias cuja disponibilidade de mão de obra é muito inferior à demanda do setor.

Faculdades de Química e Física; e a UNIFACS, que possui um mestrado em energia. É importante que haja interação entre essas organizações, tanto para evitar duplicação de projetos, atividades e cursos; como para promover uma sinergia entre os trabalhos desenvolvidos.

Cabe mencionar, como desafio, o desenvolvimento dos fornecedores locais da cadeia de GN, o Projeto Adensamento da Cadeia Produtiva de Petróleo, Gás e Energia no Estado da Bahia, do SEBRAE; que conta com a parceria da Petrobras. O projeto visa à inserção competitiva e sustentável de micro e pequenas empresas locais, na cadeia mencionada, adequando a base de fornecedores e estimulando processos locais de desenvolvimento. Outro fator positivo ao desenvolvimento das indústrias baianas de petróleo e GN foi a criação da REDEPETRO Bahia, que conta com o apoio desse projeto. Atualmente, essa associação possui 60 empresas filiadas e busca viabilizar a inserção e manutenção de firmas, através do aumento da competitividade, mediante ações que visam à geração de negócios, à qualificação e cooperação dos associados. A REDEPETRO Bahia conta com um Conselho Consultivo formado pelo Governo do Estado, Petrobras, ANP, empresas petroleiras independentes, Braskem, IEL/BA e organizações de ensino e de ciência e tecnologia.

Em geral, os fornecedores de bens e serviços que atuam na cadeia produtiva do GN em território baiano não se destacam pelo nível de desenvolvimento tecnológico, o que faz com que muitas atividades sejam “importadas” de outros estados ou países. Esforços para desenvolvimento de projetos, aproveitando o montante de recursos destinados às academias; e o fomento à transferência de tecnologia advinda de empresas atuantes em outras regiões do Brasil e do mundo são formas de superar esse entrave (ARAÚJO *et al.*, 2009). A REDEPETRO Bahia, por exemplo, tem realizado missões internacionais visando facilitar tais intercâmbios.

Nos últimos anos, houve aumento na quantidade de linhas de financiamento para a IGN. Todavia, elas ainda são insuficientes ou não atendem ao perfil de alguns empreendimentos no setor. A instituição que mais disponibiliza crédito para a IGN na Bahia é o BNDES, entretanto as características das linhas tornam-as mais propícias às grandes empresas. O PROMINP criou alternativas de financiamento para fornecedores da cadeia do GN: o PROMINP Participações e o PROMINP Recebíveis. A Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) disponibiliza três fundos setoriais, a saber: o CT-Petro, o CT-Infra e o CT-Energ. O Banco do

Nordeste disponibiliza o Giro Petro, o Fundo de Investimentos do Nordeste (FINOR) e o Fundo de Desenvolvimento do Nordeste (FDNE), que é gerido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE). Além dessas opções, há dois programas de fomento ao setor, elaborados pelo Governo Estadual, visando atrair novos investimentos e aumentar a competitividade da indústria baiana: O Programa de Desenvolvimento Industrial e de Integração Econômica (Desenvolve) e o Programa de Incentivos Fiscais às Micro e Pequenas Empresas (Acelera Bahia). Apesar da existência de outros produtos não mencionados, ainda existem consideráveis gargalos financeiros no setor, sobretudo para atender aos interesses dos pequenos operadores independentes, o que dificulta a realização de investimentos em campos marginais. Dentre esses gargalos estão as garantias exigidas para a aprovação dos financiamentos (ARAÚJO *et al.*, 2009, p.101).

Outro desafio diz respeito ao desenvolvimento de novas tecnologias para exploração dos campos marginais de GN, que segundo a Portaria nº 279 da ANP, são definidos como aqueles que produzem predominantemente gás natural não associado, cuja produção à época da assinatura do termo de cessão não supere 70.000 m³ diários e cuja última previsão de produção aprovada pela ANP, também, não supere esse limite. Se não existir infraestrutura próxima a até 10 km de distância para escoamento do GN produzido, o limite para efeito de definição de campo marginal de GN passará para 150.000 m³. A exploração deles só é economicamente viável sob determinadas condições, usualmente ligadas a algum tipo de incentivo ou a soluções técnicas que reduzam os custos operacionais. Cabe mencionar que, as tecnologias usadas pelos agentes que atuam nesses campos na Bahia são as mesmas utilizadas pela Petrobras, quando a produção neles eram maiores. No Relatório Final do projeto do PROMINP “Criação de incentivos para estimular investimentos de pequenas e médias empresas operadoras na exploração e produção em bacias terrestres” foram apresentadas as seguintes propostas para melhorar a exploração dos campos marginais:

- Para grandes empresas – reduzir dos custos operacionais e montante de capitais, concentrando investimentos apenas nas operações para manutenção da produção; e buscar parcerias com outros agentes ou cessão do direito de exploração para empresas menores, via *farmouts*³⁷ ou via contratos de serviços (como o assinado entre Petrobras e Petroreconcavo);

³⁷ Acordo através do qual um agente (designado *farmor*) que possui uma área de exploração (*lease*), cede participação nessa área a outrem (*farmee*) em troca da realização por este último de operações de teste e perfuração.

- Para empresas independentes – adoção de novas tecnologias e gestão; parcerias com fornecedores; maior flexibilidade e agilidade, melhor avaliação de risco, menores custos administrativos e operacionais, redução da carga tributária e incentivos a operadores locais (PROMINP, 2005).

Os principais fatores que dificultam a aquisição de novas tecnologias pelos agentes de menor porte são: o elevado investimento inicial requerido, a falta de incentivos fiscais e as garantias exigidas pelos bancos nos financiamentos.

Outro problema encontrado pelos *players* atuantes na Bahia refere-se à identificação e negociação com os proprietários das terras onde pretendem desenvolver as atividades exploratórias. A dificuldade em identificar o proprietário resulta da falta de um sistema confiável e moderno de cadastro de terra. Corriqueiramente, as empresas se deparam com situações em que há certidões conflitantes: duas ou mais pessoas possuem direitos sobre as mesmas áreas, registrados e emitidos em cartório (ARAÚJO *et al.*, 2009). Além disso, é comum a ocupação de terras por terceiros.

Um dos principais desafios a serem vencidos, refere-se aos aspectos regulatórios que incidem sobre a cadeia produtiva do GN. Conforme mencionado no terceiro capítulo, as atividades de exploração, produção e transporte são reguladas pela ANP. Já a distribuição, na Bahia, é regulada pela AGERBA. São necessárias regras que delimitem o alcance dos poderes legislativos e regulatórios conferidos à União e aos Estados, de forma propiciar um ambiente mais seguro para os agentes inseridos na IGN baiana.

No que tange à AGERBA, a despeito de ter efetuado vários convênios com organizações como a Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), a Universidade Federal da Bahia (UFBA), a Agência Nacional de energia Elétrica (ANEEL) e a Fundação de Apoio à Pesquisa e Extensão (FAPEX), ao longo dos anos, ainda é necessária uma atuação mais ativa na IGN baiana. Alguns fatores contribuem negativamente para isso, são eles:

- A assinatura do contrato de concessão com a Bahiagás (1993) ocorreu antes da sua criação (1998);
- Entraves no andamento das atividades decorrentes da falta de estabilidade dos seus dirigentes (pelo fato de serem cargos de confiança);

- Não estabelecimento de metas para prestação de serviços (como exemplos, acréscimo no número de consumidores, expansão e renovação de redes existentes), para um contrato de 50 anos (prorrogáveis). Atualmente, a realização de investimentos por parte da Bahiagás está condicionada a estudos de viabilidade econômica que comprovem rentabilidade mínima de 20% a.a. e depreciação de 10% a.a. Essa taxa pode inviabilizar o abastecimento aos segmentos residencial e comercial, tendo em vista que são mercados pulverizados e de baixo consumo per capita (ARAÚJO *et al.*, 2009). Em suma, o atendimento a unidades distantes da rede depende da análise por parte da distribuidora;
- Ao estabelecer um contrato de prazo tão longo, a organização concedente acaba negligenciando fatores relevantes que podem alterar todo o contexto, tais como: mudanças tecnológicas na produção e distribuição do GN, aparecimento de bens substitutos a esse energético, o surgimento de novos agentes competitivos e dispostos a ingressar no setor. Em algumas unidades federativas do país como Paraná, Minas Gerais e Mato Grosso, os contratos foram firmados para 30 anos, com possibilidade de prorrogação por mais 20 anos;
- A exclusividade na distribuição é válida para o prazo de concessão quanto a todos os consumidores finais, ou seja, em até 50 anos estes não podem adquirir o produto junto a outros fornecedores;
- Inexiste legislação para nortear a relação entre a distribuidora e os demandantes, o que faz com que estes fiquem à mercê dela;
- A AGERBA é um agente de regulação multissetorial, atuando nos setores de energia elétrica, gás natural, comunicações, e transportes. Com exceção do primeiro mencionado, os demais têm pouca afinidade com a cadeia do GN. Além disso, as principais ações da agência estão direcionadas ao setor de transportes, visto que ela surgiu a partir de um órgão já existente que atuava nesse segmento: o Departamento de Transportes e Terminais (ARAÚJO *et al.*, 2009). Para a área de GN a AGERBA fez 15 resoluções desde a sua criação, das quais 12 são homologações tarifárias.

