



Júlio Pereira Martins

Panorama do Gás Natural e sua Logística

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Fabricio Carlos Pinheiro Oliveira
Co-orientador: Prof. Antônio Márcio Tavares Thomé

Rio de Janeiro
Março de 2016



Júlio Pereira Martins

Panorama do Gás Natural e sua Logística

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Examinadora abaixo assinada.

Prof. Fabricio Carlos Pinheiro Oliveira

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. Antônio Márcio Tavares Thomé

Co-orientador

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Nélio Domingues Pizzolato

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Marcelo Maciel Monteiro

Escola de Gestão e Negócios – Universidade Petrobras

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 22 de março de 2016

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Júlio Pereira Martins

Graduou-se em Engenharia Química em janeiro 1992 e gradou-se em Licenciatura de Química em março de 1998 ambos na UFRJ. Funcionário da Petrobras desde 1998, tendo atuado na área de refino por 18 anos e, atualmente, trabalha em projetos de Unidades de Processamento de Gás Natural.

Ficha Catalográfica

Martins, Júlio Pereira

Panorama do gás natural e sua logística / Júlio Pereira Martins; orientador: Fabricio Carlos Pinheiro Oliveira ; co-orientador: Antônio Márcio Tavares Thomé. – 2016.

127 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2016.

Engenheiro Químico e Licenciatura quipinica oela universidade Federl do Rio de Janeiro

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Gás natural. 3. GNL. 4. Logística. 5. Gasoduto virtual. 6. Shale gas. I. Oliveira, Fabricio Carlos Pinheiro. II. Thomé, Antônio Márcio Tavares. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. IV. Título.

COD; 658.5

Dedico este trabalho a Deus e minha família,
São os meus sentidos da minha vida.

Agradecimentos

A Deus, suporte constante durante meu caminhar, fortalecendo os meus pés para seguir em frente.

A minha mãe e meus irmãos por serem o meu porto seguro.

A minha esposa pelo seu amor e dedicação. Aos meus filhos, Filipe por me impulsionar a enxergar outros horizontes e Rafael pelo o seu sorriso que alegra nossas vidas.

Aos meus orientadores, Márcio Thomé e Fabrício, pelo tempo, paciência e dedicação à elaboração deste trabalho.

Aos meus amigos da Petrobras pelos incentivos ao meu desenvolvimento pessoal e acadêmico,

A Petrobras por ter me proporcionado este vrcimento acadêmico.

Resumo

Martins, Júlio Pereira; Oliveira, Fabricio Carlos Pinheiro (Orientador); Thomé, Antônio Márcio Tavares (Co-orientador). **Panorama do Gás Natural e sua Logística**. Rio de Janeiro, 2016. 127p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A Indústria de Gás Natural apresenta as características de uma indústria de rede. Assim, no caso de ocorrer uma falha em qualquer dos seus agentes ou modais logísticos, há impacto sobre toda a cadeia, com a possibilidade de torná-la inoperante. Esta indústria nasceu e cresceu de forma localizada, gerando mercados consumidores regionais. As regiões consumidoras de gás natural apresentam peculiaridades marcantes e diferentes em vários fatores, como: infraestruturas, volumes consumidos, produções, reservas provadas, formulações do preço e modais utilizados na exportação e importação. Com base nestas características pode-se inferir sobre a maturidade da Indústria de gás natural de cada região, bem como identificar desafios e oportunidade no atendimento do mercado consumidor. Esta dissertação analisa os fatores que determinam a regionalização do gás natural, as características regionais, os principais mercados mundiais e a estrutura da indústria no mercado brasileiro. Descreve as principais tecnologias atuais utilizadas no crescimento neste mercado gasífero, focando a revolução do *Shale Gas* no mercado norte-americano e a técnica do gasoduto virtual. Para esse fim, utilizou-se revisão narrativa da literatura internacional e nacional sobre a indústria e o mercado do gás natural, com ênfase em logística.

Palavras-chave

Gás Natural; GNL; logística; Gasoduto virtual; Shale Gas;; suprimento e consumo do gás natural; preço do gás natural.

Abstract

Martins, Júlio Pereira; Oliveira, Fabricio Carlos Pinheiro (Advisor); Thomé, Antônio Márcio Tavares (Co-advisor). **Overview of natural gas and its logistics**. Rio de Janeiro, 2016. 127p. MSc. – Dissertation Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The Natural Gas Industry has the characteristics of a network industry characteristic. Therefore, in the event of failure in any of the logistics agents or modals, there is impact over the entire chain, with the possibility of making it inoperative. This industry was born and raised in a localized way, generating regional consumers markets. Natural gas consuming regions have significant and different peculiarities in many factors, such as: infrastructures, consumed volumes, production, proven reserves, price formulations and modals used in exportation and importation. Based on these features, the maturity of Natural Gas Industry of each region can be inferred, as well as identifying challenges and opportunities in the consumer market service. This paper analyzes the factors which define the natural gas regionalization, regional characteristics, key global markets and industry structure in the Brazilian market. It outlines the main current technologies used in the growth of the gas Market, focused on the *Shale Gas* revolution in the North American market and in the virtual gas pipeline techniques. To this purpose, we used a narrative review of national and international literature on the natural gas industry and market with emphasis on logistics.

Keywords

Natural Gas; LNG; logistics; virtual Gas pipeline;; Natural Gas Consume and supply, Shale Gas, Natural Gas Price.

Sumário

1. Introdução	14
1.1. Objetivo	16
1.2. Estrutura do trabalho	17
2. O Gás Natural no Mundo	18
2.1. Transporte do Gás Natural	19
2.1.1. O Transporte por Gasoduto	20
2.1.2. Os Transportes por navios criogênicos	20
2.2. Transporte de Gás natural por dutos e navios entre 2004 e 2014	22
2.3. A Produção, Oferta e Consumo Regionais	25
2.3.1. As Reservas Provadas	26
2.3.2. A Produção e o Consumo de Gás Natural	28
2.4. Os Preços do Gás natural	29
2.4.1. Os Índices de Referências de Preços	30
2.4.2. Os Mecanismos de Precificações do Gás Natural	32
2.4.3. Os Preços do Gás natural Indexados pelo Petróleo	34
3. Os Principais Mercados de Gás Natural no Mundo	35
3.1. O Mercado da Europa e Eurásia	35
3.1.1. A União Europeia	36
3.1.2. A Produção e a Demanda da União Europeia	36
3.1.3. A Importação do Gás Natural para a União Europeia	39
3.1.4. As Estratégias para a crise da União Europeia	43
3.2. Os Mercados Norte Americanos	43
3.2.1. Os Estados Unidos da América	45
3.2.2. A Produção, o Consumo e o Déficit entre 1970 e 2013	45
3.2.3. A Demanda de Gás Natural Norte Americana	46
3.2.4. A Regulamentação Norte Americana do gás natural	48
3.2.5. A Infraestrutura logística Norte Americana	49
3.2.6. Os Desafios do Gás Natural nos Estados Unidos	52
3.3. O Mercado do gás natural Asiático	53
3.3.1. O mercado japonês de gás natural	54
3.3.2. Suprimento de gás natural do Japão	55
3.3.3. A Infraestrutura do gás natural	57
4. O Gás Natural no Brasil	61
4.1. As Fontes de Oferta de Gás Natural no Brasil	61
4.1.1. A Produção e a Oferta de Gás Natural Nacional	62
4.1.2. A Oferta do Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL)	66
4.1.3. A Oferta de Gás Natural Liquefeito	68
4.2. A Província Petrolífera Brasileira - Pré-Sal	70
4.2.1. O que é o pré-sal	71
4.2.2. Logística de escoamento do Gás Natural no pré-sal	74
4.3. O Mercado de Gás Natural no Brasil	75

4.3.1. A História do Mercado de Gás Natural no Brasil	76
4.3.2. A Matriz Energética Brasileira do Gás Natural	80
5. O Gás natural não-convencional	84
5.1. A exploração do gás não-convencional	84
5.2. Os Impactos do <i>Shale Gas</i> no mercado	87
5.3. O Impacto do <i>Shale Gas</i> sobre o meio ambiente	91
5.4. A regulação e as perspectivas no Brasil	93
6. A Logística – Gasoduto Virtual	95
6.1. Os Gasodutos Físicos	98
6.2. O Transporte por Gasodutos Virtuais	102
6.3. As Cadeias do GNL	103
6.3.1. A Indústria do GNL	104
6.3.2. O Gasoduto virtual de GNL por via marítima	105
6.3.3. Gasoduto virtual de GNL rodoviário	108
6.4. O Gás natural comprimido	109
6.4.1. Transporte de GNC	110
7. Conclusão	112
8. Referências bibliográficas	115

Lista de figuras

Figura 1.1: A matriz energética Mundial em 2004 e 2014	14
Figura 2.1: Consumo Mundial de gás natural em milhões de tonelada de Petróleo equivalente.	18
Figura 2.2: Comparação de custos versus distancia de transporte de gás natural por gasoduto e GNL.	21
Figura 2.3: Os principais fluxos comerciais internacionais do gás natural.	25
Figura 2.4: Percentagem das reservas aprovada de <i>Shale Gas</i> em comparação com as reservas do gás natural convencional.	28
Figura 3.1: Produção e Consumo de gás natural na União europeia.	37
Figura 3.2: Traçados dos gasodutos da Rússia - Europa, que passam pela Ucrânia.	42
Figura 3.3: Produção, consumo e déficit de gás natural em milhões de tonelada de petróleo equivalente (Mtpe) entre 1970 e 2013.	45
Figura 3.4: Produção, consumo e o déficit de gás natural entre 1970 e 2013.	47
Figura 3.5: Localidades que permitem importação ou exportação nos Estados Unidos.	50
Figura 3.6: Consumo de gás natural do Japão e da China entre 1964 e 2014.	53
Figura 3.7: Consumo e produção japonesa entre 1980 e 2012.	55
Figura 3.8: Matriz energética japonesa em 2013.	57
Figura 3.9: A malha de distribuição Japonesa.	59
Figura 4.1 Distribuição da Produção de Gás Natural por Estado.	63
Figura 4.2: FPSO queimando gás.	65
Figura 4.3: O traçado do GASBOL.	67

Figura 4.4: Terminal de regaseificação da Baía de Guanabara.	69
Figura 4.5: Terminal de regaseificação da Bahia Blanca, Argentina, similar ao terminal da Bahia.	69
Figura 4.6: Terminal de regaseificação em Pecém, no Ceará.	70
Figura 4.7: Perfil do carbonato nas rochas aptianas, mostrando a grande heterogeneidade.	71
Figura 4.8: Da configuração da terra no período cretáceo.	72
Figura 4.9: Perfil esquemático da camada do Pré-Sal.	72
Figura 4.10: Esquema de Interligação dos Poços ao FPSO.	73
Figura 4.11: Mapa do Gasene.	79
Figura 5.1: Ilustração da exploração ocorrência de <i>Shale Gas</i> no subsolo e técnica de fraturamento hidráulico.	86
Figura 5.2: Comportamento dos preços gás natural no mercado spot (Henry hub).	90
Figura 6.1: Malha de Gasodutos Brasileiros.	95
Figura 6.2: Operação de furo direcional.	100
Figura 6.3: Várias configurações do gasoduto virtual com GNL.	103
Figura 6.4: Cadeia de valor do GNL.	104
Figura 6.5: A indústria do gás natural liquefeito.	105
Figura 6.6: Gasoduto virtual de GNL utilizando pequenas plantas de regaseificação.	106
Figura 6.7: O raio de alcance da empresa Gás Local com suprimento de GNL por gasoduto Virtual.	109
Figura 6.8: Compressores modulares para gasodutos virtuais de GNC.	200
Figura 6.9: Transporte com sistema modular de GNC.	201
Figura 6.10: Estação redutora para sistema de gasoduto virtual de GNC.	201

Lista de tabelas

Tabela 2.1: Percentagem do consumo Mundial de gás natural.	19
Tabela 2.2: Gás Natural comercializado por gasodutos em 2004.	22
Tabela 2.3: Gás Natural comercializado por gasodutos em 2014.	22
Tabela 2.4: Gás transportado por GNL em 2004.	23
Tabela 2.5: Gás transportado por GNL em 2014.	27
Tabela 2.6: Reservas aprovadas de gás natural de 2013.	27
Tabela 2.7: Comparação regional da produção e do consumo de gás natural em 2013.	28
Tabela 2.8: Mecanismo de formação de preço no mundo em 2013.	34
Tabela 3.1: Demanda de Gás Natural por setor em 2013.	38
Tabela 3.2: Demanda de Gás Natural em bilhões de metros cúbicos da União Europeia.	39
Tabela 3.3: Gasodutos Rússia – Europa, com vazão de bilhões de m ³ por ano.	40
Tabela 3.4: Gasodutos da Noruega e da África para a Europa, com vazão de bilhões de m ³ por ano.	41
Tabela 3.5: Estocagem de gás natural nos Estados Unidos em bilhões de metros cúbicos (Bmc).	51
Tabela 3.6: Os terminais GNL de grande porte em operação, com capacidade em milhões de toneladas por ano (MTA).	58
Tabela 3.7: Os terminais de Liquefação com parceria de empresas japonesa fora do Japão, com capacidade em milhões de toneladas por ano (MTA).	58
Tabela 3.8: Os terminais GNL de pequeno porte no Japão com capacidade em milhões de toneladas por ano (MTA).	59

Tabela 4.1: A produção de gás natural em 2013 no Brasil.	63
Tabela 4.2: Distribuição da Movimentação do gás natural em 2013.	65
Tabela 4.3: Matriz energética Brasileira por fonte entre 2003 e 2012, em tonelada de óleo equivalente.	81
Tabela 4.4: Consumo de gás natural por setor em tonelada de óleo equivalente.	82
Tabela 5.1: Estimativas de reserva de gás natural convencional e reserva do <i>Shale Gas</i> (Gás de Folhelho) teoricamente recuperáveis, em trilhões m ³ , por países.	88

1

Introdução

A sociedade moderna é ávida por energia, apresentando um alto grau de dependência das fontes energéticas, motivada pelo elevado crescimento da demanda. Essas fontes, em muitos casos, são de difícil acesso, divididas de forma desigual e finitas. Além disso, algumas delas são consideradas como energia suja, não sustentável, pois poluem e aumentam o efeito estufa.

Por estes motivos, torna-se necessária a construção de políticas que garantam a segurança energética mundial, que apoiem o desenvolvimento de tecnologias, a criação de infraestruturas e o aumento da produção, com a finalidade de suportar o crescimento de tamanha demanda. Essas políticas devem ter um profundo alicerce no conhecimento das peculiaridades de cada fonte, como do volume consumido, de sua produção, da sua logística, dos seus desafios, das oportunidades e das suas características físicas e econômicas.

Podem ser observados, na Figura 1.1, os volumes e o crescimento das fontes energéticas, no período de 2004 a 2014, em milhões de toneladas de petróleo equivalente (Mtpe).

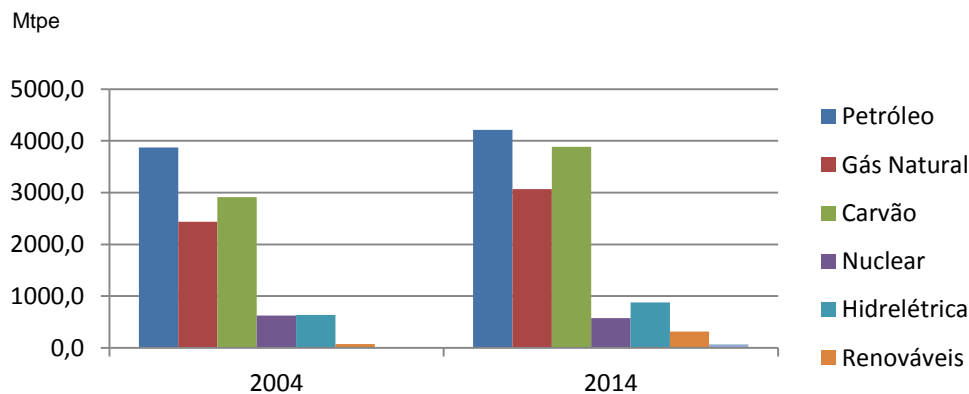


Figura 1.1: A matriz energética Mundial em 2004 e 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Statistical Review of World Energy (BP, 2015).

Ressalta-se que, apesar de o petróleo ter o maior volume consumido, o carvão apresenta o maior crescimento, com 33,2%, seguido pelo gás natural, com 25,8%. Ainda, destaca-se a busca por fontes energéticas mais limpas e

sustentáveis, dentre as quais nota-se um crescimento de mais de 100% das energias renováveis e dos biocombustíveis. Contudo, estes energéticos compõem uma pequena parte da matriz energética mundial, cerca de 3% (BP, 2015).

Na construção de políticas energética eficazes, é necessária a compreensão das peculiaridades das fontes de energia. Dessa forma, com intuito de corroborar com o aprofundamento desse saber e com o fortalecimento da matriz energética, este trabalho visa a descrever o panorama do gás natural no mundo, destacando as particularidades de sua cadeia e a estrutura da sua indústria.

Antes de apresentar a indústria do gás natural, torna-se mister frisar que o gás natural é principalmente constituído de metano, apresentando uma queima limpa, com combustão total, não havendo formação de particulados. Mas há desvantagens, como em todas as energias fósseis, das quais podem-se destacar a formação de dióxido de carbono (CO_2) na sua combustão e a existência de pontos de vazamento fugitivos de metano (CH_4) na cadeia de suprimento do gás natural, o que ocorre, na maioria das vezes, pois o dióxido de carbono e o metano são gases com alto poder de formar o efeito estufa, quando presentes na atmosfera.

A principal particularidade que diferencia a indústria do Gás Natural de outras cadeias de suprimento, sobretudo das cadeias dos hidrocarbonetos líquidos, é sua estrutura de produção e de consumo (Mathias, 2008), pois a cadeia de gás natural apresenta a peculiaridade de ser formada por elos interdependentes: a produção, o processamento, a distribuição e o transporte. A falha em um desses elos pode impactar toda a cadeia, tornando-a inoperante.

Os elos estão todos interconectados, ou seja, a produção do gás (*onshore* ou *offshore*) está conectada ao gasoduto de transporte de gás não processado que se conecta às Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), especificando-o dentro da qualidade definida pela resolução da ANP nº 16 de 17/06/2008. Depois, essa planta industrial se interliga ao gasoduto de transporte de gás processado, sendo este o duto interligado com a rede de distribuição para, finalmente, suprir o mercado consumidor (Augustine et al., 2006).

O nascimento e o desenvolvimento da cadeia de gás natural aconteceram com essas particularidades. Além disso, inicialmente, a interligação dos elos foi realizada exclusivamente por dutos. Dessa maneira, o mercado consumidor deveria estar perto da produção, visando a diminuir o custo do transporte. Com

isso, a indústria do gás natural teve a sua criação, o seu crescimento e o seu desenvolvimento de forma regionalizada.

A estrutura de suprimento por uma cadeia de rede e fatores regionais interveio em todas as características da indústria do gás natural, acentuando as diferenças das outras cadeias de combustíveis. Por esses motivos, a regionalização ocasionou outras características que somente estão ligadas à cadeia do gás natural, como a produção, o consumo, o comércio, a precificação, a regulação, a logística, os desafios e as oportunidades dos mercados consumidores.

São marcantes os inúmeros desafios e oportunidades que existem na indústria do gás natural. Contudo, entre os citados no trabalho, foi dado foco em duas técnicas: os gasodutos virtuais, no alcance de novos mercados, e a exploração do *Shale Gas*, técnica que gerou grandes impactos sobre o mercado e a indústria do gás natural.

O *Shale Gas*, também denominado gás de xisto, é um tipo de gás natural não convencional produzido a partir de formação rochosa sedimentar, originada há cerca de 300 ou 400 milhões de anos. Embora tenha composição semelhante ao do gás oriundo do gás convencional, tem modo de produção diferente.

1.1

Objetivos

Entendendo o papel estratégico do gás natural como fonte energética, assim como a necessidade de fortalecimento de sua participação na matriz energética nacional, este trabalho se propõe a delinear suas características e promover o conhecimento no tema. O seu objetivo é descrever o mercado atual do gás natural e sua logística no mundo, identificando suas peculiaridades e destacando desafios e oportunidades para o seu crescimento na participação da matriz energética mundial.

Como objetivos secundários, destacam-se a delineação das características que determinam o quanto o mercado do gás natural é regional ou globalizado; as oportunidades conjugadas com os desafios dos grandes mercados e indústrias mundiais do gás natural; o como se encontra o mercado e a indústria do gás natural brasileiro; o quanto o *Shale Gas* impactou o mercado mundial; e o que é e

quais são as vantagens da técnica do gasoduto virtual. A metodologia utilizada neste estudo baseia-se em uma ampla revisão narrativa da literatura internacional e nacional sobre a indústria e o mercado do gás natural, com ênfase em sua logística.

1.2

Estrutura do Trabalho:

O trabalho está estruturado em sete partes. O primeiro capítulo é esta introdução.

O Capítulo 2, “O Gás Natural no Mundo”, descreve as características mundiais do mercado de gás natural e analisa a estrutura atual, identificando os comportamentos regionais e globais do mercado.

Por sua vez, o Capítulo 3, “Os Principais Mercados de Gás Natural no Mundo”, apresenta as estruturas atuais dos grandes mercados mundiais do gás natural, determinando as suas oportunidades e os seus desafios.

O Capítulo 4, “O Gás Natural no Brasil”, descreve como se encontra a indústria de gás natural brasileira, analisando qual a sua estruturação, o seu estágio e os seus desafios apresentados por seu mercado.

No Capítulo 5, “O Gás natural não convencional”, apresentam-se os tipos de gases não convencionais, focando no *Shale Gas*, descrevendo sua produção e demonstrando quais os impactos no mercado mundial.

O Capítulo 6, “A Logística – Gasoduto Virtual” descreve as tecnologias das logísticas a partir dos gasodutos virtuais, visando apresentar sua principal vantagem, que é manter o suprimento de gás natural às localidades que não têm características técnicas e econômicas para serem supridas por meio de dutos.

Por fim, o Capítulo 7, “Conclusão”, visa a destacar as principais conclusões do trabalho, apresentando os objetivos que foram alcançados e suas limitações.

2

O gás natural no mundo

O desenvolvimento da cadeia de gás natural aconteceu de forma regionalizada, pois o mercado consumidor deveria estar perto da produção, visando a diminuir o custo do transporte. Dessa forma, não houve a consolidação de um mercado mundial de Gás Natural, com preço único, em forma de *commodity* (Qiang et.al., 2014), como existe no mercado do petróleo. Tendo forma regional, cada região e/ou países, com suas características próprias, traçam suas políticas de preço, da oferta do atendimento ao mercado e de seu crescimento da infraestrutura de distribuição (Mathias, 2008).

O *British Petroleum (BP) Statistical Review of World Energy*, de junho de 2014, divide o mundo em seis mercados regionais consumidores de gás natural, sendo eles: América do Norte, Américas do Sul e Central, Europa em conjunto com a Eurásia, o Oriente Médio, a África e a Ásia. Os principais mercados consumidores são Europa e Eurásia, América do Norte e Ásia (BP, 2014). Pode ser observado, na Figura 2.1, o consumo de cada região, em milhões de toneladas em petróleo (tep).

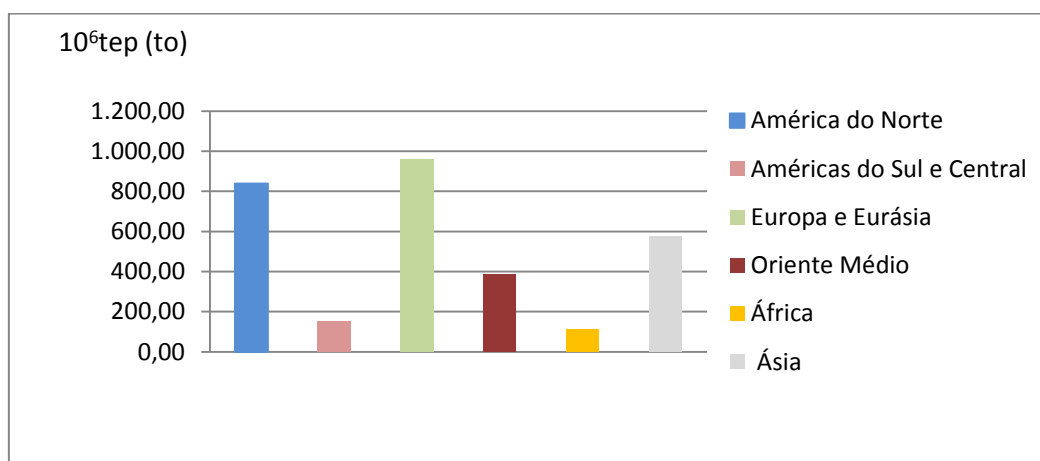


Figura 2.1: Consumo Mundial de gás natural em milhões de tonelada de Petróleo equivalente.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do *Statistical Review of World Energy* (BP, 2014).

Na Tabela 2.1, contata-se a diferença de consumo entre esses mercados,

sendo que a região da Europa e da Eurásia é o mercado de maior consumo com 31,7%, seguido pela região norte-americana, com 27,8%, e pela Ásia, com 19%. Tais mercados são os principais de gás natural do mundo, representando cerca de, 78% do consumo mundial em 2013. Nesse contexto, a América do Sul e África são mercados consumidores ainda não totalmente maduros e o Oriente Médio, o principal exportador.

Tabela 2.1: Percentagem do consumo Mundial de gás natural

<i>América do Norte</i>	27,8%
Américas do Sul e Central	5,0%
Europa e Eurásia	31,7%
Oriente Médio	12,8%
África	3,7%
Ásia	19,0%

Fonte: Elaboração própria a partir do Statistical Review of World Energy (BP, 2014).

O BP *Statistical Review of World Energy* 2014, na folha de consumo, analisa o consumo de gás natural por regiões (BP, 2015). Nesse documento, há três agrupamentos de mercados: a região América do Sul com América Central, a região Europa com a Eurásia e a região Ásia com Oceania. Observa-se que cada um destes três grupos de regiões tem características particulares, assim como similaridades em relação as suas lógicas de transporte, aos mecanismos de formação de preços, aos suprimentos externos e aos desafios. Isso foi utilizado nesta dissertação, incluindo a simplificação no que tange à região Asiática, integrando também a Oceania.

2.1

Transporte do gás natural

O transporte é o elo fundamental dessa cadeia, interconectando os demais com a finalidade de atender ao mercado consumidor. A logística de transporte do gás natural é realizada, principalmente, pelos modais dutoviário (gasodutos) e marítimo (navios criogênicos de Gás Natural Liquefeito ()).

2.1.1

O Transporte por Gasoduto

Como já foi mencionado, o gás natural apresenta-se na fase gasosa quando se encontra na pressão e na temperatura ambiente. O desenvolvimento do seu transporte é caracterizado por vários desafios técnicos e econômicos, tornando-se necessário o desenvolvimento de técnicas e estruturas de transporte com grandes investimentos e alto tempo de retorno do capital investido, em comparação com outras fontes energéticas.

Um dos motivos desse alto tempo de retorno advém das características físico-químicas do gás natural, principalmente do seu poder calorífico por metro cúbico, que é, aproximadamente, 1000 vezes menor que o do petróleo, ou seja, em um metro cúbico de petróleo há 9,37 gigas calorias, enquanto em 1 m³ de gás natural, 0.00926 gigas caloria (Perico, 2007). Como as taxas de transporte desses dois combustíveis são baseadas na energia transportada, pode-se concluir que o gás natural tem um fluxo muito menor de energia que o petróleo.

Inicialmente, para o transporte do gás natural, a escolha foi o transporte dutoviário. Apesar do seu alto investimento, há a vantagem de ter uma tecnologia mais consolidada. Contudo, uma grande desvantagem é sua baixa flexibilidade, que advém de somente suprir os mercados que estão localizados ao redor do seu traçado. Por tais motivos, a indústria gasífera se desenvolveu historicamente com as vantagens e as desvantagens de ter esse tipo de transporte. Devido a essas características, fortaleceu-se a formação de mercados consumidores regionais.

2.1.2

Os transportes por navios criogênicos

Impulsionados pela crescente demanda por energia, os limites regionais começaram a ser ultrapassados, inicialmente, pela construção de dutos de transporte de gás natural entre o norte da África e o Oriente Médio para a Europa e, depois, por transporte marítimo de gás natural (GN) (Mathias, 2008; BP, 2014).

Na primeira metade do século XX, começou a ser desenvolvida a tecnologia para liquefação de gás na tentativa de extrair hélio da atmosfera, mas

foi durante a década de quarenta que essa tecnologia foi adaptada para liquefação de GN. A princípio, tal adaptação ocorreu para modular a vazão da variação diária do consumo (*peak shaving*). Porém, com o desenvolvimento tecnológico e a necessidade de atender à demanda, em 1959, ocorreu o primeiro transporte comercial do gás natural liquefeito (GNL), dos Estados Unidos para a Inglaterra. Com o êxito dessa viagem, no início da década de 60, foi construída a primeira unidade de liquefação de gás natural na Argélia (Rodrigues, 2010).

Com o GNL, tornou-se possível unir locais de produção e de consumo em diferentes regiões, onde o transporte por duto se tornava economicamente inviável (ANP, 2010), o que refutou a ideia inicial de que o transporte necessariamente deveria ser regional.

Atualmente, o transporte do GNL pode ocorrer por meio de navios criogênicos ou em regiões próximas, por caminhões-tanque. Os navios são mais utilizados no comércio internacional e os caminhões-tanque, para abastecer localidades não atendidas pela malha de gasodutos de transporte, dando origem ao conceito de “gasoduto virtual”, que é utilizado para criar um mercado consumidor (ANP, 2010). A técnica do gasoduto virtual será melhor detalhada no Capítulo 6.

Na Figura 2.2, são comparados os custos do transporte por gasoduto na terra (*onshore*) e no mar (*offshore*) com o transporte por navios criogênicos de GNL.

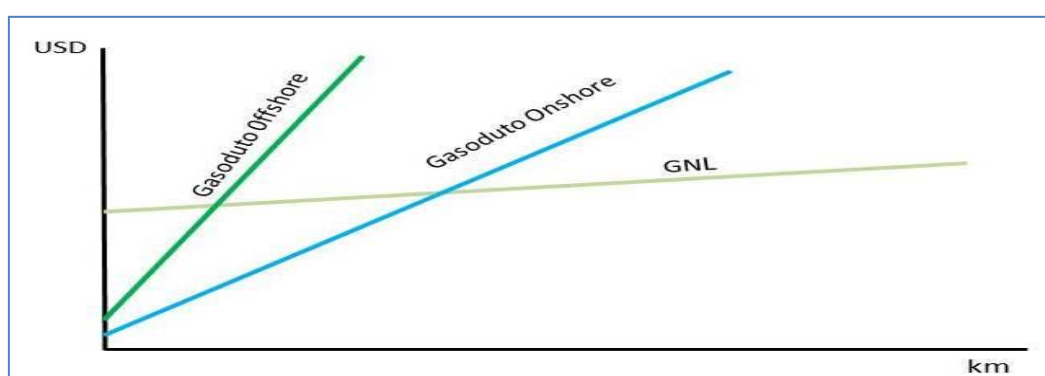


Figura 2.2: Comparação de custos versus distância de transporte de gás natural por gasoduto e GNL.

Fonte: Center for Energy Economics (2015).

A escolha do transporte tem uma estrita relação com a distância. Estima-se que o transporte por gasoduto, comparado ao GNL, somente tem o menor custo

no caso *onshore* se a distância for menor que 1000 km e, no caso *offshore*, menor que 3.500 km (Foss, 2012).

2.2

Transporte de gás natural por dutos e navios entre 2004 e 2014

Os volumes transportados por gasodutos em 2004 e em 2014 encontram-se, respectivamente, nas Tabelas 2.2 e 2.3.

Tabela 2.2: Gás natural comercializado por gasodutos em 2004.

