



EXPERIÊNCIA DO AGENTE REGULADOR NA IMPLANTAÇÃO DOS PROJETOS DE GNL NO BRASIL

**Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus
Derivados e Gás Natural**

Outubro 2009

Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

José Cesário Cecchi

Superintendente Adjunta

Ana Beatriz Stepple da Silva Barros

Assessores

Heloise Helena Lopes Maia da Costa
Marcelo Meirinho Caetano

Equipe Técnica

Almir Beserra dos Santos
Ary Silva Junior
Bianca Fernandes Lima (estagiária)
Felipe da Silva Alves
Gilclea Lopes Granada
Guilherme Cordeiro de Biasi
Helio da Cunha Bisaggio
Jader Conde Rocha
Luciana R. de Moura Estevão
Luciano de Gusmão Veloso
Marco Antonio Barbosa Fidelis
Marcus Vinicius Nepomuceno de Carvalho
Mario Jorge Figueira Confort
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias
Patrícia Mannarino Silva
Rafael Martins Moreno
Rebecca Marcal Carnelli
Tathiany Rodrigues Moreira
Washington Luiz Costa Silva

Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica

Helio da Cunha Bisaggio
Jader Conde Rocha
Luciana R. de Moura Estevão
Luciano de Gusmão Veloso
Marcelo Meirinho Caetano
Mario Jorge Figueira Confort
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias
Tathiany Rodrigues Moreira

ÍNDICE

I.	INTRODUÇÃO	4
II.	CADEIA DO GNL	5
II.1	TRANSPORTE DE GNL	5
II.2	INSTALAÇÕES DE “PEAKSHAVING”	7
III.	ANTECEDENTES	8
IV.	A ENTRADA DE GNL NO BRASIL	12
IV.1	- ADERÊNCIA REGULATÓRIA	14
IV.2	- IMPORTAÇÕES DE GNL: HISTÓRICO DAS AUTORIZAÇÕES NA ANP	16
V.	PANORAMA ATUAL DO MERCADO MUNDIAL DE GNL	18
VI.	EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	22
VI.1	- ESTADOS UNIDOS	22
VI.2	- REINO UNIDO	26
VI.3	- ESPANHA	28
VII.	RISCOS ASSOCIADOS À INDÚSTRIA DE GNL	31
VII.1	- RISCOS INERENTES AO GNL	31
VII.2	- PRINCIPAIS INCIDENTES	33
VIII.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS PROJETOS IMPLEMENTADOS	35
VIII.1	- DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES DOS PIÉRES	36
VIII.2	- DESCRIÇÃO DOS GASODUTOS	40
VIII.3	- SUPRIMENTO DE GÁS	42
VIII.4	- ANÁLISE DE RISCO DOS PROJETOS (ABS CONSULTING, 2007A,B)	42
VIII.4.1	- Resultados do HAZID de Pecém	44
VIII.4.2	- Resultados do HAZID de Baía de Guanabara	45
IX.	INSTRUÇÕES DE DECRETOS DE UTILIDADE PÚBLICA E AUTORIZAÇÕES OUTORGADAS	47
IX.1	- INSTRUÇÃO DE DECRETOS DE UTILIDADE PÚBLICA	47
IX.2	- AUTORIZAÇÕES OUTORGADAS	49
IX.2.1	- Legislação Pertinente	49
IX.3	- PROCEDIMENTO INTERNO DA ANP PARA A OUTORGA DAS AUTORIZAÇÕES	51
IX.4	- CRIAÇÃO DO GRUPO DE TRABALHO DE GNL	52
IX.5	- A OUTORGA DAS AUTORIZAÇÕES DE CONSTRUÇÃO E DE OPERAÇÃO	52
IX.5.1	- Publicação do Sumário	52
IX.5.2	- Outorga das Autorizações de Construção (AC)	53
IX.5.3	- Outorga das Autorizações de Operação (AO)	56
IX.5.4	- Vistorias	61
IX.5.5	- Simulados	61
X.	LIÇÕES APRENDIDAS PELO ÓRGÃO REGULADOR	62
XI.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	63
XII.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64



Nota Técnica nº 012/2009-SCM

Rio de Janeiro, 01 de outubro de 2009

ASSUNTO: EXPERIÊNCIA DO AGENTE REGULADOR NA IMPLANTAÇÃO DOS PROJETOS DE GNL NO BRASIL

I. INTRODUÇÃO

O desequilíbrio observado nos últimos anos nas condições de oferta e demanda de gás natural no Brasil, aliado às incertezas quanto à garantia de fornecimento de gás boliviano, tornou necessário que alternativas de suprimento fossem adotadas a fim de flexibilizar a oferta de gás e assegurar o fornecimento continuado deste energético aos diferentes segmentos de consumo do País.

Neste âmbito, a diversificação das fontes de suprimento tornou-se de suma relevância para mitigar os riscos de desabastecimento.

Deste modo, o GNL vem desempenhando uma importante alternativa ao transporte por dutos, principalmente nos casos em que: (i) existe incerteza quanto à entrega de gás no volume negociado com o país exportador; (ii) a malha de transporte ainda é incipiente ou inexistente; (iii) os dutos já estão operando no máximo de sua capacidade; e (iv) a demanda total de gás natural de um país é atendida por mais de uma fonte exportadora, por vezes com a utilização de diferentes modais de transporte.

Em que pese os elevados custos historicamente associados à comercialização de GNL, verifica-se que aos poucos esta alternativa começa a se viabilizar em países como o Brasil, por exemplo, trazendo mudanças no que tange a contratos e preços.

Além do Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (PLANGÁS) que está sendo implementado pela Petróleo Brasileiro S.A (PETROBRAS), principalmente na Região Sudeste, foram construídos por esta estatal dois projetos de Gás Natural Liquefeito (GNL), localizados em Pecém/CE e na Baía de Guanabara/RJ, com capacidade para regaseificar, respectivamente, 7,0 milhões de m³/dia e 14,0 milhões de m³/dia.

Face ao ineditismo de tais Projetos de GNL no Brasil e suas atividades associadas, tornou-se necessária a capacitação de técnicos desta Agência acerca das operações técnicas e econômicas que envolvem a comercialização de GNL, a fim de realizar de forma adequada a análise dos documentos para a outorga das Autorizações de Construção e Autorizações de Operação.

Para tanto, realizaram-se visitas técnicas às instalações de GNL, a algumas empresas selecionadas atuantes na indústria e ao órgão regulador competente dos EUA, Reino Unido e Espanha.

Tendo em vista a relevância do tema, este trabalho objetiva, portanto, apresentar a experiência do agente regulador no que tange à implantação de projetos de GNL no País, principalmente o aprendizado adquirido com o exercício da atividade de emissão de outorgas para a construção e operação de ditas instalações.

O trabalho está dividido em 12 (doze) seções, incluindo esta introdução. A segunda seção explica simplificada a cadeia do GNL e as instalações de *peakshaving*, as quais assumem papel de destaque em diversos países. Posteriormente, a terceira seção aborda as condições de mercado que motivaram a construção dos projetos de GNL. Em seguida, é relatado o processo de entrada de GNL no Brasil, expondo-se a aderência regulatória atinente a este processo e o histórico das primeiras importações realizadas. A quarta seção apresenta as principais características do mercado de GNL nos três países visitados por técnicos da ANP, fazendo, também, um breve resumo sobre o panorama atual do comércio mundial de GNL. Já a quinta seção descreve alguns riscos associados à referida indústria, quais sejam, os riscos do produto e os principais incidentes observados. A sexta seção descreve as características técnicas dos projetos implementados na Baía de Guanabara e em Pecém. Após, é relatado o processo de outorga das autorizações de construção e operação das instalações de GNL, onde se expõe o desenvolvimento do projeto. Em seguida, a oitava seção traz as reflexões sobre o aprendizado do órgão regulador e as melhorias requeridas para aperfeiçoar a atuação deste ente federal. Por fim, são tecidas as considerações finais a respeito do exposto, ao que se seguem as referências bibliográficas utilizadas no trabalho.

II. CADEIA DO GNL

A cadeia do GNL é um conjunto de atividades compreendidas na indústria do gás natural que visam o transporte ou armazenamento do produto em estado líquido, que ocupa volume 600 vezes menor que o gás.

II.1 Transporte de GNL

A produção de GNL se justifica quando as quantidades ou distâncias a serem transportadas entre os locais de produção e aqueles de consumo são tais que se tornam economicamente inviável o transporte do gás natural via duto.

Nestes casos, a cadeia de valor do GNL compreende as seguintes atividades: i) exploração, produção e processamento do gás natural; ii) liquefação; iii) transporte, iv) armazenamento; v) regaseificação; vi) distribuição ao mercado consumidor. A sequência de etapas está apresentada na Figura II.1.

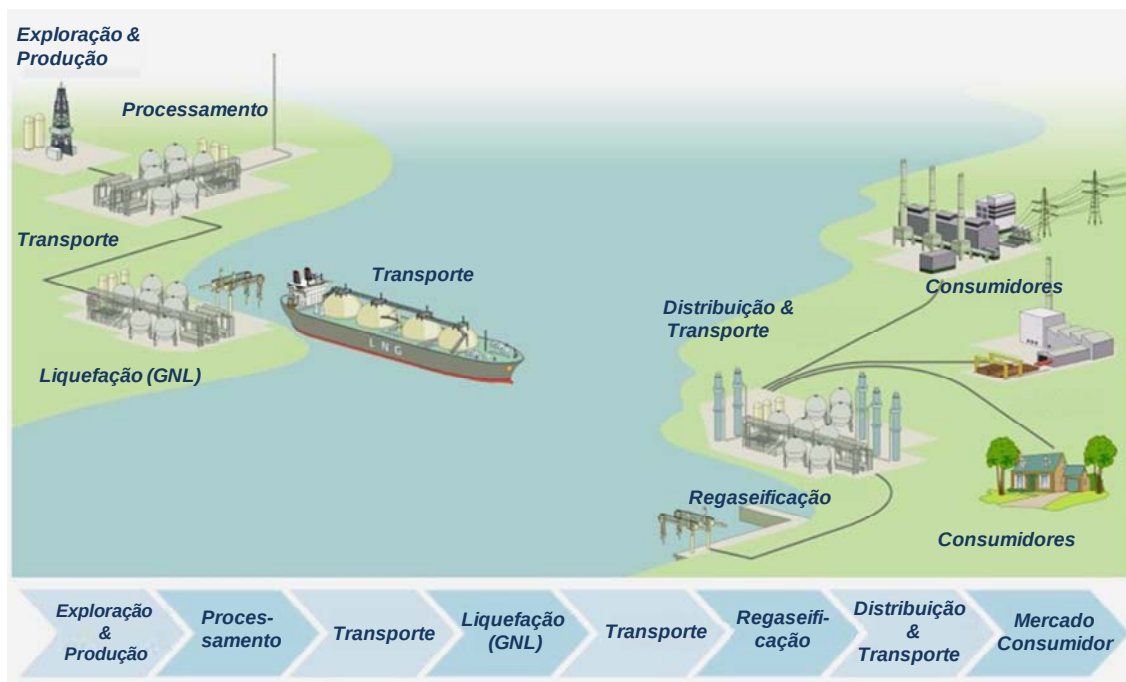


Figura II.1. Cadeia de valor do GNL (Adaptado de OATLEY, 2008).

A atividade de liquefação consiste em uma série de processos que visam converter gás natural do estado gasoso para o líquido. Uma planta de liquefação é composta por um ou mais “*trains*”¹, podendo conter instalações para o armazenamento do produto para posterior transporte ou regaseificação.

Fatores como a composição do gás, a quantidade de gás a ser produzido e liquefeito, e a localização da produção (e, conseqüentemente, da planta de liquefação) exercem forte influência sobre o desenho de cada planta de liquefação. Apesar de cada planta ser única, todas realizam os mesmos procedimentos, a saber: tratamento do gás para a remoção de impurezas e liquefação do produto por meio do processo de resfriamento (até aproximadamente 162 °C negativos, quando o gás natural liquefaz à pressão atmosférica).

O transporte do GNL pode ocorrer por meio de navios metaneiros ou de caminhões tanque. Os navios metaneiros são normalmente utilizados no comércio internacional, onde geralmente se percorre grandes distâncias, possibilitando, assim, economias de escala. Os caminhões-tanque são utilizados para abastecer localidades não atendidas pela malha de gasodutos de transporte, dando origem ao conceito de “gasoduto virtual” que é utilizado como forma de criar um mercado consumidor. Tais navios e caminhões possuem tanques com isolamento térmico que permitem a manutenção do gás natural em estado líquido.

¹ É possível definir um *train* como sendo uma unidade de processamento modular, parte integrante das plantas de liquefação, cujos tamanhos são limitados pela capacidade dos compressores (ENERGY CHARTER SECRETARIAT, 2007).

Independentemente da forma como o GNL é transportado, ao atingir o seu destino ele terá que ser submetido a um processo de regaseificação, que pode ser realizado em planta própria ou unidade móvel (navios e caminhões²), para então ser utilizado.

II.2 Instalações de “Peakshaving”

Embora o GNL produzido nessas plantas seja normalmente transportado por meio de navios ou caminhões (gasoduto virtual), em alguns países onde existem grandes picos de consumo de gás em determinadas épocas do ano, o gás natural pode ser liquefeito e armazenado nos períodos de baixa demanda para posterior regaseificação e utilização nos períodos de pico. Estas instalações recebem a denominação de “peakshaving” e assumem papel de destaque em diversos países, constituindo a maior parte das instalações de GNL nos EUA.

A Figura II.2 apresenta o perfil do consumo de gás natural de um país com indústria madura no qual estão disponíveis diversas instalações de transporte e armazenamento deste produto, a saber: (i) instalações de regaseificação com contratos na modalidade firme para a importação de GNL (representado em azul na Figura); (ii) gasodutos; (iii) instalações de estocagem subterrânea; e (iv) plantas de “peakshaving”.

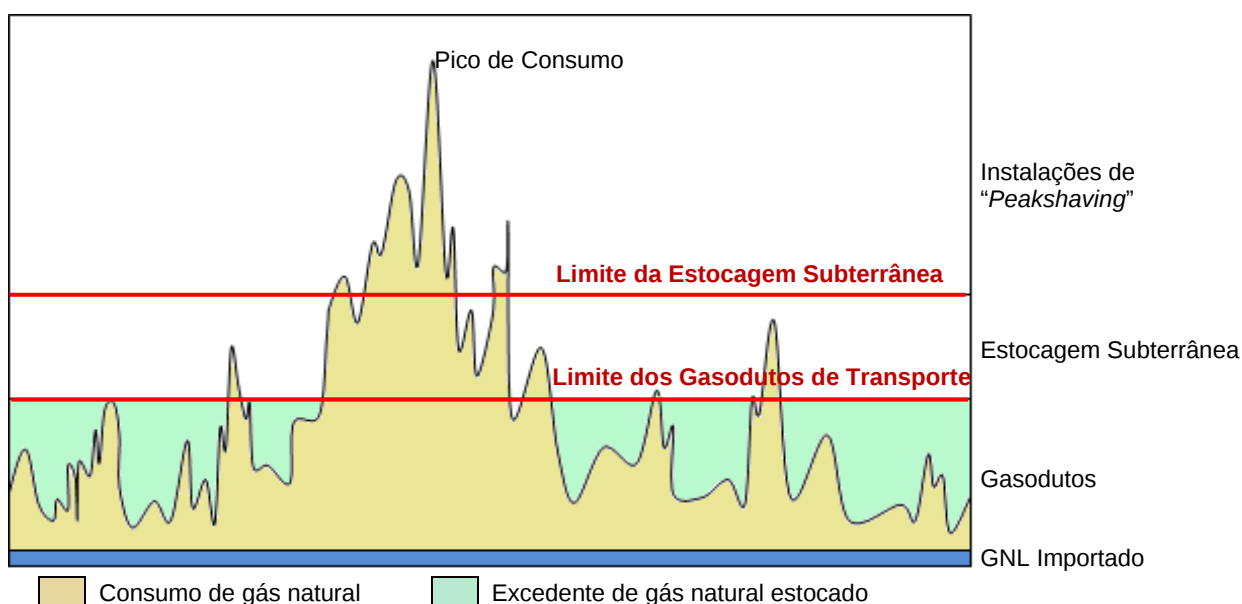


Figura II.2. Perfil anual de consumo e armazenamento de gás natural (estocagem subterrânea e instalações de “peakshaving”) (Elaboração própria, a partir de VITALE, 2009).

Nas épocas do ano nas quais o consumo de gás é inferior à capacidade da malha de transporte dutoviário, as empresas aproveitam esta capacidade não utilizada para armazenar o volume excedente nas instalações de estocagem subterrânea e de “peakshaving”, para posterior utilização. Esta capacidade está representada, em verde, na Figura II.2.

² Recentemente, tem sido utilizado GNL para abastecer caminhões e ônibus urbanos.

Nos períodos em que a demanda é maior que a capacidade da malha dutoviária utiliza-se o gás armazenado para suprir esta demanda adicional, como pode ser observado na Figura II.2. Outro ponto a destacar é que as instalações de “*peakshaving*” são utilizadas apenas nos dias de pico de demanda, devido à característica peculiar destas instalações que é de poder injetar uma grande quantidade de gás na malha em um curto intervalo de tempo.

III. ANTECEDENTES

Nos últimos anos, foram lançadas políticas de incentivo ao uso do gás em diferentes segmentos de consumo que tiveram grande impacto no aumento da demanda por este energético.

De acordo com os dados da Resenha Energética Brasileira 2009, referente ao ano de 2008, publicada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, o gás natural representa hoje 10,2% da oferta interna de energia, contra a participação de 5,4% em 2000 (EPE, 2009).

A evolução das vendas médias mensais de gás das distribuidoras no período 2000-2008 pode ser verificada na Tabela III.1 abaixo, por segmento de consumo: industrial, geração térmica³, automotivo (GNV), residencial e comercial.

Tabela III.1 - Vendas Médias Mensais de Gás das Distribuidoras por Segmento, expressas em mil m³/dia. (Elaboração própria a partir de dados da ABEGÁS).

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2007/2008 (% a.a.)	2000/2008 (% a.a.)
Industrial	12.917,1	14.828,6	16.579,7	18.459,6	20.256,9	22.847,2	24.265,5	25.267,2	25.743,9	1,9	9,0
Automotivo	992,6	1.752,4	2.688,9	3.646,0	4.321,7	5.295,7	6.308,8	6.986,3	6.722,0	-3,8	27,0
Residencial	495,8	462,2	491,5	538,8	593,0	607,3	649,8	661,5	597,2	-9,7	2,4
Comercial	287,6	304,3	361,9	407,4	447,5	706,6	556,4	582,6	587,7	0,9	9,3
Geração (inclui co-geração)	2.155,6	5.271,3	6.956,7	6.100,2	10.322,6	11.349,6	9.670,4	7.266,3	15.915,2	119,0	28,4
Outros (inclui GNC)						165,3	310,3	265,5	172,9	-34,9	1,5
Total	16.849	22.619	27.079	29.152	35.942	40.972	41.761	41.029	49.739	21,2	14,5

Os segmentos que mais consomem gás natural no Brasil são o industrial, o de geração elétrica e o automotivo, seguidos pelo residencial e comercial, cujas participações no consumo são bastante similares.

Como pode ser observado a partir da Tabela acima, a demanda brasileira de gás natural apresentou uma taxa média de crescimento anual de 14,5% a.a para o conjunto do período.

Os segmentos que mais impactaram tal crescimento foram os de geração elétrica (28,4% a.a) e o automotivo (27% a.a). Já os segmentos industrial e comercial também apresentaram altas taxas, embora menos expressivas que as dos setores anteriores, de 9,0% a.a e 9,3% a.a respectivamente.

Considerando-se o período de 2007/2008, atingiu-se uma taxa de crescimento da demanda por gás natural de 21,2% a.a., puxada, principalmente, pelo forte aumento no consumo de gás destinado à geração elétrica, que atingiu 119,0%. Isto pode ser explicado em grande medida pela maior necessidade de despacho das usinas térmicas a gás natural.

³ A diferença entre os valores das vendas pelas distribuidoras e os dados de oferta total disponível são decorrentes, principalmente, do consumo das refinarias e das fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAPENS) pertencentes à PETROBRAS.

Do ponto de vista dos consumidores industriais e automotivos, a razão para o acréscimo de demanda residiu, em grande parte, em uma política de preços deliberada de incentivo ao uso de gás natural, em que o preço mais baixo do gás frente aos seus concorrentes diretos (óleo combustível, gás liquefeito de petróleo – GLP, gasolina e álcool) foi determinado de maneira a tornar viável sua rápida adoção, compensando os custos de conversão.

Com isto, objetivou-se esgotar a capacidade considerada ociosa do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), tendo em vista os compromissos assumidos pela PETROBRAS de *take-or-pay* de 80%⁴ e *ship-or-pay* de 100%⁵, respectivamente, com a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) e a Gas TransBoliviano S.A. (GTB), na Bolívia, e com a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) no Brasil.

Deste modo, entre os anos de 2003 e 2004, esta estatal brasileira manteve os preços do gás natural praticamente inalterados (PETROBRAS, 2008).

Além disso, a empresa instituiu em 2004 o Programa de Massificação do Uso do Gás Natural⁶, que contou com o apoio tanto do Governo Federal, como dos governos estaduais, os quais concederam incentivos fiscais aos potenciais clientes para estimular a utilização do gás, confiantes de que seu preço se manteria competitivo no longo prazo.

Assim, plantas industriais foram alteradas para viabilizar a utilização de gás natural como combustível, usinas térmicas a gás foram construídas, automóveis foram convertidos para usar Gás Natural Veicular (GNV), entre outras iniciativas.

No que concerne à geração térmica, o Programa Prioritário de Termelétrica (PPT), criado pelo Decreto nº 3.371/2000, teve por objetivo estimular a construção de usinas termelétricas para promover uma alternativa à geração hídrica e, para isso, estabeleceu, entre outras prerrogativas, preços de gás natural diferenciados para as térmicas incluídas no Programa. Desde então, este incentivo propiciou os aumentos observados no consumo de gás destinado à geração de energia elétrica.

Deste modo, tendo em vista o modelo hidrotérmico da geração elétrica brasileira, imaginava-se que quando o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas apresentasse capacidade de geração insuficiente para suprir a demanda, bastaria acionar o despacho térmico. No entanto, em fins de 2006, foi realizado um teste final de disponibilidade das UTEs que utilizam gás natural como combustível, para os sub-mercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste, cujo resultado indicou uma geração em média 42,8% abaixo da programada para o conjunto das usinas em teste, sendo que 85,0% deveu-se à indisponibilidade ou falta de gás (ANP, 2007)⁷.

