UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física

Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade

MARCIO BASTOS DEMORI

**GNL COMO MECANISMO DE FLEXIBILIZAÇÃO DO SUPRIMENTO
DE GÁS NATURAL PARA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL**

São Paulo

2008

MARCIO BASTOS DEMORI

**GNL como Mecanismo de Flexibilização do Suprimento de Gás Natural para
Geração Termelétrica no Brasil**

Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em
Energia da Universidade de São Paulo
para a obtenção do título de Mestre em
Energia.

Orientador: Prof. Dr. Edmilson Moutinho
dos Santos

São Paulo

2008

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Demori, Marcio Bastos.

GNL como mecanismo de flexibilização do suprimento de gás natural para geração termelétrica no Brasil / Marcio Bastos Demori; orientador: Edmilson Moutinho dos Santos. – São Paulo, 2004.

165p. : il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Gás Natural 2.GNL 3.Energia Elétrica 4.Geração Termelétrica 5.Flexibilidade 6.Planejamento Integrado de Recursos Energéticos 7.Sistemas Hidrotérmicos I.Título.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE – IF

MARCIO BASTOS DEMORI

*“GNL como mecanismo de flexibilização do suprimento de gás natural para geração
termelétrica no Brasil”*

Dissertação defendida e aprovada em 14/04/2008 pela Comissão Julgadora:

Original assinado p/ Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos – PIPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Original assinado p/ Prof. Dr. Ildo Luis Sauer – PIPGE/USP

Original assinado p/ Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo – UNB

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à Erika, Joana e Sofia, aos meus pais Umberto e Maria Ruth e minha irmã Mônica que Deus me abençoou, aos pais Hamilton e Regina e meus irmãos Rachel e Marcos, que o amor me presenteou. Que esse trabalho se torne mais um resultado de nossa fé, nossa esperança e nosso esforço por fazer, a cada dia, um mundo melhor.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a Deus por me abençoar dia-a-dia, guiando a minha vida, no devido tempo e pelo justo caminho.

Agradeço ao saudoso Umberto Demori (apesar de ter a certeza de que ele agora está comigo a cada minuto) por ter colocado em mim, mesmo sem querer, aquele brilho nos olhos por conseguir trabalhar sempre com aquilo que eu acredito e pelo fascínio por esse negócio de gerar energia, desde os tempos em Praia Brava e a obra da Usina Nuclear de Angra. Eu não terminaria esse trabalho sem o senhor do meu lado...

Agradeço ao meu amor, Erika, por caminharmos sempre juntos construindo uma bela vida, superando os obstáculos e colhendo os frutos como a Joana, a quem agradeço por me mostrar, de forma tão simples e clara, que a vida vale a pena e tem coisas muito mais importantes que tudo o que apresento aqui. E agradeço também ao outro fruto que está amadurecendo (a Sofia) por manter firme minha esperança de que eu posso ajudar a deixar o mundo melhor pra quem está por vir.

Agradeço à minha doce mãe Maria Ruth por me passar todo amor e afeto, à minha irmã Mônica por suas orações e por sempre vibrar com todas minhas conquistas. Agradeço ao Hamilton e Regina, por serem também uns pais para mim, me apoiando e orientando em tudo o que faço, à Rachel e Marcos, por estarem sempre junto torcendo por mim, mesmo estando mais longe. E a toda a nossa grande família, pelo acolhimento e alegria que todos me passam.

Agradeço à Petrobras por todo o suporte ao longo desse período, ao Ulysses e Marcelo por seu apoio e companheirismo sem desistir dessa conquista que é nossa, e a todos os amigos da companhia que me apoiaram de diversas formas e cuja lista seria muito extensa...

Agradeço ao Professor Edmilson, pelo convite para entrarmos no Programa, por não desistir (e não nos deixar desistir também) e por contribuir decisivamente na qualidade e o teor desse trabalho. Também agradeço aos professores e aos colegas do Programa por compartilhar seus valiosos conhecimentos, bem como à Rosa e Adriana por toda ajuda.

Aos amigos de ontem e de hoje, de perto e de longe, por contribuírem de alguma forma com aquilo que tenho, na cabeça e no coração, **AQUELE ABRAÇO!**

A todos vocês, e a mim mesmo, um agradecimento final por demonstrar que é possível chegar até aqui, fazer tudo isso e se manter firme porque ainda tem muito mais!

Assim também a fé, se não tiver as obras, é morta em si mesma.

Tiago 2, 17.

RESUMO

DEMORI, M. B. **GNL como Mecanismo de Flexibilização do Suprimento de Gás Natural para Geração Termelétrica no Brasil**. 2008. 165 p. Dissertação de Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Em função do crescente processo de liberalização dos mercados de gás natural e de energia elétrica nos países do hemisfério norte, bem como pelo aumento das restrições ambientais, as projeções de demanda mundial de gás natural indicam um forte crescimento, principalmente no segmento de geração de energia elétrica. Assim, pode-se afirmar que haverá uma convergência cada vez maior entre os mercados de gás natural e de eletricidade. O transporte do gás natural em sua forma liquefeita, o GNL (Gás Natural Liquefeito), representa um importante pivô para essa convergência, bem como para uma integração global crescente dos mercados de gás natural e eletricidade.

Essas evoluções sempre estiveram distantes da realidade brasileira, pois a geração elétrica predominantemente hídrica historicamente reservou um papel limitado para a geração termelétrica. No entanto, desde 2001, como resultado da crise de abastecimento de energia elétrica, o Brasil também fez esforços importantes rumo a uma maior convergência entre os mercados de gás e eletricidade.

Desde 2005, a importação de GNL tem sido analisada para o caso brasileiro, visando prioritariamente o atendimento de uma demanda termelétrica para o gás natural. A característica principal deste modelo é a necessidade de se garantir uma oferta de combustível flexível para usinas que deverão suprir uma demanda termelétrica igualmente flexível: “oferta flexível para demanda flexível”. A luz das evoluções em curso no mercado global, o presente trabalho avalia a viabilidade deste modelo a partir da análise das possibilidades do suprimento de GNL ser efetuado de forma “flexível”, atuando, assim, como mecanismo de flexibilização da oferta de gás natural e garantindo um melhor aproveitamento da capacidade de geração elétrica atualmente instalada no Brasil.

Palavras-chave: Gás Natural, GNL, Energia Elétrica, Geração Termelétrica, Flexibilidade, Planejamento Integrado de Recursos Energéticos, Sistemas Hidrotérmicos.

ABSTRACT

DEMORI, M. B. LNG as a Flexibility Mechanism for Natural Gas Supply for Thermoelectric Generation in Brazil. 2008. Work (Master) – Program of Post-Graduation in Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

Due to the growth of liberalization process on natural gas and electricity markets on northern hemisphere countries, as well as due to raising environmental restrictions, world natural gas demand projections indicate a strong growth, mainly driven by the power generation segment. Therefore, we can affirm that will have an even higher convergence between natural gas and electricity markets. Natural gas transportation in its liquefied form, the LNG (Liquefied Natural Gas), represents an important pivot for this convergence, as well as for the raising global integration of electricity and natural gas markets.

These evolutions were always distant from Brazilian reality, as dominant hydroelectric generation historically reserved a limited role for thermoelectric generation. However, since 2001, as a result from the electricity supply crisis, Brazil also did important efforts towards a greater convergence between natural gas and electricity markets.

Since 2005, LNG importation has been analyzed for the Brazilian case, primarily focusing thermoelectric demand utilization for the natural gas. The main characteristic of this model is the necessity to guarantee a flexible fuel supply for power plants that shall supply an equally flexible thermoelectric demand: “flexible supply for flexible demand”. In light of the evolutions underway on the global market, this study evaluates the viability of this model based on the possibility of LNG supplies be done on “flexible” way, acting then as a natural gas supply flexibility mechanism and guaranteeing a better utilization of the thermoelectric generation capacity already installed in Brazil.

Keywords: Natural Gas, LNG, Electricity, Thermoelectric Generation, Flexibility, Energy Resources Integrated Planning, Hydrothermal Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Demanda americana de gás natural por setor 1990-2030 (Tcf)	17
Figura 1.2 - Demanda global de gás natural por setor 1990-2030 (Tcf)	18
Figura 1.3 - Importação líquida de gás natural nos EUA por modal de transporte 1990-2030 (Tcf)	18
Figura 1.4 - Oferta Brasileira de Gás Natural – Participação por tipo de oferta	19
Figura 1.5 - Integração entre as cadeias de gás natural e energia elétrica	20
Figura 2.1 - Estrutura da oferta de energia elétrica segundo a fonte de geração	28
Figura 2.2 - Consumo brasileiro de energia elétrica	29
Figura 2.3 - Sistema Elétrico Brasileiro	30
Figura 2.4 - Organização institucional do Setor Elétrico Brasileiro	33
Figura 2.5 - Projetos de Usinas Termelétricas do PPT – Inscritos X Em Operação	39
Figura 2.6 - Nível dos reservatórios do Sudeste – 1991 a 2002 e 1999 a 2008	41
Figura 2.7 – Processo de decisão sob incerteza para a otimização hidrotérmica	48
Figura 2.8 - Venda no ACR: Leilões Anuais	50
Figura 2.9 - Estrutura de custos das UTEs e parâmetros para avaliação da competitividade nos leilões (ACR)	52
Figura 2.10 - Fórmula para determinação do Índice de Custo-Benefício (ICB)	53
Figura 2.11 - Brasil: Consumo de Energia Elétrica (GWh) – Trajetórias Superior e Inferior	54
Figura 3.1 - Constituintes do gás natural	59
Figura 3.2 - Cadeia de valor do gás natural e do GNL	62
Figura 4.1 - Cenários de Crescimento das Fontes Primárias de Energia	79
Figura 4.2 - Cenários de evolução da participação das fontes primárias de energia	80
Figura 4.3 - Referências de preços de gás nos principais mercados mundiais	81
Figura 4.4 - Sistema de Gasodutos da América do Norte	82
Figura 4.5 - Sistema de Gasodutos da Europa 2002	84
Figura 4.6 - Preços do gás natural nos principais mercados (referência para os preços de GNL)	85
Figura 4.7 - Oferta Interna de Energia - Estrutura de Participação das Fontes - Brasil 2006 e Mundo 2005	87
Figura 4.8 Estrutura da Indústria de Gás Natural no Brasil	89
Figura 4.9 - Produção Brasileira de Gás Natural – Participação por tipo de oferta	90
Figura 4.10 - Importação brasileira de gás natural da Bolívia e compromissos contratuais (ToP e QDC)	91

Figura 4.11 - Mapa de Gasodutos do Brasil e Cone Sul e de UTEs no Brasil	92
Figura 4.12 - Histórico do consumo de gás natural no Brasil por segmento	93
Figura 4.13 - Produção Brasileira de Gás Natural	95
Figura 5.1 - Posicionamento dos agentes no mercado de GNL	101
Figura 5.2 - Rotas de comercio internacional de gás natural e GNL em 2006	102
Figura 5.3 - Isle of Grain vs Lake Charles – utilização dos terminais	103
Figura 5.4 - Evolução do mercado spot de GNL	104
Figura 5.5 - Volume de GNL exportado no Curto Prazo por País	105
Figura 5.6 - Oferta de GNL por País	106
Figura 5.7 - Capacidade de Regaseificação de GNL por País	107
Figura 5.8 - Sistema de fechamento de compras no curto prazo e <i>spot</i> – Contrato <i>Master Agreement</i> (MSA)	108
Figura 5.9 - Especificações de qualidade do gás natural e do GNL de diferentes países	109
Figura 5.10 Volume mundial de gás comercializado entre regiões por tipo (cenário de referência)	111
Figura 6.1 - Multidisciplinariedade do Projeto GNL	112
Figura 6.2 - Evolução do índice de custos de capital no <i>upstream</i>	114
Figura 6.3 - Evolução do índice de custos de capital no <i>downstream</i>	115
Figura 6.4 - Terminal de concreto flutuante (do tipo GBS)	116
Figura 6.5 - Terminal flutuante utilizando um navio de GNL ancorado convertido para estocagem com regaseificador a bordo (do tipo FSRU)	117
Figura 6.6 - Navio de GNL convertido para estocagem com regaseificador a bordo (do tipo SRV - EBRV)	117
Figura 6.7 - Alternativas de utilização do navio de GNL convertido para estocagem com regaseificador a bordo (do tipo SRV - EBRV)	118
Figura 6.8 - Transferência de GNL <i>Ship-To-Ship</i> (STS), usando mangotes criogênicos flexíveis	119
Figura 6.9 - Terminal flexível utilizando navio de GNL convertido para estocagem com regaseificador a bordo (do tipo SRV - FSRV)	120
Figura 6.10 - Terminal flexível utilizando navio de GNL do tipo SRV – FSRV – Braços de transferência de GNL e de gás natural	121
Figura 6.11 - Comparação de custos entre terminais em terra e flutuantes (do tipo SRV e FSRU)	123
Figura 6.12 - Simulação da carga tributária incidente na embarcação (FSRV)	125
Figura 6.13 - Cadeia do gás natural e a tributação incidente	126
Figura 6.14 - Complementaridade entre o nível dos reservatórios das UHEs e o preço futuro do gás natural	128
Figura 6.15 - Perfil de demanda do mercado americano de gás natural	129

Figura 6.16 - Estocagem de gás natural nos EUA	130
Figura 6.17 - Importação de GNL em 2010 por trimestre	131
Figura 6.18 - Logística de suprimento de GNL ao Brasil – Oeste Africano (Nigéria e Guiné Equatorial)	132
Figura 6.19 - Logística de suprimento de GNL ao Brasil – Mediterrâneo (Argélia)	132
Figura 6.20 - Logística de suprimento de GNL ao Brasil – Caribe (Trinidad e Tobago)	133
Figura 6.21 - Logística de suprimento de GNL ao Brasil – Oriente Médio (Catar)	133
Figura 6.22 - Média das vazões médias mensais para a UHE Santo Antonio	143
Figura 6.23 - Preços do petróleo (Brent) e de gás no Reino Unido (NBP) e EUA (HH)	145
Figura 6.24 - Previsão de despacho das usinas termelétricas com CVU reajustado anualmente	146
Figura 6.25 - Previsão de despacho das usinas termelétricas com CVU reajustado mensalmente	146
Figura 7.1 - Relação entre PPI, Henry Hub e óleo combustível	155

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Dados mundiais de energia elétrica (2005)	26
Tabela 2.2 - Dados mundiais de geração hidrelétrica (2004 e 2005)	27
Tabela 2.3 - Dados mundiais de geração com combustíveis fósseis (2005)	28
Tabela 2.4 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica (2006)	29
Tabela 2.5 - Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro	33
Tabela 2.6 - Comparação entre as modalidades de contratação: Quantidade x Disponibilidade	50
Tabela 2.7 - Empreendimentos Existentes em 31/12/2006, Incluindo os Sistemas Isolados	55
Tabela 2.8 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)	56
Tabela 2.9 - Projeção da Demanda de Gás Natural para usos em Termelétricas ($10^3 \text{ m}^3/\text{dia}$)	57
Tabela 3.1 - Composições de gás natural	60
Tabela 4.1 - Participação das fontes primárias de energia	78
Tabela 4.2 - Reservas, Produção e Consumo de Gás Natural no Mundo	80
Tabela 4.3 - Flexibilidade do Mercado de Gás Natural em Países da IEA em 2000	85
Tabela 4.4 – Relação de usinas termelétricas movidas a gás natural no Brasil e consumo de gás	94
Tabela 5.1 - Suprimento adicional de GNL flexível no final de 2009 (mtpa)	109
Tabela 6.1 - GNL regaseificado: especificações do gás natural	138
Tabela 7.1 - Mudanças no mercado de GNL	157

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	15
1.1. Breve contextualização histórica e objetivo	15
1.2. Objetivos.....	22
1.3. Estrutura da dissertação	22
2. BREVES CONSIDERAÇÕES SOBRE A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	24
2.1. A Indústria de Energia Elétrica e sua Cadeia de Valor	24
2.2. Mercado de Energia Elétrica	26
2.3. As Mudanças Institucionais no Setor Elétrico Brasileiro	30
2.4. Modelo de Livre Mercado	34
2.5. O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) e suas implicações.....	37
2.6. O “Novo Modelo” do setor elétrico.....	43
2.7. Otimização Hidrotérmica	45
2.8. Condições de Contratação de Energia	49
2.9. Perspectivas para a Expansão Termelétrica no Brasil.....	54
3. A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL - CONCEITOS INTRODUTÓRIOS	59
3.1. Definições de Gás Natural e GNL.....	59
3.2. A Cadeia de Valor do Gás Natural	62
3.2.1. Exploração e Produção (E&P).....	62
3.2.2. Processamento	63
3.2.3. Transporte.....	63
3.2.4. Distribuição	65
3.2.5. Armazenamento.....	65
3.2.6. Consumo Final.....	66
3.3. Fundamentos Econômicos da Indústria de Gás Natural.....	67
3.3.1. Características da produção de um campo de gás associado (GA)	70
3.3.2. Características da produção de um campo de gás não-associado (GNA)	71
3.4. Princípios da Comercialização do Gás Natural	72
3.4.1. Definição dos Arranjos Contratuais	73
3.4.2. Definição das Políticas de Preço do Gás Natural	75
4. PANORAMA DOS MERCADOS MUNDIAL E BRASILEIRO DE GÁS NATURAL	78

4.1.	Participação do Gás Natural na Matriz Energética Mundial	78
4.2.	Principais Mercados do Gás Natural no Mundo.....	81
4.3.	Inserção do Gás Natural no Brasil.....	87
4.4.	Visão Geral do Mercado Brasileiro de Gás Natural	88
4.5.	Avaliação da Flexibilidade do Mercado Brasileiro de Gás Natural	94
4.6.	Perspectivas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural	97
5.	MERCADO MUNDIAL DE GNL.....	98
5.1.	Breve introdução ao mercado de GNL	98
5.2.	Evolução do mercado de GNL	99
5.3.	Dinâmica do Mercado de GNL	102
6.	SUPRIMENTO DE GNL FLEXÍVEL PARA ATENDIMENTO À GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL.....	112
6.1.	Análise dos Aspectos Fundamentais para Estruturação de um Arranjo de Suprimento de GNL Flexível	113
6.1.1.	Aspectos Tecnológicos	113
6.1.2.	Aspectos Ambientais	123
6.1.3.	Aspectos Tributários.....	124
6.1.4.	Aspectos Mercadológicos.....	127
6.1.5.	Aspectos Governamentais e Regulatórios.	134
6.2.	Integração dos Mercados de Energia Elétrica, de Gás Natural e GNL	138
6.3.	Posicionamento do Mercado Brasileiro no Mercado de GNL	148
6.4.	Suprimento de GNL Flexível ao Brasil	152
7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO	153
7.1.	Considerações Finais e Recomendações	153
7.2.	Conclusão	160
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	161

1. INTRODUÇÃO

1.1. Breve contextualização histórica e objetivo

Segundo informações da GAS HISTORICAL NETWORK (2006), o início da indústria de gás é atribuído ao engenheiro e inventor escocês William Murdoch (1754-1839) o qual desenvolveu a iluminação a gás em 1792 na Inglaterra. Enquanto seu foco era iluminar prédios individualmente, cada um com sua própria produção de gás, lembrando que, ao longo desse período, o gás deveria ser manufaturado a partir do carvão, que despontava como o energético dominante a sustentar a Revolução Industrial em curso, um tcheco chamado Friedrich Winzler (que posteriormente adotou o nome Winsor) criou em 1812 a primeira empresa de gás do mundo – a *Gas Light and Coke Company*. A empresa de Winsor construiu a primeira rede de distribuição de gás, que passou a iluminar Londres a partir de 1814.

A iluminação a gás rapidamente se espalhou para outras cidades no mundo, chegando a Paris em 1815; Baltimore (primeira cidade nos Estados Unidos) em 1816, Buenos Aires (primeira cidade na América do Sul) em 1823, Sydney (na Austrália) em 1841, e Cairo (na África) em 1863. No Brasil, como relatam SANTOS et al (2002), a chegada da iluminação a gás também foi célere, sendo que a história do gás canalizado no Rio de Janeiro iniciou-se em 1851. A partir de 1870 ocorreu a expansão do uso de gás canalizado em outras cidades brasileiras, incluindo São Paulo com a fundação da *San Paulo Gas Company* em 1872.

Ao longo dos séculos XIX e XX, a utilização do gás “metropolitano” foi ampliada para outros usos como a cocção, aquecimento de água e de ambientes, até chegar a usos em diversos segmentos industriais. No final do século XX, o gás natural, já não mais produzido a partir do carvão, consolidou-se como o combustível preferido para a geração de energia elétrica.

Paralelamente ao desenvolvimento da indústria do gás, segundo GONÇALVES JR. (2007), a indústria da eletricidade surgiu a partir dos estudos de Michael Faraday e de Hippolite Pixii (que construiu o primeiro gerador de corrente contínua no início do século XIX) e adquiriu popularidade a partir da invenção da lâmpada elétrica, ocorrida simultaneamente nos EUA, com Thomas Edison, e na Inglaterra com Joseph Swan, no final dos 1800s.

A expansão inicial da indústria elétrica também foi focada na iluminação pública, mas a eletricidade acabou se mostrando uma forma de energia mais versátil e importante

(especialmente com o desenvolvimento da força motriz elétrica, que substituiu a força motriz animal no transporte urbano através dos bondes elétricos) durante a Segunda Revolução Industrial.

No Brasil, esses mesmos episódios também tiveram marcos precoce. Primeiro, a implantação em junho de 1883 do primeiro sistema de iluminação pública elétrica por iniciativa da prefeitura municipal de Campos (RJ). Esta cidade, desde 1872, já possuía um sistema de iluminação a gás, o qual foi substituído por um sistema com lâmpadas elétricas, sendo que a eletricidade era produzida a partir de uma máquina a vapor que transferia energia mecânica a três dínamos (geradores de corrente contínua), os quais forneciam eletricidade a 39 lâmpadas dispostas em logradouros públicos da cidade.

O segundo acontecimento marcante está relacionado à iniciativa de um industrial de Juiz de Fora (MG), que, em setembro de 1889, colocou em operação a primeira hidrelétrica do país. Esta usina tinha duas unidades geradoras de 250 kW, totalizando uma capacidade de 500 kW. A eletricidade gerada destinava-se à iluminação, mas também à movimentação de máquinas e equipamentos da fábrica. A rigor é o primeiro caso de autoprodução de eletricidade no país. O excedente de eletricidade gerada era vendido à prefeitura de Juiz de Fora para a iluminação pública da cidade. Iniciou-se, assim, o aproveitamento do grande potencial de geração hidrelétrica do país, o qual, no curso da história, transformou-se em um importante diferencial da indústria de energia elétrica brasileira.

Ao buscar-se um ponto de referência para explicar a convergência crescente entre essas duas indústrias, do gás e da eletricidade, pode-se destacar a questão ambiental como uma forte força indutora dessa aproximação. Já na segunda metade do século XX, a mudança do gás de carvão para o gás natural nos usos para aquecimento e cocção significou, por exemplo, o desaparecimento da conhecida “fumaça” (*smog*) londrina.¹ Tais transformações não se restringiram à Inglaterra. De forma geral, a mudança para o uso do gás natural ajudou a tornar o mundo mais limpo.

E é com base nesse mesmo propósito, suportado pelo desenvolvimento tecnológico das turbinas a gás, das centrais de geração termelétrica a ciclo combinado e das centrais de co-geração, que organizações como a EIA (para o caso dos EUA) ou a IEA (para o mundo) (vide

¹ Até 1958, 90% de todo gás consumido na Grã-Bretanha era extraído do carvão. Uma das consequências da produção do gás de carvão era o ambiente insalubre decorrente da sua utilização, além da produção de diversos subprodutos nocivos durante a manufatura do gás. Ao longo dos anos 1960, iniciou-se a extração do gás a partir do petróleo, resultando na redução acentuada do uso do carvão para produção de gás. No final da década de 1960, o gás natural começou a fluir da parte inglesa do Mar do Norte. Desde então, muito pouco carvão ou petróleo tem sido usado para produzir gás (GAS HISTORICAL NETWORK, 2006).

Figuras 1.1 e 1.2) prevêem um crescimento acentuado da demanda global de gás natural, notadamente no segmento de geração termelétrica.

O gás natural que precisa ser ofertado para o atendimento dessa demanda será encontrado e produzido em muitos lugares diferentes no mundo, podendo vir de campos de produção situados no mar ou em terra, e podendo ser transportado dos locais de produção aos centros consumidores através de longos gasodutos ou por navios metaneiros, sob a forma de Gás Natural Liquefeito (GNL) (vide Figura 1.3). Assim, pode-se afirmar que haverá uma convergência cada vez maior entre os mercados de gás natural e de eletricidade, tendo o GNL como importante pivô dessa integração.

Figura 1.1 - Demanda americana de gás natural por setor 1990-2030 (Tcf)

Fonte: EIA. Annual Energy Outlook (2007)

Figura 1.2 - Demanda global de gás natural por setor 1990-2030 (Tcf)

Fonte: IEA (2006)

Figura 1.3 - Importação líquida de gás natural nos EUA por modal de transporte 1990-2030 (Tcf)

Fonte: EIA. Annual Energy Outlook (2007)

Há a expectativa de que a oferta de gás natural sob a forma de GNL, tanto para os EUA como para os principais centros consumidores, apresentará uma maior taxa de crescimento em comparação à produção local e ao transporte por gasodutos.

Essa afirmação encontra sua contrapartida quando se analisa o caso brasileiro, onde, desde 2005, a importação de GNL tem sido estudada com maior seriedade visando, prioritariamente, o atendimento de uma demanda de geração termelétrica para o gás natural. Como será visto ao longo da continuação deste trabalho, a característica principal deste modelo é a necessidade de se garantir uma oferta de combustível flexível para usinas que deverão suprir uma demanda termelétrica igualmente flexível: “oferta flexível para demanda flexível”.

Essa solução é proposta como uma resposta à situação paradoxal em que vive o Brasil: “falta gás, mas sobra gás”. A situação é decorrente de uma conjuntura complexa e delicada, cujo pivô é o elo entre os mercados de gás natural e de energia elétrica. Tais paradoxos serão detalhados nos capítulos que seguem, devendo-se frisar, contudo, que os mesmos acabam se multiplicando na medida em que o Brasil não é auto-suficiente em sua oferta de gás, dependendo de importações substanciais de países vizinhos (e da Bolívia em particular) (vide Figura 1.4).

Figura 1.4 - Oferta Brasileira de Gás Natural – Participação por tipo de oferta

Fonte: SILVA (2007)

As relações gasíferas em todo o Cone Sul da América do Sul foram construídas a partir da segunda metade da década de 1990, dentro de um espírito de mútua cooperação entre os parceiros envolvidos. Porém, gradualmente, tais relações estremeceram e as desconfianças de uns em relação aos outros têm sido traduzidas por sentimentos de insegurança energética, principalmente nos países importadores de gás como o Brasil, Chile e Uruguai. No Brasil, o paradoxo: “falta gás, mas sobra gás”, torna-se ainda mais crítico dentro desse ambiente geopolítico conturbado na medida em que a convergência entre os mercados de gás natural e de energia elétrica já se tornou uma realidade e as eventuais crises em um dos setores podem ser facilmente exportadas para o outro.

A convergência entre gás natural e eletricidade (ilustrada na Figura 1.5), é extremamente recente no Brasil, sendo fruto das medidas emergenciais adotadas pelo país para solucionar a crise de abastecimento elétrico de 2001. Usinas termelétricas movidas a gás natural (UTES) foram construídas e alteraram completamente o ambiente de oferta e demanda tanto do mercado de gás natural como do mercado elétrico, conforme apresentado, respectivamente, nas seções 4.2 e 2.5 deste trabalho.

Figura 1.5 - Integração entre as cadeias de gás natural e energia elétrica

Fonte: TUPIASSÚ (2007)

Herança de um programa de governo – o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) –, cuja avaliação sobre seu sucesso merece um estudo aprofundado que ultrapassa o escopo deste trabalho, as UTEs se encontram no limiar entre dois extremos: (i) há excesso de

oferta de gás natural quando as UTEs não estão despachando²; e (ii) há falta desse mesmo combustível quando todas precisam despachar ao mesmo tempo (sendo que tal situação se verifica tanto na região sudeste como na região nordeste).

Como será visto, para a indústria do gás natural nenhuma dessas situações é adequada. No primeiro caso, a infra-estrutura de suprimento opera com capacidades ociosas muito grandes, tornando tanto os ativos existentes como a expansão dos investimentos pouco atrativa ou envolvendo riscos elevados. Os demais consumidores do gás têm acesso ao combustível, mas a eles não é dada a segurança de suprimento, reduzindo, portanto, os incentivos para desenvolvimento de mercado. Na situação oposta, o uso do gás em termelétricas é priorizado e aos demais consumidores surge um cenário de crise de abastecimento.

Analogamente, o setor elétrico também não convive bem com os dois cenários extremos indicados. A princípio, o setor elétrico considera a capacidade de geração termelétrica como um adicional disponível, que operará como um seguro para todo o sistema. No entanto, dado que a indústria do gás natural encontra dificuldades para se expandir, surgem, ao longo de toda a cadeia de suprimento do gás, gargalos intransponíveis, que impedem a entrega do gás prometido e tornam igualmente incerto o suprimento das termelétricas. A estratégia de seguro não se configura efetivamente em termos energéticos pela falta do combustível para atendimento de toda capacidade instalada.

Por outro lado, em situações de ampla disponibilidade de hidroeletricidade, a queima continuada de gás natural em termelétricas conduz a excessos de suprimento de eletricidade, que o sistema não consegue absorver, obrigando as hidrelétricas a verterem água em suas barragens. Nesse quadro, uma série de novos paradoxos se levantaria, como por exemplo, o questionamento sobre porque desperdiçar recursos renováveis das águas e ao mesmo tempo queimar a energia não renovável do gás natural. Tal situação certamente reduziria o apelo ambiental do gás, o qual, como descrito acima, constitui o elemento fundamental inicial da competitividade desse energético.

² No uso coloquial do termo, “despachar ou despacho” estão associados a “descarregar, enviar ou mandar embora”, sendo mais comuns na linguagem policial, onde despachar adquire o sentido de matar, ou afro-religiosa, onde despachos são preparados e entregues para entreter os deuses. No jargão do setor elétrico costuma-se usar os termos “despachar ou despacho” para assinalar a energia elétrica efetivamente entregue por um gerador e enviada ao sistema. Assim, dizer que “uma usina está despachando” equivale a dizer que ela está gerando. Como será explicado no texto, na realidade brasileira, o gerador poderá despachar para entregar a eletricidade a consumidores independentes (ou livres), ou então gerará para enviar eletricidade ao sistema. No sistema interligado nacional, cada gerador não decide independentemente quanto de energia deverá gerar e enviar ao sistema, devendo obedecer a requisições de operação das unidades geradoras, as quais são efetuadas por um Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS).

1.2. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma compreensão da situação paradoxal em que vive a indústria do gás natural no Brasil, isto é, o conflito entre “falta gás, mas sobra gás”. Em seguida, à luz das evoluções em curso nos mercados globais (e brasileiros) de eletricidade e gás natural, procura-se avaliar a viabilidade de um modelo alternativo baseado nas possibilidades do suprimento de GNL, o qual poderá ser efetuado de forma “flexível”, atuando, assim, como mecanismo de flexibilização da oferta de gás natural e garantindo um melhor aproveitamento da capacidade de geração elétrica atualmente instalada no Brasil.

1.3. Estrutura da dissertação

Além desta introdução, o presente trabalho apresenta no Capítulo 2 uma visão simplificada do Setor Elétrico Brasileiro, buscando entender as mudanças que se iniciaram desde meados dos anos 1990, com foco na implantação do parque de geração termelétrica a gás natural. Nesse mesmo capítulo, são avaliadas as condições e os requerimentos para a contratação desse tipo de capacidade de geração. Finaliza-se verificando as perspectivas de expansão desse segmento, já mostrando o desafio imputado ao setor de gás natural para suprir essa capacidade.

O trabalho segue para o Capítulo 3 buscando entender a estrutura do mercado de gás natural e de GNL, enfatizando sempre que GNL nada mais é que gás natural na forma liquefeita. Trata-se, portanto, de um mesmo produto, com fundamentos semelhantes que suportam sua comercialização, como será também abordado. A partir deste ponto, o trabalho apresenta, no Capítulo 4, os mercados de gás natural mundial e brasileiro, enfocando a questão fundamental para a demanda termelétrica no Brasil: a flexibilidade. Com esse enfoque, analisa-se o mercado brasileiro de gás natural e os mecanismos de flexibilização da oferta e da demanda disponíveis e suas perspectivas de evolução.

O trabalho ainda avalia, no Capítulo 5, as características do mercado mundial de GNL, sua evolução e dinâmica, apontando as tendências que servirão de fundamento para a estruturação de um suprimento flexível de GNL para o Brasil, objeto de estudo no Capítulo 6, o qual, por sua vez, termina com uma análise da integração dos mercados de eletricidade, de gás natural e GNL, a partir da experiência brasileira, mas reconhecendo que o Brasil deve ser considerado dentro de uma realidade global.

Por fim, o Capítulo 7 apresenta as considerações finais e as conclusões do autor sobre a utilização do suprimento de GNL como um mecanismo de flexibilização do suprimento de gás natural para atendimento à geração termelétrica no Brasil. Dada a atualidade e complexidade do tema, se reconhece *a priori* a impossibilidade de se abraçar o problema em toda a sua plenitude. Por isso, o autor encerra este capítulo com sugestões de aprofundamento das pesquisas no futuro.

2. BREVES CONSIDERAÇÕES SOBRE A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Até 2001, os mercados de eletricidade e gás natural eram disjuntos no Brasil. A base hidroelétrica do sistema elétrico reservava um papel muito pequeno para as opções de geração térmica. Por outro lado, como será detalhada no Capítulo 4, a expansão do gás natural se dava principalmente na substituição de outros combustíveis na indústria, tais como GLP, óleo diesel e óleo combustível. Porém, como consequência direta da crise de abastecimento elétrico de 2001, promoveu-se uma rápida convergência entre mercados gasífero e elétrico.

Para compreender-se como essa convergência está na base dos problemas gerados pelo paradoxo “falta gás, mas sobra gás”, é necessário estabelecer uma visão geral do setor elétrico brasileiro, buscando entender as mudanças que se iniciaram desde meados dos anos 1990 e tendo como foco a implantação do parque de geração termelétrica a gás natural. Este capítulo dedica-se a esta breve descrição, reconhecendo que o tema é extremamente amplo e árduo para ser completamente abraçado em um único capítulo. Portanto, importantes simplificações foram introduzidas no sentido de se capturar o que é essencial para esta dissertação.

2.1. A Indústria de Energia Elétrica e sua Cadeia de Valor

Os segmentos que compõem a cadeia de valor da indústria de energia elétrica podem ser divididos em cinco segmentos principais: geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo.

O segmento de geração abrange todas as atividades de produção de energia elétrica (incluindo usinas hidrelétricas, termelétricas e outras fontes alternativas). Também se incluem aqui as importações de países de fronteira, as quais são exercidas atualmente no Brasil por Concessionários de Serviço Público de Geração, Autoprodutores e por Produtores Independentes de Energia (PIEs).³ As atividades de produção de energia podem ser subdivididas em dois grupos principais:

³ A caracterização desses agentes, bem como uma melhor descrição do papel das importações e exportações de eletricidade no Brasil, será realizada mais abaixo.

Operação – inclui tudo o que for relacionado com o atendimento da demanda a cada instante, utilizando os recursos de geração disponíveis; e

Expansão – abrange as decisões de investimento em nova capacidade, com o objetivo de assegurar o atendimento futuro da demanda.