VOLUME	PARA	DE						
		Norte Americana	América do Sul e Central	Europa e Eurásia	Oriente Médio	África	Ásia	Total Importação
Volume em bilhões de m ³								
	Norte Americana	121,8	-	-	-	-	-	121,8
	América do Sul e Central	-	15,7	-	-	-	-	15,7
	Europa e Eurásia	-	-	302,6	3,6	34,3	-	340,4
	Oriente Médio	-	-	5,2	1,2	1,1	-	7,5
	África	-	-	-	-	1,3	-	1,3
	Ásia	-	-	-	-	-	15,3	15,3
	Total exportação	121,8	15,7	307,8	4,8	36,7	15,3	502,0

Fonte: Elaboração própria a partir do Statistical Review of World Energy (BP, 2005).

Tabela 2.3: Gás natural comercializado por gasodutos em 2014.

VOLUME	PARA	DE						
		Norte Americana	América do Sul e Central	Europa e Eurásia	Oriente Médio	África	Ásia	Total Importação
Volume em bilhões de m ³								
	Norte Americana	116,90	-	-	-	-	-	116,9
	América do Sul e Central	-	17,80	-	-	-	-	17,8
	Europa e Eurásia	-	-	399,90	9,90	25,90	-	435,7
	Oriente Médio	-	-	6,70	20,10	0,30	-	27,1
	África	-	-	-	-	8,50	-	8,5
	Ásia	-	-	28,30	-	-	29,60	57,9
	Total exportação	116,90	17,80	434,90	30,00	34,70	29,60	663,9

Fonte: Elaboração própria a partir do Statistical Review of World Energy (BP, 2015).

Comparando os volumes transportados por gasodutos em 2004 (Tabela 2.2) e em 2014 (Tabela 2.3), verifica-se que:

- O crescimento do volume transportado por gasoduto de gás natural em

2014, comparando com 2004, foi de aproximadamente 32,2%;

- Em 2004, quatro regiões transportaram gás natural de forma inter-regional, já em 2014, cinco regiões fizeram esse transporte.
- O aumento do volume de gás natural transportado entre 2004 e 2014, por gasoduto, de forma inter-regional, foi de 61%;
- Em 2004, aproximadamente 73,8% do volume total transportado de gás natural foi realizado por duto. O volume total é a soma do volume de GNL e gasoduto realizado em 2004;
- Em 2014, aproximadamente 66,6% do volume total transportado foi realizado por duto. O volume total é a soma do volume de GNL e gasoduto realizado em 2014.

Com esses dados podemos constatar que o comércio por gasoduto tem predominância regional.

As Tabelas 2.4 e 2.5 apresentam os volumes transportados por navios criogênicos em 2004 e 2014, respectivamente.

Tabela 2.4: Gás transportado por GNL em 2004.

	DE						
	Norte America	Amér do Sul e Central	Europa e Eurásia	Oriente Médio	África	Ásia	Total Importação
Volume em bilhões de m³							
PARA							
Norte Americana	-	13,3	-	0,6	3,7	1,0	18,6
América do Sul e Central	-	0,9	-	-	-	-	0,9
Europa e Eurásia	-	-	-	5,9	34,5	0,2	40,6
Oriente Médio	-	-	-	-	-	-	0,0
África	-	-	-	-	-	-	0,0
Ásia	1,7	-	-	34,5	0,78	81,7	117,8
Total exportação	1,7	14,2	0,0	41,0	38,2	82,8	177,9

Fonte: Elaboração própria a partir do Statistical Review of World Energy (BP, 2005).

Tabela 2.5: Gás transportado por GNL em 2014.

Volume em bilhões de m ³		DE						Total Importação
		Norte América	Amér do Sul e Central	Europa e Eurásia	Oriente Médio	África	Ásia	
PARA	Norte Americana	-	6,6	0,6	1,6	2,5	0,0	11,3
	América do Sul e Central	0,1	11,6	4,2	1,7	3,7	-	21,3
	Europa e Eurásia	-	4,4	3,5	23,7	20,4	-	52,0
	Oriente Médio	-	1,2	0,4	2,7	0,7	0,4	5,4
	África	-	-	-	-	-	-	0,0
	Ásia	0,3	1,3	19,2	101,1	21,1	99,7	242,7
	Total exportação	0,4	25,1	27,9	130,8	48,4	100,1	332,7

Fonte: Elaboração própria a partir do Statistical Review of World Energy (BP, 2015).

Comparando os volumes transportados por navios criogênicos em 2004 (Tabela 2.4) e os volumes de 2014 (Tabela 2.5), verifica-se que:

- O volume transportado por navios criogênicos entre 2004 e 2014 cresceu aproximadamente 87%.
- Em 2004, dez regiões transportaram o gás natural de forma inter-regional. Em 2014, vinte uma regiões fizeram esse transporte;
- O aumento do volume de gás natural transportado entre 2004 e 2014, por GNL, de forma inter-regional, foi de 123%;
- Em 2004, aproximadamente 14,1% do volume total foi transportado de forma inter-regional por GNL.
- Em 2014, aproximadamente, 22,0% do volume total foi transportado de forma inter-regional por GNL. O volume total é a soma do volume de GNL e gasoduto realizado em 2014.
- Em 2004 (Tabela 2.2), o volume de gás natural transportado por navio criogênico (GNL) foi 35% em relação ao volume transportado por gasoduto em 2004 (Tabela 2.4);
- Em 2014 (Tabela 2.5), o volume de gás natural transportado por navio criogênico (GNL) foi 50% em relação ao gás transportado por gasoduto 2014 (Tabela 2.3).

Com a análise acima, constata-se que o transporte de navio criogênico é um instrumento atual de ligação entre as regiões e que vem crescendo nos últimos anos. Também pode-se esperar que, nos próximos anos, continuará o crescimento do transporte por GNL e o comércio entre as regiões. Isto contribuirá para alterar, no transporte, a tradição da regionalidade da indústria do gás.

Apesar de o transporte ser um fator que contribui para globalizar o mercado do gás natural, existe também outro fator, que será abordado no item 2.4: o preço do gás natural, pois influencia a questão de se ter um mercado regional ou global. Na Figura 2.3, é possível observar os fluxos de gás natural no mundo.

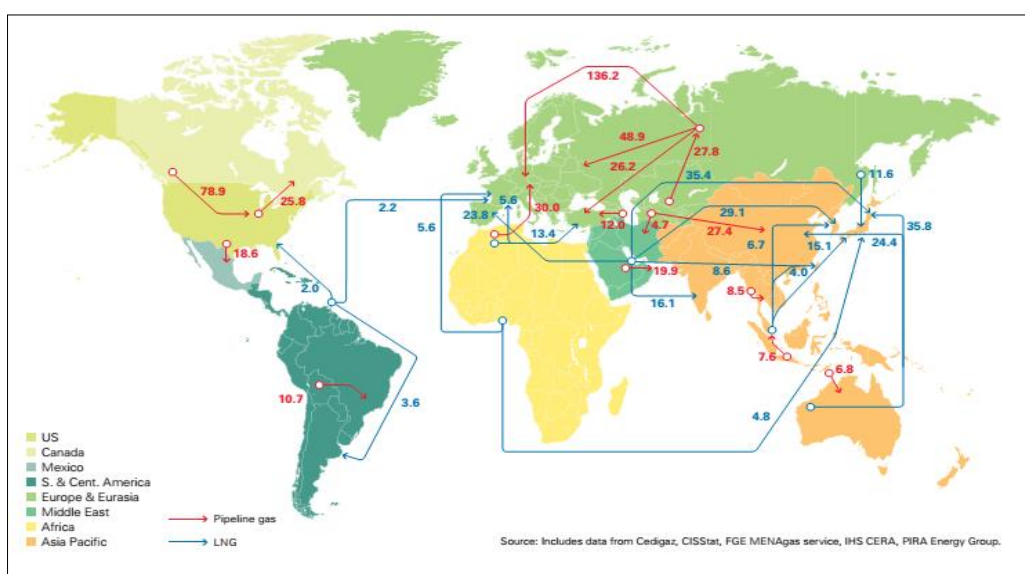


Figura 2.3: Os principais fluxos comerciais internacionais do gás natural.
Fonte: (BP, 2015).

2.3

A produção, a oferta e o consumo regionais

Esta seção apresenta as reservas provadas, identificadas e não exploradas, assim como os volumes da produção e o volume consumido de gás natural em cada região.

2.3.1

As reservas provadas

As reservas provadas referem-se aos reservatórios de hidrocarboneto identificados, mas ainda não explorados. Na realidade, são estimativas do volume do hidrocarboneto estocado em um local específico, as quais são criadas a partir de análises de engenharia e geologia, indicando a probabilidade da existência de um determinado volume de hidrocarboneto *onshore* ou *offshore*. Tais estimativas são uma probabilidade, ou seja, não existe total certeza do volume de hidrocarboneto, do retorno financeiro e da viabilidade dessas reservas (IEA, 2014d).

Contudo, elas são um dos índices para verificar os riscos envolvidos na factibilidade da exploração dessas reservas. Esse índice não é exato, pois novas análises podem ser feitas, novas reservas podem ser descobertas ou melhores ajustes podem ser feitos aos volumes já descobertos (IEA, 2014d). Para exemplificar a mudança de índice, os Estados Unidos tinham reserva provada de 8,7 trilhões de metros cúbicos em 2010, porém, em 2013, esse número subiu para 9,3 trilhões de metros cúbicos (BP, 2014 e BP, 2011).

Para estimar o tempo de uma determinada exploração, calcula-se a razão Reserva/Produção (R/P). Esse indicador R/P é utilizado na indústria do petróleo e do gás natural, possibilitando medir a vida útil dos reservatórios, e depende de alguns fatores: da qualidade dos dados conhecidos da reserva, do estágio do desenvolvimento da exploração do campo de produção e do cenário de desenvolvimento técnico e econômico. Com isso, é possível calcular a vida útil dos reservatórios (Neto. et al., 2005).

A razão Reserva/Produção, sendo uma projeção indicativa de em quantos anos um determinado volume com uma determinada vazão de produção se extinguirá, permite plotar uma curva indicando qual o declínio da reserva em vários volumes de produção, o que possibilita, por motivos políticos ou de mercado, determinar qual a melhor vazão de produção. Cabe ressaltar que as descobertas de novas reservas podem alterar significativamente as estimativas (Flouri, 2015). Esse indicador é usado não somente na exploração da indústria de gás natural, como também na indústria do gás natural ou outras indústrias que

explorem recursos minerais não renováveis. Na Tabela 2.6, apresentam-se os volumes das reservas aprovadas por região.

Tabela 2.6: Reservas provadas de gás natural de 2013.

Regiões	Trilhões m ³	%	R/P
América do Norte	11,7	6,3	13,0
América Central e Sul	7,7	4,1	43,5
Europa e Euroásia	56,6	30,5	54,8
Oriente Médio	80,3	43,2	>100
África	14,2	7,6	69,5
Ásia	15,2	8,2	31,1
Mundo	185,7	100	55,1

Fonte: Elaboração própria a partir do Statistical Review of World Energy (BP, 2015).

Na Tabela 2.6, pode se constatar que as reservas provadas indicam que:

- O volume global ainda não explorado é de 185,7 trilhões de metros cúbicos;
- O gás natural está distribuído de forma desigual entre as regiões;
- Comparando a menor reserva regional com a maior reserva, a maior é 96% maior do que a menor;
- A região com maior volume é o Oriente Médio, com 80,3 trilhões de metros cúbicos, e a segunda é a Europa/Eurásia, com 56,5 trilhões de metros cúbicos .

No BP *Statistical Review of World Energy* de 2014, verificam-se grandes diferenças dos tempos de vida (R/P) das reservas provadas entre os países (BP, 2015). A Arábia Saudita tem razão de 79,9, já o Brasil e os EUA detêm razões de 13,6 e 21,2, respectivamente. A Alemanha, um dos países com maior potencial comercial da União Europeia, tem somente 0,0002% das reservas provadas globais e apenas 5,9 anos de produção.

O desenvolvimento tecnológico na produção de gás natural proveniente dos gases não convencionais, principalmente do *Shale Gas*, revolucionou a produção do gás da região norte-americana. O *Shale Gas* é um gás natural formado por faturamento hidráulico em rochas sedimentares e será melhor detalhado no capítulo 5. Em 2013, a produção das reservas provadas dessa fonte

atingiu valores próximos aos das reservas do gás convencional, como se pode observar na Figura 2.4.

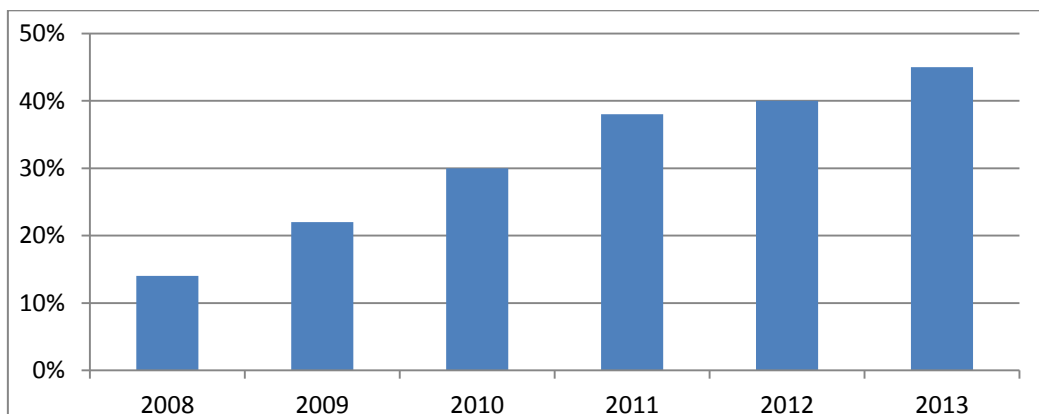


Figura 2.4: Percentagem das reservas provada de *Shale Gas* em comparação com as reservas do gás natural convencional.
Fonte: IEA, 2014e.

2.3.2

A produção e o consumo de gás natural

Já foi destacado que o gás natural não está distribuído igualmente entre as regiões. A Tabela 2.7 apresenta uma comparação regional entre a produção e o consumo de gás natural em 2013.

Tabela 2.7: Comparação regional da produção e do consumo de gás natural em 2013.

Regiões	Produção Bilhões de m ³	%	Consumo Bilhões de m ³	%	Produção - consumo m ³
América do Norte	899,1	26,9	923,5	27,8	-24,4
América Central e Sul	176,4	5,2	168,6	5,0	7,8
Europa e Eurásia	1032,9	30,6	1064,7	31,7	-31,8
Oriente Médio	568,2	16,8	428,3	12,8	139,9
África	204,3	6,0	123,3	3,7	81,0
Ásia	489,0	14,5	639,2	19,0	-150,2
Mundo	3369,9	100	3347,6	100	22,3

Fonte: Elaboração própria a partir de BP, 2015.

Nesse contexto, América do Norte, Europa/Eurásia e Ásia, os três principais mercados consumidores de gás natural, com cerca de, 78% do consumo

mundial, são dependentes das regiões Oriente Médio, América Central e Sul e África.

O mercado do petróleo influencia diretamente a oferta e o preço do gás, principalmente por dois motivos:

- Em muitos países, o preço do gás natural é atrelado ao preço de uma cesta de combustíveis, influenciada pelo preço do petróleo;
- O volume de petróleo produzido afeta o volume de gás natural, pois a produção do gás natural, em grande parte, acontece na forma associada ao petróleo.

Como a região do Oriente Médio tem maiores reservas e maior produção de petróleo, ela também tem uma grande influência no mercado mundial. Baseado nesse pressuposto, em 1970, os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) elevaram o preço do petróleo quase mil vezes, gerando uma crise mundial. E, no começo de 2015, os países da OPEP elevaram a produção, tentando provocar um excesso de oferta de petróleo, resultando na redução de preço no mercado internacional. Pode-se inferir que o objetivo da OPEP é tentar barrar e inviabilizar o desenvolvimento de novos projetos (Ordoñez, R., 2015).

2.4

Os preços do gás natural

Conforme descrito no item 2.2, a indústria do gás natural começou a ser desenvolvida de forma regionalizada. Porém, com o aprimoramento da tecnologia de liquefação de gases, tornou-se possível o desenvolvimento da liquefação do gás natural, ou seja, o GNL. Tal tecnologia permitiu o começo de um mercado de forma inter-regional. Essa inovação, o aumento gradativo da competição do consumo, o surgimento do mercado *spot* de GNL e a utilização de novos indexadores nos contratos de compra do gás aumentaram a expectativa de que ocorresse uma convergência dos preços do gás natural de forma global, quebrando o conceito de indústria regionalizada. Todavia, a convergência não ocorreu, acentuando-se a divergência dos preços entre mercados.

2.4.1

Os índices de referências de preços

Para subsidiar a discussão sobre as divergências ocorridas entre os preços de gás no mundo, ressaltam-se os principais índices de referência usados no mercado internacional, como o *Henry Hub*, nos Estados Unidos; o *National Balancing Point* (NBP), no Reino Unido; e o JKM, o preço médio de importação de GNL no Japão e na Coreia. Esses índices são relevantes porque servem de referência, mas não conseguem refletir exatamente os preços do gás natural nos diversos contratos.

A medição do índice *Henry Hub* está localizada em um centro de distribuição de um sistema de gasoduto de gás natural em Erath, Louisiana. Esse índice é utilizado como referência de preços na negociação de contratos futuros de gás natural, que são negociados na *New York Mercantile Exchange* e nas trocas (*swaps*) negociadas em mercado de balcão *Intercontinental Exchange* (ICE). Em junho de 2007, o *hub* estava conectado a quatro gasodutos intraestaduais e a nove gasodutos interestaduais (Foss, 2012).

O NBP é o índice utilizado no comércio de compra, venda e troca de gás natural no Reino Unido. É um dos índices mais importantes no comércio de gás natural na região da Europa e da Eurásia. Exerce grande influência sobre o preço para os consumidores domésticos (Melling, 2014).

O JKM é o índice fixado para os preços das cargas entregues nos portos do Japão e da Coreia do Sul. Como esses dois países consomem o maior volume das importações de GNL do mundo, o JKM é uma referência fundamental na precificação do valor para o GNL, contudo o preço do GNL pode variar com a variação do preço entre os mercados (Medlock, 2014).

2.4.2

Os mecanismos de precificações do gás natural

Podem ser destacados dois motivos que originaram o desacoplamento dos preços entre os mercados regionais. Em primeiro lugar, a abundância de gás

ofertado ao mercado estadunidense pelo *Shale Gas*, que provocou o declínio do preço no *Henry Hub*. Em segundo lugar, a indexação ao preço do petróleo.

A *International Gas Union* (IGU), em 2014, definiu oito mecanismos de precificação, cada um com condições e preços bem diferenciados. São eles:

- **Indexação ao petróleo ou a uma cesta de derivados**
O preço está ligado, por meio de um preço base, a uma cláusula de reajuste a combustíveis concorrentes, tipicamente petróleo ou uma cesta de derivados. Em alguns casos, a cesta pode ser composta por carvão ou eletricidade.
- **Competição gás-gás**
O preço é determinado pela interação entre a oferta e a procura de gás natural. A negociação se dá por períodos (diário, mensal, anual ou outros períodos) e, normalmente, ocorre em centros físicos (por exemplo, *Henry Hub*). Não existe a possibilidade de que sejam utilizados em mercado futuros. Há contratos de longo prazo, mas esses usarão o preço do gás, por exemplo, o preço mensal, como índice. Os preços do GNL podem, também, utilizar essa precificação.
- **Mecanismos bilaterais**
O preço é determinado por acordos bilaterais entre grandes vendedores e compradores, ficando fixo por um determinado período, o qual é, normalmente, de um ano. Muitas vezes, ele é determinado pelos governos.
- **Netback**
O preço é dado pelo comprador ao fornecedor de gás natural, baseado no preço final do produto manufaturado pelo comprador. Em geral, ocorre quando o gás é utilizado como matéria-prima para a fabricação de produtos químicos, tais como amoníaco, metanol e fertilizantes.

- **Regulação do custo do serviço**
O preço é determinado, ou aprovado, por uma autoridade reguladora, possivelmente um Ministério ou uma agência federal. Os valores são definidos para cobrir o "custo do serviço", incluindo a recuperação de investimento e de uma taxa de retorno.
- **Regulação social do custo**
O preço é fixado numa base irregular por uma autoridade governamental com finalidade social.
- **Regulação abaixo do custo**
O preço é definido conscientemente abaixo do custo médio de produção e transporte do gás, muitas vezes como uma forma de subsídio estatal para a população.
- **Sem preço**
O gás produzido é fornecido gratuitamente à população pela indústria produtora de gás natural, possivelmente como matéria-prima para fábricas de produtos químicos ou de fertilizantes, pois o gás natural não está especificado para a distribuição, sendo tratado como um subproduto pelo produtor do gás. Atualmente, esse mecanismo não é praticado.

Analisando o mercado global de gás natural, podemos constatar o aumento progressivo da precificação usando o mecanismo gás-gás, devido, principalmente, ao crescimento da demanda na América do Norte e às mudanças na indexação nos contratos de longo prazo europeus.

Ainda, observa-se que a indexação ao petróleo nas importações por gasoduto de importação passou de 53%, em 2012, para 48%, em 2013. Ela é parte fundamental para o preço de compra do GNL no gás asiático, pois, devido a sua grande participação nas importações de GNL, o Japão e a Coreia do Sul conseguiram exigir que os preços fossem indexados ao petróleo, ao invés de um mecanismo de precificação gás-gás, forma mais onerosa para os japoneses. Essa

capacidade de negociação vem do grande volume comprado pelo mercado asiático.

2.4.3

Os preços do gás natural indexados pelo petróleo

A indexação ao petróleo já existe há décadas e é um índice muito usado na Europa e na Eurásia (no mercado norte-americano, prevalece a indexação gás-gás), mas começou a ser utilizada na década de 1960.

O "princípio do valor de mercado" ou "princípio do valor *netback*" foi desenvolvido para ganhar quotas dos mercados energéticos concorrentes, muitas vezes óleo combustível ou GLP. Durante o desenvolvimento do mercado de gás, foi preciso fornecer descontos para compensar os investimentos necessários para a mudança da matriz energética

Para a indexação ao petróleo e aos derivados, calcula-se o valor de mercado de cada setor (residencial, comercial, industrial e de energia elétrica) e, em seguida, calcula-se a média ponderada do valor desses setores. Os custos da infraestrutura são subtraídos para se obter o preço mínimo.

Normalmente, utiliza-se uma fórmula para o cálculo do preço do gás, quando é indexado ao petróleo (*Energy Charter Secretariat, 2007*):

- $$P_m = P_0 + 0,60 \times 0,80 \times 0,0078 \times (LFO_m - LFO_0) + 0,40 \times 0,90 \times 0,0076 \times (HFO_m - HFO_0) + K$$
- P_m é o preço do gás.
- P_0 é o preço de referência do gás natural praticado competitivo ao petróleo
- LFO_m e HFO_0 são os preços de referência de óleo combustível leve e pesado.
- LFO_m e HFO_m são os preços do mês m , ou a média dos últimos seis a nove meses.
- Os coeficientes de 0,60 e 0,40 representam as participações dos segmentos de mercado, competindo, respectivamente, com óleo combustível leve e óleo combustível pesado.
- Os coeficientes de 0,80 e 0,90 são relativos ao transporte.

- O fator K é um fator fixo para garantia dos rendimentos.
- Os coeficientes de 0,0078 e 0,0076 são relativos à energia do petróleo .

No caso do GNL, nos contratos japoneses, chamados de JCC ("*Cocktail Crude Japonês*"), os preços são obtidos da ponderação do preço médio das importações japonesas de petróleo. Todavia, é possível usar os preços de outros energéticos, como o carvão e a eletricidade.

Para garantir a segurança tanto para o vendedor como para o comprador de gás natural, no caso de uma subida ou declínio no preço do petróleo, é possível usar o método da curva em S. Estabelece-se o preço máximo de venda, no caso de alta, e preço mínimo por venda, no caso de diminuição dos preços do petróleo (Energy Charter Secretariat, 2007)

Por existirem várias bases na precificação, não existe um preço global, como acontece no petróleo. Os preços são negociados de uma forma regionalizada.

Os mecanismos de formação de preço no mundo, observados em 2013, estão informados na Tabela 2.8.

Tabela 2.8: Mecanismo de formação de preço no mundo em 2013.

Mecanismo de Precificação	%
Indexação ao petróleo	19
Competição Gás-Gás	43
Mecanismos Bilaterais	4
Netback	0
Regulação do custo do serviço	12
Regulação social do custo	14
Regulação abaixo do custo	7
Sem preço	1

Fonte: Elaboração própria com os dados do IGU (2014).

Observando a Tabela 2.8, podem-se constatar os vários mecanismos para a precificação e a porcentagem de cada mecanismo, ratificando que, no preço do gás, prevalece uma concepção regional.

3

Os principais mercados de gás natural no mundo

Os mercados maduros de energia são aqueles que, durante sua história, venceram desafios e ampliaram sua capacidade na oferta de gás natural e suporte técnico e econômico para sustentar seu elevado consumo, principalmente com o desenvolvimento de uma infraestrutura para se adequar ao crescimento da demanda. Além disso, são mercados que desenvolveram metas claras, compostas por várias ações que sustentam um crescimento integrado e diversificado da sua matriz energética. As ações têm como objetivos a busca de uma efetiva regulação, o crescimento da eficiência energética, a redução da importação de energia, a redução de emissão dos gases que geram o efeito estufa e o crescimento da oferta e das suas infraestruturas gasíferas. Esses objetivos visam a promover a competição entre seus participantes, tendo como resultado a moderação dos preços do gás natural (IEA, 2014b).

Como já foi descrito no item 2.5, as regiões que mais se destacaram no consumo são a Europa e a Eurásia e a América do Norte e a Ásia, que compreendem 77% do consumo global de gás natural (BP, 2015). Devido a isso, este capítulo irá descrever os principais mercados regionais, destacando os países ou grupo de países que mais representam a indústria do gás dessas regiões. Serão ressaltados o consumo, a produção, as características das cadeias de suprimentos, a infraestrutura e, principalmente, os desafios atuais. As regiões sofreram crises e apresentam sucessos diferentes, mas com o mesmo objetivo de melhor atender aos seus mercados consumidores.

3.1

O mercado da Europa e Eurásia

A região Europa e Eurásia é o maior mercado consumidor do mundo. Contudo, existe uma grande disparidade dos mercados de gás natural, quando se analisam os volumes do consumo, produções e infraestrutura logística entre os países dessa região (Faria, 2010). Na tentativa de sintetizar essas diferenças, pode-se dividir a região em duas sub-regiões: os países membros da Organização para a

Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e os países não membros da OCDE. Os países membros da OCDE têm como missão promover uma política que gere crescimento econômico e de bem-estar em todo o mundo, e os países membros tendem a ser os mais desenvolvidos economicamente (Artuç, 2014).

3.1.1

A União Europeia

Esta seção aborda os países da União Europeia, bloco formado por 28 países, dos quais 21 são membros da OCDE. A maioria desses países têm mercados maduros de gás natural.

Os países membros da União Europeia são Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Chipre, Croácia, Dinamarca, Eslovênia, Espanha, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Itália, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Países Baixos, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Romênia e Suécia (*Europe Commission*, 2015).

Na União Europeia, o gás natural tem um grande peso na matriz energética, representando cerca de 20% da energia oferecida ao mercado mundial, sendo somente ultrapassado pelo petróleo, principal energético consumido, representando cerca de 30% da energia oferecida (IEA, 2014a).

Apesar de a União Europeia ser um dos maiores consumidores de gás natural, com 40% do consumo da região Europa e Eurásia, sua indústria de gás natural passa por uma crise em relação à produção e à demanda. A sua principal via de suprimento, o gasoduto Rússia – Europa, está no centro de uma crise geopolítica, e, além disso, houve queda da sua produção interna, fatores que diminuem a segurança energética desse bloco econômico.

3.1.2

A produção e a demanda da União Europeia

Os países da União Europeia mantiveram um crescimento estável da produção de gás natural por décadas, mas percebe-se um declínio nos últimos anos (Figura 3.1). Um dos motivos desse declínio foi a depleção de suas fontes

supridoras de gás natural.

Observando a produção de 1991 até 2013, constata-se que a média de declínio anual foi aproximadamente 2,5%, acentuando-se no período entre 2007 e 2011. Como reflexo da queda de produção, a demanda caiu 23% entre 2008 e 2013.

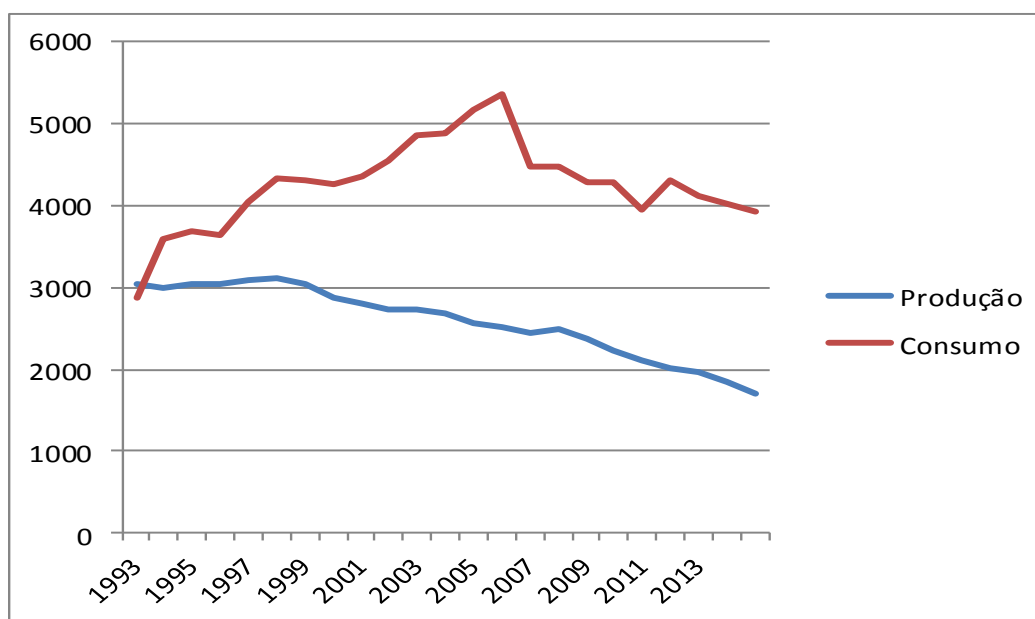


Figura 3.1: Produção e Consumo de gás natural na União Europeia.
Fonte: Elaborado com os dados da IEA (2015a).

Dos 24 países membros da União Europeia, nove não têm produção de gás natural: Bélgica, Estônia, Finlândia, Luxemburgo, Portugal, Suécia, Chipre, Lituânia e Malta. Além disso, não foi registrado nenhum consumo de gás em 2013 em Chipre e Malta (EIAa, 2014).

O mercado consumidor da União Europeia de gás natural é composto principalmente pelos setores residencial/comercial, industrial, usinas termoeletricas e transporte. Na Tabela 3.1, pode-se constatar uma queda da demanda, entre 2012 e 2013, em -1,5% na maioria dos setores que usam gás natural.

Tabela 3.1: Demanda de gás natural por setor em 2013.