A Reguladora, tem se mostrado ineficiente também na resolução de conflitos entre os agentes inseridos na cadeia produtiva do GN, podendo citar como exemplo a batalha judicial entre a Braskem e a Bahiagás, com início em 2003, acerca do abastecimento do energético. A distribuidora alegava contenção no fornecimento, devido a cortes realizados pela Petrobras e a Braskem exigia o mesmo volume do produto, antes oferecido.

Vale salientar que, no período de criação das primeiras concessionárias no mercado de GN do Brasil foi necessário atrair investidores para firmar parcerias com os Governos Estaduais. Assim, foram concedidas grandes vantagens a esses agentes. Na Bahia não foi diferente, uma vez que as cláusulas tornam o contrato favorável à Bahiagás, dificultando uma regulação eficiente por parte da AGERBA. Além disso, pelo fato da distribuidora pertencer, em grande parte ao Governo do Estado, não se justificou, inicialmente, a necessidade de cláusulas para cumprimento de metas e penalidades.

Por fim, cabe mencionar como desafio, convencer a Petrobras a devolver campos marginais com pequena ou sem produção para que estes possam ser inseridos nas Rodadas de Licitações de Áreas Inativas com Acumulações Marginais. Isso estimularia pequenas empresas a atuarem na IGN baiana, o que geraria incremento na oferta. A Petrobras reluta em abrir mão desses campos, alegando que eles são utilizados para realização de testes.

4.4 FALHAS DA LEI DO PETROLEO E A NOVA LEI DO GÁS

Como dito anteriormente, o objetivo da Lei do Petróleo era promover a competição nas indústrias do petróleo e GN mediante a entrada de novos *players* de capital privado. A intenção era que esses agentes realizassem investimentos, até então realizados pelo Governo Federal, por meio da Petrobras. Todavia, algumas lacunas deixadas por esse arcabouço regulatório impossibilitaram o desenvolvimento de estruturas de incentivos aos investimentos, que acabaram por não atingir um patamar esperado. Dentre elas, pode-se citar: a escolha da autorização como regime jurídico de algumas atividades, o que permite intervenções não negociadas do poder público (refletindo baixa segurança jurídica); incertezas quanto à metodologia tarifária, aos critérios de exclusividade geográfica, ao prazo de autorização e às regras referentes à reversão dos ativos de transporte; a falta de restrições às participações cruzadas ao longo da cadeia produtiva (o que garante o monopólio *di facto* da Petrobras); a

falta de regras claras para regulação do livre acesso aos dutos; e a proibição de revenda da capacidade de transporte, impossibilitando o surgimento de mercados secundários³⁸, que podem incentivar a construção de novos gasodutos. Todos esses fatores contribuem para elevação dos custos de transação, desestimulando novos empreendimentos na IGN brasileira (COLOMER, 2010, p. 233).

A fim de tornar o ambiente mais propício a investimentos oriundos do capital privado, em março de 2009, foi aprovada e sancionada a Lei 11.909 (Lei do Gás). Foi criada uma nova estrutura regulatória para as atividades de importação, regaseificação/liquefação, transporte e comercialização de GN. As atividades de produção e distribuição continuam sendo reguladas, respectivamente, pela Lei do Petróleo e pelo Artigo 25 da Constituição Federal³⁹.

Para a importação e exportação do GN passou a ser necessária a autorização do Ministério de Minas e Energia (MME), ao contrário do que definia a Lei do Petróleo, na qual a autorização era fornecida pela ANP. No que tange à estocagem desse energético, ficou estabelecido que sua realização em antigos reservatórios ou em outras formações geológicas (não produtoras) estaria submetida ao regime de concessão. Cabe à ANP a responsabilidade de elaborar os editais e promover a licitação; e o MME fica responsável por celebrar os contratos de concessão (podendo delegar tal competência à ANP) e pelo estabelecimento dos períodos de exclusividade para os agentes que contrataram a capacidade de acondicionamento, viabilizando o desenvolvimento das instalações.

No que tange à liquefação e regaseificação, qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país, poderão receber autorização da ANP para atuar. Esse órgão fica incumbido de estabelecer os requisitos e condições para a outorga e transferência da titularidade da autorização, respeitadas as normas de proteção ambiental e de segurança das instalações. Os terminais utilizados para liquefação e regaseificação, bem como os gasodutos de escoamento da produção e as instalações de tratamento ou processamento de GN não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.

³⁸ Ao aumentar a liquidez do mercado de capacidade, o mercado secundário reduz os riscos inerentes à compra de capacidade primária em bases firmes.

³⁹ Reforçado pela Emenda Constitucional Nº 5 de agosto de 1995

Com relação à comercialização, a Lei do Gás criou novos atores: o consumidor-livre, o auto-produtor e o auto-importador. O primeiro deles tem a alternativa de comprar o GN de qualquer produtor, importador ou comercializador nos termos da legislação estadual. A lei apenas caracteriza a figura do consumidor livre, já que a abertura do mercado final desse energético cabe à regulação estadual. O segundo ator é o explorador e produtor do combustível que o utiliza em parte ou na sua totalidade no processo produtivo. Por fim, o auto-importador é o agente autorizado a importar o energético e que o utiliza em parte ou em sua totalidade como matéria-prima ou combustível.

A Lei 11.909 determina que os três personagens supracitados possam construir e implantar instalações e gasodutos para uso próprio, mediante contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção, caso esta não possa se encarregar da construção. As tarifas de operação e manutenção serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual. No que concerne aos contratos de comercialização, estes deverão ser registrados pela ANP, informando a origem ou os aspectos das reservas que suportarão o fornecimento do volume do energético contratado (COLOMER, 2010, p. 242). Os Artigos 56 e 57 garantem que o fornecimento de gás natural necessário às atividades das fábricas de fertilizantes e refinarias (todas de propriedade da Petrobras) continuará sendo fornecido pela própria Petrobras, sem intermediação das distribuidoras nos diversos estados.

Com as recentes descobertas do Pré-Sal há expectativa de que haja abundância de oferta de GN nos próximos anos. Diante deste contexto, o grande desafio passa a ser a viabilização do escoamento em território nacional (regiões como Centro-Oeste e Norte estão quase desprovidas de gasodutos e o Sudeste já sofre com gargalos na infraestrutura existente). As principais mudanças na Lei do Gás referem-se ao setor de transportes. Foram estabelecidas regras que visam à redução dos custos de transação e, conseqüentemente, a entrada de novos agentes nesse segmento. Essas regras são: a determinação e limitação do escopo de atuação de cada agente do poder público e a consolidação jurídica da estrutura regulatória, a adoção do regime de concessão juntamente com o regime de autorização, a adoção de mecanismos de concurso aberto com a assinatura de termos de compromisso e a regulação do livre acesso às redes.

A redefinição e delimitação das áreas de atuação dos diversos agentes envolvidos na regulação, no planejamento e na fiscalização da IGN nacional reduzem os riscos envolvidos

na atividade regulatória. O Ministério de Minas e Energia (MME) passou a executar as seguintes tarefas: elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do país, com base em estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE; determinação de diretrizes do processo de contratação das empresas de transporte; propostas dos dutos a serem construídos ou ampliados (podendo ser provocado por terceiros); e estabelecimento da utilização de parcerias públicas privadas (PPP) e dos recursos da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) para a construção de gasodutos de transporte de interesse público. Ficou sob incumbência da ANP, a elaboração dos editais de licitação das atividades sob regime de concessão, a determinação das tarifas máximas de transporte, a condução das chamadas públicas para alocação de capacidade primária de transporte, a aprovação dos contratos de transporte e das tarifas a serem cobradas pelas concessionárias, além de regular e fiscalizar o cumprimento dos contratos de concessão (COLOMER, 2010, p. 239).

O regime de concessão torna o ambiente mais seguro ao retorno do capital empregado pelos investidores. Isso mediante estabelecimento de contratos padronizados e determinação, em lei, dos direitos e deveres dos transportadores, atenuando comportamentos oportunistas tanto por parte desses agentes, quanto por parte dos órgãos do governo. Aplicar-se-á esse regime a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral e suas ampliações. Continuam submetidos ao processo de autorização da ANP os gasodutos que envolvam acordos internacionais, os existentes em 5 de março de 2009; os gasodutos que, nessa mesma data, estejam autorizados pela ANP, mas ainda não foram construídos; ou tenham iniciado o processo de licenciamento ambiental, mas ainda não estejam autorizados por esse órgão. As novas autorizações terão validade de 30 anos, contados a partir da data de publicação da outorga, prorrogáveis por igual período. A definição do prazo de exclusividade que terão os carregadores iniciais fica a cargo do MME.