O segmento de transmissão se refere às atividades de transporte da energia produzida até os grandes centros de consumo. Assim como o segmento de geração, as atividades de transmissão podem ser subdivididas em operação e expansão. Evidentemente, em países com forte vocação hidroelétrica como o Brasil, os potenciais de geração e os mercados podem estar distantes uns dos outros, justificando grandes malhas de transmissão, que tendem a ser integradas.

O terceiro segmento, distribuição, se encarrega do transporte final da energia a partir dos pontos de entrega na rede de alta tensão até os consumidores finais. A tensão da linha de transporte é um dos principais critérios de distinção entre as redes de transmissão e distribuição, sendo que a distribuição trabalha em níveis de tensão mais baixos.

O segmento de comercialização de energia está encarregado das atividades de contratação da geração e revenda aos consumidores, sendo exercido de maneira competitiva, por conta e risco dos empreendedores, mediante autorização da ANEEL.

Por fim, os consumidores finais que são os destinatários finais da energia gerada, são representados basicamente pelas indústrias, comércio e residências, podendo ser classificados em livres ou cativos. Os consumidores livres (aqueles que, segundo a Lei 9074/95, possuem carga maior que 3 MW e são atendidos por tensão maior ou igual a 69 kV) têm liberdade para contratação direta com produtores e comercializadores de energia, por meio de contratos bilaterais, enquanto os consumidores cativos contratam sua demanda de energia das distribuidoras. Existe também a figura do consumidor potencialmente livre, que é o consumidor que atende aos critérios para se tornar um consumidor livre, mas que não exerceu essa opção, continuando a comprar energia elétrica da distribuidora. As distribuidoras, por sua vez, estão obrigadas a contratar toda sua demanda por meio de leilões. Os Autoprodutores produzem a energia necessária para o próprio consumo e podem, eventualmente, comercializar o excedente gerado mediante autorização da ANEEL.

2.2. Mercado de Energia Elétrica

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN 2007), temos um panorama geral do mercado mundial de energia elétrica, onde são apresentados os maiores países produtores, exportadores, importadores e consumidores de energia elétrica (Tabela 2.1).

Tabela 2.1 - Dados mundiais de energia elétrica (2005)

Produtores	2005		Exportadores	2005		Importadores	2005		Consumidores	2005	
	TWh	% Mundial		TWh			TWh			TWh	
Estados Unidos	4.268	23,4	França	68		Alemanha	57		Estados Unidos	3.717	
China	2.497	13,7	Alemanha	61		Itália	50		China	1.927	
Japão	1.094	6,0	Paraguai	44		Estados Unidos	45		Japão	906	
Rússia	951	5,2	Canadá	44		Brasil	39		Rússia	804	
Índia	699	3,8	Suíça	32		Suíça	38		Índia	588	
Alemanha	628	3,4	República Tcheca	25		Países Baixos	24		Alemanha	525	
Canadá	613	3,4	Rússia	23		Áustria	20		Canadá	522	
França	571	3,1	Suécia	22		Canadá	20		França	441	
Reino Unido	403	2,2	Estados Unidos	20		Finlândia	18		Brasil	392	
Brasil	398	2,2	Áustria	18		Hungria	16		Reino Unido	345	
Demais Países	6.113	33,5	Demais Países	270		Demais Países	285		Demais Países	5.275	
Mundial	18.235	100,0	Mundo	627		Mundo	612		Mundo	15.441	

Fonte: EIA apud MME e EPE (BEN 2007)

Os Estados Unidos e a China representam juntos mais de 35% da produção e consumo mundial de eletricidade. Enquanto isso, o consumo e a produção do Brasil representam respectivamente 2,5% e 2,2%. Observa-se que a integração das malhas de transmissão viabiliza um grande comércio de eletricidade entre as nações conectadas. Por exemplo, enquanto França e Alemanha são os dois maiores exportadores, a própria Alemanha e a Itália são os dois principais importadores, tendo a Suíça como um corredor de passagem. Explica-se o papel exportador da França através de sua base de geração nuclear.

Por outro lado, Estados Unidos e Canadá também mantêm um intenso comércio bilateral de energia elétrica, sendo que a balança de comércio é favorável aos canadenses principalmente devido à base de geração hídrica do Quebec. Igualmente, o Paraguai aparece na lista dos grandes exportadores de eletricidade graças à Itaipu (que exporta sua energia exclusivamente para o Brasil) e Yacyretá (que exporta exclusivamente para a Argentina). Por outro lado, são principalmente as importações de Itaipu que garantem o Brasil na lista dos maiores importadores de eletricidade, pois as demais conexões de rede com os países vizinhos são limitadas.

Os principais países que utilizam geração hidrelétrica são apresentados na Tabela 2.2. Observe-se que apenas quatro países têm uma participação hidroelétrica superior a 50% em relação ao total da energia elétrica produzida. Enquanto países como Noruega, Canadá e

mesmo Suécia tiram vantagem de um relevo que permite aproveitar de suas condições climáticas de países nórdicos, capturando águas de degelo, Brasil e Venezuela beneficiam-se de seu clima tropical e de uma geografia favorável que viabiliza a coleta de águas de chuva que caem em extensas bacias hidrográficas.

Tal capacidade de coleta foi construída ao longo de muitos anos e através de bilhões de dólares de investimentos em barragens e sistemas de transmissão e distribuição. Ainda assim, sistemas hidroelétricos se caracterizam por baixo fator de capacidade média, por exemplo, no caso do Brasil, esse número é ligeiramente superior a 55%⁴.

Tabela 2.2 - Dados mundiais de geração hidrelétrica (2004 e 2005)

Produtores	2005		Capacidade Instalada *	2004	
	TWh	% Mundial		GW	Pais **
China	397	13,3	China	108	Noruega
Canadá	364	12,2	Estados Unidos	96	Brasil
Brasil	337	11,3	Brasil	69	Venezuela
Estados Unidos	290	9,7	Canadá	67	Canadá
Rússia	175	5,8	Japão	45	Suécia
Noruega	137	4,6	Rússia	44	Rússia
Índia	100	3,3	Índia	31	China
Japão	86	2,9	Noruega	27	Índia
Venezuela	75	2,5	França	24	Japão
Suécia	73	2,4	Itália	21	Estados Unidos
Demais Países	960	32,1	Demais Países	304	Demais Países ****
Mundial	2.994	100,0	Mundial	836	Mundial

Notas:

* Baseada na produção.

** Baseado nos 10 maiores produtores mundiais.

*** Percentual na geração interna total.

**** Exclui países sem geração hidrelétrica

Fonte: MME e EPE (BEN 2007)

Os principais países que utilizam geração termelétrica são apresentados na Tabela 2.3. Tais países não contam com as benesses da geografia da água, ou apresentam demandas de eletricidade que superam as suas disponibilidades hidroelétricas, sendo marcantes os casos de China e E.U.A., que apresentam as maiores capacidades instaladas hidroelétricas do mundo, mas com hidroeletricidade representando menos de 20% de suas necessidades totais.

⁴ Ou seja, os 337 TWh gerados em 2005 representam quase 56% do total de energia que a capacidade instalada em 2004, 69GW, poderia gerar se pudesse operar em plena carga durante todo o ano (69 GW x 8760 horas = 604 TWh).

Tabela 2.3 - Dados mundiais de geração com combustíveis fósseis (2005)

Carvão	2005 TWh	Petróleo	2005 TWh	Gás Natural	2005 TWh
Estados Unidos	2.154	Japão	146	Estados Unidos	783
China	1.972	Estados Unidos	141	Rússia	439
Índia	480	Arábia Saudita	90	Japão	231
Japão	309	México	69	Reino Unido	153
Alemanha	305	China	61	Itália	149
África do Sul	229	Itália	47	Irã	132
Austrália	201	Indonésia	41	Tailândia	94
Rússia	166	Kuwait	36	Arábia Saudita	86
Coreia	149	Iraque	33	México	85
Polônia	145	Irã	33	Egito	81
Demais Países	1.241	Demais Países	504	Demais Países	1.364
Mundial	7.351	Mundial	1.201	Mundial	3.597

Fonte: MME e EPE (BEN 2007)

A maioria dos países não tem o privilégio de contar com as vantagens da geografia da água, combinadas com capacidade tecnológica e de investimento para desenvolver grandes projetos de engenharia, usufruindo-se de sua vantagem competitiva. Nesse sentido, a matriz de geração elétrica do Brasil diferencia-se substancialmente em relação à média mundial. A estrutura da oferta interna de energia elétrica de 2006 pode ser observada na Figura 2.1. Comparativamente à estrutura mundial, nota-se que a hidroeletricidade no Brasil tem peso bem mais significativo.

Brasil 2006

Mundo 2006

¹ Inclui centrais elétricas autoprodutoras.

² Centrais hidroelétricas são aquelas com potência superior a 30 MW.

³ Pequenas centrais hidroelétricas são aquelas com potência igual ou inferior a 30 MW.

⁴ A importação inclui a parcela paraguaia de Itaipu.

Figura 2.1 - Estrutura da oferta de energia elétrica segundo a fonte de geração

Fonte: MME e EPE (BEN 2007)

O consumo final de eletricidade no Brasil atingiu 390 TWh em 2006, sendo que a evolução da distribuição do consumo entre os segmentos residencial, comercial, industrial e outros, pode ser observada na Figura 2.2. Como nota de curiosidade observa-se que o

consumo residencial, de 85,8 TWh em 2006, foi 3,1% superior àquele registrado em 2005, ultrapassando, pela primeira vez desde o racionamento de energia elétrica (em 2001), o patamar de consumo do ano 2000, que chegara a 83,6 TWh. Demonstrem-se, assim, os efeitos de longo prazo das medidas de conservação e racionalização no uso da eletricidade introduzidas durante a crise de 2001.⁵

Figura 2.2 - Consumo brasileiro de energia elétrica

Fonte: MME e EPE (BEN 2007)

Em 2006, como pode ser visto na Tabela 2.4, com acréscimo de aproximadamente 3,5 GW, a capacidade instalada das centrais de geração de energia elétrica do Brasil atingiu o montante de 96,6 GW.

Tabela 2.4 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica (2006)

	MW								
	Hidro			Termo ¹			Núcleo		Total
	SP	APE	TOTAL	SP	APE	TOTAL	SP	SP	
BRASIL	71.767	1.666	73.434	14.520	6.674	21.194	2.007	88.294	96.634

SP - Serviço Público (inclui Produtores Independentes)

APE - Autoprodutor (não inclui usinas hidrelétricas em consórcio com concessionárias de Serviço Público, como: Igarapava, Canoas I e II, Funil, Porto Estrela, Machadinho e outras)

Distribuição equitativa para usinas de fronteira

¹Inclui geração eólica

Fonte: MME e EPE (BEN 2007)

Trata-se de sistema que atende um mercado de 390 TWh, o qual se distribui em “dois” sistemas, como mostra a Figura 2.3. O Sistema Interligado Nacional, SIN, abraça 98% do

⁵ Mesmo reconhecendo a importância da conservação e do uso racional da eletricidade, não apenas para o país, mas também para as reflexões que serão desenvolvidas na continuação desta dissertação, tal dimensão não será explicitada e explorada em sua plenitude, devendo, sem dúvida, ser indicada como uma sugestão para aprofundamento da pesquisa no futuro.

mercado e tem base de geração predominantemente hidroelétrica. Suas principais bacias hidrográficas estão conectadas por cerca de 80.000 km de linhas de transmissão, que permitem a integração elétrica de um país com dimensões continentais. Em oposição, há uma série de Sistemas Isolados com base de geração predominantemente termelétrica.

Figura 2.3 - Sistema Elétrico Brasileiro

Fonte: ONS *apud* Petrobras

Não só pela dimensão, mas pela realidade completamente distinta, este trabalho concentra-se em questões relativas principalmente ao SIN. Os sistemas isolados não serão, portanto, tratados.

2.3. As Mudanças Institucionais no Setor Elétrico Brasileiro

A reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. O processo de transformação prosseguiu através da promulgação da Lei nº 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

Em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. As principais conclusões desse projeto apontavam a necessidade de proceder a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição; incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização; e manter sob regulação do Estado os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais.

Foi também identificada a necessidade de criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE). Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional de um novo modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro, o qual seria mais coerente com a estratégia do governo de promover uma ampla privatização do setor e a saída do Estado enquanto agente operador (do sistema existente) e investidor (na expansão do sistema).

Durante sua vigência, este modelo foi sendo gradualmente questionado, pois parecia pouco competitivo para atrair novos investimentos, principalmente em geração. Foi crescendo o sentimento de insegurança e os riscos de uma eventual crise de abastecimento elétrico. A figura do Produtor Independente de Energia desenvolveu-se prioritariamente através das raras privatizações ocorridas no segmento de geração, sendo que a maior parcela da capacidade instalada e basicamente aquela hídrica permaneceu nas mãos de grandes Concessionárias de Serviço Público, quase todas sob controle do Estado.

Os Produtores Independentes de Energia, no afã de adentrarem em um novo mercado com grande capacidade de expansão, bem como buscando construir rapidamente uma base de geração com escala suficiente para sobreviver em um mercado, cuja competição tenderia a aumentar, priorizaram projetos de menor porte, requerendo investimentos de menor monta, prazos mais curtos de construção e menores empecilhos ambientais a serem superados. Entre tais projetos, destacava-se um maior interesse por termelétricas ao invés de hidroelétricas.

A estratégia térmica desses potenciais investidores encontrou eco tanto nas autoridades governamentais como em uma das mais importantes empresas energéticas do país, a Petrobras, a qual, segundo SANTOS et al (2002), também experimentava um grande processo de transformação estratégica, tendo explicitado como nova missão o desejo de ser não mais

uma “empresa de petróleo”, mas sim uma “empresa de energia”⁶. A convergência de interesses entre a Petrobras e potenciais Produtores Independentes de Energia revelava-se, por exemplo, no anúncio de 20 projetos em parceria até o ano de 2002 (SILVA, 2007) visando a construção de usinas termelétricas, principalmente a gás natural, em diversas partes do país.

Pela primeira vez na história do país, pelo menos desde os anos 1960s, a convergência entre o setor elétrico e de hidrocarbonetos estava sendo promovida em grande escala através do gás natural. E quando a promoção de tal convergência transformou-se em política pública, surgiu o chamado Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), sobre o qual se discute mais abaixo.

Apesar do amplo interesse de investidores privados, desejosos de transformarem-se em Produtores Independentes de Energia, da Petrobras e do Estado, que centrou a política energética no PPT, os investimentos previstos não foram efetuados e poucos projetos foram realmente lançados até o ano 2000.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Além disso, como aponta PIERONI (2005), tais reflexões coincidiram com a mudança de comando do país a partir da chegada do Presidente Lula ao poder, trazendo novas visões ideológicas, entre elas a intenção de resgatar a presença do Estado investidor em setores considerados estratégicos, como o setor elétrico.

Assim, foi instituído, em 2002, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no Setor Elétrico Brasileiro. Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro,⁷ sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Em termos institucionais, este novo modelo definiu a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética - EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de

⁶ A Petrobras criou em 2000 a diretoria de Gás e Energia, seguindo uma tendência mundial de várias companhias, buscando se posicionar como uma empresa integrada de energia.

⁷ PIERONI (2005) também ressalta a dificuldade de nomenclatura, pois, entre o “Novo Modelo” introduzido a partir de 1993 e o “Novíssimo Modelo” iniciado a partir de 2002, todos arvoram a bandeira da novidade.

energia elétrica no sistema interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE). A Figura 2.4 apresenta a atual organização institucional do Setor Elétrico Brasileiro.

Figura 2.4 - Organização institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: Petrobras

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres.

A tabela 2.5 apresenta um resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e aquele introduzido a partir de 2004 para o Setor Elétrico Brasileiro, mudanças essas que acabaram por resultar em transformações nas atividades de alguns agentes do setor.

Tabela 2.5 - Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização

Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Convivência entre Mercado Livre e Parcialmente Regulado (Proposta de Mercado Livre não decolou)	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (2007)

2.4. Modelo de Livre Mercado

O Modelo de Livre Mercado do governo do presidente Fernando Henrique Cardoso (FHC) tinha como preceito básico a ação da “mão invisível” do mercado para promover a competição e garantir a expansão do setor elétrico. Assim, entre os pontos principais da reforma implantada por esse modelo previa-se, do lado da demanda, a separação dos consumidores entre Livres e Cativos (os quais só poderiam ser servidos pelas distribuidoras elétricas locais); e, pelo lado da oferta, a privatização e a separação das atividades (*unbundling*).

Segundo COSTA (2006), essa questão parte do princípio de que empresas integradas verticalmente constituem uma ameaça à competição nos mercados em que atuam, principalmente quando fazem parte de indústrias de rede, como é o caso do setor elétrico. Tal ameaça resulta, primeiramente, da possibilidade que essas empresas têm de praticar subsídios cruzados, fazendo com que os consumidores do mercado em que atuam como monopolista subsidiem os outros no mercado competitivo, de modo que, nesse mercado, essas empresas apresentam uma vantagem competitiva em termos de preços, o que lesa a concorrência. Outra ameaça das empresas integradas verticalmente à competição, específica das empresas de rede, diz respeito à propriedade da rede, que representa uma enorme barreira à entrada dos competidores. Mesmo com leis que garantam o livre acesso aos concorrentes, como foi previsto no modelo em questão, essas empresas tendem a apresentar vantagens de custo em relação aos seus concorrentes.

Ainda de acordo com COSTA (2006), antes das reformas da década de 1990, a rede de distribuição de energia elétrica pertencia à cerca de 30 empresas estatais que compravam seu suprimento de um único produtor, a Eletrobrás (e suas subsidiárias). A iniciativa privada tinha pouco espaço nesse modelo, detendo 24 empresas de distribuição que, contudo, supriam apenas 5% do mercado de eletricidade.

Entre as empresas de distribuição havia ainda 5 empresas que se destacavam por não limitarem suas atividades apenas à distribuição, mas por deterem conjuntamente 32% da capacidade de geração do parque elétrico brasileiro: CEEE (RS), CEMIG (MG), COPEL (PR), CESP e ELETROPAULO (SP). Essa característica resultava de essas empresas atenderem aos maiores centros urbanos do país, necessitando, assim, de investir em geração para reduzir o risco de queda do sistema. Conseqüentemente, essas empresas eram integradas verticalmente.

Desta forma, em complementação à separação das atividades e à preparação das empresas para a privatização, foram estabelecidos limites à concentração de mercado, por meio da Resolução 094/98 da ANEEL, sucedida pela Resolução 278/00. Sua principal função foi limitar as fusões e aquisições, definindo um número mínimo de agentes no mercado a fim de promover mais competição, por meio de medidas que vedavam aos agentes: (a) deter mais do que 20% da capacidade de geração instalada nacional ou 25% e 35%, respectivamente, da capacidade de geração existente nos sistemas interligados Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste; (b) deter mais de 20% do mercado nacional de distribuição ou 25% e 35%, respectivamente, do mercado de distribuição dos sistemas interligados Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste; e (c) possuir participação cruzada na geração e distribuição que resultasse em percentual superior a 30%, considerando-se o somatório aritmético da participação nos dois mercados. Adicionalmente, foi necessário estabelecer um limite de contratação, pelas distribuidoras, de energia produzida por empresas do seu grupo controlador (*self dealing*) até 30% de sua demanda.

O Modelo de Livre Mercado previa que não somente os consumidores livres, mas também as distribuidoras (que seriam supridoras exclusivas de seus consumidores cativos) negociariam diretamente, com geradores ou comercializadores, a contratação de sua energia, promovendo um ambiente de maior competição e viabilizando a maior atração de investimentos na geração.

Em relação aos consumidores livres, muito pouca coisa realmente aconteceu. Os sentimentos de indefinição e incertezas que cercavam o modelo, bem como uma percepção de escassez crescente de energia, parecem não ter sinalizado vantagens substanciais para os

consumidores tornarem-se livres. Assim, todo o processo de construção do novo modelo centrou-se nas relações entre geradores e distribuidoras.

Para aumentar o montante de energia a ser contratada (demanda), bem como, gradualmente, reduzir o efeito de antigos contratos pré-estabelecidos, cujos preços poderiam estar distorcidos, a Lei 9.648/98 obrigava as distribuidoras a descontratar energia, ano a ano, a partir de 2003, em 25% de seu mercado. Em contrapartida, essa mesma lei abria espaço para a auto-contratação entre geradores e distribuidores pertencentes a um mesmo grupo, desde que dentro dos limites estabelecidos

Tais limites não impediam que um mesmo agente privado investisse tanto na atividade de distribuição quanto na de geração, porém sinalizava que seu objetivo não deveria ser a integração vertical, mesmo que por meio de contratos de compra e venda de energia, mas sim deixar que os preços seguissem uma lógica competitiva e não de estratégia empresarial.

Todavia, a sinalização quanto aos limites de auto-contratação dentro dos grupos foi contraditória e teve o efeito de, em alguns casos, incentivar o aumento, ao invés da redução, da atuação de alguns grupos que controlavam distribuidoras, no segmento de geração. Igualmente incongruente passou a ser a política energética, quando o desejo de incentivar o PPT tornou-se prioridade governamental em detrimento dos princípios que tinham sido estabelecidos para o modelo. Com isso, alguns grupos privados, na labuta para se tornarem PIE, passaram a investir em geração termelétrica a gás natural por meio de suas distribuidoras, tendo em vista que o artigo 7 da Resolução 278/00 da ANEEL excetuava o limite de 30% de auto-contratação para as usinas termelétricas do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT).

Além disso, para essas mesmas termelétricas, foi dado um forte incentivo econômico, por meio da Resolução 233/99 da ANEEL, com o estabelecimento de 11,5% de *spread* sobre o Valor Normativo (VN), que era o valor máximo (*price-cap*) de repasse do custo de contratação de energia ao mercado das distribuidoras.

Benefício igualmente importante foi estabelecido pelo artigo 90 da Resolução ANEEL 022/01 que garantiu a correção do VN das termelétricas do PPT baseada em uma fórmula que repassava a variação de 3 fatores: o K1 referente à correção pelo IGP-M; o K2 referente à variação do preço do combustível; e o K3 referente à variação cambial. Dessa metodologia de cálculo, todos os reajustes resultaram em valores superiores à inflação verificada em cada período. Em outras palavras, repassou-se aos consumidores o custo adicional para viabilizar as termelétricas.

Cabe ressaltar, por fim, que a lógica de preços apresentada se insere como parte da forma de contratação de energia prevista pelo Modelo de Livre Mercado, que consiste na contratação por quantidades, onde é efetuado um pagamento constante em função apenas da quantidade de energia contratada. Isso significa, no caso das usinas termelétricas, que a receita não está atrelada à necessidade de despacho. Os custos de capital e operacional, fixos e variáveis, incluindo os compromissos mínimos contratuais pela compra do combustível⁸ poderiam ser arcados desde que suportados pelo valor limite do VN, garantindo assim o seu repasse aos consumidores.

2.5. O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) e suas implicações

O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) foi lançado em 24 de fevereiro de 2000 pelo presidente Fernando Henrique Cardoso e pelo ministro de Minas e Energia, Rodolpho Tourinho, com a assinatura do Decreto 3.371/00. A Portaria MME Nº 43, de 25 de fevereiro de 2000, que foi a primeira portaria editada para a regulamentação do PPT, apresentava os seguintes pontos como base para a sua implementação:

“...considerando que a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, estabelece que a política energética nacional para o aproveitamento racional das fontes de energia visará, dentre outros objetivos, incrementar em bases econômicas a utilização do gás natural, valorizar os recursos energéticos, proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia; considerando que a nova concepção da matriz energética brasileira recomenda a utilização de usinas termelétricas, principalmente com utilização de gás natural, o que propicia condições de atendimento ao mercado a curto prazo e permite ganhos de confiabilidade e eficiência no sistema gerador de energia elétrica; considerando que a meta estabelecida para o setor elétrico é de implantar um parque gerador termelétrico, de forma a atingir até o ano 2009 um perfil hidrotérmico na proporção de oitenta e vinte por cento, respectivamente, alterando a participação do gás natural na matriz energética nacional de três por cento para dez por cento; considerando que a geração termelétrica com o seu avanço tecnológico traz inúmeras vantagens, tais como: atendimento aos requisitos ambientais; instalação próxima aos centros de carga, otimizando o carregamento e a expansão dos sistemas de transmissão; geração estratégica para a operação de hidrelétricas; menor prazo de construção e maior facilidade na obtenção de financiamento;

⁸ No caso do gás natural, os compromissos mínimos contratuais eram o *take-or-pay* e o *ship-or-pay*, que serão detalhados no item 3.3 deste trabalho.

considerando que o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica é fundamental para a prática da livre competição e para a qualidade do serviço, que são alicerces do novo modelo do setor elétrico, sendo prioritário desencadear ações necessárias para sua garantia, no âmbito deste Ministério, em particular até o ano 2003, quando se inicia efetivamente a prática de livre mercado;...”

Assim, de forma resumida, o Programa visava criar as condições para a rápida ampliação da oferta de eletricidade e atender o aumento da demanda de energia elétrica, bem como, solidificar as políticas definidas para o gás natural, de forma a garantir um mercado para o gás que a Petrobras havia contratado da Bolívia. Desta forma, a convergência entre gás natural e eletricidade surgia como uma opção estratégica ótima que atenderia a importantes grupos de interesse compostos por empresas privadas e as grandes empresas estatais do setor de energia.

O Programa garantia aos empreendedores, por 20 anos, suprimento de gás natural a preço fixo, com compensação da variação cambial pela Petrobras, a aplicação do Valor Normativo para o preço de venda da energia gerada, também por 20 anos, com reajuste anual, além de garantir acesso a recursos do BNDES para financiamento do empreendimento, por meio do Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico. Obviamente, tal solução de parceria estreita entre agentes privados e empresas estatais exigia mudanças ideológicas importantes da parte do presidente Fernando Henrique Cardoso. Estava claro que o processo de privatização havia perdido fôlego e que o governo pretendia contar fortemente com as empresas públicas para materializar sua política energética, a qual, por outro lado, convergia com os interesses dessas mesmas empresas.

O Programa previa a instalação de uma série de termelétricas (o número cresceu de 49, quando do lançamento do Programa, para 55, no início do mês de setembro de 2000), a maioria das usinas operaria a gás natural, com capacidade instalada total prevista entre 15.000 MW e 20.000 MW, as quais, operando em plena carga, gerariam consumos de gás natural entre 60 e 80 milhões de m³/dia. Tal avanço no consumo de gás não apenas resolveria os problemas da Petrobras em suas relações com a Bolívia, mas viabilizariam igualmente uma ampla expansão da cadeia de suprimento de gás, sustentando os investimentos necessários para o atendimento desse súbito crescimento de mercado.

Apesar de todas as condições favoráveis e incentivos implementados pelo governo, o resultado do PPT ficou muito aquém das expectativas. Na Figura 2.5, SILVA (2007) mostra uma relação de 41 projetos inscritos no Programa, que representavam cerca de 16.000 MW,

tendo entrado em operação, até dezembro de 2004, apenas 21 projetos com cerca de 8.000 MW, dos quais a maioria foi conduzida pela Petrobras ou, através do esquema de auto-contratação, pelos grupos controladores de distribuidoras de energia elétrica.

Figura 2.5 - Projetos de Usinas Termelétricas do PPT – Inscritos X Em Operação

Fonte: SILVA (2007)

Tanto o sucesso relativo como o fracasso prematuro do PPT está associado aos choques de oferta de eletricidade entre 2001 e 2002, cada um em sentido oposto e com conseqüências igualmente antagônicas. Inicialmente, como já mencionado, o cenário de oferta de eletricidade se deteriorou rapidamente. Desde o início dos anos 1990, com a falta de planejamento do setor e a perda de capacidade de investimento das empresas estatais, o nível médio das águas nos reservatórios das hidroelétricas decaiu rapidamente (vide Figura 2.6 em relação ao nível dos reservatórios da região Sudeste do país, que armazena mais de 60% da capacidade de armazenamento do sistema).

Estações chuvosas robustas em 1997 e 1998 permitiram uma recuperação parcial dos estoques de água, porém a situação voltou a deteriorar-se entre 1999 e 2001. As bases criadas pelo novo modelo setorial não foram capazes de promover novos e grandes investimentos em capacidade de geração e transmissão. No início de 2001, o sistema operava sem qualquer capacidade ociosa e abaixo dos níveis de segurança mínimos, de forma que o racionamento de 2001 tornou-se inevitável frente a uma estiagem mais forte e mais prolongada.

Com a depleção da capacidade de armazenamento plurianual das hidrelétricas, dada a limitação da expansão em relação ao crescimento da demanda, o nível dos reservatórios chegou a um ponto que o sistema não conseguiu suportar um período hidrológico adverso (o período úmido de 2000-2001), como também pode ser observado na Figura 2.6, sendo necessário o racionamento de energia, impondo uma redução dramática no consumo. Ao mesmo tempo, os investimentos em termelétricas foram acelerados, tanto daquelas operadas a gás natural, que já vinham em andamento, como na contratação de usinas emergenciais para operarem a diesel e óleo combustível. Na tentativa de expandir rapidamente a capacidade de geração do sistema, as opções térmicas eram as únicas disponíveis. Nesse sentido, o salto final rumo à convergência entre o gás e a eletricidade foi induzido por um momento de pânico.

Figura 2.6 - Nível dos reservatórios do Sudeste – 1991 a 2002 e 1999 a 2008

Fonte: ONS / Deck NEWAVE apud SAUER (2002)

Porém, em 2002 e 2003, como resultado da queda de consumo em quase 20% nos momentos mais críticos, bem como a adição de novas capacidades termelétricas, e,

principalmente, o retorno de chuvas abundantes, o cenário alterou-se completamente e rapidamente estabeleceu-se um choque de excesso de oferta de eletricidade. Em consequência, começou a sobrar energia mais barata nas hidrelétricas do que aquela gerada pelas termelétricas.

De acordo com MARTINS (2001), as usinas termelétricas previstas eram, em sua maioria, de ciclo combinado (turbina a gás, caldeira de recuperação e turbina a vapor em condensação), o que leva a alta eficiência (entre 50 e 56%). Entretanto, isso eleva os custos de capital para US\$ 400 a US\$ 600 por kW instalado, valores esses que, junto com os custos de operação, principalmente para a aquisição do combustível, isto é, em muitos casos, o gás natural importado da Bolívia, elevavam o custo do MWh produzido com essa tecnologia acima de US\$ 35, enquanto os custos de geração de uma hidrelétrica já amortizada, como as de Furnas, são da ordem de US\$ 20 por MWh.

A tecnologia de turbinas a gás é bastante interessante pela sua modularidade e escala: é possível trabalhar com turbinas de cinco a 500 MW e até com micro-turbinas de 25 a 500 kW. Essas turbinas, em ciclo simples ou aberto, podem rapidamente ser ligadas e entrar na rede para atender a horários de pico, com baixo custo inicial mas alto custo de operação (eficiência da ordem de 30 a 35%).

A opção de se trabalhar com ciclos combinados, entretanto, faz com que a atratividade econômica só seja conseguida com escalas maiores (300 a 1.000 MW) e com fatores de uso da ordem de 80%. Ou seja, isso requer que essas usinas termelétricas sejam usinas de base, operando durante 70 a 80% do tempo, e não de ponta, o que implica na garantia da sua operação mesmo que as hidrelétricas estejam com seus reservatórios cheios.

Dessa forma, em anos hidrológicamente favoráveis, teríamos a situação absurda de ter de verter água das hidrelétricas sem turbiná-las, para garantir a demanda das termelétricas. Ou seja, estaríamos “vertendo gás” para garantir um despacho inflexível provocado pelo pagamento de compromissos mínimos de retirada do contrato de suprimento de gás natural!

As usinas emergenciais a óleo foram penalizadas por contratos que tornaram o custo final da energia gerada excessivamente elevado, pois, a partir de 2000, o preço internacional do petróleo iniciou sua escalada fulminante, tendo se aproximado dos 100 US\$/barril no final de 2007. Porém, como será visto abaixo, eram tecnologicamente mais racionais para operarem em sintonia com o sistema hídrico.

Nas termelétricas a gás a ciclo combinado, havia uma incongruência tecnológica, pois foram inseridas termelétricas para operação de base em um sistema que requeria apenas certa complementação térmica, para aumentar o fator de capacidade médio de todo o sistema sem

reduzir a disponibilidade média de água. A escolha não apropriada da tecnologia conduziu a uma redução do fator de capacidade médio, demonstrando uma ineficiência na alocação dos investimentos realizados.

Felizmente, por caminhos tortos, os passivos gerados pelo PPT foram menos dramáticos, pois muitos projetos inscritos no Programa não conseguiram cumprir as exigências, como: obtenção de licenciamento ambiental e autorização da ANEEL, estar com as obras iniciadas e não interrompidas, possuir contratos de EPC e de fornecimento das unidades geradoras firmados, e, ainda, ter sua entrada em operação comercial até dezembro de 2004.

Outro problema nem sempre solucionado pelos empreendedores foi o financiamento do projeto para a compra dos equipamentos e a instalação da planta. Os bancos financiadores exigiam garantias de que seriam pagos. Assim, exigiam que boa parte da energia produzida já estivesse com contratos de venda assinados, os Acordos de Compra de Energia (*Power Purchase Agreement* - PPA). Devido ao alto custo da energia gerada pelas termelétricas, as concessionárias privatizadas não mostraram interesse em assinar tais acordos e os consumidores livres muito menos, pois estavam buscando as melhores barganhas no Mercado Livre não Regulado.

Somente a Petrobras, a Eletrobrás e outras estatais é que, em alguns casos, assumiram esse ônus. Outra exceção foram os projetos de auto-contratação, que tinham a garantia do repasse do VN ao mercado cativo, mesmo a preços muito mais elevados que o da oferta de energia disponível. Porém, mesmo para esses casos, a Petrobras assumiu um ônus importante, pois o custo de oportunidade do gás fornecido às térmicas tornou-se muito grande na medida em que os demais usuários de gás estavam dispostos a pagar mais caro pelo combustível.

O esqualido crescimento econômico do país no período pós-acionamento também ajudou a piorar o desequilíbrio entre oferta e demanda de energia. Por outro lado, o consumo de gás natural passou a ter um crescimento acentuado, não como fonte de geração de energia elétrica, mas, principalmente, como combustível de automóveis e de caldeiras industriais, em decorrência da implantação do Programa de Massificação de Uso do Gás Natural pela Petrobras em 2003.

2.6. O “Novo Modelo” do setor elétrico

O marco regulatório do setor elétrico apresentou severas mudanças com a troca de governo em 2003. O “Novo Modelo” lançado pelo presidente Lula difere conceitualmente do

anterior principalmente por deixar de acreditar que a livre concorrência seja suficiente para criar os incentivos para o investimento privado. Caracterizou-se assim, por restituir o planejamento centralizado do setor, determinativo de médio e longo prazo, e por apresentar como objetivo a garantia do suprimento e a modicidade tarifária (a ser obtida por meio dos leilões de energia).

Com base nesse novo modelo, os contratos bilaterais e a contratação do preço *spot* no MAE (hoje PLD – Preço de Liquidação das Diferenças), que substituiriam os contratos iniciais, foram suplantados por dois ambientes de contratação, um ambiente em que a contratação é regulada, em que cada geradora vende sua energia para o conjunto de distribuidoras (o *pool*) e outro em que a contratação é livre. A proposta é a substituição de um sistema baseado em competição no mercado, por um outro baseado na competição pelo mercado, com foco na expansão dos sistemas elétricos (SAUER, 2002).