	Residencial e comercial	Industria	Usina termoeletricas	Transporte	Outros	Demanda	% entre 2012 e 2013
Hungria	22,6	37,5	24,1	2,3	3,7	90,2	-6,0%
Belgica	77,3	59,7	45,7	0,3	0,0	183,0	-1,4%
Bulgaria	1,1	11,5	10,3	0,7	4,3	27,9	-6,5%
Croacia	8,1	9,6	7,7	0,0	4,0	29,4	-5,4%
Estonia	0,9	1,0	3,9	0,0	1,2	7,0	1,9%
República Checa	39,1	47,0	0,0	0,2	1,6	87,9	1,9%
Dinamarca	9,1	9,5	5,8	0,0	11,4	35,8	-4,4%
Filandia	0,9	18,9	17,0	0,0	0,0	36,8	-5,1%
França	293,8	157,1	30,0	1,2	19,5	501,6	1,6%
Alemanha	441,3	353,0	148,0	2,8	11,0	956,1	6,4%
Grecia	4,6	8,8	28,0	0,2	0,0	41,6	-11,7%
Hungria	52,1	23,9	24,3	0,0	3,9	104,2	-7,1%
Irlanda	13,7	7,6	27,5	0,0	0,8	49,6	-5,5%
Italia	321,3	161,8	228,3	10,4	19,8	741,6	-6,5%
Letônia	3,2	1,7	10,1	0,0	0,0	15,0	-0,1
Lituânia	3,5	13,7	10,4	0,0	0,3	27,9	-18,5%
Luxemburgo	4,8	3,0	3,8	0,0	0,0	11,6	-14,9%
Paises Baixos	217,2	139,5	66,0	0,0	8,3	431,0	1,1%
Polonia	68,3	87,7	16,5	0,0	6,0	178,5	0,3%
Portugal	4,6	39,8	3,4	0,0	0,0	47,8	-4,4%
Romenia	44,9	54,3	21,4	0,0	12,0	132,6	-8,3%
Eslováquia	24,9	18,5	10,6	0,1	0,2	54,3	-2,0%
Eslovênia	2,6	4,3	0,6	0,0	0,0	7,5	-8,4%
Espanha	48,2	128,0	156,4	1,0	0,0	333,6	-8,0%
Suécia	1,4	5,4	4,8	0,7	0,0	12,3	-4,0%
United Kingdom	450,4	148,2	225,5	0	26,9	851,0	-1,1%
Volume total	2159,9	1551,0	1130,1	19,9	134,9	4995,8	-1,5%

Fonte: Elaborado com os dados do Eurogas (2014).

Em contrapartida à queda da produção e às dificuldades atuais na importação, visando à segurança no suprimento, parte do mercado optou pela troca de combustível energético (IEA, 2014a).

Os principais setores consumidores de gás natural são o residencial e o comercial, com porcentagem aproximada de 40%, pois o gás é utilizado principalmente para aquecimento, devido ao inverno rigoroso dessa região. Já o setor industrial consumiu 24,3%. O consumo do setor residencial foi superior ao do setor industrial. Enquanto o setor residencial consumiu aproximadamente 27,6%, o industrial consumiu 24,3%.

Tabela 3.2: Demanda de gás natural em bilhões de metros cúbicos da União Europeia.

Anos	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Média por País entre 2007 e 2013
	Austria	8,9	9,5	9,3	10,1	9,5	9,0	
Belgica	16,6	16,5	16,8	18,8	16,6	16,9	16,8	0,01
Bulgaria	3,2	3,2	2,3	2,6	2,9	2,7	2,6	-0,19
República Checa	8,7	8,7	8,2	9,3	8,4	8,2	8,4	-0,03
Dinamarca	4,6	4,6	4,4	5,0	4,2	3,9	3,7	-0,18
Filândia	3,9	4,0	3,6	3,9	3,5	3,1	2,8	-0,27
França	42,4	43,8	41,8	46,9	40,5	42,2	42,8	0,01
Alemanha	82,9	81,2	78,0	83,3	74,5	78,4	83,6	0,01
Grecia	3,7	3,9	3,3	3,6	4,4	4,1	3,6	-0,04
Hungria	13,1	14,0	12,7	12,6	10,3	10,2	8,6	-0,34
Irlanda	4,8	5,0	4,7	5,2	4,6	4,5	4,5	-0,06
Italia	77,8	77,8	71,5	76,2	71,4	68,7	64,2	-0,17
Lituânia	3,6	3,2	2,7	3,1	3,4	3,3	2,7	-0,25
Países Baixos	37,0	38,6	38,9	43,6	38,1	36,4	37,1	0,00
Polonia	13,8	14,9	14,4	15,5	15,7	16,6	16,7	0,21
Portugal	4,3	4,7	4,7	5,1	5,2	4,5	4,1	-0,06
Romenia	16,1	15,9	13,3	13,6	13,9	13,5	12,5	-0,22
Eslováquia	5,7	5,7	4,9	5,6	5,2	4,9	5,4	-0,05
Espanha	35,1	38,6	34,6	34,6	32,2	31,3	29,0	-0,17
Suécia	1,0	0,9	1,1	1,6	1,3	1,1	1,1	0,04
United Kingdom	91,0	93,4	87,0	94,2	78,1	73,7	73,1	-0,20
Total Europe & Eurasia	478,1	488,4	458,2	494,3	443,8	437,2	431,8	-0,10
Média por ano		0,02	-0,06	0,08	-0,1	-0,01	-0,01	-0,09

Fonte: Elaborado com os dados de (BP, 2014).

3.1.3

A importação do gás natural para a União Europeia

Com o declínio da produção de Gás Natural doméstica, a importação tornou-se de suma importância para a segurança energética. A União Europeia foi a que mais importou gás natural no mundo em 2013, cerca de 450 bilhões de metros cúbicos. Esse volume foi transportado tanto por meio de gasodutos como por navios metâmeros (GNL). Alguns países membros da União Europeia, como Bulgária, Lituânia, Letônia, Estônia e Finlândia, são supridos 100% por gás importado (IEA, 2014a).

A importação do gás natural por dutos

A União Europeia recebe gás por duto de países da própria região Europa e Eurásia (da Rússia e da Noruega). Além disso, recebe da região da África e da região do Oriente Médio. Na Tabela 3.3 e 3.4, são apresentados os gasodutos que suprem a União Europeia. A capacidade é o volume máximo que pode fluir por esses dutos, não representando necessariamente o volume de gás transportado.

Tabela 3.3: Gasodutos Rússia – Europa, com vazão de bilhões de m³ por ano.

Rotas	Capacidade Máxima (Bilhões de m ³ por ano)	Destino
Rússia (Via Ucrânia) -Europa		
Orenburg - Westem boder (Uzhgorod)	26	Eslováquia, República Tcheca, Áustria, Alemanha. França, Suíça, Eslovênia, Itália
Urenoy - Uzhgorod	28	Eslováquia, República Tcheca, Áustria, Alemanha. França, Suíça, Eslovênia, Itália
Yamburg -Westen border (Uzhgorod)	26	Eslováquia, República Tcheca, Áustria, Alemanha. França, Suíça, Eslovênia, Itália
Dolina - Uzhgorod (2 linhas)	17	Eslováquia, República Tcheca, Áustria, Alemanha. França, Suíça, Eslovênia, Itália
Komano - Drozdowichi (2 linhas)	5	Polónia
Uzhgorod - Beregovo (2linhas)	13	Hungria, Sérvia, Bósnia,
Hust - Satu-Mare	2	Romênia
Ananyev - Tiraspol-Izmail & Shebelinka - Izmail (3linhas)	27	Romênia, Bulgária, Grécia, Turquia, Macedônia
Total Rússia (Via Ucrânia)	143	
Rússia (Via Bielorrússia) -Europa		
Yamal -Europe (Torzhok - Kondratki - Frankfuet/Oder)	31	Polónia, Alemanha, Holanda, Bélgica e Reunio Unido
Kobrin - Brest	5	Polónia
Total Rússia (Via Bielorrússia)	35	
Russia (offshore) - Europa		
St. Petersburg - Filandia (2 linhas)	7	Finlândia
Blue Strem (de projeto)	16	Turquia (existe possibilidade de suprir a Grécia e Macedônia)
Nord Stream(2 inhas)	5	Alemanha, França, República Tcheca e outros
Total Rússia (Via Bielorrússia)	28	
Capacidade Total Rússia para Europa	256	

Fonte: Hafner, 2012.

Tabela 3.4: Gasodutos da Noruega e da África para a Europa, com vazão de bilhões de m³ por ano.

Rotas	Capacidade Máxima (Bilhões de m ³ por ano)	Destino
Noruega - União Europeia		
Nyhamna - Easington	25,5	Reino Unido
Ekofisk - Teesside	16	Reino Unido
Draupner - Emden,	18	Alemanha
Kårstø - Dornum	24	Alemanha
Draupner offshore-Dunkirk	19,6	França
Kollsnes - Zeebrugge (3 linhas)	68,1	Bélgica
Capacidade Total Noruega	171,2	
África - União Europeia		
Hassi RMel (Argélia) - Cordoba (Espanha)	12	Espanha
Mellitah (Líbia) - Gela (Itália)	11	Itália
Hassi RMel (Argélia) - Cordoba (Espanha)	12	Espanha, Portugal
Hassi RMel (Argélia) - Almería (Espanha)	8	Espanha
Hassi RMel (Argélia) - Gela (Itália)	30,2	Itália
Capacidade Total África	73,2	

Fonte: Dickel, 2014; IEA, 2015^a.

A crise do gás da Rússia e Ucrânia

O suprimento de gás natural da Europa, por meio de gasoduto nativo da Rússia, encontra-se no centro de uma tensão geopolítica entre a Ucrânia e a Rússia, colocando em risco parte do suprimento europeu de gás natural originário dessa última, ou seja, 143 bilhões de metro cúbicos por ano. Com essa crise, a segurança energética da Europa, principalmente dos países da União Europeia, a maior consumidora do gás natural russo, está em risco (Hafner, 2012).



Figura 3.2: Traçados dos gasodutos da Rússia - Europa, que passam pela Ucrânia.
Fonte: Hafner, 2012.

Conflitos entre a Rússia e a Ucrânia têm como cerne da disputa os preços do gás russo para o mercado interno ucraniano. Por esse motivo, a Ucrânia vem desenvolvendo estratégia para reduzir a dependência do gás russo, como reduzir a participação do gás na mistura de combustível, aumentar a eficiência energética e aumentar a sua produção de gás natural.

Para tentar extinguir a crise, a Rússia incluiu no sistema de transporte ucraniano um consórcio envolvendo companhias ucranianas, companhias de gás russas e europeias. Porém, algumas condições não foram aceitas pelo governo ucraniano, principalmente a opção de fazer *bypass* do gás que passava pelo território ucraniano, tornando a tensão latente entre a Rússia e a Ucrânia.

A importação de gás natural na forma de GNL

A União Europeia tem 24 terminais de regaseificação com a capacidade de gaseificação de 187 bilhões de metros cúbicos por dia. Contudo, está com 23,5% do tempo subutilizado.

A baixa utilização dos terminais é devido a três fatores: o declínio da

demanda interna, uma baixa competição e o alto preço do gás natural *spot* no mercado asiático, brasileiro e argentino. A vantagem dessa subutilização é o crescimento de carga para reexportação, para aproveitar o alto preço no mercado internacional. A desvantagem é o aumento do custo operacional (IEA, 2014a).

Os terminais de regaseificação não são as únicas infraestruturas para suportar o atendimento do mercado consumidor. Para o atendimento ao pico de consumo, é comum se utilizar de estocagens subterrâneas. A União Europeia, em 2013, tem a capacidade de estocar 93 bilhões de metros cúbicos em 143 estocagens subterrâneas. Ela utiliza das três tecnologias de estocagem de gás natural existentes: cavernas de silos de sal, aquíferos e poços depletados de hidrocarbonetos (IEA, 2014a).

3.1.4

As estratégias para a crise da União Europeia

As estratégias da Europa para combater a crise do gás natural, no que tange a demanda, são fortalecer o mercado, fomentar a diversificação do suprimento de gás natural e regular a cadeia de gás, visando à competição entre os pares e, por conseguinte, a chegar ao mercado com preços mais baixos. Para a crise da produção, pretende-se aumentar a importação com novos projetos de gasodutos de transporte, dos países produtores, terminais de regaseificação de GNL, aumentar a eficiência energética e prosseguir com políticas de desenvolvimento das outras fontes de energia, particularmente as que não propiciam o aquecimento climático (Hafner, 2012; Dickel, 2014; IEA, 2014a).

3.2

Os mercados norte-americanos

A região norte-americana é o segundo maior mercado consumidor de gás natural do mundo, com o consumo de 687 bilhões de metros cúbicos (BP, 2014). A região é composta por três países: o Canadá, os Estados Unidos e o México.

Os volumes consumidos de gás natural em cada um desses países são bem diferenciados: o mercado do México consome 6%, o Canadá consome 17 % e os

Estados Unidos consomem 77 % (BP, 2014). Como podemos constatar, no BP *Statistical Review of World Energy* de 2014, além de os Estados Unidos serem os maiores consumidores, com de 737,2 bilhões de metros cúbicos, também são o quinto país em volume de reservas aprovadas em 2013, e o maior produtor de gás natural desde 2008 (IEA, 2014b; BP, 2014). Portanto, devido a essas características, neste item, será dado foco à indústria gasífera dos Estados Unidos da América, por entender que é o país que melhor representa o mercado norte-americano.

3.2.1

Os Estados Unidos da América

Os Estados Unidos da América detêm a maior economia mundial, com o PIB de 17419 bilhões de dólares *per capita*, o maior entre os países dessa região *Trading Economics* (2015). Além disso, é um grande produtor de energia, com uma produção de 1.859,3 milhões de toneladas de petróleo equivalente, apresentando um balanço energético na produção, em 2013, de 30,4% de gás natural, 25,8% de carvão, 24,8% de petróleo, 11,5% de energia nuclear, 4,9% de biocombustíveis, 1,3% de hidroelétrica, 0,8% de eólica e 0,5% de geotérmica (IEA, 2014b).

Como é possível observar, o gás natural tem uma grande importância na matriz energética estadunidense, sendo o energético de maior produção e o segundo mais consumido, somente ultrapassado pelo consumo de petróleo (BP, 2014). Ainda, há de ser ressaltada a nova tecnologia de produção de gás natural por meio do *Shale Gas*. A IEA (2014b) destaca que essa nova tecnologia é o mais importante desenvolvimento recente, no mercado do gás natural, gerando uma expectativa de superávit de gás natural no mercado estadunidense. Com essa nova tecnologia, criou-se a expectativa de que os Estados Unidos comecem a ser exportadores de gás natural a partir de 2018 (IEA, 2014b).

3.2.2

A produção, o consumo e o déficit entre 1970 e 2013

Analisando a produção, a demanda e o déficit de gás natural entre 1970 e 2014, por meio da Figura 3.3, podem ser identificados três períodos do mercado estadunidense, todos com características diferentes entre a produção, o consumo e o déficit durante este período.

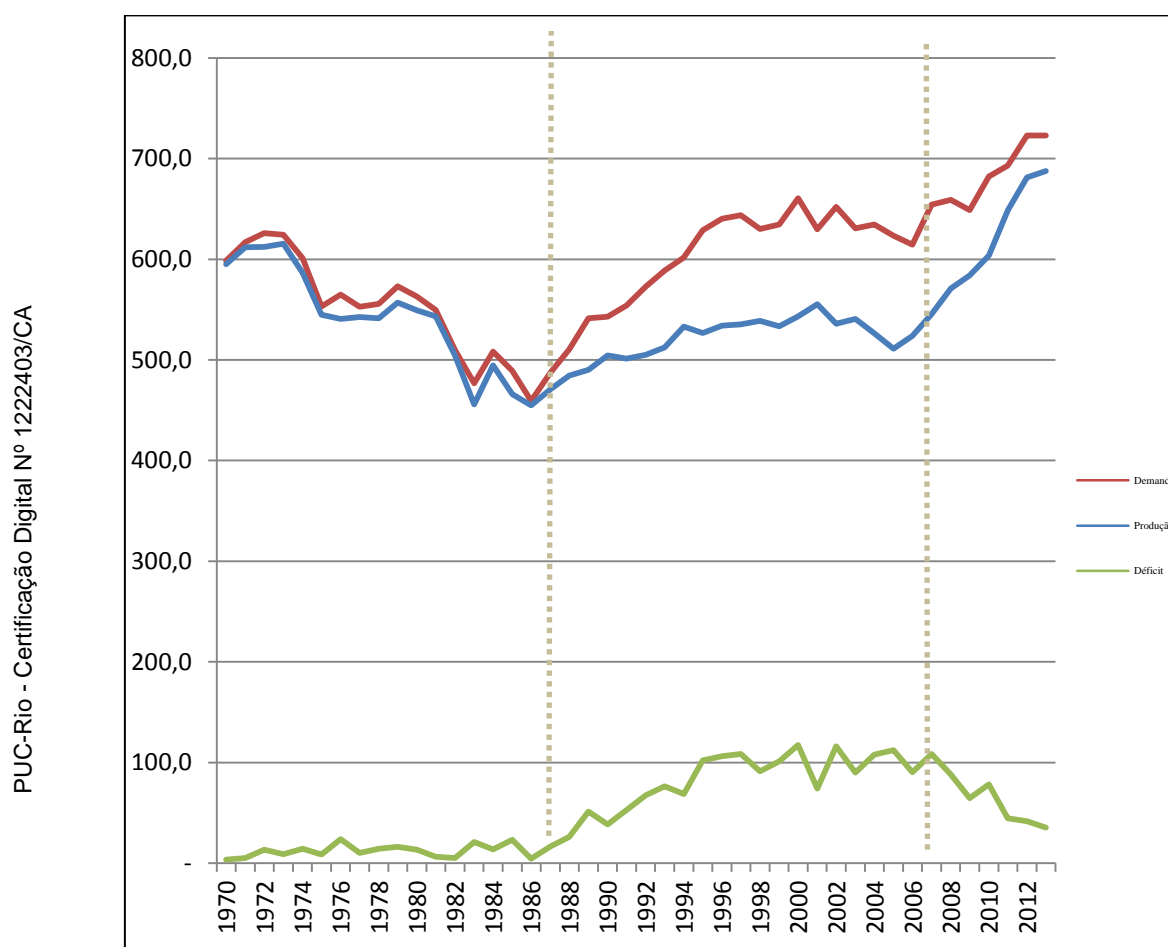


Figura 3.3: Produção, consumo e déficit de gás natural em milhões de toneladas de petróleo equivalente (Mtpe) entre 1970 e 2013.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do IEA (2015a).

O primeiro período, entre 1970 e 1986, é marcado pelo declínio da produção e da demanda, apresentando um déficit com uma pequena variação, com média de 12 bilhões de metros cúbicos entre 1970 e 1986. Tal fato ocorreu como resultado da crise do petróleo, quando os países da OPEP elevaram o preço do

petróleo em mais de 1000% (Souza, 2003; Pimentel, 2011). Pode-se inferir que isso afetou os preços dos outros energéticos, inclusive o gás natural.

Por esse motivo e devido à instabilidade econômica gerada pela decisão da OPEP, a demanda de gás natural teve um declínio, aliado à inflação e à recessão do período. Dessa forma, a produção acompanhou o declínio, atingindo nível mais baixo em 1986, com valores similares de aproximadamente de 450 bilhões de metros cúbicos (BP, 2014).

Porém, de 1986 a 2006 houve um segundo período, em que o cenário alterou-se no que diz respeito à produção e à demanda. Nesse período, a demanda teve uma elevação e a produção não conseguiu acompanhar, levando a um pico de déficit no ano de 2000, que ficou em torno de 117,5 bilhões de metros cúbicos.

Assim, os Estados Unidos tornaram-se grandes dependentes da importação de gás natural, importando, em 2007, 16,8 bilhões de metros cúbicos na forma de GNL e 99,7 bilhões de metros cúbicos por gasoduto. Desde então, a importação começou a diminuir, tendo um declínio de aproximadamente 33 % até 2013 (IEA, 2014b).

Finalmente, houve terceiro período, entre 2006 e 2013, no qual a produção começou a crescer com o incremento na matriz energética do *Shale Gas*, que começou a entrar na malha em 2005. Esse crescimento foi tão representativo que, no período de 2005 a 2013, a produção teve um crescimento de 27,3%, o maior desde 1970 (IEA, 2014b).

3.2.3

A demanda de gás natural Norte Americana

O mercado estadunidense consome gás natural principalmente nos setores de geração elétrica, com consumo aproximado de 38%; de consumo industrial, com consumo aproximado de 19%; e de consumo residencial, com consumo aproximado de 16%. Os setores menores, como o de serviço público, o comercial, o das refinarias e o de geração de calor, têm o consumo aproximado de 23% (IEA, 2014b; Bhattacharyya, 2011).

Há previsões de aumento do consumo de gás natural em 35% até 2040. Entre os setores responsáveis por esse aumento, inclui-se o setor dos transportes,

que irá triplicar o consumo nesse período, assim como os setores de refino de combustível e de geração de energia elétrica. Também estima-se que o setor da indústria irá aumentar, contudo os volumes de gás natural dos setores residencial e comercial terão um declínio na sua demanda (IEA, 2014a).

Atualmente, o único setor que está crescente nessa demanda é o setor da geração elétrica, como podemos observar sua curva ascendente na Figura 3.4 (IEA, 2014a).

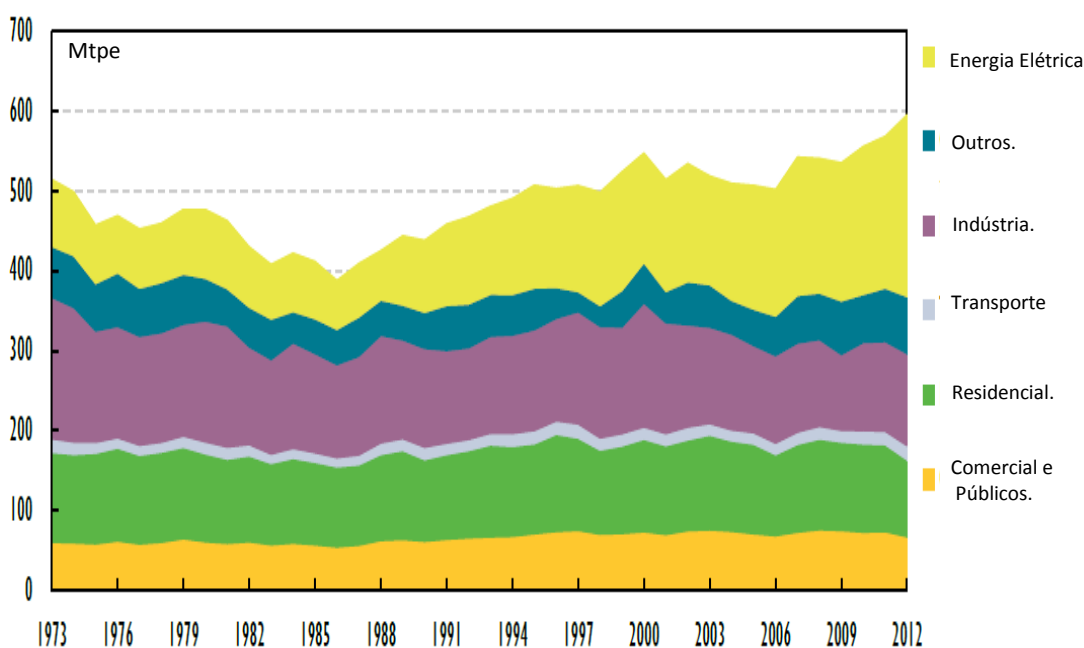


Figura 3.4: Produção, consumo e déficit de gás natural entre 1970 e 2013.
Fonte: EA, 2014b.

Os Estados Unidos importaram, em 2013, 81,6 bilhões de metros cúbicos de gás natural e exportaram 44,5 bilhões de metros cúbicos. Importaram do Canadá 53,1 bilhões de metros cúbicos e exportaram para México 18,7 bilhões de metros cúbicos por gasodutos. Além disso, importaram um menor volume pelo modal marítimo, ou seja, por GNL (BP, 2014). Projetando a demanda *versus* a produção, vislumbra-se a possibilidade de um crescimento de 160% dos volumes exportados até 2040 (IEA, 2014a).

3.2.4

A regulamentação Norte Americana do gás natural

Segundo Farias (2010), a assertividade estadunidense em liberar a regulamentação nos processos de produção e de comercialização e em aumentar o rigor da regulamentação no setor de transporte, criou, no mercado norte-americano, as possibilidades de existir um ambiente de competição ente os pares na indústria do gás natural, incentivando a comercialização em preço mais baixo e impulsionando a persecução de novas fontes de gás natural. Em suma, essa regulamentação visava a fortalecer a indústria do gás natural.

A regulamentação nos Estados Unidos passou por várias fases até chegar à concepção atual. Para possibilitar uma melhor análise da infraestrutura, segue, abaixo, uma descrição sucinta das regulamentações ocorridas no mercado de gás natural estadunidense, como:

- Em 1938, foi estabelecido o *Natural Gas Act*. Foi a primeira vez que o governo norte-americano regulou a indústria do gás natural, impondo severa restrição do preço do gás, criando um teto e controlando o preço, com a intenção de proteger os consumidores (Hirschhausen, 2007).
- Em 1978, foi promulgado o *Natural Gas Policy Act*, iniciando uma reestruturação dos regulamentos com a retirada da definição de um preço máximo. A partir dessa nova regulamentação, o mercado começou a praticar o preço livre na venda do gás natural (Davoust, 2008).
- Em 1984, para viabilizar um ambiente competitivo, foi criado um mecanismo de preços mais orientado para o mercado do que para compradores e vendedores, os quais passaram a ter autorização para negociar diretamente os preços. Além disso, foram criadas 380 companhias de distribuição, com o objetivo de aumentar a competição no mercado (Hirschhausen, 2007; Davoust, 2008).
- Em 1985, ocorreu a regulamentação que separa as empresas que atuam em mais de um elo (transporte, produção e comercialização)

na cadeia do gás natural. Ocorreu também a criação de regras para o livre acesso aos gasodutos (Hirschhausen, 2007).

- Em 1992, foi ratificada a não distinção das companhias ao livre acesso nos gasodutos de gás natural, visando à competição entre os produtores e desvinculando o transporte da comercialização do produto (Hirschhausen, 2007; Davoust, 2008).

Portanto, todas as infraestruturas existentes para o gás natural nos Estados Unidos estão fundamentadas no espírito da regulamentação vigente, sendo o *Department of Energy* (DOE) a agência que regula e supervisiona o mercado de energia do país (Farias, 2010).

3.2.5

A infraestrutura logística Norte Americana

Para poder garantir o suprimento da demanda do mercado consumidor, faz-se necessária uma infraestrutura logística robusta. Portanto, foi de suma importância que os Estados Unidos investissem nisso para poder comportar o grande volume comercializado. Criou-se um sistema com diversas empresas e seus portfólios compostos por gasodutos, terminais de regaseificação de GNL e estocagem subterrânea de gás natural.

As malhas de gasodutos

Os Estados Unidos têm uma malha de distribuição integrada que cobre todo o seu território (IEA, 2015b), compreendendo que:

- Aproximadamente 210 sistemas de malhas para distribuição do gás natural;
- Malhas de gasodutos dentro dos estados, que operam nas divisas dos estados, conectando os produtores de gás natural aos mercados locais;
- Malhas de gasodutos entre os estados, atravessando-os e conectando o produtor ao sistema de distribuição dentro do estado. Normalmente apresentam grande diâmetro e pressão;

- Nas malhas de gasodutos, existem cerca de 1400 estações de compressão, 11.000 pontos de entrega (*city-gates*), 1.400 pontos de interconexão entre sistemas e 24 *hubs* que proporcionam interligações adicionais.

Existiam, em 2008, 55 locais que permitiam fazer exportação ou importação por gasodutos, 24 que permitiam fazer somente importação e 28 de somente exportações; em treze permitem fazer tanto importação como exportação. Além disso, em oito locais existe liquefação do gás importado (IEA, 2014c). A infraestrutura de importação e de exportação estadunidense pode ser observada na Figura 3.5.

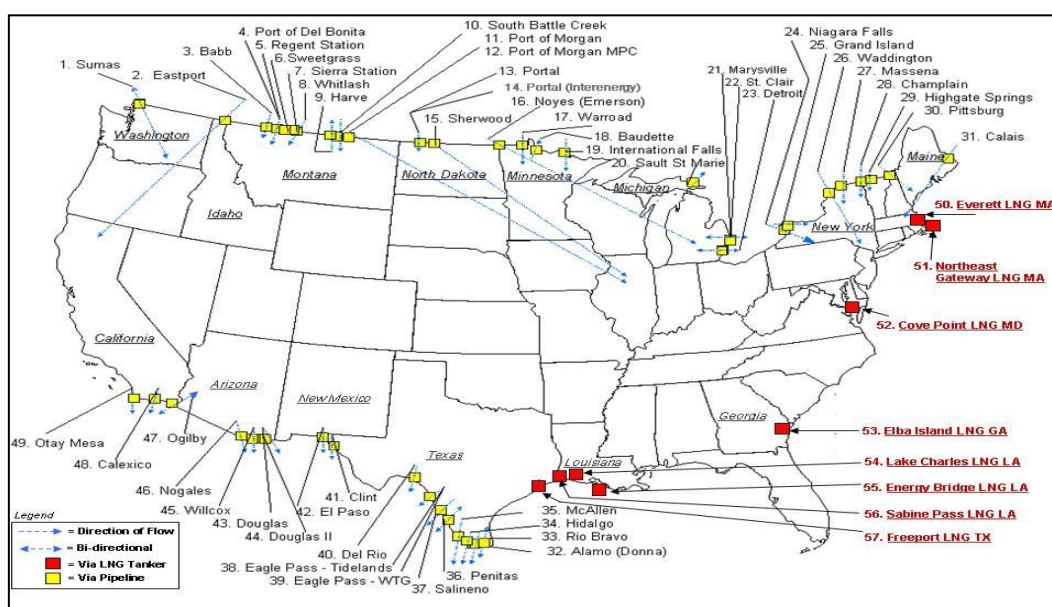


Figura 3.5: Localidades que permitem importação ou exportação nos Estados Unidos. Fonte: IEA (2015c).

O armazenamento subterrâneo

Na linha principal do sistema dos gasodutos, conectam-se o armazenamento subterrâneo e as plantas de regaseificação ou liquefação de GNL. São flexibilidades estratégicas para a segurança do sistema e que preservam o equilíbrio dos sistemas dos gasodutos, mantendo um volume adicional possível. Essas estocagens recebem o gás natural quando há sobra no sistema e injetam na malha nos momentos de alta demanda.

Os Estados Unidos têm a capacidade de estocar 4.091 bilhões de metros cúbicos de gás natural, em todas as tecnologias: 326 poços petrolíferos depletados e 43 aquíferos e cavernas de sal. A Tabela 3.5 indica os estados e os tipos de estocagem.

Tabela 3.5: Estocagem de gás natural nos Estados Unidos em bilhões de metros cúbicos (Bmc).

Estado	Campos Depletado		Aquífero		Cavernas de sal.	
	Quantidade	capacidade Total (Bmc)	Quantidade	capacidade Total (Bmc)	Quantidade	capacidade Total (Bmc)
Região central						
Colorado	8	42	0	0	0	0
Iowa	0	0	4	77	0	0
Kansas	18	116	0	0	1	1
Missouri	0	0	1	11	0	0
Montana	5	196	0	0	0	0
Nebraska	1	16	0	0	0	0
Utah	1	51	2	1	0	0
Wyoming	7	45	1	1	0	0
Total	40	466	8	90	1	1
Região Centro Oeste						
Illinois	11	52	18	249	0	0
Indiana	10	14	12	20	0	0
Michigan	43	641	0	0	2	2
Minnesota	0	0	1	2	0	0
Ohio	24	220	0	0	0	0
Total	88	927	31	271	2	2
Região Nordeste						
Maryland	1	17	0	0	0	0
New York	23	116	0	0	1	1
Pennsylvania	50	406	0	0	0	0
Virginia	1	1	0	0	2	4
West Virginia	32	251	0	0	0	0
Total	107	791	0	0	3	5
Região sudeste						
Alabama	1	8	0	0	1	7
Kentucky	20	89	3	7	0	0
Mississippi	5	51	0	0	3	32
Tennessee	1	1	0	0	0	0
Total	27	149	3	7	4	39
Região Sudoeste						
Arkansas	2	15	0	0	0	0
Louisiana	8	286	0	0	7	48
New Mexico	2	54	0	0	0	0
Oklahoma	13	194	0	0	0	0
Texas	20	365	0	0	14	78
Total	45	914	0	0	21	126
Região Leste						
California	12	266	0	0	0	0
Oregon	7	15	0	0	0	0
Washington	0	0	1	22	0	0
Total	19	281	1	22	0	0
Total nos EUA	326	3.528	43	390	31	173

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de IEA (2015c).

O Gás Natural Liquefeito (GNL)

Como já foi mencionado, os Estados Unidos são o maior produtor de gás natural, mas, devido a sua demanda, ainda importam gás natural liquefeito. Em 2014, as importações totalizaram 74,6 bilhões de metros cúbicos de GNL, com volume exportado de 1,7 bilhão de metros cúbicos.

