

CONSIDERAÇÕES SOBRE A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO
BRASIL

ANNY RESENDE NEGREIROS

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE DARCY
RIBEIRO – UENF

CAMPOS DOS GOYTACAZES - RJ

AGOSTO-2013

CONSIDERAÇÕES SOBRE A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

ANNY RESENDE NEGREIROS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Professor José Ramón Arica Chávez

CAMPOS DOS GOYTACAZES - RJ

AGOSTO-2013

FICHA CATALOGRÁFICA

Preparada pela Biblioteca do CCT / UENF

72/2013

Negreiros, Anny Resende

Considerações sobre a indústria do gás natural no Brasil / Anny Resende
Negreiros. – Campos dos Goytacazes, 2013.

xii, 75 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) --
Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro. Centro de
Ciência e Tecnologia. Laboratório de Engenharia de Produção.
Campos dos Goytacazes, 2013.

Orientador: José Ramón Arica Chávez.

Área de concentração: Pesquisa operacional.

Bibliografia: f. 69-75.

1. PRECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL 2. LEI DO GN 3.
MERCADO DO GN 4. MODELO DE MALTHUS 5. PROJEÇÃO DA
PRODUÇÃO I. Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy
Ribeiro. Centro de Ciência e Tecnologia. Laboratório de Engenharia
de Produção II. Título

CDD 338.82330981

CONSIDERAÇÕES SOBRE A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

ANNY RESENDE NEGREIROS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Aprovada em 13 de Agosto de 2013

Comissão Examinadora:

Prof. Geraldo Galdino de Paula Junior, D. Sc. -
LEPROD/UENF

Profa. Gudelia Guillermina Morales de Arica, D. Sc. -
LEPROD/UENF

Prof. Roberto Cezar Rosendo Saraiva da Silva, D. Sc. -
UFF

Prof. José Ramón Arica Chávez D. Sc.- LEPROD/UENF
Orientador

AGRADECIMENTOS

Cumpre-me fazer sinceros agradecimentos a Deus pela Sua infinita misericórdia e proteção nos momentos mais difíceis ao longo de todo o curso, principalmente nos instantes que pensei em desistir. Agradeço à minha mãe, Daura, por suas orações e pelo apoio dado aos meus estudos. Igualmente agradeço ao meu pai, Darci, pelo carinho incondicional. Ao meu esposo Plínio, pelo companheirismo e satisfação de me acompanhar em muitas etapas desta trajetória. Aos amigos que fiz na UENF agradeço pela ajuda e parceria, em particular aos queridos, Gilza e Fernando, que sempre estiveram ao meu lado com orientações e palavras de apoio primordiais para a concretização de minha pesquisa. Agradeço aos familiares, irmãos, tios e primos, Darcyzinho, Ildéia, Walter, Thamara, Thaynan e Kaike. Ao Professor Doutor Eduardo Mautone, sou grata pela acolhida quando de minha visita técnica ao laboratório de combustíveis da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. Ao Professor Doutor Geraldo Galdino, pelo incentivo recebido durante a realização da disciplina de Otimização Linear. Ao servidor Rogério de Castro, responsável pela Secretaria de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, agradeço pela atenção que a mim sempre foi disponibilizada no decorrer do curso, em especial por seu constante auxílio para que me fosse possível o cumprimento das exigências acadêmicas. Agradeço também aos demais membros do LEPROD pela boa recepção. Por fim, agradeço ao meu exemplo de mestre Professor Doutor Arica por toda dedicação a mim e à confecção desta dissertação. Vou sentir falta de nossas reuniões semanais. À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES – agradeço pelo apoio financeiro. Não poderia me esquecer do agradecimento aos meus familiares queridos, que no plano espiritual sei que estão felizes pela concretização de mais uma etapa de meus estudos. Enfim, a todos os que de forma direta ou indireta contribuíram para realização deste trabalho manifesto aqui meu mais sincero, muito obrigada.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABELAS	ix
LISTA DE GRÁFICOS.....	x
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	xi
RESUMO.....	xii
ABSTRACT	xiii
CAPÍTULO 1	1
Introdução	1
1.1 Metodologia.....	4
CAPÍTULO 2	7
Considerações sobre o Gás Natural	7
2.1 Sobre a introdução e uso do GN no Brasil	7
2.2 A estrutura do mercado do GN no Brasil.....	11
2.3 Diferentes estruturas de mercado do Gás Natural no mundo	13
CAPÍTULO 3	20
O Gás Natural no Brasil	20
3.1 Introdução	20
3.2 Da normatização do Gás Natural no Brasil	24
3.3 Da análise histórica da normatização.....	24
3.4 Lei do Gás Natural na sua gênese	27
3.5 Considerações específicas sobre a Lei do Gás	30
3.6 Da precificação do Gás Natural no Brasil.....	32
3.7 Críticas e desafios à Lei do Gás Natural e a precificação do GN nacional	36
CAPÍTULO 4	40
Previsão da Produção do Gás Natural no Brasil	40
4.1 Introdução	40
4.2 Projeção da produção de gás natural no Brasil.....	42
4.3 Projeção da produção de gás natural no Brasil até 2017	44
4.4 Projeção da produção de gás natural até 2021	47
CAPÍTULO 5	50
O uso do GN no setor industrial no Estado do Rio de Janeiro	50

5.1 Panorama geral do consumo de GN por setor industrial.....	52
5.2 Comparações do GN em relação ao GLP e o Óleo Combustível.....	55
5.3 Aspectos do consumo industrial do Gás Natural no Estado do Rio de Janeiro.....	57
5.3.1 Do consumo do GN pelo Setor Siderúrgico	58
5.3.2 Do consumo do GN pelo Setor Químico	59
5.3.3 Do uso energético do GN pela indústria química e petroquímica	60
5.3.4 Do uso energético do GN pela indústria do Cimento	60
5.3.5 Do uso energético do GN pela Indústria de Cerâmicos	60
5.4 O Preço do Gás Natural no Rio de Janeiro	61
5.5 Da tecnologia nacional na produção de queimadores de gás: instrumento de viabilização para ampliação do consumo por indústrias de médio e pequeno porte.....	63
CAPÍTULO 6	66
Conclusões.....	66
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Projeto do GASODUTO BOLÍVIA – BRASIL.....	10
Figura 2. Processos da Indústria de Gás Natural.....	12
Figura 3. Indústria de Gás Natural verticalmente integrada.	13
Figura 4. Competição entre Produtores de Gás Natural	14
Figura 5. Livre Acesso e Competição no Atacado.....	15
Figura 6. Infra-estrutura de transporte de gás natural no EUA.....	16
Figura 7. Desempacotamento e Competição no Varejo	18
Figura 8. Infra-estrutura de transporte de gás natural no Reino Unido.	19
Figura 9. Linha do Tempo normas infraconstitucionais sobre energia e GN.....	25
Figura 10: Precificação Cost-Plus versus Net – Back value.....	34
Figura 11. Dados da produção de GN (pontos) e modelo exponencial ajustado	43
Figura 12. Dados da produção de GN (pontos) e modelo exponencial ajustado	43
Figura 13. Projeção da produção de gás natural em função do tempo com modelo exponencial	46
Figura 14. Consumo real e projeção logística do consumo de gás natural para 2017, em milhões de metros cúbicos diários	47
Figura 15. Dados da produção de GN (pontos) e modelo exponencial ajustado no período de 1970 a 2011	48
Figura 16. Projeção da produção de gás natural em função do tempo com modelo exponencial	48
Figura 17. Consumo real e projeção logística do consumo de gás natural para 2017, em milhões de metros cúbicos diários	49
Figura 18. Balanço Energético Nacional – MME - Ano Base: 2010	51
Figura 19. Mapa do Estado do Rio de Janeiro	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Estrutura do consumo e produção e de GN no mundo em bilhões de m ³ (2012).....	9
Tabela 2. Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural em trilhões de m ³	9
Tabela 3. Brasil: Mudança do panorama da IGN	21
Tabela 4. Brasil: Consumo de Gás Natural por segmento.	21
Tabela 5. Lei do Gás x Lei do Petróleo (quadro comparativo)	31
Tabela 6. Produção de GN.....	41
Tabela 7. Previsão de produção nacional de gás natural, no período 2012-2017	45
Tabela 8. Previsão de produção nacional de gás natural em milhões de metros cúbicos diários, no período 2007-2017, a partir dos recursos descobertos (reservas e contingentes).....	46
Tabela 9. Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural, no período 2012-2021, classificada por nível de incerteza dos recursos.(Valores em milhões de metros cúbicos diários)	49
Tabela 10. Evolução do consumo de GN no Brasil e no estado do Rio de Janeiro	53
Tabela 11. Consumo industrial do GN.	54

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Preços históricos de petróleo e gás natural	17
Gráfico 2. Reservas de Gás natural no Brasil	37
Gráfico 3. Evolução das variações de preços do Gás Natural	38
Gráfico 4. Comparativo internacional dos preços do gás natural (U\$; MMBTU).	39
Gráfico 5. Previsão de Produção de Gás Natural no período 2007-2017	45
Gráfico 6. Comparativo de preços GN x GLP no Rio de Janeiro.....	55
Gráfico 7. Comparativo de preços GN x Óleo Combustível no Rio de Janeiro	56
Gráfico 8. Demanda GN.....	57
Gráfico 9. Comparativo do preço do GN	61

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

- ABEGAS** – Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado
- ABRACE** - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
- AGENERSA** - Agencia Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro
- ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica
- ANP** – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- ARSESP** – Agência Reguladora e Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (antiga CSPE)
- BG** - British Gas
- CNI** – Confederação Nacional da Indústria
- COMGAS** – Companhia de Gás de São Paulo
- DOE** – Department of Energy
- EPE** – Empresa de Pesquisa Energética
- GASBOL** - Gasoduto Bolívia-Brasil
- GLP** – Gás Liquefeito do Petróleo
- GNV** – Gás Natural Veicular
- GTB** - Gas TransBoliviano S.A.
- IEA** - International Energy Agency
- IGN** – Indústria Gás Natural
- IGPM** - Índice Geral de Preços do Mercado
- MME** – Ministério das Minas e Energia
- ONGÁS** - Operador Nacional do Sistema de Gás
- PPT** - Programa Prioritário de Termelétricidade
- PROINFA** - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
- SNC** - Sistema Nacional de Combustíveis
- TBG** - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil
- TCU** – Tribunal de Contas da União
- UPGN** - Unidades de Processamento de Gás Natural
- YPFB** - Jazidas Petrolíferas Fiscais Bolivianas

RESUMO

Esta dissertação versa sobre a precificação do Gás Natural no Brasil, os conceitos econômicos que envolvem o mercado do referido gás e a importância de seu uso. Faz uma análise desta *commodity* e da legislação constitucional e infraconstitucional aplicável ao Gás Natural. Trata das funções das agências reguladoras com ênfase na Lei Federal 11909/2009 (Lei do Gás Natural) e apresenta modelos do mercado mundial, o que permite comparações com a realidade nacional do setor. Tece críticas à legislação e aponta perspectivas. Realiza uma projeção da produção do GN no Brasil com base no modelo de Malthus, comparando-o aos resultados obtidos da Empresa de Pesquisa Energética. Aborda aspectos do uso industrial do gás no Estado do Rio de Janeiro, mais uma vez estabelecendo comparações, nesse quesito, quanto ao preço nacional do GN. Trata da abertura do mercado do gás e, igualmente realiza um estudo de preços tendo como base o valor do GLP. Por fim, discorre sobre o desenvolvimento de tecnologia nacional na produção de queimadores de gás adaptados à realidade da indústria brasileira.

Palavras chave: Precificação do Gás Natural; Lei do GN; Mercado do GN; Modelo de Malthus, Projeção da Produção.

ABSTRACT

This dissertation examines the pricing of natural gas in Brazil, the economic concepts that involve the market of that gas and the importance of its use. They are analyzed this commodity and constitutional and infra-constitutional law applicable to Natural Gas. They are discussed the roles of regulatory agencies with emphasis on Federal Act 11909/2009 (Law on Natural Gas) and presents models of the world market , which allows comparisons with the national reality of the industry. They are criticized the law and highlights perspectives. It is performed a projection of production of natural gas in Brazil based on Malthus model, comparing it to the results of the Energy Research Company. They are considered issues of industrial use of gas in the State of Rio de Janeiro, again making comparisons, in this regard, as the domestic price of natural gas. It is exanimate the opening of the natural gas market and is conducted a study of prices based on the value of LPG. Finally it is discussed the development of domestic technology in the production of gas burners adapted to the reality of Brazilian industry.

Keywords: Pricing of Natural Gas; Act of NG, NG Market; Model of Malthus, Projection Production.

CAPÍTULO 1

Introdução

No curso da história o Estado Brasileiro priorizou o uso da energia hidroelétrica para o setor industrial, enquanto que para os demais setores da economia optou-se pelos combustíveis derivados do petróleo. O Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), também conhecido por “Gás de Cozinha” foi selecionado para consumo residencial. Já a gasolina e o óleo diesel destinaram-se substancialmente ao setor de transportes. Mesmo quando a energia hidroelétrica não alcançava as regiões interioranas do país, o combustível de utilização largamente empregado era a querosene, também derivado do petróleo. Assim, ao longo de décadas e por motivos diversos, o gás natural (GN) foi excluído dos projetos governamentais, surgindo tardiamente nos anos 90 do século XX (apesar de alguns registros de pequeno uso na década anterior), motivado pelas crises na produção hidroelétrica que afetavam o funcionamento da indústria. Sua implantação destinou-se à manutenção de geradores, desafogando a demanda hidroelétrica em situações emergenciais.

Como indicado pela *International Energy Agency* - (IEA 1998), a indústria do GN (IGN) possui características de “indústria de rede”, exigindo grandes investimentos iniciais devido aos altos custos marginais e riscos técnicos e financeiros envolvidos.

Se considerada a vasta extensão territorial, o desenvolvimento do setor industrial e o crescente número de consumidores, o mercado nacional do GN possui imenso potencial para ampliação e os investimentos tendem, assim, a levar à expansão da malha de gasodutos. O GN também concorre com combustíveis produzidos em refinarias, além da já mencionada energia hidroelétrica e com outras tradicionais fontes de energia, motivos pelos quais ainda não se constitui em mercado consolidado no Brasil.

De fato o mercado do GN tem características próprias, posto que, além de não existir uma cultura interna que incentive o consumo, este varia de preço em cada unidade da federação, o que causa insegurança para investimentos que necessariamente precisam ser feitos em grande escala.

Em termos contratuais, trata-se de uma “*commodity*” cuja exploração e transporte são realizados por concessão da União e a distribuição aos consumidores realiza-se pelas distribuidoras nos estados federados.

Em escala global o mercado do GN apresenta-se de diferentes formas. Pode constituir-se num mercado fechado, monopolizado, como no caso da companhia russa GAZPROM, ou de forma menos verticalizada, como aconteceu entre os anos 1985 a 1992 nos Estados Unidos quando da formação de mercado atacadista, o que tornou possível a atuação de diversas empresas de transporte de GN. Pode ainda apresentar-se de forma dinâmica, sem regulação de preços, na qual contratos de curto prazo equilibram a oferta e a demanda, como no caso australiano.

No aspecto legal, o mercado do GN encontra-se atrelado a uma série de normas infraconstitucionais¹ que incluem desde o Sistema Nacional de Combustíveis (SNC) da Lei 8.176/91, passando pela criação do Conselho Nacional de Política Energética, pelo incentivo às fontes alternativas de energia (PROINFA) e a Parceria Pública Privada, até finalmente a regulamentação imposta pela Lei 12.304/10.

Este trabalho faz uma análise da indústria do GN no Brasil em seus vários aspectos. Incluindo abordagem sobre modelos mundiais na comparação com a realidade nacional. Passando por assuntos como sua importação da Bolívia, demanda interna, consumo e precificação, organização dos agentes, organização de mercado, legislação pertinente ao setor e órgãos reguladores desse tipo de indústria.

No transcorrer do levantamento de dados da pesquisa relativa a esta dissertação, observou-se a carência de uma série de ações, especialmente por parte do poder público, que poderiam dinamizar o setor, e, se efetivadas com base nos modelos mundiais, melhorariam aspectos diversos da IGN nacional. Vale destacar que concorrem para os problemas da IGN no Brasil questões intrínsecas,

¹ Lei que está hierarquicamente abaixo da Constituição Federal.

características da nossa história sócio-político-econômica, como por exemplo, a demora por optar por essa fonte energética não renovável, afinal, conforme ressalta QUEIROZ *et al.* (2007), embora antiga, a expansão da IGN está dificultada pela concorrência interenergética associada aos seus custos de transporte. Depois dos choques do petróleo da década de 1970, a necessidade de reduzir a dependência do petróleo da OPEP promoveu o crescimento do GN na matriz energética mundial nos últimos anos.

O objetivo desse texto é propor sugestões de melhoria no setor do GN, tomando como alicerce a experiência internacional quando comparada à realidade do mercado interno do gás. Uma vez que estabelece a localização do mercado nacional em relação a modelos clássicos de organização da indústria do GN na Rússia, Estados Unidos, Austrália, Inglaterra, dentre outros países. Além disso, objetiva também realizar uma projeção da produção do GN no Brasil com base no modelo matemático de Malthus.

Propondo-se especificamente:

- Caracterizar o mercado do GN no Brasil e disseminar a importância do desenvolvimento dessa indústria para o país;
- Conceituar a IGN no Brasil e divulgar aspectos importantes relacionados ao consumo, a demanda, produção e precificação deste energético;
- Identificar as ações competitivas para introdução do GN frente aos demais combustíveis já consolidados na matriz energética.

Considerando também que a IGN pode ser classificada, conforme os estágios de desenvolvimento das respectivas legislações e regulações, (GOMES, 2005 apud LOSS, 2007), pretende-se aqui classificar o mercado de GN brasileiro. Segundo esta hipótese, os mercados podem ser (i) *nascentes* (não dispõem de órgão regulador, estão sob monopólio ou forte influência de empresas estatais e têm poucos consumidores), (ii) *em desenvolvimento* (existe regulação, mas é incipiente, pode ou não haver órgão regulador, geralmente existem empresas estatais interferindo amplamente, a infraestrutura está em implantação e o consumo está em ascensão), (iii) *desenvolvidos* (existem órgãos reguladores, livre acesso às infraestruturas, as quais se encontram implantadas em níveis compatíveis com as necessidades do

mercado, os usuários escolhem livremente os fornecedores e a competição é crescente) ou (iv) *maduros*, (existem os requisitos dos mercados desenvolvidos e mais a segmentação (*unbundling*) contábil e jurídica, restrições às participações cruzadas e à verticalização).

Na elaboração deste trabalho, cujo contexto abrange a área de atuação da Engenharia de Produção, dentro de um contexto contemporâneo, relacionou os vários entes que caracterizam o mercado do GN no Brasil, tais como, a competitividade do gás com relação aos combustíveis concorrentes, o marco regulatório, a organização dos agentes da indústria, o desenvolvimento da infraestrutura da malha de gasodutos, a precificação do gás, e outras questões.

1.1 Metodologia

Esta dissertação tem como fundamento teórico artigos e trabalhos acadêmicos de diferentes instituições de pesquisa e de divulgação científica. Embasa-se em dados coletados de agências reguladoras e na legislação nacional para o setor.

Portanto, o primeiro passo metodológico desta pesquisa relaciona-se à dinâmica do mercado mundial do GN, partindo da análise de modelos de estruturação desse mercado nos principais centros produtores: Estados Unidos, Inglaterra, Rússia e Austrália, comparando-os à realidade brasileira. Passa-se então à investigação sobre a introdução do GN no Brasil, considerando elementos geopolíticos e históricos, especialmente os motivos emergenciais de sua importação da Bolívia destinada ao pólo industrial paulista. Apura-se sobre a insuficiência de demanda nos primeiros tempos da importação. Passa-se à pesquisa sobre a política de incentivo ao consumo do GN, em especial para uso em termoelétricas, bem como se investiga o consumo automotivo e doméstico do GN e confronta-se com interesses econômicos advindos da concorrência com os derivados de petróleo obtidos em nossas refinarias.

Pesquisa-se se a Lei do Petróleo de 1997 atendia às necessidades do mercado do GN quando de sua expansão e se por tal motivo teria sido necessário um novo marco regulatório para o setor, qual seja, a Lei do Gás de 2009. A consolidação de um ambiente regulatório estável torna-se necessária, para reduzir riscos e viabilizar decisões de investimento.

Apresenta-se também uma análise das oportunidades para a indústria num panorama de perspectivas de crescimento da produção do GN associado ao petróleo, com as descobertas na Bacia de Campos.

No esforço de situar a indústria nacional do GN no contexto das experiências internacionais mencionadas, passa-se a apurar sobre as influências de âmbito político no setor, vez que os marcos regulatórios são criados conforme interesses do poder.

Por fim, com os instrumentos proporcionados pelos vários matizes elencadas nesta metodologia, busca-se elaborar uma proposta que viabilize melhorias no setor, como elemento consultivo ou que sirva de parâmetro nas avaliações sobre o mercado do GN.

Nesse sentido, este trabalho apresenta-se dividido em seis capítulos, da seguinte maneira:

Após este capítulo introdutório, o Capítulo 2 trata sobre a chegada do GN no Brasil e seu uso, visando permitir um melhor entendimento do ambiente e do desenvolvimento desta indústria no país. São destacados aspectos relacionados às características técnico-econômicas, estruturas de oferta e demanda, bem como infraestrutura de transporte e distribuição do GN, além das perspectivas do Pré-Sal. Descreve também os modelos que caracterizam o mercado do GN no Brasil e no mundo, destacando a organização desta indústria, com considerações sobre a origem do GN nacional ou importado e sobre a forma como os diferentes estágios da IGN impõem seu poder de mercado.

O Capítulo 3 descreve a indústria do GN no Brasil, incluindo o marco da Lei do Gás (11.909/2009), a evolução do mercado e regulação no país. São destacadas também neste capítulo, as Agências Reguladoras que compõem o referido setor, a atual conjuntura da IGN no Brasil, a precificação do gás natural, a gênese da Lei do Gás e suas principais implicações para a consolidação deste mercado.

No Capítulo 4 realizou-se uma projeção da produção de GN no Brasil para os anos de 2017 e 2021. Esta previsão foi feita por meio de regressão linear aplicada ao modelo populacional de Malthus. Os dados utilizados para esta análise são do Balanço Energético Nacional (ano base 2011, publicado em 2012). Este capítulo permitiu comparar a previsão, relativamente simples de se obter, com os resultados

do modelo proposto no Plano Decenal de Energia (PDE), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2021), este último, envolvendo diversas variáveis.

O Capítulo 5 traz informações a respeito da utilização industrial do GN no Estado do Rio de Janeiro, mostrando as perspectivas para este energético no mercado, fazendo comparações com os demais combustíveis substitutos ao GN. Além de apresentar informações sobre a diferenciação de preços do GN com relação ao Estado do Rio de Janeiro e demais estados da federação.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões finais da dissertação.

CAPÍTULO 2

Considerações sobre o Gás Natural

2.1 Sobre a introdução e uso do GN no Brasil

“As primeiras descobertas de reservas de GN no Brasil foram realizadas em 1940, em poços no Estado da Bahia, como resultado de pesquisas para encontrar petróleo. No entanto, foi a partir da descoberta de petróleo e GN na Bacia de Campos (RJ), em 1971, que ocorreu o marco desta indústria no Brasil, impulsionando desde a segunda metade da década de 80 elevados investimentos na prospecção de águas profundas e na construção de gasodutos, interligando os centros de consumo do Rio de Janeiro e de São Paulo” (ALVEAL e BORGES, 2001). Os mais recentes episódios da história do GN no Brasil dizem respeito ao início das importações do produto vindo da Bolívia.