No tocante ao novo mecanismo de alocação primária de capacidade, o prévio dimensionamento da demanda por capacidade e a assinatura de termos de compromisso pelos carregadores interessados no energético reduzem práticas oportunistas. Isso porque o comprometimento prévio, em situações de livre acesso, evita com que haja migração dos agentes de gasodutos pioneiros (que apresentam custos mais elevados) para os dutos entrantes, comprometendo o retorno do investimento realizado pela empresa pioneira (COLOMER, 2010, p. 48).

Outros dois elementos que proporcionam redução dos custos de transação trazidos pela alocação primária de capacidade de transporte são o estabelecimento da tarifa máxima que pode ser cobrada pelo transportador e a redução dos custos de negociação dos contratos. O dimensionamento prévio da demanda possibilita que potenciais entrantes conheçam *ex-ante* as condições tarifárias, enquanto o processo de chamada pública extingue a necessidade de negociação da capacidade primária de transporte de maneira bilateral com cada carregador. Fica sob competência da ANP o processo de chamada pública, a elaboração dos editais de licitação e a consolidação dos contratos de concessão junto às firmas vitoriosas. A contratação prévia, em regime regulatório eficiente, facilita a obtenção de financiamento por meio de mecanismos de securitização que permitam usar os contratos de recebíveis como garantias de contratos de financiamento (COLOMER, 2010, p. 252). O período de concessão será de 30 anos, podendo ser prorrogado por igual intervalo. Acabado o prazo, os bens destinados à atividade de transporte serão incorporados ao patrimônio da União, mediante indenização. Em relação à regulação tarifária, a lei determina que as tarifas de transporte sejam estabelecidas pela ANP, levando em consideração o custo médio dos serviços de uma empresa de referência, diferente da Lei do Petróleo, na qual cabia a esse órgão apenas a tarefa de aprovação das tarifas fixadas pelas transportadoras.

No que concerne à regulação do livre acesso às redes, a determinação de regras e diretrizes, dos serviços a serem ofertados pelo transportador e da tarifa a ser cobrada por cada serviço, incentiva a concorrência no mercado de capacidade e também fornece garantias necessárias aos investimentos em novos gasodutos. Todavia, como apresentado anteriormente, se o livre acesso não vier seguido pela possibilidade do consumidor final escolher entre pelo menos um fornecedor diferente da distribuidora, o impacto na concorrência é pequeno. A Lei 11.909 não esclarece se a revenda de capacidade pelos carregadores iniciais é permitida ou não, ficando a ANP incumbida de regular esse processo.

Cabe salientar, entretanto, que devido à manutenção da estrutura da IGN nacional, a redução dos custos de transação podem não ocorrer de forma simétrica entre os atores econômicos envolvidos. Nem a Lei do Petróleo, nem a Lei do Gás fazem alusão à restrição de participação cruzada entre agentes de diferentes segmentos ao longo da cadeia produtiva. Dessa forma, a Petrobras possui poder de monopólio do setor, embora a IGN nacional apresente-se juridicamente desverticalizada. Essa empresa é responsável por 97% da produção, 100% da

importação e domina 97% da capacidade de transporte de GN no país, mediante subsidiárias e empresas coligadas. No setor de distribuição, possui participação em 19 das 24 distribuidoras, sendo acionista majoritário de 12 delas (PETROBRAS, 2010; ANP, 2010; TRANSPETRO, 2010; TGB, 2010 *apud* COLOMER, 2010).

Essa posição dominante da Petrobras, ao longo da cadeia produtiva, faz com que seja ao mesmo tempo principal transportador e principal carregador de GN do mercado nacional. Nesse contexto, a redução dos custos de transação provenientes da nova Lei do Gás, acaba por consolidar assimetrias de custos de transação entre o principal *player* e potenciais investidores em ativos de transporte. Assim sendo, qualquer nova empresa entrante nesse setor, necessariamente ficaria à mercê da Petrobras. Em outras palavras, os investimentos de novos agentes dependerão da estabilidade das relações contratuais estabelecidas com seu principal concorrente, a estatal. Essa empresa pode criar barreiras à entrada de novos agentes como, por exemplo, não manifestar, estrategicamente, em sua função de carregador, interesse pela contratação da capacidade de transporte de um novo agente, de modo a inviabilizar *ex-ante* o projeto de um novo gasoduto. Mesmo que haja outros carregadores, a considerável participação da estatal em outros segmentos ao longo da cadeia pode, mediante a não manifestação de interesse, pode fazer com que a tarifa de transporte se torne muito elevada, inviabilizando o projeto ou deslocando a demanda para os dutos da Petrobras (COLOMER, 2010, p. 260). O exercício de subsídios cruzados desenvolvido por transportadoras coligadas aos agentes produtores e comercializadores dificulta a contratação *ex-ante* dos novos atores, já que reduz a competitividade da nova capacidade primária ofertada.

Há ainda alguns pontos não contemplados na Lei do Gás e que podem majorar os custos de transação, a saber: a falta de uma metodologia de cálculo das tarifas para o setor de transporte, a não determinação da estrutura dos termos de compromisso assinados pelos carregadores iniciais, a inexistência de regras para solução de conflitos entre transportadores e carregadores e a falta de referência a qualquer mecanismo e procedimento de ajuste e equilíbrio da rede. Cabe tecer maiores comentários sobre o primeiro e o último ponto.

A lei determina que deva ser aplicado à tarifa máxima definida pela ANP, um fator igual à razão entre a receita anual estabelecida no processo licitatório e a receita anual máxima estabelecida no edital de licitação. Todavia, não estão determinados nem a metodologia nem os princípios que deverão ser seguidos por esse órgão para o cálculo da tarifa máxima de

transporte. Assim, a estrutura tarifária fica à mercê de resoluções e portarias da ANP, instrumentos jurídicos de fácil revogação.

No que tange ao equilíbrio da rede, cabe mencionar que o uso da capacidade por um carregador, acima da nomeada afeta o transporte do energético para os demais carregadores contratados, implicando em problemas para a transportadora. Destarte, é necessária uma definição clara acerca dos direitos de propriedade sobre a capacidade de transporte, bem como o estabelecimento de instrumentos que forneçam às transportadoras condições necessárias ao ajuste dos desequilíbrios. Todavia, a lei não faz referência à punição imposta aos carregadores em desequilíbrio nem aos procedimentos e mecanismos de ajuste.

A lei não contempla regras que possibilitem distinguir a expansão dos gasodutos já existentes da criação dos novos. Segundo os termos do decreto, nesse caso, qualquer ampliação, independentemente da extensão do duto, ficará submetida ao regime de autorização, onde não é necessário o processo de licitação para seleção do operador. Nesse contexto, a tendência é que seja maior o interesse pelo prolongamento dos dutos, podendo desestimular o investimento do capital privado no setor.

Ela também não contempla a situação de usuários, atuais e potenciais, cujas instalações estão localizadas às margens de um gasoduto de transporte. Deveria está previsto a possibilidade de conexão direta ao duto, visto que não se justificaria nenhum investimento da concessionária para interligar o gasoduto de transporte e a instalação do usuário. Outra falha é não ter enfrentado o problema da falta de uma definição clara para “usuários finais”, o que gera a dúvida se os postos de GNV e instalações de compressão e liquefação (que não se encontram no final da cadeia de utilização do produto) estariam excluídos da obrigação de se submeter à exclusividade de fornecimento pelas distribuidoras nas diversas unidades federativas. Por fim, a Lei do Gás não faz distinção entre gasodutos de transporte e distribuição mediante critérios técnicos e objetivos (como exemplos, diâmetro e pressão sob a qual opera). Essa distinção contribuiria para redução de conflitos legais e regulatórios no âmbito da IGN brasileira.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo geral dessa dissertação é analisar a estrutura atual da IGN na Bahia com base nas mudanças no marco regulatório trazidas pelas Emendas Constitucionais Nº 5 e Nº 9 e pela Lei 9.478. Para isso a hipótese adotada foi que embora essas “regras do jogo” sejam capazes de incentivar novos investimentos, mediante o ingresso de novos players, não foram capazes de estimular a concorrência.