As importações de GNL visam a atender às localidades isoladas, perto das fronteiras, nas quais o suprimento pode não ser viável por motivos técnicos e

econômicos. Normalmente, os volumes entregues a essas localidades são para o setor de transporte e residencial. Ademais, a tendência atual é de sempre ser necessária a importação de gás natural, para atender a um consumo marginal aos picos do consumo, principalmente o residencial, durante o inverno nos Estados Unidos.

Canadá e México são os principais exportadores de GNL (78,9 bilhões de metros cúbicos em 2013), enquanto os Estados Unidos exportaram 18,6 bilhões de metros cúbicos para o México. Porém, por meio da flexibilidade do modal marítimo, os Estados Unidos importaram, em 2013, de Trinidad e Tobago, da Noruega, do Qatar, do Iêmen e da Nigéria.

Com a oferta adicional proveniente do *Shale Gas*, há projeções dos Estados Unidos de se tornarem exportadores de GNL. A expectativa é de que, até 2040, eles exportem um volume aproximado de 100,5 bilhões de metros cúbicos.

O *Natural Gas Act* de 1938 foi alterado, ficando estabelecido que qualquer empresa que desejar importar ou exportar gás natural necessita de uma autorização do Departamento de Energia (DOE). O DOE analisará o impacto desta importação ou exportação e o seu efeito sobre a segurança energética, além de analisar as exigências que serão feitas aos países que não tenham acordo de mercado livre com os Estados Unidos.

Atualmente, existem dez terminais de GNL lá, muitos deles com projeção de se converter da regaseificação para a liquefação de gás natural. Também existem cerca de vinte terminais já aprovados pelo DOE para exportar GNL (IEA, 2014b; IGU, 2015).

3.2.6

Os desafios do gás natural nos Estados Unidos

A IEA declarou que estamos numa *Época de Ouro* do gás natural, devido à inclusão do gás natural proveniente do *Shale Gas* (IEA, 2011). Nesse contexto, estabelecem-se alguns desafios para a indústria americana: aumentar a produção, tornar-se uma grande exportadora e manter a sustentabilidade de seu mercado interno, além de necessitar desenvolver técnicas na produção do *Shale Gas* que minimizem ou extingam os danos com o meio ambiente.

Os próximos anos mostram-se promissores na indústria do gás natural nos Estados Unidos, ratificando, dessa forma, sua posição como um dos grandes mercados de gás natural mundial.

3.3

O mercado do gás natural asiático

A região asiática tem o terceiro maior mercado consumidor de gás natural do mundo, com 20% de todo o consumo global. O BP (2015) indica que existem dezesseis países maiores consumidores de gás natural da região asiática: Austrália, Bangladesh, China, Hong Kong Special Administrative Region (SAR), Índia, Indonésia, Japão, Malásia, Nova Zelândia, Paquistão, Filipinas, Singapura, Coréia do Sul, Tailândia, Taiwan e Vietnam. Existem outros países consumidores na região asiática, mas com uma demanda baixíssima de gás natural. O consumo de gás natural do Japão e da China entre 1964 e 2014 está indicado na Figura 3.6.

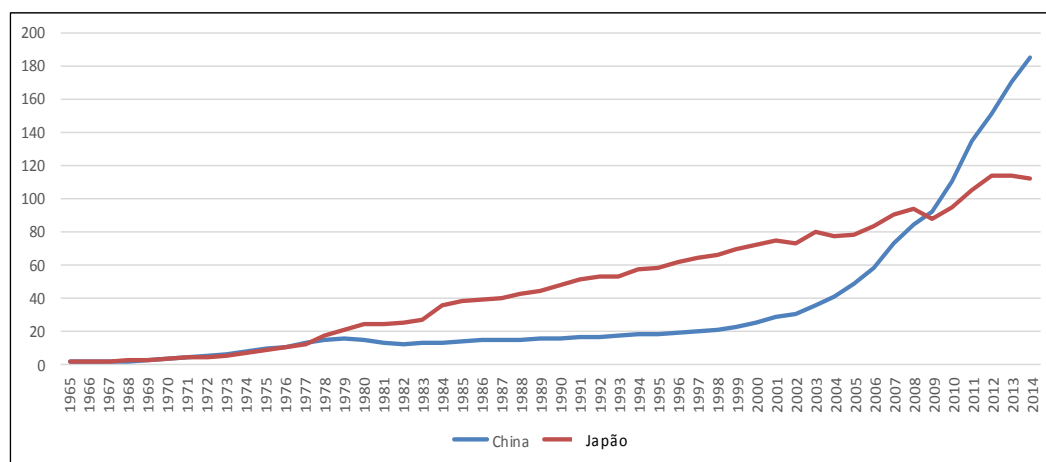


Figura 3.6: Consumo de gás natural do Japão e da China entre 1964 e 2014.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do *Statistical Review of World Energy* (BP, 2015).

Na Figura 3.6, pode-se observar que a China foi o maior consumidor de gás natural desde 2009, com consumo de 185,5 bilhões de metros cúbicos em 2015, e o Japão, o segundo maior, teve consumo de 112,5 bilhões de metros cúbicos (BP, 2015).

Apesar de a China ser o maior mercado consumidor do mundo, nesta seção será detalhado o mercado do gás natural japonês, por entender que ele é o mais representativo do mercado asiático, tendo em vista que suas características são mais próximas dos outros mercados mundiais, o que permite, dessa forma, uma melhor análise.

A curva histórica do consumo japonês e chinês, representada na Figura 3.6, demonstra que, em meados de 2008, o consumo chinês ultrapassou o japonês. Todavia, o Japão teve, durante 30 anos, um consumo de gás natural maior que o do mercado chinês, o que ratifica a maior representatividade do mercado daquele em relação ao deste.

Ademais, o Japão é membro da OCDE, organização que se caracteriza pela colaboração entre os países para a promoção de crescimento econômico e de estabilidade financeira.

3.3.1

O mercado japonês de gás natural

O Japão desenvolveu o seu mercado desde meados da década de 1960 (BP, 2015), ou seja, tem aproximadamente 55 anos de existência. É um longo tempo para o desenvolvimento e o crescimento do mercado, constituindo-se como o maior consumidor de gás natural da região durante trinta anos, entre 1978 e 2008 (BP-2015).

Ressalta-se que, devido à falta de recursos energéticos, o Japão se tornou o maior importador mundial de GNL, virando referência no contrato de preço de compra e venda de GNL na modalidade *spot*. Os contratos *spot* são contratos de uma transação pontual de compra de gás natural entre fornecedor e comprador, e são utilizados na compra no Japão e na Coreia do Sul (IGU, 2015).

Além da falta de recursos energéticos próprios e do contínuo investimento em plantas de regaseificação de GNL, existem outras características peculiares no mercado japonês, como os investimentos contínuos na infraestrutura (a malha de gasodutos não é integrada), a existência de um marco regulatório consistente que incentiva os investimentos, gerando segurança aos investidores, a ênfase em eficiência energética e a redução de emissões de gases estufa.

3.3.2

Suprimento de gás natural do Japão

Tradicionalmente, o Japão se caracteriza por ser predominantemente importador de energia, devido à grande escassez de fontes energéticas em seu território.

Apesar disso, o Japão produz uma pequena parte de seu consumo de petróleo e carvão. Em 2013, produziu, aproximadamente, 3% da sua demanda de petróleo, com uma produção de 0,22 bilhão de metros cúbicos e o consumo de 7,6 bilhões de metros cúbicos (IEAc, 2015). E, no caso do carvão, há uma produção de 0,7 milhões de toneladas de petróleo equivalente e um consumo de 126,5 milhões de toneladas de petróleo equivalente. Considerando-se que a prioridade é a diminuição dos gases do efeito estufa, encontra-se no Japão produção de energia elétrica por hidroelétricas e por fontes renováveis. A energia produzida por via das hidroelétricas é cerca de 19,8 milhões de toneladas de petróleo equivalente e, por via das fontes renováveis, cerca de 11,6 milhões de toneladas de petróleo equivalente (BP, 2015). Outra fonte fóssil, mas com baixo efeito estufa, é o gás natural. A produção japonesa é de 1,6 bilhão de metros cúbicos, no entanto, o consumo é de 127,2 bilhões de metros cúbicos.

Por conseguinte, a baixa produção de gás natural e a alta demanda do mercado consumidor levou o Japão a consolidar sua vocação importadora de GNL, energético do qual é o maior consumidor mundial. Entre 2004 e 2014, a importação cresceu 215% (BP, 2015) e a produção em relação ao consumo é cerca de 3,5%, em 2013 (IEA,2015c). Na Figura 3.7, podemos observar a estagnação da produção contra a elevação do consumo.

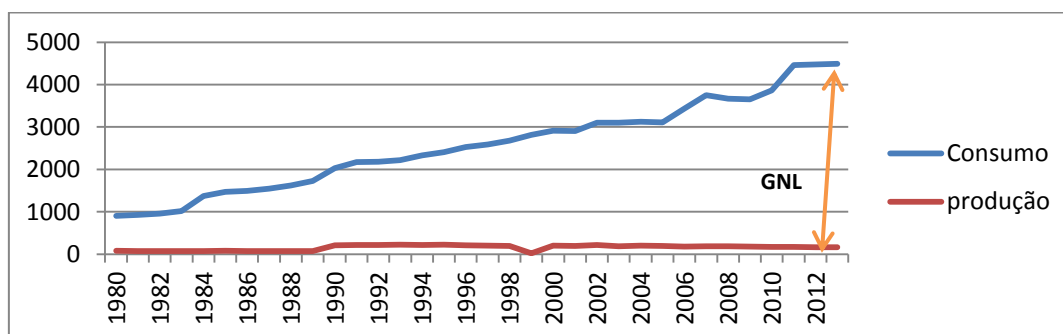


Figura 3.7: Consumo e produção japonesa entre 1980 e 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Statistical Review of World Energy (BP, 2015) e IEA (2015a).

O consumo de energia nuclear no Japão, em 2010, foi de aproximadamente 66,2 milhões de toneladas de petróleo equivalente. Esse consumo equivaleu à terceira posição de maior consumo mundial de energia nuclear em 2010, apenas atrás dos Estados Unidos e da França. Contudo, depois de 2010, a produção energética nuclear japonesa registrou uma queda vertiginosa, tendo sido finalizada a produção de energia nuclear no Japão (BP, 2015).

Essa queda é decorrência do grave desastre nos reatores nucleares da central nuclear Fukushima Daiichi, localizada na cidade de Okuma. O desastre aconteceu em março de 2011, quando houve um grande terremoto com magnitude sísmica de 9,0 na escala Richter, atingindo a costa do Japão e gerando um tsunami que ocasionou grandes danos nos reatores da central nuclear. O desastre abalou a estrutura da matriz energética japonesa devido ao imediato encerramento de 10 *gigawatts* de geração elétrica, por via nuclear. As outras centrais nucleares que não foram atingidas, gradualmente, foram desligadas.

Apesar disso, em julho de 2012, a central nuclear de Ohi, da *Kansai Electric*, reiniciou a produção nos reatores 3 e 4, representando a única geração de energia elétrica por centrais nucleares por mais de um ano. Mas esses reatores deixaram de produzir em setembro de 2013, resultando na suspensão de toda a geração nuclear no Japão, onde esse tipo de energia representava 27% da geração energética. Essa fonte era a menos onerosa na produção de geração de energia elétrica, e a segurança energética japonesa ficou extremamente abalada (BP, 2015; IEA, 2015c).

Para garantir a sua segurança energética, o governo japonês enfatizou a produção de energia por fontes renováveis e a diminuição da dependência do petróleo, com o desenvolvimento de tecnologias para reduzir a emissão de gases de efeito estufa e a melhoria do aproveitamento da energia das fontes fósseis. Como se pode observar na matriz energética do Japão (Figura 3.8), o petróleo representava, no ano de 2013, aproximadamente 40% da energia consumida pelo mercado japonês (EIA, 2015c).

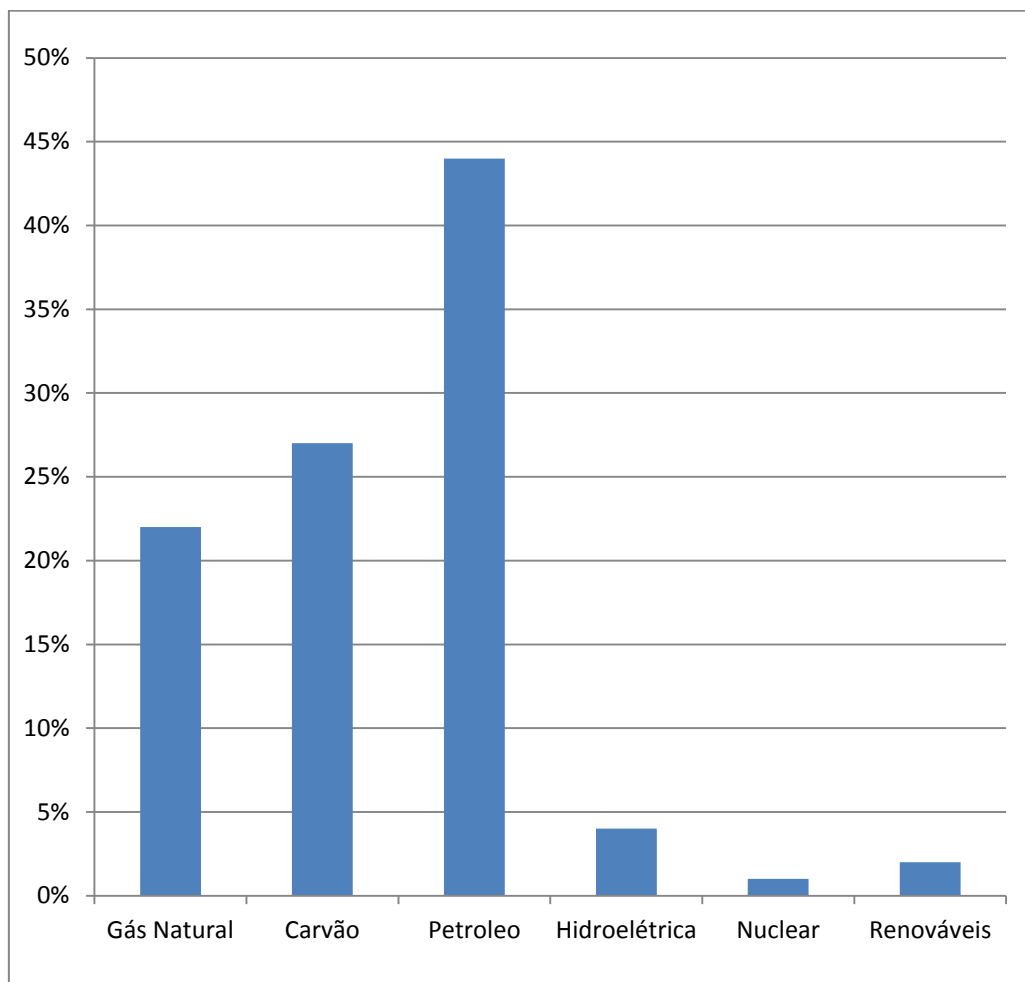


Figura 3.8: Matriz energética japonesa em 2013.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Statistical Review of World Energy (BP, 2014).

3.3.3

A infraestrutura do gás natural

O Japão tem uma série de facilidades, visando a permitir a grande importação de energético para atender ao seu mercado consumidor. Para o GNL, o Japão tem 24 terminais de gaseificação de grande porte, segundo indicado na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Os terminais GNL de grande porte em operação, com capacidade em milhões de tonelada por ano (MTA).

Nome do terminal	Ano de entrada em operação	Capacidade (MTA)	Proprietários
Negishi	1960	12	Tkyo Gas 50% . TEPCO 50%
Senoku	1972	15,3	Osaka 100%
Sodegara	1973	29,4	TEPCO 50% , Tokyo 50%
Chota LNG	1977	8	Chubu Electric 50% Toho Gas 50%
tobata	1977	6,8	Ktakyuhu LNG
Homeji	1979	13,3	Osaka 100%
Chita	1983	12	Chubu Electric 50% Toho Gas 50%
Higashi-Ohgishima	1984	14,7	TEPCO 100%
Nihonkai	1984	8,9	LNG 58,1% , Tohokui Eletric 41,9
Futtsu	1985	16	TEPCO 100%
Pyeong-Taek	1986	34,5	KOGAS 100%
Yokkaichi LNG Works	1987	7,1	Chubu Electric 100%
Oita	1990	5,1	Kyushu 100%
Yanai	1990	2,4	Chugoku 100%
Sodeshi Shumuzu	1996	1,6	Shizuika Gas 65% , Tonen General 35%
Kawagoe	1997	7,7	Chubu Eketric 100%
Ohgshuma	1998	6,7	Tokyo Gas 100%
Chita Nidirihamas	1887	8,3	Tokyo Gas 100%
Sakai	2005	2	Kansi Eletric 70% , Cosmo Oil 12,5% , Iwatani 12,5, Ube Industres 5%
Mizushima LNG	2006	1,7	Chugoku 50% JX Nippon 50%
Shikari LNG	2012	1,4	Hokkaido 100%
Joetsu	2012	2,3	Chubu 100%
Naoetsu	2013	2	Inpex 100%
Hibiki LNG	2014	3,5	Saibu 90% , Kyushu 10%

Fonte: Elaboração própria com base na IGU (2015).

O governo incentivou as empresas, com mecanismos financeiros e fiscais, a fazer parcerias em projetos de produção e liquefação em outros países, visando a atender ao mercado interno (Lam,200), como é possível observar na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Os terminais de liquefação com parceria de empresas japonesas fora do Japão, com capacidade em milhões de toneladas por ano (MTA).

País	Nome do terminal	Ano de entrada em operação	Capacidade (MTA)	Proprietários
Quatar	Ras gas I (T1)	199	3,3	Quatar Petroleum. Exxon, KOGAS, Itochu, LNG Japan
Quatar	Ras gas I (T2)	200	3,3	Quatar Petroleum. Exxon, KOGAS, Itochu, LNG Japan
Indonésia	Tangguh LNG T1	2009	3,8	BP, Mitsubysni, INPEX JOGMEC. JX Nippon, LNG Japan, Talisman Energy, Kanematsu
Indonésia	Tangguh LNG T2	2009	3,8	BP, Mitsubysni, INPEX JOGMEC. JX Nippon, LNG Japan, Talisman Energy, Kanematsu

Fonte: Elaboração própria com base na IGU (2015)

Os terminais de pequeno porte são instalados em locais estratégicos, nos quais não existe viabilidade técnica e econômica para instalação de um terminal de grande porte. Normalmente, funcionam como satélite, recebendo o suprimento de GNL do terminal de maior porte e constituindo um gasoduto virtual. Os terminais de pequeno porte estão indicados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8: Os terminais GNL de pequeno porte no Japão com capacidade em milhões de toneladas por ano (MTA).

Nome do terminal	Ano de entrada em operação	Capacidade (MTA)	Proprietários	Status
Sakaide	2010	0,7	Skikoju	Em operação
Yifutsu	2011	< 0,1	Japex	Em operação
Yoshinora	2012	0,5	Okinaw	Em operação
Kuhiro LNG	2015	0,5	Jx Nippon	Em construção

Fonte: Elaboração própria com base na IGU (2015).

O Japão é um país montanhoso, de grande tradição na indústria gasífera, e que tem sua malha de distribuição limitada e toda fragmentada. Além do fator geográfico, contribuiu para isso a regulação do setor do gás, que limitava a participação de investimentos no setor e da indústria do gás verticalizada. Com as reformas, em 1995 e 1999, o setor do gás expandiu, entrando novas empresas privadas e estabelecendo um mercado com maior concorrência. Houve incentivo às empresas japonesas para a construção de gasodutos de curta distância para integrar a infraestrutura de gás do país (IEA, 2015 e). A Figura 3.9 mostra a malha de distribuição japonesa.



Figura 3.9: A malha de distribuição japonesa.

Fonte: IEA (2015b).

Essa estruturação da nova regulação começou em 1995, liberando o investimento privado e possibilitando que 60% do gás comercializado ocorresse por livre negociação. Para aumentar a concorrência, em 2004, foi liberado o livre acesso, permitido que todas as empresas tivessem acesso livre aos gasodutos de distribuição. Além disso, criou-se a regulação para promoção do serviço de transporte (Farias, 2010).

Em suma, é importante destacar que os japoneses foram um dos primeiros na utilização do GNL, fator que contribuiu para que tivessem a posição de maior país consumidor de gás natural por alguns anos e, atualmente, para que fossem o maior consumidor de GNL de todo o mundo. Essa política energética foi resultante da escassez de fontes energéticas e da distância dos países produtores de gás natural, mostrando que o gás natural é uma fonte viável para compor a matriz energética japonesa.

4

O gás natural no Brasil

Para um crescimento econômico e social sustentável, o Brasil precisa fortalecer a sua matriz energética. Nesse contexto, o gás natural se apresenta como uma das alternativas que podem compor esse fortalecimento, gerando desenvolvimento e crescimento em um melhor alicerce (Tolmasquim, 2012) afirma que “a sustentabilidade econômica de um país é a sua capacidade de prover logística e energia para o desenvolvimento de sua produção, com segurança e em condições competitivas e ambientalmente sustentáveis”.

O Brasil precisa participar da “Era de Ouro” do gás natural, como é chamada pela Agência Internacional de Energia (AIE) (IEA,2011). Portanto, para poder participar dela, precisa-se analisar e planejar o que é necessário para ser agente ativo desse processo.

Analisando a cadeia brasileira do gás natural, é possível verificar que esse setor é pequeno e não maduro, quando comparado com outros países, como os Estados Unidos. O sistema de gasoduto é concentrado no litoral e o mercado é concentrado na região sudeste.

Assim, os desafios do setor no Brasil são interiorizar o uso do gás natural, buscar os melhores modais logísticos para poder aproveitar da melhor forma a grande promessa do pré-sal e fortalecer o crescimento da oferta e da demanda. Para vencê-los, é necessário um sistema regulatório claro e pró-ativo com a sociedade, de forma a sustentar o crescimento nacional.

4.1

As fontes de oferta de gás natural no Brasil

Atualmente, o Brasil é abastecido por gás natural de três fontes: gás de produção nacional (marítimo e terrestre), gás importado da Bolívia e gás natural liquefeito (GNL).

É bom observar que o gás nacional produzido no mar ou em terra é um gás majoritariamente rico, que contém várias frações pesadas de hidrocarboneto,

sendo necessário ser processado para separar e produzir o gás especificado dentro da resolução da ANP nº 16, de 17.6, 2008. A riqueza e a pobreza do gás são determinadas pela quantidade de propano (C_3). Acima de 7% em volume, é chamado de gás rico; abaixo, de gás pobre. As outras frações mais pesadas, como o etano (C_2), o GLP (C_3 e C_4) e a gasolina (C_5^+), que têm maior poder calorífico, sendo mais lucrativas do que o próprio gás processado, por terem maior Milhão de BTU por metro cúbico (Vaz e Maia, 2008). A gasolina natural (C_5^+) é a fração do gás natural com componentes com cadeia superior ou igual a cinco carbonos.

O gás importado boliviano e o GNL são apresentados na forma pobre, contendo basicamente metano (C_1) e baixas impurezas. Tal gás natural importado já passou por processamento em seus países de origem e atende à portaria da ANP, podendo ser adicionado à malha de gasoduto para o atendimento ao mercado.

4.1.1

A produção e a oferta de gás natural nacional

O início da produção de petróleo e gás no solo brasileiro foi em 1949, no Recôncavo Baiano. Nessa época, empresas privadas obtiveram autorização de exploração junto ao Conselho Nacional do Petróleo (CNP) (LUCCHESI, 1998). Contudo, em 1953, devido ao anseio popular de que o Estado deveria ter o controle do petróleo, surgiu a campanha “O Petróleo é Nosso”, motivadora da criação da Petrobras, na lei 2.004/53.

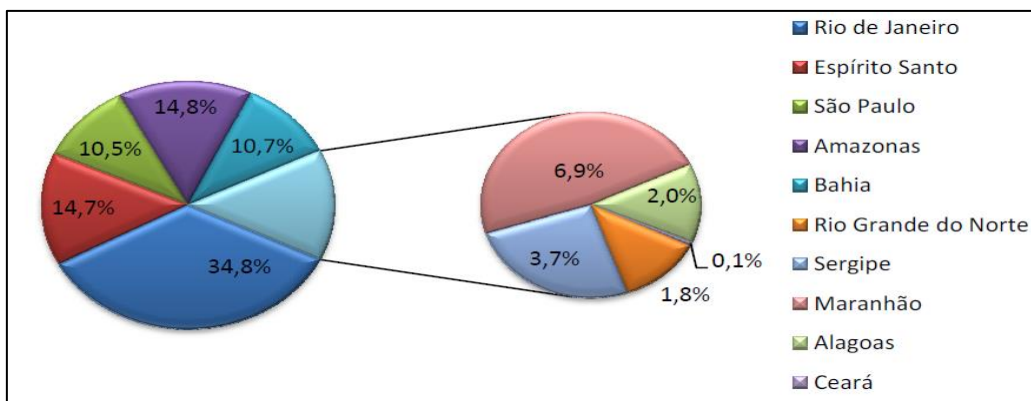


Figura 4.1 Distribuição da Produção de Gás Natural por Estado.
Fonte: ANP, 2014.

Um grande marco histórico da produção de gás nacional foi quando ocorreu a descoberta de gás na Bacia de Campos, sendo até hoje umas das maiores ofertas de gás no território nacional. A exploração dessa bacia começou no final de 1976 (LUCCHESI, 1998), porém várias outras descobertas aconteceram em vários estados do território nacional, como pode ser observado na Figura 4.1. Nota-se, nessa figura, que, dos 26 estados brasileiros, dez produzem gás natural.

A produção do gás nacional é, em grande parte, na forma associada ao petróleo. Essa característica pode ser observada na Tabela 4.1, que apresenta a produção de gás no Brasil entre dezembro de 2012 e dezembro de 2013, e na qual constata-se que 68% da produção eram referentes ao gás associado (GASA). Segundo Perico (2007), cerca de 70% do gás natural brasileiro é associado ao petróleo.

Tabela 4.1: A produção de gás natural em 2013 no Brasil.

MMm ³ /d	dez/12	jan/13	fev/13	mar/13	abr/13	mai/13	jun/13	jul/13	ago/13	set/13	out/13	nov/13	dez/13
GASA	52,1	51,8	51,4	51,4	50,9	50,5	51,8	50,2	50,2	51,7	51,4	52,4	53,3
GASN	24,1	24,0	25,2	25,8	23,8	24,3	28,1	28,3	26,8	26,4	21,4	26,7	28,3
Gás Total	76,2	75,9	76,5	77,3	74,7	74,9	80,0	78,5	77,0	78,1	72,9	79,1	81,6

Nota: GASA é o gás natural associado e GASN é o gás natural não associado ao petróleo.

Fonte: ANP, 2014.

O custo de produção do gás associado tem a tendência a ser menor do que o custo do gás não associado, uma vez que o investimento na exploração e na produção do gás associado pode ser rateado com o petróleo, dividindo parte dos investimentos em infraestrutura.

O petróleo tem uma remuneração bem maior do que o gás por ter um poder calorífico mil vezes maior, em volume (Perico, 2007). Poder calorífico é a quantidade de energia por unidade de massa liberada na queima de um determinado combustível (Bonfim, 2008). Quando a produção de gás é compartilhada com o petróleo, há uma redução substancial de seu custo de produção, tornando-a mais lucrativa. Em média, dois terços dos custos totais do

gás natural são provenientes dessa infraestrutura (Perico, 2007). Cabe ressaltar que o poder calorífico do gás natural em massa é maior que o do petróleo, porém, nos dutos, o transporte é realizado em volume.

Estrategicamente, os reservatórios de gás não associado podem ser mantidos fechados, por não serem tão lucrativos em relação aos de gás associado, esperando oportunidade técnico-econômica para seu aproveitamento. Tal prática pode ser considerada como uma forma de “*estocagem de gás*”, à espera de um momento mais rentável ou de um déficit na oferta face à demanda.



Figura 4.2: FPSO queimando gás.
Fonte: Petrobras (2009).

Parte do gás produzido é queimado nas plataformas, o que muitas vezes

pode ser entendido como desperdício. Na realidade, é uma operação que visa à segurança, pois, em certos momentos, é necessária a queima que ocorre em lugar seguro e em equipamento específico para esta operação, denominado *Flare*. Mesmo assim, o aproveitamento do gás natural produzido é de cerca de 90% (ANP, 2014). A Figura 4.2 retrata uma plataforma em operação de queima de gás.

Para suprir o crescimento contínuo da demanda do mercado, torna-se necessário um grande investimento em exploração, infraestrutura e desenvolvimento tecnológico. Somente dessa forma a produção pode ser crescente para conseguir atender ao mercado. Esse crescimento pode ser exemplificado com a quebra contínua de recorde de produção, como em junho de 2013, quando se superou a produção média do ano, tendo sido produzidos aproximadamente 80,0 MM m³/dia (ANP, 2014).

Outra operação usada para aumentar a produção nos poços é a reinjeção de gás (*gas lift*). Ela ocorre quando a pressão dos reservatórios está baixa, sendo necessário injetar parte do gás produzido nos poços para aumentá-la novamente. A finalidade de tal prática visa a aumentar a pressão no fundo do poço, tendo como consequência o aumento do diferencial de pressão em relação ao topo da coluna de produção e a promoção do escoamento do fluido. Ainda, existe um determinado volume que é utilizado internamente no sistema, como combustível de alguns motores de máquinas e equipamentos usados no processo de exploração e de produção.

A Tabela 4.2 informa as parcelas de gás natural de consumo interno, queima e reinjeção disponíveis em 2013.

Tabela 4.2: Distribuição da movimentação do gás natural em 2013.

Destinação	Em Mm³/d
Consumo Interno	10.646
Queima	4.334
Disponível	53.096
Injeção	13.500
Total	81.576

Fonte: ANP, 2014.

Nota-se que o gás queimado, o reinjetado e o de consumo interno são utilizados durante o processamento. Apesar desses volumes serem produzidos,

não contam como disponíveis para a venda, como podemos observar na Tabela 4.2.

4.1.2

A oferta do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)

A Bolívia possui 300 bilhões de reservas de gás natural provadas, o que representa a quarta maior reserva da América do Sul, sendo suplantada apenas pela Venezuela, pelo Brasil e pelo Peru (BP, 2013). É importante ressaltar que, na Bolívia, existe um elevado índice da população que vive abaixo da linha da pobreza (Meira, 2009). Dessa forma, o gasoduto Bolívia-Brasil faz-se muito importante para a economia local.



Figura 4.3: O traçado do GASBOL.
Fonte: Gás net (2005).

O projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) começou em 1996 e entrou em operação em 1999. Foi um marco no crescimento do mercado brasileiro de gás natural e transformou um mercado limitado às regiões próximas dos campos de produção em um mercado com difusão do gás mais afastado da fonte, principalmente na região sul do Brasil. O GASBOL mudou radicalmente a

política energética brasileira, que começou a buscar uma elevação do gás na matriz nacional (CNI, 2010). A Figura 4.3 mostra o traçado do GASBOL

O GASBOL tem uma extensão de 3.150 km, sendo 557 km do lado boliviano e 2.593 km do lado brasileiro. Ele começa na localidade de Rio Grande, na Bolívia, a 40 km da cidade boliviana de Santa Cruz de la Sierra, e seu fim é na cidade de Porto Alegre, no Rio Grande do Sul, atravessando cinco estados brasileiros. Segue da fronteira brasileira até a Refinaria de Paulínia (REPLAN), bifurcando-se ao sul até o Rio Grande do Sul e ao leste até Guararema, município de São Paulo (Santos, 2008).

Além disso, existe um ramal que parte do GASBOL para atender ao mercado de Cuiabá, em Mato Grosso do Sul. Uma das medidas para o fortalecimento da demanda e, por conseguinte, para aumentar o volume de gás escoado pelo GASBOL, inicialmente, foi oferecer um preço diferenciado do preço das outras regiões às companhias distribuidoras locais servidas pelo gasoduto.

Outros investimentos foram realizados na infraestrutura do GASBOL, como em dezoito estações de compressão, para manter a pressão de Rio Grande até Paulínia com 100 kg/cm², e de Paulínia até Canoas. Além disto, existem 44 estações de entrega às distribuidoras locais (CDL), onde é necessária uma quebra de pressão.