O Novo Modelo, por meio da Lei 10.848/04 e o Decreto 5.163/04, determina que as distribuidoras têm obrigação de contratar 100% de seu mercado no ambiente regulado. O modelo se baseia no fornecimento, por parte das distribuidoras, da previsão de demanda para os 5 anos seguintes. Com base na quantidade de energia demandada, o governo determina a necessidade de potência instalada para atender tal demanda. Os geradores que suprirão essa demanda por potência instalada são selecionados por meio de leilões na modalidade “menor tarifa”, em que os vencedores firmarão contratos com todas as distribuidoras, de modo que a tendência é que cada distribuidora pague um valor médio do custo marginal de expansão do sistema. A Lei determina ainda que deva ser oferecido nos leilões um número de projetos maior do que a demanda homologada.

Outra modificação relevante do Novo Modelo diz respeito também à auto-contratação, uma vez que se provou que o modelo antigo acabou incentivando essa prática a preços superiores dos de mercado. O Novo Modelo proíbe o *self dealing*, ou seja, a contratação bilateral dentro do mesmo grupo econômico (artigo 20 e 30 da Lei 10.848/04); obriga a compra de toda a energia comercializada pelas distribuidoras em leilões, de forma pública e transparente (artigo 20 da Lei 10.848/04); define a menor tarifa como o critério de compra (inciso 70, do artigo 20 do decreto 5.163/04); e acaba com o Valor Normativo (VN) e os critérios de correção com base no K1, K2 e K3 (parágrafo 40 do artigo 20 da Lei 10.848/04).

Além disso, cada contrato de venda de energia deverá ter um lastro físico de geração, de forma que não existam contratos sem a correspondente capacidade física de suprimento. Nesse mesmo sentido, os empreendimentos termelétricos somente serão autorizados quando

comprovada a disponibilidade de suprimento de combustíveis necessários à sua operação, podendo usar combustíveis substitutos.

2.7. Otimização Hidrotérmica⁹

Embora as usinas termelétricas correspondam a apenas 20% da capacidade instalada no Brasil, elas servem como um “seguro” contra a ocorrência de secas severas, e são fundamentais para a segurança de suprimento do sistema.

Assumindo dados do final de 2007, segundo o Plano Decenal (2007), o país conta com mais de 600 usinas hidrelétricas, de diversos portes, distribuídas em onze bacias hidrográficas por todo o país. Devido à grande extensão do território nacional, a maior parte dessas bacias hidrográficas tem regimes climáticos diversificados, isto é, uma região pode enfrentar um período de seca ao passo que em outra pode ocorrer chuvas abundantes. Por exemplo, mesmo durante a crise de abastecimento de 2001, enquanto os sistemas do Sudeste e Nordeste enfrentavam a penúria de água, levando ao racionamento, o sistema do Sul apresentava sobre oferta e a região ficou fora do racionamento. Por outro lado, em 2006, a situação inversa foi registrada.

Esta diversificação hidrológica permite aumentar a segurança do suprimento do sistema elétrico como um todo desde que as várias bacias estejam fortemente conectadas entre si através do sistema de transmissão. Em outras palavras, o Brasil desenvolveu ao longo de sua história elétrica um robusto sistema de transporte de eletricidade que opera como se houvessem usinas virtuais móveis que estivesse aproveitando os excessos de água aqui ou acolá. Nos casos acima mencionados de 2001 e 2006, as penúrias de uma região conviveram com excessos em outra, porque, entre outros, os sistemas de transmissão apresentavam gargalos que impediam uma troca maior de energia entre elas.

A gestão da operação do “portifólio” de recursos hidrelétricos, termelétricos e linhas de transmissão, está a cargo do Operador Nacional do Sistema (ONS). Segundo bem define o ex-presidente do NOS, Mario Santos (2002),¹⁰ “produzir energia elétrica ao menor custo possível, otimizando a geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, e ao mesmo tempo transportá-la com a máxima segurança pela rede de transmissão, para que as diferentes

⁹ A maioria das informações deste item estão baseadas em um artigo preparado pela consultoria PSR para a Petrobras em dezembro de 2007. Apesar de não ter sido um documento de livre circulação, agradeço à Petrobras por autorizar a sua utilização.

¹⁰ Extraído do artigo intitulado “Energia: mínimo custo x máxima segurança”, publicado na Folha de São Paulo em 03/03/2002. Disponível em: http://www.ons.com.br/biblioteca_virtual/artigos_presidente.aspx acessado em: 07/02/2008)

empresas distribuidoras a façam chegar aos consumidores. Este é o grande desafio do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Mais que isso, é sua missão institucional orquestrar os recursos colocados à sua disposição pelas empresas de geração e transmissão, em busca do que é melhor para a sociedade”.

De uma maneira simplificada, o objetivo do ONS é minimizar o custo de operação do sistema e otimizar a produção plurianual de eletricidade, sujeito a diversas restrições, incluindo restrições elétricas nos sistemas de transmissão. Com este objetivo, o ONS utiliza com mais intensidade as usinas nas bacias em situação favorável (afluências e/ou níveis de armazenamento elevados), transferindo a energia adicional produzida para as regiões em situação menos favorável (afluências e/ou níveis de armazenamento reduzidos).

Assim, além da gestão dos recursos hidrelétricos e das linhas de transmissão, o ONS se encarrega igualmente da otimização da produção das usinas termelétricas atreladas ao sistema. Nesse processo, o operador contempla as usinas a gás natural (parcela mais importante, com cerca de metade da capacidade térmica instalada), carvão, nuclear e óleo combustível/diesel. Na gestão termelétrica, na medida do possível, o ONS despacha as usinas disponíveis por uma ordem de mérito, isto é, seguindo a curva de custos crescentes.¹¹

O problema da otimização hidrotérmica é bastante complexo. Trata-se de determinar quando e em que quantidade devem ser acionadas as usinas termelétricas do sistema. É um exercício de programação dinâmica, não linear, com *feedbacks* e estocástico, ou seja, a solução para este problema é feita com base em modelo matemático homologado pela ANEEL, com fundamentos exclusivamente técnicos, que visa, ao mesmo tempo, garantir a segurança do fornecimento ao longo do tempo e o menor custo possível.

Como mais de 80% do sistema é de base hídrica, então a segurança de suprimento está fortemente associada a uma variável fundamental de toda forma de energia renovável, qual seja a intermitência, parcialmente garantida através dos reservatórios de água que permitem acumular os fluxos que afluem ao sistema a cada ano. Porém, tais fluxos impõem o nível de incerteza para o sistema como um todo. A razão disso consiste na inutilidade de se acionarem as termelétricas no “último minuto”.

Por exemplo, como ocorrido entre dezembro de 2007 e fevereiro de 2008, quando os níveis dos reservatórios já estavam extremamente reduzidos, o risco de um novo racionamento tornou-se evidente. Dado que as termelétricas, como mencionado, correspondem a somente 20% da capacidade de produção do país, mesmo admitindo que elas

¹¹ Como já mencionado, este trabalho foca no SIN e, principalmente, no segmento de mercado de Contratação Regulada. No segmento de Contratação Livre, as relações entre consumidor e produtor são diretas.

pudessem operar todas em plena carga, elas não conseguiriam produzir energia suficiente para reverter a ameaça de racionamento.

Ainda dentro do escopo da decisão de curto e médio prazo, a única opção alternativa é acionar as termelétricas com antecedência de vários meses, para que a contribuição acumulada da energia por elas gerada seja relevante. Porém, se nesse ínterim as chuvas regressarem ou se revelarem muito maiores do que inicialmente previsto, os reservatórios entrarão na estação chuvosa com excesso de água e não poderão acumular os novos fluxos, conduzindo, eventualmente, ao vertimento de águas não turbináveis. Para todos os efeitos, combustíveis fósseis, bem mais caros, esgotáveis e com maiores impactos ambientais, terão sido queimados, enquanto águas terão sido desperdiçadas.

Em resumo, a decisão de acionar as termelétricas a cada mês é tomada em condições de incerteza quanto às afluências futuras. Em seu processo de decisão, o ONS procura o melhor equilíbrio entre dois tipos de custos resultantes desta decisão sob incerteza, conhecidos como tipo 1 e tipo 2.

No custo do tipo 1, o ONS toma a decisão de acionar uma termelétrica que, *ex-post*, se mostrará desnecessária – por exemplo, devido à ocorrência de vazões favoráveis no futuro, que levam à recuperação dos reservatórios. O custo para a sociedade, neste caso, é o de pagar um adicional em sua conta para remunerar um desperdício de combustível, por exemplo, gás natural ou óleo. Trata-se, portanto, de uma estratégia de seguro que se revelará mais cara do que o necessário, com todas as implicações ambientais, sociais e políticas a ela associadas.

Já no custo do tipo 2, o ONS toma a decisão oposta de não acionar uma termelétrica que, posteriormente, se mostrará necessária – por exemplo, devido à ocorrência de vazões desfavoráveis, que levam ao esvaziamento final dos reservatórios e a uma crise de suprimento. O custo para a sociedade neste caso tende a ser bem mais elevado, pois corresponde ao prejuízo econômico de interromper o suprimento de energia elétrica.

Como ilustra a Figura 2.7, o processo de decisão do operador do sistema elétrico tem três fases. Na primeira fase, é tomada a decisão de acionar, ou não, as usinas termelétricas. Como mencionado, esta decisão é sob incerteza, isto é, sem o conhecimento das vazões que ocorrerão nos próximos meses. Na segunda fase, os cenários de vazões, que podem ser favoráveis (chuvas abundantes) ou desfavoráveis (seca), se revelarão e o ONS deverá decidir sobre a continuidade ou não da operação termelétrica. Na terceira fase, observam-se as conseqüências para o consumidor das diversas combinações de decisões e cenários de vazões.

Figura 2.7 – Processo de decisão sob incerteza para a otimização hidrotérmica

Fonte: PSR (para a Petrobras)

Observa-se, inicialmente, que não há como garantir que uma decisão operativa tomada *ex-ante* seja, *ex-post*, sempre a mais “correta” sob o ponto de vista da minimização do somatório de custos tipo 1 e 2. Tanto a decisão de acionar preventivamente as termelétricas como a de não acioná-las pode ter consequências desfavoráveis, com custos do tipo 1 (“desperdiçar” combustível) ou tipo 2 (reduzir a segurança de suprimento) que necessitarão ser repassados aos consumidores. Custos adicionais excessivos ferem o princípio da modicidade tarifária estabelecido pelo novo modelo do setor, colocando, então, o ONS sob os holofotes de um debate político que rapidamente se intensifica.

Em outras palavras, não é possível saber “a priori” se uma decisão específica tomada pelo ONS é a melhor decisão para a sociedade. O que se faz é tomar uma decisão que, em média, ou com maior probabilidade, pareça ser a mais adequada em um determinado momento.

A segunda observação é que, embora os custos de tipo 1 e 2 sejam elevados, eles não são infinitos. Isto significa que, a cada instante, o ONS procura encontrar um equilíbrio entre a certeza de um custo tipo 1 para a sociedade (acionar uma usina termelétrica), e a probabilidade de um custo maior do tipo 2 no futuro, caso a termelétrica não seja acionada,

mas venha a provar-se necessária. Mesmo que esse cenário se materialize, a política energética ainda poderá contar com instrumentos mais ou menos estruturados e bem geridos, de gestão de demanda ou racionalização do consumo, sinalizados por preços que tenderão a subir, antes que um racionamento seja realmente adotado como última medida.

Caso o armazenamento de água nos reservatórios caia abaixo de um determinado nível, conhecido como Curva de Aversão a Risco – CAR -, o ONS adota um critério operativo complementar. Ao invés de usar cenários probabilísticos de vazões futuras, imagina-se que a média das quatro piores vazões registradas no passado vá se repetir. Com este critério mais rigoroso, as termelétricas são acionadas no sentido de reduzir os problemas de suprimento nos meses que seguem. Em outras palavras, a Curva de Aversão a Risco registra o momento em que os custos tipo 1 serão aqueles necessários para repor os estoques de água do sistema. Quanto mais longa for a operação complementar, maiores serão os custos tipo 1 incorridos e a serem repassados aos consumidores.

Finalmente, deve-se observar que tanto o critério básico (minimização do custo médio para o consumidor) como o critério complementar (aumento dos custos tipo 1 visando minimizar a probabilidade de ocorrência de custo tipo 2) foram incorporados no conjunto de procedimentos operativos que o ONS deve seguir, denominados Procedimentos de Rede, e que foram aprovados pela ANEEL¹².

2.8. Condições de Contratação de Energia

Ao avaliar a implantação de nova capacidade de geração, o empreendedor terá, de forma simplificada, duas alternativas para comercializar a energia gerada:

- no ambiente livre, por meio de contratos bilaterais por quantidade; e/ou
- no ambiente regulado, por meio dos leilões de contratação por disponibilidade ou por quantidade.

¹² Aprovação fundamentada nos seguintes instrumentos legais e regulatórios: § 4º do Art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; Art. 7º da Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002; Resolução CNPE nº 10, de 16 de dezembro de 2003; Resolução ANEEL nº 212, de 20 de fevereiro de 2006.

Tabela 2.6 - Comparação entre as modalidades de contratação: Quantidade x Disponibilidade

	Vendas por Quantidade	Vendas por Disponibilidade
Receitas ¹³	PPA	RF (Receita Fixa) + CVU (despacho)
Custos	Fixos + Variáveis Operação + Liquidação	Fixos + Variáveis Operação
Liquidação	Pelo Agente Gerador	Pela Distribuidora
Competitividade	Preço do PPA	Índice de Custo-Benefício (ICB)

Fonte: Petrobras

Os leilões de disponibilidade foram concebidos para permitir que a distribuidora gerencie um “portfólio” de contratos, devido à obrigação de contratar 100% de sua demanda e a incerteza na previsão dessa demanda. Além disso, eles têm como base a adequação da forma de contratação da capacidade termelétrica ao seu papel de complementação. Assim, esse é o modelo mais direcionado para a contratação das usinas termelétricas. A Figura 2.8 mostra os leilões previstos no ambiente regulado, sendo que o leilão que ocorre com 3 anos de antecipação ao início de operação (A-3) é aquele que as usinas termelétricas a gás natural são mais competitivas, pois dificilmente projetos baseados em outros combustíveis (como hidrelétricas e termelétricas a carvão) conseguem ser implantadas em tão pouco tempo. O prazo de contratação também varia, sendo de 15 anos para as usinas termelétricas e 30 anos para as usinas hidrelétricas.

Figura 2.8 - Venda no ACR: Leilões Anuais

Fonte: TUPIASSÚ (2007)

¹³ Onde: PPA significa “Power Purchase Agreement” ou contratos de compra de energia e CVU significa Custo Variável Unitário.

De forma resumida, os leilões possuem o seguinte processo: 60 dias antes do leilão, as distribuidoras informam os montantes (em MW médio) que desejam contratar. O MME oferece novos projetos hidrelétricos para o leilão (os quais devem ter licença ambiental prévia) e os agentes são livres para apresentar seus projetos (como termelétricas, PCHs, e usinas movidas a biomassa). Esses projetos devem ser qualificados pela EPE e apresentar informações¹⁴ para o cálculo da sua Garantia Física (lastro), sendo divulgada uma relação completa dos projetos que concorrerão no leilão, depois de efetuado esse cálculo. As usinas candidatas fazem ofertas de quantidade (MWh de energia assegurada ou lastro) e de preço unitário (R\$/MWh). O leiloeiro ordena as usinas por preços unitários crescentes até que o montante acumulado de energia assegurada (lastro) seja igual à demanda licitada. Os vencedores da licitação assinam contratos bilaterais em separado com cada distribuidora, proporcional à demanda solicitada.

O leilão segue uma seqüência licitando primeiro os contratos por quantidade, correspondentes aos projetos hidrelétricos, seguindo com os contratos por disponibilidade, correspondentes aos projetos termelétricos. A alocação da demanda a ser licitada para cada modelo de contratação é feita pela EPE, seguindo regras pré-estabelecidas. Entretanto, alguns parâmetros usados podem não ser divulgados aos agentes, de forma que estes não têm certeza da demanda pela qual estarão competindo. Esta é uma informação importante na preparação da estratégia de participação no leilão, bem como a análise da competitividade do projeto proposto pelo agente. Essa análise é efetuada com base na estrutura de custos das usinas termelétricas. A Figura 2.9 mostra uma representação desses custos.

¹⁴ As principais informações que devem ser declaradas *a priori* pelos agentes termelétricos são a Potência Efetiva (PotEfe), o Fator de Capacidade Máximo (FCmax), os índices de indisponibilidade (TEIF e IP), a inflexibilidade (Inf) e o Custo Variável Unitário (CVU).

Figura 2.9 - Estrutura de custos das UTEs e parâmetros para avaliação da competitividade nos leilões (ACR)

Fonte: TUPIASSÚ (2007)

A estrutura de custos das termelétricas é composta por custos fixos, variáveis de operação e de liquidação. Os custos fixos correspondem aos investimentos para instalação da capacidade da planta de geração e de implantação de infra-estrutura para suprimento do combustível, às despesas fixas de operação e manutenção, custos de conexão elétrica, inflexibilidade, seguros, encargos e taxas. Os custos variáveis de operação correspondem basicamente aos gastos com suprimento do combustível, tendo uma pequena parcela relativa aos custos variáveis de operação e manutenção. As termelétricas só incorrem em custos de liquidação quando vendem energia por quantidade, em contratos bilaterais, pois nas contratações por disponibilidade dos leilões, esses custos são arcados pelas distribuidoras.

Cada parcela de custo possui um parâmetro correspondente para análise da competitividade de uma termelétrica, havendo uma correlação entre eles por meio de uma fórmula que calcula o Índice de Custo-Benefício (ICB), conforme apresentado na Figura 2.10.

A Receita Fixa (RF) corresponde à parcela da receita prevista para cobrir os custos fixos, representando uma remuneração que será paga ao longo de toda a vida do contrato. O RF é reajustado anualmente pelo IPC-A, exceto a parcela relativa à inflexibilidade, que é reajustada na forma específica para o combustível.

O COP (Custo Variável de Operação) é função do CVU (Custo Variável Unitário) e da inflexibilidade declarada (que será abatida do despacho previsto), representando uma remuneração que será paga somente quando a termelétrica operar. O CVU é função do combustível utilizado, que é reajustado na forma específica para o combustível, e possui uma pequena parcela de O&M que é reajustada anualmente pelo IPC-A.

Figura 2.10 - Fórmula para determinação do Índice de Custo-Benefício (ICB)

Fonte: TUPIASSÚ (2007)

A Garantia Física (GF) determina a quantidade de energia que poderá ser comercializada pela termelétrica, considerando as informações declaradas *a priori* pelos agentes termelétricos: Potência Efetiva (PotEfe), Fator de Capacidade Máximo (FCmax), os índices de indisponibilidade (TEIF e IP) e a inflexibilidade (Inf), além da geração hidrelétrica e termelétrica total que será requerida pelo sistema. É calculada pela EPE com base em parâmetros pré-estabelecidos.

O Índice de Custo-Benefício (ICB) é o indicador que permite comparar a competitividade do custo de geração dos diferentes tipos de empreendimentos de geração termelétrica. Quanto menor o ICB, menor o custo de geração e, conseqüentemente, mais competitiva é a termelétrica. Antes do leilão, os agentes recebem o valor do teto máximo do ICB que será aceito pelo governo, ou seja, o preço em que será aberto o leilão.

Grosso modo, a relação entre RF e COP na formação do ICB pode chegar a 1 para 4 na definição do valor do ICB, de forma que um custo fixo baixo, permite suportar um maior

custo variável sem afetar significativamente o ICB. Nesse sentido, o papel de complementação das termelétricas é reforçado, com base na minimização dos custos fixos (RF) e na flexibilização dos custos variáveis (COP e CVU) para garantir a competitividade da geração termelétrica.

2.9. Perspectivas para a Expansão Termelétrica no Brasil

Ao avaliarmos os estudos do MME e da EPE efetuados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016 (2007), observa-se que as previsões indicam um crescimento anual médio acentuado da demanda de energia elétrica, da ordem de 5% a.a. (Figura 2.11).

Figura 2.11 - Brasil: Consumo de Energia Elétrica (GWh) – Trajetórias Superior e Inferior

Fonte: MME e EPE (Plano Decenal 2007)

O atendimento desse crescimento de demanda será efetuado a partir de um parque gerador existente de quase 100 GW, sendo 11 GW de usinas termelétricas a gás natural, conforme mostra a Tabela 2.7.

Tabela 2.7 - Empreendimentos Existentes em 31/12/2006, Incluindo os Sistemas Isolados

Fonte	Nº usinas	MW	Estrutura (%)
Hidrelétrica	633	73.678	72,1
Gás	101	10.798	10,6
Petróleo	568	4.466	4,4
Biomassa	269	3.693	3,6
Nuclear	2	2.007	2,0
Carvão Mineral	7	1.415	1,4
Eólica	15	237	0,2
Potência Instalada	1.595	96.294	94,3
Importação Contratada ⁽¹⁾		5.850	5,7
Potência Disponível		102.144	100

(1) Paraguai Itaipu - 5.600 MW; Paraguai ANDE - 50 MW; Venezuela - 200 MW.

Fonte: MME e EPE (Plano Decenal 2007)

O crescimento da termogeração a gás natural trouxe benefícios importantes ao sistema elétrico do país, tanto em termos energéticos, para aumentar as garantias do sistema gerando eletricidade quando há maiores riscos de geração hidrelétrica futura, quanto em termos de estabilidade do sistema elétrico, pois as termelétricas a gás natural podem ser instaladas próximas aos centros de carga, onde podem atuar na estabilização dos níveis de tensão dos sistemas de transmissão.

Esse mesmo Plano Decenal destaca que existe espaço para que a geração termelétrica a gás natural tenha papel significativo na expansão do setor, sendo que a Tabela 2.8 mostra uma previsão de aumento de quase 5 GW no período 2007 – 2016.

Tabela 2.8 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)

Tipo	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidro	80.193	80.456	81.243	82.720	84.386	86.060	90.686	97.697	104.660	109.058
PCH	2.023	3.249	3.374	4.558	4.939	5.324	5.680	5.715	5.715	5.925
Biomassa	570	742	1.021	1.961	2.464	2.964	3.544	3.744	3.944	3.944
Eólica	208	320	320	320	320	320	320	320	320	320
Gás	9.300	9.983	10.061	10.377	12.277	12.947	13.897	13.897	13.897	13.897
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.357	3.357	3.357
Carvão	1.415	1.415	1.415	1.765	1.765	3.565	3.565	3.565	3.565	4.065
Óleo	1.311	1.311	1.743	1.743	1.775	1.775	1.775	1.775	1.775	1.775
Diesel	1.367	1.367	1.861	1.797	1.971	1.972	1.972	1.972	1.972	1.972
Gás Proc	0	0	0	0	490	490	490	490	490	490
Total	98.394	100.850	103.045	107.248	112.394	117.424	123.936	132.532	139.695	144.803

Os dados de capacidade instalada desta tabela referem-se a dezembro do ano correspondente.

Fonte: MME e EPE (Plano Decenal 2007)

Assumindo, então, o cenário proposto pelo Plano Decenal, pode-se prever, no período 2007 – 2016, um aumento de quase 5 GW na capacidade de geração térmica a gás natural. Em outras palavras, trata-se de uma proposta quase equivalente àquela do PPT, a qual, se concretizada, pavimentará, como também era previsto no PPT, uma grande expansão no consumo de gás natural no país.

De fato, para conseguir atender essa ampliação do parque gerador à gás natural e, ainda, viabilizar o suprimento de gás natural à capacidade já instalada no país, a qual, como será visto no capítulo 5, não consegue ser atendida por restrição do fornecimento de gás natural, o Plano Decenal prevê um aumento do mercado de gás natural para o segmento de geração termelétrica entre 30 e 50 milhões m³/dia no período 2007 – 2016 (vide Tabela 2.9).

Considerando os volumes de gás consumidos no país no final de 2007, tanto total como para geração termelétrica¹⁵, o adicional previsto pelo Plano Decenal só para a geração elétrica representa um volume de extrema relevância para o mercado brasileiro de gás natural.

¹⁵ Cerca de 45 milhões de m³/dia de demanda total e cerca de 7 milhões de m³/dia para geração termelétrica.

Tabela 2.9 - Projeção da Demanda de Gás Natural para usos em Termelétricas (10^3 m³/dia)

Ano	Norte	Nordeste	Sul/Sudeste/ Centro-Oeste	Brasil
	Inferior			
2007	0	8.238	28.052	36.289
2008	0	8.238	28.981	37.219
2009	8.097	10.419	28.981	47.497
2010	8.097	10.419	30.517	49.033
2011	8.097	17.879	31.395	57.371
2012	8.097	17.879	34.466	60.443
2013	8.097	17.879	38.635	64.612
2014	8.097	17.879	38.635	64.612
2015	8.097	17.879	38.635	64.612
2016	8.097	17.879	38.635	64.612
	Superior			
2007	0	8.238	28.052	36.289
2008	0	8.238	28.981	37.219
2009	8.097	10.419	28.981	47.497
2010	8.097	13.052	40.171	61.321
2011	8.097	20.073	44.560	72.731
2012	8.097	20.073	51.142	79.313
2013	8.097	20.073	58.164	86.335
2014	8.097	20.073	58.164	86.335
2015	8.097	20.073	58.164	86.335
2016	8.097	20.073	58.164	86.335

Fonte: MME e EPE (Plano Decenal 2007)

O não atendimento de tais demandas de gás em bases competitivas limitará as condições em que a geração termelétrica a gás poderá se expandir no setor elétrico brasileiro. Assim, o próximo capítulo avaliará as condições do mercado de gás natural, procurando entender a lógica de sua comercialização, bem como as condições necessárias para a expansão de sua oferta. Tais aspectos permitirão avaliar as possibilidades (e em quais condições) a indústria de gás poderá atender os requerimentos e oportunidades do setor elétrico brasileiro.

A discussão sobre essas condições é fundamental, pois estas podem representar o ponto de inflexão entre duas situações extremas e diametralmente opostas. No quadro mais favorável, a convergência entre o gás e a eletricidade aumentará de forma sinérgica. Demandas firmes de gás para a geração elétrica viabilizarão investimentos nas cadeias de suprimento, disponibilizando gás em condições econômicas favoráveis, o qual, uma vez disponível, torna a expansão do setor elétrico através da geração a gás a opção mais

competitiva. Entretanto, no quadro mais desfavorável, a demanda efetiva de gás para a geração elétrica tende a ser brusca, com frequência duvidosa e aleatória. Nessa situação, vale perguntar se existem sistemas de suprimento de gás mais compatíveis ou se o cenário proposto pelo Plano Decenal apenas fará aumentar o paradoxo “falta gás, mas sobra gás”, sobre o qual este trabalho está debruçado.

3. A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL - CONCEITOS INTRODUTÓRIOS

Esse capítulo apresenta os principais conceitos referentes à indústria do gás natural que servirão de base para o entendimento do funcionamento dos mercados e para as discussões referentes ao entendimento dos problemas apresentados e as propostas de solução.

3.1. Definições de Gás Natural e GNL

O gás natural é um combustível fóssil composto por hidrocarbonetos com pequenas cadeias de carbono, principalmente o metano (CH_4). Pode ainda ser definido como a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições de reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura.

Ao falar da definição de gás natural, são importantes alguns esclarecimentos: (i) sua diferenciação em relação a outros combustíveis fósseis derivados do petróleo, e (ii) as diferentes denominações que lhe são atribuídas.

Para diferenciar o gás natural em relação a outros derivados do petróleo, principalmente o GLP (gás liquefeito de petróleo), a figura 3.1 mostra os constituintes do gás natural e as principais frações mais pesadas que são usualmente separadas durante o seu processamento:

Figura 3.1 - Constituintes do gás natural

Fonte: Petrobras

Popularmente, o GLP é conhecido como gás de cozinha ou gás de botijão e o gás natural como gás encanado, havendo uma grande diferença nas especificações dos dois produtos. O teor de líquidos de gás natural (LGN) contido na especificação do gás natural é geralmente muito baixo, como pode ser verificado nos exemplos de composição de gás natural apresentados na tabela 3.1:

Tabela 3.1 - Composições de gás natural

Características de alguns tipos de gás natural						
Dados do gás	Gás associado	Gás não-associado				
	A	B	C	D	E	F
Campo produtor	Aga Jari Irã	Leman Bank Mar do Norte	Gröeningen Holanda	Monroe Louisiana (EUA)	Amarillo Texas (EUA)	Ashland Kentucky (EUA)
Composição (volume em %)						
Metano	66,0	94,7	81,2	94,7	72,9	75,0
Etano	14,0	3,0	2,9	2,8	19,0	24,0
Propano	10,5	0,5	0,4	-	-	-
Butano	5,0	0,2	0,1	-	-	-
C ₃ e maiores	2,0	0,2	0,1	-	-	-
H ₂ S	-	-	-	-	-	-
CO ₂	1,5	0,1	0,9	0,2	0,4	-
N ₂	1,0	1,3	14,4	2,3	7,7	1,0
He	-	<0,1	<0,1	-	-	-
Ar	-	-	-	-	-	-
Densidade (ar=1)	0,87	0,59	0,64	0,58	0,68	0,67
Poder calorífico, superior (kcal/Nm ³)	13.136	9.710	7.693	9.251	9.869	10.870
Colunas A a C: gases não-tratados – Colunas D a F: gases secos Fonte: Manual do Gás Natural. Paul Poulallion. Confederação Nacional da Indústria/Conselho para Assuntos de Energia (CNI/COASE), 1986.						

Fonte: ABREU (2003)

Outro ponto importante é que ao gás natural são atribuídas diferentes denominações, dentre as quais vale destacar:

(i) Quanto à produção: gás associado, que é o gás que se encontra na forma livre ou dissolvido no óleo, em um reservatório predominantemente de petróleo, e gás não- associado, que é o gás que se encontra em um reservatório predominantemente de gás natural;

(ii) Quanto à qualidade: gás rico, úmido ou não-processado, que é o gás extraído diretamente do campo e que possui uma grande quantidade de frações líquidas mais pesadas (chamadas de Líquidos de Gás Natural - LGN) e que ainda não foi processado, e gás pobre, seco ou processado, que é o gás resultante do processamento, onde foram retiradas as frações pesadas, estando especificado para consumo;

(iii) Quanto ao uso: é comum atribuir ao gás uma denominação de acordo com a sua destinação final (gás redutor siderúrgico, gás matéria-prima petroquímica, gás termelétrico, etc.), sendo a denominação particular mais usual o GNV (gás natural veicular). Em geral, trata-se do mesmo gás natural, não havendo qualquer diferenciação quanto à sua especificação;

(iv) Quanto ao modal de transporte: GNC (gás natural comprimido), que é o gás natural comprimido a pressões de cerca de 200 kgf/cm² e à temperatura atmosférica, para transporte em cilindros especiais, e GNL (gás natural liquefeito), que é o gás natural que se torna líquido quando resfriado a 161 °C negativos e à pressão ambiente. O GN (gás natural sem qualquer especificação) é entendido como aquele normalmente transportado através de gasodutos de alta pressão (GN comprimido a pressões de cerca de 80 a 100 kgf/cm²).

(v) Quanto ao modal de distribuição: também se pode ter o GNC e o GNL, distribuídos através de caminhões, trens, barcaças ou navios de cabotagem. Para esses sistemas, popularizou-se o conceito de gás (ou gasoduto) virtual. Por outro lado, o gás distribuído através de redes de dutos de baixa a média pressão (com pressões variando de centenas de milímetros de coluna d'água a dezenas de kgf/cm²) é denominado gás encanado ou de rua.

Assim, de particular interesse para este trabalho, enfatiza-se que o GNL nada mais é que o gás natural na forma líquida. A cadeia de valor do GNL é apenas um dos ramos tecnológicos possíveis de desenvolvimento da indústria do gás natural, permitindo conduzir o gás de campos de produção muitas vezes remotos até os consumidores, adicionando, portanto, valor a um gás natural que, em outras condições, provavelmente não encontraria comprador disposto a pagar o preço requerido pelo produtor. Portanto, não há como analisar o mercado de GNL sem entender o mercado de gás natural e sua cadeia de valor como um todo.

3.2. A Cadeia de Valor do Gás Natural

A estrutura da indústria de gás natural desde a sua extração até chegar ao consumo final pode ser dividida em: exploração e produção, processamento, transporte, armazenamento, distribuição, comercialização e consumo. Essas atividades são interdependentes. Apesar de possuírem características técnicas e econômicas distintas, é o seu conjunto que compõe a cadeia de valor do gás natural. A figura 3.2 mostra a divisão da cadeia de valor do gás natural e do GNL:

Figura 3.2 - Cadeia de valor do gás natural e do GNL

Fonte: Compilação própria

3.2.1. Exploração e Produção (E&P)

Também conhecidas como *upstream*, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural são compostas pelas etapas de pesquisa ou prospecção, avaliação, desenvolvimento e produção. São atividades que requerem altos investimentos e envolvem elevados riscos econômicos, porém representam o maior negócio da cadeia de valor, cuja viabilidade econômica está diretamente relacionada à quantidade das reservas recuperáveis

(volumes comercializáveis) e o acesso à mercados onde os produtores possam ser adequadamente remunerados.

3.2.2. Processamento

O processamento do gás natural é o conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e consumo, adequando a composição do gás natural às especificações estabelecidas para o respectivo mercado. Essas operações são realizadas nas UPGNs (Unidades de Processamento de Gás Natural), que são instalações industriais que podem possuir complexidade tecnológica e escalas variadas.

Pode-se considerar as plantas de liquefação como unidades específicas de processamento, destinadas à conversão do gás natural do estado gasoso para o líquido, “produzindo” o GNL. A produção do GNL (pelo processo de liquefação) é realizada por um conjunto de equipamentos chamado de trem de liquefação, sendo que uma planta ou projeto de liquefação pode ser constituído por um ou mais trens, além de outras instalações de apoio (tratamento de gás, geração de energia, tanques de armazenamento, etc.).

De forma análoga, pode-se considerar os terminais de regaseificação como unidades específicas de processamento, destinadas à conversão do GNL novamente em gás natural, ou seja, do estado líquido para o gasoso. O gás natural, assim como qualquer combustível fóssil, é sempre queimado em sua forma gasosa. Assim, o GNL jamais é consumido em seu estado líquido, devendo ser aquecido até o estado gasoso, em um processo chamado de regaseificação, envolvendo trocadores de calor em ciclo aberto (*open loop*) ou ciclo fechado (*closed loop*). Quando há demandas por gás natural, geradas por consumidores já alimentados por redes de gasodutos, o processo de regaseificação tende a ser centralizado em grandes terminais. Alguns poucos terminais de regaseificação possuem sistemas para aproveitamento térmico do calor trocado (“frio”), para refrigeração de câmaras frigoríficas ou redução da temperatura do ar de entrada em turbinas a gás em centrais de geração termelétrica. Porém, o GNL também pode ser regaseificado em unidades descentralizadas e localizadas próximas dos consumidores finais, podendo ou não haver recuperação do frio.

3.2.3. Transporte

O gás natural é um produto no estado gasoso nas condições ambiente e, crescentemente, suas áreas de produção se encontram distantes dos mercados consumidores.

Assim, o seu transporte pode ser efetuado por meio de gasodutos ou de navios, na forma de GNL. Existe uma tecnologia desenvolvida para transporte do gás natural em navios na forma comprimida (GNC¹⁶), porém ainda não aplicada comercialmente no Brasil. Por outro lado, em movimentação a granel, já quase se confundindo com a distribuição, o transporte de GNC via caminhão ou trem é prática em mercados emergentes ou de baixa disponibilidade de gasodutos.

A maioria do transporte do gás natural é efetuada por meio de gasodutos, tendo sido responsável por 71,8% do volume de gás natural comercializado internacionalmente em 2006¹⁷ (BP 2007). No Brasil, a Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997, define o transporte como a movimentação de gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral e chama de transferência a movimentação de gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades.