Em agosto de 1996 foi firmado com as *Jazidas Petrolíferas Fiscais Bolivianas* (YPFB) contrato para construção de gasodutos visando importação de GN pelo Brasil. Em 1997 coube ao Estado brasileiro dar início às obras de construção do gasoduto GASBOL com 1.900 km de extensão, ligando Santa Cruz de La Sierra (Bolívia) à Guararema (SP) com capacidade mínima prevista nos três primeiros anos de 8 milhões de metros cúbicos/dia, aumentando gradativamente para 30 milhões de metros cúbicos/dia no decorrer dos vinte anos. Com a ampliação da malha para Campinas e Porto Alegre, concluída em 1999, os números relativos à importação em 2009 chegaram à casa dos 24 milhões de metros cúbicos diários. O contrato destinava ao Brasil a maior parte dos lucros, por assumir os gastos com prospecção, exploração, produção e transporte. Vale lembrar o contexto político-econômico do início da década de 90, fase de reestruturação das economias planificadas e expansão do capitalismo mundial, com reflexos no Brasil, que, como outras economias emergentes, tratou de viabilizar investimentos privados em suas empresas estatais.

A introdução da competição e da regulação nas décadas de 80 e 90 aumentou a eficiência econômica e a inovação nas indústrias de rede. Onde a competição não pôde ser desenvolvida, devido a características de monopólio natural, a regulação híbrida (*price cap* com fator x) foi implementada (LITTLECHILD, 2008). Neste tipo de regulamento os preços são confeccionados com incentivos de produtividade embutidos - o chamado fator x - fator que faz com que as ineficiências operacionais da distribuidora não sejam repassadas ao consumidor. Vale ressaltar que neste modelo o órgão regulador estuda a estrutura de custos da distribuidora e repassa de forma reduzida pelo fator x para a sociedade, embora a concessionária precisa obter a cada revisão ter preços eficientes para se adequar à estrutura de custos e com isso obter ganhos (SANTOS, et al., 2003).

Dentre os motivos da opção pelo GN temos que, diferentemente de outras fontes energéticas alternativas, apresenta uma série de vantagens que influenciam positivamente na produção industrial, dentre elas, menor custo operacional (reduzidos custos com transporte por gasodutos com o aumento do consumo), condição viável para a ecologia (baixos níveis de CO_2 em sua combustão, por constituir-se de moléculas com pouco Carbono) e mercado potencial em ascensão (dado o crescente número de consumidores).

Temos a considerar vários outros fatores pertinentes ao GN. O Brasil é um país de dimensões continentais, localizado predominantemente entre o Equador e o Trópico de Capricórnio, o que o diferencia dos países desenvolvidos quanto à demanda por energia para aquecimento de residências. Devido ao eixo de inclinação do nosso planeta e sua órbita elíptica com menor distância do Sol nos meses de verão, o Brasil tem como característica verões muito quentes e invernos amenos, ao contrário dos países do Hemisfério Norte, com verões amenos e invernos rigorosos. Assim, o GN no Brasil destina-se predominantemente para uso industrial, sendo que a demanda por recursos energéticos para aquecimento residencial, que de fato é pouco significativa, restringe-se aos estados da federação localizados abaixo do Trópico de Capricórnio nos meses de inverno. Além, claro, de que no ano 2008, a Bolívia, descontente com a porcentagem de lucros de seu país, decidiu nacionalizar as reservas de gás sob o argumento de que a Bolívia é a dona do recurso, exigindo assim melhores preços pelo gás exportado.

A Tabela 1 mostra as disparidades entre o consumo e a produção do GN no Hemisfério Norte e Europa, se comparados aos das Américas Central e do Sul. Na Tabela 2 a evolução das reservas de GN no mundo.

Tabela 1. Estrutura do consumo e produção e de GN no mundo em bilhões de m³. (2012)

	Consumo	Produção
América do Norte	906,5	896,4
América do Sul e Central	165,1	177,3
Europa e Eurásia	1083,3	1035,4
Oriente Médio	411,8	548,4
África	122,8	216,2
Pacífico Asiático	625,0	490,2
Total	3314,5	3363,9

Fonte: BP, 2013.

Tabela 2. Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural em trilhões de m³

(Trilhões de m ³)	1992	2002	2011	2012
América do Norte	9,3	7,4	11,2	10,8
América do Sul e Central	5,4	7,0	7,5	7,6
Europa e Eurásia	39,6	42,1	58,4	58,4
Oriente Médio	44,0	71,8	80,4	80,5
África	9,9	13,8	14,7	14,5
Pacífico Asiático	9,4	13,0	15,5	15,5
Total (Trilhões de m ³)	117,6	155,1	187,7	187,3

Fonte: BP, 2013.

Quanto aos baixos valores observados na Tabela 2, relativos à América Central e do Sul, vale ressaltar que há concentração do consumo em países frios, ou seja, o consumo pode ser elevado em certos locais, porém reduzido se considerada a grande extensão do continente. Ou seja, mesmo havendo ampla utilização de GN pela Argentina (40 milhões de habitantes) e Chile (17 milhões de habitantes), tal é pouco representativo posto que, de uma população aproximada de 415 milhões de habitantes em toda América do Sul e Central, só o Brasil corresponde a mais de 192

milhões. Transferindo tais considerações para o cotidiano do consumo brasileiro, temos que o GN (predominantemente Metano) destina-se ao uso industrial e de termoelétricas, sendo reduzida parcela para uso doméstico.

O Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) abastece principalmente áreas industriais do Estado de São Paulo, atendendo também ao Sul do país, área subtropical (ver Figura 1). No contexto da utilização doméstica, o GN encontra forte concorrência com o Gás Liquefeito de Petróleo - GLP (predominantemente Butano), vendido em botijões produzidos nas refinarias da Petrobras a partir do craqueamento do petróleo extraído principalmente da Bacia de Campos.

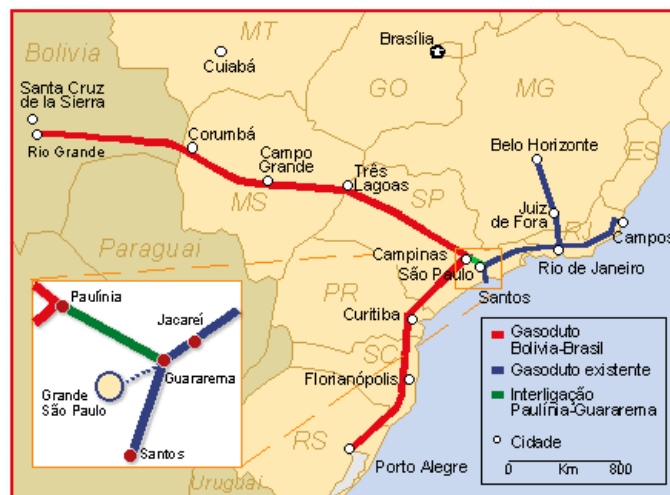


Figura 1. Projeto do GASODUTO BOLÍVIA – BRASIL.
Fonte: Passos (1988)

A partir do ponto de vista do seu uso, a versatilidade é a principal característica do GN. Este recurso energético pode ser utilizado tanto na geração de energia elétrica, quanto em motores de combustão do setor de transportes, na produção de chamas (como substituto ao gás liquefeito de petróleo, GLP), calor e vapor. Isto é, a aplicação é possível em todos os setores da economia: indústria, comércio, serviços e residências (ANNEL, 2008).

As novas descobertas de petróleo em território brasileiro aumentaram as perspectivas de extração de GN, cenário não existente quando da construção do GASBOL (em 2008, o Brasil era dependente das importações da Bolívia). A descoberta do Campo de Júpiter, rico em GN, localizado na camada Pré-Sal da Bacia de Santos (SP), poderá lhe conferir, no médio prazo, a autossuficiência. As dimensões do Campo de Júpiter são similares ao Campo de Tupi, descoberto em

2007, ambos na mesma bacia, suas reservas foram estimadas entre 176 bilhões e 256 bilhões de m³. Em 2010 entrou em operação o Campo de Mexilhão, primeiro empreendimento da Petrobras de GN não associado. Descoberto em 2003, também na Bacia de Santos, esse campo tem capacidade estimada de 15 milhões de m³ por dia (ANNEL, 2008).

Considerando as perspectivas do Pré-Sal, estima-se que os reservatórios desta camada possam se estender por uma área de cerca de 800 km de comprimento e até 200 km de largura, ou cerca de 150.000 km², desde o Espírito Santo até Santa Catarina (CNI, 2010).

No mais longo prazo (após 2020), o Pré-Sal terá importância na oferta de gás. Tem-se a expectativa de que parte do gás poderá ser exportada e que o Brasil deixará de ser país importador de GN, para ser exportador líquido do produto. Com potencial de produção acima do que o mercado poderá absorver é fundamental que se desenvolvam maneiras de aumentar a participação do GN na matriz energética nacional (CNI, 2010).

Por outro lado, o GN pode substituir quase todos os combustíveis fósseis usados para diferentes fins, apresentando uma vantagem ambiental, em função da menor emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito estufa (ANNEL, 2008). Portanto, estimular sua produção e consumo torna-se imprescindível.

Além da vantagem ambiental, o gás apresenta também vantagens com relação ao manuseio. Por apresentar, relativamente baixo teor de produtos contaminadores durante a queima, o GN evita que etapas intermediárias de transformação energética sejam realizadas, permitindo que os gases de combustão entrem em contato direto com os produtos. Essa característica dá ao gás certas vantagens competitivas, pois os produtos finais fabricados a partir da utilização do GN terão qualidade e agregarão mais valor, podendo ser vendidos em mercados mais sofisticados (SANTOS, et al. 2002).

2.2 A estrutura do mercado do GN no Brasil

No Brasil, o GN se produz nas plataformas *offshore* em campos de petróleo e GN (gás associado), onde é separado da água e do petróleo, ou em campos de GN (gás não associado). Posteriormente, processa-se nas Unidades de Processamento

de GN (UPGN) e se comprime em estações de compressão, para ser transportado e distribuído a partir de gasodutos, barcaças, caminhões ou navios criogênicos, onde se armazena para posteriormente ser distribuído aos consumidores finais (CTPETRO, 2003). A Figura 2 ilustra as diferentes etapas da Indústria do GN.

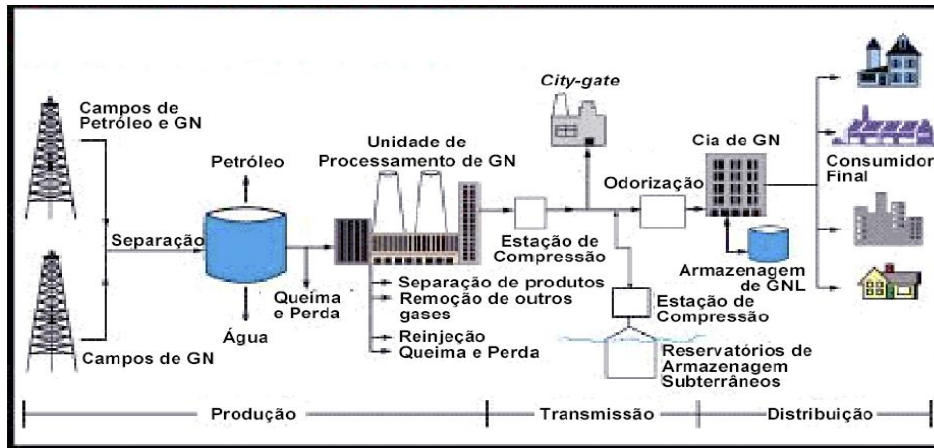


Figura 2. Processos da Indústria de Gás Natural.

Fonte: CTPETRO, 2003

As etapas de transporte (transmissão) e distribuição de gás natural caracterizam uma “indústria de rede”, visto que têm grandes custos de implantação, baixos custos de operação e manutenção e grandes ganhos de escala. Essas características favorecem a formação de monopólios naturais e torna fundamental a existência de um arcabouço regulatório eficiente, para inibir condutas de mercado não competitivas, como normalmente ocorre nos países em que a rede de transporte e distribuição de gás já está consolidada, “mercados maduros”.

No Brasil, existe uma dupla instância regulatória no segmento de transporte e distribuição de GN. A regulação da atividade de transporte cabe à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Já a atividade de distribuição é uma prerrogativa dos governos estaduais, que podem formar uma ou mais distribuidoras em seu território e realizam concessão do serviço para empresas estatais ou privadas, regulando sua atividade (PRATES, et al. 2006).

Resumindo, atualmente, na organização da IGN no Brasil o produtor de GN vende seu produto para os comercializadores, que realizam a transação deste gás através de dutos de transporte e o vendem para as distribuidoras estaduais, que por sua vez comercializam este gás para os consumidores finais (SANT’ ANA, 2009).

O que caracteriza o mercado é a atuação dos órgãos reguladores, e a prática da regulamentação da atividade estadual de distribuição de GN, que permite a diferenciação de preços entre consumidores dos diferentes volumes.

2.3 Diferentes estruturas de mercado do Gás Natural no mundo

Ao longo do tempo, diferentes estruturas da IGN têm se sucedido no mundo, respondendo, principalmente, à necessidade de expandir seu mercado. O esforço dos estudiosos por classificá-los tem dado origem a um grande número de tipologias a respeito de modelos organizacionais relacionadas à indústria de infraestrutura energética (CHEVALIER, 1997, apud RODRIGUES e DIAS, 1997; SILVEIRA, 2000). É possível, entretanto, identificar quatro modelos estruturais básicos na organização da IGN, os quais podem ser relacionados como tendo origem no modelo da indústria tradicional, caracterizado pelo monopolismo (a produção, instalação e fornecimento do GN se executam por um único grupo empresarial), que ao fragmentar-se, devido a pressões competitivas, permite que grupos empresariais diferentes se encarreguem das diferentes etapas da cadeia produtiva, reformulando a estrutura industrial. Tais modificações têm sido observadas em países como Estados Unidos e Rússia (JURIS, 1998, apud CAMACHO, 2002). Nesse contexto, iniciamos, a seguir, a descrição dos modelos de mercado da IGN no mundo com considerações a respeito da precificação do GN.

Modelo I – Corresponde à estrutura tradicional da IGN, onde a produção, transporte e distribuição são todos realizados por uma única empresa: uma instalação de gás integrado verticalmente (figura 3). Tipicamente, tal instalação tem uma posição monopolista no fornecimento de gás natural para os consumidores finais. Um exemplo deste modelo é a GAZPROM (companhia de gás Russa).



Figura 3. Indústria de Gás Natural verticalmente integrada. Fonte: Juris, 1998, apud Camacho 2002.

Tal instalação monopolista não está sujeita às alterações de preços do mercado (não possui concorrentes), determinando os preços a serem praticados. Uma agência reguladora, normalmente, usa a taxa de retorno ou regulamento do preço máximo (*price cap regulation*) para restringir o poder do monopólio e promover eficiência econômica. Estando a indústria verticalmente integrada, não possui a flexibilidade necessária a um ambiente dinâmico de mercado e a regulamentação é muitas vezes insuficiente para levá-la a funcionar em conformidade com a necessidade dos consumidores.

Modelo II - Neste modelo a exploração e a produção estão separadas do resto da indústria, permitindo a participação de diversos grupos empresariais e um ganho de competitividade em comparação ao modelo anterior (Figura 4).

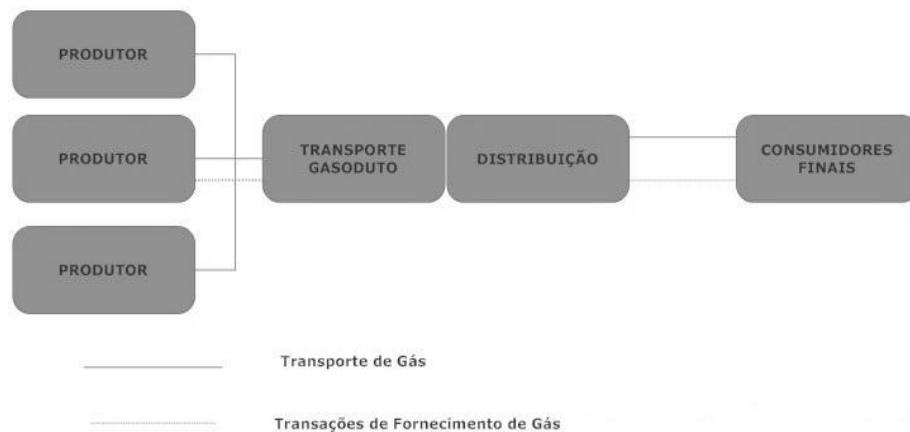


Figura 4. Competição entre Produtores de Gás Natural. Fonte: Juris, 1998, apud Camacho 2002.

Um exemplo deste modelo é a *British Gas* (BG), antes de sua privatização em 1986. Até então a BG comprava o gás de diversos produtores. Com frequência, neste modelo, parte do gás se estoca para permitir uma revenda posterior no mercado varejista e os preços para o consumidor se regulamentam como no Modelo I, sendo que o preço do gás vendido pelos produtores se regula, dada a existência de estruturas monopsonistas² em relação à produção, embora monopolista com relação ao mercado.

Modelo III – Introduce uma livre concorrência e por atacado, com acesso livre ao transporte e instalação de gás fornecendo dois tipos de serviços:

a) fornecimento de gás aos usuários finais;

² Forma de mercado com apenas um comprador (chamado monopsonista), e inúmeros vendedores.

b) transporte para consumidores de grande porte e para o mercado atacadista. Proporciona eficiência ao mercado de gás por atacado, posto que os produtores beneficiam-se e o livre acesso aumenta o número de compradores, eliminando o problema monopsonio do Modelo II (Figura 5).

Tem-se como exemplo deste modelo, a IGN nos Estados Unidos entre 1985 e 1992, bem como a indústria inglesa (antes da BG ser dividida em 1996).

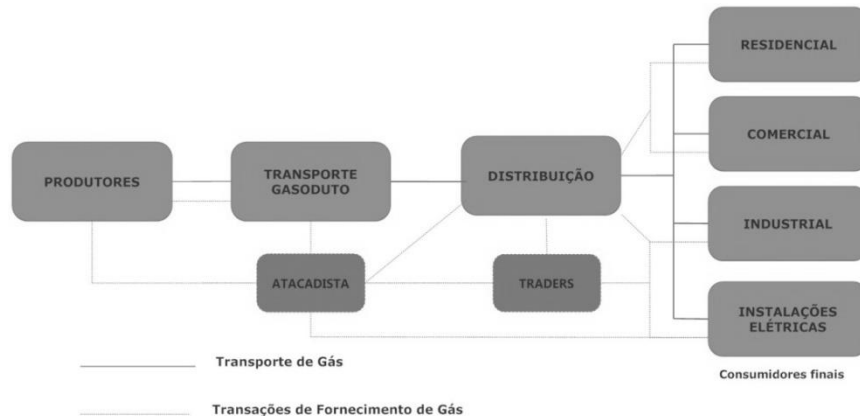


Figura 5. Livre Acesso e Competição no Atacado. Fonte: Juris, 1998 apud Camacho 2002.

Até a década de 1980 os mercados interligados dos EUA e do Canadá operavam baseados em contratos de longo prazo. Entretanto, as décadas de 1980 e 1990 testemunharam a liberação dos mercados de gás natural na América do Norte, com a separação das atividades de rede. Os preços passaram a ser definidos pela interação entre a oferta e a demanda de gás em um determinado momento e local e não mais pelo preço do petróleo (IEA, 2006).

“Nos Estados Unidos e Canadá, as reformas regulatórias da década de 1980 e 1990 promoveram centros de mercado onde o gás é transportado, armazenado, e negociado entre grupos diversificados de participantes do mercado. Pelo menos 39 centros já estão em operação na América do Norte. Alguns centros se transformaram em mercados de *commodities* desenvolvidos, inicialmente identificando-se negociação para pronta entrega e a prazo, e mais tarde negociação com instrumentos financeiros, tais como futuros e opções (...) competição “gás-gás” tem se desenvolvido. A oferta e a procura são acompanhadas por diferentes instrumentos e mecanismos flexíveis de mercado. O mercado é livre e auto-

suficiente, e os clientes podem sempre adquirir flexibilidade, embora os preços para estes serviços possam ser elevados." (IEA, 2002)

Atualmente o mercado norte-americano de GN caracteriza-se por uma comercialização muito flexível (mercados firme, *spot* e futuro) (PDE, 2012), com diversos compradores e vendedores conectados por meio de transportes (Figura 6). O gás natural é transacionado nos *hubs* (que são os pontos de entroncamento de gasodutos de transporte onde o gás é entregue pelo supridor). O principal “*hub*” dos EUA é o “*Henry Hub*”, localizado na Louisiana. Este “*hub*” é o ponto de conexão entre vários gasodutos intra e interestaduais, sendo o ponto de entrega considerado nos contratos de futuros de gás natural na NYMEX³ (MATHIAS, 2008).

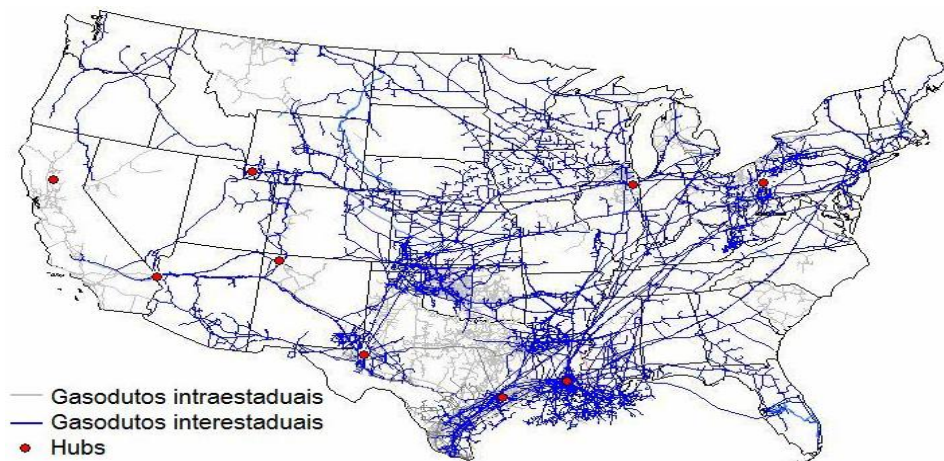


Figura 6. Infraestrutura de transporte de gás natural no EUA.

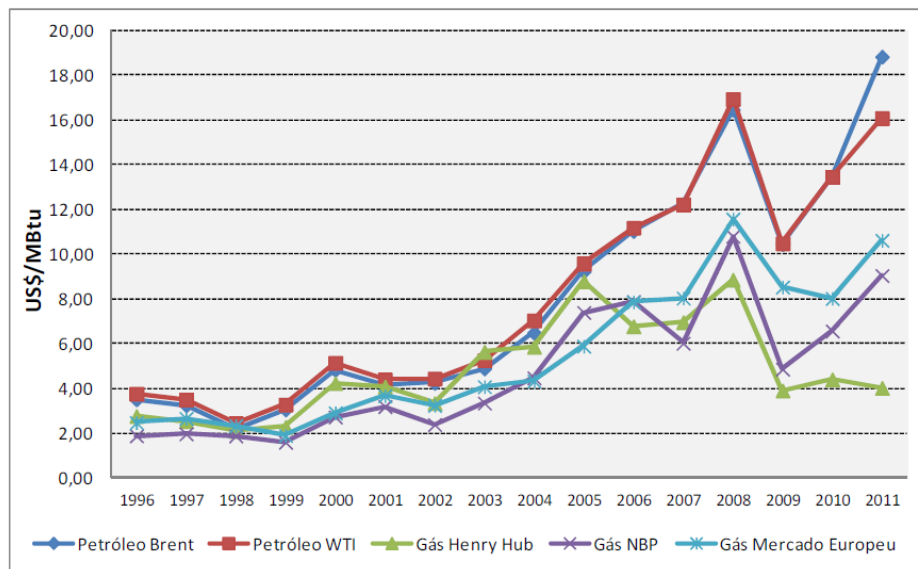
Fonte: EIA/DOE 2007

A evolução do mercado de gás nos EUA se deu a partir de 2008, por meio de um considerável acréscimo de oferta interna de GN nos Estados Unidos e no Canadá. Avanços tecnológicos viabilizaram, do ponto de vista econômico, o incremento da extração de gás natural de origem não convencional, provocando uma excepcional expansão das reservas americanas (PDE, 2012).