A viabilidade do projeto dependeu de acordos e contratos para garantir o investimento. O financiamento foi realizado por várias empresas, como a Petrobras, com capital próprio; as empresas proprietárias do gasoduto (Petrobras, British Gas, Shell, El Paso, Total e Enron); e as instituições financeiras (Securato, et. al., 2012).

Portanto, o contrato entre a Petrobras e *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFN) tem como base a compra no regime contratual e de *Take-or-Pay* (Ribeiro, 2009) de 80% do volume contratual, com duração até 2019. O volume transportado começaria com 8 Mm³/dia, passando para 16 Mm³/dia, podendo chegar a 30 Mm³/dia (CNI, 2010).

Para viabilizar o empreendimento e conferir segurança de recuperação do investimento às partes envolvidas, foram estabelecidas as cláusulas contratuais de *Take-or-Pay*. Na cláusula de “pegue ou pague” (*Take-or-Pay*), o comprador assume a obrigação de pagar por uma quantidade mínima de gás estipulado no

contrato, mesmo que o volume retirado seja menor do que o volume contratado. Dessa maneira, o comprador divide com o transportador o risco do investimento na infraestrutura de transporte, uma vez que ele garante receita ao longo da vigência do contrato, independentemente do volume retirado.

Existe, também, a possibilidade de garantia na cláusula de *Shipe-or-Pay*, que é um meio de o transportador assegurar a receita, pois obriga o contratante do serviço a pagar um valor mínimo pelo transporte. O contratante do serviço é obrigado a pagar ao transportador pelo transporte do gás natural, mesmo que este não seja transportado. Essa é a maneira mais comum de se pagar pela infraestrutura de transporte (Securato, et. al., 2012).

Para administrar o gasoduto do lado brasileiro, foi criada, em 18 de abril de 1997, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), com a responsabilidade de empreender a construção do lado brasileiro do gasoduto e ser a administradora do transporte e da comercialização do gás importado da Bolívia, sendo a Petrobras a sócia majoritária, com controle de 51% das ações. Para assumir a responsabilidade do lado boliviano, formou-se a empresa Gás-Transboliviano (GTB).

4.1.3

A oferta de gás natural liquefeito

Atualmente, existem três terminais de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), sendo eles: o da Baía de Guanabara (RJ); o de Pecém (CE), que opera desde 2009; e o da Bahia, que iniciou sua operação em janeiro de 2014.

O GNL é considerado a solução estratégica para o atendimento da flexibilidade da demanda do mercado termoelétrico brasileiro (Faria, 2010). São ofertados ao mercado 41 MM m³/dia de gás, sendo 20 MM m³/dia no Rio de Janeiro, 14 MM m³/dia na Bahia e 7 MM m³/dia no Ceará. Esse gás é injetado na malha que se estende do Ceará até Canoas, no Rio Grande do Sul, podendo atender a qualquer mercado intermediário entre esses estados.

O grande desafio é casar a chegada do navio de GNL ao momento do despacho termoelétrico. A compra de GNL é realizada no mercado *spot* com antecedência de cerca de oito dias. Essa incerteza obriga a contratação de uma

carga mais cara no mercado *spot* e, quando se percebe que ela não será mais necessária, ela é revendida ou cancelada.

Os terminais brasileiros de GNL têm uma concepção inovadora, pois a planta de regaseificação está localizada em cima dos navios. As Figuras 4.4, 4.5 e 4.6 mostram terminais de regaseificação operando, respectivamente, na baía de Guanabara (Rio de Janeiro), na baía de todos os Santos (Bahia), na baía Blanca (Argentina) e em Pecém (Ceará), utilizando procedimentos similares.

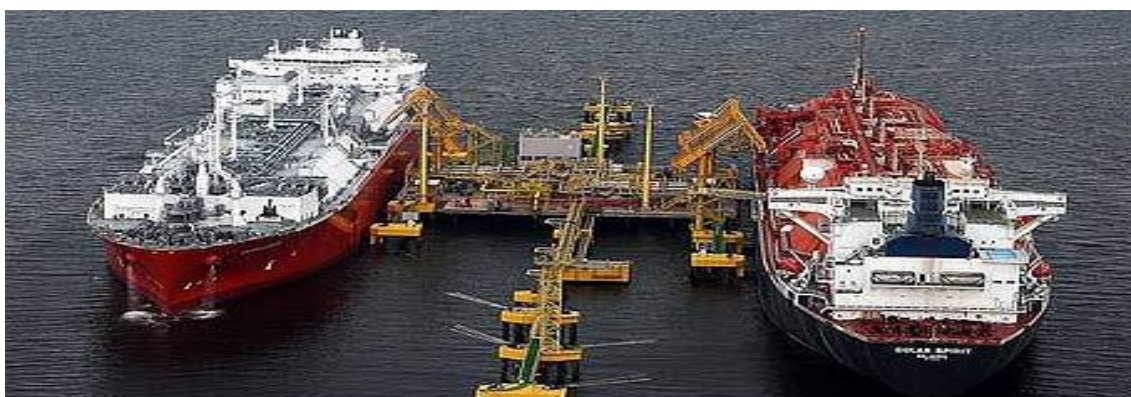


Figura 4.4: Terminal de regaseificação da Baía de Guanabara.
Fonte: Portal Fator Brasil (2015).

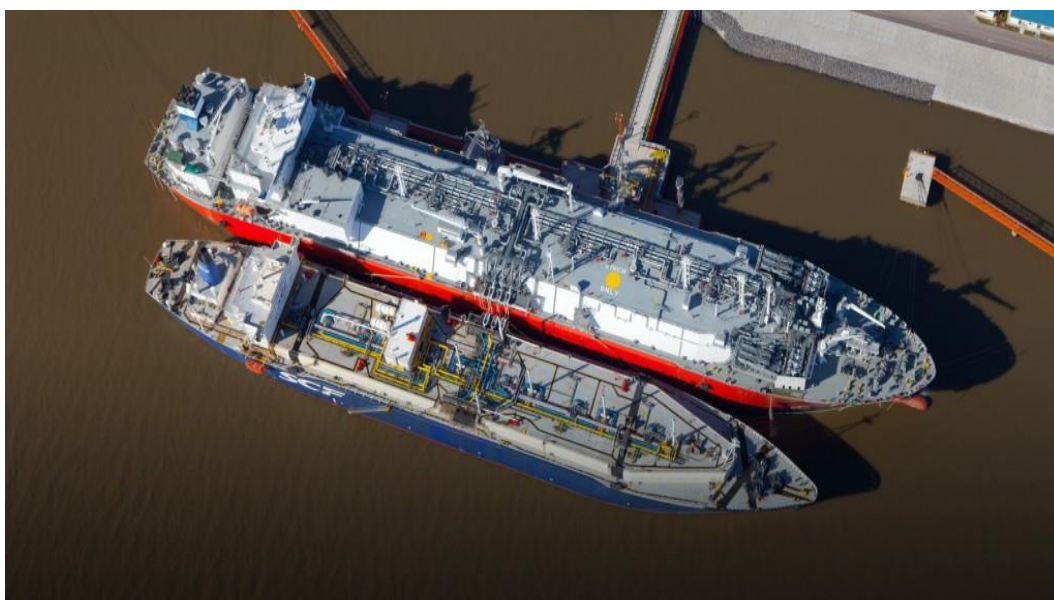


Figura 4.5: Terminal de regaseificação da Baía Blanca, Argentina, similar ao terminal da Bahia.
Fonte: Portal Marítimo (2015).



Figura 4.6: Terminal de regaseificação em Pecém, no Ceará.
Fonte: Petrobras (2008).

Por esse motivo, o investimento e o tempo do projeto são menores do que os projetos das plantas tradicionais de regaseificação em terra (*onshore*). Além de transformarem o gás líquido em gás no estado gasoso, os navios gaseificadores servem de armazenamento criogênico para o gás liquefeito e podem fazer o serviço de transporte de GNL. Navios especiais para transporte de líquido criogênico levam o GNL e normalmente são chamados de *Carrier*.

Grande parte da oferta mundial de GNL é proveniente de países com grandes reservas de gás natural, tais como Argélia, Austrália, Brunei, Indonésia, Líbia, Malásia, Nigéria, Omã, Qatar e Trinidad e Tobago (IEA, 2014_b). Os países que mais exportaram para o Brasil, em 2013, foram a Nigéria, Trinidad e Tobago, Noruega, Qatar, Argélia e Egito (BP, 2014).

4.2

A província petrolífera brasileira – o Pré-Sal

A descoberta de grande volume de petróleo e gás na camada do Pré-Sal foi um dos marcos da consagração da tecnologia brasileira em exploração em água profunda e ultraprofunda, apesar de ainda apresentar vários desafios técnicos, econômicos e logísticos. Considera-se que a água rasa corresponde a uma profundidade de 0 a 300 metros; água profunda, de 300 a 1.500 metros; e água

ultraprofunda, além de 1.500 metros (Petrobras, 2013).

O maior dos desafios é a utilização dos recursos advindos da sua exploração na área social. Há uma expectativa de que, em um horizonte próximo, essa riqueza brasileira possa ser mais um dos elementos de desenvolvimento e bem-estar para a população. Todavia, a experiência mundial tem demonstrado que a simples existência de uma riqueza natural não permite garantir que a sociedade que a possui usufrua ou se aproprie dos benefícios que dela podem ser gerados (Tolmasquim, 2012).

4.2.1

O que é o Pré-Sal

Para compreender o que é o Pré-Sal, Estrella (2011) define que são rochas aptianas, principalmente microbianas, de carbonatos heterogêneos, formadas, no período Cretáceo inferior, em um ambiente lacustre, entre 125 milhões e 112 milhões de anos atrás. Na escala de tempo geológico, o Cretáceo compreende entre 145 milhões e 65 milhões e 500 mil anos, aproximadamente. A Figura 4.7 mostra a heterogeneidade de carbonatos em rochas aptianas.



Figura 4.7: Perfil do carbonato nas rochas aptianas, mostrando a grande heterogeneidade.
Fonte: Estrella (2011).

Durante o período Cretáceo, existia, entre as placas americanas e africanas, uma pequena faixa de mar, conforme mostrado na Figura 4.8.

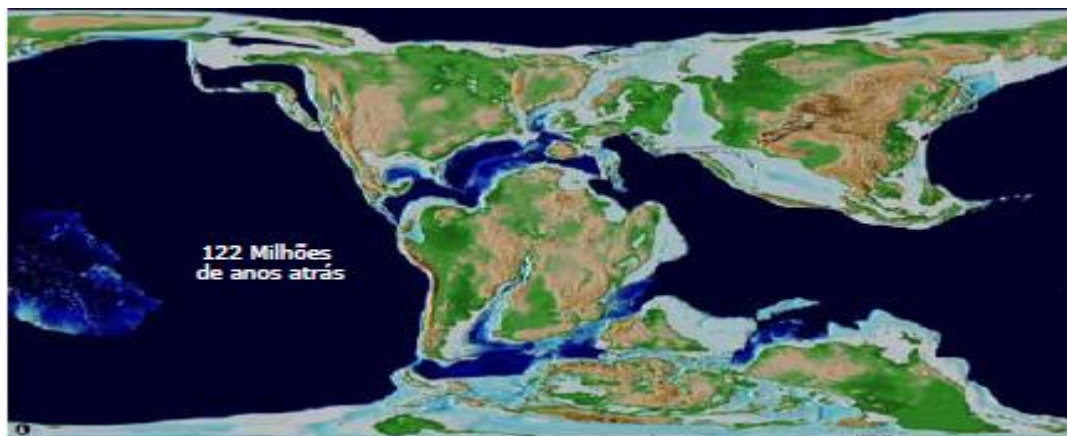


Figura 4.8: Da configuração da terra no período Cretáceo.
Fonte: Petrobras (2008).

Ao ocorrer a divisão dessas placas, essa área recebeu um grande volume de água marinha. Em virtude de elevadas temperaturas nesse ambiente, a água foi evaporada acarretando a formação de uma camada de sal sobre os sedimentos orgânicos (Câmara dos Deputados, 2009).

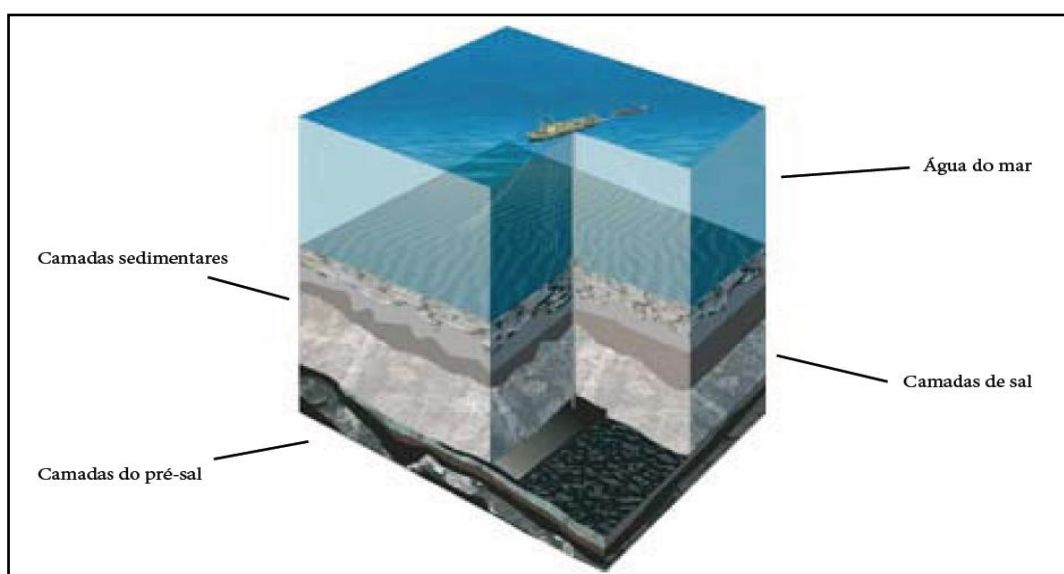


Figura 4.9: Perfil esquemático da camada do Pré-Sal.
Fonte: Câmara dos Deputados (2009).

Após a divisão dos continentes americano e africano, abaixo dessa camada de sal, formou-se um grande volume de petróleo e gás. As características de localização dessa camada de sal são:

- Profundidade da lâmina de água de 1.000 a 2.000 metros;

- Profundidade do subsolo do mar entre 4.000 e 6.000 metros;
- Espessura do sal variando entre 200 e 2.000 metros.

Portanto, antes de chegar a essa região, onde podem ser encontrados petróleo e gás, é necessário vencer vários desafios tecnológicos para utilizar uma riqueza com localização de difícil acesso.

Com a descoberta de petróleo e gás abaixo da camada de sal, localizada entre os estados do Espírito Santo e de Santa Catarina, incluindo as três primeiras descobertas na Bacia de Santos, as reservas de petróleo brasileiras comprovadas aumentaram de 14 para 33 bilhões de barris. Em dezembro de 2013, a produção de gás no Pré-Sal foi de 422,1 M de barris de óleo equivalente/dia (1 m³ equivale a 6,29 boe/dia) (ANP, 2014).

Todo o petróleo extraído do Pré-Sal vem associado ao gás natural, à água e a alguns contaminantes, como CO₂, H₂S e Hg. A separação dos contaminantes e a separação do óleo do gás ocorrem nos FPSO's (*Floating Production, Storage and Offloading*). A Figura 4.10 mostra um esquema de interligação dos poços ao FPSO.

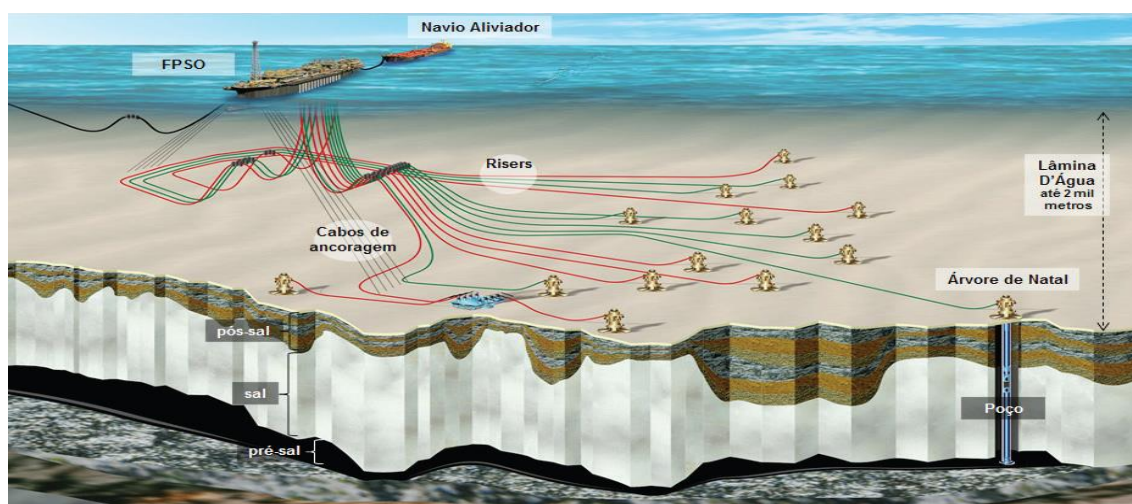


Figura 4.10: Esquema de interligação dos poços ao FPSO.
Fonte: Petrobras (2013).

Uma das vantagens na utilização de FPSO é a possibilidade de produção de vários poços simultaneamente. Os poços são interligados ao FPSO por meio de *Risers* flexíveis (Petrobras, 2013), como mostra a Figura 4.10.

O processamento primário do petróleo e do gás consiste em separar os compostos não desejados (CO₂, H₂S e água), que aumentam o volume a ser escoado, os investimentos logísticos e as dificuldades operacionais.

Em relação ao transporte do gás oriundo do Pré-Sal, um dos principais problemas ocasionados pela água consiste na formação de hidratos que dificultam o escoamento e, nos piores casos, inutilizam o gasoduto. O outro contaminante é o CO₂, cuja retirada é necessária pois, além de aumentar o volume a ser escoado, ocasiona severa corrosão. Portanto, sua retirada é a garantia da integridade estrutural das instalações logísticas para o escoamento.

Para não gerar emissão na atmosfera de CO₂, reconhecido por favorecer o efeito estufa, o gás é reinjetado nos poços depois de separado. Além do benefício ambiental, essa prática garante a manutenção da pressão no reservatório.

O escoamento do óleo e da água é efetuado por navios ou tubulação (gasoduto ou oleoduto). Os navios, denominados de aliviadores, têm a capacidade de transporte de até 1.000.000 de barris.

4.2.2

Logística de escoamento do gás natural no Pré-Sal

O transporte de gás natural rico, das plataformas da bacia de Santos até o litoral, para ser tratado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) é realizado por meio do modal dutoviário. Nesse caso, são utilizadas duas rotas para escoar a produção de gás do Pré-Sal. Por conseguinte, todas as plataformas de produção devem ser interligadas por dutos a uma dessas rotas para escoar sua produção.

- **Rota 1** – Essa rota já está em operação e consiste no gasoduto Tupi–Mexilhão, com a capacidade de transportar 10 milhões de metros cúbicos de gás dos campos do Pré-Sal até a plataforma de Mexilhão, onde mais 10 milhões do Pós-Sal são adicionados a essa corrente, totalizando 20 milhões de metros cúbicos de gás por dia. Em seguida, ele é levado para ser processado na Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), em Caraguatatuba/SP (Petrobras, 2013).

Devido às características operacionais, essa unidade não é capaz de operar somente com o gás do Pré-Sal, por causa da sua alta riqueza. Portanto, é necessário ser diluído com o gás do Pós-Sal para atingir nível de riqueza que esteja adequado para ser processado pela unidade em questão.

Essa foi a alternativa encontrada para redução do investimento, pois foi utilizada uma infraestrutura já existente, o gasoduto entre Mexilhão e UTGCA. Atualmente, essa unidade já processa gás do Pós-Sal.

- **Rota 2** – Essa rota entrou em operação em janeiro de 2016 e consiste no Gasoduto Cernabi-Cabiúnas, que tem a capacidade de 16 milhões de metros cúbicos de gás por dia. Tal gasoduto levará o gás até o Terminal de Cabiúnas (TECAB), em Macaé/RJ (Petrobras, 2013).

Para processar o gás escoado nessa rota, estão sendo construídas novas unidades a fim de reforçar a infraestrutura existente no TECAB, que já processava o gás da Bacia de Campos. São elas: uma unidade de remoção de mercúrio (URHg), duas unidades de remoção de CO₂ (URCO), uma unidade de tratamento de condensado de gás natural (UTCGN), uma nova unidade de processamento de gás natural (UPGN) e uma unidade de tratamento cáustico de GLP (UTC).

Os contaminantes CO₂ e Hg (mercúrio) são retirados do gás. O CO₂ é retirado parcialmente no tratamento primário nas plataformas, a fim de evitar problemas de congelamento. Já o mercúrio (Hg), mesmo em baixa concentração, pode causar fragilização de alguns equipamentos que contenham alumínio.

A produção total de gás advinda dos campos do Pré-Sal será de 46 Mm³/dia, quase a metade do gás consumido no Brasil. Esse volume poderia alavancar alguns projetos, como GTL (*Gas to Liquid*), fábricas de fertilizantes e produção de outros produtos, garantido o suprimento, o crescimento e a manutenção da indústria nacional de gás (Estrella, 2011).

4.3

O mercado de gás natural no Brasil

Os mercados de gás brasileiros são de dois tipos: térmico e não térmico, e o seu crescimento está relacionado ao aumento e às diminuições da oferta. Este

capítulo detalha o crescimento e ressalta os fatores políticos e técnicos do crescimento da demanda do gás.

4.3.1

A história do mercado de gás natural no Brasil

O GASBOL foi o primeiro grande marco da indústria de gás natural no Brasil. No começo, o gás boliviano seria para uso exclusivo do mercado não térmico, que ainda não era desenvolvido. Porém, para garantir fluxo de caixa ao produtor, o comprador teria de pagar um montante de volume de gás natural (pré-determinado em contrato), utilizado ou não.

Para assegurar esse escoamento, começou-se a vislumbrar o uso do gás para geração de energia, com as termelétricas a gás. Adicionalmente à vantagem de garantir escoamento, existe a diversificação da matriz, o que diminui a necessidade de geração hídrica, dependente das épocas de chuvas, dando maior segurança ao sistema elétrico e gerando mercado para o uso do gás (Tavares, 2013; Souza, 2010 e Mendes, 2006).

A necessidade de geração de energia elétrica devido à crise de fornecimento em 2000, gerando um racionamento compulsório de energia, foi um dos fatores decisivos para o uso de gás natural nas termelétricas. No combate a essa crise, o Governo Federal criou o Programa Prioritário de Termoeletridade (PPT) pelo decreto N° 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que estabelece:

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

I - Garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia;

II - Garantia da aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL;

III - garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos”.

O programa previa a construção de 55 termoeletricas até 2003, com incentivo contratual de utilização do gás por vinte anos, reajustado pelo índice do consumidor (Ribeiro, 2009).

Apesar dos investimentos previstos não terem sido plenamente realizados nas termoeletricas, houve um salto no consumo de gás. gerado pelo PPT, o que foi uma âncora para o crescimento do mercado de gás nacional e criou consumo e remuneração dos investimentos realizados no GASBOL.

Porém, no início de 2002, com a volta das chuvas na região sudeste do Brasil, ocasionando a recuperação dos níveis das hidroeletricas, o abastecimento do setor elétrico por geração hídrica de energia se restabeleceu. Cabe ressaltar que esse tipo de geração de energia (hidrelétrica) é menos oneroso (Tancredi e Abbudo, 2013 e Minuzzi et al., 2007). Por esse motivo, os projetos previstos pelo PPT foram abandonados ou desacelerados (Faria, 2010). Dessa forma, o sistema de geração de energia elétrica por termoeletrica é somente complemento da geração hídrica.

A geração hídrica é fonte de energia preferencial devido ao seu baixo custo em relação às outras fontes. Assim, os despachos das térmicas ficaram com intervalos longos e não previsíveis. Nesse contexto da não necessidade de operação das térmicas, pois os reservatórios das hidrelétricas estavam estáveis, começou uma sobra de gás no sistema, o que não garantia o escoamento do GASBOL. Esses fatores estimularam o governo brasileiro e a Petrobras na criação do Plano de Massificação do Gás, que visava o aumento do consumo não térmico.

O plano tinha como base uma série de incentivos aos consumidores não térmicos (industrial, comercial e veicular), como preço baixo e facilidades tarifárias nas conversões dos equipamentos que trabalhavam com outros energéticos para o gás natural (Ribeiro, 2009). O potencial do mercado de gás natural no país é muito elevado, mas o uso do gás natural como fonte de energia só interessa ao mercado se houver certeza de preços mais baratos e de que o governo vai apoiar a indústria nacional de equipamentos (Agência Brasil, 2003).

Não obstante, como essa política não teve um viés de longo prazo para o consumo e a produção do gás, ela também não foi capaz de se sustentar. Mostraram-se necessários uma melhor análise e um planejamento mais preciso, pois a oferta de gás natural da época não era suficiente para suprir o grande

aumento do consumo não térmico, e havia a obrigação de suprir o consumo térmico, o que deixou o mercado de gás natural prestes a se colapsar, ou seja, a não entregar o gás contratado aos mercados térmico e não térmico. Além disso, havia a incidência de altas penalidades que a Petrobras assumiria pela falta de suprimento das térmicas e o risco de quebrar a confiança da indústria do gás. Em pouco tempo, o Brasil passou de uma situação superavitária de gás nacional para uma situação deficitária da oferta de gás natural, gerando risco de não ter mais gás suficiente para todo o mercado (Ribeiro, 2009).

Tamanho risco tinha uma curiosa peculiaridade: a possibilidade de, em um momento, sobrar gás e, no momento seguinte, faltar. Isso ocorria por não haver previsão de necessidade dos despachos das termelétricas. O volume do gás para abastecimento de todas as térmicas tem de estar reservado para qualquer momento em que o Operador Nacional do Sistema (ONS) tenha a necessidade de complementar o sistema elétrico.

Devido a essa situação, em 2008, foi criado o Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangas), que tinha como metas iniciais a produção de 40 milhões de metros cúbicos até 2009 e a produção de 55 milhões de metros cúbicos até o final de 2010 (Martins, 2006). Para que se atingissem tais metas, foram feitos vários investimentos para aumentar a capacidade da produção e da infraestrutura, como a construção de novas unidades de processamento de gás (UPGN), o aumento da capacidade de processamento nas unidades já existentes, a construção de novos gasodutos e a construção de terminais aquaviários (ONIP, 2007).

Juntamente com as atividades do Plangas, outras foram executadas a fim de dar melhor flexibilidade ao suprimento de gás. Em 2009, foram instalados três terminais de GNL na Baía de Guanabara (RJ) e em Pecém (CE). Mais recentemente, no início de 2014, outro terminal, esse na Baía de Todos os Santos, foi construído, provendo um aumento da capacidade de regaseificação do terminal do Rio de Janeiro de 14 para 20 milhões de metros cúbicos de gás natural.

Atualmente, o país conta com a oferta de 41 MM/m³ de gás natural importado na forma de GNL (Petrobras, 2011). Esse gás é, principalmente, destinado a uso termoelétrico quando não há outra fonte disponível, devido ao seu elevado preço em comparação com os preços de outras fontes.

Para aquisição de GNL, existem vários tipos de contratos, mas os mais usuais são o *spot* e o de longo prazo. Com a incerteza de quando será necessário despachar o sistema térmico, na maioria das vezes, o país contrata o suprimento no *spot* com a opção de revender a carga.

Como o ONS pode pedir que as termoelétricas sejam despachadas a qualquer momento, sem um tempo adequado de comprar GNL, os navios transportadores ficam cheios, navegando, servindo como armazenamento de GNL, conferindo flexibilidade ao sistema (Lapip, 2007), a qual proporciona o tempo necessário para a compra de GNL no mercado internacional. Uma outra solução possível seria a estocagem do gás natural em cavernas de sal, em aquíferos ou em poços depletados, armazenando-o no momento em que sobra gás na malha de gasodutos e despachando-o no momento em que falta gás natural ao sistema. Contudo, o Brasil ainda não dispunha desses tipos de infraestrutura (Martins, 2012).

Com o Plangas, as malhas de gasodutos de transporte também receberam reforço na infraestrutura. O principal reforço foi a interligação das malhas do Sudeste com a do Nordeste, em razão do crescimento da oferta de gás na região Sudeste e o decréscimo da oferta na região Nordeste. Com isso, foi inaugurado, em 2010, o Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE) que interliga Catu (BA) com Cacimbas (ES). A Figura 4.11 mostra o mapa do GASENE.



Figura 4.11: Mapa do GASENE.
Fonte: ESTEIO (2015).

A extensão do GASENE é de 1.386 km, com uma capacidade para 20 milhões de metros cúbicos/dia. Essa ligação fez com que a malha se tornasse única, do Ceará até o Rio Grande do Sul.

Certamente, o mercado não térmico e o térmico tendem a crescer, portanto, é necessário que exista oferta para esse aumento. Em 2012, a Petrobras criou o PLANSAL (plano para construir a infraestrutura para o pré-sal, que prevê a implantação de novas instalações logísticas para o crescimento da oferta). A médio prazo, poder-se-á visualizar o acréscimo da oferta de gás oriundo do Pré-Sal.

4.3.2

A matriz energética brasileira do gás natural

Como já mencionado, o mercado de gás tem três características básicas: faz parte de uma indústria de rede (Mathias, 2008), é dividido por sub-regiões e o tem o crescimento da demanda interligado ao crescimento da oferta.

Pela análise do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2013, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o mercado brasileiro de energia é constituído de vários setores que são atendidos por várias fontes energéticas. Para poder comparar as diversas fontes de diferentes características (gasoso, sólido e líquido), o Balanço Energético Nacional converte os volumes dos combustíveis em calor (energia) utilizado por cada um. Os valores são apresentados em TEP (Tonelada equivalente de petróleo), e cada TEP é igual a $11,63 \times 10^3$ kWh.

A EPE divide o mercado em setores energético, comercial, público, residencial, agropecuário e industrial, os quais são subdivididos em subsetores. Para exemplificar, podemos utilizar o setor de transporte, que é subdividido em rodoviário, ferroviário, aéreo e hidroviário, e cada subsetor apresenta uma matriz energética própria. As fontes que compõem essas matrizes são: bagaço de cana, óleo diesel, óleo combustível, gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta, querosene, gás de coquearia, coque de carvão mineral, mineral/alcatrão, carvão de vapor, eletricidade e outras fontes derivadas de petróleo. Podemos destacar algumas peculiaridades de setores como o residencial, o agropecuário e o industrial, que utilizam lenha, e o setor agropecuário, que não utiliza o gás natural em sua matriz

A Tabela 4.3 apresenta a evolução da matriz energética brasileira entre 2003 e 2012.

Tabela 4.3: Matriz energética Brasileira por fonte entre 2003 e 2012, em tonelada de óleo equivalente.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total por Fontes	Crecimento entre 2003 e 2012	Matriz entre 2003 e 2012
DERIVADOS DE PETRÓLEO	80.343	82.946	83.954	85.893	89.740	92.654	92.573	101.480	107.124	113.091	929.798	42,82 %	1º
ELETRICIDADE	29.430	30.955	32.267	33.536	35.443	36.829	36.638	39.964	41.363	42.862	359.287	16,54%	2º
BAGAÇO DE CANA	19.355	20.273	21.147	24.208	26.745	28.695	28.445	30.066	27.313	28.391	254.638	11,73%	3º
LENHA	15.218	15.752	16.119	16.414	16.310	16.859	16.583	17.052	16.403	16.428	163.138	7,51%	4º
GÁS NATURAL	10.880	12.185	13.410	14.384	15.502	16.707	15.307	16.887	17.828	18.247	151.337	6,97%	5º
ÁLCOOL ETÍLICO	6.253	6.961	7.324	6.986	8.972	11.809	12.550	12.628	11.289	10.522	95.294	4,39%	6º
COQUE DE CARVÃO MINERAL	6.688	6.817	6.420	6.137	6.716	6.704	5.309	7.516	8.209	7.999	68.515	3,16%	7º
CARVÃO VEGETAL	5.432	6.353	6.248	6.085	6.247	6.209	3.970	4.648	4.803	4.646	54.641	2,52%	8º
OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	3.880	4.018	4.249	4.636	4.969	5.280	5.568	6.043	6.098	6.001	50.742	2,34%	9º
CARVÃO MINERAL	2.616	2.839	2.828	2.769	2.962	3.082	2.403	3.238	3.715	3.589	30.041	1,38%	10º
GÁS DE COQUERIA	1.259	1.342	1.329	1.289	1.387	1.198	1.200	1.434	1.491 AS	1.430	11.868	0,55%	11º
ALCATRÃO	212	224	197	198	203	187	187	238	224	216	2.086	0,10%	12º
Total de todas as fontes de energia											2171385		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de B.E.N. (2013).