Assim é que, entre 2005 e 2006, a demanda de gás natural pelas UTEs apresentou uma queda de 14,8% a.a., ficando aquém do despacho exigido pelo ONS.

⁴ Uma cláusula *take-or-pay* obriga o comprador a pagar pelo gás, mesmo quando este não tenha sido efetivamente consumido.

⁵ Os contratos de transporte usualmente contêm cláusulas de pagamento mínimo independentemente do volume de fato transportado, referidas no mercado como *ship-or-pay*, que consiste em um encargo pago em contrapartida à reserva de capacidade no gasoduto. Esse tipo de encargo está relacionado ao serviço de transporte firme.

⁶ Para maiores detalhes, vide palestra “Programa de Massificação do Uso do Gás Natural”, proferida pelo Sr. Ildo Sauer, então Diretor de Gás e Energia da PETROBRAS, no IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – Itajubá, em 26 de março de 2004. Disponível em: (<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2004/Trabalhos/Sauer.pdf>).

⁷ O teste de disponibilidade das UTEs compreendeu o período de 00h00 do dia 11/12/2006 às 24h00 do dia 21/12/2006 e foi realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em cumprimento à Resolução Autorizativa nº 755, de 30 de novembro de 2006, editada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Se, por um lado, o Programa de Massificação do Uso do Gás Natural contribuiu para aumentar a competitividade do gás natural no País e sua penetração na matriz energética brasileira, por outro, intensificou o risco associado à imprevisibilidade das variações no preço do energético.

Assim, a partir de 2005 pode-se perceber um movimento de elevação nos preços do gás natural nacional. Entre meados de 2007 e meados de 2008, esse movimento de elevação nos preços no *city-gate* foi intensificado, tanto para o gás natural de origem nacional, quanto para o importado e para o gás destinado às térmicas do PPT.

Ao contrário desta evolução crescente, a partir do final de 2008 as curvas de preços do gás começaram a apresentar inflexão, resultante da reversão das condições mercadológicas, como pode ser verificado na Figura III.1 abaixo.

De fato, neste período, o preço da cesta de óleos, usada como referência para precificar o gás natural de origem nacional, foi impactado pelos baixos preços do barril do óleo cru praticados no mercado internacional no decorrer de 2008, comparativamente aos preços observados em 2007.

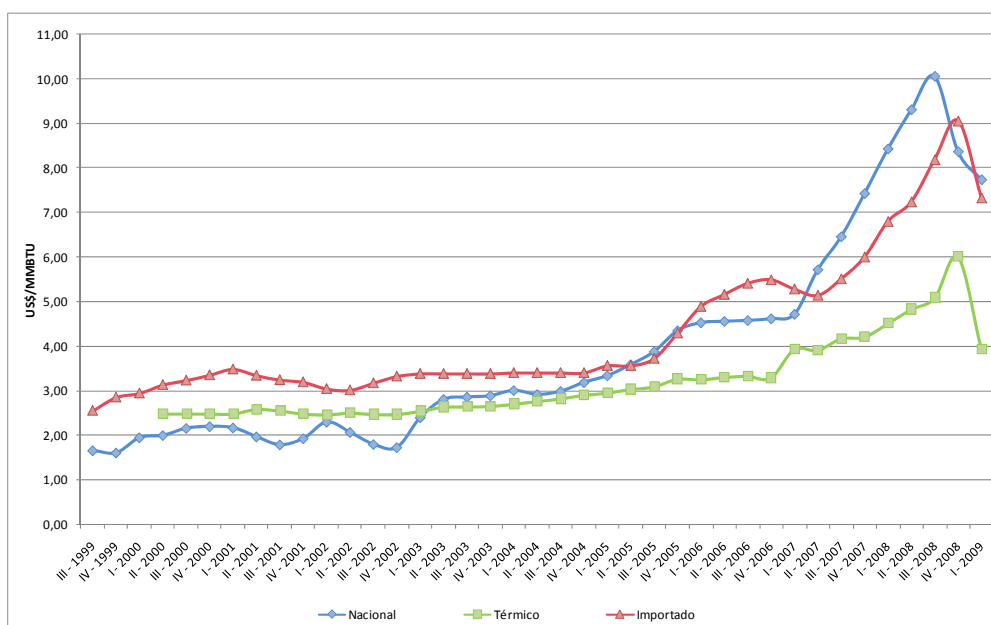


Figura III.1 – Preço no *City Gate* do Gás Natural Nacional, Importado e do Programa PPT, em US\$/MMBTU, referentes a período 3º Trimestre de 1999 – 1º Trimestre de 2009 (Elaboração própria a partir de dados da PETROBRAS, 2009).

Notas:

Gás Natural vendido como nacional: Preços médios não ponderados com PIS/COFINS e sem ICMS.

Gás Natural vendido para as térmicas: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e ICMS.

Gás Natural vendido como importado: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e ICMS.

Dólar comercial média mensal de venda - PTAX SISBACEN.

Do lado da oferta, seu crescimento nos últimos anos, ainda que expressivo, mostrou-se insuficiente para atender à totalidade da demanda nacional. Quando, durante um teste em fins de 2007, térmicas a gás natural foram despachadas simultaneamente para verificar a capacidade real de fornecimento de gás necessário à geração de energia elétrica complementar à geração hídrica, novamente evidenciou-se a impossibilidade de entrega de gás a estas térmicas sem que se restringisse o consumo de outras classes.

Além disso, a PETROBRAS realizou cortes pontuais no fornecimento de gás à concessionária de distribuição de gás natural do Estado do Rio Janeiro – CEG-Rio,

provocando, por exemplo, interrupções no consumo da Usina Termelétrica Norte-Fluminense em 27 de setembro e 13 de outubro de 2007, e redução acentuada em 24 de novembro do mesmo ano (ANP, 2008). Foram observados também, pontualmente, situações de desabastecimento em postos credenciados para atendimento ao consumidor de GNV. Tais cortes, todavia, não ultrapassaram os volumes fixados nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural.

Diante disto, a insuficiência da oferta de gás colocou em pauta a busca pelas melhores soluções de política energética para o atendimento adequado à totalidade da demanda nacional, tanto para as usinas térmicas com vistas à geração elétrica, quanto para os segmentos industrial, residencial, automotivo e outros.

Ademais, estes episódios contribuíram para reforçar a necessidade de se estabelecer claramente a ordem de prioridade de entrega de gás por classe de consumidores em situações de contingenciamento.

Neste âmbito, a Lei nº 11.909, promulgada em 04 de março de 2009, conhecida como Lei do Gás, disciplinou em seu Capítulo VII, Art. 50, a suspensão das obrigações de fornecimento de gás, em atividades da esfera de competência da União, e de prestação de serviço de transporte em situações caracterizadas como de contingência no suprimento de gás natural, em conformidade com diretrizes e políticas contidas em Plano de Contingência. Tal Plano, a ser ainda regulamentado pelo Poder Executivo em norma específica, deverá dispor sobre: I - medidas iniciais, quando couberem; II - medidas que mitiguem a redução na oferta de gás; III - consumos prioritários; e IV - distribuição de eventuais reduções na oferta de gás de forma isonômica, atendidos os consumos prioritários e respeitadas as restrições de logística (Art. 51, § 1º, Lei nº 11.909/09).

Assim é que no contexto de instabilidade da indústria de gás natural brasileira, de incertezas quanto ao fornecimento do gás natural boliviano, que, desde a nacionalização dos hidrocarbonetos neste país, ocorrida em maio de 2006, aumentaram a percepção de risco de suprimento e, também, dos riscos de vivenciar-se novamente uma crise energética no Brasil, é que alternativas foram avaliadas e postas em prática.

Deste modo, desde o final de 2006, está sendo implementado pela PETROBRAS o Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (PLANGÁS), composto por projetos em exploração e produção, processamento e transporte de gás natural na região Sudeste do país, com o objetivo de incrementar a oferta de gás, nesta região, de 15 MMm³/dia para 40 MMm³/dia ao longo de 2008 e, posteriormente, 55 MMm³/dia em 2010.

Não obstante a evolução recente na oferta e demanda de gás natural comentada anteriormente, desde o final de 2008 até o primeiro semestre de 2009, o mercado gasífero brasileiro apresenta retração, consequência dos efeitos da crise internacional no mercado de créditos, que teve início em meados de 2008, e se espalhou globalmente.

Esta crise, aliada ao período úmido (dezembro a abril), no qual o nível dos reservatórios hidrelétricos permanece alto e diminui a necessidade de despacho térmico, afetou o consumo nacional de gás natural, principalmente nos segmentos industrial e de geração elétrica.

De acordo com os dados estatísticos da Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), a venda de gás das distribuidoras para geração de energia elétrica e cogeração passou de 16,2 MMm³/dia em dezembro de 2008 para 5,9 MMm³/dia em abril de 2009, redução de cerca de 63,7%.

Já o consumo industrial, como efeito da crise internacional que atingiu o País, apresentou forte inflexão a partir de outubro de 2008, passando de 26,5 MMm³/dia

neste mês, para 19,3 MMm³/dia em abril de 2009, uma redução de 27,4% neste período.

Além disso, como visto, o forte reajuste de preços do gás natural praticado pela PETROBRAS para as concessionárias distribuidoras, também provocou impactos na demanda por gás natural, uma vez que este perdeu competitividade frente ao óleo combustível, por exemplo, seu principal substituto.

Refletindo a redução na demanda interna, a produção de campos não-associados de gás foi reduzida, bem como as importações de gás boliviano. Todavia, desde maio de 2009, o mercado de gás natural no Brasil começa a dar sinais de recuperação e as perspectivas, expressas no Plano de Negócios 2009 da PETROBRAS, é a de que o mercado não-termelétrico crescerá em média 6% a.a entre 2009 e 2013.

Assim é que, as condições de demanda reprimida e restrições na oferta que vigoraram no decorrer de 2005 até meados de 2008, tanto em virtude dos limites de produção, quanto dos limites de infra-estrutura de transporte existente, estimularam as iniciativas de aumento da produção nacional, os investimentos em infra-estrutura de transporte e a flexibilização da oferta, com a construção dos projetos de GNL no País.

Estas condições continuam a ditar, em certa medida, os investimentos em capacidade de transporte e maior segurança do suprimento, com o objetivo de diminuir os gargalos existentes na malha dutoviária e evitar os riscos de falta de energia que já fizeram parte do cenário nacional.

Em suma, em virtude da grande dependência do gás boliviano (de cerca de 50%) e a instabilidade político-institucional deste País, somada ao crescimento do mercado brasileiro de gás natural, tornou-se premente recorrer a alternativas confiáveis de suprimento para o atendimento da demanda nacional. Assim, além do incremento da oferta doméstica, a importação de GNL assumiu importante papel na busca da garantia do fornecimento continuado de gás natural no Brasil.

IV. A ENTRADA DE GNL NO BRASIL

Algumas das principais mudanças observadas nos últimos anos na indústria de gás natural no Brasil e no mundo dizem respeito ao aumento da penetração do gás na matriz energética de diferentes países e a opção cada vez mais utilizada de comercialização via Gás Natural Liquefeito (GNL).

No contexto de restrições à oferta de gás natural no mercado brasileiro, além da política de aumento da produção nacional, foram construídos dois terminais de regaseificação para viabilizar a importação de GNL, o qual tem se configurado como uma importante opção para aumentar a confiabilidade no suprimento de gás natural no Brasil.

A primeira iniciativa para assegurar a implementação plena das atividades concernentes ao GNL e superação de possíveis problemas com sua execução foi a edição pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) da Resolução nº 04, de 24 de novembro de 2006, a qual estabeleceu diretrizes para a implementação de Projetos de importação de GNL, de modo a *“garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de Gás Natural”*.

Com base neste ato administrativo e em seu Plano de Negócios 2007-2011, a PETROBRAS apresentou dois projetos de terminais de importação de GNL, um em Pecém/CE e outro na Baía de Guanabara/RJ, com capacidade para regaseificar, respectivamente, 7,0 MMm³/dia e 14,0 MMm³/dia, a fim de se ampliar a segurança do abastecimento energético nacional.

A proprietária de todos os ativos que compreendem estes projetos é a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), subsidiária integral da Petrobras Gás S.A. (GASPETRO), e a empresa carregadora é a PETROBRAS, sendo responsável pela aquisição de GNL no mercado internacional e pelo afretamento dos navios cisterna junto à empresa Golar LNG Ltd. A Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO), por sua vez, prestará serviços de operação e manutenção à TAG, mediante a assinatura de um Contrato de O&M com esta transportadora.

A TAG, então, solicitou, à ANP, autorização para a construção das instalações integrantes dos referidos projetos. Esta Agência, após a análise da documentação requerida, outorgou as Autorizações nºs 464 e 465, de 18 de dezembro de 2007. A primeira delas refere-se à construção do Gasoduto Porto de Pecém – GASFOR e à desmontagem dos sete Braços de Carregamento de derivados líquidos no Píer 2 do Porto de Pecém, ativos integrantes do Projeto de GNL em Pecém. A segunda, por seu turno, diz respeito à construção do Gasoduto Píer de GNL – Campos Elíseos para a movimentação de gás natural entre o píer de GNL a ser instalado na Baía de Guanabara e a Estação de Campos Elíseos, esta última localizada no município de Duque de Caxias/RJ.

De forma resumida, pode-se dizer que o Projeto de GNL em Pecém compreende a instalação (i) das facilidades para recebimento de GNL, regaseificação e escoamento de gás natural no Píer 2 do Porto de Pecém; e (ii) do gasoduto que interliga este terminal de GNL à malha de gasodutos de transporte existente – Gasoduto Guamaré - Pecém (GASFOR). Este gasoduto destina-se exclusivamente ao escoamento do gás natural proveniente do terminal de GNL de Pecém, possuindo 20 polegadas de diâmetro e 19,1 km de extensão, com pressão máxima de 100 kgf/cm².

Este terminal recebeu a primeira Autorização Temporária de Operação, expedida pela ANP, em 07 de janeiro de 2009, relativa ao comissionamento de gás natural do Braço nº 7, de transferência de gás natural regaseificado para injeção na malha de dutos, e do GASFOR. Posteriormente, foram emitidas novas autorizações temporárias de operação para comissionamento dos demais braços e instalações do Píer.

Já o Projeto de GNL da Baía de Guanabara abrange a instalação (i) dos equipamentos para recebimento de GNL, regaseificação e escoamento de gás natural no Píer de GNL da Baía de Guanabara; e (ii) do gasoduto que interliga este terminal de GNL à Estação de Campos Elíseos. Este gasoduto destina-se exclusivamente ao escoamento de gás natural proveniente deste Píer, possuindo 28 polegadas de diâmetro e 16 km de extensão, com pressão máxima de 100 kgf/cm².

Em 10 de março de 2009, a ANP expediu a primeira Autorização Temporária de Operação para comissionamento dos braços de transferência de GNL do Terminal da Baía de Guanabara e, posteriormente, emitiu a Autorização Temporária de Operação para comissionamento dos demais braços e instalações do Píer.

O histórico das autorizações de construção e operação outorgadas pela ANP é objeto da Seção IV.2.

No que diz respeito aos procedimentos internos à ANP para o acompanhamento destes dois projetos, a Portaria ANP nº 217, de 30 de novembro de 2007, instituiu um grupo de trabalho (GT) composto por técnicos desta Agência com vistas à análise e emissão de pareceres e documentos complementares relativos aos projetos, embasando, desta forma, as decisões da Diretoria Colegiada da ANP quanto às outorgas das autorizações de construção e de operação.

Por fim, importa lembrar que, apesar do ineditismo característico destes projetos, a primeira experiência brasileira com a comercialização de GNL ocorreu em 2005, com a implementação do Projeto Gemini, desenvolvido pelas empresas White Martins Gases

Industriais Ltda., PETROBRAS e GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda.

No Projeto Gemini, cabe à PETROBRAS o fornecimento do gás natural, à White Martins a operação da Unidade de Liquefação, de sua propriedade, e à GNL Gemini as atividades de distribuição e comercialização de GNL.

Tal projeto consiste na produção de gás natural liquefeito em uma planta de liquefação situada no município de Paulínia/SP, com capacidade de 380 mil m³/dia, e na sua posterior distribuição e comercialização em regiões cujas redes de distribuição de gás canalizado são pouco desenvolvidas ou inexistentes. Este empreendimento atende clientes localizados no Distrito Federal e nos Estados de São Paulo, Minas Gerais, Goiás e Paraná e visa principalmente o mercado de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), caracterizado por contratos de curto prazo e pela ausência de fidelidade aos fornecedores (ANP, 2005).

IV.1 - Aderência Regulatória

Concernente às normas legais que embasaram os procedimentos para a entrada de GNL no Brasil, deve-se mencionar, além da Portaria ANP nº 170/98 que será mais adiante discutida, a Resolução ANP nº 27/05, a qual regulamenta o uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural, mediante remuneração adequada ao Transportador.

De acordo com esta norma, toda capacidade disponível de transporte para a contratação de Serviço de Transporte Firme (STF) em Instalações de Transporte será ofertada e alocada segundo os procedimentos de Concurso Público de Alocação de capacidade (CPAC). O Art. 7º da Resolução ANP nº 27/05 assim dispõe:

“Art. 7º. (...)

§1º A Capacidade de Transporte em projetos que não entraram em operação será objeto de realização de CPAC, com exceção dos projetos em processo de licenciamento ambiental ou de declaração de utilidade pública na data da publicação desta Resolução.

§ 2º O Transportador submeterá à aprovação da ANP, no prazo de 30 (trinta) dias anteriores à divulgação, o regulamento do CPAC, que detalhará os procedimentos de oferta e alocação de capacidade para STF.

Parágrafo único. O Transportador deverá elaborar, e enviar à ANP no prazo de 60 (sessenta) dias antes de sua aplicação, os modelos de contrato previstos no caput desse artigo.”

Deste modo, as instalações de GNL estariam sujeitas ao referido procedimento público para oferta e alocação de capacidade firme de transporte de gás natural. No entanto, tendo em vista a projeção de níveis elevados de risco para o sistema elétrico brasileiro no horizonte de análise de até 3 (três) anos e, conseqüentemente, a priorização do atendimento termelétrico, foi editada a Resolução CNPE nº 04/06, conforme comentado anteriormente.

Esta Resolução, em seu Art. 1º, declarou *“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 infraestrutura 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.” (grifos nossos)

Diante, portanto, da necessidade de flexibilizar a oferta e garantir o suprimento de gás natural às termelétricas, em virtude do risco de déficit de energia da ordem de 20% (bem acima do patamar de 5% considerado aceitável pelo ONS), a urgência de se iniciar a implantação dos Projetos de GNL foi considerada decisiva para a não-realização de CPAC neste caso.

Outro aspecto importante a destacar refere-se à obrigatoriedade de acesso aos dutos de transporte e terminais marítimos existentes ou a serem construídos, estabelecido pelo Art. 58 da Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo). Esta permissão de acesso, mediante remuneração adequada ao titular das instalações, não será aplicável às instalações de GNL, uma vez que a Lei nº 11.909/09 (Lei do Gás) a desobrigou.

A Lei do Gás alterou o Art. 58 da Lei do Petróleo da seguinte forma:

“Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável.” (grifos nossos)

E, ainda, o Art. 45 da Lei do Gás assim determina:

“Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.” (grifos nossos)

Por fim, merece registro que o CPAC será substituído pela Chamada Pública: *“procedimento, com garantia de acesso a todos os interessados, que tem por finalidade a contratação de capacidade de transporte em dutos existentes, a serem construídos ou ampliados”* (Lei nº 11.909/09, Art. 2º, VII).

A Chamada Pública para contratação de capacidade de transporte visa identificar os potenciais carregadores e dimensionar a demanda efetiva e precederá a outorga de autorização ou a licitação para a concessão da atividade de transporte.

Esta Chamada, a exemplo do CPAC, também será promovida pela ANP, conforme diretrizes do MME (Lei nº 11.909/09, Art. 6º) e, além disto, ao final de seu processo, serão assinados termos de compromisso entre a ANP e os carregadores para a compra da capacidade solicitada (Lei nº 11.909/09, Art. 5º, §3º).

Tal dispositivo, contudo, não se aplicará às instalações de GNL, pois, como supramencionado, estas não estão sujeitas ao livre acesso.

IV.2 - Importações de GNL: Histórico das Autorizações na ANP

Em meados da década de 90, foram realizados os primeiros estudos para a implantação de projetos visando à importação de GNL. Estas primeiras avaliações, conduzidas pela PETROBRAS e pela Shell Brasil, estavam associadas ao suprimento de gás natural para a região nordeste, com foco no atendimento da demanda proveniente de novos projetos de geração termelétrica a gás.

Em novembro de 1998, as duas empresas firmaram um acordo com o propósito de avaliar técnica e economicamente a implantação de um terminal para recebimento de GNL no Porto de Suape/PE, com previsão de início da operação no ano de 2004.

Com a justificativa de viabilizar o andamento das negociações com o fornecedor do produto, a PETROBRAS e a Shell Brasil solicitaram à ANP, nos termos da Portaria nº 43, de 15 de abril de 1998, a outorga de autorizações, para ambas as empresas, visando ao exercício da atividade de importação de GNL, com origem na Nigéria. As duas solicitações somadas totalizavam o volume de até 7,6 milhões de m³/dia de gás natural, ou até 2,0 milhões de toneladas/ano de GNL.

Neste sentido, a ANP concedeu à PETROBRAS e à Shell Brasil, respectivamente, as Autorizações nº 32 e 33, de 26/03/1999, publicadas no Diário Oficial da União (DOU) de 29/03/1999. Todavia, em virtude da desistência das empresas na implantação do terminal de GNL de Suape/PE, estas Autorizações tiveram o prazo de validade expirado após um ano de vigência, não havendo pedidos de renovação das mesmas por parte das empresas interessadas.

Somente em janeiro de 2008, foram retomadas as tratativas junto ao órgão regulador para dar início à atividade de importação de GNL no País. Tal iniciativa coube à PETROBRAS, mediante a apresentação à ANP, do requerimento com a solicitação de autorização para importar até 33.300 m³/dia de GNL, ou 20 milhões m³/dia de gás natural, a ser adquirido no mercado “spot”, sem um fornecedor previamente definido, o qual poderá variar de uma carga de produto para outra.