Os principais reservatórios de produção de gás descobertos nas últimas décadas são distantes o suficiente dos mercados consumidores para inviabilizar a construção de gasodutos. Assim, o GNL é uma forma economicamente viável de transportar grandes volumes de gás natural por longas distâncias. Isso é possível graças à elevada capacidade de armazenamento do GNL (600 v/v, o que significa que 1 m³ de GNL armazena 600 m³ de gás natural), aumentando sua densidade energética.

O transporte de GNL é efetuado em navios de casco duplo projetados especialmente para lidar com a baixa temperatura do produto, limitando sua evaporação. Esses navios são usualmente chamados de metaneiros ou *LNG carriers*. Atualmente, há 239 metaneiros em operação e cerca de 130 encomendados e em construção (LNG UNLIMITED, 2007). Os metaneiros carregam individualmente volumes variados: até cerca de 70.000 m³ de GNL podem ser considerados de pequeno porte, entre 125.000 e 145.000 m³ de GNL são os navios mais comuns e os maiores metaneiros são da ordem de 210.000 e 250.000 m³ de GNL¹⁸ e são chamados respectivamente de Qflex e Qmax, tendo sido desenvolvidos para grandes projetos de produção como aqueles em curso no Catar. Em termos construtivos, existem basicamente dois tipos: o Moss (tanques esféricos) e o tipo membrana (convés plano).

¹⁶ O Gás Natural Comprimido (GNC) em navios possui algumas tecnologias distintas que, em geral, consistem basicamente em uma combinação de aumento de pressão e redução da temperatura, com uma redução de volume da ordem de 200 vezes. Comparativamente, temos uma redução de volume do GNL da ordem de 600 vezes e do gás comprimido nos gasodutos da ordem de 90 vezes.

¹⁷ Os 28,2% restantes foram de comércio de gás natural na forma de GNL.

¹⁸ Como ordem de grandeza, um navio de 250.000 m³ de GNL equivale a 150 milhões de m³ de gás natural em condições normais de pressão e temperatura, ou seja, 3,3 dias da produção diária média do Brasil em 2007 ou 5 dias da capacidade máxima de entrega do gasoduto Bolívia-Brasil.

3.2.4. Distribuição

Enquanto o transporte de gás natural pode ser entendido como a movimentação de grandes volumes entre as regiões de produção e de consumo, por meio de uma malha de transporte, a distribuição de gás natural pode ser definida como a movimentação de pequenos volumes, de pontos ao longo da malha de transporte até cada consumidor final, por meio de redes de distribuição ou através de modais de distribuição a granel.

A interface entre a malha de transporte e a rede de distribuição é feita por meio dos pontos de entrega e recebimento, os chamados *city gates*, que são estações de medição e regulação de pressão (EMRP). Nesses pontos é efetuado o controle da vazão de entrega para a região de consumo e, geralmente, é efetuada uma redução de pressão, principalmente quando a rede de distribuição acessa as áreas urbanas.

A distribuição de gás natural pode ser efetuada por meio de gasodutos ou por outros modais de transporte como caminhões, trens e barcas, na forma de GNL ou GNC, que foram popularizados como “gasodutos virtuais”.

3.2.5. Armazenamento

As instalações de armazenamento de gás natural ficam interligadas aos sistemas de distribuição e/ou de transporte, com o objetivo de regularizar o fluxo de entrega final do gás natural, aliviando a demanda por capacidade em momentos de pico, reduzindo as flutuações na entrega e balanceando os sistemas de distribuição e/ou de transporte.

A estocagem de gás natural pode ser efetuada com o gás sob pressão em formações geológicas porosas e permeáveis, tais como reservatórios depletados de petróleo e gás natural, aquíferos, domos de sal, cavernas e minas, bem como na forma liquefeita (GNL) em tanques criogênicos. Esses tanques são termicamente isolados e construídos especificamente para minimizar a evaporação do GNL e garantir sua auto-refrigeração. Os tanques podem ser tanto construídos na superfície como enterrados total ou parcialmente. Quando evapora, o GNL absorve calor da fase líquida, evitando que a temperatura aumente, formando o chamado *boil-off*, ou seja, o produto já evaporado nessa fase de transição, mas antes de ter atingido a temperatura ambiente. O *boil-off* é removido do tanque para evitar que a pressão interna do tanque e sua temperatura aumentem, sendo usualmente utilizado como fonte de energia em processos que envolvem a queima de combustível.

3.2.6. Consumo Final

A diversidade de usos finais para o gás natural é explorada com detalhes por SANTOS *et al* (2002). Os usos tradicionais do gás natural podem ser divididos em: energéticos, que são aquecimento e condicionamento ambiental, cocção, geração de eletricidade, além de combustível para veículos (GNV) e não-energéticos, principalmente como matéria-prima (petroquímica, fertilizante, metanol, redutor siderúrgico, hidrogênio, etc.).

Os segmentos do mercado consumidor de gás natural são: residencial, comercial e serviços, industrial, automotivo, co-geração e geração de eletricidade.

A difusão e o aumento do consumo de gás natural são decorrentes, entre outros fatores, de suas vantagens sob o ponto de vista econômico, técnico e ambiental (Abreu 2003), dentre as quais cabe destacar:

- *Diversificação da matriz energética;*
- *Disponibilidade ampla, crescente e dispersa;*
- *Melhoria do rendimento energético;*
- *Aumento da competitividade das indústrias;*
- *Possibilita a geração de energia elétrica junto aos centros de consumo;*
- *Não exige gasto de energia com o aquecimento para queima;*
- *Dispensa a estocagem no uso final, eliminando o custo financeiro de estocagem (compra do combustível antecipada para venda no futuro), bem como os investimentos e custos operacionais em equipamentos destinados a estocagem, além dos custos relativos a área utilizada para estocagem;*
- *Reduz os custos totais de seguro por não haver estocagem de combustível inflamável;*
- *Reduz os custos de manutenção;*
- *Retarda os investimentos em troca de equipamentos;*
- *Dissipa-se facilmente na atmosfera diminuindo os riscos de explosões e incêndios;*
- *Praticamente elimina a emissão de compostos de enxofre e de NO_x;*
- *Não emite cinzas e poeiras e não deixa resíduos sólidos;*
- *Reduz sensivelmente a emissão de particulados e de CO₂;*
- *Como sua combustão é praticamente completa, dispensa tratamento para seu lançamento na atmosfera;*
- *Contribui para minimização da poluição atmosférica dos veículos automotivos e assim melhorando a qualidade de vida dos grandes centros;*

- *Reduz o movimento de caminhões para entrega de combustíveis (óleos, carvão, etc.) nas fábricas;*
- *Possui composição química praticamente constante, isenta de compostos pesados, permitindo uma garantia do seu padrão de qualidade;*
- *Atende às variações abruptas de vazão.*

3.3. Fundamentos Econômicos da Indústria de Gás Natural

Segundo CARVALINHO FILHO (2003) e LAUREANO (2005), transações comerciais visando o fornecimento de gás natural normalmente implicam em um complexo conjunto de relações entre as várias partes envolvidas ao longo da cadeia de valor. A indústria de gás natural se caracteriza por atributos tanto de indústria extrativista mineral, em suas atividades *upstream*, quanto de indústria de rede, nas etapas de transporte e distribuição, quando se utiliza o modal dutoviário. É uma indústria que tenta se aproximar da indústria petroleira, que transporta e distribui produtos líquidos, quando o gás assume a forma de GNL.

Dada a muito mais baixa densidade energética do gás¹⁹, o desenvolvimento da indústria gasífera está condicionado à construção de infra-estrutura de transporte e distribuição que preserve a competitividade do energético, pois os custos dessas duas etapas da cadeia de valor são determinantes para o preço final do combustível. Assim, os riscos associados ao desenvolvimento de uma cadeia de suprimento gasífera são muitos, e ultrapassam aqueles encontrados na indústria do petróleo. O negócio como todo engloba uma série de incertezas presentes nos diversos segmentos da cadeia de valor.

Esses segmentos possuem forte interdependência, de forma que cada um deles é essencial para que seja possível a valorização dos recursos naturais descobertos no subsolo (ou a monetização das reservas de gás). Todos os investimentos precisam ter um retorno adequado por meio da partilha da renda total gerada no negócio. Para tanto, é necessário que o gás encontre no final de sua cadeia de valor usuários que garantam seu consumo final e estejam dispostos a remunerá-lo adequadamente.

Além disso, esses investimentos são altamente específicos, tendo em vista que os ativos construídos em cada um desses segmentos em geral não podem ser reaproveitados em outras atividades econômicas sem a perda de seu valor original.

¹⁹ Por exemplo, 1.000 m³ de gás natural equivalem a apenas 1,056 m³ de petróleo, enquanto 1 m³ de GNL equivale a 0,63 m³ de petróleo. Do ponto de vista do estado e da densidade energética, o GNL aproxima-se da realidade dos demais combustíveis líquidos.

Dadas as características de especificidade e interdependência da indústria do gás natural, quando temos diversos agentes atuando ao longo da cadeia de valor, cada um com seus interesses e obrigações de investimento, um agente pode se tornar vulnerável ao maior poder de barganha de uma contraparte em uma transação comercial ao longo da cadeia e a comportamentos oportunistas.

A propensão ao oportunismo em cadeias verticais de fornecimento é uma barreira à realização de novos investimentos. Nenhuma das partes em uma transação comercial desejará antecipar investimentos cuja renda poderá, posteriormente, ser apropriada por outro agente. Cabe então à regulação buscar a otimização da repartição das rendas ao longo da cadeia e analisar a gestão dos riscos, promovendo a realização dos investimentos necessários e restringindo a ocorrência de comportamentos oportunistas.

Outro modo, se uma única empresa atua verticalmente integrada para o fornecimento de gás natural, realizando todos os investimentos ao longo da cadeia, esta empresa assume todos os riscos do negócio e terá lucro ou prejuízo na medida em que consiga colocar seu produto no mercado, em condições competitivas e que remunerem os investimentos realizados. Em um ambiente de convergência entre gás e eletricidade, a cadeia vertical do gás pode integrar-se até o uso final, ou seja, a usina termelétrica que transformará a energia química do gás em eletricidade que será o único produto a chegar ao consumidor final.

Desta forma, com base no ambiente regulatório existente, no grau de desenvolvimento do mercado e da infra-estrutura, bem como do grau de liberalização ou verticalização da cadeia de suprimento, os agentes definirão as condições de atratividade econômica de cada transação comercial.

Pelas características apresentadas pela indústria do gás natural, predomina a utilização de contratos de longo prazo com cláusulas que buscam garantir o repasse dos compromissos específicos de um elo da cadeia para o outro, os quais, em última instância, são repassados para o consumidor final. As principais cláusulas de compromissos contratuais são:

- a) Cláusula de *Take or Pay* (ToP) - Representa o compromisso do consumidor de garantir uma receita mínima para o produtor, necessária, em última instância, à remuneração dos investimentos em exploração e produção. Quando a relação entre o produtor e o consumidor não é direta, é comum a aplicação *back to back* (total ou parcial) das cláusulas de *take or pay* nos contratos de venda de gás ao longo da cadeia, de forma a distribuir os riscos entre os agentes de acordo com a sua maior ou menor capacidade de geri-los e mitigá-los.

- b) Cláusula de *Ship or Pay* (SoP) - Representa o compromisso do carregador²⁰ de garantir uma receita mínima para o transportador necessária à remuneração dos investimentos em transporte. Da mesma forma, essa cláusula pode ser aplicada *back to back* nos contratos de compra e venda de serviços de transporte e distribuição, com os riscos sendo distribuídos entre os demais agentes.
- c) Cláusula de *Deliver or Pay* (DoP) - Representa o compromisso do produtor de garantir o suprimento de gás ao consumidor, sendo uma contrapartida do produtor (em primeira instância) às garantias dadas pelo consumidor (ToP e SoP). Representa o compromisso do produtor de garantir uma receita mínima para o consumidor que realizou investimentos para poder receber e utilizar o gás. De forma análoga, essa cláusula pode ser aplicada *back to back* nos contratos envolvendo o carregador, o transportador e a distribuidora, distribuindo os riscos entre os agentes.

Toda essa “amarração” contratual tem como objetivo final garantir o retorno dos investimentos realizados ao longo de toda a cadeia produtiva, do produtor ao consumidor. Contudo, dada a racionalidade limitada dos agentes para prever situações futuras ao longo da vida do contrato e as incertezas do mercado no longo prazo, esse objetivo de “amarração” de compromissos muitas vezes conflita com a necessidade de flexibilidade que cada agente requer para responder eficientemente a mudanças no ambiente comercial, não previstas na época da contratação.

Em mercados em estágio inicial de desenvolvimento, o valor dessa flexibilidade assume maior importância devido à dificuldade que o consumidor final tem de perceber ou avaliar o valor intrínseco que lhe é agregado pela utilização do gás natural (SANTOS et al, 2002), afetando sua competitividade frente a outros combustíveis cujas cadeias de valor são mais flexíveis em termos de mercado e ativos de produção, transporte e distribuição. Do ponto de vista do produtor, o valor dessa flexibilidade é igualmente importante para acomodar a diferença de lógica econômica entre a produção de gás associado e de gás não-associado²¹,

²⁰ É o agente que contrata o transportador para o serviço de transporte de gás natural, podendo ser, de acordo com as regras estabelecidas pelo regime regulatório, o produtor, a distribuidora, o transportador, o consumidor final ou um comercializador independente.

²¹ Pode existir exceção a essa lógica distinta entre gás associado (GA) e de gás não-associado (GNA). Um exemplo típico é a produção de GNA rico em condensado, onde a receita referente ao condensado pode ter uma importância tão grande que a incerteza de sua ocorrência pode acarretar em um custo de produção do gás extremamente alto, inviabilizando sua comercialização, ou ainda, o montante dessa receita ser fundamental para a viabilidade do projeto. Nesse caso, o modelo relacionado ao GA seria mais adequado, por garantir a priorização da produção (do gás e, conseqüentemente, do condensado), com a garantia (pelo Comprador) de consumo de todo o gás produzido.

visando uma convergência do valor percebido dessas ofertas pelo mercado. As características que demonstram essa diferença são mostradas a seguir:

3.3.1. Características da produção de um campo de gás associado (GA)

- a) Estrutura econômica do negócio (necessidades de remuneração do Produtor) baseada na venda do petróleo;
- b) Produção de petróleo é priorizada e o gás natural produzido é aproveitado em processos internos, como combustível ou facilitador da produção de petróleo;
- c) Pressupõe que a produção excedente do gás natural (gás produzido menos o gás aproveitado nos processos internos) será uma obrigação de compra e retirada pelo Comprador (ou Carregador), impondo-o obrigações rígidas de recebimento;
- d) Destinação difícil, pelo Produtor, do excedente de produção de gás natural, face às restrições de descarte (queima) impostas pela regulação e à baixa comercialidade do gás, representada pela imprevisibilidade de sua produção, dependente das prioridades de produção do petróleo (elevação dos riscos para comercialização do gás natural);
- e) Curva de produção altamente irregular, com grandes variações e declínio rápido, geralmente com esgotamento no médio prazo;
- f) A venda da produção excedente de gás natural representa apenas uma oportunidade de ganho adicional para o Produtor;
- g) Obrigação rígida do Comprador de retirada do gás ofertado pelo Produtor (*Take or Pay* de 100%, até um limite pré-estabelecido), passível de penalidades pela não-retirada, que visam evitar impactos na produção de petróleo;
- h) Para atender o item anterior, o Comprador fará alto investimento em infra-estrutura de recebimento de gás (dimensionada para o maior volume de entrega) a qual apresenta, em geral, taxas de ociosidade elevadas;
- i) Produtor tem flexibilidade na entrega do gás, disponibilizando apenas o que não utilizar no sistema de produção, não implicando em penalidades pela interrupção do fornecimento (DoP tende a zero);
- j) A programação de entrega do gás natural é definida pelo Produtor (vendedor), em função da necessidade de produção de petróleo;
- k) Impossibilidade do Comprador de assumir compromissos para venda firme desse gás ao Mercado, sendo necessário que o Comprador disponha de outras fontes firmes de gás para garantir o suprimento ao Mercado;

- l) Preço de venda do Produtor altamente depreciado em relação ao preço de venda ao Mercado, em função de todos os riscos na cadeia de comercialização serem assumidos pelo Comprador (investimento em estrutura de recebimento do gás, garantias de entrega firme ao Mercado, disponibilizar fontes alternativas de produção, etc.).

3.3.2. Características da produção de um campo de gás não-associado (GNA)

- a) Estrutura econômica do negócio (necessidades de remuneração do Produtor) baseada na venda do gás natural;
- b) Curva de produção do gás altamente regulada no longo prazo, em geral 20 anos;
- c) Pressupõe que a produção do gás natural deverá ser regida em função das necessidades do Comprador (ou Carregador), impondo ao Produtor, obrigações rígidas de fornecimento (DoP tende a 100%);
- d) Obrigação rígida do Produtor (vendedor) de fornecimento do gás (*Deliver or Pay*), para garantir regularidade e continuidade de atendimento ao Comprador, permitindo um compromisso firme de entrega ao Mercado;
- e) Pouca flexibilidade do Produtor na variação dos volumes produzidos, com incidência de penalidades em caso de falha no fornecimento de gás (a penalidade paga pelo Produtor ao Comprador deve cobrir o custo de obter esse gás numa fonte alternativa ou o pagamento de penalidade do Comprador ao mercado);
- f) A programação de entrega do gás natural é definida pelo Comprador, em função da demanda do Mercado;
- g) Comprador sujeito ao pagamento de uma quantidade mínima de gás, compromisso de *Take or Pay* (ToP), independente de consumir ou não essa quantidade mínima, visando garantir a remuneração dos investimentos feitos pelo Produtor;
- h) É comum o Produtor (vendedor) garantir ao Comprador, num determinado prazo, a recuperação de eventuais saldos de volumes pagos a título de ToP (*make up*), tendo por base a manutenção do fluxo de caixa mínimo garantido pelo ToP. De forma análoga, às vezes é aplicado um mecanismo denominado *carry forward* (abatimento de ToP), onde as retiradas de volumes acima do nível do ToP pelo Comprador poderão ser abatidas de compromissos futuros de ToP;
- i) Estrutura de preço do gás e penalidades por falhas de fornecimento altamente vinculados em toda cadeia, do Produtor ao Mercado final.

3.4. Princípios da Comercialização do Gás Natural

Em um ambiente de incertezas, onde a inter-relação de diferentes lógicas econômicas influencia diretamente a dinâmica do mercado de gás natural, o agente responsável pela comercialização do gás tem o papel de absorver riscos comerciais e físicos. Esses riscos estão basicamente relacionados ao:

- a) Mercado: comercializador compra a descoberto para depois desenvolver seus mercados, tentando atrair clientes ainda não contratados;
- b) *Deliver or Pay*: vendendo com garantias de entrega maiores que as da compra;
- c) *Take or Pay*: garantindo ao produtor um consumo mínimo maior que o da venda;
- d) *Ship or Pay*: garantindo ao transportador um pagamento mínimo maior que o da venda.

Os riscos comerciais e físicos podem ser mitigados pelo comercializador de diversas formas, tais como: comprando de diferentes fontes de fornecimento, comprando em escala a preços menores, desenvolvendo e variando um consumo interno próprio (no caso de empresas de petróleo, suas refinarias adquirem essa função), diversificando os segmentos para venda ou vendendo de forma diferenciada (interruptível, firme, etc.).

Cabe então ao comercializador utilizar mecanismos de flexibilização para ter maior habilidade de mitigar os riscos assumidos entre a compra e a venda. De acordo com Cournot-Gandolphe (2002), os principais mecanismos de flexibilização da oferta e da demanda são:

- a) Mecanismos de Flexibilidade da Oferta:
 - i. Produção de Gás Não-Associado: manutenção do gás natural no reservatório, modulando a produção em função da necessidade do mercado;
 - ii. *Line-pack*: gás armazenado ao longo do gasoduto (inventário), cujo volume é modulado de acordo com a variação da pressão de operação do gasoduto;
 - iii. Armazenagem: estocagem de gás natural em sistemas de armazenamento como reservatórios subterrâneos e tanques de GNL;
 - iv. Plantas de Peak-shaving: armazena ao longo de determinados períodos para atender picos de demanda, que podem ser horários, diários ou sazonais;
 - v. Importação direta de GNL por meio de redirecionamento de cargas, *swaps* ou compra no mercado spot.

b) Mecanismos de Flexibilidade da Demanda:

- i. Mercado interruptível: capazes de consumir dois ou mais combustíveis, como indústrias cimenteiras e usinas termelétricas;
- ii. Indústrias que operam com sazonalidade ou por batelada, como é o caso de indústrias químicas e alimentícias;
- iii. Arbitragem entre mercados de gás e eletricidade (*spark spread*).

De acordo com as garantias requeridas pelo mercado e os mecanismos de flexibilização disponíveis, observado o ambiente regulatório onde está atuando, o comercializador define seus arranjos contratuais e suas políticas de preço, os quais são discutidos a seguir.

3.4.1. Definição dos Arranjos Contratuais

As principais condições a serem consideradas na formulação dos arranjos contratuais são:

- a) Os compromissos contratuais a serem praticados (ToP, SoP e DoP);
- b) A utilização de mecanismos de recuperação de quantidades pagas (a título de ToP) e não retiradas (*make up rights*), bem como de abatimento de quantidades retiradas acima do ToP (*carry forward rights*);
- c) A necessidade de crescimento gradual de quantidades contratadas (*ramp up*);
- d) O balanceamento da carteira contratual com prazos variados (curto e longo);
- e) A exposição financeira representada pelos valores contratuais e limites de penalidades (inclusive rescisão).

Dadas todas as dificuldades acima mencionadas, pode-se concordar com SANTOS *et al* (2002) ao afirmarem que o gás natural é uma energia “civilizada”. A argumentação dos autores vai ao sentido de que o recurso a essa fonte de energia primária, ecologicamente preferível às demais energias fósseis, permite uma melhor adaptação dos sistemas energéticos às necessidades das sociedades modernas. Porém, em contrapartida, pressupõe a existência de uma base industrial e social relativamente avançada que possa fazer bom uso do gás e valorizá-lo a preços realistas que viabilizem a complexa cadeia de suprimento.

Mas pode-se estender ainda mais a idéia de energia “civilizada” do gás natural, pois, presume-se também que a nação disponha de uma base jurídica, regulatória e de prática contratual que seja suficientemente robusta para suportar e incrementar os arranjos contratuais complexos acima expostos, os quais envolvem grupos de interesse muito distintos e com diferentes poderes de barganha. Principalmente na fase inicial de desenvolvimento da indústria, o grau de oportunismo pode ser muito elevado, impedindo que os agentes encontrem fórmulas adequadas e sustentáveis de partilha dos riscos.

Nem sempre a maturidade econômica, industrial, social e institucional viabiliza o surgimento quase natural da indústria do gás, principalmente quando os dois principais agentes, aqueles que se colocam nas duas pontas da cadeia de suprimento, ou seja, os produtores e os consumidores, não se engajam em uma nova cultura gasífera. Como de certa forma visto no capítulo dois, esta sempre foi uma barreira fundamental para o desenvolvimento da indústria do gás no Brasil, pois, historicamente, a Petrobras sempre esteve mais próxima das características de produtor de gás associado (descritas na seção 3.3.1) e tendo a produção de petróleo como a sua maior prioridade.

Por outro lado, os consumidores brasileiros sempre se sentiram confortáveis em assentarem a sua demanda energética em principalmente dois pilares, petróleo e hidroeletricidade. A estrutura da matriz energética brasileira, bem como os interesses dominantes e consolidados nas principais empresas de energia do país, ainda não permitiram à indústria do gás libertar-se do que SANTOS *et al* (2002) chamam de “escravidão elétrica”.

Dentro de uma ótica diferente daquela proposta pelos autores, pode-se interpretar essa escravidão pelas dificuldades de se adaptar os arranjos contratuais típicos de uma indústria de gás nascente, regidos pelos princípios jurídicos e fundamentos econômicos acima apresentados, às dinâmicas contratuais, com todas as rupturas históricas apresentadas no capítulo dois, prevalentes no Setor Elétrico Brasileiro.

Na medida em que a cultura contratual gasífera ainda não se consolidou no país, isso também implica na inexistência de uma estrutura industrial mais sofisticada, com um número maior de agentes significativos, que possam introduzir instrumentos de financiamento para a expansão e construção da infra-estrutura necessária. Nesse contexto, tem cabido principalmente à Petrobras o papel de promover o crescimento da indústria, com todas as contradições a ela relacionadas. Além disso, a empresa tem procurado combinar arranjos contratuais e estratégias de integração vertical como forma de mitigar seus riscos. Entre outras, a integração em direção à geração elétrica tem avançado como forma de reduzir riscos

ou mesmo perdas, porém, reconstruindo novos passivos contratuais e situações de conflito em escalas acima.

3.4.2. Definição das Políticas de Preço do Gás Natural

Por sua vez, as políticas de preço devem ser estabelecidas de acordo com os custos de oportunidade do gás natural, ou seja, dos custos marginais de produção e de disponibilização do produto, além do preço dos combustíveis alternativos.

O preço do gás está relacionado com o valor percebido por cada agente, podendo ser definido como o seu ponto de vista da conjuntura atual do mercado e das perspectivas de sua evolução, com base nos dados disponíveis naquele momento. A questão é relacionar os parâmetros que influem nessa percepção e entender a correlação que existe entre eles.

1. Oferta – Reservas e Curvas de Produção: análise da capacidade do Produtor de se comprometer com uma garantia de fornecimento (firme);
2. Oferta – Custos de Produção: análise dos custos de produção das ofertas disponíveis, para determinação do custo marginal de suprimento no longo prazo (C_{mgLP});
3. Demanda – Classificação dos Mercados: análise da necessidade do Consumidor de ter uma garantia de fornecimento (firme) e/ou uma necessidade adicional específica (diferenciação), relacionada ao valor agregado proporcionado pelo uso do gás, para determinação do valor do gás para cada segmento do mercado;
4. Demanda – Curvas de Consumo: análise do perfil de demanda de acordo com a necessidade de cada segmento do mercado;
5. Logística – Disponibilidade de Infra-estrutura: análise da infra-estrutura disponível para detecção de restrições de atendimento da demanda e otimização da oferta;
6. Logística – Mecanismos de Flexibilidade: análise da existência de mecanismos de flexibilização tanto da oferta quanto da demanda e otimização do seu uso para equilibrar o mercado.

Não obstante a análise desses parâmetros permitir uma definição do valor do gás baseada na posição atual, existe um outro parâmetro que afeta a todos: o **tempo**. Uma vez que a definição do preço estará atrelada a um fornecimento com um **prazo** definido, quanto menor for esse prazo (e a proximidade desse período com o momento atual), menor é a probabilidade de revisão do preço. Daí, surgem duas questões diretamente influenciadas pelo tempo: qual o critério de reajuste mais adequado para um determinado prazo de fornecimento e qual a

necessidade de revisão dos critérios estabelecidos para garantir o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos.

Desta forma, temos que a definição do preço possui um caráter estático, relacionado com o valor inicialmente atribuído, e um caráter dinâmico, relacionado com os critérios de reajuste e revisão a serem aplicados ao longo do tempo.

A definição do preço a ser aplicado a um contrato passa pela negociação entre o Produtor e o Comprador, com base na percepção de cada um quanto ao valor atribuído ao gás. Esse valor deve ser estabelecido pela análise dos parâmetros anteriormente descritos, de forma a gerar valores de referência para a determinação do preço do gás, quais sejam:

1. Piso: consiste no valor atribuído pelo Produtor, efetuando uma análise individual de seu projeto e levando em consideração o valor mínimo necessário à remuneração dos seus investimentos (preço do gás que zera o VPL);
2. Teto: consiste no valor atribuído pelo Comprador, efetuando uma análise de sua carteira de negócios (suprimento, transporte e consumo), levando em consideração o valor que este novo contrato agrega aos seus negócios;
3. Limite: consiste no valor atribuído pelos consumidores (demanda) que poderá ser atendida pela disponibilização dessa nova oferta no mercado, levando em consideração todos os custos necessários para a disponibilização do gás ao mercado e não contemplados pelo projeto (como tratamento, transporte, distribuição,...);
4. Margem: consiste no prêmio necessário ao Comprador para assumir os riscos inerentes às incertezas da oferta e da demanda;
5. Índice de Reajuste: consiste na definição do parâmetro que melhor deve refletir o comportamento desses fatores ao longo do tempo.

A definição do preço do gás a ser contratado passa pela “queda de braço” entre Produtor e Comprador quanto à distribuição da renda a ser auferida com a comercialização do gás e sua alocação ao longo de toda a cadeia de valor. Assim, o custo de produção do gás representa o preço mínimo aceitável pelo Produtor, determinando dessa forma o Piso. O Teto seria o valor máximo aceitável pelo Comprador, considerando o custo de oportunidade que a compra desse gás representa para ele, na composição da sua carteira de negócios. Em última análise, o Teto tende ao valor correspondente ao Limite descontado da Margem, que corresponde ao maior valor pago pelo mercado para a aquisição do gás, descontado da margem de comercialização correspondente aos riscos assumidos pelo Comprador.

Podemos dizer ainda que o Teto tenderá mais ao Piso quando o modelo de comercialização do gás adotado estiver atrelado à lógica de produção do Gás Associado e, por outro lado, o Teto tenderá mais ao valor do Limite descontado da Margem, quando o modelo de comercialização do gás adotado estiver atrelado à lógica de produção do Gás Não-Associado.

4. PANORAMA DOS MERCADOS MUNDIAL E BRASILEIRO DE GÁS NATURAL

Após verificarmos os requisitos para a geração termelétrica e sua lógica de complementação hidrotérmica, passando pelos conceitos que apresentaram todo o racional por detrás da indústria do gás natural, esse Capítulo 4 vai buscar uma visão de como são os principais mercados de gás natural no mundo e alguns aspectos de flexibilização.

Na sequência, analisa o mercado de gás natural brasileiro, suas principais características, especialmente em relação aos mecanismos de flexibilidade disponíveis e a possibilidade de atender a variação da demanda das UTEs, dado seu grande porte em relação ao mercado de gás como um todo.

Por fim, é feita uma avaliação simples e direta das perspectivas do mercado brasileiro, já trazendo a reflexão da entrada do GNL nesse mercado.

4.1. Participação do Gás Natural na Matriz Energética Mundial

O gás natural ainda desponta como a terceira fonte primária de energia do mundo, participando em 2006 com 23,7% do total consumido. Apesar do crescimento de consumo nos últimos 10 anos (2,4% no período 1996-2006), o gás natural teve uma perda de participação de 2003 para 2006. Enquanto isso, a participação do carvão teve um forte aumento nesse mesmo período (Tabela 4.1).

Tabela 4.1 - Participação das fontes primárias de energia

	Participação no Total (%)		Crescimento Anual (%)	
	2003	2006	1993-2003	1996-2006
Petróleo	37,3%	35,8%	1,5%	1,6%
Carvão	26,5%	28,4%	1,7%	3,0%
Gás Natural	23,9%	23,7%	2,2%	2,4%
Hidráulica	6,1%	6,3%	1,1%	1,8%
Nuclear	6,1%	5,8%	1,9%	1,5%

Fonte: BP (2007)

Isso demonstra uma mudança em relação à expectativa de que o gás natural seria o combustível responsável pela transição entre o petróleo e as novas fontes de energia. De acordo com os cenários apresentados pela Shell em 2004 e representados na Figura 4.1 (Brinded, 2004), o crescimento da demanda de gás natural indicava uma possível supremacia perante o petróleo (e o carvão), por volta do ano de 2025.

Figura 4.1 - Cenários de Crescimento das Fontes Primárias de Energia

Fonte: Brinded (2004)

Essa mudança é atribuída ao aumento dos preços do gás natural, deixando a geração termelétrica a gás menos competitiva que o carvão, quer seja no arranjo convencional, para os dias atuais, quer seja para o decréscimo dos custos da geração termelétrica a carvão com captura de carbono, para mais longo prazo. Desta forma, o World Energy Outlook (IEA, 2006) mostra uma projeção onde o gás natural terá um crescimento acentuado, porém permanecendo ainda como a terceira fonte primária de energia (Figura 4.2).

Figura 4.2 - Cenários de evolução da participação das fontes primárias de energia

Fonte: IEA – World Energy Outlook (2006)

Paralelamente aos cenários de crescimento da demanda, temos o crescimento contínuo das reservas de gás natural, tendo atingido uma R/P de 63,3 anos no ano de 2006, comparado à R/P de 40,5 anos para o petróleo. Em 2006, as reservas mundiais provadas de gás natural atingiram o total de 181,46 trilhões m³, sendo que as principais reservas estão longe dos maiores mercados, conforme mostrado na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 - Reservas, Produção e Consumo de Gás Natural no Mundo

Maiores Reservas (Países)	Reservas (Trilhões m ³)	Maiores Produtores (Países)	Produção (Bilhões m ³)	Maiores Consumidores (Países)	Consumo (Bilhões m ³)
Rússia	47,65	Rússia	612,11	Estados Unidos	619,66
Irã	28,13	Estados Unidos	524,09	Rússia	432,09
Qatar	25,36	Canadá	187,00	Irã	105,11
Arábia Saudita	7,07	Irã	105,0	Canadá	96,62
Emirados Árabes Unidos	6,06	Noruega	87,61	Reino Unido	90,82
Estados Unidos	5,93	Argélia	84,47	Alemanha	87,18
Nigéria	5,21	Reino Unido	79,96	Japão	84,56
Argélia	4,50	Indonésia	74,00	Itália	77,09
Venezuela	4,32	Arábia Saudita	73,70	Arábia Saudita	73,70
Iraque	3,17	Turcomenistão	62,22	Ucrânia	66,42

Fonte: BP (2007)

Nos últimos 40 anos, os detentores das reservas têm tido basicamente duas formas de monetização dessas reservas e de sua exploração: entregando o gás natural aos mercados através de grandes gasodutos ou por meio de navios, sob a forma de GNL. Na maioria dos casos, apenas uma das opções é aplicável, especialmente em função da distância entre reservas e mercados. Uma terceira forma de monetização das reservas de gás natural é a tecnologia *gas-to-liquids* (GTL), que apesar do potencial de crescimento, tem seu foco voltado para um mercado diferente do mercado de gás natural, que é o mercado de diesel.

De acordo com a Tabela 4.2, dos 10 países com as maiores reservas de gás, apenas a Arábia Saudita não possui um projeto de exportação usando o GNL, uma vez que o seu foco está na produção de petróleo e o Iraque, dada a sua conjuntura geopolítica. Os Estados Unidos, que devido ao tamanho do seu mercado participa do mercado de GNL como importador, monetiza suas reservas de gás do Alaska exportando-as como GNL para o Japão. A Rússia, que é o maior exportador de gás através de uma vasta rede de gasodutos que atravessam a Europa, está desenvolvendo projetos de liquefação de gás para monetizar suas reservas do extremo oriente e da região norte da Sibéria.

4.2. Principais Mercados do Gás Natural no Mundo

Segundo COURNOT-GANDOLPHE (2002) e TOSTE (2007), o mercado mundial de gás natural possui 03 mercados regionais mais representativos: América do Norte, Europa e Ásia-Pacífico (extremo oriente), com características bastante distintas e, principalmente, referências de preço próprias, conforme apresentado na Figura 4.3.

Figura 4.3 - Referências de preços de gás nos principais mercados mundiais

Fonte: TOSTE (2007)

No mercado norte-americano, temos os Estados Unidos como os maiores consumidores de gás do mundo, representando 22% do consumo mundial em 2006 (BP, 2007). Possuem um mercado altamente desenvolvido e liberalizado, que tem se mostrado bastante volátil nos últimos anos, tendo o Henry Hub²² (HH) como principal referência de preço. Face à limitação da produção local e das perspectivas de declínio das importações via gasoduto, do Canadá e México, o GNL se apresenta como a principal alternativa para atendimento do crescimento da demanda de gás norte-americana. Diversos projetos de terminais de regaseificação estão sendo conduzidos, havendo a expectativa da abertura de uma nova rota de comercialização de GNL na costa oeste americana e no México, interligando os dois lados do oceano Pacífico, tornando os Estados Unidos um dos grandes mercados de GNL. O acesso do GNL ao mercado é facilitado pela densa malha de gasodutos existente no mercado norte-americano (figura 4.4).