O Gráfico 1, mostra o histórico de preços “spot” de gás natural (Henry Hub e NBP) e petróleo (Brent e WTI) observados na Bacia do Atlântico. Enquanto os preços de petróleo (Brent/Mar do Norte e WTI/EUA) apresentam estreita correlação, refletindo um preço global de petróleo, os preços de GN (Henry Hub/EUA e

³ NYMEX ou New York Mercantile Exchange é o maior mercado mundial não-virtual que negocia futuros de commodities, localizada em Nova Iorque.

NBP/Reino Unido) apresentam comportamento similar, porém, menos aderente. Tal disparidade reflete a existência de condições regionais específicas, ao invés de uma condição global de oferta e demanda do gás natural, condição esta que fica mais clara ao analisar a média dos preços de GN dos países componentes da União Europeia (“Gás Mercado Europeu”), com o preço de gás no Henry Hub e mesmo no NBP (Reino Unido). (PDE 2012)



Nota: O preço do gás do Mercado Europeu representa uma média dos preços de gás dos países componentes da União Europeia.
Fonte: BP (2012)

Gráfico 1. Preços históricos de petróleo e gás natural. Fonte: PDE (2012).

Estruturalmente, o mercado de GN brasileiro, sobretudo a partir das perspectivas do pré-sal e da Lei do Gás, parece tender para uma associação mais estreita com a evolução do Henry Hub do que com o NBP (Reino Unido: *National Balance Point*), a despeito das atuais diferenças desses preços.

Em termos estruturais, a evolução da comercialização de Gás Natural Liquefeito (GNL), assim como o aumento de GN de origem não convencional, vem transformando, o mercado de gás natural, podendo, inclusive, modificar a histórica relação entre os preços do gás natural e do petróleo. A expansão da exploração dos campos de gás não convencional norte-americanos vem exercendo forte influência na geopolítica do gás natural no mundo. Uma vez que este cenário leva ao aumento da disponibilidade de GNL no mercado internacional, o suprimento antes dedicado à América do Norte poderá vir a ser redirecionado para outros países. Por outro lado,

a confirmação da existência de reservas de gás não convencional em alguns dos países europeus - em especial, Polônia, Romênia, Alemanha, Ucrânia e Hungria - deve auxiliar na reconfiguração deste mercado, o que daria a seus agentes maior capacidade de negociação e menor dependência do gás proveniente da Rússia (PDE 2012).

Modelo IV - Apresenta separação e concorrência no varejo, com distribuição e desregulamentação total do mercado de gás, aumentando a concorrência e eliminando a necessidade de regulação de preço ao nível do atacado. Precisa mecanismos regulatórios que proporcionem às empresas maior flexibilidade de preços. O gás se negocia cada vez mais em contratos de curto prazo, equilibrando a oferta e a demanda, proporcionando ao mercado a flexibilidade necessária (Figura 7).

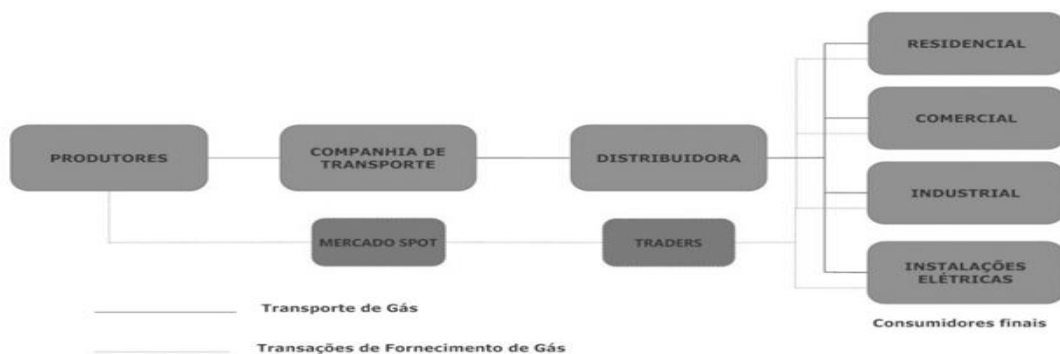


Figura 7. Desempacotamento e Competição no Varejo. Fonte: Juris, 1998 apud Camacho 2002.

Neste modelo se têm como exemplos o Reino Unido e a Austrália, atingidos em 1998 e 2002, respectivamente (a IGN norte-americana caminha no mesmo sentido). Em 1998 todos os consumidores do Reino Unido (incluindo 19 milhões de domicílios) tornaram-se consumidores livres e a determinação dos preços ficou completamente aberta às forças do mercado (FOSS, 2004). O mercado britânico de gás natural, como destaca (IEA, 2002) foi totalmente liberalizado, sendo um mercado autônomo dentro do continente europeu:

O Reino Unido atualmente tem um mercado totalmente liberalizado, de gás autossuficiente e competitivo. Até agora o fornecimento de gás no Reino Unido tem reagido aos sinais de preços enviados pelo mercado.

“(…) Com a abertura dos mercados à concorrência, o preço está se tornando um novo instrumento para equilibrar oferta e demanda. Acesso aberto à infraestrutura

deu origem a locais de mercado para o gás. Centros comerciais, geralmente surgem onde vários gasodutos se encontram, muitas vezes, perto de locais de armazenamento e áreas de alta demanda. No Reino Unido, toda a rede nacional tem se transformado num mercado único e virtual para o gás. Participação no mercado spot evoluiu junto com esses hubs comerciais." (IEA, 2002).

No Reino Unido, assim como nos EUA o preço do gás natural é definido também por meio do processo de competição *gás-gás*. A figura 8 abaixo apresenta a infraestrutura de transporte do país.

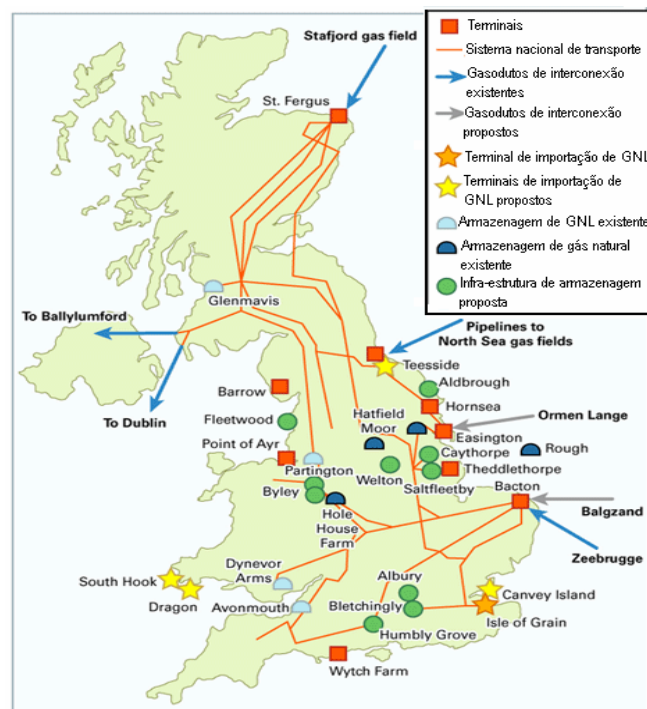


Figura 8. Infra-estrutura de transporte de gás natural no Reino Unido. Fonte (JACKSON, et. al 2006)

O volume de gás transacionado em um ambiente *gas-to-gas competition* depende do balanço volumétrico (oferta x demanda) em cada mercado regional, incluindo o preço de todos os energéticos substitutos ao gás. Nos últimos anos, os preços do gás estabelecidos desta forma estavam significativamente mais baixo do que aqueles preços estabelecidos através da indexação aos derivados de petróleo, tanto nos EUA como na Europa continental. Entretanto, a diferença de preços aumentou na Europa, uma vez que o nível dos preços spot aumentou ocasionado não somente pela recuperação da demanda, como também pelo aumento do preço dos combustíveis substitutos (especialmente do carvão) (PDE, 2012).

CAPÍTULO 3

O Gás Natural no Brasil

3.1 Introdução

No período compreendido entre as últimas quatro décadas, o consumo final de energia no Brasil cresceu a razão de 3% ao ano, apresentando importantes alterações estruturais (PNE, 2007). Dentre as principais alterações encontra-se a introdução do GN como importante fonte energética, em especial depois da crise do setor hidrelétrico (“crise do apagão”, de meados de 2001 a meados de 2002), que culminou com *apagões* e impulsionou investimentos na malha de gasodutos, muito embora os registros iniciais de prospecção desse gás datem de cinco décadas atrás.

De acordo com dados da ANP e do Relatório Mensal Acompanhamento de Conjuntura: Gás e Termoelétricas, referente a fevereiro de 2012 a produção de petróleo e de gás em 2011 foi a maior já registrada no país. O crescimento em relação a 2010 foi de 2,5% na produção de petróleo e de 4,9% na produção de GN. Ao longo do ano foram produzidos 768 milhões de barris de petróleo e 24 milhões de metros cúbicos de GN, o que representa um total de 919 milhões de barris de óleo equivalente (boe). Nos últimos 10 anos, a produção de GN subiu 55%, de acordo com dados da ANP. Além disso, o ano passado foi o de melhor aproveitamento de GN, que chegou a 92,7% de todo o GN produzido no país (CASTRO e LANGONES, 2012).

A Tabela 3 ilustra a mudança do panorama do GN no Brasil nos últimos anos. Dentre as mudanças mais relevantes, merecem atenção o crescimento de quase 350% do consumo total entre os anos 1999 e 2008, com destaque para o consumo térmico que aumentou em mais de 1000% no mesmo período. Note, entretanto, que no período citado, a produção apenas dobrou e o consumo teve que ser sustentado pela importação (que aumentou em quase 2900%).

Tabela 3. Brasil: Mudança do panorama da IGN

(milhões de m ³)	1999	2008
Reserva	231.233	364.236
Produção	11.898	21.593
Queima	2.276	1.187
Importação	400	11.348
Consumo Total	7.732	26.836
Consumo do Setor Térmico	632	6.427
Consumo Final	6.315	18.552
Rede de Transporte (Km)	4.889	6.838

Fonte: FERRARO, 2010

Com efeito, a expansão do mercado brasileiro de GN parece ter seu dinamismo baseado principalmente na expansão do uso industrial e na utilização para a geração de energia elétrica, como pode ser observado na Tabela 4, posto que estes dois usos correspondem a mais de 80% da destinação do GN no país. Os demais usos residencial, comercial, automotivo, etc., tendem a aumentar acompanhando o crescimento populacional. No entanto, no caso destes últimos, fatores diversos concorrem para a expansão do mercado, podendo ser citados a competição com o gás butano, com o álcool hidratado e biodiesel, sendo o primeiro largamente empregado para consumo residencial e os dois últimos, como combustível automotivo, e isso sem citar a gasolina, líder no setor.

Tabela 4. Brasil: Consumo de Gás Natural por segmento.

Setor	%
Industrial	60.8
Geração de Energia Elétrica	24.3
Automotivo	7.8
Co-geração	4.4
Residencial	1.2
Comercial	1.0
Outros	0.4

Fonte: MME, 2012.

Do total de gás consumido em 2012, 60,8% refere-se ao setor industrial, enquanto que o consumo para geração de energia elétrica chegou a 24,3%, totalizando estes dois usos 85,1% do consumo. O uso residencial por sua vez

apresentou uma participação de 1,2% e o comercial 1%. A tabela 4 apresenta forte influência dos dados coletados nos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro, pois estes se caracterizam por serem mercados maduros, concentrando a imensa maioria do consumo nacional do GN.

Atualmente, como citado no Capítulo 2, na organização da IGN no Brasil o produtor de GN vende seu produto para os comercializadores, que realizam a transação desse gás através de dutos de transporte e o vendem para as distribuidoras estaduais, que por sua vez comercializam este gás para os consumidores finais (SANT' ANA, 2009).

Por isso, a organização da IGN no Brasil não é homogênea, pois, apresenta variações no mercado de estado para estado. Assim, por exemplo, a Indústria do GN nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo, apesar de mostrar sinais de maturidade, demonstra carências quanto à aplicação da Lei do Gás na regulamentação por parte das distribuidoras estaduais das atividades de autoimportação, autoprodução e consumidores livres como demonstrado na Consulta Pública da Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA):

“Segundo regulamento específico da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arsesp) a regulamentação da atividade de comercialização no estado de São Paulo é exercida em livre competição, ficando sujeita ao regime de autorização pela agência reguladora estatal. O Comercializador, neste estado, é definido como “pessoa jurídica autorizada pela Arsesp por prazo determinado e em caráter precário, a adquirir e vender gás canalizado, de acordo com a legislação vigente, a usuários livres”. No estado do Espírito Santo também já existe previsão regulatória à figura do comercializador em resolução normativa do órgão regulador estadual. Apenas o estado do Rio de Janeiro não regulamentou a abertura de mercado com a presença do comercializador como agente do setor. (ABRACEEL, 2011)”

Apesar da existência da Lei do Gás promulgada em 2009, o setor ainda carece de regulamentação, o que permite diferenças estaduais relativas à figura do comercializador, pois em certos locais há limites estabelecidos de migração para o “mercado livre”, limites variáveis para cada estado federado. Nesse sentido, os ditames da Carta Magna para o setor são genéricos, sem a especificação que homogenizaria a comercialização. Esse quadro de indefinição tem como

consequência, sérias dificuldades para a atratividade do gás natural tanto como negócio, na busca por novos capitais e investidores, quanto como energético dado a incerteza a que são submetidos os usuários atuais ou potenciais (MANO e TIRYAKI, 2011).

Nesse mesmo sentido, também merece destaque a seguinte observação, sublinhando que a redução de riscos para os agentes é o objetivo da regulação em matéria de serviços locais de gás canalizado, repercutindo os três aspectos que considera serem as preocupações do regulador nesse setor: a proteção do consumidor contra abusos dos monopolistas, a proteção dos agentes contra o risco de expropriação do seu capital pelos agentes estatais e a proteção do Estado contra grupos de pressão que visem comprometer as políticas do setor. (PINTO 2009, apud MANO e TIRYAKI 2011)

A Constituição Federal de 1988 determina que os recursos minerais sejam propriedade da União, concedendo aos Estados da Federação a outorga de autorização para distribuição do gás canalizado, podendo ser de forma direta ou mediante concessão. Os órgãos responsáveis pela regulamentação das atividades da cadeia produtiva do GN são: a Petrobras, o Ministério de Minas e Energia, a Agência Nacional do Petróleo e os Estados.

A partir do assinalado, a indústria do GN pode ser considerada como tardia, em virtude de sua introdução no Brasil somente quando de um cenário de crise na produção hidroelétrica, o que ocorreu nos anos 90 do século XX. Como energético, seu mercado concorre com produtos nacionais, como Petróleo e Etanol, e produtos importados, como o gás boliviano (este último por falta de suficiente oferta interna). Investimentos no setor do GN são dependentes do marco regulatório, ainda não regulamentado, o que permite variações de preço nos vários estados da federação.

Assim, o mercado de GN brasileiro (com regulamentação crescente, embora incipiente, consumo em ascensão, órgãos reguladores implantados, mas ainda sem pleno funcionamento, e acesso á infraestrutura de transporte e distribuição ainda em discussão), parece ter passado do estágio de *mercado em “desenvolvimento”*, caminhando para o de *“mercado desenvolvido”*. No que segue, mediante uma discussão mais ampla do marco regulatório da IGN brasileira, pretende-se

estabelecer em que ponto se encontra esse mercado (GOMES, 2005, apud LOSS, 2007).

3.2 Da normatização do Gás Natural no Brasil

Aqui se apresentam as normas pertinentes à IGN no Brasil valendo-se de uma ordem cronológica que permite uma visão geral da evolução do setor. Faz-se uma abordagem histórica e se disserta sobre pontos importantes da Lei do Gás (11.909/2009). Trata-se de considerações a cerca das partes polêmicas dos textos legais e apresentam-se linhas gerais dos modelos de mercado referentes ao GN no mundo permitindo comparações com o mercado brasileiro.

Desde o governo militar (1964-1985) não havia investimentos significativos em infraestrutura energética no país, destinada à manutenção da crescente demanda por eletricidade em indústrias e residências. Nesse contexto, no fim da década de 90 o Brasil e a Bolívia construíram o gasoduto GASBOL, ligando *Santa Cruz de La Sierra* (Bolívia) a Guararema (SP-Brasil), permitindo o abastecimento de parte da indústria paulista pelo gás importado e desafogando a demanda do setor hidroelétrico. O uso do GN é fato recente da nossa história, enxergado como fonte alternativa de energia para as indústrias desde o período de crise de produção das hidroelétricas brasileiras (2001 - 2002), motivo pelo qual a chegada dessa fonte de energia vem demandando inúmeras ações do Poder Legislativo no sentido de normatizar sua exploração, importação e comércio.

3.3 Da análise histórica da normatização

Com o objetivo de permitir uma visão geral mais aprimorada da evolução do setor, apresentam-se a seguir, com mais detalhe, as normas pertinentes à indústria do GN no Brasil numa ordem cronológica. Destacam-se pontos importantes da Lei do Gás (11.909/2009). Trata-se de considerações a cerca das partes polêmicas dos textos legais e apresenta-se em linhas gerais o modelo de mercado referente ao GN no Brasil, permitindo comparações com os modelos existentes no mundo.

A Constituição Federal de 1988 define como bens da União os recursos da plataforma continental e os recursos minerais incluindo os do subsolo (Art. 20, incisos V e IX). Declara as jazidas, os recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica como propriedades da União Federal (Art. 176) e determina como monopólios da União a pesquisa, refino, importação, exportação e transporte de Hidrocarbonetos (Art. 177, incisos I, III e IV). Estabelece, também, que a competência de legislar sobre o setor pode ser delegada aos Estados mediante autorização e lei complementar (Art. 22). De fato, autoriza a exploração dos serviços do gás canalizado nos Estados mediante concessão (Art. 25, parágrafo 2º). Já as normas infraconstitucionais sobre o setor – forma de regulamentar a produção, transporte e comercialização –, (Leis 8.176/91, 8.987/95, 9.478/97, 10.438/02, 11.079/04, 11.909/09, 12.304/10 e 12.276/10) versam, respectivamente, sobre o Sistema Nacional de Combustíveis, Concessão e permissão para serviços públicos, criação do Conselho Nacional de Política Energética, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), licitação e contratação de parceria público-privada (PPP), Gás Natural e Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. (PPSA) e Cessão Onerosa à Petróleo Brasileiro S. A – Petrobras, que dispensa a licitação do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal.

Atualmente em discussão o projeto de Lei nº 8.052/2010, define novas regras de distribuição para os royalties devido ao petróleo e gás produzido sob o regime de partilha de produção no pré-sal e outras áreas estratégicas. A Figura 9 resume a evolução institucional no setor do GN no Brasil demonstrando um salto significativo de desenvolvimento da IGN em um pequeno intervalo de tempo.

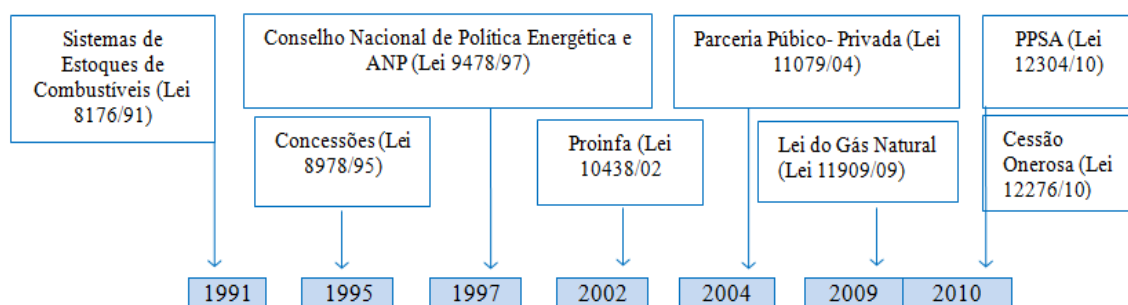


Figura 9. Linha do Tempo normas infraconstitucionais sobre energia e GN. Fonte: Elaboração própria.

A IGN ocorre em diferentes estágios de desenvolvimento no mundo e o grau de detalhamento da legislação para o setor reflete a dinâmica que o caracteriza (onde não há legislação sobre transporte e comercialização do GN, a contribuição do mesmo para sua matriz energética é insignificante). No caso brasileiro o que se observa ao longo de quase duas décadas é que inicialmente, quando da construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), em 1997, sequer existia legislação para o setor. A necessidade de diversificação da matriz energética forçada pelos episódios de insuficiência no abastecimento hidroelétrico, resultado de décadas sem investimento na construção de usinas, impulsionou o consumo do GN. Num contexto mundial do discurso pela preservação ambiental, o GN foi preferido por ser menos poluente que combustíveis convencionais, o que funcionou de maneira a consolidar a posição do governo brasileiro em favor da ampliação do setor, via legislação infraconstitucional, como se pode constatar no estabelecimento das agências e regras que regulam o mercado de GN no Brasil.

Definidas por lei, parte das agências reguladoras são recentes, como o caso da Agência Nacional do Petróleo (ANP), criada em 1997 (Lei 9.478/97), a qual tem como finalidade regular, contratar e fiscalizar as atividades que integram as indústrias de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (vinculada ao Ministério de Minas e Energia). O Proinfa originou-se com o objetivo de aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica e permitir a valorização das potencialidades regionais e locais, privilegiando, por exemplo, o potencial de energia eólica das regiões litorâneas do Nordeste.

Já o Ministério de Minas e Energia é responsável pelo estabelecimento das diretrizes para o processo de contratação de capacidade de transporte e pela proposição dos gasodutos de transporte, que deverão ser construídos ou ampliados (TCU, 2011). Todas as etapas dos processos de concessão das atividades de exploração e produção de GN estão sujeitas a controle do Tribunal de Contas da União (TCU), que se encarrega de controlar os atos finalísticos das agências reguladoras nos processos de desestatização da indústria de energia no Brasil e na regulação dos mercados (TCU, 2011).

Nos setores de Petróleo e Gás Natural passaram a serem controladas as outorgas de concessão para exploração e produção de hidrocarbonetos fluidos e

suas execuções contratuais, bem como as autorizações para as demais atividades da indústria do Petróleo.

Pelo exposto, percebem-se esforços para viabilizar a atividade da indústria do GN no Brasil. Ao longo dos últimos anos, diversas regulamentações específicas, complementárias à Lei do Petróleo (Lei 9478/97), órgãos e agências reguladoras, têm sido estabelecidas com objetivo de atrair investimento privado para o setor. O empenho por introduzir à concorrência no transporte do GN, caracteriza o Modelo III. Embora, não se tenha estabelecido acesso livre aos gasodutos, a Lei do Gás Natural (Lei 11.909/09) cria um cenário de avanço em relação à legislação. Faz-se a seguir, uma breve comparação entre a Lei do Gás Natural e a Lei do Petróleo.

3.4 Lei do Gás Natural na sua gênese

Foi de iniciativa do Senado Federal a elaboração e discussão do projeto de Lei PLS 226/2005, que tratava do transporte, do acesso, da desverticalização e do papel da ANP (Agência Nacional do Petróleo) com relação ao GN no Brasil. Uma vez aprovado pelas comissões de Constituição e Justiça, e Assuntos Econômicos, foi remetido à Câmara dos Deputados renomeado como PL 334/2007 o qual continha diversos pontos de relevância para o setor, quais sejam: transporte dutoviário sob regime de concessão; a não discriminação de terceiros interessados no acesso ao transporte do GN; a liberação para que uma mesma empresa pudesse atuar em diversas áreas do setor, rompendo a verticalização; a atuação da ANP como responsável pela elaboração de editais, contratos e licitações do GN, prevendo também as atribuições do ONGÁS (Operador Nacional do Sistema de Gás). Avaliado por uma comissão, os deputados entenderam por unificá-lo às propostas apresentadas pelo Governo Federal. Assim sendo, decidiram arquivá-las. No entanto, várias partes do texto foram aproveitadas na confecção de um novo projeto que no Senado Federal recebeu a denominação PLC 90/2007.