Em julho de 2008, após o envio da documentação necessária para o atendimento da regulamentação vigente, a PETROBRAS foi autorizada pela ANP a exercer a atividade de importação de GNL, nos termos da Portaria nº 43/1998. De acordo com a Autorização nº 257, de 08/07/2008, publicada no DOU de 09/07/2008, o GNL será adquirido pela PETROBRAS no mercado “spot” e terá como finalidade o atendimento da demanda para geração termelétrica e, eventualmente, do suprimento das distribuidoras de gás canalizado. O GNL será transportado por meio de navios metaneiros até os locais de entrega nos Terminais Marítimos da Baía de Guanabara/RJ e do Porto de Pecém/CE, onde ocorrerá a sua regaseificação em estações móveis e flexíveis instaladas em navios de transporte de GNL devidamente adaptados para esta finalidade.

Vale ressaltar que a Portaria nº 43/1998 não estabeleceu tratamento diferenciado entre a importação de gás natural por gasoduto e a importação de GNL. Desta forma, alguns dos requisitos estabelecidos neste regulamento estão defasados com relação ao mercado de GNL, sobretudo no que se refere à tendência mundial de crescimento da relevância do mercado “spot” para a aquisição do produto.

Assim, foi acordado entre os representantes da ANP e da PETROBRAS que, para atendimento do Art. 3º, §1º, da Portaria ANP nº 43/98, seriam apresentados a esta Agência os “Master Sales Agreements” (MSA) assinados com os potenciais fornecedores do GNL, em substituição aos Contratos de Compra e Venda de gás natural exigidos pelo regulamento em tela, os quais não são compatíveis com a forma de contratação no mercado “spot” de GNL.

O MSA representa um tipo de pré-contrato, não vinculante, onde se estabelecem as cláusulas não comerciais da compra e venda de GNL. No ato de fechamento de um negócio “spot”, as partes assinam um “*Confirmation Memorandum*” (CM), contendo os termos e condições comerciais específicas daquela negociação, constituindo o par MSA / CM um contrato vinculante.

Por esta razão, e tendo em vista que a ANP era, também, o órgão responsável pela anuência das licenças de importação de gás natural no Sistema Integrado de Comércio Exterior – SISCOMEX, esta Agência poderá solicitar a apresentação do “*Confirmation Memorandum*”, ou de outros documentos e informações, sempre que houver questionamentos sobre os dados declarados nas licenças de importação de GNL, previamente ao seu deferimento pela ANP, resguardado o caráter confidencial das cláusulas de cunho comercial apresentadas a este órgão regulador.

Foi com base nestas premissas que se procedeu à outorga da Autorização nº 257, de 08/07/2008, publicada no DOU de 09/07/2008. Para tanto, a PETROBRAS apresentou à ANP a cópia do modelo de MSA a ser celebrado com os seus potenciais fornecedores, para a contratação no mercado “spot” de GNL, bem como a cópia autenticada do MSA celebrado com a Total Gas & Power Limited, datado de 19 de outubro de 2007, e intitulado “*Master Sale and Purchase Agreement for Spot LNG*”. Foi acordado entre os representantes da ANP e da PETROBRAS que, para a outorga desta Autorização, não seriam exigidos os instrumentos contratuais celebrados com todos os potenciais fornecedores, porém, estes documentos poderão ser solicitados a qualquer tempo pela ANP.

Além disto, para a outorga da Autorização, a PETROBRAS atestou que o GNL a ser importado atenderia as especificações técnicas contidas na Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008, da Superintendência de Biocombustíveis e de Qualidade de Produtos.

A Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) iniciou a importação de GNL no mês de novembro de 2008, com a chegada do primeiro navio metaneiro no Terminal de Pecém/CE, conforme mostra o Quadro IV.1 e a Figura IV.1. Os dados foram coletados a partir dos relatórios mensais de atividade, enviados pela PETROBRAS nos termos do Art. 6º da Portaria nº 43/1998.

Todas as cargas importadas de GNL até a presente data foram procedentes de Trinidad & Tobago. A ANP concedeu a anuência prévia para cada uma destas cargas mediante o deferimento das respectivas Licenças de Importação no Sistema Integrado de Comércio Exterior – SISCOMEX.

No Quadro IV.1, a coluna “*Boil-off*” corresponde à perda da carga do navio nas etapas de transporte, transbordo e armazenamento. De acordo com os dados fornecidos pela PETROBRAS, as perdas médias são de 0,2% ao dia na viagem do navio metaneiro, de até 1,5% ao dia no transbordo e de 0,15% ao dia durante o armazenamento (navio ancorado). O “*Boil-off*” da carga de GNL importada no mês de novembro/08 foi de cerca de 24% do total importado, devido ao longo tempo de espera do navio no Terminal de Pecém/CE.

Quadro IV.1 - Quantidades de Gás Natural Importado via GNL pela PETROBRAS (Fonte: ANP/ PETROBRAS).

	País de Origem	Destino	Volume medido (m³ GNL)	Volume equivalente (m³ Gás)	Energia Disponível (MMBTU)	Boil-Off Consumido (MMBTU)
nov/08	Trinidad e Tobago	Pecém/CE	57.872,10	34.723.262,40	1.278.717,00	395.558,00
dez/08	-		-	-	-	-

jan/09	-		-	-	-	-
fev/09	-		-	-	-	-
mar/09	Trinidad e Tobago	Baía de Guanabara/RJ	52.000,00	31.200.000,00	1.172.315,00	-
abr/09	Trinidad e Tobago	Pecém/CE	50.538,46	30.323.078,40	1.140.155,00	279.611,00*
mai/09	-		-	-	-	-

Nota: * De acordo com a PETROBRAS, o "Boil-off" consumido em março/09, desde a saída do navio de Trinidad e Tobago, foi lançado na última descarga deste navio em Pecém/CE, no mês de abril/09.

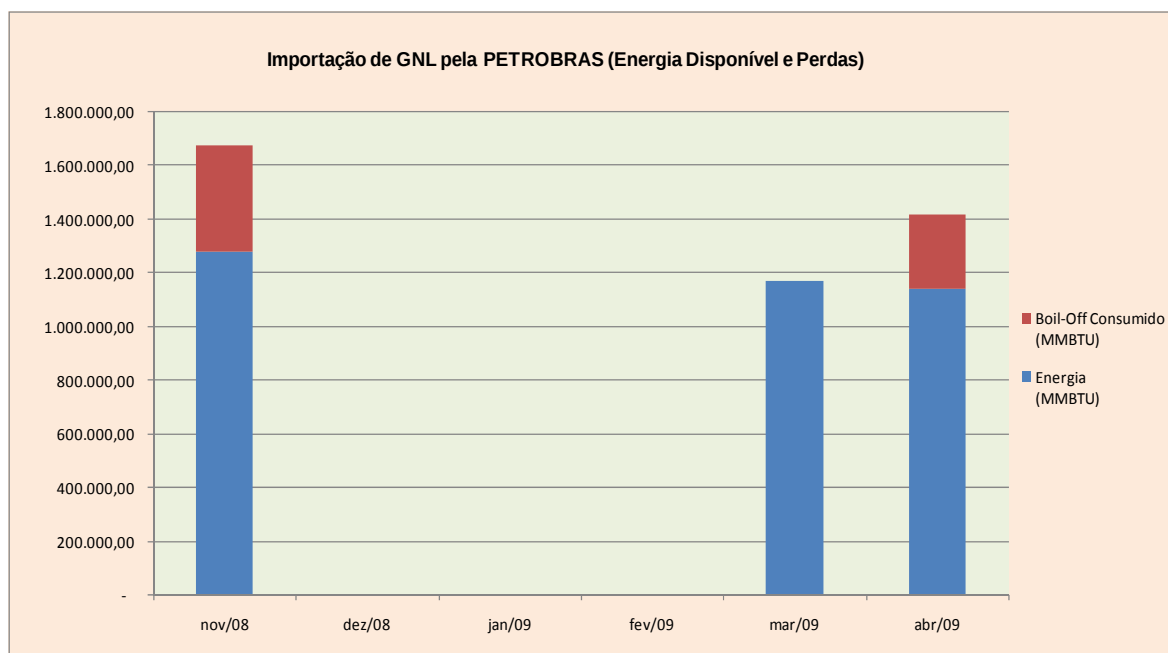


Figura IV.1. Evolução da Importação de GNL no Brasil: Nov/08 – Abril/09 (Fonte: ANP/PETROBRAS).

Por fim, cabe ressaltar que a Lei nº 11.909/09, transferiu para o MME a atribuição de outorgar as autorizações para o exercício das atividades de importação e exportação de gás natural. O MME observará as diretrizes estabelecidas pelo CNPE.

A ANP aguarda a publicação do Decreto que regulamentará a referida Lei, para uma definição de suas novas responsabilidades neste elo da cadeia do gás natural. Supõe-se que a ANP passe a instruir os processos de requerimento de autorização ao MME, cabendo-lhe ainda a fiscalização, o acompanhamento e a prática de todos os atos acessórios necessários à regulação desta atividade.

V. PANORAMA ATUAL DO MERCADO MUNDIAL DE GNL

O mercado internacional de GNL se caracteriza como predominantemente regional, ou seja, os países exportadores se dedicam ao atendimento dos países importadores mais próximos, apesar das recentes reduções de custos relacionados a esta modalidade de transporte, conforme mencionado anteriormente.

Inicialmente, a maior procura por GNL nos EUA, bem como no Reino Unido beneficiaram os produtores da África Ocidental e do Caribe, mas logo se percebeu que

o incremento da demanda na Bacia do Atlântico superior à oferta dos produtores locais deveria ser suprido por projetos externos em especial aqueles verificados na região do Oriente Médio, destacando-se o Qatar (HUITRIC, 2007). Em grande medida, questões de custo relativas à entrega de GNL a longas distâncias perderam parte de sua relevância com a recente introdução de maiores *trains* e navios transportadores, permitindo este movimento (HUITRIC, 2007).

Entre 2000 e 2005, todos os projetos implementados no Oriente Médio tiveram como objetivo o atendimento do mercado da Bacia do Atlântico (HUITRIC, 2007). Por sua posição estratégica, o Oriente Médio tornou-se o *swing supplier*⁸ ideal no atual panorama do mercado, com destaque para o Qatar, podendo entregar GNL tanto à oeste, quanto à leste do Canal de Suez. Persistem, porém, restrições de cunho técnico referentes às diferentes especificações do GNL a serem entregues e às capacidades dos terminais de regaseificação de suportar navios transportadores maiores (HUITRIC, 2007). Contudo, recentemente vem sendo desenvolvidos mecanismos com o intuito de se obterem soluções técnicas para estes problemas iniciais.

Como reflexo do aumento das vendas para os mercados da Bacia do Atlântico, as transações de curto prazo passaram a ter uma participação consideravelmente maior nas vendas de GNL ao longo dos últimos anos.

A Tabela V.1 apresenta os volumes efetivamente transacionados entre as regiões exportadoras e importadoras no ano de 2008, medidos em bilhões de metros cúbicos. Como pode ser visto, a região da Ásia Pacífico permanece demandando mais da metade do volume de GNL movimentado, ao passo que a Europa ocupa a segunda posição, com a Espanha e a França representando aproximadamente 3/4 desta demanda, sendo o México responsável pelo volume restante. Já a América do Norte, representada predominantemente pelo volume demandado pelos EUA (73,4%), respondeu por 6,0% da demanda mundial de GNL em 2008. No atual contexto, a demanda da América do Sul e Central (Argentina, República Dominicana e Porto Rico) revela-se apenas marginal, representando menos de 0,7% da demanda global. Merece destaque a entrada da Argentina no quadro dos países importadores com a entrada em operação do terminal de GNL de Baía Blanca.

Tabela V.1 – Importações e Exportações de GNL por Região, no ano de 2008, em bilhões de metros cúbicos (BP, 2009).

Regiões Importadoras	Regiões Exportadoras						Total das Importações
	América do Norte	América do Sul e Central	Oriente Médio	Europa	África	Ásia Pacífico	
América do Norte	-	13,38	-	0,52	10,09	-	23,99
América do Sul e Central	-	1,10	-	-	-	-	1,10
Europa	-	2,67	0,14	7,59	42,94	-	53,34
Ásia Pacífico	1,18	1,00	-	50,09	8,59	87,12	147,98
Total das Exportações	1,18	18,15	0,14	58,20	61,62	87,12	226,41

⁸ Os países denominados “*swing suppliers*” são aqueles aptos a abastecer distintos mercados, com diferentes modalidades contratuais, sendo capazes de realizar arbitragens internacionais de preços e de atender demandas imprevistas, beneficiando-se, assim, do aumento recente na volatilidade dos preços do GNL.

A partir dos resultados apresentados, nota-se que a região da Ásia Pacífico figura, ainda, como a maior exportadora de GNL, reforçando o caráter regional deste mercado. Em segundo e terceiro lugares, encontram-se, respectivamente, a África, para o atendimento da demanda européia, especialmente por parte da Espanha e da França, e o Oriente Médio, para o atendimento aos contratos de fornecimento firmados com o Japão e a Coreia do Sul. As exportações realizadas pelas Américas do Sul e Central são realizadas exclusivamente por Trinidad & Tobago, com destino, sobretudo, aos mercados norte-americano e espanhol. Já os negócios entre a América do Norte e a Ásia referem-se às exportações da Península do Kenai, no Alaska, para o Japão, as quais tiveram seu início em 1969.

A distribuição da demanda atual e futura por GNL encontra-se na Tabela V.2 abaixo, que apresenta o *status* dos terminais de regaseificação classificados em: operacionais, em construção e em estágio de aprovação. De acordo com os dados apresentados, verifica-se que, atualmente, encontram-se em operação 64 terminais de regaseificação em 22 países. Japão, Estados Unidos, Espanha e Coreia do Sul detêm aproximadamente 67,0% das instalações. Considerando as instalações em operação e em construção no mundo, pode-se chegar 83 terminais de regaseificação de GNL em um horizonte próximo.

Tabela V.2 – Localização e Situação Atual das Instalações de Regaseificação (ZEUS, 2009a)

País	Status das Plantas de Regaseificação			Total	País	Status das Plantas de Regaseificação			Total
	Operacional	Em Construção	Planejada			Operacional	Em Construção	Planejada	
Japão	26	3	2	31	Portugal	1			1
Estados Unidos	8	2	35	45	República Dominicana	1			1
Espanha	5	2	1	8	Tailândia		1		1
Coreia do Sul	4		0	4	Filipinas			3	3
Reino Unido	3	1	4	8	Holanda			3	3
Itália	2	0	11	13	Indonésia			2	2
Índia	2	1	7	10	Paquistão			2	2
França	2	1	2	5	Suécia			2	2
México	2		6	8	Alemanha			1	1
BRASIL	2		1	3	África do Sul			1	1
Turquia	2			2	Bahamas			1	1
China	1	2	15	18	Chipre			1	1
Formosa	1	1		2	Croácia			1	1
Chile	1	1		2	El Salvador			1	1
Canadá	1		6	7	Emirados Árabes			1	1
Argentina	1			1	Irlanda			1	1
Bélgica	1			1	Jamaica			1	1
Grécia	1			1	Nova Zelândia			1	1
Kuaitê	1			1	Polónia			1	1
Porto Rico	1			1	Singapura			1	1
					TOTAL	64	19	45	198

Nota: Os projetos de instalações de regaseificação de GNL no Brasil serão objeto de uma seção própria (Capítulo VII) neste estudo.

Merece destaque, ainda, a quantidade de projetos de terminais em construção e aprovados na China e nos Estados Unidos, independentemente de suas capacidades nominais, o que revela a intenção de ambos os países de diversificar suas fontes energéticas, principalmente por questões de segurança do abastecimento.

É importante notar que a maioria das novas instalações de regaseificação – em construção e planejadas – se localizam na Bacia do Atlântico (excluída a Europa Continental), totalizando 56 projetos situados no Brasil, Jamaica, México, Estados Unidos, Canadá e Reino Unido, elevando, assim, o número total para 72 instalações nestes países.

O incremento do número de terminais de regaseificação na Bacia do Atlântico traz consigo uma tendência ainda maior de flexibilização do mercado mundial de GNL, aumentando com isso sua liquidez e favorecendo, dessa forma, a realização de negócios com prazos cada vez menores (mercado *spot* e contratos com prazos

máximos de até cinco anos), tais como os observados, principalmente, nos EUA e no Reino Unido.

É importante notar que Índia e China encontram-se em processo de ampliação imediata de sua capacidade de importação, aumentando ainda mais a participação da região da Ásia Pacífico no mercado consumidor de GNL. Ambos os países podem ser considerados grandes mercados potenciais, com destaque para a China que, seguida pelos Estados Unidos, é um dos países com o maior número de projetos de terminais de regaseificação em construção e aprovados, como destacado anteriormente.

Em resposta ao incremento da demanda, percebe-se também, pelo lado da oferta, um crescimento no número de plantas de liquefação de gás natural atualmente em construção e em planejamento. A Tabela V.3 apresenta a localização das atuais plantas em operação (e eventuais ampliações de capacidade), das plantas em construção e de projetos planejados no mundo.

Com base nos valores apresentados, considerando que todos os projetos em planejamento sejam levados a cabo, e somados às plantas já em construção, o número de unidades de liquefação (*trains*) tenderá a dobrar no mundo em um horizonte de médio prazo (o ano de 2015), passando das atuais 88 para 178 instalações. No curto prazo pode-se afirmar que dois novos países passarão em breve ao grupo restrito de países exportadores, quais sejam, Yemen e Angola. Já os países que pretendem ingressar neste mercado, como exportadores, são: Irã, Papua Nova Guiné, Venezuela, Canadá, Maurítânia, Peru e Turquia.

Uma informação relevante diz respeito ao número de projetos de ampliação de capacidade em curso ou planejada pelos maiores exportadores atuais de GNL: Qatar, Indonésia, Argélia, Malásia, Nigéria, Trinidad & Tobago, Austrália e Egito, países que juntos foram responsáveis, em 2008, por cerca de 83,9% das exportações mundiais. Em especial, merece destaque o esforço de ampliação de capacidade dos três países localizados no continente africano (Argélia, Nigéria e Egito) e do Qatar, que possuem a considerável vantagem competitiva de poderem atender as distintas demandas dos maiores mercados existentes: Ásia Pacífico, Europa e a Bacia do Atlântico. Estes recentes movimentos, somados aos anteriormente mencionados, atinentes à demanda, reforçam a tendência de aumento da flexibilização do mercado de GNL e de uma eventual convergência no processo de formação de preços.

Tabela V.3 – Localização e Situação Atual das Instalações de Liquefação (ZEUS, 2009b)

País	Status das Plantas de Liquefação ^a			Total	País	Status das Plantas de Liquefação ^a			Total
	Operacional	Em Construção	Planejada			Operacional	Em Construção	Planejada	
Indonésia	13	1	5	19	Guiné Equatorial	1		1	2
Qatar	11	4		15	Noruega	1		1	2
Malásia	8		1	9	Estados Unidos	1		1	2
Austrália	6	1	27	34	Brasil			1	1
Brunei	5			5	Yemen		2		2
Trinidad e Tobago	4		2	6	Angola		1	1	2
Egito	3		3	6	Irã			9	9
Abu Dhabi	3		2	5	Papua Nova Guiné			4	4
Libia	3			3	Venezuela			2	2
Omã	3			3	Canadá			1	1
Argeria	18	2	1	21	Mauritania			1	1
Rússia	2		3	5	Peru			1	1
Nigéria	6		11	17	Turquia			1	1
					TOTAL	88	11	79	178

^a Módulos independentes de produção de GNL (*trains*)

Curiosamente, o único país que figura, atualmente, tanto na lista de países importadores, quanto na de países exportadores é o Estados Unidos, que possui esta característica em função dos antigos compromissos contratuais de fornecimento ao Japão e devido à sua grande dispersão territorial.

Para concluir a presente seção, a Figura V.1 apresenta os maiores fluxos atuais de gás natural no mundo, tanto por meio de dutos de transporte, quanto por GNL. No atual contexto, os países situados no Oriente Médio e na África, em consequência de sua privilegiada condição geográfica, aparentam ser os únicos capazes de atender, simultaneamente, às demandas das duas principais bacias, ora atendendo a contratos de longo prazo firmados com os consumidores na Bacia do Pacífico, ora atendendo ao recém redescoberto mercado da Bacia do Atlântico, no qual predominam as modalidades de negociação à vista e de curto prazo.

Em termos de sua localização, o Brasil encontra-se, predominantemente, inserido na área de influência dos mercados norte-americano e europeu, compartilhando, assim, das mesmas opções de fornecimento, em especial da produção advinda da África Ocidental (Nigéria e Argélia) e de Trinidad & Tobago.

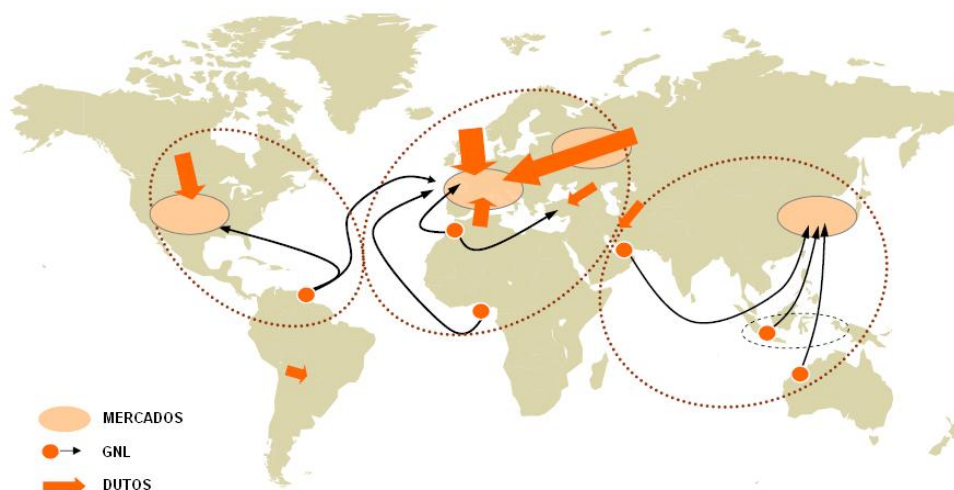


Figura V.1 – Maiores Fluxos de Gás Natural no Mundo (BG GROUP, 2007).

VI. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Conforme apresentado no Capítulo I, como parte do aprendizado do Grupo Técnico, formado por membros da ANP, foram realizadas missões internacionais aos Estados Unidos, Reino Unido e Espanha, que incluíram visitas a órgãos governamentais, plantas de GNL, projetistas e instituições normativas. O detalhamento destas visitas está apresentado nos itens a seguir.