Na Tabela 4.3, consta que, entre 2003 e 2012, o gás natural foi a quinta fonte de energia mais usada na matriz brasileira, com a participação de aproximadamente 7% da energia total consumida. As fontes mais utilizadas foram os derivados de petróleo, a eletricidade, o bagaço de cana e a lenha.

Na seleção da fonte de energia, são consideradas várias características técnicas, econômicas e de disponibilidade. Baseando-se nisso, pode-se supor que a utilização de lenha e bagaço seja decorrente da grande disponibilidade.

Observando a malha de gasoduto, basicamente litorânea, percebe-se que existe ainda um bom espaço no mercado brasileiro para o crescimento da utilização do gás natural na matriz energética.

A grande vantagem do gás natural é sua característica ambiental, pois apresenta menor impacto ao efeito estufa em relação às outras fontes de combustíveis fósseis. Comparando a mesma quantidade de energia produzida pelo óleo combustível e pelo gás natural, há redução de emissão atmosférica de CO₂ de

20 para 23%; quando comparados os combustíveis sólidos ao gás natural, há redução de 40% a 50% de CO₂ (Perico, 2007). Não se pode esquecer que a emissão de partículas para a atmosfera, a partir do uso de gás natural, é quase nula, característica não apresentada pelas outras fontes (como, por exemplo, o carvão).

No entanto, não é somente a característica ambiental que determina a utilização de uma fonte energética. A Tabela 4.4 mostra o crescimento da matriz energética brasileira entre 2003 e 2012 por setores.

Tabela 4.4: Consumo de gás natural por setor em tonelada de óleo equivalente.

	Energético	Comercial	Público	Residencial	Agropecuário	Transportes	Industrial	Total	%
2003	2.740	206	36	172	0	1.169	5.859	10.182	7,12%
2004	2.948	216	48	181	0	1.390	6.663	11.446	8,00%
2005	3.252	233	49	191	0	1.711	7.224	12.660	8,85%
2006	3.500	266	55	297	0	2.030	7.563	13.711	9,59%
2007	3.822	275	56	221	0	2.252	8.092	14.718	10,29%
2008	4.926	171	58	229	0	2.158	8.453	15.995	11,18%
2009	4.994	190	59	238	0	1.853	7.254	14.588	10,20%
2010	3.875	202	60	255	0	1.767	9.274	15.433	10,79%
2011	4.671	188	44	280	0	1.735	10.012	16.930	11,84%
2012	5.258	193	45	290	0	1.709	9.849	17.344	12,13%
Total	39986,0	2140,0	510,0	2354,0	0,0	17774,0	80243,0	143007,0	
%	27,96%	1,50%	0,36%	1,65%	0,00%	12,43%	56,11%		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados B.E.N. (2013).

Na Tabela 4.4, pode-se observar que o crescimento da energia derivada do gás natural, entre 2003 e 2012, foi de 27,96%, com uma taxa média de crescimento de 1% ao ano. Também é possível constatar que o setor que mais consome energia do gás natural é o industrial, seguido pelo energético. A soma do consumo desses dois setores é de 84 % do total (Negreiro,2013).

Visando a aumentar ainda mais a confiança no sistema, a Petrobras começou, em 2008, a oferecer aos grandes consumidores (setor industrial) dois tipos de contrato: o firme e o flexível. No contrato flexível, o consumo de gás poderia ser interrompido, em momento de déficit de gás, pelo despacho termelétrico. Porém, nesse caso, o consumidor tem como operar com um combustível alternativo. Para incentivar esse tipo de contratação, existe um desconto no preço. Segundo Mendes (2006, p. 18),

“O consumidor que compra um contrato interrompível tem que ter o *backup* para o caso de o contrato de fornecimento de gás ser interrompido. A quantificação do

custo de oportunidade e a possibilidade de acontecer a interrupção do fornecimento não são triviais e o resultado depende do perfil de risco do consumidor.”

Os diferentes tipos de contrato são (Ribeiro, 2009):

- Firme inflexível: esse tipo de contrato dá garantia de entrega ao consumidor em relação à quantidade mínima contratada.
- Firme flexível: nesse tipo de contrato, o consumidor tem um combustível alternativo ao gás natural por determinado período de tempo para manter suas operações. O suprimento do combustível alternativo fica ao encargo do fornecedor do gás natural.
- Interruptível: esse tipo de contrato é parecido com o firme flexível. A diferença é que, no interruptível, o suprimento do combustível alternativo fica ao encargo do consumidor.
- Preferencial: nesse tipo de contrato, o fornecedor é obrigado a providenciar o suprimento de gás. A interrupção ocorre apenas quando for desejo do cliente. Nesse caso, o suprimento de gás terá a garantia do gás natural oriundo do GNL, caso não haja mais disponibilidade de outra fonte.

A infraestrutura é projetada para atender a todos os consumidores. Os contratos oferecem flexibilidade de fornecimento e de infraestrutura, pois o volume de gás usado pela área industrial pode ser desviado para o atendimento energético. Assim, otimiza-se o sistema, não sendo necessário aumentar a infraestrutura para o atendimento térmico e industrial, uma vez que aquela que atenderia ao mercado industrial pode ser usada pelo gás utilizado nas térmicas, sem aumento do volume que escoaria nos gasodutos. Vale ressaltar que o despacho das termoeletricas acontece em tempo de seca, pois a preferência normal seria gerar energia por meio das hidroelétricas, onde o custo é menor em relação à geração por meio das termoeletricas a gás.

5

O gás natural não convencional

Os principais tipos de gás não convencional são o gás natural em depósitos de carvão CBM (*Coal-BedMethane*), o gás confinado (*Tight Gas*) e o gás do folhelho ou gás de xisto (*Shale Gas*). Esses, cuja ocorrência não está associada ao petróleo, têm se apresentado como alternativa energética em alguns países. O gás não convencional está presente em formações rochosas de baixa porosidade, com difícil acesso, requerendo tecnologias especiais de extração, diferentemente do gás convencional, cujas reservas estão em meio a rochas com suficiente permeabilidade para permitir que o gás flua (Gény, 2010; Gomes, 2011).

O gás não convencional tem a mesma composição química do convencional, sendo esta, basicamente, metano (CH₄), mas os seus reservatórios apresentam características incomuns, o que torna, atualmente, mais complexa a sua exploração, dado o conhecimento atual da indústria de gás.

5.1

A exploração do gás não convencional

O termo não convencional relaciona-se às características do reservatório de gás, que tornam complexa sua exploração econômica, dada a tecnologia atual e o nível de informação existentes, significativamente mais difíceis do que no caso dos reservatórios convencionais, nos quais a tecnologia é mais consolidada. Por esse motivo, uma fonte não convencional de gás natural pode, no futuro, vir a se tornar convencional em razão de mudanças/avanços tecnológicos (ANP, 2012; Gény, 2010).

CBM é o gás natural contido em depósitos de carvão e está presente em camadas profundas ou em quantidades pequenas, inviabilizando a extração comercial (Gény, 2010).

O *Tight Gas* refere-se essencialmente a um reservatório de gás não associado, que tem muito baixa porosidade e permeabilidade em relação ao habitual para reservatórios de gás de arenito. A baixa permeabilidade significa que

existe capacidade muito limitada para os hidrocarbonetos presos nas rochas fluírem, devido à falta de fraturas naturais nas rochas (Gény, 2010).

O folhelho é o gás natural em rochas sedimentares formadas há cerca de 300 a 400 milhões de anos, com grande quantidade de matéria orgânica. O gás de folhelho (*Shale Gas*) é o gás natural produzido a partir dessa formação rochosa, que funciona como reservatório de gás natural (ANP, 2012). No entanto, diferentemente do gás convencional, que migra das rochas onde foi formado, o *Shale Gas* fica aprisionado nelas, o que dificulta sua exploração, pois uma importante característica da rocha de folhelho é sua baixa permeabilidade, entre 0.01 e 0.00001 milliDarcy (1 Darcy = $1 \times 10^{-12} \text{m}^2$), impedindo o gás natural aprisionado de se movimentar facilmente (ANP, 2012; Gény, 2010). O milliDarcy é uma unidade de permeabilidade que mede a fluidez do líquido através de rochas.

A produtividade do *Shale Gas* é significativamente maior no primeiro ano de produção, pois parte do gás encontra-se livre na rocha e, inicialmente, é produzido a altas taxas. Contudo, o gás que está adsorvido, ou seja, está em poros no interior das rochas, é produzido lentamente, a baixas taxas, nos anos subsequentes. Observa-se um rápido declínio na produção do poço, entre 70 e 90%, já após o primeiro ano de operação, conferindo ao reservatório baixas taxas de produção por longos períodos (Gény, 2010; ANP, 2012).

O *Shale Gas* encontra-se em grandes profundidades e suas formações prolongam-se por vários quilômetros de extensão. Para atingir essas camadas no subsolo, é necessário realizar a perfuração horizontal e a fraturação hidráulica (*hydraulic fracking*) (ANP, 2012, Holland, 2010).

O *Shale Gas*, além de ser uma alternativa energética, possui um elevado teor de etano em sua composição, o qual permite a obtenção de resinas poliméricas, de forma competitiva, atraindo investimentos também nessa área (ANP, 2012).

A base tecnológica responsável pelo aumento no volume de produção do *Shale Gas* consiste no fraturamento hidráulico e na perfuração horizontal. O primeiro é um método de estimulação e de injeção de fluidos na rocha com pressão superior à de fechamentos da fratura, provocando uma rede de fissuras por onde o gás natural pode fluir até o poço. Cada componente serve a um propósito, mas, de forma geral, consiste na mistura de fluidos à base de água para

fraturamento e aditivos redutores de fricção, os chamados *slick-water*. A combinação dos compostos químicos permite manter a pressão necessária para criar as fissuras e mantê-las abertas (Holland, 2010; ANP 2012).

A fraturação hidráulica é usada para gerar maior permeabilidade, permitindo, assim, que o gás flua mais facilmente. Tal processo não é novo, uma vez que tem sido usado há décadas nos EUA. A primeira aplicação comercial de fraturamento hidráulico na produção de petróleo e gás ocorreu em Western Kansas, nos EUA, em 1947, quando foram utilizados os excedentes do Napalm da Segunda Guerra Mundial como fluido de fraturamento.

Atualmente, existem diferentes fluidos utilizados na fraturação hidráulica para exploração do gás não convencional. A perfuração horizontal consiste na perfuração vertical do poço até determinada profundidade, a partir da qual o ângulo de perfuração segue para 90° em relação à posição vertical, segundo exemplificado na Figura 5.1. Dessa forma, permite-se que uma maior área do reservatório fique exposta aos equipamentos de extração (Gény, 2010; Holland, 2010; ANP, 2012).

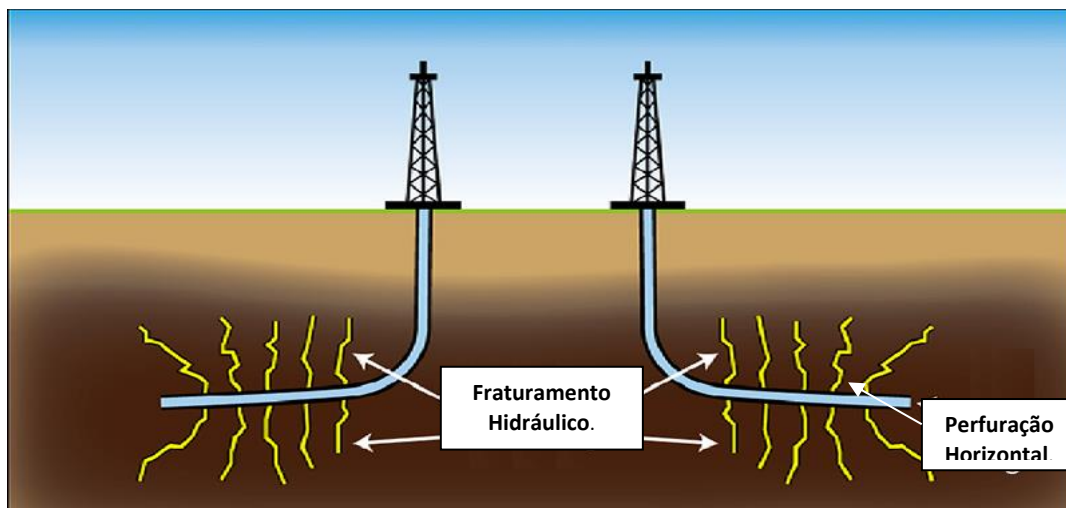


Figura 5.1- Ilustração da exploração ocorrência de *Shale Gas* no subsolo e técnica de fraturamento hidráulico.

Fonte: Energy gov (2016).

A aplicação combinada das duas técnicas (fraturação hidráulica e perfuração horizontal) e os ajustes feitos na composição dos fluidos usados para fraturamento hidráulico permitiram o significativo aumento nos volumes de gás

natural extraído dos reservatórios. A inovação ocorreu na forma de aplicação da tecnologia e não na sua invenção (Gény, 2010; Holland, 2010; ANP, 2012).

5.2

Os impactos do *Shale Gas* no mercado

Em uma época de declínio mundial da produção de gás convencional e crescente demanda, a produção desse a partir de fontes não convencionais representa uma alternativa para compor a matriz energética em alguns países. Por esse motivo, sua exploração torna-se um tema cada vez mais debatido. As inovações tecnológicas que levaram ao aumento da exploração do *Shale Gas* têm sido consideradas a grande inovação na área de energia do século (Gény, 2010; ANP, 2012; Holland, 2010).

Espera-se que o desenvolvimento de projetos de gás não convencional venham nas próximas décadas afetar significativamente o mercado de gás. Na América do Norte, esse processo já está acontecendo. Os recursos de gás não convencional podem ser encontrados em muitas partes do mundo em abundância e de forma não concentrada, inclusive em regiões onde há pouco volume de gás convencional (Gény, 2010; ANP, 2012; Holland, 2010), como pode ser visto na Tabela 5.1.

O uso do gás não convencional como uma fonte de fornecimento de gás nos EUA não é recente, mas permaneceu marginal ao longo de décadas. O primeiro poço foi perfurado no final da década de 1820 (Gény, 2010). Em 1980, já havia produção comercial, mas o ritmo de desenvolvimento dos reservatórios não convencionais progrediu de forma lenta. Foi somente a partir de 2006 que houve uma intensa aceleração da produção de gás não-convencional. Por conseguinte, em 2010, esse tipo de gás respondeu por mais da metade (56%) da produção total dos EUA (Gény, 2010).

Tabela 5.1: Estimativas de reserva de gás natural convencional e reserva do *Shale Gas* (Gás de Folhelho) teoricamente recuperáveis, em trilhões m³, por países.

País	Reserva de gás natural convencional comprovadas	Reserva de gás folhelhos teoricamente recuperáveis,
EUROPA		
França	0,01	5,1
Alemanha	0,18	0,23
Holanda	1,39	0,48
Noruega	2,04	2,35
Reino Unidos	0,25	0,57
Dinamarca	0,06	0,65
Suécia	-	1,16
Polônia	0,16	5,29
Turquia	0,01	0,42
Ucrânia	1,10	1,19
Lituânia	-	0,11
Outros	0,08	0,54
AMERICA DO NORTE		
Estados Unidos	7,71	24,4
Canadá	1,76	10,98
México	0,34	19,28
ASIA		
China	3,03	36,1
Índia	1,07	1,78
Paquistão	0,84	1,44
OCEANIA		
Austrália	3,11	11,21
AFRICA		
África do Sul	-	13,73
Líbia	1,50	8,21
Tunísia	0,07	0,51
Argélia	4,50	6,54
Marrocos	-	0,31
Saara Ocidental	-	0,2
Mauritana	0,03	
AMÉRICA DO Sul		
Venezuela	5,06	0,31
Colômbia	0,11	0,54
Argentina	0,38	21,91
Brasil	0,37	6,4
Chile	0,10	1,81
Uruguai	-	0,59
Paraguai	-	1,76
Bolívia	0,75	1,36
total do Mundo (Trilhões de m³)	35,44	187,46

Fonte: ANP (2012).

Vários fatores estruturais têm apoiado esse rápido crescimento, como as vastas reservas de gás não convencional, o amplo espaço geográfico que permite a perfuração de grandes áreas e a redução das reservas convencionais para a escala de produção de gás (Gény, 2010). Além disso, regulação e incentivos governamentais têm apoiado essa expansão.

Nos EUA, os recursos do *Tight Gas*, do CBM e do *Shale Gas* têm seguido caminhos diferentes de desenvolvimento. Todos esses tipos de gás não-convencional podem ser competitivos se comparados ao convencional. No entanto, observa-se uma tendência de declínio da produtividade do *Tight Gas*, em parte devido ao aumento do seu custo marginal. Enquanto isso, estima-se que a produção de *Shale Gas* vá continuar a crescer, devido ao fato de que a tecnologia usada ainda tem espaço considerável para aumentar os fatores de recuperação e reduzir os custos de perfuração (Gény, 2010; Carestiato, 2014).

A tendência é que o gás não convencional mudará o mapa de energia a longo prazo. Os projetos nessa área têm potencial para afetar significativamente o mercado de gás mundial no futuro, como já ocorre nos EUA. O aumento da produção de gás não convencional e, em particular, do *Shale Gas*, foi a maior revolução no panorama energético norte-americano desde a Segunda Guerra Mundial e transformou, a curto e a médio prazos, as perspectivas para as importações de GNL, surpreendendo a todos, especialmente por esse tipo de gás ter se tornado competitivo, em termos de custo, em tão pouco tempo (Gény, 2010).

Atualmente, os Estados Unidos são os maiores produtores de *Shale Gas*, tendo, em 2010, produzido 611 bilhões de metros cúbicos, 19,3% da oferta mundial. Embora uma parcela significativa tenha sido de fontes convencionais, *onshore* e *offshore* (52%), as fontes não convencionais vêm assumindo importância crescente (48%), em especial o *Shale Gas*, que representou 23% da produção interna dos EUA naquele ano. O aumento da produção ocasionou a queda no preço do gás em torno de 17% no período entre 2008 e 2013. Em menos de quatro anos, os EUA passaram de um importante importador de gás para uma situação de quase autossuficiência em produção de gás devido ao não convencional. As importações líquidas diminuíram 17,6% entre 2004 e 2009. O rápido crescimento da oferta provocou a queda acentuada dos preços nesse mercado e consolidou o descolamento da tendência, até então observada, dos preços do *Henry Hub*, o qual era um importante índice de preço de referência mundial poucos anos atrás (ANP, 2012)

A Figura 5.2 informa o comportamento dos preços de gás natural no mercado *spot* (*Henry Hub*) nos Estados Unidos entre 2000 e março de 2015.

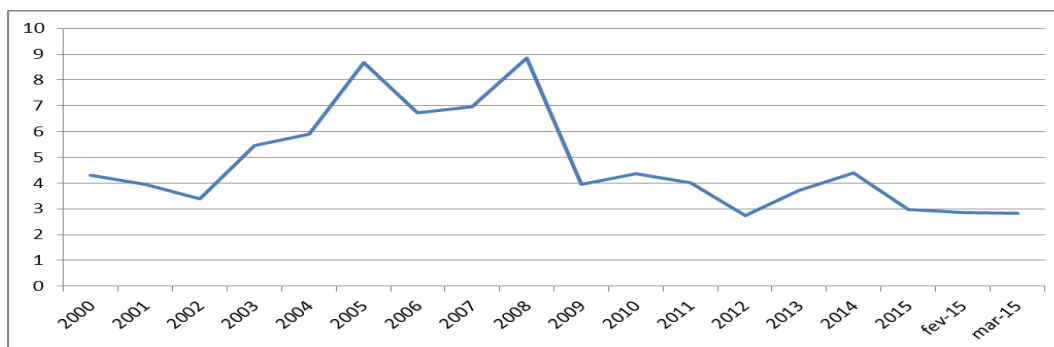


Figura 5.2: Comportamento dos preços gás natural no mercado *spot* (*Henry Hub*).
Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EIA (2015)

Observa-se que os preços do gás natural no mercado dos EUA têm se mantido desde 2008. Esse padrão de comportamento tem como principal fator explicativo a produção de gás não convencional nos últimos anos, em especial o *Shale Gas*. Os preços do gás passaram do patamar médio de US\$6-8/MBTU, com picos de até US\$13/MBTU entre os anos de 2004 e 2008, para o nível de US\$3-5/MBTU entre 2009 e 2011. Em 2011, o valor médio do gás natural no *Henry Hub* foi de US\$3,99/MBTU. A expectativa é de que os preços do gás natural no mercado norte-americano caiam ainda mais, situando-se no patamar de US\$3,35/MBTU (ANP, 2012; Gény, 2010).

No entanto, cabe ressaltar que, em parte, a redução do preço do gás nos EUA pode ter sido ocasionada por fatores externos, como a crise econômica mundial que se iniciou em meados de 2008 e as temperaturas amenas, que geraram menos demanda, no caso da redução adicional de 2011. Porém, talvez essa expectativa não seja verdadeira, pois, em março de 2015, o valor era de US\$2,83/MBTU (IEA), menor do que o preço ocasionado pela crise econômica supracitada.

Existe, ainda, a expectativa de que, no futuro, o descolamento dos preços do gás nos EUA se estabilize, pois há uma tendência de que a oferta diminua, devido aos novos projetos de algumas plantas de regaseificação que estão se convertendo para plantas de liquefação. Dessa forma, o país poderá exportar o excedente de gás natural na forma de GNL, mudando sua posição de importador para exportador (ANP, 2012).

5.3

O impacto do *Shale Gas* sobre o meio ambiente

O *Shale Gas*, assim como outras fontes de gás não convencional, tem enorme potencial para ampliar a participação do gás natural na matriz energética mundial. O sucesso da exploração nos EUA vem atraindo a atenção de diversos países interessados em ampliar sua produção de gás natural. Além disso, também há enorme potencial de exploração desse tipo de gás fora dos EUA.

Como pode ser visto na Tabela 5.1, que contém as estimativas mundiais de reservas de *Shale Gas* em vários países, apesar das estimativas de reservas fora dos EUA serem significativas, sua exploração em larga escala ainda pode estar longe de se instalar para além da América do Norte, inclusive no Brasil (Gomes, 2011; Geny, 2010; ANP, 2012).

Como fator que dificulta a expansão da produção do *Shale Gas* fora dos EUA, destaca-se o desconhecimento das técnicas utilizadas na exploração de tal recurso, como as incertezas referentes aos impactos do uso em larga escala da técnica de fraturamento hidráulico e seu impacto ao meio ambiente, particularmente em função do desconhecimento dos impactos gerados por estes compostos químicos utilizados no processo (ANP, 2012; Gény, 2010).

Em função do pouco interesse que despertava até recentemente, mesmo as informações geológicas sobre esse recurso são muito incertas, de forma que se tem pouco conhecimento sobre o potencial, a qualidade e a localização dos melhores pontos para sua exploração. Essa situação é bem diferente da verificada nos EUA. Deve-se ressaltar que, durante um período de vinte anos, estudaram-se, lá, as áreas e seus potenciais para a exploração do *Shale Gas*, e, durante esse período, foram realizadas milhares de perfurações com o intuito de aprimorar o conhecimento sobre as melhores áreas para a produção do *Shale Gas*, o que provavelmente deverá ser feito nas outras áreas do mundo potencialmente ricas em *Shale Gas*, para que se atinjam resultados de produção competitivos no mercado de gás natural (ANP, 2012, Gény, 2010, Gomes, 2014).

Apesar das limitações elencadas, o interesse na exploração do *Shale Gas* fora dos EUA é grande, particularmente em razão do potencial para aumento da oferta de gás natural e dos benefícios ambientais derivados da ampliação da

utilização de gás natural em relação a outras fontes fósseis de energia, como o carvão e o petróleo, e também por razões de segurança energética. Ao contrário das reservas de gás convencional, que estão concentradas geograficamente, as reservas de *Shale Gas* estão distribuídas de forma mais diversificada (Gény, 2010; ANP, 2012).

No entanto, há algumas preocupações sobre as perspectivas de crescimento do gás não convencional na América do Norte, entre as quais estão a sustentabilidade do modelo de operação atual, com destaque para o seu impacto sobre meio o ambiente, e a rentabilidade a longo prazo.

A produção dos Estados Unidos, nos últimos anos, tanto do *Shale Gas* quanto do *Tight Gas*, ao mesmo tempo em que vem provocando uma verdadeira revolução energética no país, enfrenta oposição devido aos impactos ambientais da exploração (Carestisto, 2014 e Ordonez, 2014).

Os opositores que questionam a sustentabilidade das tecnologias para a exploração dos gases não convencionais têm motivos razoáveis para preocupação. A produção de *Shale Gas* usa um volume elevado de energia e água, e pode causar poluição de várias maneiras. Uma preocupação é a possível contaminação dos aquíferos por metano e por fluidos usados no fraturamento. Além disso, a produção em larga escala do *Shale Gas*, mesmo nos EUA, ainda é bastante recente (ANP, 2012; Holland, 2010).

Outra preocupação é que grandes quantidades de metano, um poderoso gás de efeito estufa, pode ser emitido durante todo o processo de exploração e produção. Alguns também temem que o fraturamento possa induzir terremotos, especialmente depois que foi estabelecida uma ligação a cinquenta pequenos tremores no norte da Inglaterra em 2011. Em alguns países europeus, o desenvolvimento dessa tecnologia tem sido abandonado devido a tais preocupações. Há, ainda, muita incerteza sobre os impactos ambientais resultantes da utilização em larga escala do fraturamento hidráulico (ANP, 2012; *The Economist*, 2012).

O desconhecimento da sociedade e do governo sobre a composição química dos aditivos, tratados como segredo industrial, acrescenta motivos a essas preocupações. Devido a essas incertezas, alguns países têm imposto restrições à utilização dessa técnica, como a França, que, em 2011, banuiu a utilização do

fraturamento hidráulico na exploração do *Shale Gas* no país (ANP, 2012; *The Economist*, 2012).

5.4

A regulação e as perspectivas no Brasil

A Resolução da ANP Nº 21, publicada no Diário Oficial da União, em 11 de abril de 2014, define o procedimento e os requisitos a serem cumpridos para exploração e produção do gás não convencional através da técnica do Fraturamento Hidráulico. Com essa resolução, fica evidente a preocupação do ente regulador com os impactos ambientais da nova tecnologia, principalmente no que se refere à poluição dos corpos hídricos e à possibilidade de ocorrência de eventos sísmológicos.

Segundo a Resolução Nº 21, de 2014, ao desenvolver o projeto de Fraturamento Hidráulico, o operador deverá garantir a proteção dos corpos hídricos e dos solos da região (art. 4º), com aprovação condicionada à apresentação de licença ambiental com autorização específica (art. 8º, inciso I) e a estudos e avaliações de ocorrências naturais e induzidas sísmicas (inciso VI). Além disso, deverá ser feita uma simulação das operações de fraturamento, com utilização das melhores práticas de engenharia – padrão utilizado nos EUA (art. 12). Uma das exigências previstas na resolução é fazer o revestimento ao longo de todo o poço até atingir a rocha reservatório, o que, muitas vezes, num poço terrestre convencional, não é feito. Outra exigência é que a petroleira terá de fazer o levantamento de todos os sistemas aquíferos existentes na região ao longo de um raio de um quilômetro do poço (Dantas, 2014; O Globo, 2014).

A legislação em questão preenche uma lacuna regulatória de uma questão de grande relevância nacional, dado que a atividade de fraturamento hidráulico tem recebido muitos questionamentos quanto aos seus impactos ambientais, principalmente nos países europeus. As atividades e pesquisas, embora incipientes, devem ser gradativamente incorporadas na indústria nacional, ainda que se espere uma incorporação lenta no Brasil, devido à disponibilidade de outras fontes e até mesmo à falta de conhecimento tecnológico, incluindo as informações geológicas e as informações sobre a tecnologia de Fraturamento

Hidráulico. Gomes (2011), em sua dissertação de mestrado, avaliou o contexto do mercado nacional de gás natural e o *Shale Gas* e concluiu que dificilmente o *Shale Gas* terá função importante no mercado nacional de gás. Isso se deve a fatores como disponibilidade de outras fontes de gás natural, o Pré-Sal, o baixo desenvolvimento da indústria em relação às tecnologias necessárias na exploração de *Shale Gas* e as incertezas regulatórias.

6

A logística – gasoduto virtual

Como abordado no Capítulo 1, Introdução, a cadeia do gás natural é uma rede com vários pontos interconectados, desde a produção até o mercado consumidor. Esses pontos encontram-se ligados por modais logísticos. Para ligar os diversos nós dessa cadeia, tradicionalmente, é utilizado o transporte de gás natural por dutos.

Para a implantação desse modal logístico, são necessários altos investimentos e um longo período para recuperação do investimento, apesar das vantagens da segurança do suprimento e do alto volume transportado de forma contínua. Contudo, a estrutura por dutos também apresenta uma grande desvantagem: a sua inflexibilidade no atendimento do mercado consumidor, pois permite apenas o atendimento aos consumidores próximos de seu traçado



Figura 6.1: Malha de Gasodutos Brasileiros.
Fonte: ANP (2013).

Para exemplificar, podemos analisar, na Figura 6.1, a malha de gasoduto de transporte brasileira atual, que somente consegue atender a um pequeno percentual do território nacional, majoritariamente a parte litorânea. Existem, no

Brasil, algumas empresas realizando distribuição de gás por gasodutos virtuais, porém são iniciativas de pequeno porte, quando comparadas com grande parte do território que não é atendido por gás natural.

Pelo alto investimento e pela inflexibilidade abordada, pode-se concluir que, por duto, atualmente, não é factível a oferta desse energético em toda a extensão do território (Aniceto et al,2004). Portanto, este Capítulo aborda uma das possíveis concepções tecnológicas de atendimento ao mercado consumidor não alcançado pelos gasodutos existentes, o que aumentaria o consumo, fortalecendo a indústria do gás natural.

Portanto, será abordado o atendimento ao mercado por meio da concepção de gasoduto virtual, conhecido também como *Small scale*. Trata-se de um sistema de atendimento de gás natural aos mercados consumidores, visando a suprir localidades onde não é economicamente viável o alcance por meio de dutos (Udaeta et al, 2012).

Esse método de distribuição de gás natural é baseado na utilização de outros modais de transportes do gás natural, como os modais rodoviário, ferroviário e aquaviário (Udaeta et al, 2012). Tal sistema de suprimento acarreta várias vantagens macroeconômicas, ambientais e, principalmente, de desenvolvimento regional.

Cabe ressaltar que essa abordagem de atendimento é customizada ao consumidor em relação ao volume, abrangendo somente o suprimento necessário ao seu uso (Burani, 2004). Logo, realiza-se uma análise de dimensionamento do mercado para cada região a ser atendida, estabelecendo-se os volumes de gás natural que serão consumidos.

Por meio dessa primeira abordagem, é possível realizar um estudo probabilístico, determinando as variáveis que podem impactar o consumo, a rota, a estrutura das estradas, o tempo de viagem, as condições climáticas, a segurança e as distâncias entre o abastecimento e a entrega. Tais dados possibilitam a verificação da viabilidade técnica e econômica, determinando a condição ótima das localidades que podem ser supridas por gasoduto virtual (Aniceto et al, 2004).