O Projeto de Lei Nº 6.673 foi apresentado pelo governo em Março de 2006. Em janeiro de 2008, o PL 6673/2006 é enviado ao Senado, recebendo a designação de PLC 90/2007. O projeto enfoca a movimentação, estocagem e comercialização do gás natural. É importante frisar que a versão final do PLC 90/2007, que culminou

na Lei 11.909/09, é resultado de uma evolução do projeto inicial, que reflete as negociações e acordos feitos entre Petrobrás, Abegas, ANP, Abrace, e outros agentes, além de elementos do PL 334/2007 (SANT' ANA, 2009).

É relevante que seja mencionada no presente estudo a posição da Petrobras e sua importância nas discussões que redundaram na confecção do texto legal, opiniões apresentadas pelo então presidente José Sérgio Gabrielli de Azevedo, expressas na transcrição das seguintes palavras:

“...Tanto o gasoduto quanto o transporte de gás natural liquefeito exigem volumes de investimentos bastante elevados no transporte. Essa é uma diferença importante, porque isso condiciona o comportamento e o funcionamento do mercado de gás de forma distinta do mercado do petróleo. A maior parte do investimento no mercado do petróleo está na produção e no processamento, enquanto que no mercado de gás o transporte é elemento fundamental dessa indústria. Mais ainda, o gás é um produto que, do ponto de vista do consumidor, tem mais substitutos do que outros. A energia elétrica, por exemplo, praticamente não possui substitutos. Já o gás natural encontra substitutos no óleo combustível, no óleo diesel, no GLP, no carvão ou em outros componentes. Portanto, temos vários substitutos para o gás natural, o que dá à indústria do gás uma composição interessante, sendo que o investimento exige contratos longos — altamente de capital intensivo —, mas o preço da demanda é determinado pelo custo do produto alternativo ao uso do gás e não ao custo de produção e de infra-estrutura do gás. Ou seja, tal mercado depende fortemente da existência de alternativas, o que vai definir como será a remuneração dos investimentos realizados no mercado de gás. Há um crescimento extremamente acelerado da demanda do gás. Ou seja, estamos na fase da infância da indústria de gás no Brasil. Essa fase, portanto, como em toda indústria nascente, é de transição e envolve um conjunto de desafios, riscos e elementos regulatórios, tornando importante que levemos em conta o contexto geral da indústria de gás no Brasil. Dentro do regime de exploração ou regime de outorga discute-se a concessão e a autorização, 2 regimes legais que permitem acesso a esses tipos de serviços. Isso tem implicações distintas constitucionais, tem implicações distintas referentes à legislação, à regulação, à responsabilização, às definições das responsabilidades das diversas partes desses tipos de contrato. No que se refere à exploração e à produção, temos concessão através de leilões anuais da ANP; temos autorização no tratamento, processamento, liquefação e regaseificação; temos autorização e concessões no transporte por gasoduto, e temos e concessões na distribuição a partir do monopólio estadual, definido pela Constituição brasileira.

No que se refere à autorização há preservação da situação atual, ou seja, existe atualmente uma série de autorizações. A manutenção dessas autorizações preserva os direitos dos proprietários; garante uma estabilidade regulatória; mantém para os novos dutos

o mesmo regime para os já existentes; é um processo mais ágil e permite que haja uma atividade empreendedora de quem queira assumir o risco maior para a criação de novos dutos. Sem dúvida, a autorização é mais arriscada para o investidor, mas ela, ao mesmo tempo, permite ao investidor que queira assumir esse risco a possibilidade de entrar em diversas áreas; otimiza a integração e a gestão de projetos de produção de gás. A concessão, por seu turno, é uma forma de outorga de iniciativa do Poder Executivo. Portanto, obriga o Poder Executivo a se comprometer mais com os resultados da concessão. Significa aumento do risco, pois o Poder Público se compromete a garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Aumentando a responsabilidade do Poder Público, diminui, conseqüentemente, o risco do investidor privado, ou daquele que queira assumir esse risco. Do ponto de vista do acesso a terceiros, há 2 tipos de situações no transporte: os gasodutos, que levam o gás, cujo acesso é negociado. Havendo possibilidade, espaço na infraestrutura, há uma tarifa negociada entre o transportador e o dono da molécula, conseqüentemente, há um processo de negociação de acesso a esses gasodutos. Em média, são necessários 5 anos até que o gasoduto atinja sua plenitude. A rampa de alcance desse gasoduto é em torno de 5 anos. Então, o período de 15 anos seria adequado para a remuneração do investimento na área dos gasodutos. Cada tipo de gasoduto, a nosso ver, deveria ter um regime de outorga, uma forma de regulação que tivesse significado econômico, de eficiência para o sistema. Queremos um sistema que atraia investimentos, que viabilize a entrega da molécula a custos economicamente viáveis para o consumidor, e que permita a expansão da utilização desse gás no ritmo necessário para atendimento ao mercado e para viabilizar o escoamento da produção. Nos EUA e na União Européia houve um primeiro momento de completa abertura do mercado, de fatiamento dos diversos segmentos do mercado, portanto, a idéia do livre acesso como elemento fundamental. Com a rede montada e o processo de maturação da indústria (mercados interligados, com produção e transporte definidos), a economia de escala atinge todos os segmentos e o conceito de livre acesso torna-se um elemento importante para o funcionamento integral da indústria. Essa fase de quebra dos monopólios existentes tinha como pressuposto atrair novos investimentos e viabilizar novos agentes atuando nas diversas áreas, de forma a ampliar a capacidade. Não foi isso o que ocorreu na Inglaterra, nem na Europa como um todo. Observa-se recentemente um retorno à idéia de que é preciso preservar o retorno do investidor, de quem investiu para construir a infraestrutura, reduzindo a percepção de risco, a possibilidade de se arriscar mais fazendo um investimento muito pesado em construção de infraestrutura. Levantamentos preliminares indicam que esses gasodutos cobrem uma extensão superior a 6 mil quilômetros na Europa, transpondo ambientes variados e diversificados (mares, cadeia de montanhas, etc.) com uma estrutura que envolve investimentos intensivos de capital em regiões como a Rússia, China, etc. Por exemplo, o BBL, gasoduto Balgzand Bacton Line, em operação desde 2006, é estruturante na Europa, basicamente entre Inglaterra e Holanda, tem exclusividade de 15 anos. Diversas agências reguladoras vem atuando no sentido de estimular o envolvimento de diversos protagonistas (empresas, investidores, etc.). O Federal Energy Regulatory

Commission, nos Estados Unidos, hoje responsável pela expansão no mercado de Gás Natural Liquefeito — GNL, principalmente na regulação de infra-estrutura de transporte por navios em unidades de regaseificação. Nos Estados Unidos, a cláusula de livre acesso nesses terminais foi removida a fim de viabilizar o investimento e diminuir o risco das empresas envolvidas na construção desses terminais. Na Inglaterra, a Office of Gas Energy and Electricity Markets tem exclusividade nos terminais de regaseificação. O Conselho Ministerial de Energia da Austrália definiu em 15 anos o prazo de exclusividade para os novos gasodutos. É importante manter a autonomia das agências reguladoras, de tal maneira que tenhamos as garantias para esses investimentos. A Lei do Gás deve ser uma lei simples e objetiva, que trace as diretrizes que viabilizem a expansão do mercado, sem cercear a atividade empreendedora, a atividade de investimento e a assunção de risco, mas deve ser possível um arcabouço em que o investidor seja capaz de mensurar o risco a que está exposto e tenha garantias de estabilidade das regras (SANT' ANA, 2009)”.

Para elaboração da lei foram ouvidos os posicionamentos de várias entidades relacionadas ao GN, permitindo ao legislador contemplar no texto final os quesitos considerados indispensáveis ao atendimento das necessidades a que ele se destinava.

3.5 Considerações específicas sobre a Lei do Gás

Promulgada em 04 de março de 2009, a Lei Federal 11.909, conhecida por Lei do Gás Natural, institui normas acerca das atividades relativas ao transporte de GN, de que trata o Art. 177 da Constituição Federal, versando também sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de GN, alterando a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), uma vez que esta não contemplava as características da indústria (grande escala e grandes investimentos), típicos das “indústrias de rede”, onde a atividade industrial está associada à existência de certos meios físicos de transporte (gasodutos, no caso), que trazem implicações devido à rigidez associada ao meio físico.

Com objetivo de regulamentar a Lei do Gás Natural foi publicada em dezembro de 2010 o Decreto nº 7382, cujo artigo 15 regulamenta o acesso aos gasodutos de transporte, tendo em vista a propriedade quase exclusiva dessa infraestrutura por uma única empresa, indicando que “a troca operacional de gás

natural, denominada *swap*, deverá ser solicitada aos transportadores pelos carregadores interessados, nos termos da regulação estabelecida pela ANP”.

A Tabela 5 apresenta um quadro comparativo das mudanças da Lei do Gás Natural em relação à Lei do Petróleo.

Tabela 5. Lei do Gás x Lei do Petróleo (quadro comparativo)

	Lei do Petróleo (Lei 9478/1997)	Lei do Gás (Lei 11909/2009)
Regime de Outorga	Autorização	Concessão (caso geral). Autorização: Gasodutos existentes e equiparados. Gasodutos que envolvam acordos internacionais.
Novos gasodutos	Construção e ampliação dos gasodutos autorizados pela ANP após provocação do próprio interessado.	Proposição pelo Ministério de Minas e Energia, por iniciativa própria ou provocação de terceiros, dos gasodutos a serem construídos ou ampliados. Licitação para a concessão da construção/ampliação do duto.
Acesso	Negociado entre as partes	Acesso Regulado por contratação de serviço de transporte firme, interruptível e extraordinário.
Tarifa de transporte	Negociada entre as partes	Concessão: Tarifa máxima fixada pela ANP. Autorização: Tarifa aprovada pela ANP.
Contingência		Caracterização da contingência no Suprimento de Gás Natural. Instalação de Comitê de Contingenciamento coordenado pelo MME. Coordenação da movimentação de Gás Natural pela ANP.
Comercialização	Livre	Mediante celebração de contratos registrados na ANP.
Planejamento	Inexistência de planejamento de expansão da malha	Elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário.

Fonte: (ARAÚJO, 2012)

A Lei do Gás Natural traz oportunidades, tais como, o processo licitatório para concessão com duração de 30 anos, o que permite criação de mercados de longo

prazo para diferentes investidores. Permitindo aos carregadores iniciais gozar de período de exclusividade de até 10 anos considerando o nível de desenvolvimento do mercado pretendido. Adicionalmente, introduz as denominações “*autoprodutor*” (agente explorador e produtor de GN que utiliza parte de sua produção em suas instalações industriais), “*autoimportador*” (agente autorizado para a importação de GN, que utiliza parte do produto importado em suas instalações industriais) e “*consumidor livre*” (agente que tem a opção de adquirir o GN de qualquer agente produtor, importador ou comercializador) (MATHIAS, 2011).

Quanto à participação de outras empresas no segmento de construção e operação de gasodutos de transporte têm-se duas modalidades de exploração: (a) por concessão precedida de licitação - que permite que o setor, de propriedade da União, seja explorado por terceiro sendo o critério de escolha por Licitação, ou seja, escolha da menor receita anual a ser recebida pelo transportador; e, (b) por autorização - específicas dos gasodutos de transporte os quais envolvam acordos internacionais.

O Decreto 7382/2010 (Art. 6º) determina que o Ministério de Minas e Energia deva criar o Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária (PEMAT) cuja elaboração fica a cargo da estatal Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A EPE objetiva mapear o potencial do setor transportador do Gás Natural, visando orientar o governo do Brasil quanto à licitação de gasodutos privados (ARAÚJO 2012). A perspectiva de redução do preço do Gás Natural esta na possibilidade de atração do setor privado como resultado dessas licitações, pois os preços do produto encontram-se ainda definidos pela Petrobras, que não os reduz para que fiquem compatíveis com os valores praticados noutros países.

3.6 Da precificação do Gás Natural no Brasil

Uma característica do mercado de GN é que a sua metodologia de precificação apresenta aspectos internacionais e regionais (PDE, 2012). Ou seja as diferenças na metodologia de precificação levam inevitavelmente à diferença nos níveis atuais de preços. Quando o preço do petróleo está elevado, como verificado

atualmente, o preço do gás natural indexado ao petróleo tende a ser elevado (IEA, 2011 apud PDE, 2012).

A lógica de definição de preços para o GN deve atender em linhas gerais a duas restrições básicas (PERCEBOIS 1989, apud SOARES 2004):

- i) remunerar os investimentos referentes à infra-estrutura realizados pelos produtores e transportadores de gás e a cobertura dos custos de regaseificação (quando se tratar de GNL), estocagem e distribuição incorridos pelos distribuidores de gás;
- ii) substituir de maneira competitiva as fontes de energia utilizadas.

A definição de uma política de preço é fundamental para o desenvolvimento das indústrias de infraestrutura em geral, seja qual for seu grau de desenvolvimento. No caso da indústria brasileira de GN esta necessidade se intensifica por três razões (ALMEIDA, 2005):

- i) por se tratar de uma indústria de rede, os investimentos necessários nesta indústria são de grande volume, correspondendo a longos tempos de maturação;
- ii) pelo fato da indústria gasífera do país apresentar baixo grau de maturidade e a infra-estrutura necessária para o seu desenvolvimento ainda se encontrar muito aquém do nível desejado;
- iii) pelo alto grau de integração presente nesta indústria. (FILGUEIRAS, 2009).

Considerando que o GN comercializado no Brasil provém de fonte externa, mediante importação predominantemente boliviana, e interna, pela produção da Petrobras, vale ressaltar que atualmente existem três formas para precificação do mesmo no Brasil (ANP, 2010):

- GN de Origem nacional – estabelecido a partir de processo negociado entre o carregador e as companhias distribuidoras de gás canalizado;
- GN importado – regras de reajuste contidas nos contratos de suprimento e de transporte celebrados pela PETROBRAS, respectivamente, com a YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos), GTB (Gas TransBoliviano S.A.) e TBG (Transportadora

Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil) – Gás Natural Importado da Bolívia pelos preços spot internacionais – GNL(Gás Natural Liquefeito); e

- GN para as térmicas do PPT (Programa Prioritário de Termelétricidade) – regulação direta de preços, a partir da edição de Portarias Interministeriais MME/MF (Ministério de Minas e Energia)

A formação do preço do GN no Brasil está baseada numa metodologia chamada de precificação “*cost-plus*”. Neste tipo de precificação, o preço do gás para o consumidor final se calcula como a soma dos custos e remunerações dos vários elos da cadeia de valor do gás natural, sem relação com o preço dos combustíveis concorrentes (CNI, 2010).

Outra metodologia usada em outros mercados é a precificação “*net-back*”. Nesse tipo de precificação, o preço do gás para o consumidor final é determinado pelo seu valor de mercado, determinado pelo(s) preço(s) dos combustíveis substitutos. A remuneração do produtor é calculada “de frente para trás” (*net-back*, em inglês), de forma reversa, pelo preço ao consumidor final menos os custos e remunerações da distribuição e do transporte (CNI, 2010).

O “*netback*” pode ser calculado em diversas etapas da cadeia do gás, como no ponto de consumo e no ponto de transmissão ou fronteira – este é o caso quando o gás for importado. Em cada etapa da cadeia, retiram-se os custos de distribuição, transmissão, estocagem e impostos, assim como também se retiram as margens de lucro das empresas transmissoras e distribuidoras. A precificação através no *netback value* garante um retorno mínimo para as empresas envolvidas na indústria do gás, possibilitando, assim, um aumento da participação do gás no mercado energético (FILGUEIRAS, 2009). A Figura 10 ilustra as duas metodologias mencionadas.

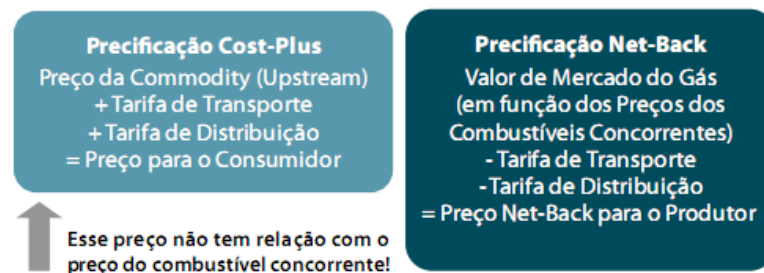


Figura 10: Precificação Cost-Plus versus Net – Back value. Fonte: CNI, 2010.

Nos contratos de fornecimento do GN de origem Nacional, o preço é composto por uma parcela variável que oscila em função da evolução dos preços de três óleos combustíveis internacionais (os mesmos que para o gás boliviano, porém com parâmetros diferentes) e uma parcela fixa reajustada anualmente pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM). Enquanto a parcela variável estaria destinada a remunerar a commodity (gás), a parcela fixa deveria remunerar os investimentos em infraestrutura de transporte (CNI, 2010).

A partir de 1º de janeiro de 2008, iniciou-se o processo de negociação de novos contratos de fornecimento com as distribuidoras estaduais, instituindo uma nova política de preços adotada pela PETROBRAS (ANP, 2010).

A nova fórmula de precificação desse gás pela Petrobrás dividiu a tarifa em duas parcelas: uma variável outra fixa. A parcela variável é destinada a remunerar a commodity (investimentos em exploração e produção). Essa parcela está indexada a uma cesta de óleos combustíveis, reajustada a cada trimestre, porém com novos parâmetros “iniciais”. Esses parâmetros elevam seu nível, refletindo o crescimento mundial dos preços dos combustíveis e uma situação de escassez de oferta, além de vultosos investimentos programados (CNI, 2010).

Para o GN importado não há qualquer regulamentação aplicável. Os preços são livremente negociados entre as partes e expressos contratualmente. Cabendo à ANP apenas a arbitragem de conflitos (acesso a gasodutos e tarifa de transporte). A maior parte do gás importado no Brasil é de origem boliviana, transportada no GASBOL, operado no território brasileiro pela TBG (ANP, 2010).

A fórmula de precificação do GN importado (GASBOL) está dada por:

$$\text{Preço } \textit{city gate} = \text{produto (PG)} + \text{tarifa postal (TT)}$$

A parcela PG (Preço do Gás) evolui trimestralmente atrelada ao reajuste de uma cesta de óleos combustíveis, composta de um óleo pesado (HSFO) e dois óleos leves (LSFO) com cotações no golfo americano e no sul e no norte da Europa, onde o óleo HSFO tem um peso de 50% na fórmula enquanto os dois óleos LSFO têm um peso de 25% cada (ANP 2010). A parcela TT corresponde aos custos de transporte.

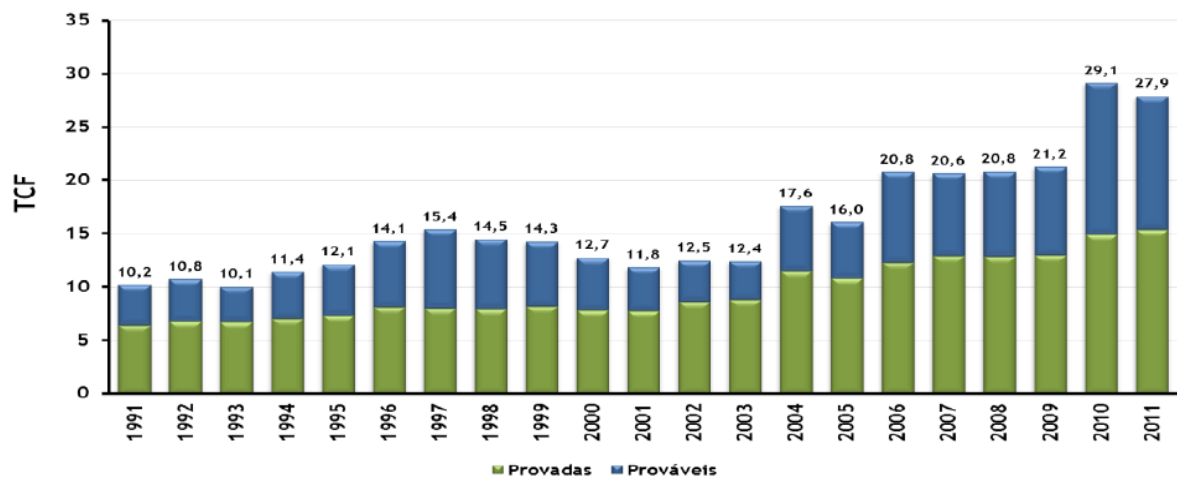
Vale salientar que a precificação de GN praticada no Brasil não segue a tradicional referência dos preços no *Henry Hub* (EUA), seja para o GN importado da Bolívia, seja para o de produção nacional, ambos com contratos específicos e atrelados à uma cesta de óleos. Para os novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural, o valor *Henry Hub* pode ser usado como indexador de preços (PDE, 2012).

O *hub* é um ponto no qual a titularidade do GN pode ser transferida entre compradores e vendedores, podendo ser físico (onde vários gasodutos se conectam) ou virtual (dentro de uma rede de gasodutos de um país ou região). O operador do *hub* oferece serviços que facilitam a compra, venda e, em alguns casos, o transporte físico para outros sistemas que estejam interconectados. Os *hubs* variam consideravelmente em termos de comercialização, acesso à capacidade, número de integrantes, o grau de liquidez e transparência. Alguns são relativamente bem desenvolvidos, outros ainda estão em estágios iniciais. Exemplos de *hubs*: Reino Unido (*National Balancing Point*), Bélgica (*Zeebrugge*), França (PEGs), Holanda (*Title Transfer Facility - TTF*); Alemanha/Holanda (*Eurohub*); Itália (PSV); Espanha (MS) (PDE, 2012).

O *Henry Hub*, localizado no estado da Louisiana, é o maior *hub* do mundo, conecta 12 gasodutos e tem acesso a três reservatórios de estocagem. As informações referentes às transações efetuadas no *hub* são acessíveis, servindo o preço como referência para contratos futuros e contratos de exportação. O *Zeebrugge Hub*, na Bélgica, é também um *hub* físico, considerado um dos principais mercados de curto prazo da Europa, onde os agentes comercializam o gás natural e os preços estabelecidos servem de referência para as operações financeiras nos mercados futuros. Já o NBP (*National Balancing Point*), da Inglaterra, é um *hub* virtual que se refere a um ponto virtual da rede de transporte, onde as transações são realizadas apenas pelos agentes que possuem contratos para injeção e retirada do gás natural (ANP, 2012).

3.7 Críticas e desafios à Lei do Gás Natural e a precificação do GN nacional

Apesar da Lei do Gás Natural conter aspectos positivos, como, por exemplo, longo prazo (30 anos) para autorização no transporte o que estimula o mercado de longo prazo, na prática esta lei vem sendo inviabilizada na sua aplicação, posto que necessita de regulamentação específica. Junte-se a isso, a lentidão e a indefinição relativa ao marco regulatório, que dificulta a realização de contratos. De fato, desde a aprovação da Lei do Petróleo, em 1998, até 2008, foram realizadas apenas 10 rodadas de licitação para exploração e produção de petróleo e gás. Paralisações são devidas às discussões no Congresso Nacional sobre os royalties a serem pagos aos estados e municípios quanto a atividade, o que afeta, em particular, reservas do GN, como pode se constatar no Gráfico 2, a qual mostra que as reservas provadas se mantêm constantes apesar do passar dos anos (FRENTE PARLAMENTAR MISTA PRÓ-GÁS NATURAL, 2012).