VI.1 – Estados Unidos

Nos EUA, os projetos de GNL estão submetidos a diversas leis e regulamentações que são administradas pela *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC, pela *US Coast Guard* – USGC (Guarda Costeira Americana), pelo *US Army Corps of Engineers* e pelos estados norte-americanos. A Lei de Política Energética de 2005 (*Energy Policy Act of 2005*) estabeleceu a FERC como autoridade para a locação de Terminais de GNL.

É importante ressaltar que, mesmo após a aprovação do projeto pela FERC, é necessário ainda que o agente econômico obtenha anuências de outras instituições estaduais para construir e operar suas instalações observando, por exemplo, as Leis de Ar e Águas Limpas (*Clean Air Act* e *Clear Water Act*), cuja observância cabe à *Environmental Protection Agency* – EPA, a Agência Ambiental Norte-Americana. Para as instalações de GNL, destaca-se a divisão de atribuições entre seus entes reguladores de acordo com a localização do terminal. Se projetado ou construído em

costa (*Shore-Side LNG Terminals*), cabe à FERC a atuação como líder regulador, enquanto que, quando planejado em alto mar (*LNG Deepwater Ports – DWPs*), essa função cabe à USCG. A autoridade da USCG para terminais em águas profundas foi estabelecida pelo *Deepwater Port Act*, de 1974, pelo *Deepwater Port Modernization Act*, de 1996 e pelo *Maritime Transportation Security Act (MTSA)* de 2002.

Ambos os órgãos, FERC e USGC, possuem atribuições semelhantes às de órgãos públicos ambientais brasileiros, sendo responsáveis pela emissão de permissões e licenças ambientais. A FERC e a USCG articulam-se entre si e o *Department of Transportation – DOT*, órgão que possui, dentre outras atribuições, a regulação da malha dutoviária dos EUA (inclusive aquela relacionada com as instalações de GNL), atua com o objetivo de garantir a segurança das instalações. Essas instituições públicas acompanham as etapas de construção dos terminais de GNL. A Figura VI.1, a seguir, apresenta, de forma esquemática, a divisão de atribuições entre os principais entes federais na regulação das instalações de GNL.

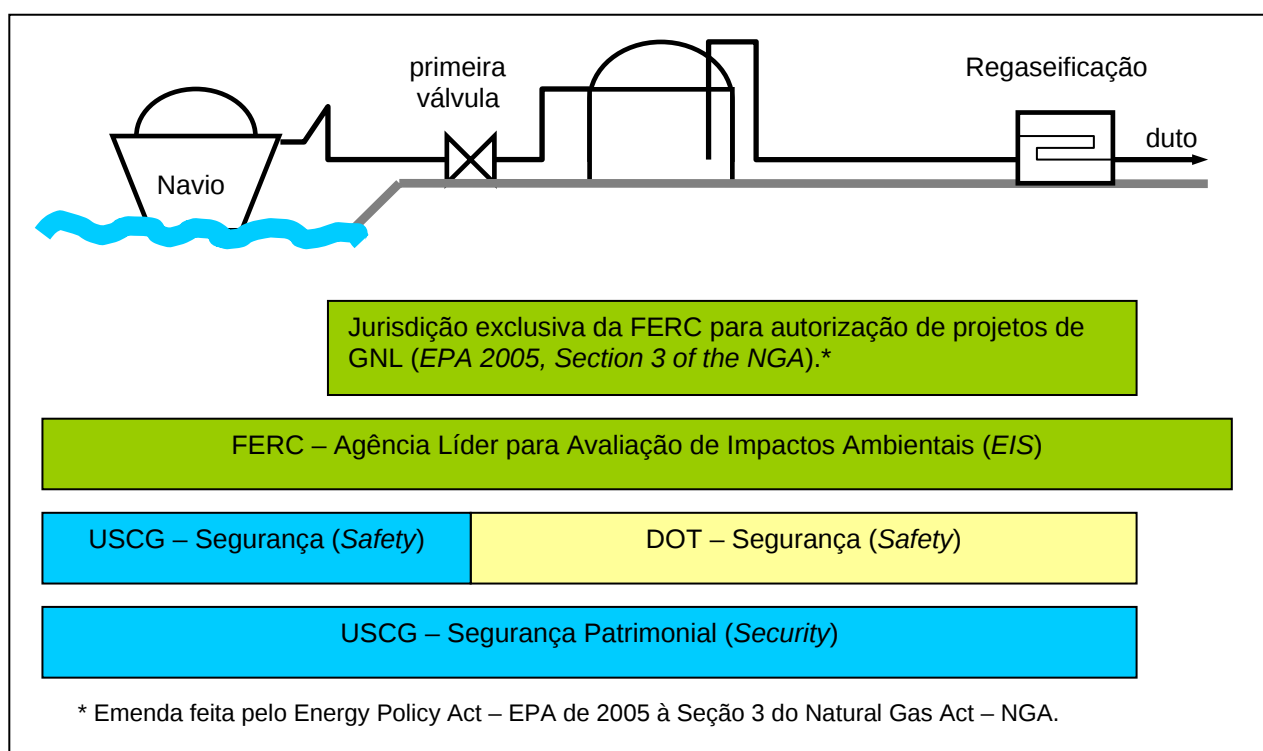


Figura VI.1 – Jurisdição da FERC, USCG e DOT para instalações de GNL (Fonte: ANP, Gás Natural).

Vale destacar, conforme demonstra a Figura acima, que a FERC concentra seus esforços em toda a cadeia sob sua jurisdição para garantir a adequação ambiental do projeto (*Environmental Impact Statement*). A USCG, por sua vez, é responsável pela segurança patrimonial (*security*, que envolve, por exemplo, procedimentos para prevenção de atos terroristas) tanto de terminais *offshore* como de terminais costeiros. A Figura VI.2 a seguir apresenta os principais projetos de terminais de GNL existentes nos EUA e aprovados pela FERC em sua jurisdição costeira, enquanto que a Tabela VI.1 elenca suas principais características.



Figura VI.2 – Principais projetos de terminais de GNL existentes nos EUA e aprovados pela FERC, em operação ou em implementação (Fonte: FERC).

Tabela VI.1 – Principais projetos de GNL nos EUA (Adaptado de GDF SUEZ; FERC; ENERGY CURRENT; EL PASO; DOE, 2008; ECOELETRICA; CHENIERE, 2008; PANHANDLE).

Terminal	Localidade (UF)	Ano de construção / operação	Capacidades	
			Tancagem (milhões de m³)	Regaseificação
Distrigas of Massachusetts LLC.	Everett (MA)	1971	96,28	28,32 milhões de m³/d
Dominion Cove Point LNG	Calvert County, (MD)	1972	413,4	22,65 milhões de m³/d
Elba Island LNG da El Paso	Elba Island (GA)	1972	201 ^(a)	33,98 milhões de m³/d ^(a)
Kenai LNG Export Terminal	Cook Inlet Basin Area (AK)	1976	Não informado	2,778 bilhões de m³ entre 01/04/2009 e 31/03/2011 ^(b)
Guayanilla Bay LNG	Guayanilla Bay, Peñuelas, (PR)	1996-2000 ^(c)	96	Co-geração elétrica de 461 megawatt
Free Port LNG ^(d)	Quintana Island (TX)	2008	189,7 ^(d)	42,47 milhões de m³/d ^(d)
Sabine Pass ^(d)	Cameron Parish (LA)	2008 ^(d)	286 ^(d)	39,6 milhões de m³/d ^(d)
Trunkline LNG Company, LLC	Lake Charles (LA)	1977	254,8	50,97 bilhões de ft³/d

^(a) Capacidades no final do projeto de expansão denominado Elba III Project, em curso;

^(b) Volume de exportação de gás autorizado pelo Department of Energy – DOE;

^(c) Em 1996, a FERC autorizou a construção do terminal e, em 2000, o DOE autorizou a importação de GNL;

^(d) De acordo com a Cheniere, estes terminais ainda se encontram em construção/expansão. No entanto, de acordo com a FERC, receberam a primeira carga de GNL em abril de 2008.

Vale ressaltar que as aprovações da Comissão dos projetos de GNL não obrigam sua execução. A FERC aprova em um único ato (*Order Issuing Certificate*) a construção, operação e manutenção de um Terminal de GNL

Nos EUA é o mercado que define se uma planta será construída ou não, cabendo aos órgãos reguladores a preocupação e adequação do projeto pretendido à garantia da proteção ambiental, à segurança industrial e ao interesse público. A Figura VI.3 a seguir indica todos os projetos de GNL aprovados na América do Norte. Dos 23 projetos aprovados no território dos EUA (3 dos quais sob a jurisdição da *US Coast Guard*), apenas 7 se encontram efetivamente em obras de construção ou expansão.

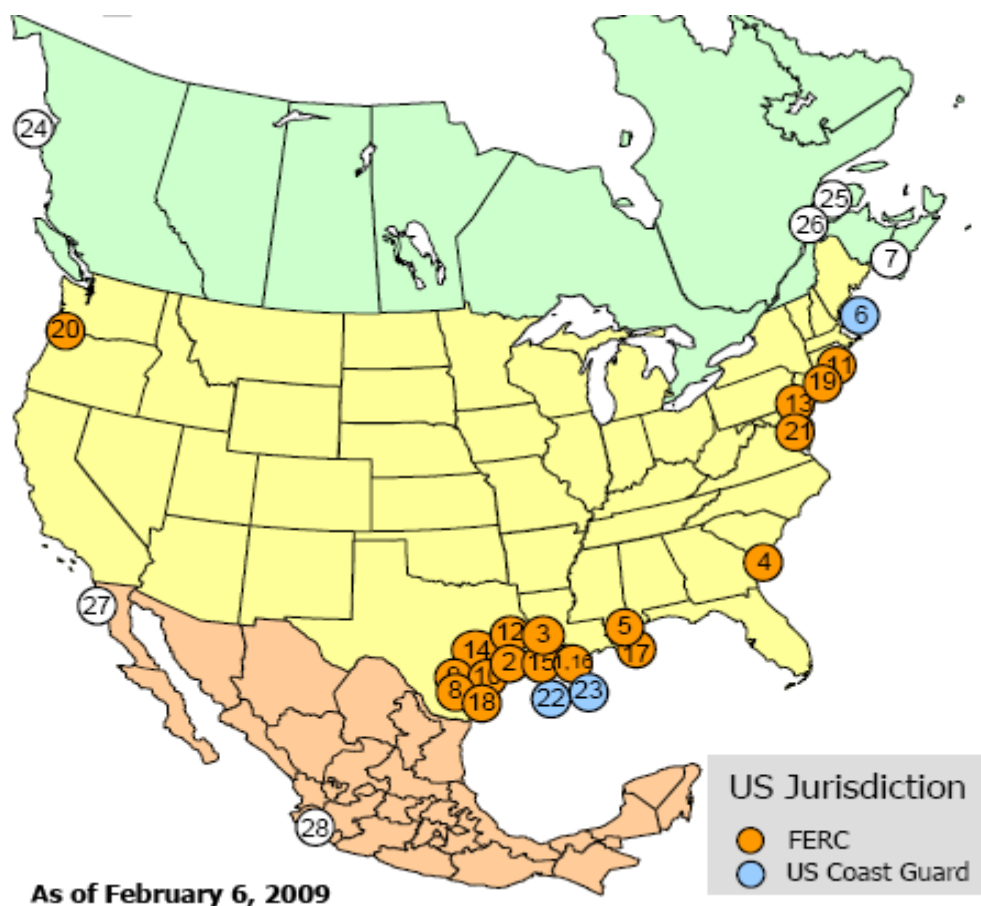


Figura VI.3 - Projetos de GNL aprovados na América do Norte (Fonte: FERC).

Enquanto que a FERC e a USCG, dentre outras instituições públicas, são responsáveis pela aprovação da locação, construção e operação de terminais de GNL, cabe ao *Department of Energy* – DOE, a regulação da importação e exportação de petróleo e gás natural, inclusive liquefeito. Esta atribuição é implementada pelo *Office of Oil and Gas Global Security and Supply, Office of Natural Gas Regulatory Activities*, departamento do DOE que, além disso, identifica oportunidades para a indústria privada dos EUA, desenvolve programas e implementa políticas com o objetivo de aumentar a competitividade internacional da indústria de gás natural norte-americana (DOE, 2009).

Finalmente, vale ressaltar que, como forma de estímulo ao setor de GNL, não existe ainda a obrigatoriedade do livre acesso a novas instalações. O Energy Policy Act de 2005, que determinou a jurisdição do FERC sobre os projetos de GNL, estabeleceu também que os terminais de GNL não estão sujeitos ao livre acesso até 2015, como forma de estimular a implantação e o financiamento dos projetos.

Já no que tange à segurança das instalações de GNL, os principais padrões encontram-se relacionados no Título 49, Capítulo I, Parte 193, do *Code of Federal Regulations* (CFR) norte-americano.

Além dos terminais de GNL citados até aqui, existem instalações terrestres geralmente sob a jurisdição de órgãos estaduais. As instalações de *peak shaving* da Filadélfia (PA), que armazenam e regaseificam gás natural liquefeito para o período de maior consumo (inverno) e as instalações de liquefação e distribuição, por meio de caminhões-tanque, de Houston (TX), são exemplos desses tipos de planta.

VI.2 - Reino Unido

O Reino Unido é um caso interessante no mercado mundial de gás, por ter passado recentemente – em 2004 – de uma condição de supridor para importador do energético devido à queda de produção aliada ao aumento do consumo, em especial para a geração elétrica. Na Grã-Bretanha, desde 1996 já existe separação (*unbundling*) entre as figuras de carregador/produtor da de transportador de gás, com acesso sem discriminação a gasodutos (*open access*).

O BERR (*Department for Business, Enterprise, and Regulatory Reform*) é o órgão responsável pela elaboração das reformas e ajustes nos marcos regulatórios, tendo ainda a atribuição de regular a indústria de óleo e gás e de energia na plataforma continental Britânica, uma vez que o Ofgem (*Office of the Gas and Electricity Markets*) tem jurisdição sobre as instalações *onshore*.

No ano de 2005 o consumo de gás natural na GB foi de 103.000 milhões de Nm³. A produção nacional foi suficiente para atender a 93% do consumo, tendo que ser importado os restantes 7%, principalmente durante o inverno.

Segundo a BERR, em 2020, provavelmente, a GB importará aproximadamente 80% do gás natural necessário ao seu abastecimento. Para isto foi implantada uma política de importação de gás natural baseada na competição. Em termos de mercado consumidor, o perfil da demanda, por segmento, em 2005, foi aquele mostrado na Figura VI.4.

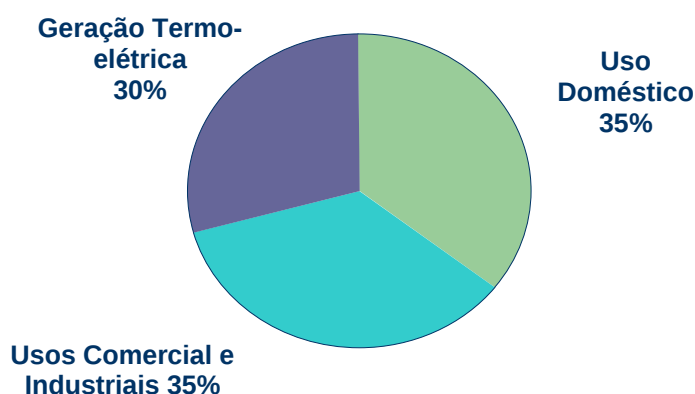


Figura VI.4: Divisão do Consumo em 2005, de acordo com a BERR (ANP, 2008a).

Comparada com os EUA, a regulação no Reino Unido é muito menos prescritiva. Na América, novas tecnologias demoram mais tempo para serem introduzidas que no Reino Unido, pois, nos Estados Unidos a evolução tecnológica somente pode ocorrer após a elaboração, por parte dos órgãos reguladores, de normas detalhadas, específicas para a tecnologia a ser introduzida, o que não ocorre no Reino Unido.

No Reino Unido, a regulação é baseada em estudos que consideram a análise dos riscos de cada projeto. Empresas especializadas quantificam os riscos dos novos projetos, treinam os operadores e estabelecem os procedimentos operacionais e de segurança.

VI.3 - Espanha

Uma dos aspectos mais marcantes da indústria de gás espanhola foi o grande incremento observado no consumo do energético pelas usinas térmicas na última década. Em 2006, por exemplo, o setor industrial foi responsável por 52% do consumo de gás natural, seguido pelo segmento térmico para a geração elétrica, com 34%. Já o segmento doméstico comercial demandou 13% do total de consumo, enquanto o uso como matéria-prima representou apenas 1%. Este acentuado crescimento aliado à inexpressiva produção nacional e às grandes distâncias até os produtores de gás natural tornam o país altamente dependente das importações de GNL para o abastecimento interno. Para minimizar os riscos inerentes a esta significativa dependência, a Espanha instituiu a obrigatoriedade da diversificação de fornecedores através do Real Decreto 1716/2004, de 23 de julho de 2004, o qual também determinou o estabelecimento de reservas mínimas de segurança (ESPANHA, 2004).

As plantas de GNL espanholas cumprem, portanto, um papel crucial para o incremento da flexibilidade do sistema gasífero e para a maior diversificação das fontes de suprimento. Conforme dados apresentados pela Figura VI.6.

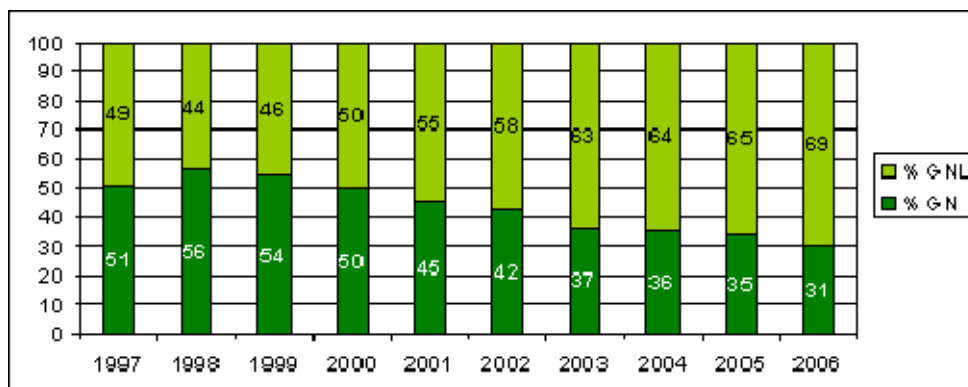


Figura VI.6 – Proporção da oferta de gás e GNL na Espanha: Evolução 1997-2006 (ANP, 2008b).

Encontram-se instaladas seis plantas de regaseificação de gás natural, com capacidade de regaseificar 49 bcm de GNL. Ademais, existem duas instalações de estocagem subterrânea de gás natural, cuja capacidade total é de 3.536 mil m³. Tal capacidade, embora considerada pequena e insuficiente, tem uma importante função no equilíbrio do mercado e na flexibilidade operacional durante as situações de variação de temperatura observadas em função da sazonalidade. A Figura VI.7

apresenta a capacidade de armazenamento e regaseificação das plantas de GNL instaladas na Espanha, presentes neste país já há 40 anos.



Figura VI.7. Instalações de Regaseificação de GNL Espanha (ANP, 2008b).

Em relação à regulação setorial de gás natural na Espanha, o início do processo de liberalização da indústria se deu em 1998 com a publicação da Directiva 98/30/CE e da Lei 34/1998 de hidrocarbonetos (*Ley de Hidrocarburos*). Esta Lei estabeleceu principalmente: (i) a introdução da concorrência na indústria de gás e uma regulação mais aberta; (ii) a separação contábil entre as atividades de regaseificação, armazenamento, transporte e distribuição; (iii) a separação jurídica entre a atividade de comercialização e demais atividades reguladas; e (iv) o acesso regulado a terceiros interessados em utilizar a infra-estrutura.

Obrigou-se, portanto, a separação de atividades da cadeia e a separação de propriedade da ENAGAS (ainda em andamento), estabeleceram-se as bases para o sistema econômico e de liquidações, impuseram a data de janeiro de 2005 para o fim das concessões na atividade de distribuição, entre outras medidas.

Além disso, deixa de existir o conceito de subsistema de transporte e cria-se a figura do Gestor Técnico do Sistema (Empresa Nacional de Gas S.A. – ENAGAS) e instalações de distribuição, transmissão, regaseificação, estocagem subterrânea e estocagem de GNL passam a estar sujeitas ao livre acesso para consumidores elegíveis (GLOBAL, 2006).

Entre as responsabilidades da ENAGAS GTS, portanto, está a determinação e controle do nível de garantia de abastecimento, a previsão da utilização das instalações e das reservas e o controle da confiabilidade do sistema.

Além de atuar como a gestora técnica do sistema, a ENAGAS configura-se como a empresa líder no transporte, regaseificação e armazenamento de gás natural na Espanha: é proprietária de aproximadamente 7600 km de rede de gasodutos de alta

pressão; três plantas de regaseificação (Barcelona, Cartagena e Huelva), com capacidade total de 4.050.000 m³/h; e possui capacidade total de armazenamento de 1.287.000 m³ de GNL.

É importante mencionar que o desenvolvimento da regulação gasífera na Espanha seguiu o movimento adotado nos demais países integrantes da União Européia e buscou harmonizar a legislação nacional, tanto a existente quanto aquela a ser construída, às Diretivas da Comunidade Européia. É certo, contudo, a permanência de especificidades próprias de cada País.

O órgão regulador espanhol do setor de energia é a *Comisión Nacional de Energía* – CNE inicialmente subordinado ao Ministério de Economia, atual Ministério da Indústria, Turismo e Comércio. A CNE tem como objetivo velar pela concorrência efetiva dos sistemas energéticos (mercado elétrico, de petróleo e gás natural) e pela objetividade e transparência de seu funcionamento, em benefício de todos os agentes envolvidos e dos consumidores. Para o cumprimento de tais objetivos, à CNE foram atribuídas amplas funções, atuando também como um órgão consultivo em matéria energética, tanto da Administração Geral do Estado, como das Comunidades Autônomas.

A CNE participa, junto com representantes do governo, do Gestor Técnico do Sistema e de representantes das Comunidades Autônomas, do processo de planejamento da construção de instalações que possibilitem a expansão da rede gasífera espanhola.

De acordo com a CNE, os próximos desenvolvimentos na indústria de gás natural devem passar necessariamente por: (i) revisão do Planejamento; (ii) desenvolvimento dos mercados secundários de gás natural; (iii) harmonização com as regras da Diretiva; (iv) outros protocolos específicos das Normas de Gestão Técnica do Sistema (NGTS) e melhora das mesmas; e (v) melhora em termos de transparência, flexibilidade, liquidez do sistema, além de aperfeiçoamentos na operação e gestão.