No transporte por gasoduto virtual, o gás natural pode ser levado de formas diferentes do que é levado por dutos, podendo ser transportado nas seguintes formas (Udaeta et al., 2012):

- Gás natural comprimido (GNC): gás natural processado e condicionado para o transporte em cilindros ou ampolas à temperatura ambiente e sob pressões próximas à condição do máximo fator de compressibilidade (ANP, 2013);
- Gás natural liquefeito (GNL): gás natural no estado líquido, obtido mediante processo de criogenia a que foi submetido e armazenado em pressões próximas à atmosférica (ANP, 2013);
- Hidrato de gás natural (HGN): são sólidos formados a partir da combinação entre água e um ou mais gases (CH₄, C₂H₆, CO₂, H₂S, H₂ e N₂). Em aparência física, assemelham-se à neve compactada ou ao gelo (Kim et al., 2015 e Hipyough, 2015).

Cumprе assinalar que existem outras formas de apresentação do gás natural que não se aplicam ao transporte por gasoduto virtual, como a conversão para energia elétrica (GTW) e o gás transformado em líquido (GTL), como combustível ou parafina líquida, por meio do processo de *Fischer-Tropsch*.

O gasoduto virtual consiste no transporte de gás natural nas suas formas redutoras de volume de gás, ou seja, gás natural comprimido, gás liquefeito (GNL) e hidrato de gás natural. Porém, a produção e o transporte de hidrato de gás natural ainda estão em estudo e, no momento, ainda não é possível comercializá-lo (Martinez, 2009).

Desta forma, será dado foco no transporte de gás natural na forma de GNL e GNC. Também será abordado o gasoduto físico e suas características em relação aos pontos de coleta do gás natural. O termo gasoduto físico, ou apenas gasoduto, foi utilizado para diferenciá-lo do gasoduto virtual, e refere-se à estrutura de transporte por dutos. Contudo, apesar de eles serem os pontos de coleta de gás natural mais usuais e os únicos usados no Brasil, existem outros pontos de coleta, como poços de produção, UPGNs, navios metâmeros e grandes terminais de regaseificação. Por ser mais usual no mundo e o único usado no Brasil como ponto de coleta, conforme já mencionado, o gasoduto e suas características serão abordados no item 6.1.

6.1

Os gasodutos físicos

A produção de gás natural, em geral, encontra-se em lugares onde não existe um mercado consumidor local. Portanto, para o gás natural estar disponível para o mercado, ele deve ser produzido, processado e transportado (Mokhatab et al., 2015).

No princípio, o gás natural passa por dutos de escoamento da produção em direção às instalações industriais de processamento, ou seja, a uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). Depois, passa por dutos de transporte até as companhias de distribuição local (CDL), seguindo para ser transportado aos mercados consumidores por uma rede de dutos de pequeno diâmetro e baixa pressão (ANP, 2011).

A solução mais tradicional e utilizada em todo o mundo é o transporte de gás natural por duto. Isso pode ser visto na malha de transporte de gás natural nos Estados Unidos, que tem aproximadamente 210 sistemas de gasodutos com quase cinco mil quilômetros, integrando 11.000 pontos de entrega de gás a companhias locais, mais conhecidos por *city-gates*, e atendendo a cerca de 500 milhões de consumidores (IEA, 2015d).

Para analisar as diferentes características das movimentações por gás natural nos gasodutos, existem quatro classificações:

- Gasoduto de escoamento: interliga a produção até as UPGNs com pressão aproximada de 150 kg/cm² (Lei nº 11.909/09). Normalmente, o fluido transportado é bifásico, ou seja, líquido e gás. Para exemplificar, a Rota 2 do Pré-Sal, abordada no Capítulo 4, é um gasoduto com aproximadamente 600 km, interligando a produção e a Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB), em Macaé/RJ.
- Gasoduto de transporte: interliga o gás natural especificado das UPGNs com as Companhias de Distribuição local (CDL). Esses dutos percorrem uma longa distância. As pressões usuais podem atingir de 100 a 150kgf/cm² e, em geral, possuem 32 polegadas de diâmetro. (Rodrigues, 2010). Esse gasoduto transfere gás natural para distribuidoras locais em

city-gate (ANP, 2011). *City-gates* são estações de redução de pressão e medição da vazão e da qualidade do gás, usadas para conectar as redes de transporte às de distribuição.

- Gasodutos de distribuição: dutos das companhias de distribuição que entregam o gás natural a ser comercializado pela distribuidora, local com os clientes. Essas malhas de dutos são de pequeno diâmetro e a pressão é determinada pelo setor atendido. Para o setor industrial, a pressão é em torno de 2 a 4kgf/cm²; para o setor comercial e residencial, é de 0,022kgf/cm² (Rodrigues, 2010).
- Gasodutos de Transferência: dutos de movimentação em percurso de interesse específico e exclusivo do proprietário ou do explorador dessa infraestrutura (ANP, 2011).

Na produção de gás natural *offshore*, os gasodutos de escoamento concorrem com a tecnologia de GNL embarcado (FLNG). O FLNG é um navio que processa o gás natural, estoca e liquefaz o gás natural, repassando o GNL e os líquidos aos carregadores - *carriers* (Zhao et al., 2010). A escolha da melhor tecnologia está relacionada à distância a que o campo produtor está da costa marítima. Quanto mais longe estão os campos de produção *offshore*, maior a probabilidade da escolha da tecnologia de FLNG, por ser de menor custo e de menor impacto ambiental em relação a um gasoduto de longa distância. A escolha também depende de uma análise técnica e financeira.

Para se ter uma dimensão das dificuldades e dos investimentos necessários para a construção de um gasoduto, serão detalhadas as atividades realizadas durante a construção de um gasoduto de transporte. Ressalta-se que o projeto de um gasoduto só começa depois de se estabelecerem os mercados consumidores alvos e a previsão das demandas e potenciais de crescimento desses mercados (Mokhatab et al, 2015). Muitas vezes, o projeto é apoiado em grandes consumidores, garantindo o consumo por meio de contrato do gás natural, assinado antes da construção do duto. Com esse compromisso assumido, garante-se que o consumidor adaptará os seus equipamentos ao novo insumo, com uma quantidade diária contratada (QDC) de consumo de gás natural (Sulgas, 2015). Dessa forma, assegura-se ao investidor e ao transportador a garantia de retorno do seu capital.

As primeiras atividades são a definição do mercado alvo e a modelagem do gasoduto, a qual consiste no conjunto de informações técnicas necessárias que influenciam no escoamento do gás do ponto de suprimento até o mercado consumidor (Santos, 2008).

As informações obtidas pela modelagem são baseadas em equações que utilizam as propriedades físicas e químicas do gás natural; assim, são calculadas as taxas de transferências de calor entre o duto e o solo, as temperaturas do duto e do solo ao longo da rota, as curvas de desempenho de compressores, os arranjos de equipamentos nas estações de compressão, a localização das válvulas de bloqueio e outros dispositivos.

Também são importantes, as localizações dos pontos de entrega do gás natural, o perfil de elevação do solo e o perfil de demanda de gás natural (Santos, 2008). Com essas informações, é possível otimizar o transporte do gás natural por meio de dutos, pois consegue-se prever a queda de pressão ao longo do gasoduto e especificar os conjuntos de compressores, a pressão de compressão e a distância entre as estações de compressão.

Existem duas tecnologias para a construção de um gasoduto de transporte em alguns trechos: a tradicional e a de furo direcional. Na construção tradicional, há uma abertura de valas por retroescavadeiras, enfileiramento dos dutos, soldagem e, por fim, recobrimento do terreno.

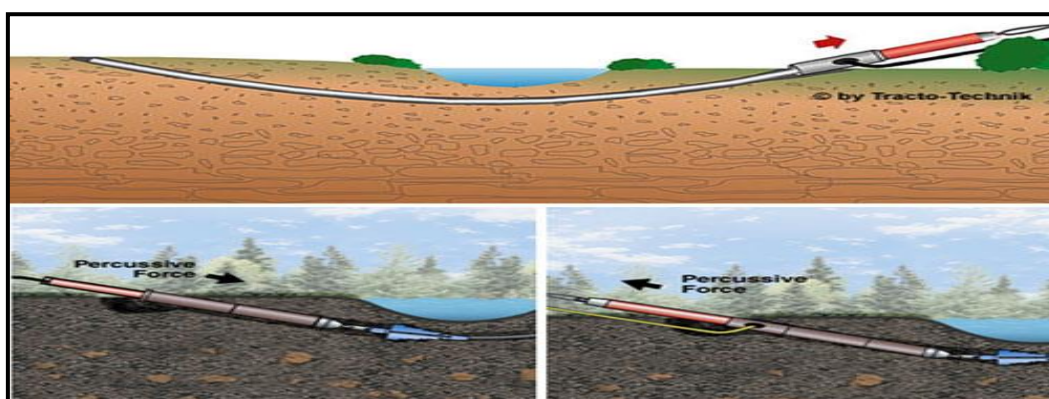


Figura 6.2: Operação de furo direcional.
Fonte: SONDEQ (2015).

Na construção por furo direcional, mais utilizada para contornar obstáculos, uma máquina perfuratriz fura o terreno em baixo da superfície e puxa

uma coluna de tubos ao longo do traçado do gasoduto, não afetando a superfície do terreno (Guilhem, 2006). A Figura 6.2 ilustra a operação de furo direcional.

Normalmente, ambos os métodos são utilizados em um mesmo traçado de gasoduto, dependendo da topografia e do tipo de terreno. O segundo, normalmente, é utilizado em travessia de rios, estradas ou outros impeditivos.

As principais fases da construção de um gasoduto de transporte consistem em:

- Levantamento de documentações técnicas, legais, de aspectos gerais e da construção;
- Definição do traçado por onde passará a faixa dos dutos;
- Aberturas de valas que são realizadas por escavadeiras ou retroescavadeiras, em solos instáveis ou em profundidades maiores que 1,25m, onde as valas são escoradas;
- Assentamento da tubulação para movimentar os tubos. Atividades realizadas por meio de caminhões *munck*, *side-boom*, guindaste e retroescavadeira. Equipamentos utilizados em grandes obras civis, os caminhões *munck* servem para movimentar, carregar ou descarregar grandes cargas, e os *side-boom* são equipamentos utilizados como escavadeira, como guincho, no levantamento ou abaixamento de tubos nas valas;
- Soldagens das linhas e conexões, que são atividades de soldar as linhas de aço, por meio de processos MIG ou TIG, utilizando máquinas de solda elétrica e eletrodos. MIG é um processo de soldagem por arco elétrico com gás de proteção, usualmente descrito com a sigla em inglês GMAW (*Gas Metal Arc Welding*). TIG é um processo de soldagem ao arco elétrico com proteção gasosa que utiliza eletrodo de tungstênio;
- Aplicação interna e externa de revestimento nos dutos, principalmente nas juntas, com material anticorrosivo e material de proteção mecânica. Em alguns casos, é utilizada pintura interna para diminuir o atrito, amenizando a pressão para o transporte do gás;

- Inspeção, que é a atividade realizada para verificação da existência de possíveis defeitos realizados nas atividades de soldagem e na aplicação do revestimento. Nas soldas, são utilizadas técnicas visuais, de radiografia e de ultrassom, e, nos revestimentos, verifica-se a existência de enrugamento ou falhas na sobreposição de fitas plásticas ou descontinuidades no revestimento;
- Reaterro da vala, no qual as tubulações são cobertas com material retirado da própria vala isento de pedras, raízes, madeira e galhos;
- Recomposição da pavimentação, para que esteja conforme encontrado antes da construção do gasoduto (Pestana e Santo, 2011).

Devido a todas essas fases de construção, conclui-se que é necessário alto investimento financeiro no transporte por duto (gasoduto), sendo necessário que haja garantias de consumo dos mercados que serão atendidos perto dos seus traçados.

6.2

O transporte por gasodutos virtuais

O gasoduto virtual necessita conectar-se a uma fonte de coleta de gás natural para suprir o sistema de forma contínua. Dessa maneira, ele comporta-se como um método alternativo ao gasoduto físico, pois possibilita a interligação de suprimento de gás natural entre os consumidores e aos locais de coleta (Udaeta et al., 2012).

No ponto de coleta, são necessários equipamentos que possam comprimir ou liquefazer o gás natural. Por consequência, o consumidor deverá ter estações de descompressão ou regaseificação e um modo de estocagem que possa suportar o espaço de tempo entre os suprimentos.

Quando se pretende suprir vários consumidores, torna-se necessário criar uma rede de distribuição, a qual é mais viável financeiramente quanto maior for o número de participantes dividindo os custos da infraestrutura. Além disso, os consumidores têm que estar relativamente próximos para que o custo de

infraestrutura seja viável (Udaeta et al., 2012). Depois da descompressão ou da liquefação, as redes de distribuições são feitas por dutos de pequeno diâmetro em relação aos gasodutos de transporte.

Esse método de suprimento apresenta diversas vantagens (Bendezú, 2009):

- Antecipação das receitas com a venda do gás natural, consolidando o consumo e preparando a região para o futuro recebimento do gasoduto físico, depois de comprovada sua viabilidade;
- Redução dos riscos do mercado na expansão do transporte e/ou distribuição. A expansão é proporcional ao crescimento do mercado;
- O equipamento pode ser reutilizado em outras regiões e pode ser deslocado para uma nova região a ser desenvolvida;
- Diversificação da matriz energética e flexibilidade para aproveitar o gás natural em sua totalidade, na indústria, no comércio e no setor domiciliar.

O gasoduto virtual pode apresentar diversas configurações, como podemos observar na Figura 6.3.

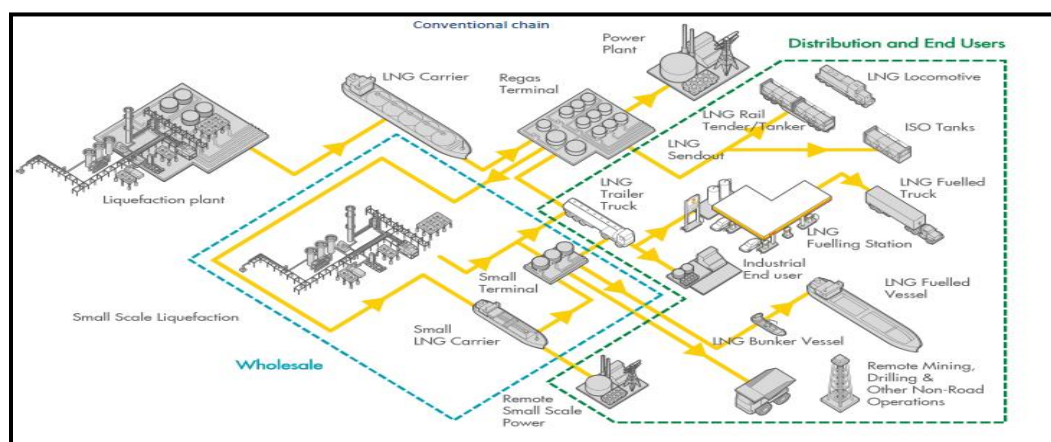


Figura 6.3: Várias configurações do gasoduto virtual com GNL.

Fonte: IGU, 2015.

6.3

As cadeias do GNL

Para uma melhor análise do suprimento de GNL no gasoduto virtual, faz-se necessária uma abordagem de toda a sua indústria, dando ênfase ao seu

transporte pelos modais marítimo e rodoviário, para suportar a análise da utilização de GNL através de gasoduto virtual.

O gás natural liquefeito (GNL) é o gás natural que foi resfriado até -161°C , na pressão atmosférica, e passado da forma gasosa para a líquida, ou seja, condensado. As grandes vantagens dele para o transporte é sua redução de 600 vezes em relação à forma gasosa (Foss, 2012). Essa redução viabiliza economicamente o seu transporte por navios criogênicos entre continentes, atingindo a região onde não seria econômica e tecnicamente viável a ligação por gasodutos. Com o GNL, é possível disponibilizar gás natural para todas as regiões do mundo (Foss, 2012).

6.3.1

A indústria do GNL

A indústria do GNL compreende sete etapas: a produção, o processamento do gás natural, a liquefação, o armazenamento, a regaseificação, o transporte e a distribuição marítima e rodoviária. A distribuição do gás natural ao consumidor é realizada por gasoduto virtual ou gasoduto físico (ANP, 2010). A Figura 6.4 ilustra a cadeia de valor do GNL.

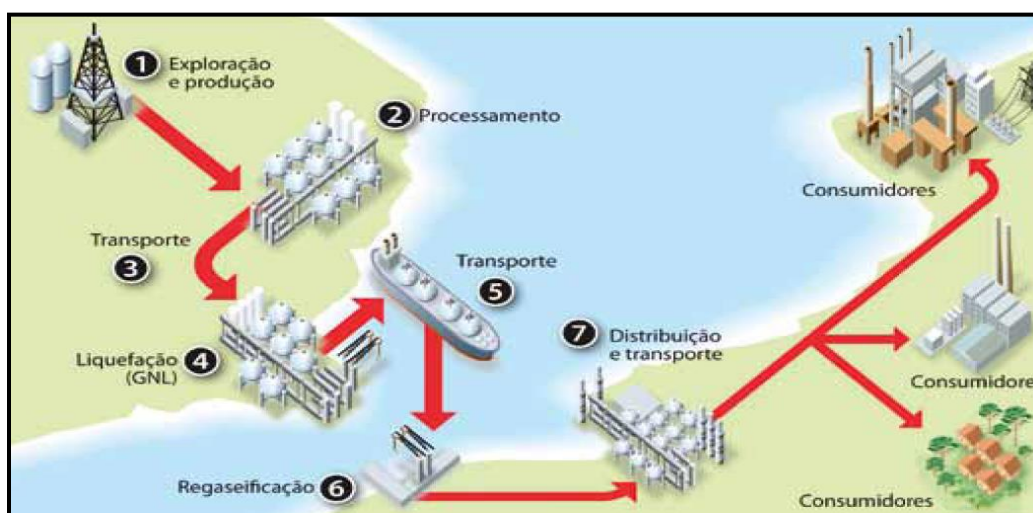


Figura 6.4: Cadeia de valor do GNL.
Fonte: ANP (2010).

O gás natural usado para formar GNL tem sua composição com aproximadamente 95% de metano (C_1H_4) e aproximadamente 5% do restante, ou

seja, de etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) e Nitrogênio (N_2). Não pode conter água, composto orgânico de nitrogênio e, principalmente, mercúrio ou compostos orgânicos de mercúrio. Os tanques e os trocadores por placas criogênicas são revestidos por alumínio, podendo ocorrer corrosão severa na presença de mercúrio, com formação de amálgama, fragilizando a resistência mecânica dos tanques (FOSS, 2012).

Cabe ressaltar que a indústria de gás natural engloba várias etapas de exploração, liquefação, transporte e armazenamento antes da regaseificação, conforme exemplificado na Figura 6.5.



Figura 6.5: A indústria do gás natural liquefeito.
Fonte: CEE (2012).

Embora, na figura 6.5, os itens processamento e liquefação estejam separados, ressalta-se que esses itens, na maioria das plantas industriais, operam no mesmo site.

6.3.2

O gasoduto virtual de GNL por via marítima

A principal diferença entre os navios de GNL de longo percurso e os de pequeno percurso é o mercado consumidor visado e a capacidade de volume transportado. O tamanho máximo para um pequeno percurso de GNL está definido em capacidade de armazenamento menor que 30.000 m^3 . Atualmente, o menor navio de transporte de GNL é o de Seagas, um transportador de 167 m^3 (IGUb,2015).

O transporte de GNL em pequena escala é mais utilizado para o atendimento de áreas costeiras, perto do ponto de coleta do GNL. Os navios de pequena escala visam ao atendimento a pequenos portos.

Navios metâmeros são de cascos duplos, especificamente projetados para transportar fluidos com temperatura criogênica próxima de 162°C . As normas de construção desse tipo de navio são independentes da sua dimensão e aplicadas em todos os navios metaneiros de pequena e grande escala. Ambos utilizam, em geral, o *Boil off* como combustível para diversos fins, como a propulsão e a geração de energia elétrica e vapor. O GNL é transportado com temperatura próxima da temperatura de ebulição, como se estivessem “fervendo”; os gases liberados dessa condição são chamados de *Boil off*. Assim, as regras e os regulamentos não fazem distinção entre tamanhos dos navios (IGU, 2015).

Nos últimos anos, têm sido construídas e utilizadas em todo o mundo instalações de liquefação de GNL de menor escala, particularmente para utilização de gás natural veicular e para servir os consumidores em áreas remotas ou não conectadas à infraestrutura da malha dutoviária (IGU, 2015). Um exemplo de gasoduto virtual de GNL utilizando pequenas plantas de regaseificação é dado na Figura 6.6.

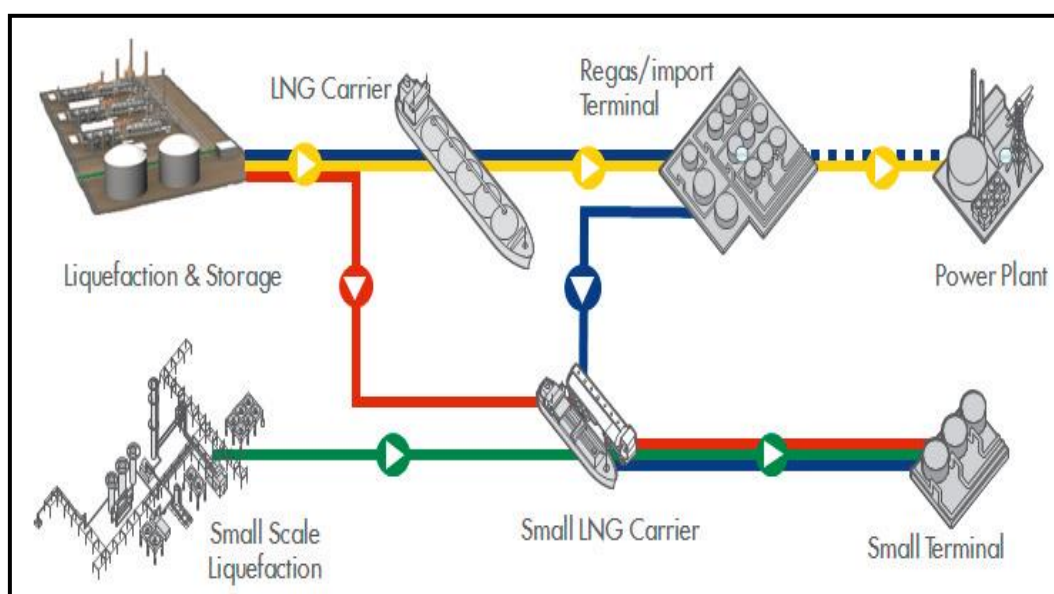


Figura 6.6: Gasoduto virtual de GNL utilizando pequenas plantas de regaseificação.
Fonte: IGU (2015).

Segundo a IGU (2015), definem-se as plantas com capacidade inferior a 1 MTPA como de liquefação e regaseificação de pequena escala. Essas plantas utilizam embarcações com capacidade inferior a 30.000 metros cúbicos.

Uma cadeia de pequena capacidade pode ser associada a um terminal convencional de GNL ou ser conectada a uma planta de liquefação (ver Figura 6.6), utilizando a pequena instalação local, como satélites de maior capacidade.

Além do transporte marítimo, pode existir outra rede de distribuição, compreendendo outros modais de transporte para atingir o mercado consumidor, como navios, caminhões e transporte ferroviário.

6.3.3

Gasoduto virtual de GNL rodoviário

O transporte de GNL por modal rodoviário, basicamente, está dividido em três etapas: a liquefação, o transporte e a regaseificação.

Para o sistema de gasoduto virtual, usa-se, normalmente, uma planta de liquefação de pequena escala, com capacidade máxima de 1,5 mil m³/dia. Atualmente, os principais conceitos de liquefação, quando em pequena escala, são os processos de ciclo de expansão e os de refrigeração mista. O processo de ciclo de expansão utiliza circuitos abertos ou fechados com expansões múltiplas ou únicas. A expansão é isentrópica com a refrigeração necessária para liquefazer o gás natural (Hamworthy, 2015).

O outro processo é o de refrigeração mista, que utiliza uma mistura de diferentes hidrocarbonetos leves (C1 a C5), parcialmente condensados em condições ambientais (IGU, 2015).

O transporte de GNL rodoviário é feito por caminhões criogênicos, ou seja, aqueles que têm um reservatório com capacidade de suportar baixas temperaturas na pressão atmosférica e são termicamente isolados. Os destinados ao transporte GNL por modal rodoviário são normalmente de dupla parede com isolamento ao vazio.

Os tanques de transporte estão disponíveis em vários tamanhos, normalmente projetados para minimizar o custo por peso, respeitando as leis locais do máximo de peso e as condições das rodovias. Nos Estados Unidos, por

exemplo, os veículos utilizados para o transporte de GNL têm, na maioria das vezes, a capacidade de 40 m³ de GNL, cerca de 24.000m³ de gás natural. Por mais eficiente que seja o isolamento, sempre existem perdas térmicas, inerentes ao transporte. Por esse motivo, parte do GNL transportado é perdida na forma de *boil-off*, podendo ser ventilado ou usado como combustível (Mokhatab et al., 2015). As distâncias entre 150 e 200 km são consideradas ideais para esse tipo de transporte (Jesen, 2015 e Udaeta et al., 2012).

O processo de regaseificação consiste em levar o gás natural liquefeito a sua fase gasosa. Para essa finalidade, foram desenvolvidos vaporizadores de pequena escala, com tecnologias de outras indústrias que utilizam gases (Bendezú, 2009). Esses terminais de pequena escala têm algumas características particulares, como:

- O baixo número de profissionais com reduzido pessoal de manutenção e operação;
- Construção com equipamentos pré-fabricados e módulos pré-montados, proporcionando um cronograma na construção do projeto mais rápido. O inventário GNL é menor, permitindo dispositivos de segurança mais simples, sem comprometer o nível geral de segurança da planta;
- Manutenção reduzida em comparação com os terminais de grande escala;
- Vaporizadores de ar como sendo os equipamentos mais usados, devido à sua simplicidade, exigindo poucos funcionários para sua operação (IGU, 2015).

Para exemplificar o raio de alcance do suprimento de GNL por gasoduto virtual, pode-se observar, na Figura 6.7, o raio de até 1.000km realizado pela empresa Gás Local, em Paulínia, no estado de São Paulo.



Figura 6.7: O raio de alcance da empresa Gás Local com suprimento de GNL por gasoduto Virtual.

Fonte: Gás Local (2015).

6.4

O gás natural comprimido

As fases do Gasoduto Virtual através do gás natural comprimido (GNC) não se diferenciam do gasoduto virtual através de GNL. Eles têm a fase de coleta, transporte, entrega, distribuição e voltam à fase de coleta para fazer um novo ciclo. No caso específico do GNC, no ponto de coleta, há uma compressão e uma descompressão do gás natural.

Portanto, nas fases de coleta, o gás natural prove normalmente de gasoduto, passa por uma estação de compressão, elevando a pressão do gasoduto, e depois é acondicionado em recipiente para ser transportado e, finalmente, entregue ao consumidor na pressão acordada com ele. A pressão de entrega pode variar conforme o setor do mercado consumidor. Os recipientes usados são cilindros e módulos de transporte (Melo, 2007).

6.4.1

Transporte de GNC

A grande vantagem do gás natural comprimido é que, na pressão em que é armazenado, ocupa um volume cerca de 268 vezes menor que o volume do gás natural em condição ambiente (Bendezú, 2009). Contudo, os aspectos negativos do GNC referem-se à operação do transporte, que, devido à sua complexidade e às altas pressões de operação, apresenta altos riscos de acidentes (Baioco, 2007 apud Udaeta et al., 2012). Além disso, transporta um volume reduzido e percorre distâncias de até 250 km, para que seja viável economicamente (Rodrigues, 2012). Essas distâncias são pequenas quando comparadas com o transporte rodoviário de GNL, que pode chegar ao raio de alcance de 1000km (ver Figura 6.7).

Além do transporte rodoviário, é possível transportar por via marítima, porém o rodoviário GNC não é competitivo em relação ao transporte marítimo de GNL. Por esse motivo, focar-se-á no gasoduto virtual de GNC por via rodoviária.

A redução de volume é obtida com a compressão do gás natural, de forma que essa tecnologia torna o transporte do GNC viável economicamente, pois possibilita o aumento do volume de gás natural a ser comercializado (Bendezú, 2009).

No aspecto técnico, o gasoduto virtual por GNC tem como base uma tecnologia de transporte por módulos dimensionados conforme a demanda. A técnica do transporte se divide em três fases:

1) Postos modulares de compressão de GNV - perto do ponto de coleta, conforme representado na Figura 6.8.



Figura 6.8: Compressores modulares para gasodutos virtuais de GNC.
Fonte: Galileo (2015).

2) Sistemas de armazenamento modular de GNC, para o transporte (Trangas), conforme representado na Figura 6.9.



Figura 6.9: Transporte com sistema modular de GNC.
Fonte: Galileo (2015).

3) Estações redutoras de pressão modular, às quais estão ligados os sistemas de medição, de filtração e de odorização, conforme representado na Figura 6.10.



Figura 6.10: Estação redutora para sistema de gasoduto virtual de GNC.
Fonte: Galileo (2015).

7

Conclusão

Nesta dissertação, foi apresentado o panorama do gás natural em âmbito mundial, descrevendo suas singularidades na logística, na estrutura da sua indústria e de seu mercado consumidor, destacando-se os desafios e oportunidades. Busca-se formar uma base ampla de conhecimento sobre o gás natural, contribuindo para que essas fontes energéticas, junto às outras, garantam o suprimento de energia para os mercados consumidores. Entende-se que a construção de uma matriz energética mundial mais robusta e o crescimento dos mercados de uma forma mais igualitária possibilita a melhoria do bem-estar social.

Na construção deste conhecimento sobre o gás natural, tornou-se necessário identificar as fontes que compõem a matriz de energia mundial. Foi possível constatar a importância do gás natural para os mercados consumidores, pois ele é o terceiro energético mais consumido mundialmente, somente ultrapassado pelo carvão e pelo petróleo, que apresentam alto impacto na poluição ambiental, diferentemente do gás natural.

Analisando a estrutura da indústria de gás natural, foi averiguado como as suas características influenciam a criação e a estrutura dos seus mercados. Nesta análise, foi necessário elencar as principais características –fortes fatores regionais –do mercado e da indústria, tendo sido selecionadas: a produção, a oferta, o consumo, o transporte e os preços. Somente o transporte apresentou uma tendência de globalização nos anos vindouros, graças ao advento do transporte marítimo de GNL.

Aprofundando o conhecimento das influências dessas características sobre as indústrias e os mercados de gás natural, tornou-se essencial a avaliação dos principais mercados consumidores do mundo para contrapor com suas características, já elencadas. As regiões estudadas foram a Europa junto com a Eurásia, a América do Norte e a Ásia. Elas foram analisadas por serem as principais consumidoras globais, que, juntas, consumiram, cerca de 78% do gás natural mundial, no ano de 2014.

Apesar dessas regiões serem as maiores consumidoras de gás natural, surpreendentemente, constataram-se várias heterogeneidades nas estruturas das suas indústrias e de seus mercados. No intuito de entender essas discrepâncias regionais, foram selecionados países a serem estudados dentro de cada região: na Europa e Eurásia, os países membros da União Europeia; na região norte-americana, os Estados Unidos; na Ásia, o Japão.

Foram constadas, com surpresa, várias divergências estruturais nos mercados e nas indústrias de gás natural desses países. Identificou-se que um dos principais cerne das diferenças era a produção interna deles, apresentando escassez ou excesso de gás natural.

O Japão, com baixíssima produção interna, tornou-se o maior importador de GNL, uma das mais custosas formas de gás natural. A União Europeia, com a maioria de seus poços em queda de produção, tornou-se altamente dependente de importações da Rússia. Finalmente, os Estados Unidos, com o desenvolvimento da produção de *Shale Gas*, tornaram-se superavitários de gás natural. Com esse excesso, o preço do gás natural despencou no mercado estadunidense. Cabe ressaltar que a produção é somente uma das diferenças que demonstram os desafios de cada região.