Figura 4.4 - Sistema de Gasodutos da América do Norte

Fonte: Intelligence Press Inc.

²² O Henry Hub (HH) é um ponto físico de convergência de grandes gasodutos no estado de Louisiana e de onde os preços de suprimento de gás natural nos Estados Unidos são referenciados, sendo ainda usado como a referência para entrega dos contratos futuros de gás natural na NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) em Nova Iorque.

Do outro lado do Pacífico, o mercado asiático é altamente dependente do GNL, tendo países cujo consumo de gás é 100% importado, via GNL, com destaque para o Japão que é o maior país importador de GNL do mundo, seguido pela Coreia do Sul (BP 2007). Esse mercado sempre foi caracterizado por relações comerciais muito rígidas, marcadas por contratos de longo prazo e 100% de garantia de compra da capacidade contratual, com preços relacionados ao petróleo (JCC – *Japan Crude Cocktail*). Entretanto, com a liberalização que vem sendo implementada nos principais mercados visando a introdução de maior competição, novas condições de suprimento mais flexíveis têm sido utilizadas, especialmente no atendimento às variações sazonais de demanda da região. O crescimento do consumo de gás natural na China e Índia, puxado pelo forte crescimento de suas economias, é outro ponto de destaque no mercado asiático, sendo também o GNL responsável pela maior parte da oferta adicional.

No mercado europeu, o suprimento de gás é baseado em produções locais e numa extensa malha de gasodutos interligando os países e permeando o gás importado basicamente da Rússia, havendo um mercado de GNL mais concentrado no Mediterrâneo e que se encontra em expansão para as regiões do Mar do Norte, face ao declínio da produção de gás nessa região. Os problemas recentes com o fornecimento de gás natural da Rússia, via gasoduto, aumentaram as preocupações dos países do oeste europeu em relação à segurança do suprimento. Isto está impulsionando a construção de novos gasodutos interligando os campos de produção da Noruega ao oeste europeu, bem como a implantação de mais terminais de regaseificação de GNL na Europa, como forma de diversificação das fontes de suprimento. A Figura 4.5 mostra como está distribuída a malha de gasodutos que supre o mercado europeu. Existe ainda uma grande diferença no estágio de liberalização dos mercados de gás natural e eletricidade dos diferentes países europeus, havendo assim diferentes indexadores de preço para o gás natural. No Reino Unido, onde é maior o grau de liberalização dos mercados, existe uma referência de preço de gás chamada NBP²³ (*National Balancing Point*), enquanto nos demais países há predominância de contratos indexados ao petróleo (Brent) e seus derivados (óleo combustível e diesel). Com as metas de liberalização dos mercados imposta pela União Europeia e o aumento da inter-relação entre os países, outros *hubs* de referência de preços de gás natural têm ganhado relevância como Zeebrugge (Bélgica) e TTF (Holanda).

²³ O NBP (*National Balancing Point*) é um ponto virtual na região do Mar do Norte de onde os preços de suprimento de gás natural no Reino Unido são referenciados, sendo ainda usado como a referência para entrega dos contratos futuros de gás natural na ICE (*International Commodities Exchange*) em Londres.

Figura 4.6 - Preços do gás natural nos principais mercados (referência para os preços de GNL)

Fonte: BONINI (2007)

É importante destacar o grau de desenvolvimento desses mercados, bem como dos mecanismos de flexibilização da oferta e da demanda de gás natural, de acordo com as informações apresentadas por COURNOT-GANDOLPHE (2002). Esses mecanismos são essenciais para o atendimento da significativa parcela da demanda que é sensível às variações de temperatura, representada basicamente pelos segmentos residencial e comercial, os quais se caracterizam como uma demanda muito inelástica.

Tabela 4.3 - Flexibilidade do Mercado de Gás Natural em Países da IEA em 2000

	IEA Am. Norte	IEA Europa	IEA Pacífico
Variação da Produção (<i>swing</i>)	105%	134%	116%
Variação da Importação (<i>swing</i>)	119%	118%	113%
Variação da Oferta (Prod. + Import.)	107%	125%	109%
Variação da Demanda (<i>swing</i>)	137%	152%	111%
Estocagem (gás de serviço como % do consumo anual)	17%	13%	1%
Tanques GNL (capacidade de tancagem como % do consumo anual)	0.02%	0.2%	7%

Troca de combustível como % do consumo médio diário de gás	9%	12%	50%
Participação de consumidores sensíveis à temperatura no consumo total	35%	40%	23%

Fonte: COURNOT-GANDOLPHE (2002)

Pela análise da Tabela 4.3, vemos que o mercado asiático tem pouca estocagem, a qual é formada basicamente por GNL, a demanda que responde às variações de temperatura e a variação da demanda não é tão significativa quanto nos outros mercados, mas possuem uma capacidade de troca de combustível muito relevante, o que explica a forte correlação com o preço do petróleo naquele mercado. Por sua vez, nos mercados norte-americano e europeu, a demanda que responde às variações de temperatura e a variação da demanda é bastante significativa, assim como a capacidade de estocagem de gás, permitindo uma grande flexibilidade nesses mercados e a formação dos preços mais atrelada aos próprios parâmetros do mercado de gás (*gas-on-gas competition*).

Considerando que o crescimento de oferta e demanda de gás natural passa pelo acesso das reservas aos principais mercados e que o transporte de gás natural sob a forma de GNL deverá desempenhar um papel cada vez mais importante nesse sentido, podemos esperar que o GNL permita um maior relacionamento entre os mercados regionais. Assim, poderá ter um compartilhamento da flexibilidade desses mercados entre si, bem como com outros mercados menores, permitindo a evolução da dinâmica do mercado de gás natural para condições similares às de uma *commodity* mundial.²⁴

Feita essa contextualização do mercado mundial de gás natural, o trabalho inicia a apresentação do mercado brasileiro de gás natural até chegar à análise das condições de flexibilidade desse mercado e sua capacidade de atender às variações de demanda representadas pelo segmento de geração termelétrica.

²⁴ Essa análise será retomada e aprofundada no Capítulo 6 ao discutir as questões de mercado relativas à estruturação de um arranjo de Suprimento de GNL Flexível.

4.3. Inserção do Gás Natural no Brasil

Segundo Santos (2004), a indústria brasileira de gás natural se desenvolveu historicamente a reboque da produção do petróleo, concentrada em poucas regiões onde foi construída uma infra-estrutura mínima para o aproveitamento do gás natural, mas com grandes problemas quanto à confiabilidade e longevidade do seu suprimento. A partir da década de 1990, a Petrobras reorganizou sua atuação nos segmentos da indústria do gás natural e, juntamente com o início da importação do gás natural boliviano em 1999 e as ações do governo para aumentar a participação do gás natural na matriz energética nacional, deu um grande impulso ao mercado brasileiro de gás natural. De acordo com as informações divulgadas pelo MME e a EPE no Balanço Energético Nacional (BEN 2007), a demanda brasileira de gás natural no período 1999 – 2006 teve um forte crescimento anual, a uma taxa média de 14,7%a.a., levando uma evolução da participação do gás natural na matriz energética brasileira de 5,4% em 2000 para 9,6% em 2006 e trazendo cada vez mais destaque a sua participação, porém abaixo do petróleo, biomassa e hidráulica, bem como abaixo da média mundial (Figura 4.7).

Figura 4.7 - Oferta Interna de Energia - Estrutura de Participação das Fontes - Brasil 2006 e Mundo 2005

Fonte: MME e EPE (BEN 2007)

Ainda segundo Santos (2004), não é sustentável, do ponto de vista do crescimento econômico, construir uma indústria de gás natural respaldada nos mesmos princípios que permitiram a expansão do setor elétrico brasileiro durante a “Era Desenvolvimentista”. Assim, devem ser evitados comportamentos do tipo:

- Patrocínio de qualquer consumo sem foco nas questões da produtividade;
- Uso de energia de qualidade inadequada ao fim a que se destina;
- Conceito de gás barato para induzir sua utilização;

- Concentração de investimentos maciços em infra-estrutura sem considerar sua viabilidade econômica, assumindo que a oferta gerará demanda.

Perspectivas de oferta abundante de gás natural no Brasil como as que ocorreram por volta de 2002 com as informações preliminares sobre as descobertas na Bacia de Santos (blocos BS-400 e BS-500), bem como as recentes informações sobre a nova província gasífera na camada de pré-sal, onde se encontra o campo gigante de Tupi, podem induzir a comportamentos como os citados anteriormente, especialmente ao último. Sob esta bandeira, foi defendida a implantação de diversos projetos como o Gasoduto da Integração (GASIN), o Gasoduto da Unificação (GASUN) e o Grande Gasoduto do Sul (GGS), com base em uma lógica que chamo de “Teoria da Jabuticaba”.

Os defensores dessa lógica alegam que o simples fato da existência do gasoduto cortando o território de estados pouco desenvolvidos, irá atrair a implantação de indústrias e outros consumidores ao longo do gasoduto, gerando o desenvolvimento de toda a região. Ou seja, elas simplesmente vão brotar junto ao tronco principal (o gasoduto), como jabuticabas! O melhor exemplo de que essa teoria é completamente sem sentido é o que acontece com o estado do Mato Grosso do Sul, que após mais de 8 anos de operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que cruza todo o estado, possui um mercado de apenas 38 mil m³/dia, chegando a 300 mil m³/dia se contado o consumo termelétrico (ANP, 2007)²⁵, contra um mercado projetado de 8 milhões m³/dia em seus estudos de viabilidade.

Isto posto, o desenvolvimento do mercado brasileiro deve ser buscado por meio da identificação de oportunidades para atendimento de determinados consumidores, oferecendo uma solução de suprimento mais adequada às suas necessidades.

4.4. Visão Geral do Mercado Brasileiro de Gás Natural

O mercado brasileiro de gás natural está dividido em duas esferas de controle: federal e estadual, por força da Constituição Federal que garante o monopólio da distribuição de gás canalizado aos estados. Na esfera federal, o ente regulador é a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que regulamenta e fiscaliza a atuação dos agentes nos segmentos de produção, importação, transporte, tratamento, armazenagem e comercialização. Por sua vez, cada estado possui uma agência estadual reguladora, que regulamenta e fiscaliza

²⁵ Volumes correspondentes à média de consumo diário de janeiro a agosto de 2007. A maior média ocorreu no mês de junho de 2007, referente à 819 mil m³/dia (sendo 785 mil m³/dia do segmento termelétrico).

a atuação dos agentes no segmento de distribuição, que contempla também a venda do gás aos consumidores finais. A Figura 4.8 ilustra como está desenhada esta estrutura.

Figura 4.8 Estrutura da Indústria de Gás Natural no Brasil

Fonte: Petrobras

Assim, para uma caracterização sucinta do mercado brasileiro de gás natural e o entendimento de suas necessidades, são apresentadas informações sobre os segmentos da cadeia de valor do gás natural no Brasil, mostrando as condições de contorno que envolvem a questão dos mecanismos de flexibilidade.

Historicamente, a oferta local predominante é de gás natural associado, que é modulada de acordo com a dinâmica do mercado de petróleo, e não do mercado de gás natural, conforme apresentado na Figura 4.9. Essa condição impôs severas restrições ao desenvolvimento do mercado de gás natural, principalmente por questões relacionadas à garantia de suprimento.

Figura 4.9 - Produção Brasileira de Gás Natural – Participação por tipo de oferta

Fonte: Petrobras

Com o início da importação de gás natural boliviano, a oferta pôde ser modulada de acordo com as necessidades do mercado de gás natural, trazendo ainda um maior grau de confiabilidade no suprimento. Entretanto, as taxas de utilização da capacidade do gasoduto estiveram, por muitos anos, aquém dos compromissos mínimos estabelecidos, representando uma grande ociosidade do gasoduto e um alto custo de *take or pay* e *ship or pay*, conforme apresentado na Figura 4.10.

Figura 4.10 - Importação brasileira de gás natural da Bolívia e compromissos contratuais (ToP e QDC)

Fonte: Petrobras

Boa parte dessa ociosidade é explicada pela baixa capilaridade da malha de gasodutos de transporte, conforme apresentado na Figura 4.11, e da rede de distribuição das companhias distribuidoras estaduais, as quais possuem o monopólio da distribuição de gás natural canalizado nos Estados. Outro ponto importante é o estágio de desenvolvimento dos mercados das distribuidoras, que varia significativamente de um estado para outro. Muitos estados passaram a receber o gás natural há poucos anos, podendo destacar apenas as distribuidoras dos estados do Rio de Janeiro (CEG e CEG Rio), São Paulo (Comgas) e Bahia (BahiaGás), que possuem um mercado bastante desenvolvido na região metropolitana das capitais.

Figura 4.11 - Mapa de Gasodutos do Brasil e Cone Sul e de UTEs no Brasil

Fonte: Petrobras

Como pode ser observado na Figura 4.12, o perfil da demanda mostra uma predominância do segmento industrial, com baixa sazonalidade, que é uma característica similar à da pequena demanda comercial e residencial, tendo em vista o clima tropical brasileiro não apresentar invernos rigorosos, nem temperaturas muito baixas.

Figura 4.12 - Histórico do consumo de gás natural no Brasil por segmento

Fonte: ABEGAS – Revista Brasil Energia

Podemos observar também na Figura 4.12, que as variações mais significativas apresentadas pelo mercado brasileiro são decorrentes do despacho das usinas termelétricas, o qual se caracteriza por uma grande dispersão e variância, gerando elevada incerteza de consumo. Isso decorre da opção de estruturar o setor elétrico com as usinas termelétricas operando de forma complementar à geração hidrelétrica, conforme descrito na seção 2.7. Se verificarmos a demanda potencial representada pela capacidade instalada das UTEs, temos ao final de 2007 uma demanda máxima de UTE de quase 44 milhões de m^3 /dia (Tabela 4.4). Pela Figura 4.12, podemos verificar uma demanda não termelétrica da ordem de 38 milhões de m^3 /dia. Isso significa que o segmento de geração termelétrica representa uma variação de demanda (*swing*) de mais de 100% de todo o mercado.

Tabela 4.4 – Relação de usinas termelétricas movidas a gás natural no Brasil e consumo de gás

Relação UTEs	mil m³/d		mil m³/d
Termofortaleza	1550	Furnas Santa Cruz	2800
Termo Ceará	1200	Juiz de Fora	500
Termo açú *	2100	Ibiritermo	1100
Termo pernambuco	2100	CCBS *	1200
UTE Fafen	800	Nova Piratininga	2800
Termo bahia	1200	William Arjona	700
UTE Camaçari	3800	Três Lagoas	2100
Macaé Merchant	5000	Termo Cuiabá	1200
Norte Fluminense	3200	Araucária	2100
Termorio	5400	Canoas	1500
Eletrobolt	2800	Uruguaiana	2000
* Em implantação		TOTAL	47150

Fonte: Elaboração própria

Com isso, sendo a indústria do gás natural uma indústria de rede, com algumas características de monopólio natural e elevados custos fixos que necessitam de remuneração adequada, conforme apresentado na seção 3.3, que trata dos aspectos econômicos da indústria de gás natural, torna-se incongruente utilizar um modelo de geração de energia elétrica que deve, ao menos teoricamente, possuir custos fixos mais reduzidos e compatíveis com custos variáveis mais elevados. Essa deve ser a característica básica do modelo de geração complementar, que se encaixa melhor com usinas termelétricas que tenham flexibilidade no suprimento de combustível, que representa a maior parcela dos custos variáveis, como é o caso de usinas termelétricas movidas à diesel e à óleo combustível.

A grande questão que decorre desta afirmação é se o suprimento de gás natural consegue ser estruturado para prover a flexibilidade requerida pela geração termelétrica. Isto posto, o trabalho segue sua caracterização do mercado brasileiro de gás natural, sob a ótica dos mecanismos de flexibilização da oferta e da demanda, apresentados na seção 3.4.

4.5. Avaliação da Flexibilidade do Mercado Brasileiro de Gás Natural

A adoção, pelo Setor Elétrico Brasileiro, da lógica apresentada acima, pôde ser verificada com base nos mecanismos utilizados nas primeiras contratações por disponibilidade dos leilões de energia ocorrido nos últimos 3 anos, conforme explicado na seção 2.8. Esse modelo privilegia o suprimento de combustível com características mais similares às características das *commodities*.

Desta forma, um suprimento de gás natural com alto custo fixo, decorrente de cláusulas do tipo *take or pay* e *ship or pay*, não seria adequado a tal modelo, devendo ser avaliadas formas de prover maior flexibilidade a tal suprimento, visando reduzir o custo fixo. Fazendo uma análise da disponibilidade dos mecanismos de flexibilização no mercado brasileiro de gás natural, pode ser verificada a sua capacidade de prover a flexibilidade requerida pelo Setor Elétrico Brasileiro.

A hipótese de utilizar a produção de gás não-associado não parece adequada, pois a predominância de produção de gás associado permanece, mesmo com a perspectiva de desenvolvimento de novas descobertas de campos de gás não-associado. Esta afirmação pode ser comprovada pela relação dos projetos de produção de gás natural apresentada pela Petrobras em seu Plano de Negócios 2007 – 2011 (Figura 4.13).

Figura 4.13 - Produção Brasileira de Gás Natural

Fonte: Petrobras

É importante destacar também alguns aspectos importantes relacionados às características da oferta de gás natural adicional. A localização desses campos é quase toda em águas profundas e ultra-profundas, bem como em novas regiões de produção, onde precisará ser desenvolvida toda infra-estrutura para a produção, escoamento e tratamento do

gás natural. Assim, há a expectativa da aplicação de vultosos investimentos, acarretando em custos de produção crescentes. Além disso, grande parte desses campos tem mostrado uma expectativa de alta produção de LGN (líquidos de gás natural) e condensado, como é o caso do campo de Tupi (PETROBRAS 2007), levando os custos de produção do gás natural a serem sensivelmente impactados pela produção (ou não) desses líquidos. Com tais aspectos, a modulação da produção de gás com percentuais elevados, ou seja, com alto grau de ociosidade, pode acarretar em custos de produção pouco competitivos.

A alternativa de utilização de armazenamento subterrâneo de gás natural é ainda muito pouco desenvolvida no Brasil e não existe muita informação disponível sobre o seu potencial. De qualquer forma, deve-se considerar o elevado dispêndio de energia para efetuar esse armazenamento e, principalmente, o fator de recuperação dos volumes injetados. Este ponto pode ser fundamental em uma situação em que o balanço entre a oferta e a demanda de gás no mercado esteja muito equilibrada, não podendo ser “descartada” qualquer quantidade de gás, que ficaria confinada nos reservatórios, para a formação do “colchão” de gás (*cushion gas*).

O uso do *line-pack* é uma opção de porte incompatível com o porte da demanda das usinas termelétricas, em comparação à extensão da malha de gasodutos brasileira. De forma análoga temos as plantas de *peak-shaving*, cujo propósito, em geral, é o de atender demandas de pico, ou seja, caracterizadas por altas variações em um curto espaço de tempo. Esses mecanismos têm uma função de caráter mais operacional, para acomodação de grandes variações momentâneas de vazão de suprimento do gás natural.

Outra alternativa seria o desenvolvimento do mercado interruptível, que no Brasil já chegou a ser definido como o mercado secundário do gás. Muito se questiona sobre as potencialidades desse mercado, como o seu porte (se seria compatível ao porte da demanda das usinas termelétricas), o requerimento de investimentos pulverizados e questões de emissões ambientais, também pulverizadas e em regiões metropolitanas.

Em mercados mais desenvolvidos o segmento industrial representa parcela significativa do mercado interruptível, mas também o segmento de geração de energia, sendo característica marcante nos mercados mais liberalizados a ocorrência de oportunidades de arbitragem entre os mercados de gás natural e energia elétrica (medidas por um indicador que é composto pela relação entre os preços do gás natural e da energia elétrica, chamado de *spark spread*).

4.6. Perspectivas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural

Desta forma, surge uma oportunidade para o Brasil utilizar o suprimento (e o armazenamento) de GNL como um mecanismo de flexibilização da oferta de gás natural que poderá atender o *swing* das usinas termelétricas. No caso brasileiro, a flexibilidade decorrente do suprimento de GNL pode ser avaliada sob dois aspectos:

- (i) O Brasil é exportador líquido de gás natural: com base no recente Plangás 2008 apresentado pela Petrobras, pode haver cenários em que a oferta supera (ou iguala) a demanda total (com 100% de despacho das usinas termelétricas), com a ocorrência de ociosidade na produção, havendo a possibilidade de desenvolver um projeto de liquefação para exportar o excedente e/ou suprir a região nordeste;
- (ii) O Brasil é importador líquido de gás natural: com o aprimoramento da tecnologia de regaseificação a bordo de navios criogênicos ou metaneiros (que transportam GNL), o país poderia ter instalado um terminal de regaseificação dessa modalidade em cada região (sudeste e nordeste), com baixo investimento (custo fixo) e com suprimento de GNL em condições “flexíveis”, referenciado ao valor do gás natural no mercado internacional.

Como os cenários mais prováveis apontam para a condição do Brasil ser importador líquido de gás natural no horizonte de curto e médio prazo²⁶, o presente trabalho foca na possibilidade do suprimento de GNL ser efetuado de forma “flexível”, buscando o máximo de similaridade com o suprimento de combustíveis líquidos, atuando assim como mecanismo de flexibilização da oferta de gás natural necessário ao melhor aproveitamento da capacidade de geração das usinas termelétricas instaladas atualmente no Brasil.

Cabe então entender as possibilidades e capacidades do mercado de GNL possuir uma flexibilidade de suprimento disponível, tal que atenda os requisitos da demanda termelétrica brasileira. Esses pontos serão objeto de análise no capítulo a seguir.

²⁶ Em um horizonte de longo prazo, tendo em vista as perspectivas da descoberta do mega campo de Tupi e do potencial da camada de pré-sal, o Brasil deve passar a ser um exportador líquido de gás natural. A questão que permanece é como monetizar tais reservas criando flexibilidade de oferta compatível com a flexibilidade requerida pela geração termelétrica brasileira. Uma boa resposta a este ponto seria a utilização de uma das alternativas tecnológicas em estudo que é a utilização de liquefação flutuante (*floating LNG*), que daria uma flexibilidade de suprimento para internar o GNL por meio dos terminais de regaseificação em implantação quando a demanda brasileira requerer e, caso contrário, vender o GNL no mercado mundial com oportunidades de arbitragem e remuneração adequada.

5. MERCADO MUNDIAL DE GNL

Este capítulo apresenta um panorama da evolução do mercado mundial de GNL e como está se desenvolvendo sua dinâmica, de forma que o suprimento de GNL possa ser considerado um mecanismo de flexibilidade da oferta de gás natural, que é o que se está avaliando para atendimento da necessidade da demanda termelétrica no Brasil, dado que o mercado brasileiro de gás natural não possui, ainda, mecanismos de flexibilização em porte suficiente para atendimento da variação que a demanda termelétrica representa.

5.1. Breve introdução ao mercado de GNL

Apesar de parecer um assunto muito novo, dada a recente relevância que o mercado de GNL tem adquirido ao longo dos últimos 5 anos, esta indústria já tem um longo caminho percorrido. De acordo com ZAMALLOA (2004), os primeiros estudos da tecnologia remontam ao século XIX feitos por Michael Faraday e Karl von Linde, passando pela primeira usina comercial de liquefação instalada em Cleveland (EUA) em 1941 e o primeiro transporte de GNL em navio (o *Methane Pioneer*) em 1959, quando levou uma carga de GNL de Lake Charles (EUA) até Canvey Island (Reino Unido).

A partir daí, o primeiro projeto de produção de GNL para exportação iniciou sua operação em 1964 na Argélia, para abastecer o Reino Unido, perfazendo mais de 40 anos de operação desse mercado de forma extremamente segura, com apenas 4 acidentes em plantas e nenhum acidente significativo nos mais de 80.000 carregamentos efetuados por navios metaneiros (SANDIA Report 2004 e FERC 2008). Atualmente temos 15 países exportadores de GNL: Argélia (1964), EUA (1969), Líbia (1970), Brunei (1972), Indonésia (1977), Emirados Árabes Unidos (1977), Malásia (1983), Austrália (1989), Qatar (1997), Nigéria (1999), Trinidad e Tobago (1999), Omã (2000), Egito (2004), Guiné Equatorial (2007) e Noruega (2007). De outro lado, temos 18 países importadores de GNL: Reino Unido (1964, 2005)²⁷, Japão (1969), Espanha (1969), EUA (1971), Itália (1971), França (1972), Coreia do Sul (1986), Bélgica (1987), Taiwan (1990), Turquia (1992), Porto Rico (2000), Grécia (2000), República Dominicana (2003), Portugal (2003), Índia (2004), China (2006) e México (2006),

²⁷ O Reino Unido foi o primeiro país importador de GNL em 1964, porém com o desenvolvimento da produção de gás natural no Mar do Norte, o terminal de regaseificação de Canvey Island foi desativado. Em 2005, o Reino Unido voltou a importar GNL com a implantação de um novo terminal de regaseificação em Isle of Grain.

segundo informações da CALIFORNIA ENERGY COMMISSION (2008) e PETROLEUM ECONOMIST (2007).

Além desses países, temos ainda outros novos que estão conduzindo projetos, em diferentes estágios, para aumentar ainda mais o número de participantes neste mercado. Como produtores, temos países como Angola, Irã, Papua Nova Guiné, Venezuela e Yêmen. Como importadores temos Alemanha, Argentina, Bahamas, Canadá. Chile, Chipre, Cingapura, Croácia, Filipinas, Holanda, Honduras, Irlanda, Indonésia, Jamaica, Paquistão, Polônia, Tailândia e Uruguai, além do Brasil, que está implantando 2 terminais de regaseificação flutuantes, sendo um na Baía de Guanabara (RJ) e outro no Pecém (CE), como início de operação prevista para este ano de 2008.

5.2. Evolução do mercado de GNL

Segundo MENEZES (2007), existem historicamente diversos motivadores que levaram os países a adotar o GNL como uma alternativa de suprimento de gás.

Na visão dos consumidores, temos as questões relativas à (i) diversificação e segurança de suprimento, como foi o caso da França, que tem 4 países fornecedores via gasoduto, mais 3 via GNL, (ii) diversificação energética, como foi o caso do Japão e Coréia do Sul, buscando uma menor dependência do petróleo, (iii) flexibilização da oferta, como foi o caso da Espanha, Japão e Coréia do Sul, para atendimento de picos de demanda, e (iv) opção por fonte energética mais limpa, como foi o caso da Espanha, dadas as diretivas de emissões da União Européia.

Na visão dos produtores, temos as questões relativas à (i) monetização de reservas (longe dos mercados), como foi o caso da Indonésia e Malásia, que tiveram o GNL como única alternativa, e (ii) diversificação de mercados, como foi o caso da Argélia, que fez gasodutos para suprir a Europa e GNL para suprir os EUA.

Ainda segundo MENEZES (2007), estes motivadores também têm relação com a evolução dos mercados de gás natural e o conseqüente impacto no mercado de GNL.

Até a década de 1980, a estrutura dos mercados de gás era baseada em preços regulados, domínio de monopólios estatais, companhias reguladas de distribuição e operadores de gasodutos, com forte integração dos segmentos da cadeia de valor, acessos a gasodutos e infra-estrutura fechados e contratos de longo prazo.

Com isso, o mercado de GNL apresentava uma estrutura muito rígida, com base em rotas ponto-a-ponto e restrições de destino, navios metaneiros dedicados aos projetos,

capacidade das plantas totalmente vendida em contratos de longo prazo, com decisões de investimento tomadas somente após a assinatura de todos contratos de suprimento. Assim o mercado de GNL era limitado a mercados regionais, sem interações entre as Bacias do Atlântico e Pacífico, com foco principal na segurança de suprimento (Bacia do Pacífico) e um pequeno número de agentes. O mercado spot era praticamente inexistente e com limitadas oportunidades de arbitragem de preços, os quais eram pouco atrativos na Bacia do Atlântico (mercado americano), sendo os preços de GNL indexados principalmente ao petróleo.

Durante a década de 1990, começaram a ocorrer mudanças nas estruturas dos mercados de gás com a liberalização de preços, a flexibilização da regulação dos mercados de gás nos Estados Unidos e Europa, abertura para acesso a terceiros em gasodutos e infraestrutura, separação dos carregadores e dos transportadores de gás (*unbundling*) e surgimento dos comercializadores de gás. Além disso, houve a liberalização nos mercados de energia elétrica simultaneamente na Europa e EUA.

Assim, a liberalização dos mercados abriu oportunidade para diversificação de suprimento e busca por flexibilidade, culminando na negociação das primeiras cargas *spot* de GNL. Também contribuiu para essa evolução a entrada de novos países importadores (Taiwan, Turquia, Porto Rico e Grécia) e exportadores (Nigéria, Trinidad, Qatar), ampliando as rotas existentes e o surgimento dos supridores de GNL para ambas as Bacias (*swing sellers*). Os preços passaram a ser formados pelo *netback* e indexados com os preços dos mercados de gás.

Nos anos seguintes, com o aprofundamento da liberalização dos mercados de gás natural e de energia elétrica, o mercado de GNL se encontra com uma estrutura mais flexível, caracterizada por restrições de destino menores, maior flexibilidade logística (*shipping*), arranjos comerciais mais complexos e com maior participação de contratos de curto prazo (duração menor que 4 anos) e investimentos sendo feitos com parte dos contratos de suprimento ainda em negociação. Desta forma, temos um rápido crescimento e globalização do mercado *spot*, com maior ocorrência de *swaps* e desvio de cargas, crescimento do mercado *spot* também de capacidade de transporte (*shipping*) e a forte tendência à integração dos agentes na cadeia de GNL (ascensão dos *portfólio players*).

Um *portfólio player* não é apenas integrado na cadeia de GNL, mas possui um portfólio de contratos de compra de GNL (seja por produção própria ou de terceiros), controle de uma frota de metaneiros que lhe proporcione flexibilidade logística e capacidade “ociosa” de terminais de regaseificação em vários pontos e países para acesso aos diferentes mercados de gás natural, propiciando que a companhia possa maximizar ganhos através de arbitragem.

Existe diferenças entre os motivos que levam os agentes a buscarem a integração na cadeia de valor do GNL. Por parte dos produtores, é uma oportunidade de entrar em mercados antes fechados, capturar ganhos ao longo da cadeia e com arbitragens de preços entre os mercados. Por parte dos compradores, é uma forma de garantir acesso ao suprimento, conseguir maior flexibilidade, diversificar suas atividades, buscar uma diminuição de riscos, ou apenas ter acesso às informações dos projetos de liquefação.

Assim, MENEZES (2007) apresenta na Figura 5.1 como os principais agentes da cadeia de valor do GNL estão posicionados e os movimentos que alguns estão buscando rumo à integração.

Figura 5.1 - Posicionamento dos agentes no mercado de GNL

Fonte: MENEZES (2007)

Cabe observar que além dessas diversas empresas representadas pela Figura 5.1, que inclui as *majors*, companhias estatais de petróleo (NOCs), *utilities*, existem alguns novos atores que estão iniciando seu movimento de entrada no mercado de GNL: bancos como Merrill Lynch e Deutsche Bank e *trading companies* como Vitol. Em geral, essas empresas procuram se posicionar em mercados que existam ineficiências e eles possam agregar algum valor intermediando o negócio e obtendo uma margem por isso. Esse é um sinal interessante de evolução para um mercado mais dinâmico, que é o ponto que será abordado a seguir.

5.3. Dinâmica do Mercado de GNL

Segundo informações da BP (2007), em 2006 o GNL representou 7,4% do consumo de gás natural mundial e representou também 28,2% do volume de gás comercializado entre países. Esses dados já indicam um potencial de influência na inter-relação entre os mercados regionais, reforçado pela ampliação das rotas de comércio previstas face aos projetos de GNL em desenvolvimento e que estarão em operação nos próximos anos.

Como o mercado de GNL busca suprir o mercado mundial de gás natural, o qual foi classificado pelos 03 mercados regionais mais representativos (América do Norte, Europa e Ásia-Pacífico), a divisão do mercado de GNL segue uma relação com essa divisão, sendo usualmente segmentado pela Bacia do Atlântico, o Oriente Médio e a Bacia do Pacífico. As principais rotas comerciais de gás natural e GNL (BP, 2007) são mostradas na Figura 5.2.

Figura 5.2 - Rotas de comércio internacional de gás natural e GNL em 2006

Fonte: BP (2007)

Segundo Brinded (2003a), haverá um crescimento substancial da demanda de gás mundial até 2030, com crescimento da produção local de apenas 75%, crescimento das importações via gasoduto de 200% e crescimento acentuado do GNL de 500%.

Com isso, o crescimento do mercado global de GNL deverá trazer maior flexibilidade aos mercados de gás, mediante o aumento na utilização de mecanismos como acordos de *swap*, arbitragem entre mercados e vendas *spot*.

Acordos de *swap* (troca), consistem geralmente em uma troca de volumes não-orientada por fatores de preço, existindo basicamente dois tipos: (a) encurtar rotas de fornecimento e (b) resolver diferenças de padrões de demanda entre compradores. O primeiro tipo promove a redução dos custos de transporte e libera capacidade de transporte e o segundo leva ao aumento da flexibilidade do mercado, amenizando as diferenças do momento da demanda entre os consumidores.

A arbitragem, na bacia do Atlântico, é usualmente baseada na relação entre os mercados dos Estados Unidos e da Europa, especialmente da Inglaterra e Espanha, podendo ocorrer uma pequena influência dos preços do gás americano (*Henry Hub* - HH) com os preços ingleses (*National Balancing Point* – NBP) do mercado *spot*, e na bacia do Pacífico, existe uma expectativa de relação similar entre os mercados do Japão e dos Estados Unidos, face à implantação de terminais de regas na região da Califórnia, mais uma vez levando a uma influência dos preços no mercado americano (HH) com os preços *spot* no Japão. Como exemplo dessa arbitragem, podemos citar cargas que foram vendidas no Japão no início de 2007 indexadas a Henry Hub, no período em que a arbitragem de preços apontava para o mercado americano, conforme pode ser verificado na Figura 5.3.

Figura 5.3 - Isle of Grain vs Lake Charles – utilização dos terminais

Fonte: BONINI (2007)

Outro fator fundamental no aumento da arbitragem no mercado de GNL é a atuação dos produtores de GNL do oriente médio, notadamente o Catar. Com sua posição geográfica, eles conseguem atingir os dois mercados (Atlântico e Pacífico) de forma similar e os volumes a serem produzidos no oriente médio farão o balanço entre a demanda desses mercados. Há ainda uma tendência de convergência da arbitragem entre os preços dos mercados de gás e a arbitragem dos preços do gás e eletricidade, já havendo inclusive contratos de venda de GNL com índices de preço de eletricidade na fórmula de preço do GNL.

As vendas *spot* têm apresentado um incremento maior do que o crescimento do mercado de GNL total, tendo aumentado sua participação de apenas 8% do comércio mundial de GNL em 2002 para 15% em 2005 (Figura 5.4). Seu crescimento depende de haver um grande número de atores, sem que haja um ator que possa manipular os preços, um mercado fluido com pouco ou nenhum gargalo, sendo que o transporte do produto não deve impedir sua disponibilidade e deve haver ao menos um lugar onde os produtos possam ser entregues para consumir os acordos.