Com o fim do monopólio público da Petrobras no *upstream* das cadeias produtivas de petróleo e gás (e nas atividades de importação e exportação desses hidrocarbonetos) e com a consolidação do ambiente institucional, fruto da Lei do Petróleo, novos atores passaram a operar. Atualmente, 29 agentes, além da estatal, atuam na exploração e produção de GN na Bahia, contribuindo para a expansão da oferta. Dentre eles, pode-se citar a Shell, Queiroz Galvão, Petrogal Brasil e Petrosynergy. A partir da determinação da concessão estadual para a atividade de distribuição do GN, a Bahiagás tornou-se a concessionária, e nela há participação acionária de um agente de capital privado que é a Mitsui Gás e Energia do Brasil.

Surgiram novos empreendimentos que vem contribuindo para o desenvolvimento da IGN baiana, destacando-se o Campo de Manati, que foi determinante para que o Estado saísse da condição de importador desse energético para exportador; e o GASCAC, gasoduto que torna viável o abastecimento do energético proveniente da Região Sudeste. Há ainda boas oportunidades de desenvolvimento como a produção em campos marginais, por parte de operadores independentes; os campos na Bacia de Jequitinhonha, cuja formação geológica é comparada à Bacia de Campos, o que lhe confere elevada atratividade; a implantação do Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito da Bahia; e há perspectivas de descobertas de reservas Pré-Sal em território baiano (Canavieiras).

Apesar da participação de novos agentes na IGN baiana, o domínio da Petrobras é marcante tanto nos setores de exploração, produção e transporte (ela possui participação em Manati e no GASCAC), quanto no setor de distribuição, onde se encontra presente, através da sua subsidiária, a GASPETRO. A Petrobras é o principal *player* e, devido ao considerável controle que detêm no mercado, os novos investidores ingressam na cadeia produtiva mediante, sobretudo, acordos de parcerias com a estatal (estruturas de governança híbridas).

Na Lei 9.478 o GN era tratado como subproduto do petróleo. O arranjo institucional proporcionado por ela e as Emendas Constitucionais N° 5 e N° 9, não foram capazes de fornecer incentivos necessários à competição. A lei não estabeleceu restrições às participações cruzadas ao longo da cadeia produtiva. Quando a atividade de distribuição passou a ser concessão estadual, a Petrobras direcionou recursos para garantir participação em diversas concessionárias, assegurando a quase integração vertical na IGN. O acesso às redes de transporte era livre, entretanto as portarias e resoluções da ANP expressavam fraca segurança jurídica para os investidores.

Dada a interdependência entre os agentes que atuam ao longo da cadeia produtiva, não adiantou liberar a entrada nos setores potencialmente competitivos (exploração e produção) se o acesso às redes era difícil (como o acesso era negociado, os *players* ficavam à mercê da Petrobras). Logo, a forma mais utilizada pelas empresas entrantes para coordenar suas atividades, reduzir os custos de transação e minimizar os riscos inerentes ao retorno do capital empregado foi firmar acordos com a estatal, tanto no cenário nacional como no cenário baiano. Em suma, ocorreram novos investimentos com a presença do capital privado, entretanto estes não resultam de uma competição acirrada entre os atores no mercado de GN nacional (e baiano).

A Lei n° 11.909 foi aprovada, em 2009, pelo Governo Federal, com intuito de definir uma nova estrutura regulatória para as atividades de importação, regaseificação/liquefação, transporte e comercialização de GN, devido ao reconhecimento da incapacidade da Lei do Petróleo em estimular novos investimentos por meio do capital privado. Dados aspectos estruturais da IGN, a ausência de uma matriz institucional eficiente gera elevados riscos e incertezas; conseqüentemente, elevados custos de transação, desestimulando o ingresso de novos *players*. A Lei do Gás apresenta algumas mudanças que podem contribuir para a redução desses custos: a substituição do regime de autorização pelo regime de concessão na atividade de transporte, a utilização do concurso aberto com assinatura de termos de compromisso, a regulação do livre acesso às redes e a reorganização e delimitação da área de atuação de cada órgão público. Todavia, não apresenta instrumentos capazes de reduzir as barreiras à entrada de novos agentes, pois como se viu a redução dos custos não ocorre de maneira simétrica. As participações cruzadas da Petrobras na IGN nacional reduzem os custos de transação dessa empresa, mas aumenta esses custos para as entrantes, o que ergue barreiras aos investimentos por parte das mesmas.

É necessário um plano de desenvolvimento bem definido para o setor, capaz de sinalizar corretamente para o mercado as perspectivas de oferta e de consumo. Segundo Magalhães e Dutra (2011), poderia ser elaborada uma política de precificação diferenciada para o energético enquanto matéria-prima, de forma a estimular seu uso no segmento industrial, o que não implicaria impacto desestruturante no mercado de GN nacional. No mercado baiano não seria diferente, cabendo salientar que a maior parte do energético explorado é do tipo não-associado, cuja exploração não acarreta em grandes excedentes de outros componentes, como o petróleo.

Além disso, é necessária uma atuação mais ativa da AGERBA, em sincronia com a ANP, de forma a estimular o desenvolvimento dessa indústria. Num primeiro momento, é explicável o tipo de contrato firmado entre aquele órgão e a distribuidora do Estado, visando à consolidação de uma infraestrutura para escoamento do GN ao consumidor final, dado as características do setor: exigência de vultosos investimentos de longo prazo de maturação em ativos de elevado grau de especificidade (locacional) num contexto marcado por riscos e incertezas. Sobretudo, ao término do contrato é preciso rever alguns aspectos. É necessário o estabelecimento de uma legislação capaz de nortear a relação entre a distribuidora e o consumidor final. O instrumento de regulação para o GN na Bahia é o contrato de concessão entre o Governo do Estado e a Bahiagás. Nesse contrato só há regras envolvendo a concedente e o concessionário, ficando os consumidores à mercê da empresa distribuidora. É necessário rever esse ponto para proteger os usuários de possíveis abusos, além do estabelecimento de regras claras para fomentar os investimentos.

Algumas ações poderão tornar o ambiente mais propício ao desenvolvimento da IGN baiana, tais como:

- Correção das assimetrias nos custos de transação, através da restrição às participações cruzadas ao longo da cadeia;
- Facilitar o acesso ao crédito para pequenas empresas investirem na produção em campos marginais;
- Fixação de normas para o livre acesso às redes de distribuição de GN (*by pass*) mediante pagamento pelos serviços, após o prazo de maturação dos investimentos;

- Estímulo à eficiência e qualidade dos serviços prestados e do produto, com estabelecimento de metas a serem cumpridas (acréscimo no número de clientes, manutenção e extensão da infraestrutura, entre outros) e estabelecimento de multas sobre o faturamento anual da distribuidora, como penalidade (atualmente, os métodos de punição são advertência e intervenção);
- Manutenção do equilíbrio financeiro-econômico da concessão;
- Fazer avaliações periódicas sobre os serviços prestados;

As avaliações periódicas contribuiriam para a melhoria nas atividades da distribuidora e devem ser baseadas em indicadores de qualidade do produto (como pressão e poder calorífico) e dos serviços (índices de vazamentos, frequência média de atendimentos de emergência, tempo de atendimento de emergência, entre outros). A correção nas assimetrias nos custos de transação e o *by pass* nas redes de distribuição estimulariam a concorrência no setor. A manutenção do equilíbrio financeiro-econômico da concessão estimula novos investimentos por parte da Bahiagás. Por fim, o estímulo à produção em campos marginais contribuiria para o incremento da oferta de GN no mercado baiano.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO-ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Rio de Janeiro, 2011a. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 05 nov. 2011.

_____. **Indústria brasileira de gás natural**: regulação atual e desafios futuros. Rio de Janeiro, 2001. 181 p. (Série ANP, n. 2).

_____. **D&P. Campos na etapa de produção na fase de produção**. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 04 nov. 2011b.

_____. **D&P. Campos na etapa de desenvolvimento na fase de produção**. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 04 nov. 2011c.

_____. **Rodadas de licitações**. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 04 nov. 2011d.

ALMEIDA, E. L. F. ; OLIVEIRA, A. Developing the gas industry in Brazil: competition or regulation? **Minerals & Energy**, v. 5, n.3, p. 14-21, 2000.

ALMEIDA, E. de; TUJEEHUT, M. Os condicionantes para a formação de um mercado spot na indústria de gás natural. **Boletim Infopetro**, Rio de Janeiro, v. 7, n.4, p.17-21, jul./ago. 2006.

ARAÚJO, F. C. de *et al.* Cenários prospectivos para a cadeia de petróleo & gás natural na Bahia: uma visão para 2020. Brasília: IEL/NC, 2009, 175 p.

BAHIA. Secretaria de Infraestrutura do Estado da Bahia. **Balanco energético da Bahia**. Salvador, 2009b. Disponível em: <www.seinfra.ba.gov.br/balanco_energetico_2009.asp>. Acesso em: 04 abr. 2010.

_____. **Balanco energético da Bahia**. Salvador, 2010. Disponível em: <www.seinfra.ba.gov.br/balanco_energetico_2010.asp>. Acesso em: 04 maio 2011.