Legenda: Reservas Provadas: 90% de certeza de recuperação. Reservas Prováveis: 50% de certeza de recuperação. TCF: trilhões de cubic feet (trilhões de pés cúbicos).

Gráfico 2. Reservas de Gás natural no Brasil. Fonte: ANP apud FRENTE PARLAMENTAR, 2012.

Sobre a precificação do GN no Brasil, é importante mencionar as dificuldades que surgem em consequência da vinculação do preço do GN ao preço do petróleo: O mercado do GN não térmico no Brasil (da ordem de 75% do total) é atendido por três tipos de contrato de longo prazo (Nacional Nova Metodologia, Nacional Portaria 03 e Boliviano), um contrato de curto prazo com volumes e preços estabelecidos por leilão e um contrato para o mercado secundário. Esses contratos devem ser negociados entre as distribuidoras e a Petrobras (única fornecedora), sendo as

distribuidoras as que disponibilizam o produto ao consumidor final (FRENTE PARLAMENTAR MISTA PRÓ-GÁS NATURAL, 2012).

Quanto ao preço, os contratos de longo prazo são semelhantes. O preço é composto por quatro elementos: a *parcela variável* (o gás em si ou preço da molécula; correspondente a 43,3% do valor final); a *parcela fixa* ou de transporte (15,8%); a *margem de distribuição* (18,8%); e os *tributos federais e estaduais* (22,1%). Onde a parcela variável, reajustada trimestralmente, está indexada à mesma cesta de óleos combustíveis internacionais e a parcela fixa, reajustada anualmente, a um índice de inflação e a taxa de câmbio (para a produção nacional). O fato é que o preço dos combustíveis considerados na parcela variável do preço do GN tem uma forte correlação com o preço do petróleo, fortemente valorizado nos últimos anos. Conseqüentemente, o GN produzido localmente, cujo preço é oferecido às distribuidoras, acumulou abril de 2007 e agosto de 2012, uma variação de 180% (ver Gráfico 3). Na prática a Petrobras vem praticando descontos desde abril de 2011, o que tem mantido o preço congelado e a variação acumulada, nesse período, em 100% (FRENTE PARLAMENTAR MISTA PRÓ-GÁS NATURAL 2012).

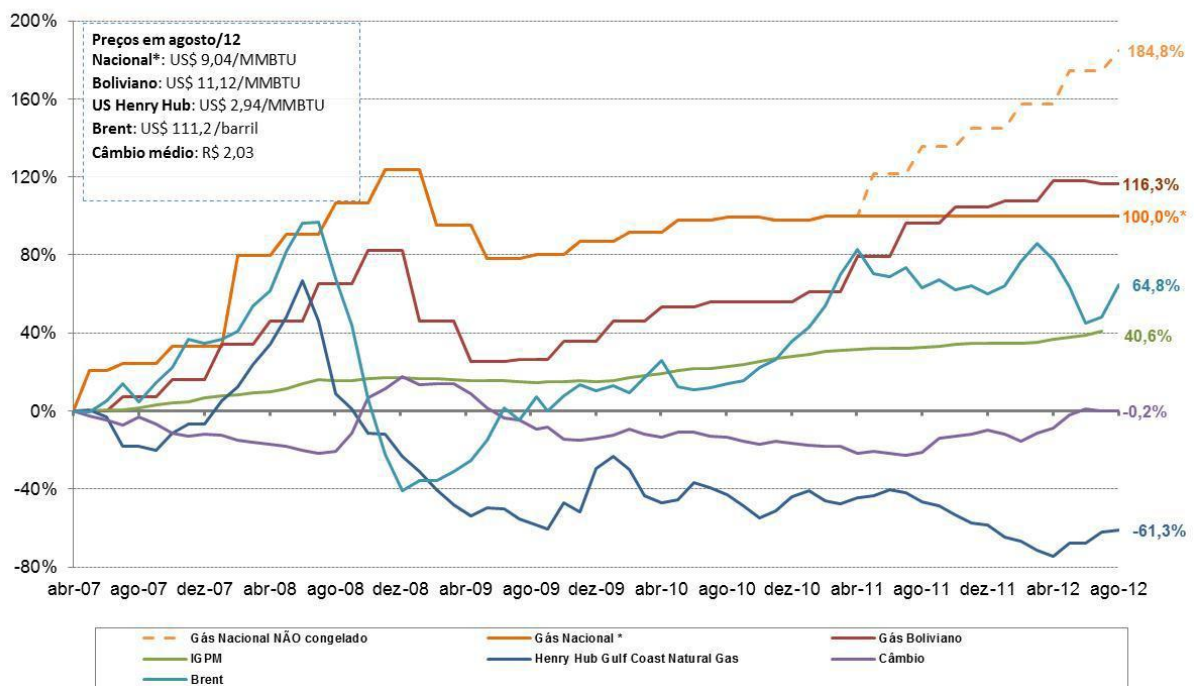


Gráfico 3. Evolução das variações de preços do Gás Natural. Fonte: Acompanhamento Abrace apud: FRENTE PARLAMENTAR MISTA PRÓ-GÁS NATURAL 2012.

Como consequência da metodologia de precificação da parcela variável, o preço do GN para uso não térmico no Brasil é um dos maiores a nível mundial. Em particular, maior que a China, Índia e Rússia, incidindo na competitividade da indústria nacional em relação aos concorrentes diretos (ver Gráfico 4).

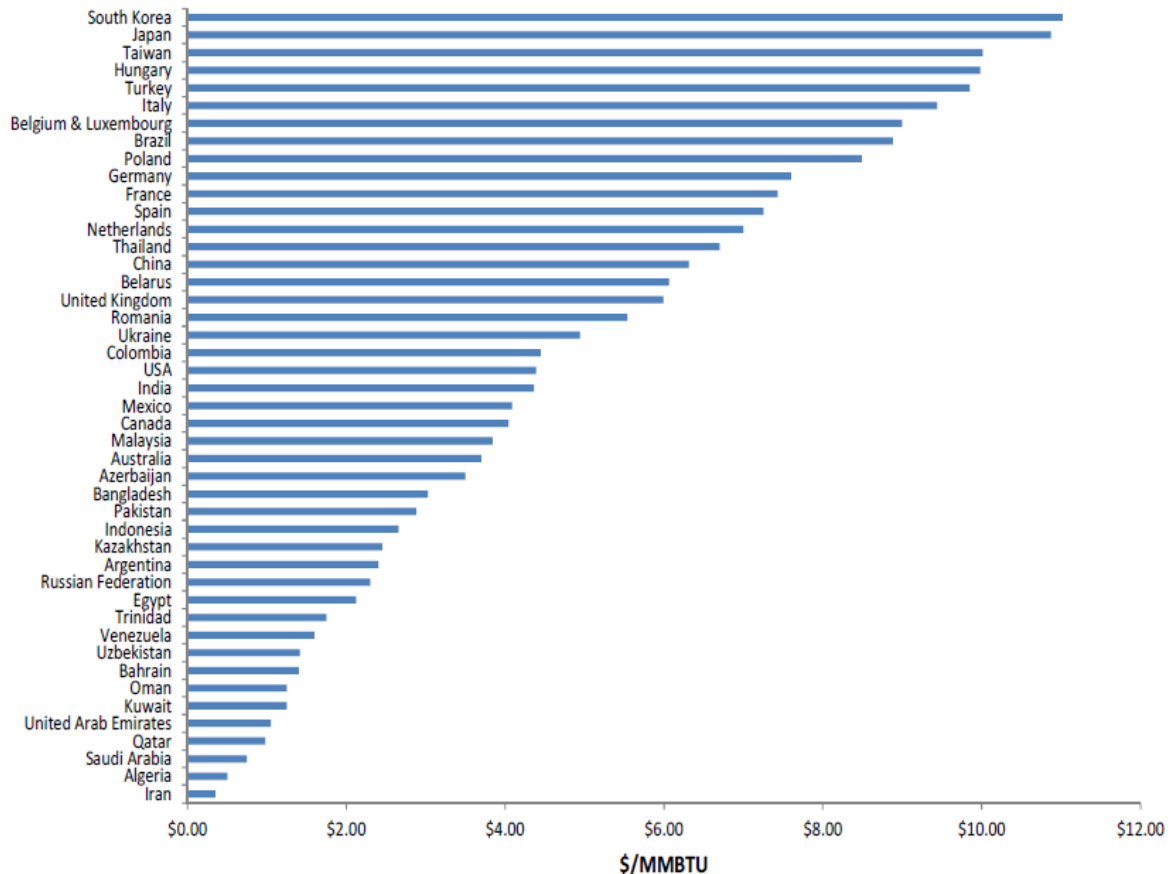


Gráfico 4. Comparativo internacional dos preços do gás natural (US\$; MMBTU). Fonte: World Gas Conference 2012, apud FRENTE PARLAMENTAR MISTA PRÓ-GÁS NATURAL 2012.

O que se verifica é que esforços no sentido de introduzir concorrência no transporte e na distribuição do GN foram estabelecidos na Lei do Gás. Na prática, porém, tanto o transporte quanto a distribuição desse energético encontram-se dificultados pela necessidade de regulamentação efetiva, o que mantém a ineficiência do mercado em virtude dos obstáculos encontrados para se estabelecer no Brasil a dinâmica do Modelo III. O funcionamento da IGN, segundo o Modelo III, carece de implementação da lei para que se torne realidade no país.

CAPÍTULO 4

Previsão da Produção do Gás Natural no Brasil

4.1 Introdução

O Gás Natural começou a ser consumido no Brasil na década de 50, inicialmente no estado da Bahia, onde teve início sua produção. Esse energético foi ganhando espaço na medida em que as duas crises do Petróleo (1973 e em 1979) aumentaram os preços do barril e tornaram economicamente viável à sua exploração no Brasil (RIBEIRO, 2009).

No fim da década de 90 do século XX, movido por necessidades relacionadas à Matriz Energética Nacional o Brasil optou pelo GN como fonte alternativa de energia, especialmente para abastecimento da indústria, desafogando a demanda hidrelétrica. Ao longo de pouco mais de uma década os instrumentos legais foram produzidos no sentido de normatizar o setor buscando eficiência, racionalidade econômica, e a introdução da competitividade em algumas atividades da indústria do Gás Natural no Brasil.

Os Estados Unidos, Canadá e Reino Unido são alguns exemplos de sucesso da aplicação de estratégias econômicas para o desenvolvimento da IGN, que (se bem conduzida) tende a baixar os preços para o usuário final e propiciar melhorias na segurança do abastecimento, criando novos mecanismos de flexibilidade capazes de equilibrar a oferta e a demanda de gás natural (IEA 2002; CGA 2003). De acordo com a IEA (1998), excesso de capacidade e disponibilidade de gás natural são duas condições essenciais para a introdução de forma eficaz de concorrência. Por esta razão, a fim de contemplar a promoção e o desenvolvimento da IGN no Brasil, este capítulo pretende levar a cabo uma projeção do mercado de GN brasileiro até 2021. O ano em questão foi escolhido com a finalidade de minimizar as mudanças que poderão ocorrer em virtude da liberalização do GN para

uso industrial em algumas unidades da federação, também em virtude da expansão da malha de gasodutos.

O modelo escolhido para a previsão da produção do GN no Brasil foi o Modelo de Malthus, o qual trabalha dados com crescimento exponencial, isto é, mostra características de crescimento populacional. O modelo de Malthus assume que o crescimento de uma população é proporcional à população em cada instante (progressão geométrica ou crescimento exponencial), e desta forma, a população humana deveria crescer sem nenhuma inibição (BASSANEZI, 2002).

O modelo malthusiano é representado pela seguinte equação diferencial

$$\frac{dN}{dt} = rN \quad (1.1)$$

Onde: N é a população em instante t e r a constante de proporcionalidade, chamada taxa de crescimento se $r > 0$ ou declínio se $r < 0$.

A solução da equação 1.1 é dada por:

$$N(t) = N_0 e^{rt} \quad (1.2)$$

Onde: N_0 é a população inicial $N_0 = N(0)$.

O estudo foi realizado a partir dos dados da produção de GN, do Balanço Energético Nacional do Ministério de Minas e Energia . O modelo escolhido para a projeção é o mesmo adotado por (GRACIAS & LOURENÇO, 2010), porém com aplicação de uma ajuste linear do tipo $y = bt + a$. Por este motivo o trabalho apresenta também a projeção da produção de GN no Brasil para o ano de 2017 para efeito de comparação com os autores acima referenciados. Os dados utilizados para o ajuste linear do parâmetro r foram tomados da Tabela 6. A parte computacional foi realizada pelo software Matlab.

Tabela 6. Produção de GN

Ano	Produção (10^6 m^3)	Ano	Produção (10^6 m^3)
1970	1264	1992	6976

1971	1178	1993	7355
1972	1241	1994	7756
1973	1180	1995	7955
1974	1488	1996	9156
1975	1625	1997	9825
1976	1642	1998	10788
1977	1808	1999	11898
1978	1933	2000	13283
1979	1899	2001	13998
1980	2205	2002	15525
1981	2475	2003	15792
1982	2030	2004	16971
1983	4013	2005	17699
1984	4902	2006	17706
1985	5467	2007	18152
1986	5686	2008	21593
1987	5781	2009	21137
1988	6076	2010	22938
1989	6105	2011	24064
1990	6279		
1991	6597		

Fonte: MME, 2012.

4.2 Projeção da produção de gás natural no Brasil

Os resultados obtidos para a projeção da produção de GN a partir dos dados da Tabela 6 no período de 1970 a 2008 são apresentados a seguir. Na Figura 11 temos o diagrama de dispersão dos dados reais e a curva do modelo exponencial ajustado, representando os dados estimados.

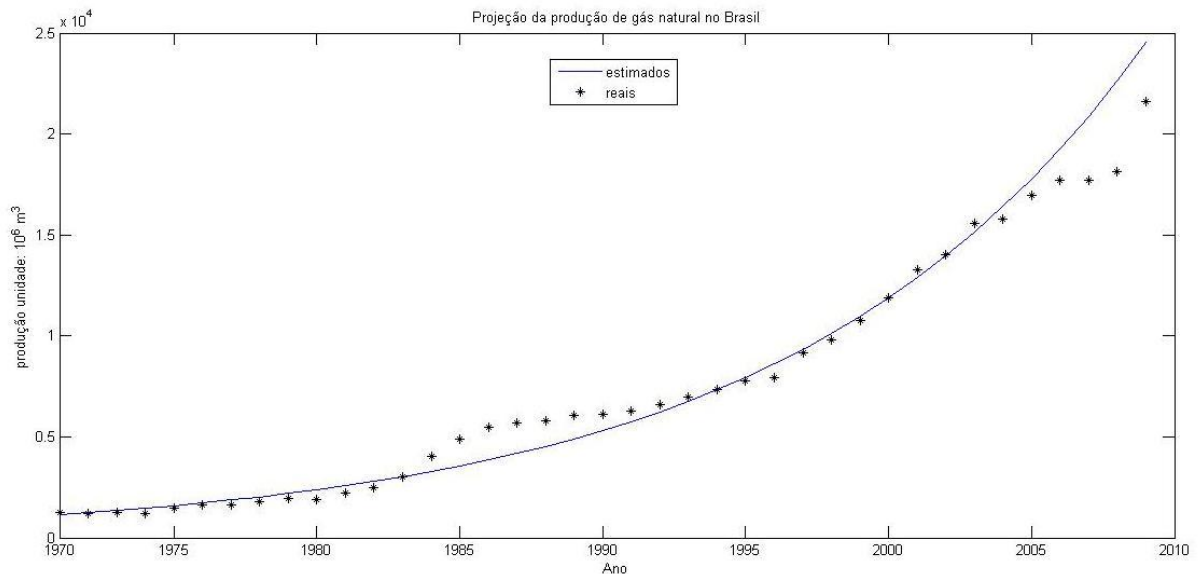


Figura 11. Dados da produção de GN (pontos) e modelo exponencial ajustado. Fonte: Elaboração própria.

Os resultados obtidos mostram que, o ajuste exponencial do modelo de Malthus, apresentou resultados semelhantes aos de GRACIAS e LOURENÇO, 2010. No trabalho destes autores a projeção da produção de GN foi realizada a partir das informações dos anos 1970 a 2008, nele também, há uma diferenç entre os dados reais e estimados no período de 1983 e 1990 como pode ser observado na Figura 12.

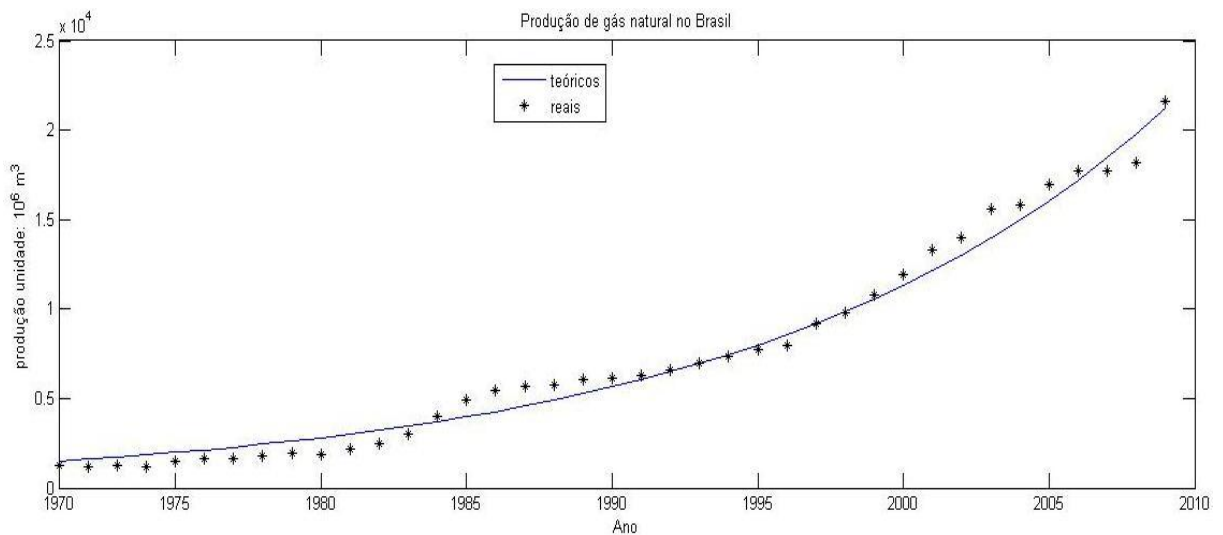


Figura 12. Dados da produção de GN (pontos) e modelo exponencial ajustado. Fonte: GRACIAS e LOURENÇO 2010.

No trabalho de GRACIAS e LOURENÇO, para utilizar o modelo aplicado à dinâmica populacional na produção de gás natural foi considerado, no modelo de *Malthus*, que a taxa de crescimento da população r é a taxa de crescimento da produção de gás e a taxa de crescimento média da produção $N(t)$, conforme pode ser visto nas Equações 1.3 e 1.4.

$$r = \ln(1 + \alpha) \quad (1.3)$$

$$\alpha = \sqrt[t]{\frac{N_t}{N_0}} - 1 \quad (1.4)$$

Onde: $N_0 = 1.500 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gás.

Com o propósito de comparar os resultados da pesquisa, o presente capítulo considera também o planejamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o chamado “Plano Decenal de Energia”. Com estes planejamentos espera-se obter dados robustos do mercado do GN que permitam estimar a realidade dos anos subseqüentes a 2012 no que diz respeito à maturação da comercialização do gás como resposta à demanda, que terá como consequência a ampliação da infraestrutura da IGN no Brasil.

4.3 Projeção da produção de gás natural no Brasil até 2017

A projeção da demanda de gás natural resulta de análise crítica de dados obtidos em pesquisas realizadas pela EPE junto à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), bem como aos consumidores industriais de gás natural. Essa projeção também levou em conta as perspectivas de expansão e a correspondente evolução da malha de gasodutos, considerando as respectivas restrições de transporte do gás natural. (EPE, 2008)

A Tabela 7 e o Gráfico 5 representam a previsão de produção diária de gás nacional até 2017. Considerando que a maior proporção do gás produzido no decênio em foco é associada, a tendência de crescimento no Gráfico 5 é coerente com a produção de petróleo. Contando apenas com as atuais reservas totais, prevê-

se uma tendência crescente significativa até 2010, quando se atingirá um patamar de produção de 95 milhões de metros cúbicos diários, o qual será sustentado até 2015, ano em que se inicia um declínio suave. A manutenção deste patamar deve-se a restrições de demanda e de infraestrutura em regiões com reservas elevadas, como é o caso da bacia do Solimões. (PDE, 2008)

Tabela 7. *Previsão de produção nacional de gás natural, no período 2012-2017, Valores em milhões de metros cúbicos diários*

RECURSO: Gás Natural	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RND	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	10,082	22,682	30,241	31,500
RC	0,000	0,000	0,000	0,576	0,784	2,022	4,699	8,694	11,372	17,814	20,493
RT	49,766	60,971	77,475	94,778	94,231	95,142	96,810	94,920	95,186	91,446	88,151
TOTAL	49,766	60,971	77,475	95,354	95,015	97,164	101,509	113,696	129,240	139,501	140,144

Fonte: PDE, 2008.

Onde:

- RND são recursos não-descobertos;
- RC são recursos contingentes nos campos em estágio de avaliação;
- RT são reservas totais nos campos em desenvolvimento ou em produção.

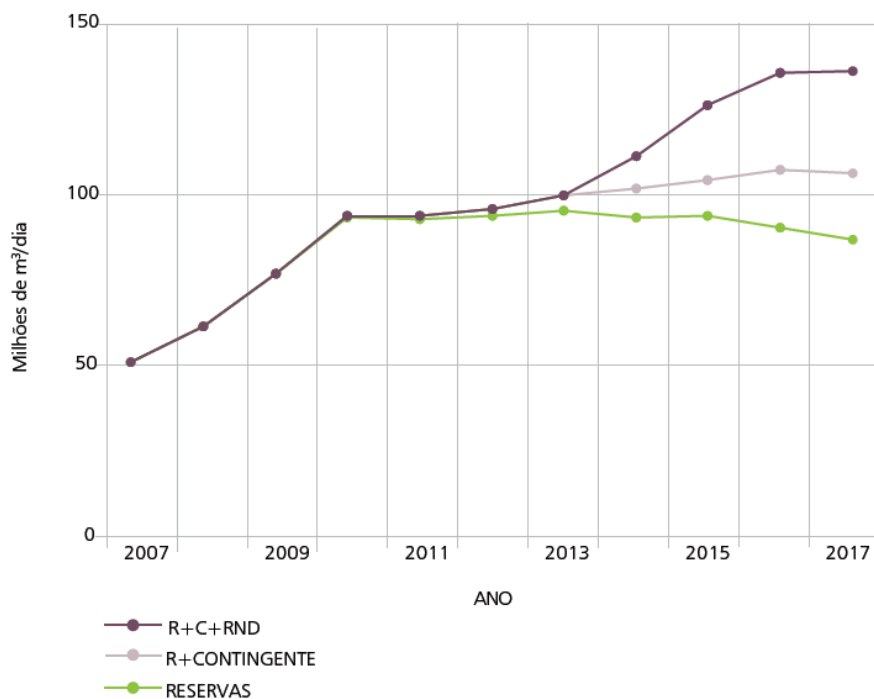


Gráfico 5. Previsão de Produção de Gás Natural no período 2007-2017. Fonte: (PDE, 2008)

A Tabela 8 desagrega-se as contribuições do gás associado e do gás não-associado para as previsões de produção a partir dos recursos descobertos atuais. No período considerado do PDE (2008-2017), a produção de gás associado é majoritária, porém a relação (GA/GNA) prevista altera-se a partir de 2010, tornando-se equivalentes as contribuições do GA e do GNA.

Tabela 8. Previsão de produção nacional de gás natural em milhões de metros cúbicos diários, no período 2007-2017, a partir dos recursos descobertos (reservas e contingentes).