Em relação à segurança das instalações, de acordo com as informações prestadas na ocasião das visitas técnicas realizadas nos Terminais de Sagunto e Barcelona, existem diferentes estudos e avaliações aplicados a cada uma das etapas de desenvolvimento do Terminal: o projeto, a construção e a operação.

Na fase de projeto, são realizados estudos prévios de segurança e Hazop – *Hazard and Operability Study* (Estudo de Perigos e Operabilidade, técnica que examina sistematicamente cada segmento de uma instalação, visando identificar todos os possíveis desvios das condições normais de operação, relacionando suas causas e suas conseqüências). Durante a fase de construção, são rigorosamente observadas normas que regem a instalação dos equipamentos do Terminal e os estudos prévios são revisados. Finalmente, a segurança da operação é garantida através da elaboração e aplicação de procedimentos.

O Terminal de Sagunto obedece também à Directiva SEVESO (Real Decreto nº 1254/1999), por meio da qual foram aprovadas medidas de controle de riscos inerentes a acidentes graves que envolvam substâncias perigosas. Esse decreto estabelece que as empresas que armazenam produtos perigosos devem notificar a Autoridade da Comunidade Autónoma onde estão localizadas quanto à sua capacidade de armazenamento, classificação do produto armazenado, descrição dos processos tecnológicos e dos estabelecimentos ao redor da planta, bem como dos elementos capazes de causar um acidente grave ou de agravar suas conseqüências.

O Real Decreto 1254/1999 estabelece também que o estabelecimento deve manter uma Política de Prevenção de Acidentes Graves, por escrito. Essa política deve conter, dentre outros elementos, a adoção sistemática de procedimentos que identifiquem e avaliem os riscos de acidentes graves e suas conseqüências e a adoção e aplicação de procedimentos e instruções dirigidas ao funcionamento das

instalações, processos, equipamentos e paradas em condições seguras e à manutenção dessas instalações.

Finalmente, foram tecidos alguns comentários relativos à realização de estudos de risco, os quais têm como base a severidade e a frequência para diversos cenários de acidentes, e algumas considerações a respeito dos estudos náuticos aplicáveis à planta de Sagunto. Esses estudos têm como principais objetivos, dentre outros: (i) verificar e dimensionar as áreas necessárias para navegação e flutuação, (ii) estabelecer as condições limites de operações náuticas, (iii) avaliar a necessidade de rebocadores e (iv) identificar os riscos náuticos. Vale informar ainda que a responsável pela administração do porto de Sagunto como um todo é a Autoridade Portuária da Comunidade Autônoma de Valência.

VII. RISCOS ASSOCIADOS À INDÚSTRIA DE GNL

O GNL é obtido pelo processo de liquefação de gás natural após tratamento para a remoção de impurezas, tais como água, nitrogênio, dióxido de carbono, gás sulfídrico e outros componentes sulfurados. A remoção destes componentes é feita antes do processo de liquefação, uma vez que alguns podem congelar no ponto de orvalho do gás natural. As composições médias do gás natural e do GNL estão mostradas na Figura VII.1.

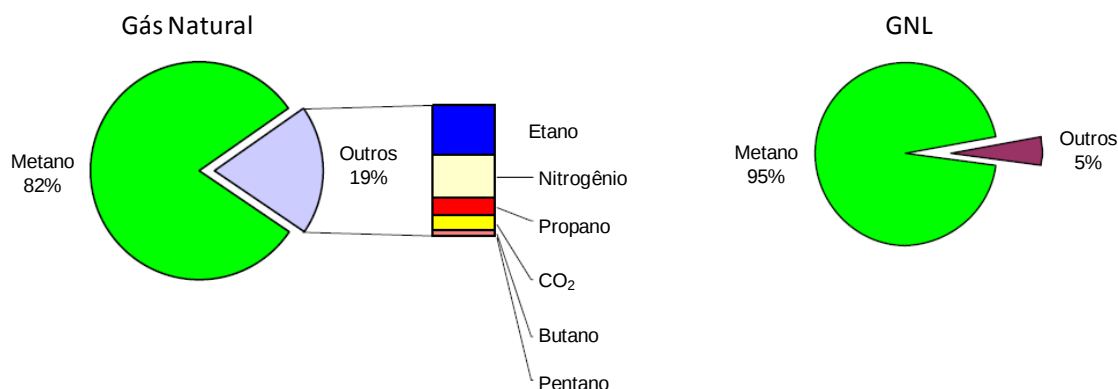


Figura VII.1 - Composição típica do gás natural e do GNL (Adaptado de FOSS, M.M., 2007).

VII.1 - Riscos Inerentes ao GNL

O GNL é estocado apenas sob refrigeração e não sob pressão. Correntemente encontra-se menção à pressurização do produto o que implica a avaliação equivocada dos riscos a ele associados. Na verdade, a tecnologia atualmente empregada, conforme mencionado anteriormente, faz uso de armazenamento do produto à pressão atmosférica e à temperatura de aproximadamente -160°C.

Os vapores inflamáveis, liberados à medida que o GNL retorna à fase gasosa, só são capazes de criar uma atmosfera explosiva sob condições definidas. Para que os vapores sofram ignição, estes devem estar dentro do limite de inflamabilidade do material, neste caso, uma mistura primordialmente composta por metano. Assim sendo, para que haja a queima, a mistura metano/ar deve conter entre 5% e 15% de metano (Figura VII.2). Misturas mais concentradas em metano (acima de 15%) não sofrem ignição por falta de oxigênio, enquanto que aquelas com teor de metano abaixo de 5% não sofrem por falta de combustível.

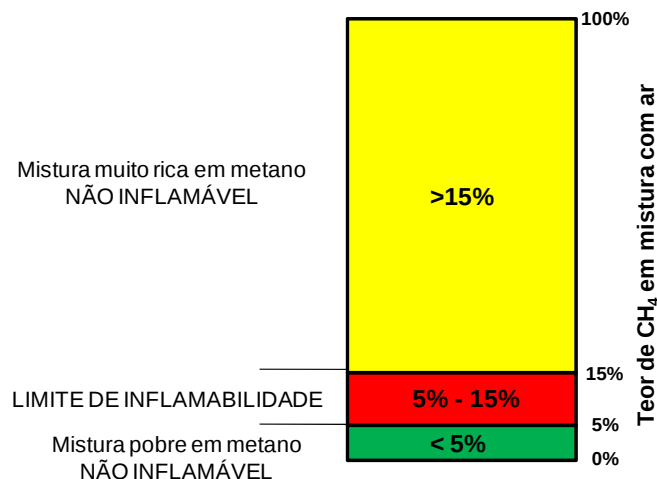


Figura VII.2. Limite de inflamabilidade do metano, principal componente do GNL. (Adaptado de FOSS, M.M., 2007).

A situação de atmosfera excessivamente rica em material combustível ocorre no interior de tanques, onde a fase gasosa é composta quase que exclusivamente por metano. Nesta situação não há possibilidade de incêndios por falta de oxigênio. Entretanto, quando há vazamento de GNL em áreas ventiladas, os vapores produzidos se misturam com o ar, podendo dar origem a condições adequadas para incêndio, caso haja uma fonte externa de ignição. Contudo, os vapores rapidamente se dispersam no ar, reduzindo a concentração para valores abaixo de 5%, o que, novamente, inviabiliza a possibilidade de fogo. Assim sendo, a maior possibilidade de ignição ocorre em pontos onde há a possibilidade de estagnação ou em vazamentos em áreas confinadas.

Os riscos associados ao GNL decorrem de suas propriedades intrínsecas, ou seja, dos seus vapores inflamáveis, da baixa temperatura e da possibilidade de asfixia em vazamentos. Quanto aos possíveis riscos, têm-se (FOSS, M.M., 2003; FLYNN, T.M., 2005):

- Explosão: Este fenômeno ocorre quando uma substância sofre reações muito rápidas, como é o caso da ignição, ou é liberada de forma descontrolada sob pressão. Tendo em vista que o GNL não é mantido sob pressão e as plantas do produto normalmente contam com sistemas de prevenção de fontes de ignição, a possibilidade de explosão é reduzida.
- Nuvens de vapor: São formadas pela vaporização do GNL com dispersão na atmosfera. A nuvem só irá pegar fogo se entrar em contato com uma fonte de ignição enquanto dentro dos limites de inflamabilidade.
- Congelamento: O contato com GNL leva ao congelamento e a queimaduras e, portanto, todo o pessoal envolvido deverá portar equipamento de proteção individual adequado.
- *Rollover*: Fenômeno de convecção devido às diferenças de densidade do GNL. A movimentação poderá ocasionar vazamentos pelas PSVs e rachaduras nos tanques. Este evento pode ser facilmente evitado com a implementação de procedimentos operacionais adequados.
- Asfixia: Se caracteriza como dificuldade respiratória com possível perda de consciência devido à falta de oxigênio. Pode ocorrer próximo ao local de

vazamentos e em espaços confinados onde a pessoas ficariam expostas a concentrações excessivamente altas de vapor de GNL.

VII.2 - Principais Incidentes

Em comparação a refinarias e plantas petroquímicas, a indústria de GNL tem um histórico excelente no que concerne a segurança das instalações. De acordo com H.H. West e M.S. Mannan, da Texas A&M University (FOSS, M.M., 2003):

"The worldwide LNG industry has compiled an enviable safety record based on diligent industry safety analysis and the development of appropriate industry safety regulations and standards".

(A indústria mundial de GNL tem compilado um histórico de segurança invejável baseado em uma cuidadosa análise de segurança industrial e no desenvolvimento de normas e regulamentos adequados.)

De fato, o GNL tem sido movimentado por mar com segurança nos últimos 40 anos, nos quais foram realizadas mais de 45.000 viagens de navio e percorridas cerca de 100 milhões de milhas, sem que tenham sido registrados quaisquer acidentes graves ou problemas de segurança nos portos ou em alto mar.

De acordo com o *U.S. Department of Energy*, em 60 anos da indústria de GNL houve, mundialmente, apenas 8 incidentes em embarcações com vazamento do produto, e nenhum destes resultou em incêndio. Adicionalmente, ressalta-se que nenhum destes vazamentos ocorreu devido a colisões ou encalhe das embarcações.

Alguns dos principais acidentes registrados no mundo estão discutidos, de forma sucinta, a seguir (FOSS, M.M., 2003; FOSS, M.M., 2007; CH-IV International, 2003; CH-IV International, 2006):

a) Cleveland - Ohio, EUA, 1944

O acidente ocorreu durante a Segunda Guerra Mundial em uma instalação de "peakshaving"⁹ da East Ohio Gas Company, construída em 1941. Esta planta operou sem acidentes até 1944, quando foi ampliada de modo a incluir um tanque maior.

Devido ao esforço de guerra, houve falta de ligas de aço com alto teor de níquel, material adequado para fabricação de peças e instalações para operação em baixas temperaturas. Nesta época, eram utilizadas ligas com 9% de níquel para construção de tanques para armazenamento de GNL. Contudo, devido à escassez deste material, foi utilizado um aço com teor de níquel reduzido a aproximadamente 4%. Este material não apresenta características adequadas a trabalhos em baixas temperaturas, tendo ocasionado um vazamento de GNL com posterior propagação da nuvem de gás pelas ruas e penetração na rede de água pluvial. O gás natural confinado na rede sofreu ignição causando a morte de 128 pessoas na área residencial adjacente à planta.

A investigação do acidente foi conduzida pelo *U.S. Bureau of Mines*, que concluiu que o conceito de liquefazer e armazenar GNL é válido desde que observadas as precauções apropriadas.

⁹ Instalações de "peakshaving" são aquelas que incluem a liquefação de gás natural e armazenamento para posterior regaseificação do GNL produzido, com a finalidade de suprir as empresas distribuidoras de gás natural em períodos de picos de demanda.

b) *La Spezia, Italia, 1971*

O evento ocorrido em La Spezia teve como fato marcante ser o primeiro caso documentado de “rollover” em uma planta de GNL. O incidente ocorreu após a descarga do navio metaneiro ESSO-Brega que esteve fundiado no porto por aproximadamente um mês. Decorridas 18 horas da descarga, o tanque de GNL do Terminal sofreu um abrupto aumento de pressão, o que causou um vazamento de gás pelas válvulas de segurança e pelos *vents* por algumas horas. O teto do tanque foi levemente danificado, embora não tenha ocorrido ignição do produto vazado. Posteriormente, atribuiu-se o efeito à estratificação do GNL no tanque de armazenamento do terminal que provocou a movimentação repentina do conteúdo do tanque que ocasionou o súbito aumento de pressão. Este acidente serviu de parâmetro para a elaboração de procedimentos de enchimento de tanques de acordo com as diferenças de temperatura e densidade entre o GNL armazenado no tanque e aquele da corrente sendo alimentada.

c) *Staten Island - Nova York, EUA, 1973*

O acidente de Staten Island ocorreu em uma instalação de “*peakshaving*” da Texas Eastern Transmission Company. O acidente não ocorreu devido ao GNL propriamente dito, mas sim a problemas durante manutenção de um tanque.

Em 1972 operadores suspeitaram de vazamento no tanque e interromperam a operação. O tanque foi esvaziado e, durante os reparos, houve combustão do isolamento do tanque, o que ocasionou o deslocamento do teto deste. A queda do teto provocou a morte por esmagamento de 40 operários que trabalhavam no interior do tanque.

O *New York Fire Department* determinou que o acidente ocorreu claramente devido à obra e não um acidente com GNL.

d) *Cove Point - Maryland, EUA, 1979*

Em outubro de 1979 houve um vazamento de GNL pelo selo de uma das bombas do Terminal de Importação Columbia Gas LNG Terminal. A nuvem de gás penetrou por um eletroduto e atingiu a subestação do terminal, causando explosão. O evento provocou a morte de um operador.

O *National Transportation Safety Board* dos EUA entendeu que o terminal foi projetado e construído em conformidade com os regulamentos e códigos em vigor. Assim, em decorrência do acidente foram propostas alterações nos códigos de projetos que são atualmente utilizados por toda a indústria de GNL.

e) *Skikda, Argélia, 2004*

Em 19 de janeiro de 2004, houve vazamento do fluido refrigerante da unidade de liquefação de gás natural. O hidrocarboneto liberado formou uma nuvem que penetrou na caldeira da unidade, aumentando a quantidade de combustível para a queima. O aumento da quantidade de calor liberada provocou um aumento da pressão do sistema que excedeu a capacidade da válvula de segurança e levou ao rompimento da caldeira. Esta instalação estava próxima o suficiente da área onde ocorria o vazamento para provocar a ignição da nuvem de vapor, que provocou uma bola de fogo matando 27 pessoas e deixando 72 feridos. Vale ressaltar que o acidente não envolveu vazamento de GNL ou incêndio por ele

provocado. No evento, nenhum dos tanques de GNL foi danificado e ninguém fora do perímetro da planta sofreu ferimentos.

A *U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* e o *U.S. Department of Energy (DOE)* atribuíram o acidente à existência de fonte de ignição próxima, falta de dispositivos de parada de emergência e a falta de detectores do sistema de fogo e gás.

De acordo com o acima exposto, depreende-se que a indústria do GNL tem um elevado nível de segurança, tendo evoluído significativamente com o aprendizado decorrente dos acidentes. Com exceção do acidente de Cleveland (1944), todos os ferimentos causados por GNL ocorreram dentro dos limites das instalações. Ressalta-se que, na bibliografia consultada, não há qualquer registro de fatalidades em embarcações de transporte e regaseificação de GNL.

VIII. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS PROJETOS IMPLEMENTADOS

Os projetos dos Píeres de GNL de Baía de Guanabara/RJ e de Pecém/CE, mostrados nas Figuras VIII.1 e VIII.2, por seguirem a mesma filosofia, tiveram as suas descrições agrupadas no item VIII.1 apresentado a seguir. As principais características dos gasodutos que interligam cada Píer às respectivas malhas existentes são então abordadas no item VIII.2. Por fim, no item VIII.3, serão apresentados os principais parâmetros utilizados e resultados obtidos na análise de risco dos projetos, realizada pela ABS Consulting.



Figura VIII.1 – Visão panorâmica do Projeto GNL da Baía de Guanabara, mostrando o navio regaseificador Golar Spirit à esquerda e o navio supridor Excellence à direita.



Figura VIII.2 – Visão panorâmica do Projeto GNL de Pecém, mostrando o navio regaseificador Golar Spirit (Fonte: PETROBRAS).

VIII.1 - Descrição das instalações dos Píeres

O projeto dos Píeres de GNL de Pecém/CE e de Baía de Guanabara/RJ compreende instalações de transferência de GNL e de gás natural, bem como gasodutos que interligam estas instalações à malha de transporte de gás natural. O projeto GNL de Pecém foi executado sobre o Píer 2 do Porto de Pecém, que era anteriormente utilizado para a movimentação de derivados líquidos de petróleo. Já o projeto da Baía de Guanabara envolveu a construção de um novo píer, situado próximo ao Terminal Aquaviário da Baía de Guanabara (TABG).

Cada Píer possui dois berços, um projetado para permitir a atracação de navios supridores de GNL, e o outro para a de navios regaseificadores (VT). No berço de atracação dos navios supridores estão instalados 3 (três) braços: 2 (dois) para o descarregamento de GNL e 1 (um) para retorno do vapor. O outro berço conta com 5 (cinco) braços de descarregamento, 3 (três) para as operações de transferência de GNL entre navios e 2 (dois) para a descarga do gás natural obtido pela regaseificação do GNL no navio.

Os navios afretados pela PETROBRAS como regaseificadores nesses projetos eram originalmente utilizados para o transporte de GNL e sofreram adaptações para a incorporar as plantas de regaseificação. O navio Golar Spirit tem capacidade de regaseificar 7 milhões m^3 /dia e de armazenar 129.000 m^3 de GNL, o que equivale a aproximadamente 77,4 milhões m^3 de gás (@ 1atm e 20°C). Este navio foi afretado pelo período de 10 (dez) anos com o intuito de ficar atracado no Porto de Pecém. Já o Golar Winter, foi afretado para permanecer na Baía de Guanabara, possuindo capacidade de armazenamento de 138.000 m^3 de GNL, o que equivale a aproximadamente 82,8 milhões m^3 de gás (@ 1atm e 20°C). A planta de regaseificação deste navio tem capacidade de gerar 14 milhões m^3 /dia de gás.

Os dois navios diferem pelas capacidades de armazenamento e de regaseificação e pelos tipos de tanque de armazenamento empregados, a saber: tipo “Moss” para o Golar Spirit e tipo membrana para o Golar Winter (Figura VIII.3).

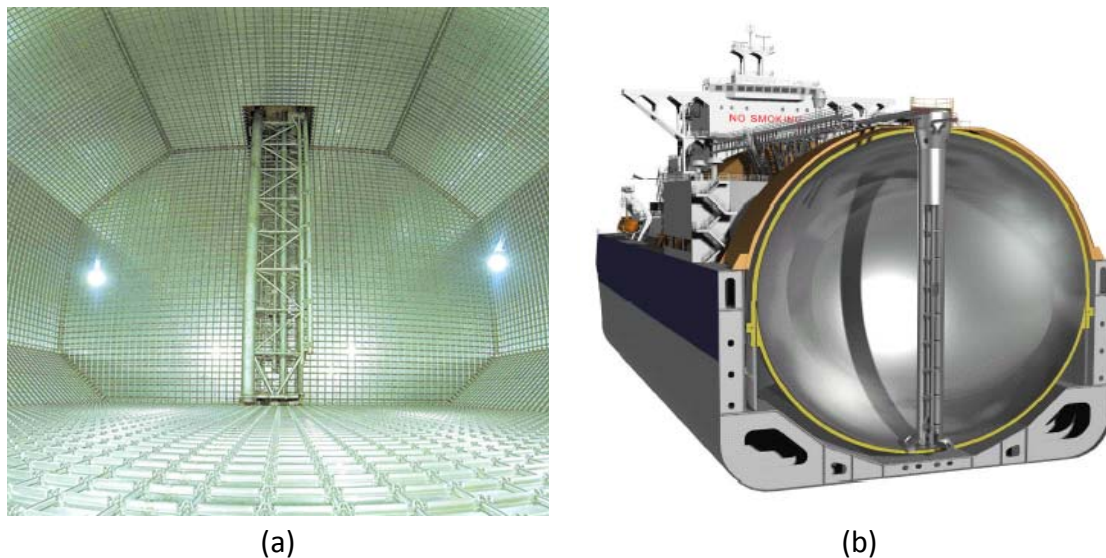


Figura VIII.3 – Tanques de armazenamento dos navios de GNL afretados pela PETROBRAS: (a) Tanque tipo membrana – Golar Winter, e (b) Tanque tipo “Moss” – Golar Spirit (ABS Consulting, 2007; FOSS, M.M., 2003).

A Figura VIII.4 ilustra os fluxos envolvidos nos processos de transferência de GNL e de movimentação do gás natural (GN). Os braços de transferência de GNL foram denominados, pela TAG, como aqueles de n^{os} 1 a 6 e os de transferência de gás natural regaseificado de n^{os} 7 e 8.

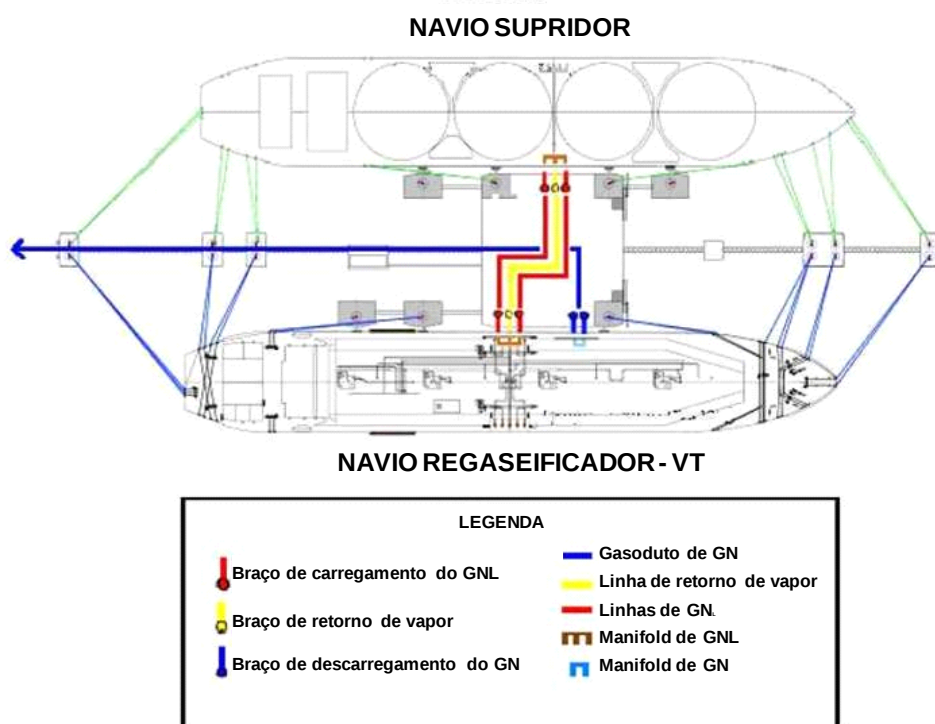


Figura VIII.4 - Esquema dos fluxos envolvidos no Projeto GNL (Adaptado de ABS Consulting, 2007)

A operação de transferência de GNL foi dimensionada para uma vazão máxima de 10.000 m³/h pelos braços de n^{os} 1 a 6 e pelas tubulações criogênicas, sendo utilizadas, nestas ocasiões, as bombas dos navios supridores.