BAHIA. Secretaria de Energia, Transportes e Comunicações. **Contrato de regulamentação da concessão para exploração industrial, comercial, institucional e residencial dos serviços de gás canalizado no Estado da Bahia**. Salvador, 1991. 20 p. Disponível em: <www.agerba.ba.gov.br/arquivosdiversos/contratoconcessaobahiagas>. Acesso em: 03 abr. 2009.

BAHIAGÁS. **Bahiagás aumenta a capacidade de distribuição em Candeias**. Salvador, 2010a. Disponível em: <www.bahiagas.com.br/noticias>. Acesso em: 29 set. 2010.

_____. **Bahiagás levará gás natural no Complexo Porto Sul**. Salvador, 2010b. Disponível em: <www.bahiagas.com.br/noticias>. Acesso em: 03 jul. 2010.

_____. **Linha do tempo**. Salvador, 2011a. Disponível em: <www.bahiagas.com.br/bahiagas/linha-do-tempo>. Acesso em: 04 fev. 2011.

_____. **Lula inaugura trecho do Gasene em Itabuna e Bahiagás inicia distribuição de gás natural.** Salvador, 2010c. Disponível em: <www.bahiagas.com.br/noticias>. Acesso em: 24 mar. 2010.

_____. **População baiana de baixa renda agora conta com o gás social.** Salvador, 2011b. Disponível em: <www.bahiagas.com.br/noticias>. Acesso em: 21 jun. 2011.

_____. **Relatório da administração 2010.** Salvador, 2010d. Disponível em: <www.bahiagas.com.br>. Acesso em: 10 mar. 2011.

_____. **Segmentos de mercado:** industrial. Salvador, 2011c. Disponível em: <www.bahiagas.com.br/bahiagas/mercado>. Acesso em: 04 fev. 2011.

BARDELIN, C. E. A. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica.** 2004. 113 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica, USP, São Paulo, 2004.

BARROS, G. BNDES prevê investimentos de US\$ 200 bilhões no pré-sal até 2012. Disponível em: <http://colunistas.ig.com.br/guilhe_crmebarros/2010/01/29/bndes-preve-investimentos-de-us-200-bilhoes-no-pre-sal-ate-2012>. Acesso em: 30 jan. 2010.

BNDES aprova financiamento de R\$ 1 bilhão para UTE Porto de Itaquí. **Jornal da Energia**, São Paulo, dez. 2009. Disponível em: <www.revistagtd.com.br/ler_noticia>. Acesso em: 09 jan. 2010.

BNDES. **Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil.** São Paulo: Bain & Company; Tozzini Freire Advogados, jun. 2009. 238 p.

BP GLOBAL. **Statistical review of world energy june 2011.** Disponível em: <<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>>. Acesso em: 08 jul. 2011.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 8 de agosto de 1997. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 10 jul. 2010.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Balço energético nacional.** 2009. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal2009.aspx>>. Acesso em: 10 nov. 2010.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Balço energético nacional.** 2011. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal2011.aspx>>. Acesso em: 04 nov. 2011.

BROSSEAU, E.; GLACHANT, J. M. Contracts economics and the renewal of economics. **The economics of contracts: theories and applications**. Cambridge: Cambridge University Press, 2002. 584 p.

BUENO, Paulo N. Lógica da ação coletiva, instituições e crescimento econômico: uma nova resenha temática sobre a nova economia industrial. **Revista Economia**, Brasília, v.5, n.2, p. 361-420, jul./dez. 2004.

CARNEIRO, R. **Desenvolvimento em crise: a economia brasileira no último quarto do século XX**. São Paulo: UNESP, IE- Unicamp, 2002. 423 p.

COASE, R. H. The nature of the firm. In: WILLIAMSON, O. ; WINTER, S. **The nature of the firm – origins, evolution and development**. New York: Oxford University Press, 1991. v. 4.

COASE, R. H. The institutional structure of production. In: _____. **Essays on economics and economists**. Chicago: Chicago University Press, 1995. p. 3-14.

COLOMER, M. F. **Estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos: uma análise neo-institucional do novo arcabouço regulatório brasileiro**. 2010. 316 f. Tese (Doutorado em Economia) – IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **A indústria e o Brasil – gás natural: uma proposta de política para o Brasil**. Brasília: Confederação Nacional da Indústria, 2010. 89 p.

COSTA, H. H. L. M. **A regulação da indústria de gás natural do Brasil: fatos e desafios**. 2003. 134 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético, UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

DEMSETS, H. Una revision de la teoria de la empresa. In: WILLIAMSON O. ; WINTER, S. **La natureza de la empresa: orígenes, evolución e desarrollo**. México: Fondo de Cultura Económica, 1996. 325 p.

DEQUECH, D. Varieties of uncertainty a survey of the economic literature. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 34., 2008, Salvador. **Anais...** Salvador: ANPEC, 2008. p. 1-19.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DA BAHIA – FIEB. Petrobras vai investir US\$ 8 bi. **Bahia Indústria**. Salvador, 2009a. Disponível em: <www.fieb.org.br/bahia_industria/Arquivos/maio_2009/Petrobras.pdf>. Acesso em: 13 jun. 2009.

FERRARO, M. ; ALMEIDA, E. Impactos da estrutura de financiamento sobre a decisão de investimento das empresas de distribuição de gás natural no Brasil. **Boletim Infopetro**, Rio de Janeiro, v. 7, n. 3, p. 10-18, maio/jun. 2006.

FILGUEIRAS, Luiz. **História do Plano Real: fundamentos, impactos e contradições**. São Paulo: Boitempo, 2000. 231 p.

FIORI, S. Alternative visions of change in Douglas North's new institutionalism. **Journal of Economic Issues**, New Mexico State, v. 34, n. 4, p. 1025-1040, dec. 2002.

FONSECA, R. S. da S. **O acordo Brasil-Bolívia de gás natural: uma análise à luz da teoria dos custos de transação**. 2008.106 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Faculdade de Ciências Econômicas, UFBA, Salvador, 2008.

FURUBOTN, E. G. ; RICHTER, R. **Institutions and economic theory: the contribution of the new institutional economics**. Michigan: Michigan University Press, 1997. 542 p.

GALA, P. A teoria institucional de Douglas North. **Revista de Economia Política**, São Paulo, v. 23, n. 2, p. 89-105, abr./jun. 2003.

GASNET. **Vendas de gás das distribuidoras**. Disponível em: <www.gasnet.com.br>. Acesso em: 04 nov. 2011.

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

GROSSMAN, S. J. ; HART, O.D. The costs and benefits of ownership: a theory of vertical and lateral integration. **Journal of Political Economy**, Chicago, v. 94, n. 4, p. 691–719, aug. 1986.

HODGSON, M. G. Institutional economics into the twenty-first century. **Studi e Note di Economia**, Herts, v. 14, n.1, p. 3-26, 2009.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETROLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Informações e estatísticas**. Disponível em: <www.ibp.org.br>. Acesso em: 14 jul. 2010.

KUPFER, D. ; HASENCLEVER, L. **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. 640 p.

LAUREANO, F. **A indústria de gás natural e as relações contratuais: uma análise do caso brasileiro**. 2005. 143 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.

MAGALHÃES, D. ; DUTRA, L. **O preço do gás natural e os desafios de uma política de competitividade**. Disponível em:<www.bahiagas.com.br>. Acesso em: 07 jul. 2011.

NICITA, A. ; PAGANO, U. **Incomplete contracts and institutions**. 2005. Disponível em: <http://www.cleis.unisit.it/site/files/031_nicita_pagano.pdf>. Acesso em: 02 abr. 2010.

NORTH, D. C. **Institutions, institutional change and economic performance**. Cambridge: Cambridge University Press, fev. 1990. 164 p.

NORTH, D. C. The new institutional economics and third world development. In: HARRISS, J. ; HUNTER, J. ; LEWIS, C. M. **The new institutional economics and third world development**. New York: Routledge, 1997. 360 p.

PETROBRAS descobre mais gás natural em bloco na Bahia. Disponível em: <www.terra.com.br/noticias>. Acesso em: 14 abr. 2009a.

PETROBRAS. **Principais projetos da Petrobras no Plano de Aceleração do Crescimento (PAC)**. Rio de Janeiro, 2007a. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 02 jun. 2009.

PETROBRAS investirá US\$ 9,2 bi na Bahia até 2015. **Revista do fornecedor**. Lauro de Freitas, v. 2, n. 8, set./out. 2011. Disponível em: <www.revistadofornecedor.com.br>. Acesso em: 13 dez. 2011.

_____. **Plano estratégico do sistema Petrobras 1990/2000**. 1990. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 15 abr. 2009.