Figura 5.4 - Evolução do mercado spot de GNL

Fonte: BP Statistical Review 2007/GIIGNL/Petrobras *apud* TOSTE (2007)

Segundo TOSTE (2007) e HULL (2007), os principais fatores que influenciam a comercialização no mercado *spot* e de curto prazo são: o excedente de fornecimento de GNL,

a disponibilidade da capacidade de transporte marítimo, a disponibilidade de capacidade de regaseificação, a flexibilidade dos contratos e a intercambialidade do gás.

O excedente de fornecimento de GNL, mostrado na figura 5.5, decorre do aumento da produção regular em torno de 10% acima da capacidade nominal existente, face à maior eficiência das plantas de liquefação e ao desenvolvimento de suas tecnologias. Além disso, muitos projetos novos têm sido desenvolvidos com parte de sua capacidade de produção nominal descontratada em longo prazo e também da disponibilidade de volumes dos compradores que retiram o GNL por níveis abaixo da banda de flexibilidade.

Figura 5.5 - Volume de GNL exportado no Curto Prazo por País

Fonte: GIIGNL *apud* TOSTE (2007)

A disponibilidade da capacidade de transporte marítimo decorre de armadores e grandes players como a BP estarem construindo navios sem dedicação a um projeto específico, por identificarem uma oportunidade de arbitrar com o mercado *spot*. Observa-se a utilização de alguns navios como tancagem flutuante, possibilitando assim, a tentativa de algumas empresas em obterem vantagem através de oportunidades de arbitragens entre os mercados de verão e inverno. Atualmente, existe uma sobre-oferta de transporte, fazendo que a taxa de afretamento tenha alcançado níveis da ordem de US\$ 40.000/dia. Como por exemplo, a Sonatrach que contratou em 2006 um navio por US\$ 38.000/dia, enquanto que um valor médio era na ordem de US\$ 57.000/dia. O atraso na implantação de alguns projetos de liquefação também tem levado a uma disponibilidade de navios não prevista pelo mercado,

dado que a construção dos navios tem ocorrido nos tempos previstos. Entretanto, com a entrada em operação dos projetos previstos, mesmo que com alguns atrasos, há previsão de uma redução dessa sobre-oferta nos próximos anos, de forma que a razão entre a capacidade de liquefação e de *shipping*, deverá crescer 26% de 2006 (0,75) a 2010 (0,94).

Observa-se das Figuras 5.6 e 5.7, que a capacidade de regaseificação disponível no mundo é cerca de duas vezes a capacidade de liquefação. Tal fato, entretanto, não representa problema físico na obtenção de volumes de GNL, mas tão somente explicita a oportunidade de arbitrar entre mercados o que pode se traduzir em preços mais elevados para quem se encontra descontratado.

Figura 5.6 - Oferta de GNL por País

Fonte: WoodMackensie (2007)

Figura 5.7 - Capacidade de Regaseificação de GNL por País

Fonte: WoodMackensie (2007)

O desenvolvimento da flexibilidade dos tradicionais contratos de longo prazo, chamados SPA (*Sales and Purchase Agreement*), tem sido praticada com o estabelecimento de novos arranjos contratuais, com contratos de longo prazo reduzidos para 15 anos e surgindo contratos de médio prazo (5-8 anos), criação de mecanismos de *take-or-pay* mais flexíveis, bem como para o estabelecimento da rampa de quantidades contratadas (*build-up period*), de recuperação (*make-up*) e carregamento de quantidades retiradas acima do compromisso contratual (*carry-forward rights*). Além disso, é prevista a possibilidade de desvio de destino, estabelecendo cláusulas de *profit sharing* em caso de mudança de destino, de forma que os ganhos decorrentes da nova venda (transação) sejam repartidos entre o comprador original e o vendedor.

Para atuar nesse ambiente mais dinâmico e poder formalizar os novos acordos decorrentes da mudança da condição original, é preciso ter um instrumento contratual que tenha uma estrutura bastante simples e expedita. Para tanto, as empresas firmam um *Master Sales and Purchase Agreement* (MSA), que é um arranjo contratual não-vinculante que contém os termos e condições gerais para a compra e venda de GNL. O principal anexo do

MSA é o *Confirmation Memorandum* (CM) que contém as principais condições comerciais, a serem definidas em momentos posteriores entre as partes, para efetivação de uma compra e venda de GNL, tais como preço, volume, porto de carga e descarga, qualidade de gás. Cada *Confirmation Memorandum* assinado forma com o MSA um contrato vinculante, ou seja, efetiva uma compra e venda de GNL nas condições acordadas. Assim, com base em um mesmo MSA, podem haver vários CM's assinados representando diferentes acordos de compra e venda de GNL firmados entre as mesmas partes. A Figura 5.8 ilustra como é a estrutura desse tipo de contratação.

Figura 5.8 - Sistema de fechamento de compras no curto prazo e *spot* – Contrato *Master Agreement* (MSA)

Fonte: Petrobras

A intercambialidade do gás é um dos aspectos mais críticos, pois consiste na necessidade de compatibilizar as especificações de qualidade do GNL de diversas origens, com as especificações do gás natural requerido nos diferentes mercados. Em algumas plantas de liquefação e terminais de regaseificação de GNL são encontradas unidades de extração de líquidos ou injeção de Nitrogênio (para empobrecimento do gás) ou unidades de injeção de líquidos (para enriquecimento do gás). A Europa implementará a partir de 2010 a normativa EASEE-GAS que permitirá que praticamente todas as cargas de GNL possam descarregar nos terminais europeus, conforme pode ser observado na Figura 5.9.

Figura 5.9 - Especificações de qualidade do gás natural e do GNL de diferentes países

Fonte: GIIGNL *apud* TOSTE (2007)

Dadas as condições para o crescimento do mercado spot e de curto prazo de GNL, projeções apresentadas pela CERA (2007) indicam que esta oferta flexível que hoje corresponde a 13% do mercado total, irá dobrar para 21% em 2009, sendo que 42% da capacidade das novas plantas de liquefação em operação até o final de 2009 terá flexibilidade de destino. Assim, os sinais de preços tenderão a aumentar o redirecionamento da oferta flexível, acompanhando o crescimento da capacidade de regaseificação nos principais mercados, mas os contratos de longo prazo ainda dominarão o mercado.

Estima-se que 24 milhões de toneladas por ano de GNL (mtpa) seja oferta flexível, sendo 97,5% na bacia do Atlântico, mas até o final de 2009, estima-se que esse percentual atinja apenas 58% no Atlântico e 30% no Oriente Médio, de acordo com a Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Suprimento adicional de GNL flexível no final de 2009 (mtpa)

	Suprimento Novo	Suprimento Novo Flexível	% Flexível
Bacia do Pacífico	21,4	5,85	27,3%
Bacia do Atlântico	8,1	6,6	81,5%
Oriente Médio	37,9	15,8	41,7%
TOTAL	67,4	28,25	41,9%

Fonte: CERA (2007)

Cabe ainda registrar que não se pretende concluir que o mercado de gás evoluirá para a liquidez do mercado de petróleo, pois existem diferenças substanciais entre os mercados de petróleo e gás, quais sejam: os dois mercados se encontram em diferentes estágios de maturação, apresentando estruturas de custo distintas. No mercado de gás, existem ainda poucos ativos, sendo vários ainda em construção, requerendo grandes quantidades de recursos, especialmente em relação ao GNL, cujos custos da cadeia (liquefação, transporte e regaseificação) são muito maiores que os equivalentes à cadeia do petróleo. Os custos de transporte e distribuição têm uma maior proporção na cadeia do gás (um navio de GNL custa cerca de 4 vezes um navio de petróleo de mesma capacidade) e o transporte e armazenamento de gás, especialmente do GNL, envolve perdas muito maiores que do petróleo, sendo seu custo conseqüentemente mais elevado.

Portanto, com a perspectiva de inserção cada vez maior do gás natural na matriz mundial e do crescimento da participação do GNL nesse mercado, conforme pode ser observado na Figura 5.10, temos a agregação cada vez maior de características como portabilidade e flexibilidade no comércio de gás natural. E essa inserção maior do gás natural em novas rotas comerciais, basicamente via GNL, irá gerar uma maior interconexão entre os mercados regionais, com aumento de possibilidades aos produtores de gás em relação a onde e para quem eles desejam vender seu produto, com conseqüente aumento da competição entre os mercados, especialmente com o papel que os Estados Unidos e os produtores do Oriente Médio irão desempenhar na influência de ambos os mercados do Atlântico e do Pacífico, criando por fim, uma maior convergência de preços.

Figura 5.10 Volume mundial de gás comercializado entre regiões por tipo (cenário de referência)

Fonte: IEA. World Energy Outlook (2006)

Podemos, então, entender que o desenvolvimento de um mercado global de GNL poderá acarretar no surgimento de um mercado global de gás natural, que terá uma maturação lenta, gradual e com características diferentes de outros hidrocarbonetos, como o petróleo.

6. SUPRIMENTO DE GNL FLEXÍVEL PARA ATENDIMENTO À GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL

SANTOS (2007) ilustra muito bem a multidisciplinaridade do desenvolvimento do projeto de importação de GNL para o Brasil (Figura 6.1). Neste mosaico, a integração dos mercados de gás natural e de eletricidade representa apenas uma das peças deste complexo quebra-cabeça, formando interfaces com outras importantes questões de caráter técnico, operacional, político, regulatório, econômico, entre outros, com o objetivo de conquistar uma posição no jogo da indústria do GNL.

Figura 6.1 - Multidisciplinariedade do Projeto GNL

Fonte: SANTOS (2007)

Assim, o presente capítulo avalia a existência de condições para a estruturação de um arranjo de Suprimento de GNL Flexível adequado às necessidades do mercado brasileiro.

A seguir, partindo dos requerimentos das usinas termelétricas, detalha como a inserção do GNL está afetando a integração dos mercados de energia elétrica e de gás natural brasileiros.

O capítulo termina apresentando o posicionamento do mercado brasileiro no mercado de GNL, com base na caracterização do Suprimento de GNL Flexível ao Brasil, efetuada ao longo das seções anteriores.

6.1. Análise dos Aspectos Fundamentais para Estruturação de um Arranjo de Suprimento de GNL Flexível

A partir das informações apresentadas nos capítulos anteriores indicando a crescente tendência de integração dos mercados brasileiros de energia elétrica e de gás natural, bem como a existência de oportunidades para a inserção do suprimento de GNL decorrentes dessa integração, torna-se preciso analisar os requerimentos necessários à estruturação de um arranjo de suprimento de gás natural (via GNL) que atenda à flexibilidade requerida pela geração termelétrica no Brasil.

6.1.1. Aspectos Tecnológicos

Ao iniciar a concepção de um terminal de regaseificação para importação de GNL, a primeira idéia que surge é a implantação de um terminal em terra (*onshore*), com grandes tanques de armazenamento, dado que este tem sido o modelo tradicionalmente usado pela indústria de GNL.

Ocorre que, recentemente, concepções alternativas têm sido apresentadas para implantação desses terminais, devido a diversos fatores, dentre os quais se destacam o prazo e o custo de implantação.

O prazo de implantação dos terminais em terra é geralmente de 5 (cinco) anos, desde a concepção do projeto, levando em geral 36 (trinta e seis) meses para a construção, sendo o caminho crítico a construção dos tanques de armazenamento. Este é um prazo considerado muito longo, para um mercado cada vez mais dinâmico e, principalmente, para o atendimento de problemas conjunturais e contingenciais.

Segundo HUNTER (2007), os custos de implantação da indústria de GNL têm subido de uma forma geral, por conta de alguns fatores como a complexidade das novas plantas e sua localização em pontos de maior dificuldade (como *offshore*), a alta dos preços do aço e a

elevada demanda por projetos e equipamentos (uma parte até “especulativa”)²⁸, levando à falta de empresas e mão-de-obra especializada. Como um terminal em terra possui um alto custo fixo, ele requer uma elevada utilização da sua capacidade instalada para ter uma tarifa mais competitiva. Assim, se o mercado tem necessidade de alguma flexibilidade ou está em fase de desenvolvimento (rampa de consumo), os valores da tarifa podem ficar extremamente caros.

Figura 6.2 - Evolução do índice de custos de capital no *upstream*

Fonte: IHS – CERA apud HUNTER (2007)

²⁸ Muitos projetos, principalmente de terminais de regaseificação, estão parados na fase de estudo, face à falta de suprimento, falta de obtenção de licenças e autorizações, existência de projetos concorrentes que visam o mesmo mercado, ou mesmo, que não se viabilizam com os preços do gás natural nos outros mercados cada vez mais elevados, perdendo assim competitividade no mercado-alvo. Assim, forma-se uma demanda de pedidos e reservas para fornecimento de serviços e de equipamentos que não se concretizam, mas “travam” a capacidade dos fornecedores de se comprometer com os novos pedidos, mesmo que esses sejam “firmes”, além de aumentar significativamente as taxas de utilização da capacidade de produção.

Figura 6.3 - Evolução do índice de custos de capital no *downstream*

Fonte: IHS – CERA apud HUNTER (2007)

Desta forma, algumas alternativas têm sido desenvolvidas visando a antecipação de itens de caminho crítico, fundamentalmente o tanque de armazenamento de GNL, bem como a redução de custos fixos. Dentre essas alternativas se destacam:

(i) Antecipação das instalações marítimas e do regaseificador em terra, com uso de navio de GNL ancorado para estocagem e descarregamento do GNL usando tanques pré-fabricados (para não haver descontinuidade de suprimento). Este tipo de solução está sendo empregada pela BG na implantação do terminal de Quintero no Chile, com expectativa de antecipação da operação do terminal em 12 meses nesse arranjo provisório, prevista para 2009, até a conclusão dos tanques de armazenamento em terra, prevista para 2010.

(ii) Estrutura de concreto flutuante (*Concrete Gravity Based Structure - GBS*) para estocagem de GNL com regaseificador. Esse conceito está sendo desenvolvido pela ExxonMobil, em conjunto com a Qatar Petroleum e a Edison, no terminal Adriatic LNG, na Itália. A parceria entre as empresas foi formalizada em maio de 2005 e o início de operação do terminal está previsto para o 4º trimestre de 2008. A Figura 6.4 mostra como é a configuração do terminal.

Figura 6.4 - Terminal de concreto flutuante (do tipo GBS)

Fonte: MILLER (2007)

(iii) Navio de GNL ancorado convertido para estocagem com regaseificador a bordo. São navios com capacidade limitada de navegação, chamados de *Floating Storage and Regasification Unit* (FSRU), concebidos para operar de forma estacionária, como os sistemas de produção de petróleo *offshore* – FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*).

Figura 6.5 - Terminal flutuante utilizando um navio de GNL ancorado convertido para estocagem com regaseificador a bordo (do tipo FSRU)

Fonte: GABRIELLI (2007)

(iv) Navio de GNL convertido para estocagem com regaseificador a bordo. São navios com capacidade de operar no transporte de GNL, que usualmente são chamados de *Shuttle and Regasification Vessel* (SRV)²⁹. A Figura 6.6 mostra esse tipo de navio com o sistema de operação de descarga do GNL regaseificado por meio de um *turret* acoplado a uma bóia (tipo STL – *Submerged Turret Loading*). Nesse sistema, o navio se aproxima do local onde se encontra a bóia (submersa) e usa um equipamento para “pescá-la” para dentro de um tanque na parte inferior frontal do navio (*turret*), onde é acoplada à linha de gás que vem do regaseificador. A bóia, por sua vez, possui uma linha flexível que se conecta a um gasoduto no leito do mar, seguindo até encontrar o sistema de transporte que levará o gás natural ao mercado.

Figura 6.6 - Navio de GNL convertido para estocagem com regaseificador a bordo (do tipo SRV - EBRV)

Fonte: Excelerate (2005)

²⁹ A nomenclatura desses tipos de navio tem se mostrado bastante distinta, por causa da criação de diferentes patentes por algumas empresas, cada uma empregando um nome diferente, como é o caso do *Energy Bridge Regasification Vessel* (EBRV) criado pela Excelerate, que foi o primeiro tipo desses navios desenvolvido na indústria de GNL. Por conta dessas questões, os navios que serão empregados pela Petrobras nos terminais em implantação no Brasil, estão sendo chamados de *Floating Storage and Regasification Vessel* (FSRV).

Além de fazer a descarga de gás natural por meio da bóia e o *turret*, esses navios possuem flexibilidade para operarem como um navio de transporte de GNL convencional, podendo carregar e descarregar o GNL em um terminal usando braços criogênicos, bem como descarregar o gás natural regaseificado pela lateral do navio, se conectando a braços de alta pressão para recebimento do gás em um píer. A Figura 6.7 ilustra essas possibilidades de uso do navio tipo SRV.

Figura 6.7 - Alternativas de utilização do navio de GNL convertido para estocagem com regaseificador a bordo (do tipo SRV - EBRV)

Fonte: Excelerate (2005)

As operações de regaseificação com o navio tipo SRV, nas duas modalidades, requerem equipamentos simples e usuais para a indústria de óleo e gás, além de ser em pequena quantidade, representando um baixo custo fixo. O custo do navio pode ser efetuado como investimento (aquisição), aumentando o custo fixo, ou como custo operacional (afretamento), aumentando o custo variável e mantendo baixo o custo fixo.

Um dos desafios da utilização da bóia STL é a localização. Como esse sistema requer uma profundidade muito maior do que a operação no píer (em torno de 40m), sua localização é feita em mar aberto (*offshore*). Nesse caso, a transferência do GNL entre navios, para efetuar a regaseificação a bordo do SRV, se torna uma tarefa complexa. Algumas tecnologias têm sido estudadas para conseguir efetuar essa operação de forma rápida e segura. Dentre as

tecnologias disponíveis³⁰, a transferência de GNL *Ship-To-Ship* (STS), que usa mangotes criogênicos flexíveis, desponta como a grande promessa que levará a uma maior dinâmica no redirecionamento de cargas. Sua utilização já vem sendo feita pela Excelerate em processo avançado de desenvolvimento e certificação. A Figura 6.8 mostra como é feita essa operação.

Figura 6.8 - Transferência de GNL *Ship-To-Ship* (STS), usando mangotes criogênicos flexíveis

Fonte: Excelerate (2005)

Apesar de permitir um aumento significativo da flexibilidade operacional, como essa configuração ainda não está totalmente certificada, muitas companhias ainda têm preocupação de se comprometer em suprir GNL, em base comercial, para um projeto com essa configuração.

Isso levou a Petrobras a desenvolver uma alternativa de usar um sistema que tenha a flexibilidade operacional que o navio tipo SRV proporciona, com a segurança de uma operação corriqueira de descarga de GNL em um terminal convencional.

³⁰ Segundo SKRAMSTAD (2007), existem outras soluções em desenvolvimento, em diferentes estágios, como os sistemas de transferência tandem da FMC (Boom To Tanker - BTT), da SBM (the SYMO) e da Technip (Amplitude), além de novas plataformas de descarga como a da BLUEWATER (Big Sweep) e a da Remora (HiLoad – Side by Side).

Desta forma, a Petrobras desenvolveu um arranjo que consiste em utilizar um navio existente para efetuar sua conversão para um navio tipo SRV - FSRV (consistindo basicamente na instalação de um regaseificador a bordo do navio metaneiro), fazendo a transferência de GNL através do píer, com a instalação de braços criogênicos dos dois lados do píer. Assim, o navio FSRV atraca de um lado do píer, se conecta aos braços de recebimento de GNL, os quais se ligam por um duto aos braços de descarregamento do outro lado do píer, que por sua vez irão receber o GNL de um navio supridor (Figura 6.9).

Figura 6.9 - Terminal flexível utilizando navio de GNL convertido para estocagem com regaseificador a bordo (do tipo SRV - FSRV)

Fonte: SANTOS (2007)

A Figura 6.10 mostra a posição dos braços de transferência: são 03 (três) braços de GNL de cada lado do píer, sendo um deles para retorno de vapor, e de 02 (dois) braços de alta pressão para o gás natural regaseificado, que ficam de mesmo lado do navio tipo FSRV e se ligam ao gasoduto de conexão que levará o gás até a malha de transporte.

Figura 6.10 - Terminal flexível utilizando navio de GNL do tipo SRV – FSRV – Braços de transferência de GNL e de gás natural

Fonte: SANTOS (2007)

Do ponto de vista operacional, essa configuração possui alguns pontos de atenção, mas que não chegam a ser um impeditivo ao projeto. Esses navios precisam ser docados para inspeção e manutenção a cada 5 anos. Alternativamente, podem ser elaborados critérios especiais para inspeção e manutenção no próprio *site*.

Outro ponto relevante é o tratamento do *boil-off* gerado durante a operação de transferência do GNL. Como os tanques dos navios de GNL estão dimensionados para operar a pressões próximas da atmosférica, é preciso controlar a quantidade de vapor de gás gerado na transferência do GNL entre os tanques de cada navio³¹. Esse controle deve ser efetuado por meio da redução da taxa de transferência do GNL³², impactando o tempo de descarga (*laytime*) do navio supridor e significando um potencial aumento do custo de suprimento, pela maior probabilidade de incorrer em penalidades por atraso na descarga (*demurrage*).

³¹ A operação de transferência de GNL acarreta em um aumento significativo da geração de *boil-off*, usualmente para uma taxa de 1,5% do volume transferido, contra uma taxa de evaporação entre 0,10 e 0,25% ao dia com o navio parado ou navegando.

³² A taxa de transferência de GNL, tanto para a carga, quanto para a descarga, é usualmente de 10.000 m³/h. Na operação de descarga do navio supridor e o navio do tipo FSRV a taxa recomendada é de 5.000 m³/h, havendo a expectativa de que possa ser aumentada até o valor normal caso esteja havendo regaseificação simultânea.

O primeiro terminal com essa configuração está previsto para iniciar sua operação até junho de 2008, com a entrega do navio Golar Spirit, que será utilizado como estocagem e regaseificador e a implantação de dois Terminais Flexíveis de GNL, com localização nos estados do Rio de Janeiro (na Baía de Guanabara) e Ceará (em Pecém). Desde a concepção inicial do projeto, em outubro de 2005, até a entrada em operação, serão apenas 33 meses, ou seja, menos de 3 (três) anos, significando uma antecipação de prazo bastante significativa em relação à alternativa de um terminal em terra.

Além disso, o valor total dos investimentos para o Terminal Flexível de GNL de Pecém, contemplando dutos e construções auxiliares, soma cerca de US\$ 60 milhões de dólares. Já o valor total dos investimentos para o Terminal Flexível de GNL na Baía de Guanabara, que além dos dutos e construções auxiliares, contempla também a construção de um píer totalmente dedicado ao projeto, soma US\$ 157 milhões de dólares. A esses valores devem ser somados o custo do afretamento dos dois navios, que totalizará cerca de US\$ 90 milhões de dólares por ano (ao longo de 10 anos), incluindo as despesas de operação³³. Isto representa um custo fixo da ordem de US\$ 1.120 milhões de dólares para uma capacidade instalada de 21 milhões de m³/dia de regaseificação, sem contar com o efeito financeiro do pagamento da maior parcela (US\$ 900 milhões ao longo de 10 anos) e a possibilidade de recuperação de parte dessas despesas com os navios, que podem fazer serviço de transporte de GNL, abatendo do seu custo fixo.

Esse valor está um tanto maior que o apresentado por MEYER (2007) como a tendência de custos para implantação de terminais em terra nos EUA, correspondendo a US\$ 1.000 milhões de dólares para uma capacidade instalada de 1,0 Bcf/dia (28,3 milhões de m³/dia) de regaseificação.

Ao que tudo indica, houve uma perda de competitividade desta solução em relação ao custo fixo, como uma “taxa de urgência” para priorizar a antecipação do prazo de implantação. Resta a questão se os ganhos decorrentes das receitas provenientes por tal antecipação poderão compensar a perda de valor no total dos investimentos. Outro ponto é qual será a real possibilidade de se utilizar os FSRV como navios metaneiros no transporte de GNL, gerando mais uma receita adicional ao projeto³⁴.

³³ Dados de acordo com Fato Relevante divulgado pela Petrobras no dia 20 de abril de 2007.

³⁴ Fazendo um cálculo simples podemos estimar: se cada navio for utilizado durante 100 dias no ano (pouco mais de 3 meses, ou seja, quase a metade do período úmido) e conseguir uma taxa diária de US\$ 50 mil dólares pelo afretamento (que pode ser considerado barato se o navio ficar disponível no período do inverno do hemisfério norte, que coincide com o período úmido no Brasil), temos uma receita anual de US\$ 10 milhões de dólares por ano ou US\$ 100 milhões de dólares ao longo de 10 anos, o que não é um valor desprezível.

De uma forma mais genérica, a Figura 6.11 mostra uma comparação entre a opção de utilizar terminais em terra e alguns tipos de terminais flutuantes, em função da demanda.

Figura 6.11 - Comparação de custos entre terminais em terra e flutuantes (do tipo SRV e FSRU)

Fonte: Hoegh

Pelo gráfico, temos que os terminais do tipo SRV são mais indicados para mercados de porte baixo para médio (capacidade *send-out*) e de pequenas para médias distâncias de transporte. Já os terminais do tipo FSRU são mais indicados para mercados de porte médio para grande e de médias para longas distâncias de transporte.

Assim, a opção de utilizar terminais flutuantes pode ser bastante atrativa em termos econômicos, tendo sua viabilidade tecnológica atingido um estágio bastante desenvolvido.

6.1.2. Aspectos Ambientais

Outro ponto que tem incentivado a implantação de terminais flutuantes, principalmente *offshore*, é a repulsa de muitas comunidades quanto à implantação de instalações que possam ser alvo de ataques terroristas, o chamado “*Not In My Backyard*”. Essa situação ficou muito agravada depois dos atentados de 11 de setembro de 2001. Entretanto, além do apelo ambiental do gás natural, a indústria de GNL tem um dos melhores históricos de acidentes, demonstrando grande confiabilidade operacional.

De acordo com o *SANDIA Report* (2004), relatório técnico encomendado pelo governo dos Estados Unidos sobre a segurança de vazamentos de GNL sobre a água, em toda a história do transporte marítimo de GNL, nos únicos 8 incidentes ocorridos, nenhum resultou em vazamento de GNL, não havendo registro de nenhuma morte por esse motivo. O Relatório diz que o GNL tem uma faixa de inflamabilidade estreita, sendo difícil ocorrer explosões em caso de vazamento e que, além disso, um bom gerenciamento de risco é fundamental e eficaz para evitar a ocorrência de acidentes e incidentes que levem ao vazamento de GNL dos navios metaneiros, sendo também possível minimizar os possíveis impactos decorrentes de uma situação destas. Uma das principais conclusões do Relatório é que, mesmo numa hipótese de ignição de um vapor de GNL decorrente de um vazamento, o impacto além de aproximadamente 1.600m é muito baixo para a saúde e segurança pública, ficando os impactos mais rigorosos em um raio de 500m.

Esses navios tipo FSRV geralmente têm a possibilidade de efetuar a regaseificação do GNL por meio de equipamentos que trocam calor em circuito aberto (*open loop*) ou circuito fechado (*closed loop*), com diferenças significativas no desempenho do sistema. Sob o ponto de vista dos impactos ambientais, essas opções representam, basicamente, uma decisão entre, respectivamente, diminuir a temperatura da água do mar ou aumentar o nível de emissões atmosféricas. Ou seja, é um dilema entre afetar os peixes ou as aves! De fato, é comum que o efeito no mar seja extremamente restrito, pois a “pluma” decorrente da variação de temperatura é rapidamente dispersa. De forma análoga, os navios possuem equipamentos de controle de emissões (principalmente de NOx), atendendo aos limites exigidos.

Em suma, não há grandes questões ambientais que restrinjam tal arranjo.

6.1.3. Aspectos Tributários

A importação de GNL tem características distintas da importação de gás natural, sendo necessária uma avaliação das particularidades da legislação tributária aplicáveis ao GNL e o impacto dos tributos na onerosidade de um arranjo de suprimento com flexibilidade. Assim, os principais aspectos são referentes à admissão temporária de equipamentos (navios de GNL com regas a bordo), à incidência de tributos na importação do GNL, ao tratamento a ser efetuado sobre a evaporação do gás (*boil-off gas*) e aos procedimentos de desembaraço aduaneiro da carga de GNL.

Se for considerada a utilização de terminais do tipo FSRV, as atividades que as embarcações poderão desempenhar simultaneamente são: regaseificação e armazenamento, transporte de cabotagem e transporte de longo curso.

Como as embarcações permanecerão com as características de navegabilidade, a sua permanência em território nacional poderá ser inferior ao prazo do contrato de afretamento, face às possíveis entradas e saídas das embarcações, dependendo do equilíbrio entre a oferta e a demanda interna de gás natural e de energia elétrica.

Assim, segundo CEZAR (2007), este arranjo é considerado um projeto híbrido, com múltiplas possibilidades de enquadramento na legislação atual (IN 285/2003) para o regime de admissão temporária da embarcação. A legislação enquadra separadamente cada uma das atividades de regaseificação, transporte de cabotagem e de longo curso, mas não contempla a possibilidade dessas atividades serem exercidas simultaneamente. Isto significa que os tributos recolhidos no ato da admissão não poderão ser restituídos e nem compensados em virtude da extinção do regime antes do prazo contratual, cada vez que a embarcação deixar o país.

A inflexibilidade da legislação causa uma ineficiência tributária para o arranjo de terminal flexível de GNL, limitando a flexibilidade dessa solução. A carga tributária estimada para o momento da primeira admissão é apresentada na Figura 6.12.

TRIBUTOS DA EMBARCAÇÃO	ALÍQUOTA (%)	EXEMPLO (R\$)	CARGA TRIBUTÁRIA
Base de Cálculo Inteira		100	
Base de Cálculo Reduzida (10/20)		50	
Imposto de Importação – II	14%	7	7%
Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI	5%	2,85	2,85%
PIS e COFINS	9,25%	6,35	6,35%
ICMS (Alíquota Referência) - Convênio 58/99	17%	13,56	13,60%
CARGA TRIBUTÁRIA TOTAL			29,80%

Figura 6.12 - Simulação da carga tributária incidente na embarcação (FSRV)

Fonte: CEZAR (2007)

Desta forma, CEZAR (2007) afirma que é necessário o estabelecimento de uma nova legislação que contemple os seguintes aspectos: regulamentação da atuação simultânea da embarcação nas atividades de regaseificação, armazenagem e transporte de cabotagem e de

longo curso; enquadramento das embarcações no Regime de Admissão Temporária com Suspensão Total dos Tributos; manutenção do Regime nas saídas e entradas no território nacional; e manutenção do Convênio ICMS 58/99.

A Figura 6.13 apresenta o esquema de incidência de tributos na importação do GNL. A incidência de ICMS, PIS e COFINS na importação do GNL traz uma onerosidade na cadeia pela impossibilidade de repasse de tributos do GNL e do gás natural para a energia elétrica.

Figura 6.13 - Cadeia do gás natural e a tributação incidente

Fonte: CEZAR (2007)

Assim, CEZAR (2007) afirma que os benefícios necessários para viabilização do arranjo de suprimento de GNL são o diferimento de ICMS incidente na importação do GNL, com a manutenção do diferimento e não exigência de estorno de créditos de ICMS sobre gás natural nas saídas com redução de base de cálculo e com diferimento, nas saídas de gás natural para geração de energia elétrica e sobre as perdas e o consumo no processo de regaseificação (destinação do GNL evaporado – *boil-off*).

O tratamento aduaneiro também tem necessidade de uma nova legislação que contemple os aspectos aduaneiros, face à inexistência de uma legislação específica aplicável à importação e desembaraço aduaneiro do GNL, com suas peculiaridades que o diferenciam dos demais hidrocarbonetos e da própria importação do gás natural no estado gasoso. Estas peculiaridades decorrem especialmente da característica de evaporação do GNL, representando uma variação dos volumes a bordo do navio entre os pontos de carga e

descarga, que não são compatíveis com as variações previstas na legislação, que trata de perdas de combustíveis líquidos, que têm patamares muito inferiores às taxas usuais de *boil-off*.

Em suma, considerando que todo o tributo incidente sobre o GNL e sobre os ativos necessários ao fornecimento interno, que venham a adquirir o caráter de custo, será repassado ao preço da energia, com perda da competitividade da geração termelétrica e um potencial prejuízo para o consumidor.

6.1.4. Aspectos Mercadológicos

Como já foi analisado na seção 2.7, a geração termelétrica no Brasil tem o papel fundamental de fazer a complementaridade hidrotérmica, ajudando o Sistema Elétrico Brasileiro nos momentos de previsão de hidrologia adversa. Os modelos utilizados para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) consideram como variáveis principais o volume de armazenamento de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas (UHEs) e o valor do custo de geração de cada usina, em um horizonte de 5 anos à frente. No caso das UHEs, o custo de geração será definido simulando o regime de aflúências, que é uma variável dinâmica, para calcular o “valor da água”, ou seja, existe uma variação desse valor ao longo do período de avaliação. No caso das usinas termelétricas (UTES), o modelo considera os valores dos preços dos combustíveis no momento da análise e o define como uma variável estática, ou seja, não existe uma variação desse valor ao longo do período de avaliação³⁵, o que não corresponde à realidade (esse preço também é uma variável dinâmica).

O modelo deveria também simular a variação dos valores dos preços dos combustíveis, para poder capturar, de uma forma mais efetiva, o custo de oportunidade para a geração elétrica³⁶.

Assim, para o caso do gás natural, ao buscar uma previsão de preço futuro para esse produto no Brasil, com a importação de GNL deverão ser utilizadas referências de preço internacionais. Desta forma, os valores negociados no mercado futuro na bolsa americana (NYMEX – *New York Mercantile Exchange*), que servem de referência para a

³⁵ O modelo utiliza apenas uma correção monetária anual, que não tem relação direta com a variação dos preços dos combustíveis.

³⁶ É inegável que a tarefa de modelar a variação do valor do preço de cada combustível (gás natural, carvão, óleo combustível, óleo diesel, etc) é de uma complexidade enorme, mas, ao menos teoricamente, traz uma maior racionalidade econômica na tomada de decisão de todos os agentes do setor.

comercialização de gás natural no mercado norte-americano, se apresentam como um bom balizador para tal previsão³⁷.

Em uma análise simples e direta, se comparado o comportamento do nível dos reservatórios das UHEs com a curva de preço futuro do gás natural, se pode observar uma oportunidade para que a geração termelétrica à gás natural tenha uma vantagem competitiva. A Figura 6.14 mostra que a variação do nível dos reservatórios tem um perfil cíclico, marcado pela existência de um período seco (que vai de maio a outubro) no qual os reservatórios são depletados e um período de chuvas (compreendido entre novembro e abril) no qual os reservatórios são repostos. Por sua vez, a curva de preço futuro do gás natural mostra a expectativa do mercado de que os preços subam no período de inverno, puxados principalmente pela demanda para aquecimento, e que os preços permaneçam em patamares menores durante o período de verão, que também se estende de maio a outubro.

Figura 6.14 - Complementaridade entre o nível dos reservatórios das UHEs e o preço futuro do gás natural

Fonte: DEMORI (2007)

Isto representa uma grande oportunidade para o Brasil desenvolver essa complementaridade entre o seu período seco e o período de menor demanda de gás natural (e conseqüentemente de GNL) no mercado internacional, pois esse perfil complementar é uma

³⁷ Algumas discussões têm ocorrido em torno deste assunto, alegando que a curva de preço futuro da NYMEX não seria uma boa referência, principalmente por não haver muita liquidez nas transações em horizontes maiores que 1 ano. O ideal seria a elaboração de uma “inteligência própria” para a simulação das variações de preços dos combustíveis, a exemplo dos modelos desenvolvidos para a previsão de afluências (como o NEWAVE). Nesse ínterim, a curva futura da NYMEX parece ser uma opção melhor do que usar projeções elaboradas por empresas de consultoria (como PIRA, CERA e WoodMackensie), ou mesmo que as projeções elaboradas por entidades como a EIA-DoE (*Energy Information Administration*) ou a IEA (*International Energy Association*).

característica bastante atípica em relação ao comportamento dos principais mercados de gás natural. O exemplo mais relevante dessa afirmação é o mercado americano, que possui um perfil de demanda com forte sazonalidade, marcada principalmente pelo consumo residencial e comercial (Figura 6.15).