Os braços de carregamento são dotados de mecanismo hidráulico de QCDC (*quick connect/disconnect couple*) para a conexão aos “*manifolds*” dos navios supridor e VT. Estes conectores fazem parte do Sistema de Parada de Emergência (*Emergency Shutdown System* - ESD) que podem ser manualmente ou automaticamente desconectados. O sistema é ativado quando há vazamento ou quando o navio se movimenta além dos limites do envelope de operação dos braços, minimizando, assim, o derramamento de GNL.

As linhas de transferência de GNL que interligam os braços de descarregamento/ carregamento instalados nos berços dos navios supridor/VT têm 16” de diâmetro externo e foram fabricadas com aço inoxidável adequado às baixas temperaturas envolvidas. Estas linhas foram isoladas termicamente com espuma de vidro ou com poliuretano expandida, dependendo da localização, e protegidas contra danos mecânicos e intempéries por placas de alumínio aplicadas sobre o isolamento.

Uma vez recebido o GNL, o navio VT promove a regaseificação do líquido de modo a se obter o gás natural que, por meio dos braços n^{os} 7 e 8, é descarregado a alta pressão e enviado ao píer, com subsequente injeção na malha de gasodutos. Esses braços também possuem sistema de QCDC com a finalidade de minimizar vazamentos. A disposição dos braços no píer, assim como as demais instalações auxiliares, está ilustrada na Figura VIII.5.

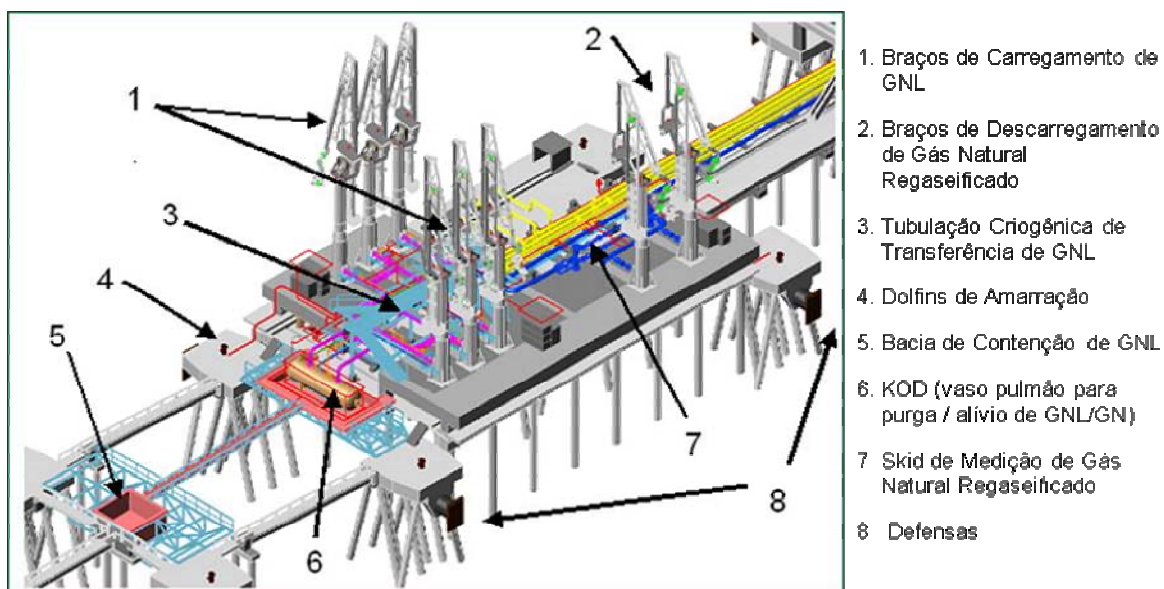


Figura VIII.5 - Disposição das instalações nos Píeres de GNL (Adaptado de EMCOHITRAX ENGINEERING, 2008).

Estes sistemas auxiliares compreendem, dentre outros, unidades hidráulicas e acumuladores dos braços, sistemas de drenagem, subestação elétrica, sistema de nitrogênio, sistema de combate a incêndio e sala de controle. Uma descrição sucinta de alguns destes sistemas está apresentada a seguir:

- a) **Unidades hidráulicas e acumuladores:** São responsáveis pelo acionamento dos braços de carregamento/descarregamento de GNL e GN.
- b) **Subestação elétrica:** A energia elétrica usada nos píeres de GNL é fornecida pelas concessionárias públicas por meio de duas linhas independentes de 13,8 kV. Na subestação, a tensão de entrada é reduzida e distribuída para a área industrial e sala de controle. A alimentação de emergência é feita por gerador a diesel, existindo, ainda, sistemas de baterias (UPSs) para a instrumentação crítica, luzes de emergência e PLCs (*Programmable Logic Controllers*).
- c) **Sistema de nitrogênio:** O sistema está instalado em um container, sendo composto por compressores e membranas para separação de nitrogênio do ar. Ele fornece todo o nitrogênio necessário para a operação da planta, onde é utilizado para a vedação das juntas giratórias dos braços de transferência de GNL, para a purga e drenagem dos braços, linhas e “*Knockout Drum*” (KOD).
- d) **Sistema de drenagem:** A drenagem de água pluvial e de GNL vazado é feita por meio de um sistema de canaletas que direcionam os fluidos a uma bacia de contenção (“*impoundment area*”) localizada na extremidade de ambos os píeres. Um sensor de nível acusa o acúmulo de água no interior desta bacia que, por meio de bombas, é descartada. Este procedimento necessita ser sempre observado uma vez que a presença de água, em ocasião de transferência de GNL, deve ser evitada por poder ocasionar a rápida vaporização deste produto, um fenômeno conhecido como “*Rapid Phase Transition*” (RPT).
- e) **Vaso de purga (“*Knockout Drum*” – KOD):** A purga de todas as linhas de GNL e de retorno de vapor é direcionada para este vaso. Uma vez terminada a transferência de GNL, ou quando atingido determinado volume de líquido no interior do vaso, o produto é descarregado para o navio VT. No caso da pressão de vapor atingir o valor máximo aceitável, a válvula de segurança do vaso abre, enviando gás ao “*vent*”.
- f) **“*Vent*”:** O sistema possui duas linhas: uma de alta pressão (vinda do sistema de GN proveniente da regaseificação do GNL) e outra de baixa pressão (vinda do KOD). Ambas as linhas possuem injeção de nitrogênio na extremidade superior, de modo a evitar a formação de atmosfera explosiva, e válvulas de retenção para impedir a penetração de ar.
- g) **Sala de controle:** Na sala de controle foram instalados PLCs com SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), operados pela Transpetro, que permitem a realização e a supervisão remota de todas as operações do píer. Os sistemas de emergência dos navios supridor e VT são conectados ao sistema supervisor do píer através da Interface Navio-Píer (*Ship-to-Shore Link*) provido de alarmes que alertam os operadores quanto à necessidade de acionamento do Sistema de Parada de Emergência (ESD). Este sistema funciona também como transmissor de dados (*Ship-to-Shore Data Communication Link* – SSL).
- h) **Estação de medição e cromatógrafo:** A estação de medição de GN (EMED), o cromatógrafo, as válvulas de bloqueio e a instrumentação estão todos conectados aos PLCs da sala de controle que transferem os dados por meio dos sistemas RIC (Rede Individual de Cabos) e VSAT (*Very Small Aperture Terminal*) para o CNCO (Centro Nacional de Controle Operacional) da Transpetro, localizado no Rio de Janeiro.

- i) **Sistema de combate a incêndio:** Ambos os píeres utilizam água do mar nos seus sistemas. A área de cada píer está coberta por dois canhões monitores, instalados em torres que utilizam pó químico para o combate a incêndio em poças e jatos de GNL. Os píeres contam, ainda, com sistemas de espuma nas bacias de contenção e na região do KOD, que são utilizados para reduzir a taxa de evaporação de GNL em ocasião de derramamentos. Estão também instalados aspersores de água em áreas selecionadas que visam resfriar determinados equipamentos quando em chamas ou expostos à radiação. Adicionalmente, os píeres possuem rede de hidrantes e extintores portáteis estrategicamente distribuídos. O fornecimento de água para o Píer da Baía de Guanabara é feito a partir da estação de bombas de incêndio da Ilha Redonda, situada a cerca de 2.800m de distância, que sofreu modernização de modo a suprir a nova demanda do Píer. A rede de incêndio do Píer é mantida pressurizada por meio de um vaso hidropneumático (tanque de pressão contendo ar e água) situado naquela ilha. O projeto de Pecém também contemplou a modernização da casa de bombas já existente no Píer, que atualmente conta com 02 (duas) bombas principais com capacidade de 240 m³/h cada, além da instalação de uma nova praça de bombas com 02 (duas) bombas principais de mesma capacidade e 02 (duas) bombas Jockey utilizadas para manter o sistema pressurizado. O sistema de combate a incêndio foi dimensionado conforme as normas NFPA-15 e NFPA-11.
- j) **Sistema de amarração:** Este sistema é composto por dolphins de amarração e defensas. Nos dolphins de amarração foram instalados cabeços dotados de ganchos de soltura rápida (*Quick Release Hooks*) que permitem soltar as amarras caso a tensão se eleve em demasia. Células de carga, ligadas aos ganchos de amarração, permitem o monitoramento das tensões em cada amarra, em tempo real, pela sala de controle. Esse sistema permite aos operadores do píer entrar em contato com os navios de forma que sua tripulação faça os ajustes necessários a assegurar que as tensões nas amarras sejam mantidas dentro da faixa de operação segura.
- k) **Sistema de monitoramento da atracação:** O sistema fornece informações sobre a distância e a velocidade de aproximação dos navios em tempo real, na zona crítica de 0 a 300 metros do píer. Com esta informação, o comandante e o práctico direcionam os rebocadores para uma manobra segura, minimizando assim potenciais danos aos berços ou aos navios.

VIII.2 - Descrição dos Gasodutos

O gás natural, proveniente da regaseificação do GNL nos navios VT, é transferido à malha existente por meio de gasodutos que interligam os píeres da Baía de Guanabara e de Pecém às Estações de Campos Elíseos e de Filtragem da MPX, respectivamente.

O gasoduto do projeto da Baía de Guanabara, com 28" de diâmetro e aproximadamente 16km de extensão, é composto de dois segmentos, sendo um submarino e um terrestre (Figura VIII.6). O segmento submarino, com aproximadamente 10 km, liga o píer localizado no final do canal de navegação na Baía de Guanabara à Praia de Mauá. Na transição entre o trecho marítimo e o terrestre está instalada uma válvula de bloqueio automático (SDV-02) e um "vent" utilizado para despressurizar o gasoduto, no trecho entre o Píer e a Praia de Mauá, em situação de emergência. O trecho terrestre do gasoduto se inicia no ponto de chegada do duto marítimo, próximo à cidade de Mauá, segue em direção noroeste por cerca de 2 km

em faixa nova, até atingir a faixa existente dos dutos que interligam a Estação de Cabiúnas à REDUC. O gasoduto segue pela faixa existente por aproximadamente 3 km até atingir a Estação de Campos Elíseos. São atravessados, na parte terrestre, os municípios de Magé e Duque de Caxias. Foi instalado, na Estação de Campos Elíseos, um recebedor de “pigs” e uma estação de medição operacional. As condições operacionais do duto constam da Tabela VIII.1.



Figura VIII.6 – Traçado do gasoduto que interliga o Pier de GNL da Baía de Guanabara à Estação de Campos Elíseos (ABS Consulting, 2007).

O gasoduto do Projeto GNL do Porto de Pecém tem cerca de 19,1 km de extensão e 20” de diâmetro nominal. Este gasoduto interliga o Pier 2 do Porto de Pecém à Estação de Filtragem da MPX, havendo também conexão ao Ponto de Entrega de Pecém. O trecho terrestre do gasoduto atravessa os municípios de São Gonçalo do Amarante e Caucaia. Na Figura VIII.7, estão destacadas as áreas das instalações do píer em vermelho, o traçado do gasoduto aéreo em azul e a região do lançador de “pigs” em verde. O recebedor de “pigs” está instalado na Estação de Filtragem da MPX. As principais variáveis de processo do gasoduto estão apresentadas na Tabela VIII.1.

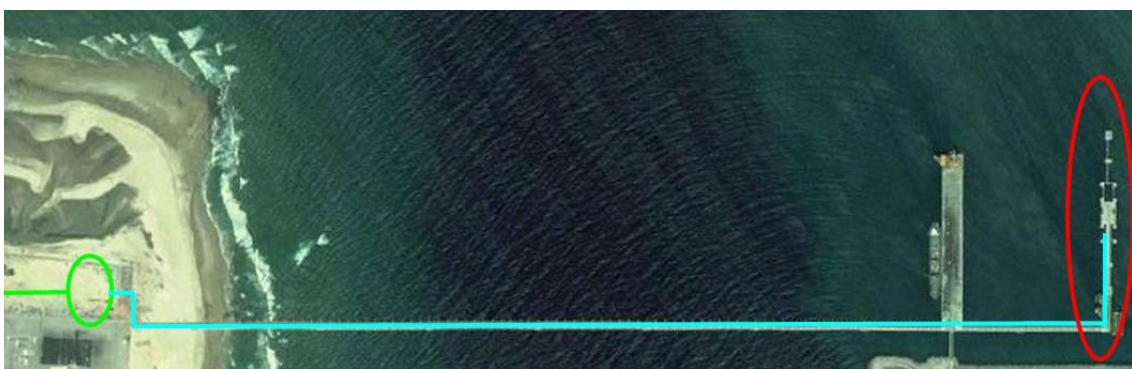


Figura VIII.7 – Traçado do gasoduto que interliga o Pier de GNL de Pecém à Estação de Filtragem da MPX. Legenda: Elipse vermelha – píer; linha azul – traçado do gasoduto aéreo; e elipse verde – lançador de pigs (Adaptado de GALVÃO ENGENHARIA, 2008).

Tabela VIII.1. Condições de Operação dos Gasodutos.

Localização		Pecém	Baía de Guanabara
Geral	Fluido	Gás Natural	Gás Natural
Vazão ($\times 10^6$ m ³ /dia)	Normal	1,0 a 7,0	1,5 a 14,0
	Máx.	7,0	20,0
	Mín.	1,0	1,5
Pressão (kgf/cm ²)	Normal	58 a 100	58 a 100
	Máx.	100	100
	Projeto	100	100
Temperatura (° C)	Operação	5 a 20	4,3 a 27,6
	Projeto (min/máx)	0/55	0/55

VIII.3 - Suprimento de Gás

Os Projetos de GNL foram concebidos com objetivo principal de suprir usinas termoeletricas em ocasiões de baixa de reservatórios hídricos associados às usinas hidroelétricas. As capacidades de suprimento dos Projetos de Pecém e de Baía de Guanabara estão discriminadas na Tabela VIII.2.

Tabela VIII.2. Características de Suprimento de Gás Natural proveniente dos píeres de GNL.

	Pecém	Baía de Guanabara
Navio Regaseificador	Golar Spirit	Golar Winter
Capacidade de Regaseificação do Navio	7 milhões m ³ /dia	14 milhões m ³ /dia
Capacidade do Gasoduto Associado	100 kgf/cm ²	100 kgf/cm ²
Pressão de Operação do Gasoduto Associado	7 milhões m ³ /dia	20 milhões m ³ /dia
Número de dias de suprimento de gás a partir do navio ^a	12 dias	6 dias
Térmicas que podem ser atendidas pelos projetos ^b	- Termofortaleza (311MW); - Termo Ceará (218 MW); - Termoaçu (340MW).	- Governador Leonel Brizola (Termorio – 1.060MW); - Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt – 386MW); - Santa Cruz (766MW); - Norte Fluminense (869MW); - Macaé Merchant (923MW).

^a Considerando a capacidade plena de regaseificação do navio.

^b As capacidades indicadas entre parêntesis se referem à geração máxima de cada usina.

VIII.4 - Análise de Risco dos Projetos (ABS Consulting, 2007a,b)

Foram elaboradas, pela ABS Consulting, Análises Quantitativas de Riscos dos píeres de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara, com o intuito de estimar o risco introduzido às populações vizinhas em decorrência da futura operação das instalações. Neste estudo foram adotadas as premissas dos códigos e recomendações das normas estrangeiras quanto à exposição às plantas de GNL, tais como: *Code of Federal Regulations* (CFR), *National Fire Protection Agency* (NFPA) e

Society of International Gas Tanker and Terminal Operator LTD (SIGTTO). Para tal, foram identificados e analisados os possíveis cenários de acidentes envolvendo GNL, de modo a auxiliar a PETROBRAS a identificar os perigos associados à instalação e desenvolver um Programa de Gerenciamento de Risco eficaz.

Foi utilizada a técnica de Identificação de Perigos (HAZID – *Hazard Identification*), que é uma metodologia qualitativa destinada à identificação e classificação dos perigos que possam causar danos às pessoas, às instalações ou ao meio ambiente. São identificadas as causas, as consequências, as categorias de severidade, as categorias de frequência dos cenários e a classificação de riscos além de serem levantadas as recomendações aplicáveis.

A avaliação qualitativa dos riscos associados aos perigos identificados foi conduzida de acordo com o disposto na norma N-2782 - “Critérios para Aplicação de Técnicas de Avaliação de Riscos”, que identifica as categorias de frequência de ocorrência e a severidade das consequências. Todavia, técnicos da PETROBRAS efetuaram modificações nas categorias de severidade com a intenção de adaptar a norma ao estudo de GNL.

Foram montadas matrizes de risco nas quais foram consideradas quatro categorias de consequências (desprezível, marginal, crítica e catastrófica), cinco categorias de frequências (extremamente remota, remota, improvável, provável e frequente) e três categorias de riscos (não crítico, moderado e crítico). Estas categorias são apresentadas nos Quadros VIII.1 a VIII.3 a seguir.

Quadro VIII.1 - Critérios para Gerenciamento de Riscos (ABS Consulting, 2007a,b)

Categoria	Descrição
Não Crítico (NC)	O risco é considerado tolerável. Não há necessidade de medidas adicionais.
Moderado (M)	O risco é considerado tolerável quando mantido sob controle. Controles adicionais devem ser avaliados e implementados aplicando-se uma análise para avaliar as alternativas disponíveis, de forma a se obter uma redução adicional dos riscos.
Crítico (C)	O risco é considerado não tolerável com controles existentes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência e, adicionalmente, as consequências.

Quadro VIII.2 - Categorias de Frequência de Ocorrência (ABS Consulting, 2007a,b)

Categoria		Frequência
A	Extremamente Remota	< 1 em 10 ⁶ anos
B	Remota	1 em 10 ⁴ a 10 ⁶ anos
C	Pouco Provável	1 em 10 ² a 10 ⁴ anos
D	Provável	1 por ano a 10 ² anos
E	Frequente	> 1 por ano

Quadro VIII.3 - Categorias de Severidade das Consequências (ABS Consulting, 2007a,b)

Descrição/	Categorias de Severidade
-------------------	---------------------------------

Características	I Desprezível	II Marginal	III Crítica	IV Catastrófica
Segurança Externa (Público)	Não ocorrem lesões/mortes de pessoas extra-muros	Lesões leves em pessoas extra-muros	Lesões de gravidade moderada em pessoas extra-muros	Provoca morte em pessoas extra-muros
Meio Ambiente	Sem danos prováveis ao meio ambiente	Possíveis danos ao meio ambiente devido a emissões diretas de até 8m ³ de óleo em corpos d'água	Possíveis danos ao meio ambiente devido a emissões diretas entre 8m ³ e 200m ³ de óleo em corpos d'água	Possíveis danos ao meio ambiente devido a emissões diretas maiores de 200m ³ de óleo em corpos d'água

As frequências dos cenários acidentais foram determinadas com base nas informações de bancos de dados e na experiência dos profissionais que participaram do HAZID.

VIII.4.1 - Resultados do HAZID de Pecém

O pior caso identificado para o Píer de GNL de Pecém foi um evento diurno envolvendo a ruptura de um dos braços de descarregamento de GNL. Para este caso, a nuvem de vapor poderia alcançar 1.400m do ponto de ruptura, conforme mostrado na Figura VIII.8a. Adicionalmente, foi detectado que o pior caso para o gasoduto seria um vazamento noturno próximo ao Píer, o que atingiria a área mostrada na Figura VIII.8b.

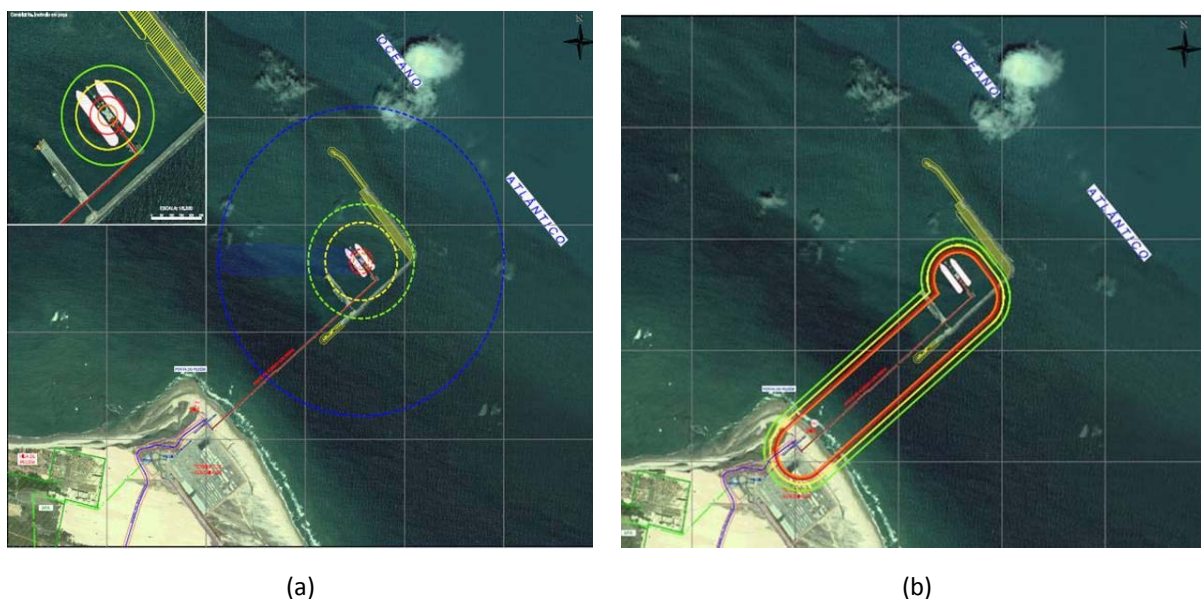


Figura VIII.8 - Resultados dos modelos de vazamento para os piores casos identificados no Projeto GNL de Pecém: (a) Píer e (b) Gasoduto.