_____. **Plano estratégico do sistema Petrobras 2000/2010**. 2000. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 15 abr. 2009.

_____. **Plano estratégico do sistema Petrobras 2005/2015**. 2005. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 15 abr. 2009.

_____. **Plano de negócios 2007-2011**. 2007b. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 17 fev. 2007.

_____. **Plano de negócios 2008-2012**. 2008. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 15 abr. 2009.

_____. **Plano de negócios 2009-2013**. 2009. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 15 abr. 2009.

_____. **Plano de negócios 2010-2014**. 2010. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 30 ago. 2010.

PINTO JR., H. Q. *et al.* **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007. 343 p.

PINTO JR., H. Q. ; TORRES, R. Repartição das rendas econômicas na indústria brasileira do gás natural. **Relatório final**. 14 p. Projeto Grupo de Energia/Instituto de Economia/UFRJ-Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, fev. 2003.

PONDÉ, J. L. S. P. S. **Coordenação e aprendizado: elementos para uma teoria das inovações nas firmas e nos mercados**. 1993. 148 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – IE/UNICAMP, Campinas, 1993.

PRATES, C. *et al.* Impacto das recentes medidas da Bolívia no setor de gás brasileiro. **Informe Setorial**, Brasília, n. 1, p.1-8, maio 2006.

PRATES J. P. **Além do petróleo**. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/blogs/petroleo/posts/2010/06/05/campos-marginais-petrobras-produtores-independentes-convivencia-297434.asp>>. Acesso em: 02 jul. 2010.

PROMINP. **Criação de incentivos para estimular investimentos de pequenas e médias empresas operadoras na exploração e produção em bacias terrestres: relatório final projeto ind p&g-20**, 2005. Disponível em:
<www.prominp.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp>. Acesso em: 29 set. 2011.

SUPREMO Tribunal Federal derruba Adin contra lei do petróleo. Disponível em:
<<http://www.diariodenoticias.com.br>>. Acesso em: 02 abr. 2005.

TIGRE, Paulo B. Paradigmas tecnológicos e teorias econômicas da firma. **Revista Brasileira de Inovação**, v. 4, n.1, p. 187-223, jan./jun. 2005.

TOYOSHIMA, S. Instituições e desenvolvimento econômico: uma análise crítica das idéias de Douglas North. **Estudos Econômicos**, São Paulo, v. 29, n. 1, p.75-112, 1999.

SANTOS, Rodolfo T. dos. Análise econômica de contratos: elementos para discussão em setores de infra-estrutura. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.11, n. 21, p. 233-254, jun. 2004.

SIMON, H. A. From substantive to procedural rationality. In: LATSIS, S. J. **Method and appraisal in economics**. Cambridge: Cambridge University Press, 1982. v. 2. 233 p.

SMITH, A. **A riqueza das nações**. São Paulo: Nova Cultural, 1988. v. 2.

WILLIAMSON, O. **Las instituciones económicas del capitalismo**. México: Fondo de Cultura Económica, 1985. 435 p.

ANEXOS

ANEXO A – Lei nº 9.478, de 6.8.1997 – DOU 7.8.1997

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

CAPÍTULO IV**DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS**

(Nota)

SEÇÃO I**Da Instituição e das Atribuições**

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

(Nota)

Parágrafo único. A ANP terá sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais.

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

(Nota)

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

(Nota)

- II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;
- III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;
- IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;
- V - autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento;

(Nota)

- VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;
- VII - fiscalizar diretamente e de forma concorrente nos termos da Lei no 8.078, de 11 de setembro de 1990, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

(Nota)

Nota:

A Portaria ANP nº 234, de 12.8.2003 – DOU 13.8.2003 – efeitos a partir de 13.8.2003 aprovou o Regulamento que define o procedimento de imposição de penalidades aplicável aos infratores das disposições e termos constantes dos contratos de concessão, dos editais de licitação e na legislação aplicável.

- VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;

(Nota)

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;

(Nota)

XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;

XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;

XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;

XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização de biodiesel, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios;

(Nota)

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação;

(Nota)

XVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis.

(Nota)

XIX - regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos;

(Nota)

XX - promover, direta ou indiretamente, as chamadas públicas para a contratação de capacidade de transporte de gás natural, conforme as diretrizes do Ministério de Minas e Energia;

(Nota)

XXI - registrar os contratos de transporte e de interconexão entre instalações de transporte, inclusive as procedentes do exterior, e os contratos de comercialização, celebrados entre os agentes de mercado;

(Nota)

XXII - informar a origem ou a caracterização das reservas do gás natural contratado e a ser contratado entre os agentes de mercado;

(Nota)

XXIII - regular e fiscalizar o exercício da atividade de estocagem de gás natural, inclusive no que se refere ao direito de acesso de terceiros às instalações concedidas;

(Nota)

XXIV - elaborar os editais e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários para a exploração das atividades de transporte e de estocagem de gás natural;

(Nota)

XXV - celebrar, mediante delegação do Ministério de Minas e Energia, os contratos de concessão para a exploração das atividades de transporte e estocagem de gás natural sujeitas ao regime de concessão;

(Nota)

XXVI - autorizar a prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União;

(Nota)

XXVII - estabelecer critérios para a aferição da capacidade dos gasodutos de transporte e de transferência;

(Nota)

XXVIII - articular-se com órgãos reguladores estaduais e ambientais, objetivando compatibilizar e uniformizar as normas aplicáveis à indústria e aos mercados de gás natural.

(Nota)

Nota:

A Medida Provisória nº 227, de 6.12.2004 – DOU 7.12.2004 Dispõe sobre o Registro Especial, na Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda, de produtor ou importador de biodiesel e sobre a incidência da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS sobre as receitas decorrentes da venda desse produto. O art. 2º desta Medida Provisória estabelece que poderá ser cancelado, este Registro Especial a qualquer tempo, pela Secretaria da Receita Federal se, após a sua concessão, ocorrer o cancelamento da concessão ou autorização instituída pelo inciso acima descrito.

Art. 8º-A. Caberá à ANP supervisionar a movimentação de gás natural na rede de transporte e coordená-la em situações caracterizadas como de contingência.

§ 1º. O Comitê de Contingenciamento definirá as diretrizes para a coordenação das operações da rede de movimentação de gás natural em situações caracterizadas como de contingência, reconhecidas pelo Presidente da República, por meio de decreto.

§ 2º. No exercício das atribuições referidas no caput deste artigo, caberá à ANP, sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas na regulamentação:

I - supervisionar os dados e as informações dos centros de controle dos gasodutos de transporte;

II - manter banco de informações relativo ao sistema de movimentação de gás natural permanentemente atualizado, subsidiando o Ministério de Minas e Energia com as informações sobre necessidades de reforço ao sistema;

III - monitorar as entradas e saídas de gás natural das redes de transporte, confrontando os volumes movimentados com os contratos de transporte vigentes;

IV - dar publicidade às capacidades de movimentação existentes que não estejam sendo utilizadas e às modalidades possíveis para sua contratação; e

V - estabelecer padrões e parâmetros para a operação e manutenção eficientes do sistema de transporte e estocagem de gás natural.

§ 3º. Os parâmetros e informações relativos ao transporte de gás natural necessários à supervisão, controle e coordenação da operação dos gasodutos deverão ser disponibilizados pelos transportadores à ANP, conforme regulação específica.

(Nota)

Art. 9º. Além das atribuições que lhe são conferidas no artigo anterior, caberá à ANP exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78.

Art. 10. Quando, no exercício de suas atribuições, a ANP tomar conhecimento de fato que possa configurar indício de infração da ordem econômica, deverá comunicá-lo imediatamente ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica - Cade e à Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça, para que estes adotem as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente.

(Nota)

Parágrafo único. Independentemente da comunicação prevista no caput deste artigo, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - Cade notificará a ANP do teor da decisão que aplicar sanção por infração da ordem econômica cometida por empresas ou pessoas físicas no exercício de atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, no prazo máximo de vinte e quatro horas após a publicação do respectivo acórdão, para que esta adote as providências legais de sua alçada.

ANEXO B – Decreto Nº3.371, de 24.2.2000, DOU 25.2.2000

Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição Federal,

DECRETA:

Art. 1º. Fica instituído, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade, visando à implantação de usinas termelétricas.

Art. 2º. As usinas termelétricas, integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade, farão jus às seguintes prerrogativas:

- I - garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia;
- II - garantia da aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL;
- III - garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico.