RECURSO: Gás Natural	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GA	37,877	42,088	49,448	49,913	49,447	51,875	53,602	53,889	53,153	56,915	57,083
GNA	11,888	18,883	28,027	45,441	45,568	45,290	47,907	49,725	53,405	52,344	51,560
Total	49,766	60,971	77,475	95,354	95,015	97,164	101,509	103,614	106,558	109,259	108,644

Fonte: PDE, 2008.

A Figura 13 mostra a previsão da produção de gás natural até 2017 a partir do ajuste linear ao modelo logístico de *Malthus*. Assim como os autores GRACIAS e LOURENÇO, 2010, o ano base para elaboração da projeção foi o ano de 2007.

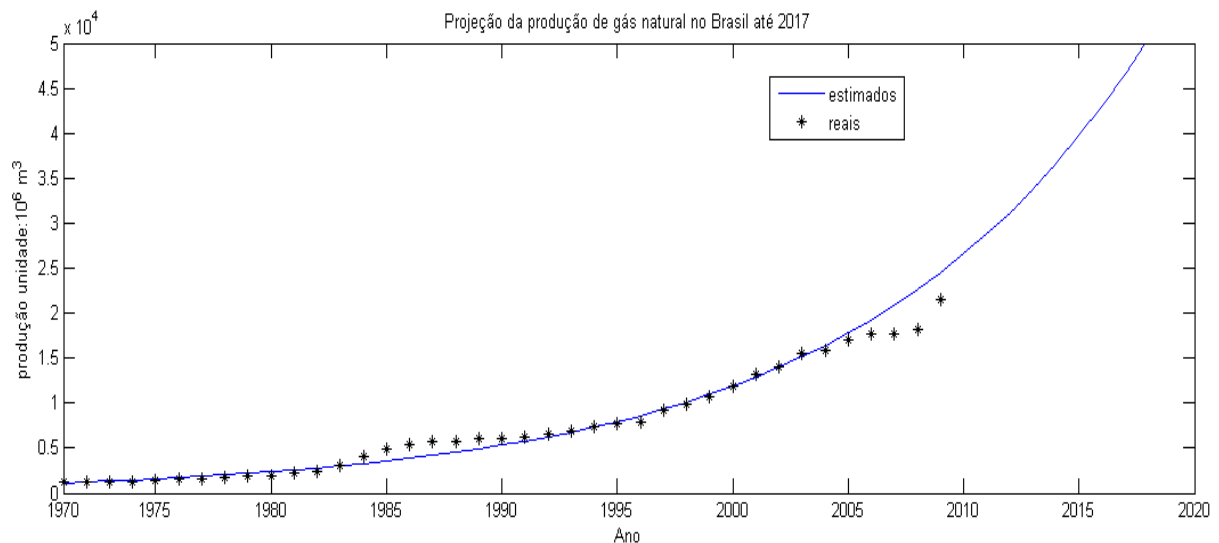


Figura 13. Projeção da produção de gás natural em função do tempo com modelo exponencial. Fonte: Elaboração própria.

Pode-se observar que, em média, os dados reais apresentam uma boa correlação com os valores estimados. O gráfico mostra que a regressão linear aplicada a uma solução particular da equação diferencial não linear da versão

Malthusiana traz resultados satisfatórios, pois o coeficiente de determinação obtido, R^2 corresponde a 98,67% (quase noventa e nove por cento).

Comparando os resultados da Tabela 7 do PDE, e levando em consideração somente as reservas totais, com os resultados apresentados do modelo de Malthus, na Figura 14, foram verificadas que dois pontos (2012 e 2013) estão próximos. O resultado a partir do modelo exponencial apresentou uma produção 92,69 milhões de metros cúbicos por dia em 2012 e o valor da Tabela 7 para o mesmo ano foi de 95,142 milhões de metros cúbicos ao dia. De fato o modelo proposto apresenta resultados satisfatórios, para a previsão da produção de GN quando comparado aos resultados apresentados no PDE-2008.

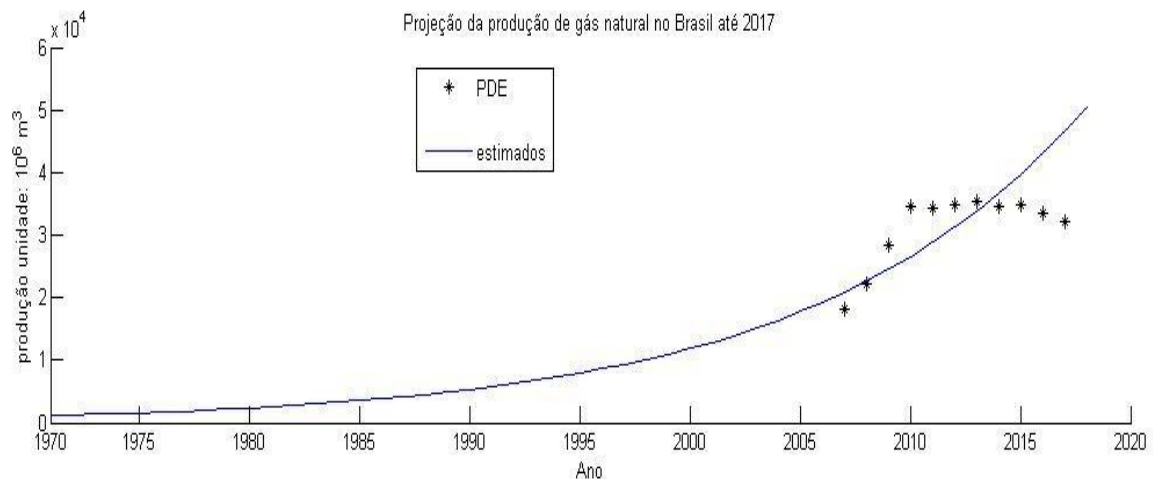


Figura 14. Consumo real e projeção logística do consumo de gás natural para 2017, em milhões de metros cúbicos diários. Fonte: Elaboração própria.

4.4 Projeção da produção de gás natural até 2021

Após as considerações e avaliações da aplicação do modelo de Malthus para o período de 1970 a 2007 é realizada neste capítulo, com os dados da Tabela 6 do período de 1970 a 2011, a projeção da produção de gás natural no Brasil o ano de 2021. A Figura 15 mostra o gráfico obtido por meio do modelo de Malthus com os dados reais e estimados, da produção de gás natural no período de 1970 a 2011. O coeficiente de correlação para esta previsão apresentou um índice de 98,7%.

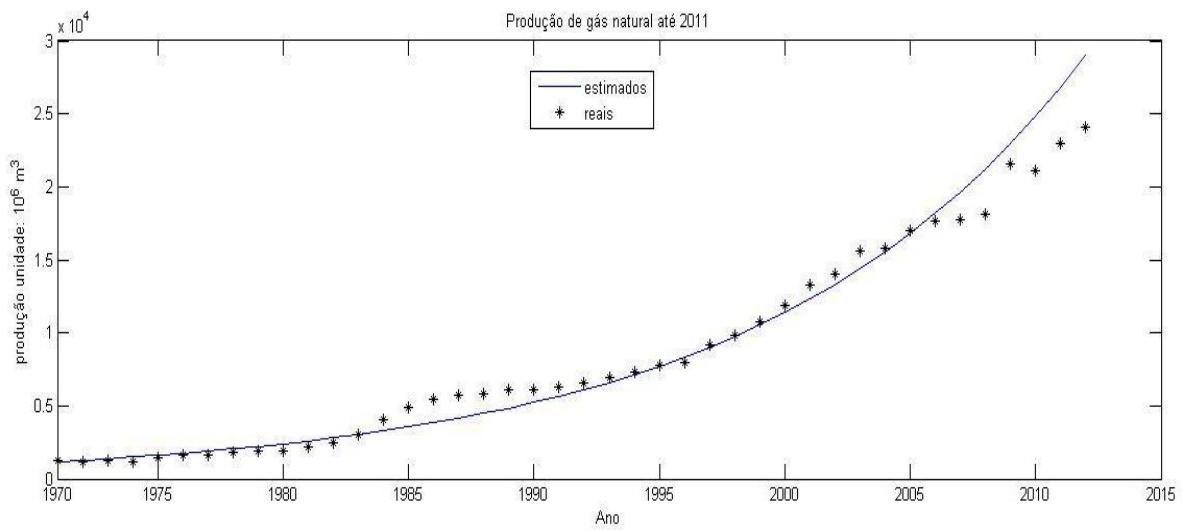


Figura 15. Dados da produção de GN (pontos) e modelo exponencial ajustado no período de 1970 a 2011. Fonte: Elaboração própria.

A Figura 16 mostra a projeção da produção do GN no Brasil para o ano 2021, realizada com o modelo de Malthus com os mesmos procedimentos adotados para a previsão para 2017.

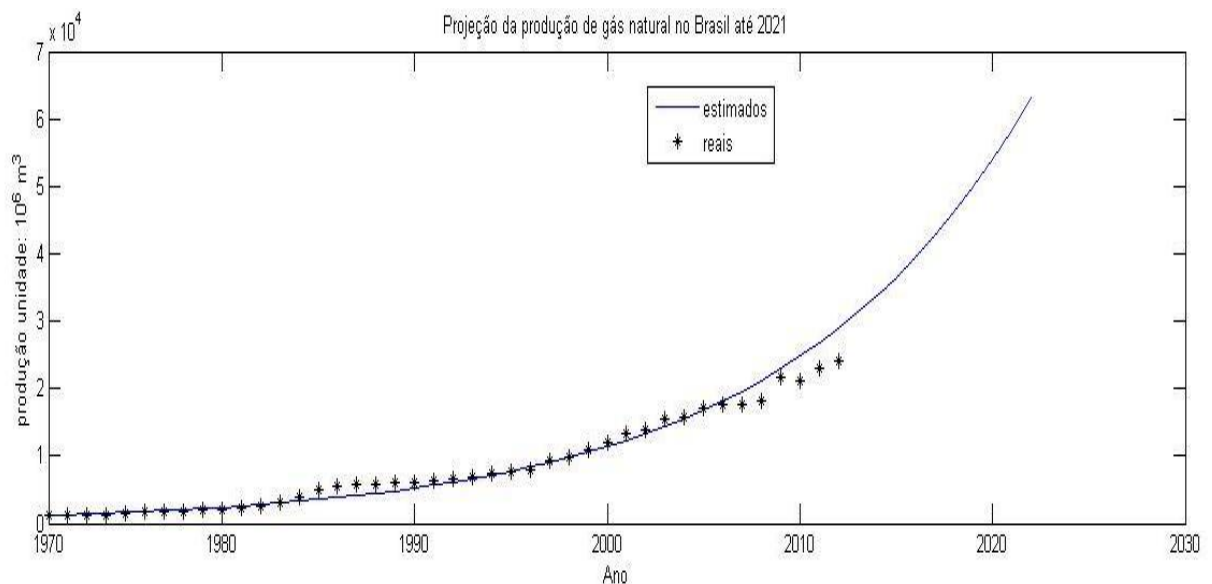


Figura 16. Projeção da produção de gás natural em função do tempo com modelo exponencial. Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 9 apresenta a previsão de produção bruta potencial nacional diária de gás natural até 2021. Contando-se apenas com as reservas totais (RT) referidas a 31 de dezembro de 2010, prevê-se uma tendência crescente significativa até 2018,

quando se atingirá um pico de produção de 115,132 milhões de metros cúbicos diários, seguido de um declínio suave que é compensado pela contribuição dos recursos contingentes (RC), dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E) e, mais ao final do período, pelos recursos na área da União. Em relação ao total, estima-se que a produção bruta potencial em 2021 poderá ser 258% maior que a produção bruta efetiva realizada em 2011. (PDE, 2012)

Tabela 9. Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural, no período 2012-2021, classificada por nível de incerteza dos recursos. (Valores em milhões de metros cúbicos diários)

RECURSO:	ANO										
	GÁS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
União	-	-	-	-	-	-	0,075	2,536	4,039	7,981	15,298
RND-E	-	-	0,823	2,984	4,161	13,582	23,017	34,364	37,053	35,732	
RC	0,833	1,363	5,587	15,429	31,961	40,448	58,983	69,801	73,331	77,273	
RT	82,806	87,835	93,981	95,461	100,442	112,334	115,132	112,201	110,234	107,541	
TOTAL	83,639	89,198	100,391	113,875	136,564	166,438	199,667	220,406	228,600	235,844	

Fonte: PDE, 2012.

Ao corroborar os valores estimados com os dados apresentados pelo planejamento da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na Tabela 9 PDE ano base 2010, verificou a proximidade de alguns valores como pode ser observado na Figura 17.

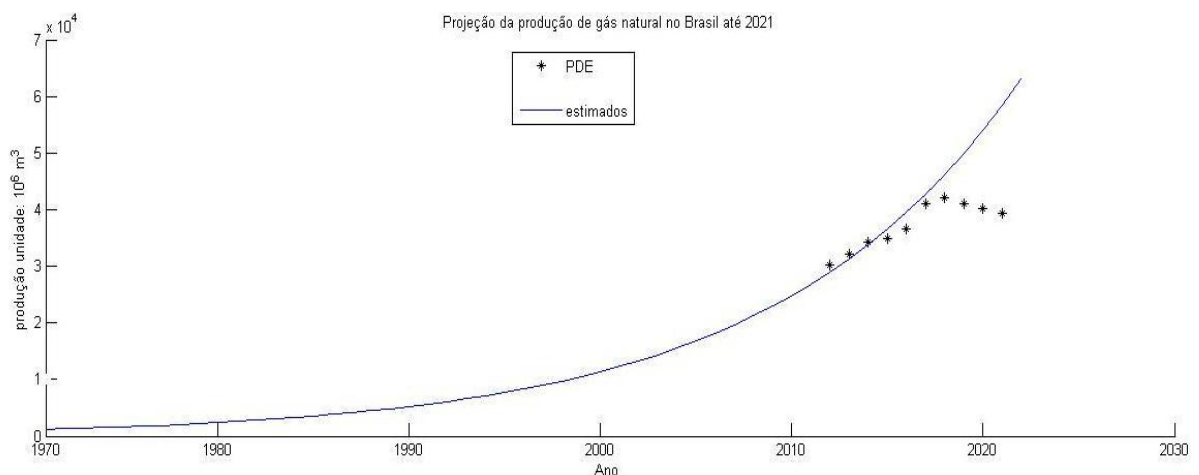


Figura 17. Consumo real e projeção do consumo de gás natural para 2017, em milhões de metros cúbicos diários. Fonte: Elaboração própria.

Os resultados iniciais apresentados neste trabalho mostram que os modelos utilizados no estudo de dinâmica populacional podem ser utilizados no estudo da produção de gás natural no Brasil.

CAPÍTULO 5

O uso do GN no setor industrial no Estado do Rio de Janeiro

O crescimento da participação do GN na matriz energética brasileira, em especial seu uso no setor industrial, tem exigido ações da União e estados federados para efetiva inclusão deste energético de forma competitiva no mercado interno se comparado ao preço do GN em nível mundial. Quanto à opção por tal combustível, a alimentação das indústrias, num cenário de crise na produção hidroelétrica nacional, foi o motivo de existir de sua importação via Gasbol. O Gás Natural vem sendo utilizado num cenário de competitividade com outras fontes de energia, que por vezes são preferidas em função de preços.

A crescente pressão internacional para solução de questões ambientais, também são a favor do gás natural no setor industrial como um substituto dos combustíveis como lenha, ainda muito usado no norte e regiões do Nordeste do Brasil (SANTOS, et al. 2002).

De acordo com BAJAY, et al. 2008, o GN obteve altas taxas de penetração em médias e grandes indústrias no Brasil nos últimos anos, em substituição principalmente ao óleo combustível e ao gás liquefeito do petróleo (GLP).

Primordialmente o abastecimento da indústria é o destino do GN, havendo carência de instrumentos tecnológicos e de rede de abastecimento por usuários de pequeno porte, o que se dá, por exemplo, em virtude da necessidade de altos investimentos em maquinários para queima do gás e concorrência com a oferta do GLP. Tomando como universo amostral a utilização do GN no Estado do Rio de Janeiro, este capítulo destina-se ao tratamento de informações a cerca das duas distribuidoras de GN deste estado, CEG e CEG RIO, buscando abordar aspectos da participação do GN nos setores siderúrgico, químico, cerâmico, vidros, papel e celulose, alimentos e bebidas.

Mundialmente o uso do GN está em crescimento no setor industrial (KIM et al. 1999). Segundo informações do Balanço Energético Nacional (MME), ano base 2010, com publicação 2011, os ramos da indústria que mais consomem GN no Brasil são, em ordem decrescente, a Indústria Química, Metalúrgica, Cerâmica, Papel/Celulose e Alimentos/Bebidas, conforme a figura abaixo. Convém destacar que em virtude de sediar a Companhia Siderúrgica Nacional, a qual juntamente com CSA, GERDAU, Sid. Barra Mansa e VOTORANTIN Sid. consomem 1,8 milhão de m³ de GN/dia, no Estado do Rio de Janeiro a indústria siderúrgica posiciona-se em primeiro lugar em contraposição ao ranking nacional.

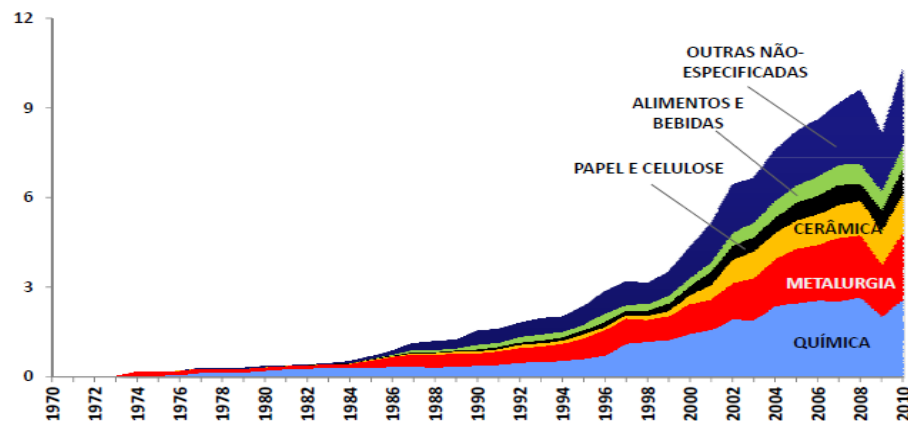


Figura 18. Ramos da indústria que mais consomem GN no Brasil são, em ordem decrescente. Fonte: Balanço Energético Nacional – MME - Ano Base: 2010 (BEN 2011)

O Estado do Rio de Janeiro é atendido pelas distribuidoras CEG e CEG RIO, que atuam em áreas territoriais fisicamente separadas (ver figura 19). A primeira se ocupa da região metropolitana da capital e seu entorno, e a segunda, das demais áreas daquela unidade da federação, conforme ilustração seguinte.

Maior empresa distribuidora de gás canalizado do Brasil, a CEG atende cerca de 735 mil consumidores em quase 4 mil km de rede. Seu contrato de concessão teve início em 1997 e duração de 30 anos. A área de abastecimento da CEG, além do Rio de Janeiro, inclui os municípios de Belfort Roxo, Duque de Caxias, Guapimirim, Itaguaí, Itaboraí, Japerí, Magé, Mangaratiba, Maricá, Nilópolis, Niterói, Nova Iguaçu, Queimados, Paracambi, São Gonçalo, Tanguá, Seropédica e São João de Meriti (AGENERSA, 2013).

Com relação à outra distribuidora, a CEG RIO, essa empresa foi criada em 1997, por contrato de concessão com duração de 30 anos através de sociedade

entre o Governo Estadual e a Petrobrás, com o objetivo de distribuir gás canalizado a 72 municípios do interior do Estado do Rio de Janeiro, onde atuava a então chamada RIOGÁS que passou a chamar-se CEG RIO S.A em 1999. A CEG RIO atende o Norte e Noroeste Fluminense, Baixada Litorânea, Médio Paraíba, Região Serrana, Centro Sul e Baía de Ilha Grande. A empresa tem hoje, aproximadamente, 5 mil km de rede e mais de 21 mil clientes entre consumidores residenciais, comerciais, automotivos e industriais (AGENERSA, 2013).

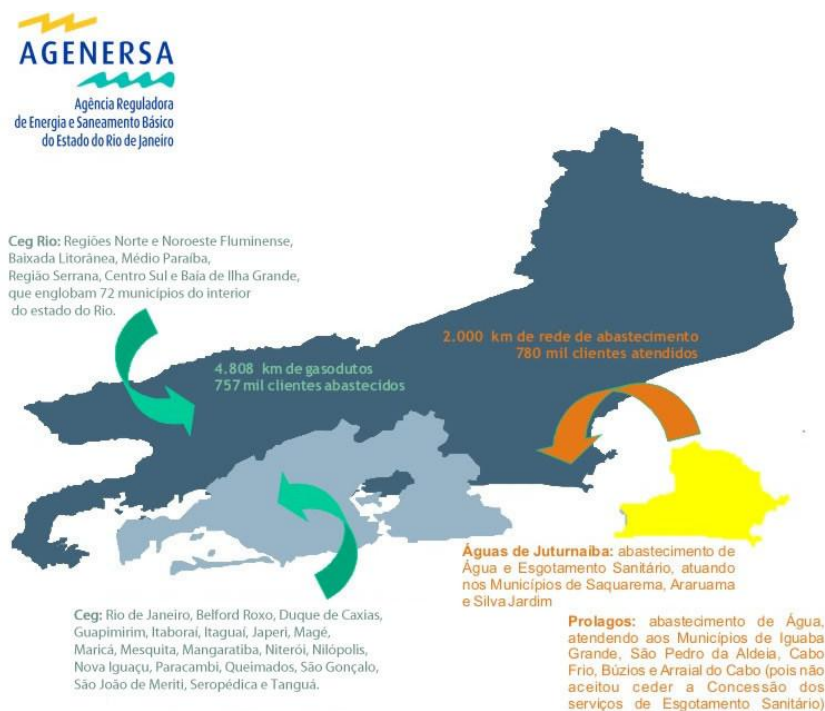


Figura 19. Mapa do Estado do Rio de Janeiro. Fonte: AGENERSA (2013)

5.1 Panorama geral do consumo de GN por setor industrial

A Tabela 10 abaixo apresenta a evolução do consumo energético de GN no setor industrial no Brasil e no Estado do Rio de Janeiro. Observa-se que a relação entre consumo no setor industrial no Brasil teve um salto de 104,5% do ano de 1980 a 2009, e no Rio de Janeiro de 19,6% no mesmo período. A discrepância quanto aos índices de crescimento do consumo do GN no Estado do Rio de Janeiro em relação ao consumo nacional deve-se a construção de gasodutos em diferentes estados da

federação nos últimos 30 anos o que não ocorreu com mesma intensidade naquele estado. Nos anos iniciais dos dados da tabela o Estado Fluminense apresentava alto consumo se comparado ao consumo nacional, em virtude da quase inexistência de gasodutos em várias partes do território nacional. Vale ressaltar que o alto consumo do GN desde os anos 80 no Estado do Rio de Janeiro justifica-se pelo uso desse gás na companhia siderúrgica nacional, sendo certo que o setor siderúrgico é o maior consumidor de GN no país.

Tabela 10. Evolução do consumo de GN no Brasil e no estado do Rio de Janeiro

Ano	BR (10 ³ tep)	RJ (10 ³ tep)	RJ/BR
1980	37.491	3.383	9,0%
1985	40.975	3.951	9,6%
1990	43.523	4.077	9,4%
1995	51.489	4.431	8,6%
2000	61.204	4.148	6,8%
2001	61.521	4.009	6,5%
2002	65.373	3.838	5,9%
2003	68.367	4.327	6,3%
2004	72.217	4.535	6,3%
2005	73.496	4.451	6,1%
2006	76.757	4.328	5,6%
2007	81.915	4.421	5,4%
2008	82.327	4.555	5,5%
2009	76.686	4.047	5,3%
%(1980/2009)	104,5	19,6	

Fonte: GAS ENERGY, 2011.