A análise de frequência de eventos versus severidade, apresentada na Figura VIII.9 mostra que todos os riscos identificados se enquadram na categoria não-crítica e moderada, sendo afirmado pela ABS Consulting que:

“Nenhum dos eventos avaliados nesta análise de risco, para o Terminal Flexível no Porto de Pecém proposto pela PETROBRAS, apresentou risco inaceitável para a segurança da população; ou porque tais eventos foram considerados não críveis, ou porque, quando críveis, apresentaram consequências cujas distâncias vulneráveis não atingem a população mais próxima (o Terminal Flexível está localizado a cerca de 3.200 m da Vila de Pecém).” (ABS Consulting, 2007a)

Risco ao Público - Transporte						Risco Ambiental - Transporte					
		SEVERIDADE						SEVERIDADE			
		I	II	III	IV			I	II	III	IV
FREQUÊNCIA	E					FREQUÊNCIA	E				
	D						D				
	C	2					C				
	B	3	2				B	3	4		
	A	2			2		A	2	2		

Risco ao Público - Terminal						Risco Ambiental - Terminal					
		SEVERIDADE						SEVERIDADE			
		I	II	III	IV			I	II	III	IV
FREQUÊNCIA	E					FREQUÊNCIA	E				
	D		2				D		2		
	C	2	10				C	3	9		
	B	3	3				B	3	3		
	A	2	1				A	2	1		

Figura VIII.9 - Matrizes de risco do Projeto GNL de Pecém (ABS Consulting, 2007a)

VIII.4.2- Resultados do HAZID de Baía de Guanabara

O pior caso identificado para o Píer de GNL da Baía de Guanabara envolve o vazamento de GNL, em decorrência de falha do sistema de emergência, com posterior ignição retardada e consequente incêndio em nuvem. Nesta hipótese, a concentração inflamável teria alcance de 1.750 m a partir do píer (Figura VIII.10a). Foi também avaliado o efeito de um vazamento ou ruptura de uma das linhas de gás natural, obtido pela regaseificação do GNL, na região do Píer onde se encontram a Estação de Medição e o lançador de “pig”, durante a injeção de gás na malha sudeste. O impacto deste vazamento está ilustrado na Figura VIII.10b. Vale ressaltar que, em nenhum dos casos analisados, a zona de inflamabilidade atinge qualquer região habitada.

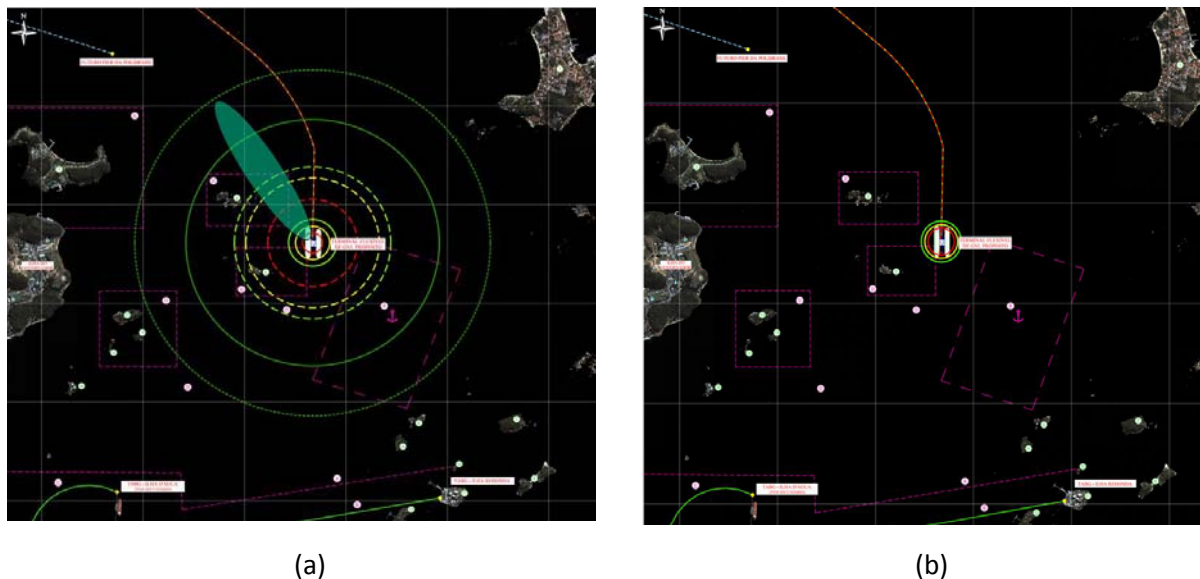


Figura VIII.10 - Resultados dos modelos de vazamento identificados no Projeto GNL da Baía de Guanabara: (a) Vazamento de GNL nos braços e (b) Vazamento de GN nas linhas sobre o píer.

A análise de frequência de eventos versus severidade, apresentada na Figura VIII.11 mostra que todos os riscos identificados se enquadram na categoria não-crítica e moderada, sendo afirmado pela ABS Consulting que:

“Os eventos avaliados apresentaram risco aceitável para a segurança da população; ou porque tais eventos foram considerados não críveis, ou porque, quando críveis, apresentaram consequências cujas distâncias vulneráveis (menores que 1750m) não atingem a população nas ilhas mais próximas (o Terminal está localizado a cerca de 2.400 m da Ilha do Governador, 2.300 m da Ilha de Paquetá e a 1.820 m da Ilha Rijo).” (ABS Consulting, 2007b)

Risco ao Público - Transporte						Risco Ambiental - Transporte					
		SEVERIDADE						SEVERIDADE			
		I	II	III	IV			I	II	III	IV
FREQÜÊNCIA	E					FREQÜÊNCIA	E				
	D						D				
	C	2					C				
	B	4	3	1			B	4	4		
	A	2			2		A	2	2		

Risco ao Público - Terminal						Risco Ambiental - Terminal					
		SEVERIDADE						SEVERIDADE			
		I	II	III	IV			I	II	III	IV
FREQÜÊNCIA	E					FREQÜÊNCIA	E				
	D		2				D		2		
	C	1	10				C	2	11		
	B	2	4				B	3	2		
	A	2	1				A	2	1		

Figura VIII.11 - Matrizes de risco do Projeto GNL de Baía de Guanabara (ABS Consulting, 2007b)

IX. INSTRUÇÕES DE DECRETOS DE UTILIDADE PÚBLICA E AUTORIZAÇÕES OUTORGADAS

Em 21 de novembro de 2006, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução CNPE nº 4, publicada no Diário Oficial da União em 24 de novembro de 2006, que estabeleceu as diretrizes e recomendações para a implementação de Projetos de Importação de GNL, de forma a garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de Gás Natural. Com base nesta Resolução, no segundo semestre de 2007, a TAG apresentou à ANP dois projetos contemplando a construção de instalações de recebimento de GNL e escoamento de gás natural obtido pela regaseificação daquele produto. Na sequência, a PETROBRAS, na qualidade controladora da TAG, solicitou que esta Agência procedesse com a instrução dos decretos de declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação, das áreas necessárias à implantação dos gasodutos de escoamento do gás natural.

O procedimento utilizado por esta Agência para dar andamento aos processos e a legislação atinente estão descritos nos subitens IX.1 e IX.2 a seguir.

IX.1 - Instrução de Decretos de Utilidade Pública

O Art. 8º, inciso VIII, da Lei 9.478 (Lei do Petróleo), de 06 de agosto de 1997, estabelece que “*cabe à ANP instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais*”.

A análise dos processos de desapropriação para a construção de gasodutos de transporte instruídos por esta Agência está no âmbito das atividades da SCM. Entretanto, até a presente data, não foi regulamentado o supracitado inciso do Art. 8º da Lei do Petróleo. Assim sendo, essa Superintendência estabeleceu que, para instruir esses processos, devem ser encaminhados à Agência os seguintes documentos: (i) Planta de macrolocalização do empreendimento, bem como plantas que permitam a visualização de cruzamentos, instalações acessórias e áreas de acesso relacionadas; (ii) tabela de coordenadas geográficas do traçado do duto e das áreas de apoio (área de válvulas, acessos, etc.), a direção e distância seguida ponto a ponto e os municípios onde se encontram cada par de coordenadas; (iii) minuta do Decreto a ser publicado, contendo as coordenadas, o comprimento do duto, a largura da faixa, a dimensão das áreas de terras necessárias à implantação do empreendimento assim como a mudança de municípios e as principais travessias envolvidas; (iv) memorial descritivo do projeto; (v) minuta do Ofício de encaminhamento da ANP ao Ministro de Estado de Minas e Energia; (vi) minuta da Exposição de Motivos do Ministro de Estado de Minas e Energia ao Presidente da República; e (vii) Licença Prévia do órgão responsável pelo licenciamento, liberando a localização do empreendimento.

A documentação acima relacionada é primeiramente avaliada pela equipe técnica da SCM que, constatando a sua conformidade, submete o processo a uma análise jurídica pela Procuradoria Geral da ANP. Considerados atendidos os aspectos legais envolvidos, a instrução segue para apreciação da Diretoria da ANP, sendo então enviado ao MME com posterior encaminhamento ao Presidente da República.

Assim sendo, em 05 de outubro de 2007, a PETROBRAS solicitou que esta Agência instrísse o processo de declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação, referente às áreas destinadas à construção da parte terrestre do gasoduto que interliga o Píer de GNL da Baía de Guanabara à Estação de Campos Elíseos (Gasoduto Píer de GNL – Campos Elíseos). As áreas em questão abrangem os municípios de Magé/RJ e Duque de Caxias/RJ, perfazendo, aproximadamente, uma extensão de 5 km e uma área de 565 mil metros quadrados.

A solicitação para a instrução do processo de declaração de utilidade pública para a construção do gasoduto Porto de Pecém – GASFOR foi elaborada pela PETROBRAS em 15 de outubro de 2007. Este gasoduto, localizado no município de São Gonçalo do Amarante/CE, tem extensão aproximada de 6 km, a sua faixa abrange uma área de cerca de 294 mil metros quadrados.

Cumpridos os procedimentos acima descritos, a ANP encaminhou os processos de Baía de Guanabara e de Pecém ao MME em 03 e 04 de dezembro de 2007, respectivamente. Assim sendo, em 07 de janeiro de 2008 o Presidente da República declarou de utilidade pública para fins de desapropriação total ou parcial, ou instituição de servidão administrativa, em favor da PETROBRAS, os terrenos e benfeitorias, de propriedade privada, necessários à construção dos gasodutos dos dois projetos de GNL, o Porto de Pecém – GASFOR e o Píer de GNL da Baía de Guanabara – Campos Elíseos. Os Decretos da Presidência da República foram publicados em 08 de janeiro de 2008, na Seção 1 do Diário Oficial da União.

Posteriormente, em 07 de maio de 2008, a PETROBRAS solicitou alteração do traçado do gasoduto Píer de GNL – Campos Elíseos em decorrência da interferência do seu traçado original com um loteamento destinado à construção de um pólo industrial, o qual havia sido previamente aprovado pelo Município de Magé/RJ. Desta forma, a mudança de traçado foi avaliada e os documentos foram reencaminhados ao MME em 05 de agosto de 2008, com subsequente publicação do Decreto Presidencial de 28 de dezembro de 2008 no Diário Oficial da União em 30 de dezembro de 2008.

IX.2 - Autorizações Outorgadas

Os processos de outorga das Autorizações pertinentes aos Projetos de GNL tiveram início em 21 de agosto de 2007 com a solicitação de Autorização de Construção (AC), efetuada pela TAG, para implantar, no Píer 2 do Porto de Pecém, as instalações destinadas a movimentar GNL e o gás natural proveniente da sua regaseificação, bem como para o gasoduto que interliga este Píer à Estação de Filtragem da MPX.

Posteriormente, em 08 de outubro de 2007, a empresa encaminhou a esta Agência novo pedido de AC para um Projeto de GNL, desta vez para um píer a ser construído na Baía de Guanabara, juntamente com o gasoduto que interliga esta instalação à Estação de Campos Elíseos.

IX.2.1 - Legislação Pertinente

As solicitações de Autorização de Construção e de Operação das instalações dos projetos de GNL ocorreram em data anterior à edição da Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás). Assim sendo, foram aplicados os instrumentos regulatórios vigentes, ou seja, a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) e a Portaria ANP nº 170/1998, cujos aspectos relevantes aos projetos encontram-se descritos nos itens subsequentes.

IX.2.1.1 - A Lei do Petróleo

A Lei 9.478/1997 estabelece, em seu Art. 56, que qualquer empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação. Contudo, a Lei exige, em seu Art. 65, que a PETROBRAS constitua subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural. Em respeito a este artigo, a PETROBRAS criou subsidiárias integrais, tais como a TRANSPETRO e a TAG.

Neste sentido, cumprindo a legislação vigente, a TAG solicitou à ANP, autorização para a construção das instalações integrantes dos projetos de GNL, nos termos dos Arts. 3º e 4º da Portaria ANP nº 170, de 26 de novembro de 1998, conforme abaixo discutido.

IX.2.1.2 - Portaria ANP nº 170/1998

Tendo como base a Portaria ANP nº 170/1998, que *“estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados, gás natural, **inclusive liqüefeito**, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel”* (grifos nossos), a TAG solicitou à ANP, autorização para a construção das instalações integrantes dos projetos de GNL no segundo semestre de 2007.

Destaca-se que o pedido de AC partiu da TAG, empresa cujo objeto social é a atividade de transporte de gás natural, tendo em vista que, segundo o Art. 6º da referida Portaria, *“Caso a ANP classifique as instalações como de **transporte para gás natural**, a autorização só será*

concedida a pessoa jurídica cujo objeto social contemple, exclusivamente, **a atividade de construção e operação de instalações de transporte**" (grifos nossos).

a) Autorização de Construção

Os Arts. 3º e 4º da Portaria ANP nº 170/98 tratam especificamente da documentação necessária para a outorga de Autorização de Construção para instalações de transporte e/ou transferência:

***Art. 3º.** O pedido da Autorização de Construção (AC) será encaminhado à ANP, instruído com as seguintes informações:*

I - Ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado na Junta Comercial, em se tratando de sociedades comerciais e, no caso de sociedades por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores ou diretores;

II - Comprovação de inscrição nas Fazendas Federal e Estadual;

III - Sumário do projeto da instalação, apresentando o serviço pretendido, as capacidades de movimentação e armazenagem discriminadas para cada etapa de implantação do projeto, além de dados técnicos básicos pertinentes a cada tipo de instalação;

IV - Planta ou esquema preliminar das instalações;

V - Cronograma físico-financeiro de implantação do empreendimento;

VI - Licença de Instalação (LI) expedida pelo órgão ambiental competente.

***Art. 4º.** A ANP analisará a documentação apresentada pela empresa solicitante no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da data de sua entrega.*

Parágrafo único: A ANP poderá solicitar à interessada informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado no caput do presente artigo passa a ser contado da data de entrega destas informações."

Adicionalmente, o Art. 5º da Portaria estabelece a necessidade de se dar publicidade aos projetos pretendidos. Para tal, o sumário do projeto deverá ser publicado no Diário Oficial da União - DOU, para o oferecimento de comentários e sugestões, por um prazo de 30 (trinta) dias.

b) Autorização de Operação

Uma vez terminada a construção das instalações, o Agente Regulado deverá solicitar à ANP Autorização de Operação, nos termos do Art. 9º da Portaria em questão:

***Art. 9º.** O pedido da Autorização de Operação (AO) será encaminhado à ANP, contendo a seguinte documentação:*

I - Licença de Operação (LO) expedida pelo órgão ambiental competente;

II - Atestado de Comissionamento da obra expedido por entidade técnica especializada, societariamente independente da empresa solicitante, enfocando a segurança das instalações e certificando que as mesmas foram construídas segundo normas técnicas adequadas;

III - Sumário do Plano de Manutenção das instalações de transporte e do Sistema de Garantia da Qualidade para a fase de operação."

Adicionalmente, a ANP poderá solicitar o envio de qualquer outra informação que julgar necessária para a outorga da Autorização, conforme disposto no parágrafo único do Art. 10 da Portaria:

“Art. 10. (...)

Parágrafo único: A ANP poderá solicitar informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado no caput do presente artigo passará a ser contado da data de entrega de tais informações na Agência.”

IX.3 - Procedimento interno da ANP para a outorga das Autorizações

A *priori*, para que uma instalação receba uma Autorização por parte da ANP, o projeto deverá ser encaminhado à unidade organizacional da Agência responsável pelo tipo de instalação, conforme estabelecido no Regimento Interno. A área técnica daquela unidade procederá com a análise do projeto em questão segundo a legislação pertinente, emitindo, posteriormente, um Parecer Técnico. Este Parecer, juntamente com uma minuta da Autorização pretendida, é encaminhado à Procuradoria Geral da ANP para verificação de sua legalidade, seguindo então para a Diretoria Colegiada para análise e deliberação.

Contudo, esse procedimento pode ser alterado quando o titular de determinada unidade organizacional da ANP recebe Delegação de Competência da Diretoria Colegiada. Neste caso, este titular poderá praticar os atos administrativos sem que sejam necessários os trâmites internos acima apresentados, devendo apenas encaminhá-los, após sua aprovação, à Secretaria Executiva, que providenciará a publicação no Diário Oficial da União.

Assim sendo, a Portaria ANP nº 206, de 09 de setembro de 2004, delega ao Superintendente de Comercialização de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural poderes para praticar diversos atos administrativos, dentre eles, publicação de sumário e outorga de autorizações de construção e de operação para as instalações contempladas na Portaria ANP nº 170/1998.

Com base nesta Delegação de Competência, o Superintendente da SCM, providenciou a publicação dos sumários dos projetos de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara em 16 de outubro de 2007 e em 07 de novembro de 2007, respectivamente.

No decorrer da análise da documentação enviada à SCM, com vistas à outorga das Autorizações de Construção, a equipe da SCM percebeu o ineditismo e a complexidade dos projetos pretendidos. Desta forma, julgou-se prudente a interação desta Superintendência com outras unidades organizacionais da ANP de modo a reunir a experiência de diferentes áreas, sendo então criado um Grupo de Trabalho (GT), conforme descrito no item 7.4. Com a criação deste GT o Superintendente da SCM dispensou a sua Delegação de Competência em prol de deliberações por parte da Diretoria Colegiada da ANP para a outorga das autorizações dos projetos em questão.

IX.4 - Criação do Grupo de Trabalho de GNL

Devido ao ineditismo dos projetos de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara encaminhados à ANP, foi criado, por meio da Portaria ANP nº 217, de 30 de novembro de 2007, um Grupo de Trabalho, composto por técnicos de diversas áreas desta Agência, de modo a reunir a expertise de cada área e assegurar a integridade e a operação segura das instalações.

O GT contou com a participação das seguintes áreas da ANP:

- Superintendência de Biocombustíveis e de Qualidade de Produtos – SBQ;
- Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM;
- Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP;
- Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural – SRP;
- Coordenadoria de Meio Ambiente – CMA;
- Coordenadoria de Segurança Operacional – CSO.

A coordenação do GT ficou a cargo da SCM que concentrou o gerenciamento da análise do projeto. Toda correspondência trocada entre o GT e as empresas envolvidas, bem como o agendamento de reuniões e vistorias ficaram sob a responsabilidade desta Superintendência, que repassava as informações pertinentes às áreas competentes. O GT foi o responsável pela análise conjunta dos processos, permitindo o compartilhamento de experiências e a maior integração entre os técnicos dessa Agência. Os Pareceres Técnicos, elaborados pela SCM e submetidos à apreciação de todos os membros do GT, embasaram as decisões da Diretoria Colegiada da ANP quanto às outorgas das autorizações de construção e de operação dos projetos.

IX.5 - A Outorga das Autorizações de Construção e de Operação

Conforme apresentado anteriormente, a TAG protocolizou as solicitações para construção dos Píeres de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara no segundo semestre de 2007. Seguindo o disposto na Portaria ANP nº 170/1998, tiveram início as etapas elencadas abaixo, iniciando-se com a publicação do sumário e culminando nas outorgas de Autorizações de Operação.

IX.5.1 - Publicação do Sumário

Conforme apresentado anteriormente no item 7.3, a publicação do sumário se deu previamente à criação de GT, por meio de Ficha de Delegação de Competência. Foram publicados os Despachos do Superintendente nº 1011, de 15/10/2007, e nº 1099, de 06/11/2007, referentes aos projetos de Pecém e de Baía de Guanabara, respectivamente.

Para as publicações, a TAG encaminhou, para cada empreendimento, um memorial descritivo do projeto conceitual e alguns desenhos do projeto básico. A discrepância dentre os estágios de elaboração da documentação fez com que as informações prestadas à Agência apresentassem diversas inconsistências, dados contraditórios e falta de informações consideradas essenciais para a publicação do sumário. Isso acarretou uma análise detalhada da documentação pela SCM, com subsequente troca

de correspondências, solicitação de documentos e informações adicionais e realização de reuniões técnicas com o regulado.

A análise da documentação proporcionou grande aprendizado à equipe da SCM, que verificou, de forma cuidadosa, a consistência de todos os dados e informações prestadas quanto à consistência e aderência às normas pertinentes. Neste momento, percebeu-se o ineditismo do projeto e a necessidade de agregar conhecimentos distintos daqueles habitualmente utilizados pela área. Deu-se, então, a criação do Grupo Técnico apresentado no item 7.4.