Figura 6.15 - Perfil de demanda do mercado americano de gás natural

Fonte: EIA *apud* ABREU (2007)

O principal mecanismo de flexibilização da oferta utilizado no mercado americano para atender a essa variação de demanda é a estocagem de gás natural. A Figura 6.16 mostra o comportamento dos reservatórios de estocagem de gás natural, que possuem um perfil complementar ao da demanda.

Figura 6.16 - Estocagem de gás natural nos EUA

Fonte: Brown, S. North American Natural Gas Markets (2006)

Desta forma, como já mostrado na seção 6.3 por BONINI (2007), o recebimento de GNL pelo mercado americano como parte da oferta usada para compor o seu estoque de gás natural está sujeito à arbitragem de preços de outros mercados de gás natural. Ocorre que, apesar do GNL representar ainda uma parcela muito pequena da oferta norte-americana de gás natural, o tamanho desse mercado é tão grande que representa uma grande parcela para o mercado mundial de GNL. Para se ter uma dimensão desta afirmação, a capacidade de regaseificação no mercado norte-americano em 2010 chegará a 512 milhões m^3/dia (18,1 Bcf/dia)³⁸, o que corresponde a mais de 25 vezes a capacidade dos 2 terminais em implantação no Brasil e a metade do mercado mundial de GNL previsto para aquele ano (MEYER, 2010). Assim, mesmo com o aumento da necessidade de complementação da oferta norte-americana via GNL³⁹, haverá uma parcela dessa capacidade, ainda que pequena, que

³⁸ Correspondente à capacidade firme (*baseload*) dos 13 terminais em operação, ampliação e construção nos EUA (Gulf Gateway, Freeport, Golden Pass, Sabine Pass, Cameron, Lake Charles, Elba Island, Cove Point, Northeast Gateway e Everett), Canadá (Canaport) e México (Altamira e Costa Azul). Isso não contempla todo o potencial de implantação de terminais de regaseificação que estão em diferentes estágios de desenvolvimento e que, se implantados, levariam a capacidade de regaseificação do mercado norte-americano para cerca de 2.066 milhões de m^3/dia (73 Bcf/dia) em 41 terminais (FERC 2008).

³⁹ Muito se questiona em relação ao aumento da dependência do suprimento de GNL para o mercado americano, trazendo o dilema entre segurança de abastecimento energético e a liberdade de atuação dos mercados

estará sujeita às variações sazonais e diretamente relacionadas à arbitragem. Na Figura 6.17, MEYER (2007) sugere que este volume estaria sendo absorvido pelo mercado americano e corresponderá, em 2010, a 170 milhões m³/dia (6 Bcf/dia).

Figura 6.17 - Importação de GNL em 2010 por trimestre

Fonte: Cheniere (MEYER, 2007)

Isso significa que o Brasil estaria disputando, prioritariamente, com o mercado norte-americano o recebimento de GNL para atendimento da geração termelétrica durante o período seco.

Em termos logísticos, o Brasil se encontra na maioria dos casos em vantagem em relação ao mercado norte-americano, como mostram as Figuras 6.18 a 6.21.

(conduzindo as relações entre oferta e demanda apenas pelo sinal de preço). Um exemplo desse dilema foi a adoção, pelo governo da Itália, de medidas protecionistas ao suprimento de GNL, proibindo qualquer redirecionamento de cargas até março de 2008, para garantir o suprimento de gás natural durante o inverno.

Figura 6.18 - Logística de suprimento de GNL ao Brasil – Oeste Africano (Nigéria e Guiné Equatorial)

Fonte: DEMORI (2007)

Figura 6.19 - Logística de suprimento de GNL ao Brasil – Mediterrâneo (Argélia)

Fonte: DEMORI (2007)

Figura 6.20 - Logística de suprimento de GNL ao Brasil – Caribe (Trinidad e Tobago)

Fonte: DEMORI (2007)

Figura 6.21 - Logística de suprimento de GNL ao Brasil – Oriente Médio (Catar)

Fonte: DEMORI (2007)

Para o estabelecimento do preço *net-back* no Brasil que garanta a competitividade em relação ao mercado norte-americano, há necessidade de que a referência de preços seja a mesma. Como o suprimento de GNL para o mercado norte-americano tem o *Henry Hub* (HH) como principal referência, para permitir capturar essa oportunidade de utilizar o suprimento de GNL durante o período seco para a geração termelétrica, o governo, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), publicou a Portaria 42 em março de 2007. Ela permite a indexação do CVU⁴⁰ para os empreendimentos de geração termelétrica acionados a gás natural à variação mensal do HH nos próximos leilões de energia do ambiente regulado.

A adoção de referência de preços internacionais e do reajuste mensal deverá estimular a formação de tarifas menores, reduzindo o risco para os agentes geradores e favorecendo a expansão da oferta de geração. Os consumidores também serão beneficiados, pois não terão de arcar com o ônus de precificação de riscos pelos agentes geradores e a sociedade terá o benefício de uma gestão mais eficiente dos recursos energéticos, potencializada pela integração com o mercado de gás natural.

Desta forma, ficam estabelecidas as bases para que as termelétricas a GNL permitam uma expansão a custos mais competitivos que termelétricas com TOP e SOP ou até que usinas novas a óleo combustível e óleo diesel, dependendo dos custos envolvidos (mecanismos de flexibilização).

6.1.5. Aspectos Governamentais e Regulatórios.

O suporte e a atuação governamental se configuram em uma questão bastante relevante no desenvolvimento de projetos de GNL, dado seu caráter estratégico e os vultosos investimentos envolvidos.

No processo de crescimento e maturação dos mercados de gás natural rumo a sua liberalização, os governos têm um papel fundamental na garantia do seu funcionamento, permitindo aos atores desenvolver negócios e serviços que agregam flexibilidade, baseados num arcabouço regulatório claro, transparente e estável, com instrumentos de controle de abuso de poder de mercado e de alcance dos objetivos da política governamental.

Os governos devem também monitorar a performance dos investimentos e usar mecanismos de estímulo aos investimentos em toda a cadeia do gás natural, retirando os

⁴⁰ Somente a parcela do Custo Variável Unitário (CVU) relativa ao Custo do Combustível (C_{comb}) destinado à geração de energia flexível.

gargalos técnicos e regulatórios que travam os projetos, especialmente em relação aos processos de licenciamento.

Por fim, os governos devem demonstrar o comprometimento com as ações a serem implementadas, buscando a aceitação e a conscientização da sociedade quanto aos benefícios locais e nacionais, especialmente em casos que envolvam questões polêmicas como a exportação de recursos naturais.

Dada a convergência cada vez maior entre os mercados de gás natural e de energia elétrica, os governos devem garantir a consistência na regulação dos dois mercados, definindo mecanismos de atuação para garantia de suprimento de ambos, especialmente em situações de falhas sistêmicas, condições climáticas extremas e pelos efeitos de *swaps* de curto prazo entre os sistemas mediante arbitragem.

Para o caso específico da evolução do mercado de GNL, os governos devem avaliar como incrementar a eficiência e a economia do comércio internacional de GNL, promovendo maior padronização técnica e uma estrutura de comércio comum e trabalhando localmente no aprimoramento das formalidades necessárias ao desenvolvimento de projetos de GNL.

No caso brasileiro, o governo tem se mostrado favorável aos desafios de compatibilizar os mercados de gás natural e energia elétrica, com o GNL como elo de integração interna e interface para o mundo. A primeira demonstração efetiva de compromisso com a concretização desse desafio foi a publicação da Resolução No. 4 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), reproduzida abaixo, cuja principal determinação é declarar prioritária e emergencial a implementação de projetos de GNL no Brasil:

“RESOLUÇÃO No 4, DE 21 DE NOVEMBRO DE 2006.

Estabelece diretrizes e recomenda ações para a implementação de Projetos de Importação de Gás Natural Liquefeito - GNL, a serem disponibilizados ao mercado brasileiro, de forma a garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de Gás Natural.

O PRESIDENTE DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 2o da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e o parágrafo único do art. 15 do Regimento Interno do CNPE, aprovado pela Resolução no 17, de 16 de dezembro de 2002, considerando que:

competete ao Ministério de Minas e Energia acompanhar a evolução da oferta de gás natural no mercado nacional e seu adequado atendimento à demanda, assim como formular ações e medidas preventivas e corretivas, visando a garantir o satisfatório funcionamento do mercado de gás natural, monitorar e avaliar o funcionamento e desempenho do Setor de Gás Natural bem como das instituições responsáveis por este Setor, promovendo e propondo as revisões, atualizações e correções dos modelos em curso;

competete ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de gás natural;

a relevante diversificação das fontes de suprimento de gás natural para o País e a conseqüente confiabilidade no abastecimento energético permitirão o desenvolvimento de políticas públicas orientadas para assegurar o atendimento ao mercado nacional, resolve:

Art. 1o Declarar prioritária e emergencial a implementação de Projetos de Gás Natural Liquefeito - GNL, compostos pela importação de gás natural na forma criogênica, armazenamento e regaseificação, bem como a infra-estrutura necessária, com o objetivo de:

I - assegurar a disponibilidade de gás natural para o mercado nacional com vistas a priorizar o atendimento das termelétricas;

II - facilitar o ajuste da oferta de gás natural às características do mercado nacional, por meio de suprimento flexível;

III - mitigar riscos de falha no suprimento de gás natural em razão de anormalidades;

IV - diversificar as fontes fornecedoras de gás natural importado; e

V - reduzir o prazo para implementação de Projetos de Suprimento de Gás Natural.

Art. 2o Visando à execução plena das atividades a que se refere o art. 1o, fica assegurada a implementação de mecanismos para garantir o cumprimento desta Resolução e a articulação dos meios institucionais necessários para superar possíveis problemas na implantação dos Projetos de GNL.”

Com base nessa resolução, ALMEIDA (2007) relata a definição de etapas para a atuação do governo na implantação dos projetos de GNL. O primeiro ponto é relativo à implantação física dos terminais que foi suportada com a inclusão dos projetos no Programa de Aceleração do Crescimento do governo federal (PAC).

O segundo ponto é relativo à contratação do suprimento de GNL tem recebido o apoio do governo brasileiro, sob a coordenação do Ministro de Minas e Energia, com a realização de diversas missões a países produtores de GNL, com o objetivo de articular em nível de governos e facilitar a negociação da Petrobras com as empresas estatais fornecedoras.

O terceiro ponto é relativo à adaptação do mercado brasileiro, especialmente de geração de energia elétrica, às condições de suprimento do GNL flexível. Aqui foram destacadas as seguintes ações: (i) a autorização para a indexação dos custos variáveis das termelétricas aos indexadores do GNL, facilitando o despacho com preços baixos e dificultando o despacho com preços elevados, mediante a edição da Portaria MME 42/07, flexibilizando as regras de precificação e mitigando riscos, (ii) publicação da Resolução 252/07 da ANEEL que estabelece regras para a geração antecipada⁴¹, criando condições para a operação flexível e visando compatibilizar a programação do despacho termelétrico com prazo de programação de recebimento das cargas de GNL, e (iii) a assinatura do Termo de Compromisso firmado entre Petrobras e ANEEL que flexibilizou o suprimento de gás natural no curto prazo, tendo em vista não haver oferta suficiente para atender a toda capacidade termelétrica instalada.

O último ponto apresentado é relativo à adaptação das regras tributárias a um modelo de atuação inexistente, principalmente em relação à questão da admissão temporária dos navios regaseificadores e à incidência de tributos na importação do GNL, os quais já foram relatados na seção 6.1.3 acima.

Nessa lista de etapas para atuação do governo (no caso, representado pelo MME) faltou uma questão importante que está a cargo da ANP: a necessidade de atualização da Portaria ANP 104/2002 que trata das especificações de qualidade do gás natural. Esta necessidade decorre da evolução dos mercados e o incremento da demanda por gás natural, das novas descobertas em Manati (BA) e no Espírito Santo (cujo teor de Nitrogênio está fora de especificação), além da importação de GNL para complemento da oferta (em que alguns parâmetros do GNL de alguns dos potenciais fornecedores estão fora da especificação) (FARIA, 2007).

De acordo com os estudos realizados pelo CENPES (Centro de Pesquisa da Petrobras) e apresentados por REIS (2007), foram avaliados o impacto nos equipamentos dos setores residencial, automotivo e termoeletrico, devido a diferentes composições do GNL (Tabela 6.1).

⁴¹ Este ponto será discutido de forma mais detalhada na seção 6.2.

Tabela 6.1 - GNL regaseificado: especificações do gás natural

	COMPOSIÇÕES JÁ CONSIDERADO BOIL-OFF						ANP	
	Nigeria LNG	ADGAS E.A.U.	Oman LNG	Arun LNG Indonésia	Argélia GL4Z	Marsa El Braga Libya	Mínimo	Máximo
Metano	87,454	83,229	89,489	87,870	86,648	83,013	86,00	-
Etano	5,703	14,675	6,675	8,803	9,130	12,209	-	10,00
Propano	4,147	1,048	0,158	1,643	2,184	3,653	-	3,00
Butano	2,592	0,943	2,628	1,643	0,728	0,291	-	1,50
Nitrogênio	0,104	0,105	1,051	0,042	1,310	0,833	-	2,00

Fonte: ILEX ENERGY CONSULTING *apud* REIS (2007)

O pior caso é o da composição do GNL da Nigéria, que extrapola os limites superiores de Índice de Wobbe e de alguns componentes mais pesados (gás rico). Mesmo para esse caso, os resultados dos testes mostram que os impactos na variação da composição química sobre o desempenho dos equipamentos serão mínimos, com atenção especial para o uso em motores de veículos pesados. Ocorre que esse segmento é praticamente inexistente aqui no Brasil, não tendo muitas expectativas de se desenvolver.

FARIA (2007) destaca que exigências de qualidade extremamente rígidas ou redundantes podem desnecessariamente restringir a introdução de novas fontes de suprimento, que é inconsistente com o objetivo da política energética nacional, qual seja, incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural (Lei 9.478/97, art.1º, inciso VI), bem como a prioridade emergencial para importação do GNL estabelecida pelo CNPE (Resolução 4/2006). Assim, há fortes indícios de que a revisão das especificações do gás natural terá por base prover o máximo de flexibilidade ao suprimento de GNL.

Desta forma, é importante destacar a mobilização do governo e as conquistas já obtidas, entretanto, ainda existem alguns pontos de melhoria, os quais serão tratados a seguir.

6.2. Integração dos Mercados de Energia Elétrica, de Gás Natural e GNL

Fazer análise das condições de Suprimento de GNL Flexível e os requerimentos das usinas termelétricas (UTES)

A operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) efetuada pelo ONS, tem como procedimento base as definições de despacho das usinas efetuadas semanalmente às sextas-feiras, para início à zero hora (0:00h) de sábado.

Desta forma, as usinas termelétricas (UTES) têm muito pouca antecedência para programar seu suprimento de combustível. No caso do GNL, a única alternativa para responder a uma ordem tão rápida é utilização de volumes em estoque, até a chegada da próxima carga.

É claro que existe uma limitação da capacidade de estocagem, tanto de gás natural, quanto de GNL. O mercado brasileiro de gás natural não possui sistemas de estocagem, mas com a implantação dos 2 terminais de regaseificação com navios do tipo FSRV, o mercado brasileiro passará a ter uma estocagem de GNL.

No caso do terminal da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, o navio FSRV previsto (Golar Winter) tem uma capacidade de armazenamento líquida de 135 mil m³ de GNL (~ 81 milhões de m³ de gás natural). Se considerarmos a operação do terminal em sua capacidade máxima (*send-out* de 14 milhões de m³/dia), o estoque atenderia a 5,8 dias de operação, não sendo suficiente para atender a uma semana de despacho das UTES.

No caso do terminal de Pecém, no Ceará, o navio FSRV previsto (Golar Spirit) tem uma capacidade de armazenamento líquida de 125 mil m³ de GNL (~ 75 milhões de m³ de gás natural). Se considerarmos a operação do terminal em sua capacidade máxima (*send-out* de 6 milhões de m³/dia), o estoque atenderia a 12,5 dias de operação, o que seria suficiente para atender, ao menos, a uma semana de despacho das UTES.

O problema é que esta ordem de despacho pode durar apenas uma semana. Assim, se uma carga de GNL for programada e o despacho tiver se encerrado, se a necessidade de reposição do estoque for muito inferior ao tamanho da carga, pode restar um volume de GNL que precisará ser descarregado, sem haver demanda prevista para consumi-lo.

Outro ponto a ser observado, é relativo à programação das cargas de GNL. Para receber uma carga com aviso de uma semana, ela já deveria estar programada com muita antecedência, caso contrário, as chances comerciais de efetuar um desvio com tal antecedência são extremamente reduzidas. Além disso, como podemos ver nas Figuras 6.18 a 6.21, haveria uma limitação logística. Apenas cargas de Trinidad poderiam chegar ao Brasil em um prazo deste, desde que já houvesse um navio disponível para carregar a carga. O fato é que esta nunca poderia ser considerada uma solução estrutural, mas, no máximo, contingencial.

No mercado de GNL, a programação das cargas junto aos fornecedores é tradicionalmente feita em periodicidades anuais (*Annual Delivery Program* - ADP). Como existem projetos desenvolvidos de forma distinta, para projetos que possuem anos contratuais de janeiro a dezembro, o ADP é geralmente feito em outubro e novembro, para ser fechado no

início de dezembro (do ano anterior ao ano contratual). Para projetos que possuem anos contratuais de outubro a setembro, o ADP é geralmente feito em julho e agosto, para ser fechado no início de setembro. Isto visa, de forma prioritária, garantir a retirada dos volumes de GNL que serão produzidos, tendo um mercado definido e capaz de receber tais volumes. Além disso, é preciso dimensionar e programar a logística dos navios que levarão os volumes produzidos aos mercados definidos.

Esse tipo de programação anual não tem lógica para o suprimento de GNL flexível, uma vez que os volumes terão que ser definidos com total incerteza do despacho. De forma análoga, tem-se que quanto menor a antecedência para a definição do recebimento dessas cargas para atendimento das UTEs, maior é a garantia de que o mercado poderá recebê-las, que é o princípio básico do ADP.

Os projetos possuem também um mecanismo de atualização do programa, efetuado mensalmente para uma janela móvel de 3 meses (*Rolling 3 Month Program* ou *Ninety Day Schedule*). A função desse mecanismo é fazer um ajuste fino na programação que tem um caráter mais operacional. Entretanto, com o aumento da dinâmica do mercado de GNL, principalmente pelas oportunidades de arbitragem, esse mecanismo tem sido uma ferramenta comercial usada para operacionalizar arranjos de suprimento de curto prazo e redirecionamento de volumes contratados.

O suprimento de GNL flexível pode então ser baseado na definição do recebimento (ou cancelamento) da carga com um prazo que pode variar geralmente entre 90 e 45 dias antes da entrega. Entretanto, há incidência de custos pelo cancelamento, sendo que os mesmos variam. Em geral, para cancelamentos com menor antecedência, aplica-se o chamado *net proceeds*, que é o custo líquido da revenda da carga de GNL, em relação ao preço contratual acordado originalmente e considerando eventuais ganhos ou perdas decorrentes principalmente de diferenças de frete.

Baseado nesses arranjos, o governo tem procurado desenvolver mecanismos para compatibilizar o recebimento do GNL com o despacho termelétrico. O primeiro mecanismo a ser implementado, por meio das Resoluções ANEEL 237/2006 e 272/2007, foi o Despacho Fora da Ordem de Mérito (DFOM), que seria uma “estocagem de GNL nos reservatórios das usinas hidrelétricas (UHEs)”. O DFOM consiste basicamente na geração “forçada” de uma UTE que não foi despachada (fora da ordem de mérito), gerando um crédito de geração que pode ser usado depois pelo agente no momento em que ele for chamado a despachar (geração *ex-ante*). Um exemplo de aplicação seria operar uma UTE para consumir um volume de GNL

que não pôde ser cancelado, usando os créditos posteriormente para atendimento de uma solicitação de despacho com pouca antecedência (uma espécie de *swap* de gás no tempo).

Os problemas desse mecanismo são o custo financeiro, devido à forma como foi tratado na regulação, onde o agente recebe o PLD no momento em que gera e paga o PLD no momento em que usa os créditos, arcando com os custos de liquidação, além do risco de vertimento (dos créditos) que fica por conta dos agentes. Como consequência se tem a necessidade de precificação do uso do mecanismo pelo agente, diminuindo a competitividade das termelétricas.

Uma sugestão de melhoria do mecanismo de despacho fora da ordem de mérito seria a possibilidade de geração *ex-post*, de forma que o agente possa programar a reposição daquela geração com um tempo mínimo de antecedência. O efeito seria idêntico ao da geração *ex-ante*, tendo em vista que o ONS não considera a geração térmica produzida fora da ordem de mérito de custo, bem como o armazenamento adicional dela decorrente, nos modelos de otimização energética.

Outra sugestão seria que os custos de liquidação permanecessem sendo efetuados como se não tivesse havido mudança no despacho das usinas. Na ida (geração da UTE) as UHEs do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) recebem o valor do PLD, ficando assim com independência em relação ao futuro, pois se não ocorrer a volta (uso dos créditos, que poderiam se perder com o vertimento), as UHEs do MRE não terão perdas (elas já teriam recebido o PLD inicialmente, pois com o vertimento elas não seriam chamadas a gerar no lugar da UTE). Além disso, a operação de volta (uso dos créditos pela UTE) representa um compartilhamento financeiro dos benefícios da compensação, uma vez que a UTE recebe seus custos declarados e as UHEs do MRE ficam com a receita do PLD acima desses custos.

Outro mecanismo que foi implementado, por meio da Portaria MME 253, de 06 de setembro de 2007 e da Resolução ANEEL 282, de 01 de outubro de 2007, foi o Despacho Antecipado, que cria uma regra de programação de despacho antecipado para as UTEs com suprimento de gás natural via GNL. O objetivo principal é buscar a compatibilização da programação das cargas de GNL para a geração termelétrica, de forma que o ONS passe a efetuar um despacho mensal destas UTEs (pelo mês todo, ao invés de uma semana), definido com 60 dias de antecedência. Isso corresponde a um tempo médio de 75 dias de antecedência para a confirmação de recebimento da carga de GNL.

A adoção do Despacho Antecipado pode eliminar o custo de uso do despacho fora da ordem de mérito, mas leva a uma redução na Receita Fixa da usina a GNL (delta “k”), para compensar um possível aumento de custo de operação do sistema, face à flexibilização dos

critérios de tomada de decisão do despacho pelo operador do sistema elétrico. Apesar de este custo ser uma espécie de “*handicap*” para a geração termelétrica a GNL, a sua aplicação se justifica. Além disso, o ONS é o agente com melhor capacidade de gerir o risco a ser mitigado pelo Despacho Antecipado, minimizando o custo para os demais agentes e a sociedade (TUPIASSÚ, 2007).

Um ponto importante que ainda precisa ser resolvido é a aplicação destas regras do Despacho Antecipado às usinas contratadas por quantidade, principalmente àquelas existentes, para melhorar a segurança e a economia do suprimento flexível de energia elétrica. Desta forma, pode-se evitar operar UTEs inflexivelmente por causa de compromissos contratuais de suprimento de gás natural (ToP e SoP), sem qualquer relação com as necessidades do setor elétrico.

Esta questão traz ainda uma reflexão sobre a oportunidade, com a geração termelétrica flexível, de desenvolver as potencialidades da complementaridade entre os mercados de gás natural e de energia elétrica brasileiros e o mercado de gás natural do hemisfério norte. Como vimos na seção 6.1.4, existe uma maior probabilidade de despacho durante o período seco (maio a outubro), que coincide com o período de menor demanda de gás natural no hemisfério norte.

O problema é que uma “maior probabilidade” não caracteriza efetivamente uma sazonalidade para o mercado brasileiro e, por conseguinte, um perfil complementar. O risco de atraso de chuvas traduzido em uma necessidade de despacho das UTEs durante o período de inverno do hemisfério norte deve ser evitado. O custo dessa geração será bastante elevado, em função da pressão da demanda sobre os preços nesse período, havendo também um maior risco de não-atendimento, pelas questões de segurança de suprimento tratadas pelos outros mercados.

Assim, torna-se *mister* avaliar formas de implementar essa sazonalidade de forma benéfica ao desenvolvimento dos mercados brasileiros de gás natural e de energia elétrica. Aqui cabem, ao menos, dois pontos para reflexão: o papel das usinas termelétricas na complementação hidrotérmica e o uso adequado dos sinais de preço no processo de tomada de decisão do despacho.

Conforme já discutido nas seções 2.7 e 2.9, a geração termelétrica deverá ocupar um espaço cada vez mais relevante na matriz de geração elétrica brasileira. Não somente como um seguro para a operação das usinas hidrelétricas, mas, principalmente, com uma função de complementação efetiva durante o período seco, tendo em vista a mudança do perfil dos reservatórios das UHEs de caráter plurianual, para um papel mais de regularização da vazão

durante o período de chuva. Mesmo com um grande potencial hidrelétrico a ser desenvolvido, as novas usinas devem ser, predominantemente, de barragens a “fio d’água”, totalmente dependentes do regime de aflúências.

Um exemplo que ilustra essa questão é o perfil de aflúência da UHE Santo Antonio, calculado com base na sua série de vazões médias mensais. Dado que esta UHE não terá reservatório de acumulação, a Figura 6.22 mostra um período seco bastante acentuado, com vazões mensais chegando a menos de 30% da vazão média anual.

Figura 6.22 - Média das vazões médias mensais para a UHE Santo Antonio

Fonte: Petrobras

Uma análise simplista pode afirmar que esse é um caso típico que requer uma geração complementar para poder firmar a capacidade de geração dessa usina em patamares mais elevados, aumentando sua Garantia Física. Desta forma, mesmo com as variações das vazões ao longo do ano, é possível afirmar que haverá espaço para uma demanda termelétrica mínima durante um determinado período do ano, permitindo formatar um suprimento de GNL que capture as oportunidades de complementaridade dos mercados, tenha maior previsibilidade de sua programação e esteja menos susceptível à incerteza do despacho e a necessidades conjunturais.

O outro ponto a ser analisado, relativo ao uso adequado dos sinais de preço no processo de tomada de decisão do despacho, já tem na indexação do CVU à variação mensal do preço do mercado alternativo (EUA - *Henry Hub*) um grande suporte a este modelo. Entretanto, poderia ser feita outra leitura das informações apresentadas por MEYER (2007) na Figura 6.17, para dizer que o Brasil não estaria competindo pelos volumes de GNL com o

mercado norte-americano, mas sim, compartilhando a flexibilidade existente nos outros mercados.

Além da função da estocagem de gás natural que faz do mercado norte-americano o “*swing market*” capaz de absorver ou liberar volumes de GNL, deve-se notar a flexibilidade representada pela variação sazonal de demanda nos mercados europeu e asiático. Esses mercados não possuem uma capacidade de estocagem de gás natural (ou mesmo de GNL) tão relevante como o mercado norte-americano e, de forma geral, também possuem uma variação acentuada de demanda entre o inverno e o verão, notadamente pela relevante parcela de consumo residencial e comercial.

Outra característica importante desses mercados é que os seus suprimentos de GNL geralmente formam a oferta marginal de gás natural, seja em complementação à oferta via gasodutos, como é o caso do mercado europeu, seja quanto à utilização de outros combustíveis, principalmente derivados de petróleo, para geração termelétrica, como é o caso do mercado asiático.

Conforme apresentado na seção 4.2, o preço do gás natural nesses mercados tem forte correlação com o petróleo, de forma que suprimentos de GNL que sejam “compartilhados” com esses mercados, baseados em um arranjo sazonal, deverão ser indexados a Brent. Esse arranjo consiste em o Brasil se apresentar como o mercado prioritário no período seco (verão do hemisfério norte) e esses mercados (europeu e/ou asiático) tenham prioridade no recebimento das cargas durante o inverno do hemisfério norte (período úmido no Brasil).

A questão que decorre dessa abordagem é a necessidade de ter outro indexador de preços sendo considerado para os projetos de geração termelétrica (Brent ao invés de HH), o que não está previsto na legislação atual.

Este ponto crítico está relacionado com a falta de uma referência de preço mundial para o mercado de gás natural e de GNL. Isso leva à necessidade de conviver com várias possibilidades de indexação do preço do combustível, especialmente em um ambiente dinâmico de transações de curto prazo, onde a arbitragem de preços tem mudado constantemente. Um exemplo claro disso é a mudança da referência de preços no curto prazo do Henry Hub para o Brent.

Com o crescimento do mercado *spot* e de curto prazo de GNL, aumentando as oportunidades de arbitragem entre os mercados de gás natural, o Henry Hub vinha se consolidando como a principal referência de preços no curto prazo. Com as restrições no suprimento de gás natural para atendimento da demanda extremamente forte no inverno de 2005-2006, o preço do gás natural no Reino Unido (NBP) disparou, criando uma expectativa

de que o HH seria a principal referência durante o verão e o NBP no inverno. No inverno do ano seguinte (2006-2007) as temperaturas bastante amenas mantiveram a demanda em patamares confortáveis, bem como os preços do HH e NBP. Nesse ínterim, o preço do petróleo começou sua disparada, ficando bastante descolado dos preços do gás natural (HH e NBP), conforme apresentado na Figura 6.23. Com a parada de uma usina nuclear de 8 GW no Japão em julho de 2007, em decorrência de um forte terremoto, a demanda de GNL do Japão disparou, visando repor essa capacidade de geração. Como os preços de GNL no Japão são indexados à uma cesta de petróleo (JCC) e as principais alternativas de geração eram baseadas em derivados de petróleo, o mercado *spot* de GNL teve uma reviravolta, influenciando toda a percepção do mercado para indexação dos preços do GNL.

Figura 6.23 - Preços do petróleo (Brent) e de gás no Reino Unido (NBP) e EUA (HH)

Fonte: GRANT (2007)

Assim, até o primeiro semestre de 2007 o GNL tinha preços de gás natural (HH e NBP) como principal referência de preços para o curto prazo, passando em seguida a ter a indexação a Brent como principal referência.

TUPIASSÚ (2007), mostra a importância de se considerar adequadamente, nos modelos de otimização, as referências e suas variações mensais nos preços dos combustíveis, para capturar o efeito da sazonalidade tanto no planejamento da expansão (EPE) quanto da operação (ONS). As Figuras 6.24 e 6.25 mostram o impacto dessas considerações na tomada de decisão de despacho.

Figura 6.24 - Previsão de despacho das usinas termelétricas com CVU reajustado anualmente

Fonte: TUPIASSÚ (2007)

Figura 6.25 - Previsão de despacho das usinas termelétricas com CVU reajustado mensalmente

Fonte: TUPIASSÚ (2007)

Uma vez que se demonstrou ser fundamental a correta sinalização da variação dos preços dos combustíveis para o adequado planejamento, tanto da expansão, quanto da

operação do setor elétrico, uma sugestão que pode ser feita é o estabelecimento de uma cesta de indexadores que poderão ser utilizados pelos agentes, de forma a melhor refletir os custos dos combustíveis definidos em cada momento.

DEMORI e TUPIASSÚ (2007) mostram mais um ponto de atenção que afeta a competitividade da geração termelétrica com suprimento flexível de GNL: a incompatibilidade dos compromissos de fornecimento de GNL (*Deliver or Pay* – DoP) com o nível de penalidades impostas pela regulação do setor elétrico.

Com o desequilíbrio entre a oferta de GNL e a demanda potencial a ser atendida, face ao excesso de capacidade instalada de regaseificação, os supridores de GNL estão atualmente com uma posição dominante (“mercado do vendedor”). Assim, os supridores têm buscado limitar ao máximo sua exposição contratual a penalidades, especialmente àquelas relacionadas às garantias de suprimento. Os contratos têm apresentado penalidades por falha dos compromissos de fornecimento de GNL (DoP) que variam entre 10 e 20% do preço contratual.

Em alguns casos, são estabelecidas penalidades diferenciadas para falhas comerciais, quando o supridor deixaria propositadamente de cumprir com a entrega de uma carga, por ter encontrado uma oportunidade de revenda comercialmente mais atrativa, capaz de cobrir os custos da penalidade e ainda ter um resultado lucrativo. Esse tipo de atuação é usualmente chamado de *wilful misconduct*, ou um comportamento deliberadamente impróprio⁴².

Por sua vez, o mercado elétrico brasileiro possui um complexo sistema de apuração de penalidades por falha de geração das termelétricas, notadamente por falta de suprimento de combustível. A regulação pertinente está definida pela Resolução ANEEL 169 de 10 de outubro de 2005, que trata da apuração de indisponibilidades e perda de lastro, pela Resolução ANEEL 231 de 19 de setembro de 2006, que trata da aceleração da perda de lastro e pela Resolução ANEEL 222 de 06 de junho de 2006, que trata da penalidade imediata por falta de combustível.

Mesmo sem considerar se as penalidades se acumulam ou não, o que não está claro, o resultado é que no CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) a penalidade por falha de geração chega ao valor do PLD máximo (da ordem de US\$ 25

⁴² Muitos supridores que são contra a adoção desse tipo de mecanismo contratual, alegam que esse tipo de atitude nunca foi feita nessa indústria e que as empresas têm um nome a zelar, o que garantiria que esse tipo de prática não venha a ocorrer. O argumento é válido, mas também enfraquece a postura dos vendedores, já que os mesmos poderiam aceitar esse tipo de mecanismo sem nenhum problema, uma vez que esta ação está sob seu inteiro controle e ele alega que não irá fazê-la. Além disso, com o aumento da dinâmica do mercado de GNL, as margens decorrentes das oportunidades de arbitragem cada vez maiores e a entrada de novos agentes como *trading companies* (como Vitol e Trafigura) e bancos (como Merrill Lynch e UBS), nada garante que esse tipo de prática comece a se tornar comum no mercado de GNL.

/MMBtu), contra uma penalidade por falha no suprimento de GNL limitada a valores de 10% a 20% do valor da carga (da ordem de US\$ 2 /MMBtu). Além disso, as UTEs são penalizadas também com a redução da sua Garantia Física (e conseqüentemente o seu lastro), toda vez que ocorre a indisponibilidade de combustível. Esse risco precisa então ser precificado pelo gerador, diminuindo a competitividade da geração termelétrica a GNL.

Para diminuir o risco do gerador, TUPIASSÚ (2007) sugere que seja redefinido o tipo de penalidade aplicável, de forma que falhas conjunturais não afetem o lastro, além de permitir a compensação das penalidades com geração *ex-post*, desde que atendendo a restrições de segurança do sistema. Quanto ao valor das penalidades, ele sugere reduzir a penalidade do CCEAR para o valor dos contratos por quantidade (VR ou PMED⁴³), além de definir um limite contratual para o montante total de penalidades.

6.3. Posicionamento do Mercado Brasileiro no Mercado de GNL

Em vista do exposto nos itens anteriores, se pode efetuar uma avaliação do posicionamento do mercado brasileiro em relação à sua entrada no mercado de GNL, analisando suas vantagens e desvantagens.

Podem ser consideradas vantagens apresentadas pelo mercado brasileiro:

1) O suporte governamental para a implantação da infra-estrutura necessária à importação de GNL, bem como a tomada da “Decisão Final de Investimento” (FID – *Final Investment Decision*), pela Petrobras, com o afretamento dos 2 navios tipo FSRV.