Parágrafo único. Até 31 de dezembro de 2002 ou até a normalização da efetiva liquidação das operações do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, o que ocorrer primeiro, fica autorizada a aquisição de energia elétrica e de recebíveis do MAE pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, ou, enquanto esta não operar, por outra entidade vinculada ao Ministério de Minas e Energia, inclusive empresas do grupo ELETROBRÁS, como instrumentos do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, observadas as seguintes condições:

(Parágrafo incluído pelo Decreto nº 4.067, de 27.12.2001)

I - aquisição ao valor máximo de noventa por cento do preço da energia praticado no MAE no período de referência; (Inciso incluído pelo Decreto nº 4.067, de 27.12.2001)

II - aquisição somente junto àqueles agentes que, integrantes do PPT, tenham entrado em operação até 31 de março de 2002; (Inciso incluído pelo Decreto nº 4.067, de 27.12.2001)

III - aquisição relativa a energia gerada cuja contabilização no MAE venha a ser divulgada a partir de 28 de dezembro de 2001; e (Inciso incluído pelo Decreto nº 4.067, de 27.12.2001)

IV - vedação à aquisição relativa a energia gerada por empreendimentos cuja capacidade de geração ou energia gerada seja objeto de contrato. (Inciso incluído pelo Decreto nº 4.067, de 27.12.2001)

Art. 3º. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, que baixará as normas para a sua execução.

Art. 4º. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 24 de fevereiro de 2000; 179º da Independência e 112º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

Rodolpho Tourinho Neto

**ANEXO C - RESERVAS TOTAIS E PROVADAS DE GÁS NATURAL, POR
LOCALIZAÇÃO (TERRA E MAR), SEGUNDO UNIDADES DA FEDERAÇÃO 2007-
2010**

| Unidades da Federação | Localização | Reservas de gás natural (em milhões de m³) | | | | | | | |
|-----------------------|-------------|--|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|
| | | 2007 | | 2008 | | 2009 | | 2010 | |
| | | Reservas totais | Reservas provadas | Reservas totais | Reservas provadas | Reservas totais | Reservas provadas | Reservas totais | Reservas provadas |
| Total | | 584.472 | 364.991 | 589.007 | 364.095 | 575.832 | 357.494 | 824.723 | 423.003 |
| Subtotal | Terra | 117.158 | 68.131 | 125.056 | 73.242 | 118.669 | 65.256 | 117.227 | 68.803 |
| | Mar | 467.315 | 296.860 | 463.950 | 290.853 | 457.163 | 292.238 | 707.496 | 354.200 |
| Amazonas | Terra | 90.518 | 52.774 | 90.453 | 52.143 | 93.909 | 52.397 | 94.456 | 55.878 |
| Ceará | Mar | 1.097 | 825 | 1.321 | 1.028 | 1.152 | 784 | 1.447 | 652 |
| Rio Grande do Norte | Terra | 2.439 | 1.942 | 11.699 | 8.663 | 2.232 | 1.538 | 2.189 | 1.418 |
| | Mar | 13.166 | 11.755 | 2.172 | 1.585 | 10.288 | 8.115 | 11.355 | 8.676 |
| Alagoas | Terra | 4.830 | 3.042 | 4.706 | 2.917 | 4.340 | 2.571 | 4.173 | 2.391 |
| | Mar | 1.061 | 850 | 944 | 730 | 1.084 | 825 | 1.085 | 1.085 |
| Sergipe | Terra | 923 | 761 | 1.306 | 989 | 1.330 | 913 | 1.484 | 1.039 |
| | Mar | 4.794 | 2.842 | 4.908 | 2.678 | 4.962 | 2.523 | 4.303 | 2.588 |
| Bahia | Terra | 16.238 | 8.470 | 14.850 | 7.447 | 15.150 | 7.203 | 13.379 | 7.356 |
| | Mar | 35.044 | 26.423 | 33.603 | 24.671 | 29.291 | 24.813 | 30.746 | 26.161 |
| Espírito Santo | Terra | 1.449 | 1.140 | 1.266 | 940 | 939 | 630 | 732 | 587 |
| | Mar | 68.179 | 37.594 | 71.851 | 38.004 | 87.874 | 46.714 | 87.034 | 44.025 |
| Rio de Janeiro | Mar | 272.839 | 167.917 | 290.028 | 173.142 | 265.981 | 161.363 | 504.642 | 220.506 |
| São Paulo | Mar | 67.088 | 47.881 | 55.984 | 48.340 | 53.265 | 46.189 | 62.946 | 49.373 |
| Paraná | Terra | 761 | 1 | 777 | 142 | 770 | 4 | 814 | 134 |
| | Mar | 1.610 | 568 | 538 | 468 | 904 | 684 | 1.261 | 904 |
| Santa Catarina | Mar | 2.437 | 206 | 2.600 | 205 | 2.364 | 230 | 2.677 | 230 |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

ANEXO D - Produção de gás natural associado e não-associado, segundo Unidades da Federação - 2001-2010

| Unidades da Federação | Tipo | Produção de gás natural (milhões de m³) | | | | | | | | | | |
|-----------------------|---------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 10/09 % |
| Brasil | | 13.999 | 15.525 | 15.792 | 16.971 | 17.699 | 17.706 | 18.152 | 21.593 | 21.142 | 22.938 | 8,50 |
| | | | | | | | | | | | | |
| Subtotal | Associado | 11.131 | 12.091 | 12.135 | 12.981 | 13.778 | 13.661 | 13.506 | 14.519 | 16.976 | 17.300 | 1,91 |
| | Não-associado | 2.868 | 3.434 | 3.657 | 3.990 | 3.921 | 4.045 | 4.645 | 7.074 | 4.165 | 5.638 | 35,36 |
| | | | | | | | | | | | | |
| Amazonas | Associado | 2.388 | 2.718 | 2.942 | 3.562 | 3.533 | 3.367 | 3.523 | 3.699 | 3.723 | 3.809 | 2,30 |
| | Não-associado | 39 | 26 | 51 | 59 | 34 | 9 | 23 | 34 | 57 | 49 | -13,99 |
| | | | | | | | | | | | | |
| Ceará | Associado | 92 | 110 | 100 | 126 | 111 | 99 | 78 | 66 | 56 | 43 | -24,01 |
| | Não-associado | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | | | | | | | | | | | |
| Rio Grande do Norte | Associado | 1.070 | 927 | 796 | 740 | 769 | 716 | 590 | 541 | 518 | 491 | -5,28 |
| | Não-associado | 128 | 433 | 473 | 625 | 548 | 465 | 489 | 386 | 243 | 198 | -18,49 |
| | | | | | | | | | | | | |
| Alagoas | Associado | 270 | 278 | 366 | 409 | 369 | 249 | 219 | 218 | 319 | 231 | -27,71 |
| | Não-associado | 493 | 504 | 552 | 778 | 800 | 773 | 688 | 596 | 423 | 442 | 4,42 |
| | | | | | | | | | | | | |
| Sergipe | Associado | 615 | 507 | 481 | 420 | 304 | 300 | 292 | 590 | 819 | 952 | 16,22 |
| | Não-associado | 196 | 294 | 252 | 257 | 313 | 309 | 255 | 268 | 137 | 150 | 9,30 |
| | | | | | | | | | | | | |
| Bahia | Associado | 763 | 673 | 631 | 826 | 642 | 476 | 478 | 495 | 630 | 594 | -5,78 |
| | Não-associado | 1.204 | 1.343 | 1.535 | 1.430 | 1.343 | 1.419 | 2.168 | 2.870 | 2.423 | 2.806 | 15,78 |
| | | | | | | | | | | | | |
| Espírito Santo | Associado | 89 | 113 | 147 | 107 | 116 | 472 | 603 | 437 | 432 | 1.024 | 136,89 |
| | Não-associado | 300 | 309 | 362 | 403 | 403 | 437 | 363 | 2.365 | 644 | 1.677 | 160,35 |
| | | | | | | | | | | | | |
| Rio de Janeiro | Associado | 5.805 | 6.756 | 6.617 | 6.725 | 7.867 | 7.943 | 7.689 | 8.450 | 10.479 | 10.121 | -3,41 |
| | Não-associado | 163 | 131 | 44 | 54 | 100 | 274 | 336 | 313 | 19 | 11 | -38,50 |
| | | | | | | | | | | | | |
| São Paulo | Associado | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 37 | - |
| | Não-associado | 344 | 394 | 388 | 383 | 380 | 357 | 324 | 242 | 218 | 305 | 39,46 |
| | | | | | | | | | | | | |
| Paraná | Associado | 38 | 9 | 56 | 65 | 68 | 39 | 34 | 22 | - | - | - |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

Nota: o valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queima, perdas e consumo próprio.