Corroborando os números da Tabela 10, apresentamos em sequência uma tabela (Tabela 11) com dados do Ministério de Minas e Energia publicação 2012 contendo a comprovação da supremacia do setor industrial quanto ao consumo do GN em nosso país. Nela percebe-se a redução do uso de materiais de grande potencial poluidor, como o óleo combustível, carvão natural, coque e lenha, com substituição destes por fontes de energia mais limpas. Por tal motivo tem-se um aumento percentual de 8,5 para 11,3 do GN no período de dez anos, de 2002 a

2011. A motivação da manutenção do consumo de eletricidade deve-se ao crescimento industrial e a estagnação de investimentos na construção de hidroelétricas. Apesar de seu potencial poluidor, o uso do bagaço de cana tornou-se alternativa energética viável no caso das indústrias que tem como subproduto esse bagaço, como nas usinas de açúcar e álcool

Tabela 11. Consumo industrial do GN.

SETOR INDUSTRIAL	%									
FONTES	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gás Natural	8,5	8,6	9,2	9,8	9,9	10,0	10,4	9,5	10,8	11,3
Carvão mineral	4,6	4,8	5,0	4,8	4,6	3,7	3,7	3,1	3,8	3,9
Lenha	7,6	7,6	7,6	7,7	7,6	7,5	8,0	8,6	8,4	8,3
Bagaço de cana	17,0	17,5	17,7	17,8	19,9	19,9	18,9	21,3	20,2	19,1
Outras fontes primárias renováveis	5,1	5,7	5,6	5,8	6,0	6,1	6,5	7,3	7,1	6,9
Óleo combustível	9,0	7,4	6,1	6,0	5,3	5,2	4,9	4,9	3,8	3,3
Gás de coqueria	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,5	1,5
Coque de carvão mineral	10,2	9,8	9,4	8,7	8,0	8,3	8,2	7,0	8,8	9,1
Eletricidade	20,1	20,2	20,5	20,5	20,6	20,4	20,8	21,1	20,4	20,4
Carvão vegetal	6,3	7,1	8,0	7,7	7,2	7,0	6,9	4,3	4,7	5,0
Outras	10,3	9,9	9,4	9,8	9,8	10,7	10,5	11,6	10,6	11,3
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Balanço Energético Nacional – MME - Ano Base: 2011. BEN, 2012.

O setor industrial no Estado do Rio de Janeiro apresenta o consumo siderúrgico do GN como o carro-chefe, vez que, sozinho, gasta cerca de 1.800.000 m³/dia, muito além, portanto do consumo com destinação química, seja como combustível ou como matéria prima, que é de cerca de 850 mil m³/dia. Em terceiro lugar vem o consumo de 300 mil m³ relativo à indústria do vidro. Em quarto tem o consumo de GN na indústria de alimentos e bebidas, com 200 mil m³/dia. A indústria de papel/celulose ocupa a penúltima colocação com consumo diário de 87 mil m³.

Por fim temos consumo de GN pela indústria metalúrgica de 70 mil m³ (GAS ENERGY, 2011).

5.2 Comparações do GN em relação ao GLP e ao Óleo Combustível

Conforme pode ser verificado no Gráfico 6, publicado no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia datado de dezembro de 2011, o preço e a tributação do GN são muito maiores se comparados ao GLP. Sendo os grandes consumidores do GN a indústria siderúrgica e a indústria química, ambas fazem uso desse gás de forma a obter lucro não apenas pelo rendimento energético, mas também por utilizá-lo como matéria prima na fabricação de seus produtos comerciais.

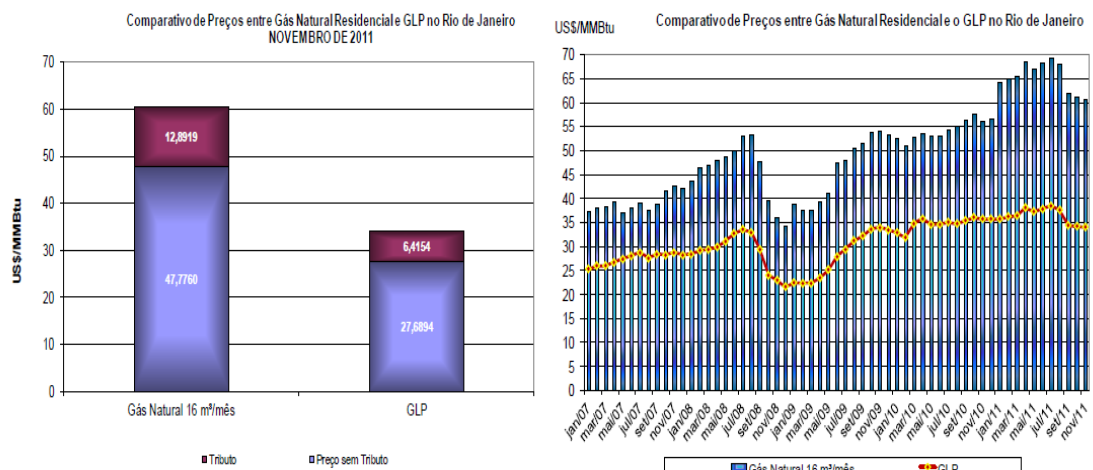


Gráfico 6. Comparativo de preços GN x GLP no Rio de Janeiro. Fonte, MME, 2012

Na indústria siderúrgica, o GN substitui o coque, e na indústria petroquímica é a base para produção de artigos, como polímeros plásticos. Isso compensa o alto custo do GN se comparado ao do GLP, e é um dos motivos da baixa atratividade para os ramos industriais que o utilizam apenas como energético o que se confirma pela atitude de diversas empresas no retorno ao consumo de combustíveis convencionais, depois do Gás Natural. Além disso, os volumes de produção de GLP são muito reduzidos se comparados aos de GN, o que inviabilizaria a utilização do GLP em larga escala, ficando assim destinado ao uso residencial e comercial na fabricação de alimentos.

O setor brasileiro de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) encerrou o ano passado com um total de 7,1 milhões de toneladas comercializadas, mostrando crescimento de 2,44% em relação a 2010. O resultado superou a previsão inicial, que era uma expansão em torno de 2,20%, informou o presidente do Sindigás, Sergio Bandeira de Mello. Houve também expansão de 2,06% na comercialização de GLP em embalagens de 13 quilos. Na versão granel, o aumento foi mais significativo: 3,45%. Esse tipo de GLP é vendido em centrais de gás para indústrias, em condomínios e no comércio, quando um caminhão reabastece um depósito. “Esse é um mercado que vem experimentando crescimento maior do que o mercado de botijões” informou Mello. O presidente do Sindigás destacou um aumento na competitividade do GLP frente ao gás natural para usuários de consumo mais baixo, abrangendo não só indústrias e o comércio, mas residências. (CASTRO e LANGONES, 2012)

No que diz respeito ao Óleo Combustível, pode-se constatar do Gráfico 7, publicado pelo mesmo Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, que a exceção do período dos meses finais de 2008 a meados de 2009, seu preço sempre esteve acima dos preços praticados para o GN. Importante considerar nesse contexto, a facilidade de obtenção de energia pelo uso do Óleo Combustível, dado o baixo custo dos motores a combustão e segurança no processo, além da grande oferta desse energético, do qual o Brasil é auto-suficiente. O quesito segurança, quanto aos motores de explosão usuários de GN é um complicador que incentiva o uso do óleo, dado o alto custo da tecnologia empregada nos queimadores de gás.

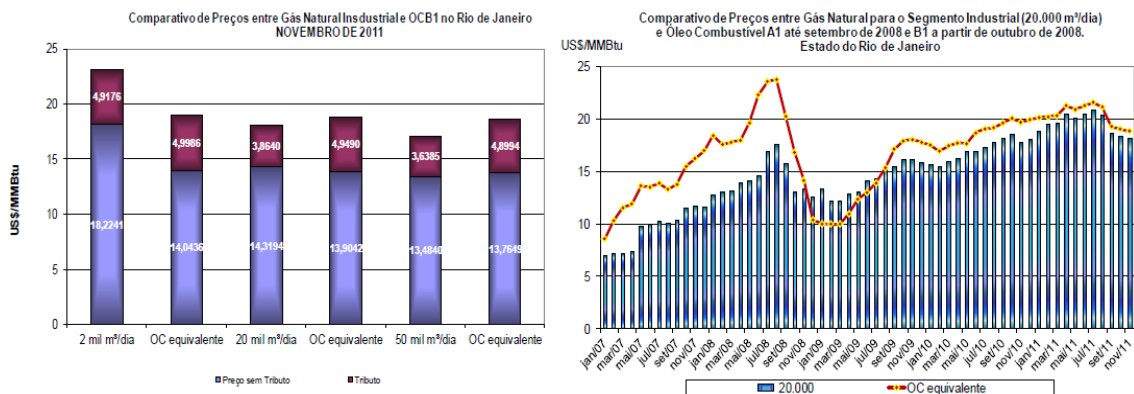


Gráfico 7. Comparativo de preços GN x Óleo Combustível no Rio de Janeiro. Fonte: MME, 2012.

5.3 Aspectos do consumo industrial do Gás Natural no Estado do Rio de Janeiro

No Estado do Rio de Janeiro a demanda de GN do setor industrial ficou estável nos últimos 10 anos, entre 3,5 e 4 Mm³/d (GAS ENERGY, 2011). Houve um pequeno aumento até meados de 2006, mas decréscimo em meados de 2008 a fim de 2009 em virtude da crise econômica mundial provocada pelos Estados Unidos. Observa-se no Gráfico 8 uma constância no consumo de GNV, sendo que a oscilação do consumo deve-se ao uso do GN para co-geração em Termoelétricas. Neste último caso, a oscilação justifica-se por diversos fatores, dentre eles os níveis de oferta de energia elétrica (que tem relação com níveis de reservatório de água nas hidroelétricas e investimentos no setor), bem como os preços praticados na venda do gás e a atratividade de energéticos convencionais.

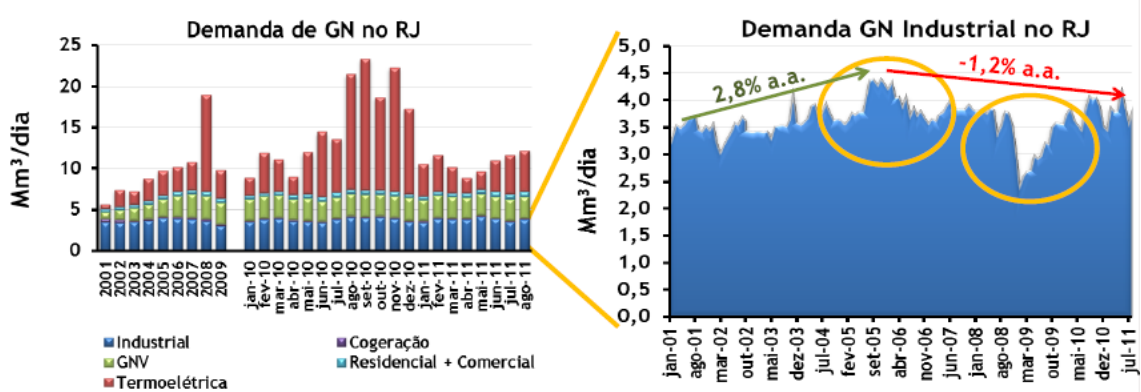


Gráfico 8. Demanda GN. Fonte: GAS ENERGY, 2011.

Apesar da substituição de outros combustíveis, a entrada de novos consumidores não foi suficiente para compensar a saída de outros. O pico de 2005-06 é devido à entrada da Riopol. O efeito da crise sobre o consumo de gás industrial no RJ foi bastante significativo, com recuperação gradual ao longo de 2010, fechando o ano com uma média de 3,7 Mm³/dia. No RJ, os leilões de GN, mesmo com oferta de gás a preços diferenciados, não estimularam o aumento da demanda, única empresa que se beneficiou desse recurso foi a GPC Química (GAS ENERGY, 2011).

5.3.1 Do consumo do GN pelo Setor Siderúrgico

Inicialmente destacamos a importância da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) como maior consumidor do GN no estado. Segundo informações do relatório da CSN ano base 2011 (CSN, 2011), a CSN fechou 2011 com produção de 4,9 milhões de toneladas de aço bruto, com avanços na produção de aços longos, sendo que, em conjunto com as siderúrgicas Gerdau, Votorantin, Sid. Barra Mansa e CSA, Thyssen-Sid. do Atlantic, consomem 1,8 milhão de m³ de GN por dia. Esses dados lideram com folga o ranking do consumo fluminense do Gás Natural no setor industrial, posto que os números referentes ao segundo maior consumidor, o da indústria Química, são de 850 m³ diários. Denomina-se siderurgia o conjunto de processos utilizados para transformação do minério de ferro em aço, no qual o carbono é uma das matérias primas, geralmente oriundo do carvão mineral. Na indústria siderúrgica o GN tem diversos usos, desde a função energética para aquecimento em caldeiras até à função redutora como doador de Carbono nos processos de usinagem, em substituição ao carvão mineral.

Os fornos de fusão redutora utilizam geralmente carvão como combustível, em vez de gás natural, em virtude da abundância do carvão no mundo e do seu custo relativamente baixo. O uso direto de carvão evita a necessidade do coque dos altos-fornos, uma commodity cara e com oferta cada vez mais limitada. Por sua vez, a possibilidade de usar finos ou concentrados de minério elimina custos de aglomeração por sinterização ou pelotização (EPE, 2009).

As usinas de redução direta utilizam gás natural ou carvão como redutor. Em geral, a preferência é pelo gás natural quando este energético é disponível a preços competitivos. Geralmente, existe excesso de calor do forno, que é usado para gerar energia elétrica em uma turbina a ciclo de vapor convencional. Estima-se uma geração líquida de eletricidade em torno de 509 kWh/t de ferro-esponja (EPE, 2009).

A CSN, localizada em Volta Redonda, a Siderúrgica Votorantin, localizada em Barra Mansa e Resende e a Siderúrgica Barra Mansa são atendidas pela distribuidora CEG RIO. A Sid. Gerdau, localizada em Bonsucesso, e a CSA Thyssen-Sid. do Atlantico, localizada em Santa Cruz, ambos bairros do Rio de Janeiro, são atendidas pela distribuidora CEG, donde se percebe que o volume do

GN distribuído pela CEG RIO é muito maior, embora se trate de distribuidora que não atende à região metropolitana.

No segmento de pequenos comércios são atendidos 10.236 clientes e no grande comércio, 275. Já no segmento industrial, a Ceg fornece gás a 334 indústrias (CEG 2011).

A queda do preço do petróleo e a crise de 2009 fizeram com que setores como a siderurgia se contraíssem, diminuindo, assim o PIB entre 2008 e 2009 (GAS ENERGY 2011).

O segmento de ferro gusa e aço fluminense é constituído por cinco usinas siderúrgicas: Cia. Siderúrgica Nacional - CSN, Siderúrgica Barra Mansa (Votorantim), Gerdau (ex-Cosigua), Siderúrgica Votorantim e ThyssenKrupp/Cia. Siderúrgica do Atlântico - TKCSA. A produção anual de aço bruto situa-se em torno de 13 milhões de toneladas, onde a CSN e TKCSA, juntas, são responsáveis por cerca de 80% do total. A produção de ferro gusa está restrita também a essas duas últimas empresas, que têm processos de redução do minério de ferro em altos-fornos com o emprego de coque mineral, que é o processo mais utilizado internacionalmente para produção em larga escala. Dentro dos próximos 10 anos o estado deverá ter um quadro bastante distinto do atual. Estão previstos os seguintes novos empreendimentos: ampliação da unidade da Gerdau; nova unidade da CSN em Itaguaí; ampliação da produção de aços longos da CSN; implantação de usina da WISCO (chinesa) em Porto do Açu no nordeste do estado; e implantação da Terniun, também em Porto do Açu (SCHAEFFER, 2012).

5.3.2 Do consumo do GN pelo Setor Químico

O uso do Gás Natural pelo setor químico se dá de duas formas. A primeira, pelo emprego do gás como energético, e a segunda, como matéria-prima na fabricação de diversos produtos, com destaque para a indústria de transformação dos derivados de petróleo, também dita indústria petroquímica.

5.3.3 Do uso energético do GN pela indústria química e petroquímica

Em termos numéricos, a indústria química brasileira possui mais de quatro mil empresas de grande, médio e pequeno porte, distribuídas por quase todos os estados da Federação. O estado de São Paulo, no entanto, abriga mais da metade deste total, seguido pelos estados da Bahia, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e Minas Gerais (SCHAEFFER et. al, 2012).

Segundo ABIQUIM (2011), das 988 plantas de produtos químicos de uso industrial cadastradas em seu banco de dados, 72 estão situadas no Estado do Rio de Janeiro, a maior parte delas concentrada na capital e na região industrial de Duque de Caxias. Ao se comparar os indicadores de desempenho ambiental da indústria química fluminense, com os do Brasil, nota-se que o Rio de Janeiro apresenta um perfil bastante energético-intensivo e carbono-intensivo: as emissões de CO₂ por tonelada produzida no estado, em 2010, são 18% maiores do que no caso do Brasil, enquanto os consumos de Gás Natural e de energia elétrica por tonelada produzida são, respectivamente, 65% e 1% superiores no Rio de Janeiro do que no Brasil (ABIQUIM, 2011 apud SCHAEFFER., et al., 2012).

5.3.4 Do uso energético do GN pela indústria de Cimento

No Estado do Rio de Janeiro estão instaladas oito unidades produtoras de cimento Portland. São elas: Votorantim (Cantagalo, Volta Redonda e Itaguaí), Lafarge (Cantagalo), Holcim (Cantagalo), CP Cimento - Tupy (Volta Redonda), CSN (Volta Redonda) e Mizu (Rio de Janeiro). CSN, Votorantim (Rio de Janeiro) e Mizu (Rio de Janeiro) são indústrias bem recentes.

5.3.5 Do uso energético do GN pela Indústria de Cerâmicas

O segmento de cerâmica vermelha no Estado do Rio de Janeiro é o quinto maior do país no setor, e conta com 195 empresas em operação, sendo a maior

parte dedicada à produção principalmente de blocos de vedação, blocos estruturais e lajotas. Os principais polos produtores estão localizados em três regiões no estado – Campos dos Goytacazes, Itaboraí e baixada fluminense, e região serrana/Vale do Rio Paraíba do Sul.

5.4 O Preço do Gás Natural no Rio de Janeiro

Para abordar tal assunto, referir-se ao Gráfico 9, comparativo do preço do GN praticado pela CEG (distribuidora fluminense) e distribuidoras de outras unidades da federação.

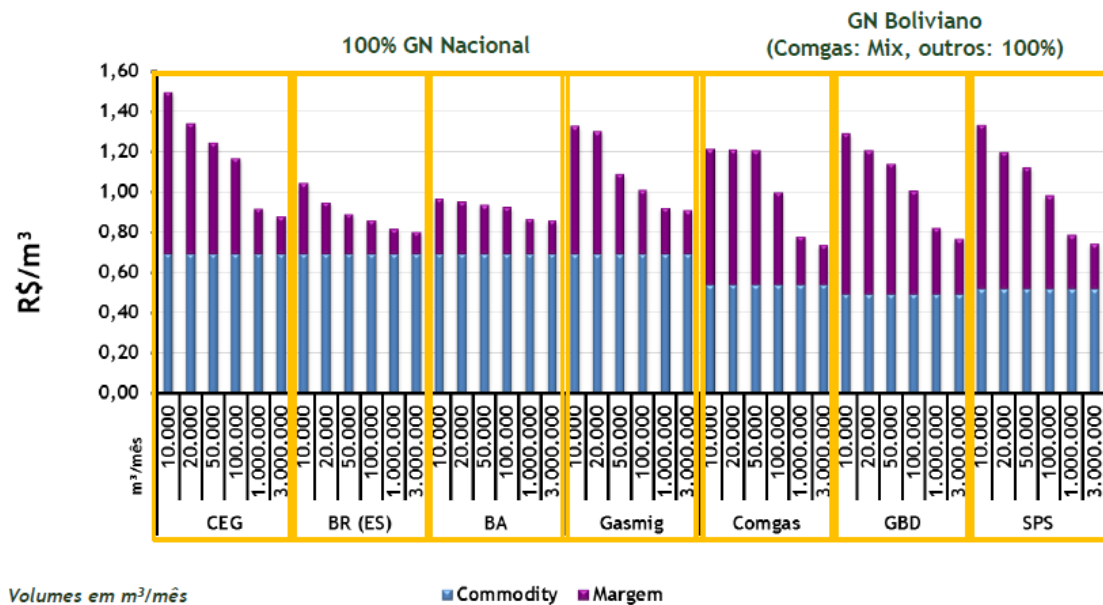


Gráfico 9. Comparativo do preço do GN. Fonte: GAS ENERGY, 2011.

A tarifa do Gás Natural industrial no Estado do Rio de Janeiro está entre a mais alta do Brasil (para volumes até 3 milhões de m³/mês) ou seja, a commodity mais cara para as distribuidoras atendidas com GN Nacional. Bahia e Espírito Santo apresentam uma margem menor que a CEG devido principalmente a malha de gasodutos pouco desenvolvida. Em São Paulo, as distribuidoras apresentam uma margem maior, devido a necessidade recente de expansão dos gasodutos (GAS ENERGY, 2011). Resumindo, em virtude da deficiência da malha de gasodutos, o

limite de 3.000 milhões m³/mês de GN para redução da tarifa é modificado para baixo nas distribuidoras baianas e capixabas, visando incentivar o consumo.

Esta diferença na precificação do gás no Estado do Rio de Janeiro em relação a outras regiões do país tem provocado a migração de algumas indústrias para outros estados e/ou para outros combustíveis. Exemplo: unidade da UNA transferida produção para SP (GAS ENERGY, 2011).

De fato, se a tarifa é onerosa para o pequeno e médio consumidor, restam-lhe duas alternativas, quais sejam, ou transfere sua unidade de produção para regiões do país que ofereçam preço menor pelo mesmo volume de gás comprado no Estado do Rio de Janeiro, ou, na impossibilidade de fazê-lo, mudam para combustíveis convencionais ou alternativos ao GN visando não aumentar custos com energia.

A margem das distribuidoras de gás canalizado é a parcela da tarifa que remunera os investimentos e serviços prestados pelas concessionárias de distribuição. Em respeito ao Parágrafo 2º do Artigo 25 da Constituição brasileira, cada Estado explora diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, de forma que cada estado possui suas próprias regras para este mercado. A margem de distribuição é estabelecida a cada ano, isto é, todos os anos a concessionária e o Poder Concedente (em alguns casos através de agências reguladoras) definem qual é a margem de distribuição necessária para garantir o equilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão. Nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro esse processo ocorre a cada cinco anos e, a fim de que o valor estabelecido no início do ciclo não fique defasado em relação ao nível geral de preços no país, a cada ano as margens são reajustadas com base em um índice de preços. Nestes dois estados, os processos de revisão são submetidos a audiências ou consultas públicas, que permitem a participação e o acompanhamento da sociedade sobre o processo e amplia sua transparência (FRENTE PARLAMENTAR MISTA PRÓ-GÁS NATURAL, 2012).

Esta diferença reflete não apenas as diferenças nas Margens de Distribuição, mas também a diferença do custo da *commodity* e o peso dos tributos. Cabe ressaltar que para consumos menores do que o analisado as tarifas são mais elevadas e acentuam ainda mais as diferenças entre estados, afetando principalmente as empresas pequenas (FIRJAN, 2009).

Os processos de revisão tarifária precisam de aprimoramentos relacionados à ampliação da transparência - através de maior disponibilidade de dados e detalhamento de indicadores operacionais que permitam avaliar o desempenho da concessionária na gestão dos ativos - e à criação de mecanismos que incentivem ganhos de produtividade que possam contribuir com a mudança das tarifas (FRENTE PARLAMENTAR MISTA PRÓ-GÁS NATURAL, 2012).