Essas ações colocaram o Brasil em um patamar mais destacado em relação a vários outros projetos de importação de GNL, os quais se encontram em diferentes fases de desenvolvimento, mas não podem ser considerados como um acesso definitivo aos seus mercados, por não terem tomado uma decisão de investimento que torne sua implantação irreversível. Isto também proporcionou um maior respaldo às negociações da Petrobras em busca de suprimento de GNL, que tem se apresentado como uma oferta fundamental para o país em um horizonte de curto e médio prazo.

Deste ponto se destaca também a atuação articulada do governo brasileiro e da Petrobras junto às Companhias Estatais de Petróleo, o chamado “*NOC approach*”, tendo em vista que as principais empresas supridoras de GNL e detentoras de reservas de gás natural

⁴³ Onde VR significa o valor de referência, definido no Decreto 5.163/2004 e PMED significa o PLD médio mensal do SIN, ponderado pela carga dos submercados.

são companhias estatais como a Petrobras, com controle ativo dos seus respectivos governos. Isto não significa que se deve destacar a “politização” da ação empresarial esperada de agentes supridores de GNL e gás natural, mas sim, a busca de um alinhamento estratégico que permita ao Brasil se apresentar como um mercado atrativo e competitivo.

Aqui cabe destacar também todo o trabalho que vem sendo realizado pelo governo na integração entre os mercados de gás natural e de energia elétrica, bem como no estabelecimento de bases que permitam à geração termelétrica a gás natural, via GNL, se tornar uma alternativa competitiva. Entretanto, é preciso reconhecer que ainda resta uma agenda de discussão fundamental para que se possa atingir o objetivo proposto.

2) A complementaridade de demanda para geração termelétrica do mercado brasileiro, durante o período seco (de maio a outubro), em relação à demanda para aquecimento dos mercados do hemisfério norte, durante o inverno (novembro a abril), que se apresenta como uma característica quase que única no mundo. O mercado brasileiro tem uma oportunidade ímpar de desenvolver um modelo de suprimento que possa se apropriar da perspectiva de preços de gás natural mais baixos durante o período de maior probabilidade do despacho termelétrico. Porém, é fundamental se avaliar as condições para estabelecer uma “sazonalidade” para nossa demanda termelétrica que permita capturar tal oportunidade.

3) A logística de suprimento ao Brasil é compatível e, na maioria dos casos, vantajosa, com a maioria das fontes supridoras em relação ao mercado americano, sendo que o mercado brasileiro tem condições de se apresentar também como um mercado atrativo na formação do preço *net back*, garantindo o repasse da variação do preço do gás natural (e do GNL) com base no mesmo indexador do mercado americano (Henry Hub).

Entretanto, quando analisada a hipótese de compartilhar a flexibilidade com outros mercados, notadamente o europeu e o asiático, essas questões carecem de uma análise mais detalhada. De uma forma simples, a logística de atendimento pode ser vantajosa, para Trinidad e Oeste Africano em relação ao caso europeu e inclui também o Mediterrâneo para o caso asiático. Cabe ainda um estudo mais detalhado de aproveitar a complementaridade entre mercados que sejam relativamente equidistantes da fonte supridora, como é o caso do atendimento ao Brasil e à Península Ibérica, a partir do Oeste Africano. Nessa hipótese, a logística de atendimento aos dois mercados seria muito semelhante, gerando uma baixa ociosidade decorrente do arranjo de compartilhamento sazonal do suprimento.

Porém, se o compartilhamento das cargas com esses mercados (europeu e/ou asiático) for limitado apenas ao período seco (verão desses mercados), é bastante possível que estes volumes fossem, originalmente, redirecionados ao mercado norte-americano (o *swing market*). Dessa forma, as considerações feitas em relação ao mercado americano, tanto para a logística, quanto para a referência de preços, deverão ser aplicáveis ao compartilhamento com os outros mercados, pois o mercado americano representaria o custo de oportunidade e regularia a arbitragem dos mercados.

4) A utilização de terminais flutuantes, com conversão de navios existentes em FSRV, efetuando a armazenagem e a regaseificação do GNL, mantendo as características de navegação e de transporte de GNL do navio, permite uma maior flexibilidade nos arranjos de suprimento. Desta forma, a possibilidade de otimização do uso do terminal flutuante como o navio que efetuará o transporte do GNL (ou seja, recebendo as cargas na modalidade FOB), permite a diminuição do custo fixo do terminal, pela alocação de uma parcela significativa de seus custos no transporte e diminuindo o seu tempo de permanência nos terminais, bem como sua taxa de ociosidade. Além disso, um arranjo em que os navios permaneçam transportando GNL de forma contínua, seja para o Brasil ou para um mercado alternativo, aumenta a confiabilidade do suprimento, pois o redirecionamento das cargas pode ser efetuado de forma mais rápida e controlada.

Outro ponto relevante é a possibilidade de realocação do terminal flutuante para outros pontos de acesso ao mercado, o que se aplica muito bem ao caso brasileiro, pois a sua malha de transporte e o seu mercado consumidor se desenvolveram ao longo da costa brasileira. Desta forma, a medida da evolução do mercado, os pontos de acesso do suprimento de GNL à malha de transporte de gás natural podem ser redefinidos mais rapidamente e a custos menores que as adaptações da malha⁴⁴. Outra possibilidade é a utilização desses terminais em outros países, tendo em vista a tendência de desenvolvimento de projetos com concepção semelhante em diversos locais.

O menor prazo para implementação desses tipos de terminais, de 2 a 3 anos desde a concepção, também é um grande atrativo desta solução, devendo, todavia, ter bastante atenção aos valores dos investimentos, para evitar o pagamento de “taxas de emergência” desnecessárias ou que não tragam contrapartidas econômicas ao projeto.

⁴⁴ Um dos motivos que suportaram a implantação do terminal de recebimento de GNL em Pecém foi o cancelamento dos investimentos de US\$ 800 milhões para a duplicação dos gasodutos Gasfor e Nordeste, no trecho de Pilar até Pecém, visando o atendimento das duas UTEs instaladas em Pecém (Termo Ceará e Termofortaleza).

Como nem tudo são flores, também devem ser consideradas algumas desvantagens apresentadas pelo mercado brasileiro:

1) A flexibilidade requerida pelo mercado brasileiro, apesar de se configurar também como uma oportunidade, representa um grande desafio, uma vez que a flexibilidade do mercado de GNL ainda é limitada e se encontra em fase de desenvolvimento. Como o mercado de GNL tradicionalmente era um mercado “ponto-a-ponto”, funcionando quase como uma espécie de gasoduto virtual, as empresas ainda possuem limitações na capacidade de prover flexibilidade no suprimento de GNL, ainda que seja notável a rapidez com que esse mercado vem evoluindo.

Além disso, o desenvolvimento de um portfólio de ativos para prover maior flexibilidade leva um longo tempo, dado o prazo de implantação dos projetos, devendo também ser muito bem formatado, de maneira a evitar a desotimização no uso dos ativos, incrementando os custos fixos (indesejáveis à manutenção da competitividade da geração termelétrica).

Cabe ainda ressaltar a expectativa de que essa flexibilidade seja provida a um custo. Caso o mecanismo possa ser formatado de maneira que esse custo fique embutido no preço do GNL, sendo pago somente quando a carga for efetivamente recebida, será possível efetuar o repasse desse custo. Se, ao contrário, esse custo for tratado como um prêmio a ser pago pela opção quando esta não for exercida (cancelamento da carga), o gerador acabará arcando com esse custo ou então irá incluí-lo na Receita Fixa, reduzindo sua competitividade.

2) A utilização exclusiva de arranjos de suprimento de GNL de curto prazo e *spot* de forma a suportar a incerteza do despacho termelétrico pode trazer dificuldade em garantir o suprimento na hipótese de requerimento durante o período de inverno do hemisfério norte (dezembro a março). Nesse período, os preços têm forte influência da arbitragem, levando ao pagamento de elevados prêmios para conseguir atrair volumes, havendo ainda uma possibilidade de falha pequena (porém muito mais elevada do que no período de verão). Desta forma, é recomendável formar um portfólio de contratos de suprimento que dê um mínimo de garantia, sem expor o fornecedor a uma necessidade de desvio constante de cargas, minimizando as ineficiências e os custos fixos. O desenvolvimento das condições para permitir uma maior “sazonalidade” da demanda termelétrica também ajuda a mitigar estes riscos.

6.4. Suprimento de GNL Flexível ao Brasil

Assim, as oportunidades para o desenvolvimento de um arranjo de Suprimento de GNL Flexível estão sendo criadas, tanto no mercado internacional, quanto no mercado brasileiro. A evolução da dinâmica do mercado internacional de GNL, desenvolvendo cada vez mais flexibilidade e aumentando a participação dos contratos para fornecimento de curto prazo, abre oportunidade para um arranjo de suprimento com menores custos fixos. Isto facilita o ajuste da oferta de gás natural no Brasil às características do mercado local: oferta firme e regular para demanda industrial, residencial e automotiva e oferta flexível (com garantia) para geração termelétrica. Criam-se assim, as bases para que a oferta de gás natural via GNL tenha seu papel, sem competir com a produção nacional, mas complementando-a, seja por meio da diversificação das fontes de suprimento⁴⁵, seja por prover uma flexibilidade de oferta que as outras fontes não têm conseguido prover. Criam-se ainda as bases de uma demanda estruturada, competitiva e com grande potencial de crescimento, também com um papel de complementação (e não de competição) com a geração hidrelétrica cada vez mais relevante.

Portanto, o desenvolvimento de um arranjo de Suprimento de GNL Flexível não se configura apenas como uma solução conjuntural, para mitigar as recentes ameaças de um novo racionamento de energia que vem sendo anunciado⁴⁶, mas se apresenta como uma proposta de solução estrutural para o atendimento da geração termelétrica no Brasil.

⁴⁵ Espera-se que o GNL tenha um papel importante na mitigação do risco de falha de suprimento de gás natural por anormalidades na produção local (E&P) ou na importação de gás boliviano, bem como por atrasos no desenvolvimento de novos projetos (de produção, transporte e/ou processamento do gás natural).

⁴⁶ Por problemas decorrentes do atraso nas chuvas até o mês de fevereiro de 2008, aliado a restrições na oferta de gás natural para a geração termelétrica, que aumentou o risco de déficit ao ponto de levar o PLD ao teto correspondente ao primeiro patamar de déficit em janeiro de 2008 (R\$ 569,59).

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO

A partir da análise do Setor Elétrico Brasileiro, sua estrutura e perspectivas, com foco no papel da geração termelétrica, passando pela discussão de toda conceituação do mercado de gás natural e sua lógica comercial, fez-se um panorama dos mercados mundial e brasileiro de gás natural, avaliando a capacidade deste último de atender às necessidades de suprimento de combustível da geração termelétrica.

Ao traçar um diagnóstico das possibilidades de atendimento de tais necessidades pelo mercado brasileiro de gás natural, verificou-se a oportunidade de utilizar a importação de GNL como um modelo de oferta adequado.

Assim, o trabalho prosseguiu analisando o mercado mundial de GNL e a evolução de sua dinâmica, apresentando questões fundamentais para a discussão que se seguiu no capítulo anterior, onde foram analisados os requerimentos necessários à estruturação de um arranjo de Suprimento de GNL Flexível que promova a integração e a sinergia dos mercados brasileiros de energia elétrica e de gás natural e consiga prover a flexibilidade requerida pela geração termelétrica no Brasil e sua expansão em bases competitivas.

Desta forma, o presente capítulo encerra este trabalho trazendo algumas reflexões e recomendações sobre diversas questões abordadas ao longo do trabalho, sem se limitar a elas e encerra com as conclusões do autor sobre a utilização do GNL como mecanismo de flexibilização do suprimento de gás natural para geração termelétrica no Brasil.

7.1. Considerações Finais e Recomendações

O presente trabalho teve início há exatos 2 anos, a partir da seguinte reflexão:

Fato: Existem usinas termelétricas (UTES) movidas a gás natural efetivamente instaladas no Brasil, que podem contribuir decisivamente para o suprimento energético do país.

Questão: A melhor decisão para o país seria “abrir mão” dessa capacidade ou encontrar uma alternativa economicamente viável para disponibilizá-la de forma efetiva?

Àquela época, o Brasil (podendo o mesmo ser estendido para todo o Cone Sul da América do Sul) vivia uma situação paradoxal: “falta gás, mas sobra gás”. Essa situação ocorria da seguinte forma: havia excesso de oferta de gás natural quando as UTES não estavam despachando (operando) e havia falta desse mesmo combustível quando todas

precisavam despachar (tanto no SE como no NE). Analogamente, o setor elétrico considerava essa capacidade de geração disponível, o que não se configurava efetivamente em termos energéticos, pela falta do combustível para atendimento de toda capacidade instalada.

Passado esse período, o paradoxo do gás continua cada vez mais atual, porém mais agravado, pois o mercado de gás natural cresceu acentuadamente nos outros segmentos (não-termelétricos). Por sua vez, a capacidade de geração termelétrica considerada disponível, foi revisada e reduzida com base na informação da capacidade de suprimento de gás natural e formalizada entre Petrobras e ANEEL por meio de um Termo de Compromisso, firmado em 04 de maio de 2007. E ainda assim, tivemos no final de 2007 a necessidade de corte de demanda não-contratada de distribuidoras de gás natural (Comgás, CEG e CEG RIO), para priorizar o fornecimento de gás natural, visando o cumprimento do Termo de Compromisso, bem como o estabelecimento do PLD no limite do primeiro patamar de déficit, em janeiro de 2008, devido ao atraso das chuvas, com o nível dos reservatórios do sub-sistema SE/CO abaixo da Curva de Aversão ao Risco (CAR).

Para tentar entender melhor onde este trabalho se situa e aonde se quer chegar, vale a pena voltar um pouco na gênese desse problema: o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). Por que o Programa não se viabilizou?

Além das razões já discutidas detalhadamente no Capítulo 2, falando do choque excessivo de oferta em 2001 e seu efeito reverso de choque na demanda a partir de 2002, é importante ressaltar os seguintes pontos:

Em dezembro de 2004, prazo final de entrada em operação comercial para habilitação das usinas aos benefícios do PPT, a demanda de gás natural do mercado brasileiro atingiu cerca de 38 milhões de m³/dia, com cerca de 10 milhões de m³/dia de consumo termelétrico. Ocorre que, ao final do Programa, as UTEs aptas a operar possuíam uma capacidade conjunta de consumo de gás natural de aproximadamente 40 milhões de m³/dia.

Isso representa uma capacidade ociosa das UTEs de 75% e o *swing* requerido do mercado de gás natural pelas UTEs era em torno de 100%. Caso seja efetuado um levantamento das características do despacho total nesse período, é muito provável que a maior parcela do despacho tenha sido inflexível, especialmente em decorrência dos compromissos contratuais de ToP e SoP.

A rigidez dos compromissos contratuais, necessários à remuneração dos investimentos na cadeia de suprimento do gás natural, traz uma irracionalidade econômica para o mercado de energia elétrica, chegando a rodar as UTEs inflexivelmente por causa do ToP e SoP, mesmo vertendo água nos reservatórios (“verter” gás).

Por outro lado, os critérios de reajuste do preço do gás natural vinculados à inflação (IGP-M e PPI) traz uma irracionalidade para o mercado de gás natural, pois o mesmo não reflete o custo de oportunidade do produto. A Figura 7.1 mostra uma comparação entre a variação da inflação, do óleo combustível (No. 6 1,0%) e do gás natural (Henry Hub) com data base Jan2002 = 100.

Figura 7.1 - Relação entre PPI, Henry Hub e óleo combustível

Fonte: Platts *apud* ABREU (2007)

O descolamento entre os reajustes dos preços vinculados aos combustíveis e o reajuste vinculado à inflação é gritante e reforça a preocupação recorrente abordada nas discussões sobre a indexação dos preços da parcela de custos variáveis referentes ao combustível (GNL). É fundamental que o indexador tenha aderência ao mercado e aos custos de oportunidade que levam à racionalidade econômica na atuação dos diversos agentes.

A avaliação e o entendimento da otimização hidrotérmica, em conjunto com a lógica da contratação de energia também foram fundamentais para refutar a lógica do despacho inflexível, consolidando a visão do papel de complementação que as UTEs desempenham, por meio da disponibilidade de sua capacidade de geração ao sistema. E mais, que existe espaço para que esse modelo se consolide, necessitando que as condições do suprimento de combustível estejam aderentes à lógica desse modelo.

Assim, talvez a grande lição de toda essa distorção e ineficiência que foi gerada pelo PPT tenha sido o entendimento de que as diferenças de perfil de demanda podem (e devem!) ser atendidas por condições de oferta diferenciadas, donde surgiu o novo jargão da moda: “oferta flexível para demanda flexível”.

Entretanto, a revisão teórica de como deve se estruturar o mercado de gás natural apresentada no Capítulo 3 mostra que a equação não é tão simples assim. A solução passa pela avaliação dos mecanismos de flexibilização da oferta e da demanda disponíveis e o seu desenvolvimento e adequação, caso necessário.

É interessante observar que essa avaliação tem sido feita no mercado de gás natural, (analisando a opção do GNL, a flexibilização da demanda e a armazenagem), mas também tem sido feita do lado do setor elétrico (com a estruturação do Despacho Fora da Ordem de Mérito e do Despacho Antecipado).

Isso nos mostra mais uma lição: de que a solução não precisa vir de apenas um dos lados (um dos mercados), mas deve-se buscar explorar as potencialidades de cada mercado até atingir um ponto de convergência. Nesta linha, os mundos do gás natural e da energia elétrica estão começando a se entender e a descobrir as oportunidades advindas de uma maior integração. Aqui o papel do GNL tem sido inegavelmente fundamental na promoção dessa integração e busca de sinergias entre os mercados de gás natural e de energia elétrica.

Aqui cabe já fazer uma ressalva referente ao foco das análises ter se mantido no Brasil, não tendo se ampliado pelo Cone Sul, tendo em vista a integração energética que já nos une, ainda que de forma precária. O problema de suprimento de gás natural atinge não só o Brasil, mas se estende à Argentina, Uruguai até o Chile, na posição de consumidores, envolvendo ainda a Bolívia e o Peru na posição de produtores. E para ser mais exato, o problema de todos esses países é de integração política e econômica, visando solucionar o suprimento energético da região, uma vez que existem outras oportunidades de integração além do gás natural, representadas pelas interconexões elétricas e o suprimento de combustíveis líquidos (como óleo combustível e diesel). Até quando os líderes desses países vão continuar batendo cabeça e brigando por soluções concorrentes, quando há alternativas complementares para a região?

Como este é um tema bastante polêmico e complexo, espera-se que as reflexões apresentadas ao longo deste trabalho possam servir de suporte a estudos mais aprofundados que tenham a abrangência que a situação da região requer, destacando que todos os países citados estão ou já estiveram diretamente envolvidos em projetos de importação ou exportação de GNL, reforçando o valor da contribuição do presente trabalho.

Ao ampliar ainda mais o foco deste trabalho, temos a visão do mercado mundial de GNL e sua relação com os principais mercados de gás natural e de energia elétrica. O ponto-chave desse trabalho é avaliar se existem evidências da flexibilização do mercado de GNL a ponto de atender as requisições da geração termelétrica brasileira.

Muito já foi falado e apresentado, mas é importante reforçar alguns pontos. Primeiramente o papel do mercado norte-americano como *swing market*. O início de operação do terminal de regaseificação de Baja Califórnia na costa oeste mexicana vai definitivamente marcar o mercado norte-americano como um grande influenciador do mercado mundial, uma vez que os volumes de GNL da Bacia do Pacífico poderão acessar também diretamente tal mercado, tendo seus custos de oportunidade ainda mais influenciados pelo preço Henry Hub.

Além disso, a IEA (de acordo com dados do Natural Gas Market Review 2007) chama a atenção para o fato de que o mercado norte-americano de gás natural é 3 vezes o tamanho do mercado mundial de GNL (771 Bcm contra 215 Bcm em 2006). Ela ainda apresenta na Tabela 7.1 uma visão geral da evolução do mercado de GNL em números, de 2000 até dados projetados para 2010.

Tabela 7.1 - Mudanças no mercado de GNL

	2000	2006	2010 (projeção)
Volume	103 mtpa (140 bcm)	159 mtpa (215 bcm)	200-250 mtpa (270-340 bcm)
Participação Oriente Médio	17%	24%	31-32%
Maior exportador	Indonésia (26%)	Catar (15%)	Catar (23%)
Participação Japão	54%	41%	25%
Agentes (Países, regiões)	12 export. 11 import.	13 export. 16 import.	18-19 export. 19 import.
Metaneiros	127	219	369

Fonte: IEA – Natural Gas Market Review 2007

Pode-se observar que o mercado de GNL mais que dobra em 10 anos, há maior número de países participando do mercado, com redução da participação do mercado japonês (cedendo espaço para o mercado americano), enquanto a participação do Oriente Médio aumenta significativamente, com o Catar como o maior exportador, além da quantidade de

navios metaneiros quase triplicar nesse período, o que é uma condição fundamental para um mercado mais dinâmico.

Entretanto, como esse mercado tem mudado muito rapidamente, algumas questões são apresentadas para provocar uma reflexão contínua sobre os rumos previstos para o mercado de GNL:

- Quão rápido o mercado do Atlântico vai crescer?
- Quais terminais propostos serão construídos?
- Quantas cargas mais podem ser redirecionadas do Reino Unido e dos EUA para o mercado asiático, a partir do Catar?
- Quanto GNL a Austrália irá produzir?
- Quanto GNL a China e a Índia vão consumir?
- O Brasil será importador ou exportador de GNL? Ou “os dois”?
- Qual será a demanda de gás natural nos países exportadores de GNL?
- Como o início da importação de GNL pela costa oeste norte-americana vai afetar o mercado de GNL? E o mercado de gás americano?
- Até quando os preços do gás (HH) e do petróleo (Brent) vão permanecer tão descolados?
- Haverá uma convergência mundial de preços para o gás?
- Isso significa ter uma referência de preço mundial para o gás, com transparência e liquidez?
- Essa referência será o Henry Hub?
- Até quando teremos um mercado do vendedor?
- Como o desenvolvimento tecnológico poderá afetar a dinâmica do mercado de GNL (mangotes criogênicos, *Ship-to-Ship Transfer*, *Floating LNG*)?
- Quanto será o incremento de custos e os possíveis atrasos dos projetos?

Esta última questão faz lembrar a oportunidade de desenvolvimento e capacitação tecnológica e de mão-de-obra para o país, tendo em vista que o mercado mundial de construção e fabricação de equipamentos de GNL está superaquecido e não consegue atender a toda a demanda.

É importante reconhecer também a limitação deste trabalho não tendo abordado a valoração dos custos de geração termelétrica usando as condições do Suprimento de GNL Flexível e comparar sua competitividade com a geração utilizando outros combustíveis. Como

tal estudo requer um domínio mais profundo dos mecanismos de contratação de energia, tendo este trabalho se limitado a apresentar apenas os fundamentos pertinentes à contratação, fica a sugestão de realização posterior de estudo nesta linha.

Outro ponto correlato, é a análise das incertezas de despacho e a utilização dos mecanismos de mitigação, quer pelo lado do setor elétrico (DFOM e DA), quer pelas condições comerciais de flexibilização do suprimento de GNL (redirecionamento de cargas e opção de cancelamento). Novamente aparece a limitação quanto ao conhecimento e detalhamento dos mecanismos do setor elétrico citados na observação anterior. Quanto aos mecanismos comerciais do GNL, como não existem informações públicas a respeito da definição de tais prêmios e custos de redirecionamento, seria necessário estabelecer uma série de premissas visando definir uma base de comparação, o que não se constitui como um trabalho simplista de ser elaborado, ficando aqui também mais uma sugestão.

Como consideração final, se tem a expectativa de que as UTEs terão um papel importante para a complementação e o seguro do sistema, cada vez mais com parcelas caracterizadas por:

- operação na base (inflexível – ano todo), que terá necessidade de suprimento de combustível contínuo, sendo uma oportunidade para o gás natural de produção nacional, o carvão e a geração nuclear;
- operação durante o período seco (maio a outubro) em complementação às UHEs que serão desenvolvidas a fio d'água e terão sua operação concentrada durante o período úmido, que terá necessidade de suprimento de combustível sazonal, sendo uma oportunidade para o GNL firme durante o verão do hemisfério norte, complementado com consumidor com demanda maior de inverno (principalmente do mercado europeu ou norte-americano);
- operação contingencial, que terá necessidade de suprimento de combustível para atendimento de emergências, sendo uma oportunidade para o GNL *spot*, o óleo combustível e o diesel.

Por fim, é recomendável o desenvolvimento de um estudo que simule a operação do SIN, o custo dos diferentes combustíveis e possa questionar as afirmações acima, respondendo a questões como: No futuro pode ser bom para o país ter termelétricas inflexíveis (operando na base)? Quando e em que condições? Pode-se analisar o efeito da diminuição da plurianualidade dos reservatórios, da diminuição da energia assegurada de UHEs em relação à demanda total e da sazonalidade dos preços dos combustíveis.

7.2. Conclusão

As características singulares do Setor Elétrico Brasileiro e sua necessidade de complementação hidrotérmica garantem à geração termelétrica um papel fundamental na formação da matriz de oferta de eletricidade, com perspectivas de crescimento da capacidade instalada, de forma a manter sua participação relativa.

O Suprimento de GNL Flexível está sendo modelado basicamente para atendimento de geração termelétrica: “oferta flexível para demanda flexível”.

O arcabouço regulatório do setor elétrico, com a contratação por disponibilidade, privilegia o suprimento flexível de combustível (baixo CAPEX), havendo espaço para expansão da geração elétrica à gás natural no Brasil e oportunidade para o Suprimento de GNL Flexível se apresentar como uma alternativa competitiva no longo prazo.

O mercado brasileiro de gás natural precisa aumentar a flexibilidade, sendo que o Suprimento de GNL Flexível deve ser apenas um dos mecanismos a ser desenvolvido, mas não o único.

Os mercados de energia elétrica e de gás natural devem estar aptos a trabalhar de forma mais integrada, sendo fundamental a atuação do governo, nas suas diversas esferas, em articulação direta com os demais agentes.

O desenvolvimento do Suprimento de GNL Flexível deve ser efetuado tanto com agentes produtores, como com agentes consumidores do mercado mundial, de forma que o Brasil possa compartilhar a flexibilidade com outros mercados, notadamente EUA, Europa e Ásia.

A entrada do Brasil no mercado de GNL está alinhada com a tendência da indústria de GNL de desenvolvimento de um mercado mais dinâmico, com aumento das transações *spot* e de curto prazo.

Portanto, o desenvolvimento de um arranjo de Suprimento de GNL Flexível não se configura apenas como uma solução conjuntural, para mitigar as recentes ameaças de um novo racionamento de energia que vem sendo anunciado, mas se apresenta como uma proposta de solução estrutural para o atendimento da geração termelétrica no Brasil.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABREU, A. L. V. Preços do Gás Natural no Mercado Internacional. In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;
2. ABREU, P. L.: Gás natural: o combustível do novo milênio. Porto Alegre: Plural Comunicação e Petrobras, 2003
3. ALMEIDA, M. A. GNL no Brasil - visão do governo (MME). In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;
4. ANP. Boletim mensal do gás natural - Agosto 2007. Obtido na página da internet em: www.anp.gov.br Acessado em 22/01/08. 2007;
5. BALL, J. Financing LNG in a trans-pacific traded LNG market – the issues. In: LNG 14, Doha, Qatar, Mar 2004;
6. BONINI, S.; SYDENAHAM, S. Apresentação da Centrica. In: 8th World LNG Summit, Roma, Dez 2007;
7. BORELLI, S. J. S. Método para análise da composição do custo da eletricidade gerada por usinas termelétricas em ciclo combinado a gás natural. Dissertação de Mestrado, São Paulo, PIPGE, USP – 2005;
8. BRINDED, M. The changing global gas market. In: Oil & Money Conference, London, United Kingdom, Nov 2003;
9. BRINDED, M. Shared trust – the key to secure LNG supplies. In: US LNG Summit, Washington, USA, Dez 2003;
10. BRINDED, M. The vital role of gas in a sustainable energy future. In: CERA conference, Houston, USA, Fev 2004;
11. CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. Dados obtidos na página da internet em: <http://www.energy.ca.gov/lng/international.html> Acessado no dia 18/01/08;
12. CAMACHO, F. T. Regulação da Indústria de Gás Natural no Brasil. Editora Interciência. Rio de Janeiro. 2005;
13. CARVALHINHO FILHO, J. C. L. O valor da flexibilidade em cláusulas “take-or-pay” de contratos para fornecimento de gás natural industrial. Dissertação de Mestrado, São Paulo, FEA, USP – 2003;

14. CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro. Página na internet: <http://www.ccee.org.br> Acessada em 16/11/07;
15. CERA. LNG spot markets: The Tipping Point – Monthly Briefing. Out 2006;
16. CERA. LNG spot markets: Fully flexible – Monthly Briefing. Nov 2007;
17. CERA. How Long a Seller's Market? – CERA Global Liquefied Natural Gas Watch. Feb 2008;
18. CEZAR, R. G. Aspectos Tributários do Projeto GNL. In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;
19. COSTA, A. M. A. As distribuidoras de eletricidade privadas e seus controladores no Brasil: a busca por um padrão na gestão do endividamento. Dissertação de Mestrado, São Paulo, PIPGE, USP – 2006;
20. COURNOT-GANDOLPHE, S. Flexibility on Natural Gas Supply and Demand – IEA/OECD. France, 2002;
21. DEMORI, M. B.; SANTOS, E. M. GNL: o gás natural se tornando uma commodity mundial e criando referências de preço internacionais. In: Rio Oil & Gás Expo and Conference. 2004. Rio de Janeiro. Trabalhos Técnicos. Rio de Janeiro: IBP, 2004;
22. DEMORI, M. B. Suprimento de GNL flexível. In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;
23. EIA. The global liquefied natural gas market: Status & outlook. EIA – US DOE. 2003;
24. EXCELERATE. Energy Bridge - Bringing Continents of Energy Together. Apresentação para SIGTTO. Set, 2005;
25. FARIA, J. A. C. Qualidade do Gás Natural – Aspectos Regulatórios. In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;
26. FERC. LNG - Safety Record. Dados obtidos na página da FERC na internet em: <http://www.ferc.gov/industries/lng/safety/safety-record.asp> Acessado no dia 18/01/08;
27. GABRIELLI, J. S. Mercado de gás no Brasil e a crescente demanda na América do Sul. In: Gas Summit. Rio de Janeiro, 2007;
28. GAS HISTORICAL NETWORK. Natural Gas History. In: World Gas Conference (WGC 2006). Amsterdã, 2006;

29. GONÇALVES JR., D. Reformas na Indústria Elétrica Brasileira: A Disputa pelas 'Fontes' e o Controle dos Excedentes. Tese de Doutorado, São Paulo, PIPGE, USP – 2007;
30. GRANT, R. Attracting LNG in a Transitioning Market. Apresentação da Suez. In: 8th World LNG Summit, Roma, Dez 2007;
31. HULL, S. Lessons from LNG trading – challenges in the evolution of an LNG spot market. In: LNG15 Conference. Barcelona, 2007;
32. HUNTER, P. Economic challenges in the future of the LNG Industry – an EPC Contractor's Perspective. Apresentação da Bechtel. In: 8th World LNG Summit, Roma, Dez 2007;
33. LANDI, M. Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005. Tese de Doutorado, São Paulo, PIPGE, USP – 2006;
34. LAUREANO, F. H. G. C. A indústria de gás natural e as relações contratuais – Uma análise do caso brasileiro. Dissertação de Mestrado, Rio de Janeiro, PPE-COPPE, UFRJ – 2005;
35. LNG UNLIMITED. Informativo eletrônico sobre o mercado de GNL. Edição de 26/10/07. 2007;
36. MARTINS, G. O cenário de inserção da geração termelétrica a partir do gás natural no Brasil. Revista de ciência & tecnologia. V. 8, Nº. 17 – pp. 37-41, Junho 2001;
37. MENEZES, J. D. Evolução e perspectivas do mercado de GNL. In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;
38. MEYER, K. Apresentação da Cheniere Energy, INC. In: 8th World LNG Summit, Roma, Dez 2007;
39. MILLER, S. Italian Terminal Reality Through Technical Innovation. Apresentação da Adriatic LNG. In: 8th World LNG Summit, Roma, Dez 2007;
40. MME; EPE. Balanço Energético Nacional (BEN) 2007: Ano Base 2006. Rio de Janeiro, 2007a;
41. MME; EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016. Brasília, 2007b;
42. PETROBRAS. Fato relevante: Análise da área de TUPI. Rio de Janeiro. Novembro, 2007;
43. PETROLEUM ECONOMIST. World LNG Map 2007 Edition;

44. PIERONI, F. P. Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimento em autoprodução. Dissertação de Mestrado, São Paulo, PIPGE, USP – 2005;
45. RECHELO, C. A. GNL para suprimento interno e exportação versus gasodutos: oportunidades, ameaças e mitos. Dissertação de Mestrado, São Paulo, PIPGE, USP – 2005;
46. RECHELO, C. A.; SAUER, I. L. LNG as a strategy to establish developing countries' gas markets: The Brazilian case. 2005;
47. REIS, N. Impactos das composições típicas do GNL regaseificado. In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;
48. SANDIA National Laboratories. Sandia Report: Guidance on risk analysis and safety implications of a large liquefied natural gas (LNG) spill over water. Trabalho realizado para o *Department of Energy* (DoE), EUA. Dez, 2004;
49. SANTOS, E. M.; ZAMALLOA, G. C.; VILLANUEVA, L. D.; FAGÁ, M. T. W. Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. São Paulo, Petrobras, 2002;
50. SANTOS, E. M. Energia, gás natural e sustentabilidade. Tese de Livre docência, IEE, USP, São Paulo, Brasil, 2004;
51. SANTOS, A. L. F. Implantação do Projeto GNL na Petrobras. In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;
52. SAUER, I. L. Um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro. IEE, USP, São Paulo. 2002;
53. SAUER, I. L. et al. A reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. Ed. UFMS; São Paulo. 2003;
54. SILVA, E. L. Formação de preços em mercados de energia elétrica. Ed. Sagra Luzzatto. Porto Alegre, 2001;
55. SILVA, M. J. Interface Gás x Energia – Petrobras. Apresentação no Seminário Geração de Energia da Câmara dos Deputados. Pagina da internet: <http://www2.camara.gov.br/internet/comissoes/cme/seminarios/seminario-geracao-de-energia/Petrobras%20-%20Camara%20-%2019%20set.pdf> Acessada em 23/01/08. Brasília. 2007;
56. SKRAMSTAD, E. Operation of a FSRU as LNG Terminal. Safety and certification aspects. In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;

57. STURM, F.J. Trading natural gas: cash futures options and swaps. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, 1997.
58. TOSTE, A. C. L. G. Comercialização de GNL. In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;
59. TUPIASSÚ, A. F. Potencial do GNL na Expansão da Geração Termelétrica no Brasil. In: I Seminário Internacional Petrobras de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;
60. TYLER, R. Short-term trading in LNG – Myth or reality. In: www.lovells.com. 2006;
61. VAN der VEER, J. Securing the promise of natural gás. In: International Energy Business Forum, Amsterdam, Netherlands, Mai 2004;
62. VICTER, W.G.; CHUAHY, E. A construção e a destruição do setor elétrico brasileiro. Ed. Relume Dumará. Rio de Janeiro, 2002;
63. WEEMS, P. R. Evolution of long-term LNG sales contracts: Trends and issues. In: www.kslaw.com;
64. ZAMALLOA, G. C. Avaliação de alternativas tecnológicas (GNL e GTL) para viabilização de jazidas de gás natural remotas em países em desenvolvimento – Estudo de Caso: Jazida de Camisea no Peru. Tese de Doutorado, São Paulo, PIPGE, USP – 2004.