ANEXO E - Blocos baianos na fase de exploração

| Bacias Sedimentares | Bloco | Concessionários % |
|---------------------|----------------------------------|---|
| Almada | BM-CAL-5 | El Paso Óleo e Gás do Brasil Ltda. (18,33), Petróleo Brasileiro S.A.* (59,21), Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. (22,46) |
| | CAL-M-120 | Petróleo Brasileiro S.A.* (60,00), Statoil do Brasil Ltda. (40,00) |
| Camamu | CAL-M-186 | Petróleo Brasileiro S.A.* (60,00), Statoil do Brasil Ltda. (40,00) |
| | CAL-M-188 | Petróleo Brasileiro S.A.* 100,00 |
| | CAL-M-248 | Petróleo Brasileiro S.A.* 100,00 |
| | CAL-M-3 | Petróleo Brasileiro S.A. (40,00), Statoil do Brasil Ltda* (60,00) |
| | CAL-M-312 | El Paso Óleo e Gás do Brasil Ltda. (20,00), Petróleo Brasileiro S.A.* (60,00), Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (20,00). |
| | CAL-M-314 | Devon Energy do Brasil Ltda.* (100,00) |
| | CAL-M-372 | El Paso Óleo e Gás do Brasil Ltda. (20,00), Petróleo Brasileiro S.A.* (60,00), Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (20,00). |
| | CAL-M-374 | Eni Oil do Brasil S.A.* (100,00) |
| | CAL-M-58 | Petróleo Brasileiro S.A. (40,00), Statoil do Brasil Ltda* (60,00) |
| | CAL-M-60 | Petróleo Brasileiro S.A. (40,00), Statoil do Brasil Ltda* (60,00) |
| | Jequitinhonha | BM-J-1 |
| BM-J-2 | | Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.* (100,00) |
| BM-J-3 | | Petróleo Brasileiro S.A.* (60,00), Statoil do Brasil Ltda. (40,00) |
| J-M-115 | | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| J-M-165 | | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| J-M-3 | | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| J-M-5 | | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| J-M-59 | | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| J-M-61 | | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| J-M-63 | | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| Recôncavo | REC-T-129 | Alvorada Petróleo S.A.* 100,00 |
| | REC-T-130 | Petróleo Brasileiro S.A. (50,00), Sonangol Starfish Oil & Gas S.A.* (50,00) |
| | REC-T-131 | Alvorada Petróleo S.A.* (100,00) |
| | REC-T-132 | Alvorada Petróleo S.A.* (100,00) |
| | REC-T-142 | Alvorada Petróleo S.A.* (100,00) |
| | REC-T-144 | Alvorada Petróleo S.A.* (100,00) |
| | REC-T-153 | Petrosynergy Ltda.* (70,00), Silver Marlin E&P de Petróleo e Gás Ltda. (30,00) |
| | REC-T-155 | Alvorada Petróleo S.A.* (100,00) |
| | REC-T-157 | Alvorada Petróleo S.A.* (100,00) |
| | REC-T-158 | Cowan Petróleo e Gás S.A.* (90,00), Lábrea Petróleo S.A. (10,00) |
| | REC-T-163 | Imetame Energia S.A.* (100,00) |
| | REC-T-166 | Somoil Internacional de Petróleo do Brasil - SIPEB Ltda. (42,90), Sonangol Starfish Oil & Gas S.A.* (57,10) |
| | REC-T-169 | BrazAlta Brasil Norte Comercialização de Petróleo Ltda. (20,00), Petro Vista Energy Petróleo do Brasil Ltda.* (50,00), W. Petróleo S.A. (30,00) |
| | REC-T-170 | BrazAlta Brasil Norte Comercialização de Petróleo Ltda. (37,50), Petro Vista Energy Petróleo do Brasil Ltda. (25,00), W. Petróleo S.A.* (37,50) |
| | REC-T-181 | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| | REC-T-182 | Alvorada Petróleo S.A.* (100,00) |
| REC-T-183 | Petrosynergy Ltda.* (100,00) | |
| REC-T-196 | Alvorada Petróleo S.A.* (100,00) | |

| Bacias Sedimentares | Bloco | Concessionários % |
|---------------------|-----------|---|
| Recôncavo | REC-T-197 | Alvorada Petróleo S.A.* (100,00) |
| | REC-T-209 | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| | REC-T-210 | Delp Engenharia Mecânica Ltda. (33,33), Imetame Energia S.A.* (33,34), Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda. (33,33) |
| | REC-T-211 | Delp Engenharia Mecânica Ltda. (33,33), Imetame Energia S.A.* (33,34), Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda. (33,33) |
| | REC-T-220 | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| | REC-T-224 | Alvorada Petróleo S.A.* (100,00) |
| | REC-T-225 | Recôncavo E&P S/A* 100,00 |
| | REC-T-235 | Petróleo Brasileiro S.A.* (100,00) |
| | REC-T-240 | Cowan Petróleo e Gás S.A.* (90,00), Lábrea Petróleo S.A. (10,00) |
| | REC-T-59 | Mercury do Brasil Oil & Gás Ltda (50,00), Silver Marlin E&P de Petróleo e Gás Ltda.* (50,00) |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011a

ANEXO F - Campos baianos na etapa de produção na fase de produção em 31/12/2010

| Bacias Sedimentares | Terra/Mar | Campos | Concessionários (%) |
|---------------------|----------------------|----------------------------------|---|
| Camamu | Terra | Jiribatuba ² | Alvorada ¹ (100) |
| | Mar | Manati | Petrobras ¹ (35)/Manati (45)/Brasoil Manati (10)/Rio das Contas (10) |
| | Terra | Morro do barro ² | Panergy ¹ (30)/ERG (70) |
| Recôncavo | Terra | Acajá-burizinho | Recôncavo E&P ¹ (100) |
| | Terra | Água grande | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Apraiús | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Araçás | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Araçás leste ² | Egesa ¹ (100) |
| | Terra | Aratu | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Biriba | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Bom lugar ² | Alvorada (100) |
| | Terra | Bonsucesso | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Brejinho | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Buracica | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Camaçari | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Canabrava | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Canário | Petrosynergy1 (100) |
| | Terra | Candeias | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Cantagalo | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Cassarongongo | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Cexis | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Cidade de entre rios | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Dom João | Petrobras ¹ (100) |
| | Mar | Dom João mar | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda alto das pedras | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda alvorada | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda azevedo | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda bálsamo | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda belém | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda boa esperança | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda imbé | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda onça | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda panelas | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda rio branco | W. Petróleo ¹ (52,5)/BrazAlta Brasil (47,5) |
| | Terra | Fazenda santo estevão | W. Petróleo1 (52,5)/BrazAlta Brasil (47,5) |
| | Terra | Fazenda sorri* | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Gomo | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Guanambi | Petrobras ¹ (80)/Guanambi (20) |
| | Terra | Ilha de bimbarra | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Itaparica | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Jacuípe | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Jandaia | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Juriti | Recôncavo E&P ¹ (100) |
| | Terra | Lagoa do paulo | Recôncavo E&P ¹ (100) |
| Terra | Lagoa do paulo norte | Recôncavo E&P ¹ (100) | |
| Terra | Lagoa do paulo sul | Recôncavo E&P ¹ (100) | |
| Terra | Lagoa verde* | Petrobras ¹ (100) | |

| Bacias Sedimentares | Terra/Mar | Campos | Concessionários (%) |
|---------------------|------------------|--|--|
| Recôncavo | Terra | Lamarão | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Leodório | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Malombê | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Mandacaru | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Mapele | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Massapê | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Massuí | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Mata de são joão | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Miranga | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Miranga norte | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Norte de fazenda caruaçu | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Paramirim do vencimento* | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Pedrinhas | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Pojuca | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Pojuca norte | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Remanso | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Riacho da barra | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Riacho ouricuri | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Riacho são pedro | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Rio da serra | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Rio do bu | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Rio dos ovos | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Rio itariri | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Rio joanes | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Rio pipiri | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Rio pojuca | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Rio sauípe | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Rio subaúma | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Santana | W. Petróleo ¹ (52,5)/BrazAlta Brasil (47,5) |
| | Terra | São domingos | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | São pedro | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Saúipe | W. Petróleo ¹ (52,5)/BrazAlta Brasil (47,5) |
| | Terra | Sesmaria | Petrobras ¹ (100) |
| Terra | Socorro | Petrobras ¹ (100) | |
| Terra | Socorro extensão | Petrobras ¹ (100) | |
| Terra | Sussuarana | Petrobras ¹ (100) | |
| Terra | Tangará | Petrobras ¹ (100) | |
| Terra | Tapiranga | Petrobras ¹ (100) | |
| Terra | Taquipe | Petrobras ¹ (100) | |
| Terra | Tico-tico | W. Petróleo ¹ (52,5)/BrazAlta Brasil (47,5) | |
| Terra | Uirapuru | Petrosynergy ¹ (100) | |
| Tucano Sul | Terra | Conceição | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda matinha | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Fazenda santa rosa | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Quererá | Petrobras ¹ (100) |
| | Terra | Sempre viva ² | Orteng ¹ (34)/Delp (33)/Logos Engenharia (33) |

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2011b

¹ Empresa operadora

² Campos marginais

* Em processo de devolução