A análise do mercado brasileiro possibilitou a confrontação deste, em desenvolvimento, com os outros mercados mais desenvolvidos, tendo sido identificadas as diferenças em relação aos mercados maduros, o que resultou na constatação de que o país está em franco desenvolvimento da sua produção interna com a exploração do Pré-Sal. Porém, ainda se encontram grandes desafios, entre os quais destacam-se: a interiorização da logística de suprimento para atender ao interior do seu território; a criação de estocagem para modular a demanda, em momentos de pico; e o aumento do consumo interno, pois, entre 2003 e 2013, o gás natural foi o quinto tipo de energia mais consumido no Brasil.

Feitas as exposições dos desafios dos mercados e das indústrias de gás natural, foram apresentadas duas oportunidades tecnológicas para tentar mitigar os impactos desses. A primeira é o *Shale Gas*, o qual pode ser uma grande fonte de gás natural no futuro, apresentada com o detalhamento de sua produção e de seus impactos nos mercados. A segunda oportunidade é o gasoduto virtual, forma

tecnológica que viabiliza o suprimento em localidades não atendidas por gasodutos.

Durante o desenvolvimento deste estudo, ocorreram alterações no mercado energético mundial que geraram impacto no mercado e na indústria do gás natural, a saber, a queda da produção industrial da China e a alta da oferta de petróleo para os mercados consumidores, por alguns países da OPEP, mudanças que ocorreram desde 2015. Tais alterações não foram analisadas nessa dissertação, contudo, em consequência delas, houve queda acentuada dos preços de petróleo, gerando quedas em toda a cadeia no preço dos energéticos, impactando o mercado e a indústria de gás natural. Portanto, como o mercado está em plena mudança, alguma conclusão e dados apresentados podem ter tendências distintas do que exposto neste trabalho.

Uma limitação relevante encontrada nesta pesquisa foi identificar a literatura de alguns aspectos sobre a produção de gás natural por meio de *Shale Gas*, limitando a análise realizada aqui no que tange à tecnologia do *Shale Gas* em relação ao tratamento dos rejeitos e os impactos sobre o meio ambiente. Provavelmente, a dificuldade de se identificar literatura sobre os aspectos dessa tecnologia deve-se ao seu caráter privado.

Em suma, ressaltam-se a estrutura regionalizada do mercado de gás natural no mundo, os aspectos que levaram a essa regionalização e os impactos na indústria do gás natural mundial.

Referências bibliográficas

AGÊNCIA BRASIL. **Petrobras explica em seminário o seu Plano de Massificação do Uso do Gás Natural. Empresa Brasil de Comunicação. Rio de Janeiro, 2013.** Disponível em: < <http://memoria.ebc.com.br/agenciabrasil/noticia/2003-10-01/petrobras-explica-em-seminario-seu-plano-de-massificacao-do-uso-do-gas-natural> >. Acesso em 20 julho, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural (RTDT).** Regulamento Técnico ANP Nº 2 / 2011. RESOLUÇÃO ANP Nº 6, DE 3.2.2011 - DOU 7.2.2011. Disponível em <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2011/fevereiro/ranp%206%20-%202011.xml>. Acessado em 15 de julho, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **O Gás Natural Liquefeito no Brasil: Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL.** Séries temáticas ANP, 2010. Disponível em: < www.anp.gov.br/?dw=36796 >. Acesso em 20 de julho, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP . **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural 5 de Fevereiro 2014 a.** Disponível em: < www.anp.gov.br/?dw=70008>. Acesso em 4 de maio, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Evolução da indústria brasileira de gás natural: aspectos técnico-econômico e jurídicos.** Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: < www.anp.gov.br/?dw=32427>. Acesso em 13 de maio, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Resolução ANP nº 16, de 17.6.2008.** Disponível em: < www.anp.gov.br/?dw=32427>. Acesso em 13 de maio, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Boletim Anual de Preços 2012. Preços do Petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional.** Disponível em: < www.anp.gov.br/?dw=59757>. Acesso em de 13 de maio. 2015.

ANICETO, L.A.; CORTEZ, B.P.; DIÓGENES, P.N.N. **Gasoduto Virtual: Avançando Novos Mercados – Estudo de Caso.** Resumo apresentado no PANAM 2004 - Congresso Pan-americano de Engenharia de Trânsito e Transporte. Disponível em <http://www.gnc.org.ar/downloads/gasoduto_virtual_PANAM2004.pdf>. Acessado em 15 de Julho, 2014.

ANP – **Resolução ANP nº 16, de 17.6.2008**, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <www.anp.gov.br>. Acessado em 15 de maio, 2015.

ANP – **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Dezembro 2013 – SDP**, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível <www.anp.gov.br>. Acessado em 20 de maio, 2015.

ARTUÇE.; DOCQUIER, F.; OZDEN, C.; PARSONS, C. **A global assessment of human capital mobility: the role of non-OECD destinations. Policy Research working paper, nº WPS 6863**. Disponível em: < The World Bank Development Research Group Trade and International Integration Team. 2014>. Acesso em 13 de maio, 2015.

AUGUSTINE C.; BROXSON B.; PETERSON S. **Understanding Natural Gas Market**. A policy analysis study by lexicon, FTI Company, 2006. Disponível em: <http://www.spectraenergy.com/content/documents/media_resources_pdfs/understanding_natural_gas_markets.pdf>. Acesso em 13 de maio, 2015.

BENDEZÚ, M.A.L. **Avaliação Técnico-Econômico das Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gás Natural**. Dissertação de Mestrado. Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Rio de Janeiro, Fevereiro de 2009. Acesso em 4 de maio, 2015.

BHATTACHARYYA, S.C. **Energy Data and Energy Balance**. *Energy Economics*. London, 2011. Disponível em: <http://www.springer.com/cda/content/document/cda_downloaddocument/9780857292674-c2.pdf?SGWID=0-0-45-1097445-p174085670>. Acesso em 13 de maio, 2015.

BONFIM, M.S. **Considerações sobre a Utilização do Gás Natural na Geração de Energia Elétrica em Municípios da Região Amazônica**, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo – USP, 2008. Disponível em <http://www.iee.usp.br/producao/2008/Teses/BONFIM-Dissertacao-VersaoFinal_06-2008.pdf>. Acessado em 5 de julho, 2015.

BRITISH PETROLEUM – BP. **Statistical Review of World Energy June 2015**. Disponível em: < <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>>. Acesso em 23 de julho, 2015.

BRITISH PETROLEUM – BP. **Statistical Review of World Energy June 2014**. Disponível em: < http://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_de/PDFs/brochures/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>. Acesso em 21 de março, 2015.

BRITISH PETROLEUM – BP. **Statistical Review of World Energy June 2013**. Disponível em: < http://www.bp.com/content/dam/bp-country/fr_fr/Documents/Rapportsetpublications/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf>. Acesso em 21 de junho, 2015.

BRITISH PETROLEUM – BP. **Statistical Review of World Energy June 2011**. Disponível em: < http://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_de/PDFs/brochures/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf>. Acesso em 20 de junho, 2015.

BRITISH PETROLEUM – BP. **Statistical Review of World Energy June 2005**. Disponível em: <http://www.nioclibrary.ir/free-e-resources/BP%20Statistical%20Review%20of%20World%20Energy/statistical_review_of_world_energy_full_report_2005.pdf>. Acesso em 20 de junho, 2014.

BURANI, G.F.; GALVÃO, L.C.R.; UDAETA, M.E.M.; KANAYAMA, P.H.; BRANCO, P.C. **Aspectos técnicos do Gás Natural Visando o Gasoduto Virtual**. Relatório Técnico Gepea / 23. Abril de 2004. Disponível em <http://seeds.usp.br/pir/arquivos/RT2004_GasodutoVirtual.pdf>. Acesso em 4 de maio, 2015.

CÂMARA DE DEPUTADOS. **Os Desafios do Pré-Sal**. Cadernos de Altos Estudos, nº 5. Brasília, 2009. Disponível em < <http://www2.camara.leg.br/acamara/altosestudios/pdf/Livro-pre-sal.pdf>>. Acesso em 4 julho, 2015.

CARESTIATO, G.L. **Estudo do impacto Econômico da Produção de Shale Gas nos Estados Unidos**. Trabalho apresentado para a conclusão do curso de engenharia da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em < <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010959.pdf>>. Acesso em 4 julho, 2015.

CENTER FOR ENERGY ECONOMIC (2015). **Is LNG a Competitive Source of Natural Gas?** <http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/LNG_introduction_05.php>. Acesso em 4 agosto, 2015.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **A Indústria e o Brasil - Gás Natural: uma Proposta Política para o País**, 2010. Disponível em <http://admin.cni.org.br/portal/data/files/00/FF8080812F555EE2012F6A4F55411A09/A%20industria%20e%20o%20Brasil%20_Gas_Natural_2011.pdf>. Acesso em 5 de maio, 2014.

DANTAS B. **A regulamentação do Shale Gas no Brasil: aspectos ambientais**. Buzaglo Dantas Advogados. 2014. Disponível em: <<http://buzaglodantas.adv.br/2014/06/setor-oleo-gas-a-regulamentacao-do-shale-gas-no-brasil-aspectos-ambientais/>>. Acesso em 11 de março, 2015.

DAVOUST, R. **Gas Price Formation, Structure & Dynamics**. The Institut Français des Relations Internationales (Ifri) Abril de 2008; Disponível em: <

http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/42/050/42050176.pdf>. Acesso em 10 março. 2015.

DE MELO, R.B.A.V.S. **Avaliação Mercadológica do Gás Natural Comprimido**. Relatório apresentado ao PDRH – 14 ANP do Departamento de Engenharia Química da UFRN, em cumprimento às exigências para obtenção da conclusão de Especialização em Petróleo e Gás Natural. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal 2007. Disponível em <http://www.nupeg.ufrn.br/documentos_finais/monografias_de_graduacao/rossana.pdf>. Acesso em 11 de março, 2015.

DICKEL R. et al. **Reducing European Dependence on Russian Gas: distinguishing natural gas security from geopolitics**. *Oxford Institute for Energy Studies*, 2014. Disponível em: < <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/10/NG-92.pdf>>. Acesso em 15 de março, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço energético nacional, ano base 2013 - Relatório Final**. Brasília, 2014. Disponível em <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf > Acesso em 6 de janeiro, 2015.

ENERGY CHARTER SECRETARIAT. **Putting a Price on energy. International Pricing Mechanisms for Oil and Gas**, 2017. Disponível em < http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil_and_Gas_Pricing_2007_en.pdf> Acesso em 20 de janeiro, 2015.

ENTENDA a queda do preço do petróleo e seus efeitos. **G1.GLOBO (online)** 16 jan. 2015. Disponível em: < <http://g1.globo.com/economia/noticia/2015/01/entenda-queda-do-preco-do-petroleo-e-seus-efeitos.html>>. Acesso 5 de abril, 2015.

ESTEIO (2015). **Mapeamento e levantamento Cadastral de Gasoduto interligando as Regiões Sudeste e Nordeste**. Disponível em: < http://www.esteio.com.br/?pagina=servicos/executados/cartografia_dutos/gasene.php>. Acesso em 20 de julho, 2015.

ESTRELLA, G. **Pre-Salt production development in Brazil**. In: World Petroleum Congress, 20, 2011, Doha. Energy Solutions For All Promoting Cooperation, innovation and investment Qatar Disponível em < <http://www.world-petroleum.org/docs/docs/20th/WPCconfull.pdf> >. Acesso em 5 de janeiro 2015.

EUROGAS. **Statistic report 2014**. Disponível em <http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Statistical_Report_2014.pdf> Acesso 5 de Janeiro, 2015.

EUROPE COMMISSION. **Quarterly Report on European, Markets**. Market Observatory for Energy DG Energy.2014. Disponível em < https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly-gas_q3_2014_final_0.pdf>. Acesso em maio, 2015.

EUROPE COMMISSION . **V15 AT Rates Applied in the Member States of the European Union.** 2015. Disponível em <http://ec.europa.eu/taxation_customs/resources/documents/taxation/vat/how_vat_works/rates/vat_rates_en.pdf /> Acesso em 6 de dezembro, 2015.

FARIA, L.F.R. **A integração dos Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica no Brasil.** Belo Horizonte. Dissertação de Mestrado em engenharia elétrica, Programa de Pós-Graduação em engenharia elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais, 2010. Disponível em: <<http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/121M.PDFdf>>. Acesso em 5 de janeiro. 2015.

FLOURI, M.; KARAKOSTA C.; PSARRAS J. **How does a natural gas supply interruption affect the EU gas security? A Monte Carlo simulation.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, p. 785-796, 2010. Disponível em <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114010818>>. Acesso 20 de janeiro, 2015.

FOSS, M.M. (2012) - **Introduction to LNG: an Overview on Liquefied Natural Gas (LNG) its Properties, the LNG Industry, and Safety. Considerations** - Center for Energy Economics. Texas, 2012. Disponível em <<http://www.beg.utexas.edu/energyecon/INTRODUCTION%20TO%20LNG%20Update%202012.pdf>>. Acesso 20 de março, 2015.

GAS LOCAL (2015). **Mapa de Atuação.** Disponível em <<http://www.gaslocal.com.br/mapa.html>>. Acessado em 5 de dezembro, 2015.

GÉNY, F. **Can unconventional gas be a game changer in European gas markets?** The Oxford Institute for Energy Studies. Oxford, dezembro, 2010. 118 p. Disponível em <<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/01/NG46-CanUnconventionalGasbeaGameChangerinEuropeanGasMarkets-FlorenceGeny-2010.pdf>>. Acesso 20 de março, 2015.

GOMES, I. **Country of the future or has its time come for natural gas?** OIES PAPER: NG 88. The Oxford Institute For Energy Studies. June 2014. Disponível em <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/07/NG-88.pdf>>. Acesso 20 de março, 2015.

GOMES, M.J. **Estudo do Mercado Brasileiro de Gás Natural Contextualizado ao Shale Gas.** Trabalho apresentado para a conclusão do curso de engenharia química na Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. Dezembro de 2011. Disponível em <<http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/38375>>. Acesso 20 de março, 2015.

GUILHEM, D.L. **Tecnologia de perfuração direcional nas construções de gasoduto.** Trabalho de conclusão de curso apresentado para obtenção do título de graduação do curso de engenharia civil da Universidade Anhembí Morumbi, São

Paulo, 2006. Disponível em < <http://engenharia.anhemi.br/tcc-06/civil-44.pdf> >. Acesso 20 de março, 2015.

HAFNER, M. **Report on the Proposed Options, Policies and Roles for the EU: Russian Strategy on Infrastructure and Gas Flows to Europe**. Polinares working paper, no 73, Dezembro 2012. Disponível em < <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/01/NG46-CanUnconventionalGasbeaGameChangerinEuropeanGasMarkets-FlorenceGeny-2010.pdf>>. Acesso 20 de março, 2015.

HAMWORTHY (2015). **LNG Fuel Gas Systems. LNG carrier with ME-GI engine, high pressure compressor and boil-off gas reliquefaction system**. Disponível em <http://www.burckhardtcompression.com/webautor-data/128/LNG_Fluel_Gas_Systems.pdf>. Acesso 15 de março, 2015.

HIRSCHHAUSEN, C.V. **Infrastructure, Regulation, Investment and Security of Supply: A Case Study of the Restructured US Natural Gas Market**. *Cadeira de Economia de Energia e Gestão do Sector Público*, Universidade de Tecnologia de Dresden, 2008, Disponível em < https://www.researchgate.net/publication/222816455_Infrastructure_Regulation_Investment_and_Security_of_Supply_A_Case_Study_of_the_Restructured_US_Natural_Gas_Market>. Acesso 20 de junho, 2015.

HOLLAND, B. **Shale: the great American gas revolution**. *Insight*, New York, p. 9, Dez, 2010. Disponível em < https://www.researchgate.net/publication/222816455_Infrastructure_Regulation_Investment_and_Security_of_Supply_A_Case_Study_of_the_Restructured_US_Natural_Gas_Market>. Acesso 20 de junho, 2015.

INSTITUTO DE PESQUISAS TÉCNICAS (IPT). **Gás de folhelho Estudo de pré-viabilidade busca analisar potencialidade e impacto do insumo no Estado de São Paulo**. São Paulo, 27 de novembro de 2012. Disponível em: < <http://www.ipt.br/noticia/616.htm>> acesso em 15 novembro, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Are We Entering Golden Age of Gas? Special Report./ World Energy Outlook**, The United States, 2011. Disponível em: < http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2011/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf> Acesso em 20 de maio, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEAa). **Energy Policies of IEA Countries European Union**. 2014. Disponível em < <https://www.iea.org/Textbase/npsum/EU2014SUM.pdf>>. Acesso em 1 maio, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEAb). **Energy Policies of IEA Countries The United States**. 2014. Disponível em < https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/USA_2014.pdf>. Acesso em 01 maio, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA c). **Japan - international energy data and analysis.** 2014. Disponível em <https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/japan/japan.pdf>. Acesso em 6 de maio, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA d). **U.S.eCrude Oil and Natural Gas Proved Reserves 2013.** 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/usreserves.pdf>>. Acesso em 5 de janeiro de 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEAe), **Annual Energy Outlook 2014** With Projections to 2040, abril 2014. Disponível em <https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Japan/japan.pdf>. Acesso em 6 de maio, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEAa). **Norway,** 2015. Disponível em <https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Norway/norway.pdf>. Acesso em 24 de maio, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEAb). **Natural Gas Information,** 2015. Disponível em <http://wds.iea.org/wds/pdf/Gas_documentation.pdf>. Acesso em 01 de dezembro, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY- IEA (2015a). **International Energy Statistics,**
<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=3&pid=3&aid=1&cid=r7,&syid=2010&eyid=2014&unit=BCF>. Acessado em 7 de maio, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY- IEA (2015b). **About U.S. Natural Gas Pipelines. Transporting Natural Gas Natural Gas. Import/Export Pipelines.**
<https://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/impx.html>. Acessado de 7 maio, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY- IEA (2015c). **About U.S. Natural Gas Pipelines. Transporting Natural Gas. Underground Natural Gas Storage**
<https://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/undgrnd_storage.html>. Acessado em de 7 maio, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY- IEA (2015d). **About U.S. Natural Gas Pipelines. -Transporting Natural Gas. Natural Gas Pipeline Development and Expansion**
<https://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/dvelop.html>. Acessado em 7 maio, 2015.

INTERNATIONAL GAS UNION (IGU). **IGU Reaction to the IEA World Energy Outlook.** 2014. Disponível em: <http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-

field_file/IGU%20PRESS%20RELEASE%20on%20WEO-014%20FINAL%20%28NOV12%29.pdf>. Acesso em 6 de janeiro, 2015.

INTERNATIONAL GAS UNION (IGU). **Wholesale as Price Survey - 2014 Edition**, 2014a. Disponível em: <http://www.igu.org/sites/default/files/node-document-field_file/IGU_GasPriceReport%20_2014_reduced.pdf>. Acesso em 2 de junho, 2015.

INTERNATIONAL GAS UNION (IGU). **IGU World LNG Report. 2015**. Disponível em: < http://igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf>. Acesso em de 2 junho, 2015.

JENSEN, J.T. **The Development of a Global LNG Market, Is it Likely? If so, When?** Artigo do Oxford Institute for Energy, Studies, 2004. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/publications/the-development-of-a-global-lng-market-is-it-likely-if-so-when/>>. Acessado em 20 de junho, 2015.

KIPYOUNG, K.; HOKEUN, K.; YOUTAEK, K. **Risk Assessment for Natural Gas Hydrate Carriers: A Hazard Identification (HAZID) Study**. Disponível em: <<http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0ahUKEwiQ6L-R1drNAhVFGJAKHUeDCwwQFggrMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.mdpi.com%2F1996-1073%2F8%2F4%2F3142%2Fpdf&usq=AFQjCNFz8xUmN-K3kHtghcO3tQKpg8WBBg&sig2=sQhK1GenMAMuh8aQ6Y-06w>>. Acesso em 2 de junho, 2015.

LAM, P. **The growth of Japan's LNG industry: lessons for China and Hong Kong**. *Energy Policy*, 28 (2000) 327-333. Disponível em < http://ac.els-cdn.com/S0301421500000355/1-s2.0-S0301421500000355-main.pdf?_tid=71fb6d00-cc35-11e5-9c7c-00000aab0f26&acdnat=1454696742_ae9bd3a9e42f267b1c7aa54cd71906e1>. Acesso em 5 de maio, 2014.

LAPIP, M.V. **GNL como opção de oferta de gás natural para o Brasil. Tesede dissertação da UFRJ. Disponível em** < http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/component/cck/?task=download&file=dissertacao_tese_arquivo&id=99>. Acesso em 10 março, 2016

LUCCHESI, F.L. **Petróleo, Estudos avançados**. vol. 12, no. 33, São Paulo agosto de 1998. Disponível em < http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40141998000200003&script=sci_arttext>. Acessado em de 5 julho, 2015.

MARTINS L.A. **Dimensionamento de uma Estocagem de Gás Natural sob Incerteza de Demanda e Preço de GNL**. Dissertação de Mestrado do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio, 2012. Disponível em <www2.dbd.puc-rio.br>. Acessado em 6 de Maio, 2015.

MARTINS, M.P. **Setor de Gás Natural no Brasil**. Apresentado no Seminário Internacional Reestruturação e Regulação do Setor do Gás Energia Elétrica. Disponível em < <http://docslide.com.br/documents/setor-de-gas-natural-no-brasil-seminario-internacional-reestruturacao-e-regulacao-do-setor-de-energia-eletrica-e-gas-natural-31-de-agosto-de-2006-rio-de.html> >. Acessado em Julho de T, 2006. Acessado em 2J de julho, 2014.

MARTINEZ, D.B. **Transporte de gás natural sob a forma de hidratos gasosos**. Projeto de Final de Gás Natural e Biocombustíveis Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria de Petróleo e Gás Natural, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em < <http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwjclaPU19rNAhXJkZAKHRYKCGQQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.eq.ufrj.br%2Fprh13%2Fdownload%2F%3Fprh13-monografia-daniel-1.pdf&usg=AFQjCNH1-5oAjIdLcHBX8b6LFcsCgvgWzA&sig2=NhaIwNzs0iYnGZ2AoizHUg> >. Acessado em 6 de Maio, 2015.

MATHIAS, M.C.P.P. **A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição, Condicionantes e Desafios**. Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. 2008. Disponível em: < <http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/melissac.pdf> >. Acesso em 2 de junho, 2015.

MEDLOCK, K.B. **Natural Gas Price in Asia : What to Expect and What It Means**. JAMES BAKER III INSTITUTE FOR PUBLIC POLICY RICE UNIVERSITY, 18 de fevereiro ,2014. Disponível em: < <http://bakerinstitute.org/media/files/Research/ac817540/CES-pub-NaturalGasPriceAsia-021814.pdf> >. Acesso em 2 de junho, 2015.

MEIRA, R.S. **Brasil, Bolívia, Hidrocarbonetos e o Processo de Integração Energética na América Latina**, 2009. Dissertação de Mestrado da Universidade de Brasília (UnB). Disponível <http://www.unb.br> >. Acessado em 1 agosto, 2015.

MELLING, A.J. **Natural gas pricing and its future. Europe as the battleground**. Carnegie Endowment for international Peace. Washington, 2010. Disponível em: < http://carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf >. Acesso em 2 junho, 2015.

MENDES, A.G.S.T. **Impactos da criação do mercado intermópvel de gás natural**. Dissertação mestrado. Pós-graduação em energia elétrica PUC-RIO junho 2006. Disponível em: < Disponível em: < http://carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf >. Acesso em 2 junho 2015.>. Acesso em 15 de junho, 2015.

MINUZZI, R.B. et al. **Por Que o Brasil Está Trocando as Hidrelétricas e Seus Reservatórios por Energia mais Cara e Poluente?** Da Universidade Federal de Viçosa, publicado Revista Brasileira de Meteorologia, v.22, n.3, 338-344, 2007. Acessado em agosto de 2014.

MOKHATAB; MAK; VALAPPIL & WOOD. **Handbook of Liquefied Natural Gas, 1st Edition.** (24 Oct 2013) Imprint: eBook ISBN : 9780124046450.

NEGREIROS, A.R. **Considerações sobre a indústria do gás natural no Brasil.** Dissertação pós-graduação em engenharia de produção, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro – UENF. Campos dos Goytacazes, agosto 2013. Disponível em: <<http://www.portalabpg.org.br>> Acesso em fev 2015.

NETO, D.C.; SUSLICK, S.B. e LIMA, G.A.C. **Proposta de uma modelagem dinâmica para a razão reserva/produção.** 2005. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0445_05.pdf> Acesso em fev 2015.

ORDOÑEZ, R. ANP publica resolução com regras para explorar óleo e gás não convencional no Brasil: Exigências buscam garantir a segurança do homem e do meio ambiente. **O GLOBO**, Rio de Janeiro, Abr. 2014. Disponível em <<http://oglobo.globo.com/economia/anp-publica-resolucao-com-regras-para-explorar-oleo-gas-nao-convencional-no-brasil-12274931>> Acesso em setembro de 2014. >. Acesso 5 de abril 2015.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). **Better Aid - Managing Aid Practices of DAC Member countries,** 2009. Disponível em <<http://www.oecd.org/dac/peer-reviews/35051857.pdf>>. Acesso 10 de abril 2015.

PERICO, A.C.S. **Estudos dos Custos Energéticos na Implantação de Sistema de Transporte e Distribuição de Gás Natural.** Itajubá, 2007. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal de Itajubá. Disponível em <<http://saturno.unifei.edu.br/bim/0032115.pdf>>. Acesso 10 de Jul. 2015

PESTANA, C.; SANTO, E.E. **Gasoduto: Uma Análise das Etapas do Projeto de Implantação.** *Vetor*, Rio Grande, v.21, n.2, p. 44-59, 2011. 44.

PETROBRAS (2014). **Iniciamos operação do terceiro Terminal de Regaseificação de GNL. 2014 (24 de janeiro).** Disponível em <<http://fatosedados.blogspot.com.br/2014/01/24/iniciamos-operacao-do-terceiro-terminal-de-regaseificacao-de-gnl/>>. Acesso em 10 de janeiro de 2014.

PETROBRAS (2009) – Gás associado: carta ao Brasil Econômico. **Fatos e Dados.** 21 de outubro de 2009. Disponível em <<http://fatosedados.blogspot.com.br/2009/10/21/gas-associado-carta-ao-brasil-economico/>>. Acesso 5 maio de 2014.

PIMENTEL, F. **Fim da Era do Petróleo e a Mudança do Paradigma Energético Mundial: Perspectivas e Desafios os para a Atuação Diplomática Brasileira.** Ministério das Relações Exteriores. Fundação Alexandre de Gusmão, 2011 236p. Disponível em <http://funag.gov.br/loja/download/838-Fim_da_Era_do_Petroleo_e_a_Mudanca_do_Paradigma_Energetico_Mundial_O.pdf>. Acesso 5 maio de 2014.

PRESIDÊNCIA DA REPLUBICA (1953) ANP (2014) – **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Dezembro 2013 – SDP**, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível <www.anp.gov.br>. Acesso em Maio de 2015.

PRESIDÊNCIA DA REPLUBICA. Decreto No 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. Acessado em 2 julho de 2015.

QIANG J.; JIANG-BO G.; YING F. **Separated influence of crude oil prices on regional natural gas import prices.** *Energy Policy*, 70: 96-105, 2014. Disponível em < http://ac.els-cdn.com/S0301421514001669/1-s2.0-S0301421514001669-main.pdf?_tid=4e3b9cb0-cc34-11e5-97c8-00000aacb35f&acdnat=1454696252_33efefa33f6926638101ae1acec92f49>. Acesso 5 maio de 2014.

RIBEIRO S.T. **Precificação Ótima dos Contratos de Gás Natural na Modalidade Interruptível. Dissertação** (mestrado Departamento de Engenharia Elétrica) PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2009. Disponível em < http://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/Busca_etds.php?strSecao=resultado&nrSeq=15892@1&msg=28#>. Acesso 5 maio de 2014. <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10003371.pdf>

RIBEIRO, R.N. **A Geopolítica da distribuição de gás natural europeia/asiática e a Rússia como grande protagonista deste cenário.** Rio de Janeiro, 2011. 11p. Projeto de graduação apresentado ao curso de engenharia de petróleo – UFRJ. Disponível em < <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10003371.pdf>>. Acesso 5 maio de 2014.

RODRIGUES A, L. **A logística do Gás Natural: do Poço ao Consumidor final.** Monografia (Pós-graduação em engenharia de produção) Universidade Candido Mendes. Rio de Janeiro, 2010 Disponível em < http://www.avm.edu.br/docpdf/monografias_publicadas/k213744.pdf >. Acesso 5 maio, 2015.

SANTOS, W.G. In: VAZ, C.E.M.; MAIA, J.L.P. **Tecnologia da Indústria do Gás natural.** Editora BLUGGER, 2008.

SECURATO, J.R. et al. **Avaliação de Contratos Incompletos de Longo Prazo sobre Ativos Específicos - Caso: Indústria de Gás Brasileira. Artigo.** Artigo publicado da Universidade de São Paulo, 2012. Acessado em 3 agosto, 2015.

SONDEQ (2015). Foto: **Tubo Cravado de Aço.** Disponível < http://www.sondeq.com.br/pt/nd_grundram.php>. Acessado em 3 agosto, 2015.

SOUZA, C.G.G. **O Papel da OPEP no Mercado Internacional de Petróleo,** Monografia para obtenção do grau de especialista em Finanças e Gestão Corporativa da Universidade Candido Mendes, 2003. Disponível em <

<http://www.avm.edu.br/monopdf/22/CELINALVA%20DAS%20GRACAS%20GONSALVES%20DE%20SOUZA.pdf> >. Acesso 5 de maio, 2014.

SOUZA, F.J.R. **O Setor de Gás Natural no Mundo**. Nota Técnica da consultoria Legislativa. Câmara dos Deputados. Brasília, fevereiro de 2010. Disponível em <http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/areas-da-conle/tema16/2009_11105.pdf>. Acesso 5 de maio, 2014.

TANCREDI, M.; ABBUDO. O.A. **Por que o Brasil Está Trocando as Hidrelétricas e Seus Reservatórios por Energia mais Cara e Poluente?** Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, 2013. Disponível em: <http://carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf>. Acesso em de junho, 2015.

TAVARES M. **Os Desafios do Mercado Brasileiro de Gás Natural**. *Revista Interesse Nacional (online)*, ano 6 (22) jul-set, 2013. Disponível em: <<http://WW.interessenacional.uol.com.br/index.php/edicoes-revista/os-desafios-do-mercado-brasileiro-de-gas-natural1/>>. Acesso 1 de maio , 2014.

THE ECONOMIST (Editors). **Shale Gas Fracking Great: The Promised Gas Revolution**. *The Economist*. 2 de junho, 2012. Disponível em: <<http://www.economist.com/node/21556249>>. Acesso 1 de maio , 2014.

TOLMASQUIM, M.T. **The energy sector in Brazil: Policy and Perspectives**, do Instituto de Estudos Avançados da Universidade de São Paulo, 2012. Disponível em www.scielo.br.. Acessado em Julho de 2014. Disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40141998000200003&script=sci_arttext> Acessado em 2 julho de 2015.

TRADING ECONOMICS (2015). **United States GDP**. Disponível em: <<http://www.tradingeconomics.com/united-states/gdp>>. Acessado em 5 de setembro, 2015.

TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL (2015). Disponível em <www.tbg.com.br>. Acessado em 5 de agosto, 2015.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Japan is the world's largest liquefied natural gas importer, second-largest coal importer, and third –largest net importer of crude oil and oil products** (Overview). Disponível em <http://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/analysis_report_on_japan.pdf>. Acessado 6 janeiro, 2015.

UDAETA, M.E.M.; BERNAL, J.L.O.; GALVÃO, L.C.R. and GRIMONI, J.A.B. **Natural Gas Virtual-Pipeline for Alternative Energy Distribution**. Chapter 6. Intech Open Science. 2012. <<http://dx.doi.org/10.5772/48711>>. Acessado em 5 de agosto, 2015.

VAZ, C.E.M.; MAIA, J.L.P.; DOS SANTOS, W.G. **Tecnologia da Indústria do Gás natural**. Livro da Editora BLUCG , 2008.

ZHAO, W.H.; YANG, J.M.; HU, Z.Q.; WEI, Y.F. **Recent development son the hydrodynamics off loating liquid natural gas (FLNG)**. *Ocean Engineering*, 38: 1555-1567, 2011.