Segundo informação da Agenda 2012, MPF, para a difusão do gás natural nos mercados industriais, torna-se necessária a proposição de uma nova política de precificação do gás natural tendo em vista - o teor da Resolução CNPE nº 06/2001 e a inexistência de concorrentes em toda a cadeia produtiva do gás natural no país - por meio de mecanismos que vinculem os preços do gás natural de origem nacional aos preços internacionais dos energéticos substitutos, levando em consideração, inclusive, os preços internacionais do gás natural.

Seria recomendável, ainda, a implementação pelo MME, em articulação com o MDIC, observadas as diretrizes do CNPE, de programas de estímulos ao uso do gás natural por diversos setores industriais, delimitando, de modo claro, o papel da Petrobras e do Ministério das Minas e Energia no planejamento do setor de gás natural.

5.5 Da tecnologia nacional na produção de queimadores de gás: instrumento de viabilização para ampliação do consumo por indústrias de médio e pequeno porte

Ainda que a efetiva chegada do GN ao Brasil como combustível energético date somente no fim da década de 90 do século XX, com a implantação do GASBOL, permanecem incipientes as iniciativas de conversão desse gás para produção de energia elétrica. Como já mencionado no corpo do presente trabalho, os altos custos para aquisição de equipamentos que fazem essa conversão desestimulam a expansão desse uso. O Brasil é desprovido de tecnologia que seja suficiente para garantir a produção de queimadores do gás com a mesma eficiência do maquinário importado de países que ao longo de décadas já convivem com essa conversão. Esforços vêm sendo realizados pelas universidades brasileiras no sentido da obtenção de conhecimento compatível com a necessidade de produção

de tecnologia própria, visando baratear o curso dos queimadores e, por conseguinte, viabilizar economicamente a migração de indústrias de pequenas e médias indústrias, (usuárias de combustíveis convencionais), para GN. Para tanto, realizam-se testes comparativos de eficiência de motores a gás, diesel e turbinas.

As tecnologias estudadas são os motores de combustão interna diesel, motores a gás e as microturbinas a gás. As condições de operação analisadas para os geradores são as de redução da demanda de potência da rede central de distribuição, também chamada de operação “on-site”, e a redução do consumo de energia da rede em hora de ponta, também chamada de operação “peak-saving”. A metodologia de análise de viabilidade econômica consiste na comparação dos custos específicos de operação em relação às tarifas de energia elétrica praticadas pelas concessionárias de energia. As tarifas de energia elétrica e o preço dos combustíveis foram definidos através dos preços médios praticados nos estados da região sudeste do Brasil. Os critérios de viabilidade econômica são baseados em métodos analíticos de análise de investimentos, como a taxa interna de retorno e o tempo de retorno de investimento. Os resultados mostram que os motores a diesel e a gás são atrativos economicamente para os casos de redução de demanda de potência e geração de energia elétrica em horário de ponta. As microturbinas a gás são atrativas somente para alguns casos de redução de consumo de energia. Para uma mesma condição de operação, os motores a diesel apresentam taxas internas de retorno 23% maior que os motores a gás e 52% maior que as microturbinas a gás. Este comportamento ocorre visto que o custo de aquisição de geradores a diesel chega a praticamente metade do custo de geradores a gás natural (VENSON e BARROS, 2008).

Com base no acima exposto percebe-se que mesmo havendo o interesse da viabilização do uso do GN para produção de energia elétrica em menor escala, como necessita empresas de pequeno e médio porte, o gás concorre com combustível fóssil mais atrativo no que diz respeito a eficiência energética e o relativo baixo custo dos motores que fazem sua combustão. Em resumo, estudos mostram que ainda não é recompensável a utilização do GN para produção de energia elétrica por esse tipo de consumidor, permanecendo o Gás Natural atrativo apenas para os usos industriais de grande porte, em especial quando o GN tem

dupla finalidade, qual seja, emprego como energético e como matéria prima, como no caso da siderurgia (substituindo o coque) e da indústria petroquímica (como matéria prima na produção de polímeros).

CAPÍTULO 6

Conclusões

Pelo exposto nos capítulos da dissertação, conclui-se que apesar de o mercado ainda encontrar-se em fase de desenvolvimento, são visíveis as possibilidades de crescimento e maior rentabilidade do GN no Brasil. Tem-se que as entradas das figuras do “autoprodutor”, do “autoimportador” e do “consumidor livre”, causaram uma “desverticalização” do mercado.

Verifica-se que a IGN no Brasil esta localizada entre dois fortes mercados energéticos: petróleo e hidroeletricidade, sendo os desafios do novo quadro legal incentivar e garantir investimentos nas redes de abastecimento, para permitir que a indústria se consolide e amadureça em um cenário de rápidas mudanças no mercado mundial. Ve-se que nesse sentido, a Lei do Gás Natural traz elementos importantes para tornar competitivas as relações do mercado, embora ainda dependentes de normatização pelas agências reguladoras.

Vale a pena ressaltar a informação prestada no Capítulo 3 quanto à realização de contratos, pois uma realidade observada na pesquisa diz respeito à indefinição do marco regulatório, constatação obtida do baixo número de licitações realizadas entre 1998 e 2008, reflexos da indefinição nas discussões sobre o assunto no Congresso Nacional. Com isso, a indústria nacional perde competitividade com o mercado externo, também em virtude do preço da molécula estar atrelado ao preço do Petróleo. Essa vinculação GN - Petróleo caracteriza a forma de precificação do GN no Brasil e causa prejuízo às empresas aqui instaladas, utilitárias desse gás, afinal, em mercados como China, Índia e Rússia o preço do gás é menor, isto é em virtude da inexistência desse atrelamento.

Considerando que no Brasil o mercado do GN é ainda recente, vale destacar que o país possui também fragilidades quanto ao fornecimento de curto prazo, pois o mercado nacional não encontra fluxo de transações que garantam a viabilidade de

contratos de curto prazo. Além disso, não há um mercado atacadista e o preço do gás não reflete o preço do momento, característica do mercado *spot*.

Numa visão otimista, mostram-se evidências (no Capítulo 4) de que a partir de 2012 poderá haver um excesso do gás, com relação à produção de Gás Natural no Brasil. Tal aumento da produção, poderá se traduzir em significativas mudanças, em especial, para os mercados do gás nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Os estados de São Paulo e Rio de Janeiro, a seu turno, já apresentam suas atividades de comercialização liberadas para grandes consumidores industriais e termoeletricas, no que se relaciona à regulação destas unidades da federação.

Ao corroborar os dados da previsão da produção de gás fornecido pela EPE, com o modelo proposto (ainda no Capítulo 4), tem-se que o modelo da dissertação é mais simples, visto que produz resultados satisfatórios mesmo possuindo menor número de informações que o EPE. Assim sendo, o uso de regressão linear para a projeção da produção produz resultados próximos dos obtidos pela Empresa de Pesquisa Energética.

Conclui-se que o consumo do Gás Natural expandiu-se no Brasil sem que tal crescimento fosse concretizado no estado fluminense (Capítulo 5). Verifica-se que o GN precisa ter seu preço desvinculado do Petróleo, permitindo que os valores praticados no Brasil ofereçam competitividade com os preços encontrados pela indústria mundial, posto que sem essa desvinculação, terão de permanecer incorporados nos produtos brasileiros os gastos relativos ao uso do referido energético.

O grande desafio, no entanto, tem sido não apenas aumentar o consumo do GN pelas empresas de médio e grande porte, visto que até mesmo grandes consumidores têm retornado às fontes convencionais de energia em virtude de dificuldades enfrentadas pelo setor, como também atrair consumidores industriais ainda não atendidos pela malha de gasodutos. No que se refere à ampliação do consumo do Gás Natural para inclusão de novas indústrias, um dos principais desestimuladores tem sido o elevado preço dos queimadores utilizados para geração e co-geração elétrica. Os equipamentos necessários a esse fim são

importados e implicam em grandes gastos de aquisição, tornando inviável a compra se considerada a demora de retorno do dinheiro a ser empregado.

Como alternativa temos em curso no Brasil experimentos com queimadores nacionais, em testes nas instituições de pesquisa, cujo valor para venda às indústrias deverá ser muito inferior aos preços atuais. O uso dessa tecnologia nacional na produção de queimadores de gás levará ao aumento da demanda pelo GN no Estado do Rio de Janeiro. Isso dinamizaria o mercado, pelo aumento do número de consumidores industriais, bem como justificaria os investimentos no aumento da malha de gasodutos naquela unidade da federação, produtora de Gás Natural nas suas unidades da plataforma continental na Bacia de Campos. Ou seja, o Rio de Janeiro produtor do GN muito teria a lucrar com a ampliação dos consumidores industriais, considerando-se tratar de unidade da federação de pequena extensão territorial, o que facilitaria a cobertura de gasodutos, bem como por tratar-se de uma das mais populosas regiões do país, o que corresponde a grande número de consumidores em pequeno espaço físico a ser atendido pelas distribuidoras.

Em resumo, a realidade do mercado do GN no Brasil guarda semelhanças com o Modelo II e está em transição para o Modelo III, apresentados no Capítulo 3. A expectativa é que com as recentes descobertas do pré-sal e a normatização da Lei do Gás, esboce-se a perspectiva de que o produtor de gás, além de vender gás para o comercializador, possa também colocar gás natural no mercado atacadista, para o distribuidor ou diretamente para o consumidor final, avançando no estabelecimento do Modelo III, e que se introduza a concorrência no varejo, permitindo um mercado com preço do momento (*spot*), e maior flexibilidade para a indústria em contratos de curto prazo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACEEL. **Contribuição da Abraceel à Consulta Pública da Agenera: A Lei do Gás e seus impactos no Estado do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro. 2011. Disponível em: <http://www.agenera.rj.gov.br/agenera_site/documentos/audi/CONTRIBUICAO/Contr_Abraceel.pdf> Acesso em: 07 de Fev. de 2013.

AGENERSA. <http://www.agenera.rj.gov.br/agenera_site/> Acesso em: 10 de fev. de 2013.

ALMEIDA, E. F. **Uma Política de Preços para o Gás Natural**. In: *GNV News, Ano 1, n 10. Novembro*. 2005.

ALVEAL, C., e , H. BORGES. **Indústria Brasileira de Gás: Rumos Recentes e Perspectivas**. In: *Cenários Macroeconômicos e Estudos Setoriais*. Rio de Janeiro: Projeto IE/UFRJ - PREVI, 2001.

ANNEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 3. ed. – Brasília. 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br> Acesso em: 15 de fev. de 2012.

ANP. **Formação Atual do Preço do Gás Natural no Brasil**. *Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM*. 10 Ago. 2010.

ANP. **Boletim Anual de Preços 2012: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional**. *Anual*, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro, 2012.

ARAÚJO, S. C. de S. **Visão Geral da Indústria de Gás Natural no Brasil**. In: *Reunião COINFRA - FIESP. 10 de Mai*. Rio de Janeiro, 2012.

BAJAY, S. V., et al. **Relatórios 1 e 2, convênio entre a Petrobrás e Unicamp referente ao projeto —Potencial de Utilização Térmica e Prêmio Pago pelo Gás Natural nos Segmentos Industriais em Substituição ao Óleo Combustível, Núcleo Interdisciplinar**. Campinas - SP: Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), 2008.

BASSANEZI, R. C. **Ensino aprendizagem com modelagem matemática: uma nova estratégia**, São Paulo; Contexto, p. 289, 2002.

BEN. **Balanco Energético Nacional**. *EPE: Empresa de Pesquisa Energética*. Rio de Janeiro : Ministério de Minas e Energia, 2012.

—. **Balanco Energético Nacional**. *EPE: Empresa de Pesquisa Energética*. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2011.

BP. **BP Statistical Review of World Energy [Online]**. British Petroleum, June de 2013. Disponível em: <bp.com/statisticalreview>. Acesso em: 07 de Jan. de 2013.

CAMACHO, F. T. **Desenhos de Mercado do Setor de Gás Natural e o Caso Brasileiro**. *Tese de mestrado, EPGE, Fundação Getúlio Vargas*. 2002.

CASTRO, N. J. de, e D. C. L. LANGONE. **Projeto Provedor de Informações sobre o Setor Elétrico**. *Relatório Mensal Acompanhamento de Conjuntura: GÁS E TERMOELÉTRICAS*. Rio de Janeiro: UFRJ. GESEL: Grupo de Estudos do Setor Elétrico, Fev. de 2012. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/publicacoes/conjuntura/Fev2012/gastermo_fev_2012.pdf> Acesso em: 2013 de Jan. de 2013.

CEG. Relatório: *Informe Anual 2011 CEG*. Disponível em: <<http://siteempresas.bovespa.com.br/DWL/FormDetalheDownload.asp?site=C&prot=326699>>. Acesso em: 07 de Mai. de 2013.

CGA; **Understanding the North American Natural Gas Market**. *Canadian Gas Association*, 2003, P. 29.

CHEVALIER, J. M. **La Stratégie dès Acteurs. La Montée des Arbitrages Interenergétiques**. *In Economics et Sociétés, Economie de L'énergie*. Série EM n° 7, 1997. p. 5-6, pp. 195-311.

CNI. **A contribuição do setor brasileiro de petróleo, gás e biocombustíveis para o desenvolvimento sustentável no país**. Ano 2012. Disponível em: <http://cnisustentabilidade.com.br/docs/IBP_RIO20_web.pdf> Acesso em: 17 de fev. de 2013.

—. **A indústria e o Brasil – Gás Natural: uma Proposta de Política para o Brasil**. *Confederação Nacional da Indústria*. Brasília, 2010. 89.

COSTA, M. D'A., e E. M. Dos SANTOS. **Nova Lei do Gás natural: algumas considerações.** *Brasil Energia*, Abr. 2009.

CSN. **Relatório da Administração.** 2011. Disponível em: <<http://www.anefac.com.br/transparencia/2012/DF/DFCSN.pdf>> Acesso em: 10 de Fev. de 2013.

CTPETRO. **Gás Natural: Dinâmica da Indústria no Brasil e tecnologias emergentes de transporte, distribuição e estocagem.** *Nota Técnica 10, INT.* Rio de Janeiro, 2003.

EIA/DOE. **Annual Oil Market Chronology Energy Data, Statistics and Analysis, Energy Information Administration.** *Department of Energy*, July de 2007.

EPE. **Energia no Setor Siderúrgico brasileiro.** *Nota técnica DEA 02/09.* Abril de 2009. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>> Acesso em: 03 de Jan. de 2013.

FERRARO, C. M. **Estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos: Uma análise neo-institucional do novo arcabouço regulatório brasileiro.** *Tese de Doutorado, Instituto de Economia Universidade Federal do Rio de Janeiro.* Rio de Janeiro, 2010.

FILGUEIRAS, M. G. T. **A Política de Preços para o Gás Natural no Brasil e seu Impacto sobre a Competitividade e o Desenvolvimento do Mercado Gasífero.** *Tese de mestrado.* Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, 2009.

FILHO, R. W. **Nova Lei do Gás no Brasil gera expectativa no setor.** *Oil & Gas Journal Latinoamericana.* *Oil & Gas Journal Latinoamericana.* Edição: Ano 17. Número 3. Julho/Agosto/Setembro de 2011. Disponível em: <http://ogjla.com.br/system/pdfs/10/original/OGJLA_3_2011.pdf?1317128449>. Acesso em: 23 de Jun de 2012.

FIRJAN. **Quanto Custa o Gás Natural para a Indústria no Brasil.** Dez. de 2009. Disponível em: <<http://www.firjan.org.br>>. Acesso em: 13 de Mar. de 2013.

FOSS, M. M. **Energy Policy in Natural Gas Industry.** Vol. 04, em *Encyclopedia of Energy*, 219-233. Elsevier, 2004.

FRENTE PARLAMENTAR MISTA PRÓ-GÁS NATURAL. **Proposta de Política Nacional para o Gás Natural no Brasil.** *Frente Parlamentar Mista Pró-Gás Natural & Fórum das Associações Empresariais Pró-Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural.* Brasília: 16 de out., 2012.

GAS ENERGY. **Agenda para uma política Estadual de Gás Natural no Rio de Janeiro.** Rio de Janeiro; 23 de Nov. de 2011. Disponível em: <<http://www.adrio.org.br/site/admin/uploads/projetos/1323177850.pdf>>. Acesso em: 10 de Jan. de 2013.

GOMES, I. LNG market overview and regulation. *In: CONGRESSO INTERNACIONAL DO DIREITO DA ENERGIA. Anais...* São Paulo: FIESP, 2005.

GRACIAS, A. C., & LOURENÇO, S. R. **Aplicação de um modelo matemático na simulação da produção e importação de Gás Natural no Brasil até 2017.** *Revista Produção Online*; v.10; set. de 2010; p. 698-717.

IEA. **Natural Gas Pricing in Competitive Markets.** *International Energy Agency. Paris, FR., 1998: 179 .*

—. **Flexibility in Natural Gas Supply and Demand.** *International Energy Agency. Paris: OECD/IEA., 2002.*

—. **Towards a Global Gas Market.** *Natural Gas Market Review. International Energy Agency. Paris: OECD/IEA., 2006.*

JACKSON, S. R., A. J. FINN, e T. R. TOMLINSON. **Rising UK natural gas imports call for more processing units.** *Oil & Gas Journal* Vol. 104, Issue 15 (2006): pp. 58-63.

JURIS, A. **The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry.** *Banco Mundial, Washington, Março de 1998.*

KIM, Y. T., J. D. LEE, e Y. H. PARK. **International comparisons of productivity and its determinants in the natural gas industry.** *Energy Economics*, 1999: 273-293.

LITTLECHILD, S. **Some applied economics of utility regulation: a paper in honor of David Newberry.** *The Energy Journal. International Association of Energy Economics., 2008: 43-62.*

LOSS, G. R. **A regulação setorial do gás natural**. *Belo Horizonte: Fórum*. 2007.

MANO, G., e G. F. TIRYAKI. **Contribuições da Lei do Gás para a Solução de Conflitos regulatórios entre a União e os Estados**. *Documentos Técnico-científicos*. V. 42. N° 03. Julho/Set. de 2011. Disponível em: <http://www.bnb.gov.br/projwebren/exec/artigoRenPDF.aspx?cd_artigo_ren=1271>. Acesso em: 10 de Dez. de 2012.

MATHIAS, M. C. **Autoprodutor, autoimportador, consumidor livre de Gás Natural**. In: *SEMINÁRIO GÁS NATURAL – a Lei do Gás e o Planejamento de Expansão da Malha de Transporte - Ministério de Minas e Energia*. 29 de Nov. de 2011.

MATHIAS, M. C. P. P. **A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição, Condicionantes e Desafios**. *Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE*. Rio de Janeiro: UFRJ, 2008.

MATHIAS, M. C., SZKLO, A. **Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform**. *Energy Policy* 35 , 2007.

MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Dez. de 2011.

—. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. *Ministério de Minas e Energia*. Ed. N° 63. Jun. de 2012. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/paper/2012/Boletim_Gas_Natural_nr_63_jun_12.pdf>. Acesso em: 06 de Jan. de 2013.

MORAES, S. E. G. **O mercado de Gás Natural no Estado de São Paulo: histórico, cenário, perspectivas e identificação de barreiras**. São Paulo: Universidade de São Paulo – USP, Março de 2003.

PACHECO, G. L. **A Indústria de Gás Natural no Brasil: sua importância e a diversidade na Matriz Energética Nacional**. *Dissertação de Mestrado*. Rio de Janeiro: Ibmec, 2008.

PASSOS, M. de F. **Economia & Energia**. *Ano II, N. 10, Set/Out*, 1988.

PDE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. *Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética*. Brasília: MME/EPE, 2012.

PINTO, P. A. L. A. **Regulação econômica e a expansão dos serviços de distribuição de gás natural canalizado no Brasil.** Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 101 f., 2009.

PNE. **Plano Nacional de Energia. Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética – Brasil.** EPE. Brasília: MME, 2007.

PRATES, C. P. T., E. C. PIEROBON, R. C. COSTA, e V. S. & FIGUEIREDO. **Evolução da Oferta e da Demanda de Gás Natural no Brasil.** *Rio de Janeiro*, set. de 2006, n. 24 ed.: 35-68.

QUEIROZ, H. (organizador), E. ALMEIDA, J. BOMTEMPO, M. IOOTY, e R. BICALHO. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

QUEIROZ, H. **A Regulação da Indústria do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e seus atuais Desafios.** *In: SEMINÁRIO GEEE/IE/UFRJ.* 29 de Jun. de 2012.

— **Lei do Gás: Oportunidades para Novos Agentes.** *In: Encontro Internacional de Energia da FIESP.* São Paulo, 16 de Ago, 2011.

RIBEIRO, S. T. (2009). **Precificação Ótima dos Contratos de Gás Natural na Modalidade Interruptível.** *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)* . Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

RODRIGUES, A. P., e D. DIAS. **A Regulação das Indústrias de Rede: O Caso dos Setores de Infraestrutura Energética.** *Revista de Economia Política* v. 17, p. 11, Julho, 1997.

SANT'ANA, P. H. de M. **Desenvolvimento da competição e da infra-estrutura na indústria de gás natural do Brasil.** *Tese (Doutorado).* Campinas, São Paulo: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009.

SANTOS, A. H. M., GARCIA, M. A., MASSELI, S.; **Metodologia de Cálculo do Fator X para Concessionárias de Energia Elétrica.** *Revista Brasileira de Energia;* V. 10, nº 1, 2003.

SANTOS, E. M., G. CARRERA, M. T. W. FAGÁ, e L. D. VILLANUEVA. **Gás Natural: Estratégias para uma Energia Nova no Brasil.** 1º. São Paulo: Annablume, 2002.

SCHAEFFER., R. e SZKLO., A. S. **Impacto da Adoção de Metas de Redução de Emissão de Gases de Efeito Estufa sobre Setores Energointensivo de Estado do Rio de Janeiro, Alternativas e Custos de Mitigação.** *Sumário Executivo, UFRJ – COPPE. Rio de Janeiro.* Maio de 2012. Disponível em: <http://download.rj.gov.br/documentos/10112/975111/DLFE50032.pdf/Sumario_Executivo2.pdf> Acesso em: 20 de Jan. de 2013.

SCHOT, C. **Gás Natural: regulação justa em favor da competitividade.** *Revista Brasil Energia*, p. 114, Ago. 2001.

SILVEIRA, J. P. **Regulação de Monopólios e Defesa da Concorrência: Um estudo sobre a Indústria do Gás Natural no Brasil.** *Dissertação de Mestrado em Economia.* Rio de Janeiro: IE/UFRJ, p. 165, 2000.

SOARES, J. B. **Formação de Preços de Gás Natural no Brasil: Impactos de Incentivos Econômicos na Substituição Interenergética e na Cogeração em Regime Topping.** *Tese de Doutorado do Programa de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.* Rio de Janeiro: COPPE, 2004.

TAVARES, M. **O futuro do gás natural no Brasil com a descoberta do Pré-Sal.** *In: Reunião COINFRA - FIESP.* Rio de Janeiro, 18 de set. de 2009.

TAVARES, W. M. 2009. **Breve Panorama do Gás Natural no Brasil, Câmara dos Deputados.** 2009.

TCU. **O controle externo das agências reguladoras: questões relevantes sobre os setores elétricos e de petróleo e gás natural.** *TCU.* Brasília: SEFID, 2003. 28p.

—. **Petróleo e Gás Natural.** *TCU - Brasil.* 2011. Disponível em: <www.tcu.gov.br/controleregulacao>. P. 4-5. Acesso em: 10 de Jul de 2011.

VENSON., G. G., e J. E. M. BARROS. **Estudo Econômico da Utilização de Geradores de Energia Elétrica para Geração Distribuída no Brasil.** Belo Horizonte, 2008.