IX.5.2 - Outorga das Autorizações de Construção (AC)

Após a criação do GT, e buscando adquirir conhecimentos que melhor fundamentassem a análise do projeto, diversos de seus membros participaram da primeira missão internacional, que incluiu visitas a órgãos reguladores e instalações industriais de GNL dos Estados Unidos. Os conhecimentos adquiridos pelo estudo das normas adotadas naquele país, assim como o dos projetos encaminhados pela TAG, permitiram ao Grupo manter discussões aprofundadas com projetistas de renome internacional, operadores e órgãos reguladores da indústria de GNL. Merece destaque a reunião realizada com a equipe do *ABS Consulting*, que foi a empresa responsável pela elaboração dos estudos análise de risco dos empreendimentos de Pecém e de Baía de Guanabara. A descrição detalhada da missão aos EUA consta do Capítulo V.

Tendo em vista a Resolução CNPE nº 4, de 21 de novembro de 2006, e a necessidade de suprimento de gás para atender a demanda energética, a TAG elaborou um cronograma ambicioso para execução das obras, no qual a construção dos gasodutos demandava parcela significativa do tempo previsto. Além disso, havia a necessidade de serem desmontadas as instalações da CEARÁPORTOS, destinadas à transferência de combustíveis líquidos, existentes no Píer 2 de Pecém.

Com o intuito de agilizar a execução das obras, decidiu-se particionar a Autorização de Construção dos píeres de GNL em duas: (i) a primeira contemplando a construção dos gasodutos e, no caso de Pecém, o desmonte das instalações de movimentação de líquidos, com consequente revogação da autorização da CEARÁPORTOS; (ii) a segunda abrangendo as facilidades de movimentação de GNL e de gás natural regaseificado dos píeres.

Destaca-se que processos de AC de gasodutos são de amplo domínio desta Agência. Isso viabilizou a rápida análise da documentação pertinente encaminhada, com consequente outorga, em 18 de dezembro de 2007, das seguintes autorizações:

- Autorização nº 464, referente à construção do Gasoduto Porto de Pecém – GASFOR e à desmontagem das instalações de movimentação de derivados líquidos;
- Autorização nº 465, referentes à construção do Gasoduto Píer de GNL – Campos Elíseos.

Em posse das ACs dos gasodutos, a TAG pode dar início às obras de construção e assim, viabilizar o cumprimento das fases iniciais do cronograma. Neste ínterim, o GT procedeu com a análise das informações prestadas relativas às instalações de transferência de GNL e recebimento de gás natural regaseificado, bem como dos demais equipamentos a serem instalados sobre os píeres.

Vale destacar que cabe à ANP autorizar apenas as instalações sobre o píer e o gasoduto de escoamento de gás natural. A construção do píer em si e a aplicação da regulamentação cabível aos navios são de competência da Agência Nacional de Transportes Aquaviários - ANTAQ e da Marinha do Brasil, enquanto que o processo

de licenciamento ambiental está sob a égide do órgão ambiental competente¹⁰. Especificamente na Baía de Guanabara, coube também à Marinha autorizar os dutos submarinos de água potável e de incêndio, bem como os cabos elétricos e de fibra ótica submersos que interligam o Píer às instalações da Ilha D'Água e da Ilha Redonda. A repartição de competências descrita está representada esquematicamente na Figura IX.1. Nos casos em que o licenciamento não competia à ANP, foram solicitadas manifestações dos órgãos competentes.

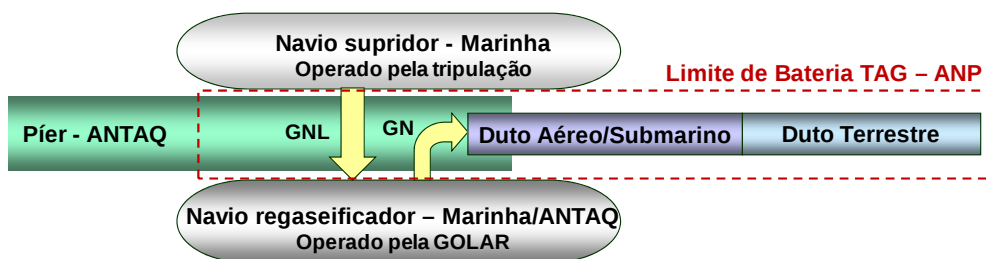


Figura IX.1 - Repartição de competências entre os diversos órgãos reguladores.

O GT solicitou o pronunciamento das seguintes entidades:

- Agência Nacional de Transporte Aquaviários (ANTAQ): Autorização de Construção e Exploração do Terminal portuário da Baía de Guanabara destinado à movimentação de GNL e de gás natural regaseificado. Com relação ao Porto de Pecém, a ANTAQ informou que o Píer 2, onde seria implantado o Projeto, já estava por ela autorizado, não necessitando de nova autorização;
- Marinha do Brasil: Parecer da Capitania dos Portos do Rio de Janeiro informando que não se opunha à construção do píer, ao lançamento dos cabos submarinos e à implantação das utilidades do Píer da Baía de Guanabara. Vale ressaltar que não foi solicitada manifestação da Marinha para o Píer de Pecém tendo em vista que o projeto de GNL foi implantado sobre píer já existente;
- Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN): Autorização para a empresa efetuar trabalhos na faixa dutoviária com acompanhamento de arqueólogos de modo a preservar o acervo do patrimônio histórico da União;
- CEARÁPORTOS: Correspondência na qual a gestora das instalações portuárias declara estar em negociação com a TAG para que esta tenha a prioridade nas operações de gás natural liquefeito (GNL) e gás natural no Píer 2 do Porto de Pecém.

Além das manifestações solicitadas dos órgãos públicos envolvidos, com o intuito de acompanhar os processos de análise e licenciamento, julgou-se necessária a realização de diversas reuniões e apresentações com as empresas projetistas e EPCistas¹¹ de modo a esclarecer dúvidas durante a análise dos projetos. Destre essas empresas, pode-se destacar: (i) PETROBRAS e TAG – Responsáveis pelos projetos;

¹⁰ Os órgãos ambientais competentes são: (i) no Rio de Janeiro – Instituto Estadual do Ambiente – INEA, que substituiu a Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente - FEEMA; (ii) em Pecém – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA.

¹¹ Neologismo da sigla EPC que representa a expressão “*Engineering, Procurement and Construction*” e se refere às empresas contratadas para executar o detalhamento do projeto básico, construir e administrar o empreendimento.

(ii) Duro Felguera S.A. - empresa espanhola que ficou responsável pelo projeto básico e de detalhamento dos Píeres, bem como pela fabricação de “skids¹²” na Espanha; (iii) EmcoWheaton – fabricante dos braços de carregamento/descarregamento de GNL e de descarregamento de gás natural regaseificado; (iv) EmcoHitrax Engineering - representante no Brasil da empresa EmcoWheaton e subcontratada pela Duro Felguera para construir e gerenciar as obras dos píeres de GNL; (v) Galvão Engenharia S.A. – EPCista do gasoduto que interliga o Píer 2 do Porto de Pecém à Estação de Filtragem da MPX e responsável pela condução das obras de reforço e adaptação do Píer 2; (vi) Carioca Christiani-Nielsen Engenharia S.A. (Carioca Engenharia) – EPCista responsável pela construção da estrutura do Píer da Baía de Guanabara; (vii) GDK S.A. – EPCista dos gasodutos terrestre e marítimo que interligam o Píer da Baía de Guanabara (BG) à Estação de Campos Elíseos; (viii) ABS Consulting – consultora que elaborou a análise de risco dos Projetos; (ix) Det Norske Veritas (DNV) – Certificadora do projeto básico dos píeres.

A Figura IX.2 resume a interação da Agência com os órgãos governamentais e com as empresas envolvidas no projeto durante o processo de outorga das ACs.

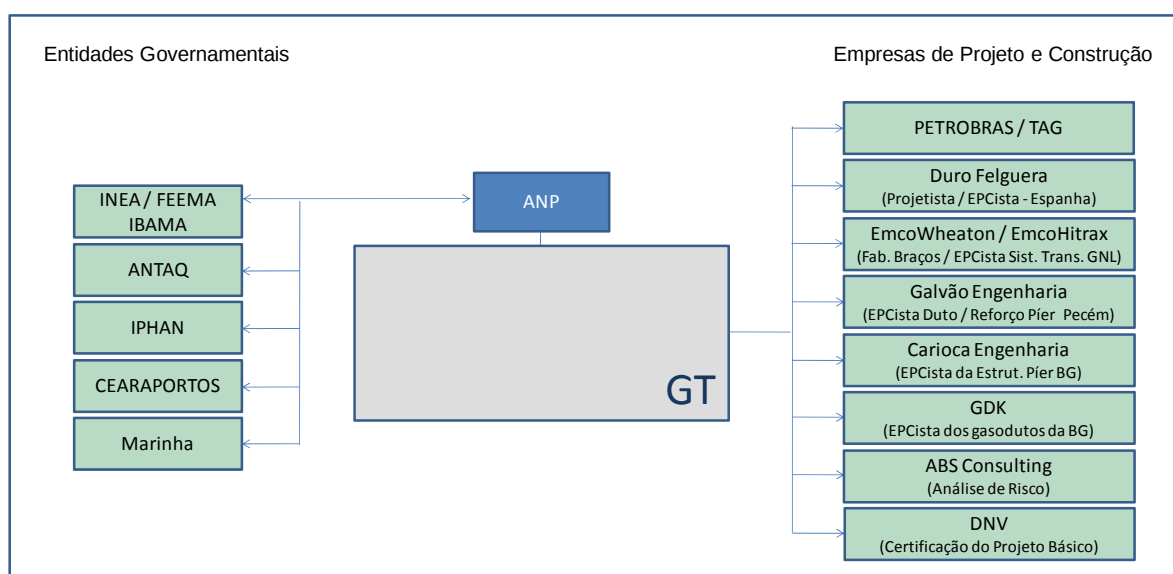


Figura IX.2 - Interação da ANP e do GT com entidades governamentais e com empresas envolvidas no projeto e na construção dos píeres de GNL.

A análise do processo, juntamente com a realização de diversas reuniões com as entidades envolvidas, contribuiu para o melhor entendimento do projeto, o que reduziu a troca de correspondências entre Agência e agente regulado. Em decorrência da complexidade do projeto, houve necessidade de solicitar uma grande quantidade de informação, superando à normalmente exigida. No projeto de Pecém foram exigidos 21 Memoriais Descritivos e de Cálculo, além de 25 plantas e fluxogramas. Já em Baía de Guanabara, este número foi de 14 e 24, respectivamente.

A análise cuidadosa dos processos culminou na outorga das seguintes autorizações para os píeres de GNL:

¹² “Skids” são módulos pré-fabricados para posterior montagem no local da obra.

- Autorização nº 111, de 18 de março de 2008, publicada no DOU de 19 de março de 2008, referente às instalações de recebimento e transferência de GNL e de escoamento de gás natural no Píer 2 do Porto de Pecém;
- Autorização nº 130, de 08 de abril de 2008, publicada no DOU de 19 de abril de 2008, referente às instalações de recebimento e transferência de GNL e de escoamento de gás natural no Píer da Baía de Guanabara.

IX.5.3 - Outorga das Autorizações de Operação (AO)

Em situações correntes, as Autorizações de Operação (AO) são outorgadas quando apresentados todos os documentos elencados no Art. 9º da Portaria ANP nº 170/98, sendo exigido o envio de um Atestado de Comissionamento sem o fluido de trabalho. Entretanto, devido ao ineditismo dos projetos, o GT introduziu uma etapa intermediária entre a AC e a AO. Deu-se, então, a chamada “Autorização Temporária de Operação” (ATO), que seria concedida com a apresentação de Atestados de Comissionamento sem a utilização do fluido de trabalho. O objetivo desta etapa adicional foi viabilizar o ajuste fino e monitoramento das instalações, contribuindo para a maior segurança das operações. Os Atestados de Comissionamento utilizando apenas fluido inerte foram denominados “Atestados de Pré-Comissionamento”. Caberia a outorga da Autorização de Operação propriamente dita apenas após o envio de novos Atestados, elaborados a partir de ensaios utilizando o fluido de trabalho, neste caso, o gás natural.

Para a outorga das ATOs, foram solicitados Atestados de Pré-Comissionamento parciais para cada sistema considerado crítico, de modo a assegurar que todos esses sistemas estavam contemplados no Atestado de Comissionamento final. Foram considerados sistemas críticos os relacionados a seguir:

- Instalações elétricas, de automação e de instrumentação;
- Sistema de combate a incêndio;
- Sistema de nitrogênio;
- Braços de carregamento/d Descarregamento de GNL e de descarregamento de gás natural regaseificado;
- Tubulações sobre o Píer e vaso de “*knock-out*”;
- Sistema de amarração e de comunicação navio-Píer (*ship-shore link*).

Vale destacar que o conceito dos Atestados de Pré-Comissionamento foi aplicado apenas para as instalações sobre os píeres. Para o caso dos gasodutos que interligam os píeres às respectivas estações de distribuição de gás, foi seguido o procedimento padrão de outorga da AO diretamente com o Atestado de Comissionamento emitido sem a utilização do fluido de trabalho. Isso ocorreu devido ao grande inventário de gás natural que seria necessário para o comissionamento destas instalações, com consequente destinação do produto. Os Atestados de Comissionamento emitidos para os gasodutos constam da Tabela IX.1.

Tabela IX.1 - Atestados de Comissionamento dos Gasodutos.

Certificadora	Objeto
ABS	Atestado de Comissionamento do Gasoduto do Píer de Pecém
ABS	Atestado de Comissionamento do gasoduto submarino do Projeto de GNL da Baía de Guanabara
ABS	Atestado de Comissionamento do gasoduto terrestre do Projeto de GNL da Baía de Guanabara
ABS	Atestado de Comissionamento do gasoduto terrestre do Projeto de GNL da Baía de Guanabara – trecho da interligação provisória com o GASDUC II
DNV	Atestado de Comissionamento do gasoduto terrestre do Projeto de GNL da Baía de Guanabara – trecho da interligação definitiva com a Estação de Campos Elíseos

Os Atestados de Pré-Comissionamento emitidos para as instalações sobre os Píeres de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara estão apresentados nas Tabelas IX.2 e VIII.3, respectivamente.

Tabela IX.2 – Atestados de Pré-Comissionamento emitidos para o Projeto de Pecém.

Certificadora	Objeto
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento do Sistema de N ₂
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento do Braço nº 7 (Gás Natural regaseificado))
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento do Sistema de Combate a Incêndio e Detecção de Gás
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento das Tubulações, “ <i>Knock Out Drum – KOD</i> ”, <i>Mooring</i> , <i>Gangway</i> (VT) e <i>Ship-Shore Link</i>
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento do Sistema de Instalações Elétricas
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento compilando os atestados parciais

Tabela IX.3 – Atestados de Pré-Comissionamento emitidos para o Projeto de Baía de Guanabara.

Certificadora	Objeto
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento do Sistema de N ₂
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento dos Braços de Transferência de GNL de n ^{os} 1 a 6
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento do Sistema de Combate a Incêndio e Detecção de Fogo e Gás
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento das Tubulações, “ <i>Knock Out Drum – KOD</i> ”, <i>Mooring</i> , <i>Gangway</i> (VT) e <i>Ship-Shore Link</i>
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento referente ao Sistema de Instalações Elétricas
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento compilando os atestados parciais dos Braços de Transferência de GNL n ^{os} 1 a 6
DNV	Atestado de Pré-Comissionamento compilando os atestados parciais dos Braços de Transferência de GN n ^{os} 7 e 8

Além dos Atestados de Pré-Comissionamento, para a outorga das ATOs, foram encaminhados todos os demais documentos elencados no Art. 9º da Portaria nº 170/1998, a saber, as Licenças de Operação emitidas pelos órgãos ambientais competentes (IBAMA em Pecém e INEA na Baía de Guanabara) e os Planos de Manutenção e Inspeção, sendo que destes últimos, 64 documentos foram enviados

em referência ao Projeto de GNL de Pecém e 49 relativos àquele da Baía de Guanabara.

Para a outorga da AO final foi exigida a apresentação dos Atestados de Comissionamento das instalações dos píeres utilizando o gás natural, a realização de simulados (vide item IX.5.5) e uma série de documentos revisados para a versão “conforme construído” (“as built”).

No processo de análise, o GT solicitou, ainda, o pronunciamento de outros órgãos governamentais, a saber:

- Marinha do Brasil: Instruções Provisórias da Capitania dos Portos do Rio de Janeiro para a entrada e permanência de navios de GNL no Porto do Rio de Janeiro e Portaria alterando as normas e procedimentos da Capitania dos Portos do Ceará;
- Comissão Nacional de Segurança Pública nos Portos, Terminais e Vias Navegáveis (CONPORTOS) e das Comissões Estaduais de Segurança Pública nos Portos, Terminais e Vias Navegáveis (CESPORTOS): Responsáveis pela emissão dos certificados de conformidade ao Código Internacional de Segurança e Proteção de Navios e Instalações Portuárias (*ISPS Code - International Ship and Port Facility Security Code*);
- Corpo de Bombeiros do Rio de Janeiro e do Ceará: Certificados de Despacho e Laudo de Vistoria que atestam a conformidade dos sistemas de prevenção e combate a incêndio.

À semelhança do processo de outorga das ACs, julgou-se necessária a realização de reuniões e apresentações com as empresas envolvidas na construção, no comissionamento e, futuramente, na operação das instalações. Assim, foram novamente conduzidas reuniões com as EPCsistas EmcoHittrax Engineering, Galvão Engenharia S.A., Carioca Christiani-Nielsen Engenharia S.A. (Carioca Engenharia) e GDK S.A. visando discutir aspectos construtivos das obras e alterações de projeto ocorridas. Adicionalmente, a TRANSPETRO ingressou no ciclo de reuniões por ser a empresa que viria a se tornar a operadora dos píeres e dos gasodutos.

Foram realizadas reuniões adicionais com a participação das empresas certificadoras ABS Consulting e Det Norske Veritas (DNV). Nesta ocasião, a ABS apresentou o cumprimento das condicionantes da Análise de Risco que havia elaborado em ocasião da solicitação da AC e da licença de instalação dos projetos ao órgão ambiental. Foram também apresentados os critérios utilizados no comissionamento do gasoduto Porto de Pecém – Estação de Filtragem da MPX e da parte submarina do gasoduto do Píer de GNL – Estação de Campos Elíseos, que ficou sob sua responsabilidade. De forma análoga, a DNV apresentou os critérios adotados para o comissionamento das instalações dos píeres de GNL e da parte terrestre do gasoduto Píer de GNL – Estação de Campos Elíseos.

Vale ressaltar que, no período entre a outorga das ACs e as primeiras ATOs dos píeres, foram realizadas reuniões semanais com a PETROBRAS/TAG nas quais eram apresentadas a evolução da obra e as alterações de cronograma esperadas, de forma a atender o Art. 8º da Portaria nº 170/1998. A interação da Agência com os órgãos governamentais e com as empresas envolvidas na construção, montagem, comissionamento e/ou operação das instalações está esquematicamente representada na Figura IX.3.

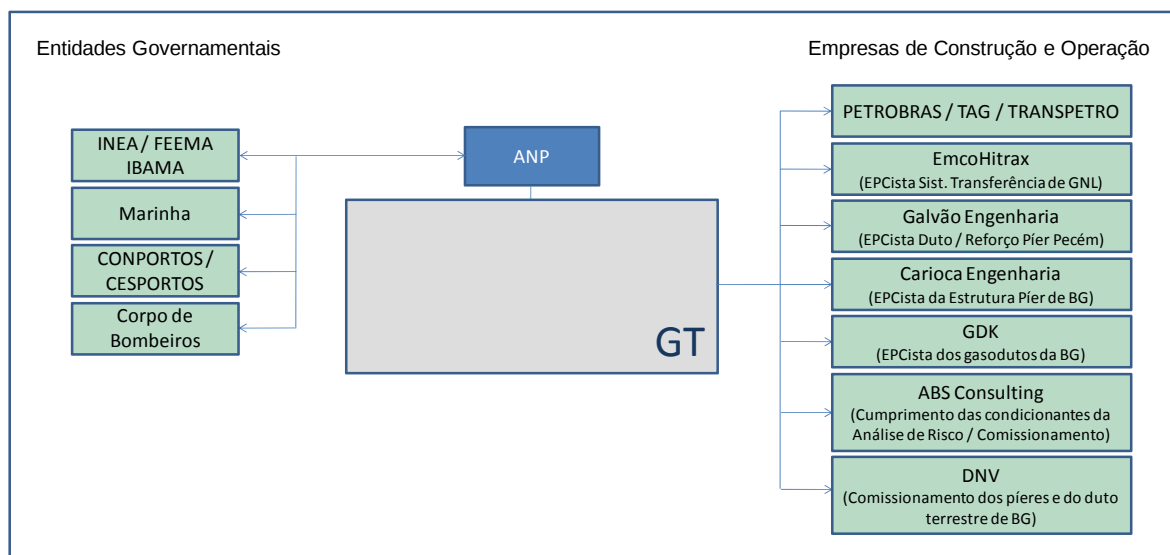


Figura IX.3 - Interação da ANP e do GT com entidades governamentais e com empresas envolvidas na construção, montagem, comissionamento e operação dos píeres de GNL.

O Projeto de GNL de Pecém encaminhou todas as informações e documentos necessários para a AO, que foi outorgada em 02 de junho de 2009 por meio da Autorização ANP nº 282, publicada no DOU de 03 de junho de 2009. Já o Projeto de GNL da Baía de Guanabara, até a presente data, permanece com ATO, aguardando a realização do simulado e o envio de documentos condicionantes à outorga da AO. A relação dos atestados de comissionamento, das ATOs e da AO dos projetos consta das Tabelas IX.4 a IX.7.

Vale destacar que, devido ao caráter emergencial do projeto, e em decorrência de uma variedade de problemas na construção e montagem dos sistemas, à medida que os sistemas iam sendo concluídos e comissionados sem o fluido de trabalho foram outorgadas as ATOs parciais. Este procedimento foi adotado a pedido da TAG de modo a minimizar os impactos de tais ocorrências nos cronogramas dos projetos, na disponibilidade dos navios importadores de GNL e no cumprimento de contratos de fornecimento de gás para as usinas termoeletricas. Assim sendo, o projeto contou com ATOs que contemplavam apenas o sistema de transferência de GNL ou o de movimentação do gás natural regaseificado. No caso de Pecém, houve até mesmo a outorga de ATO para um único braço de descarregamento de gás natural e gasoduto.

Tabela IX.4 – Atestados de Comissionamento emitidos para os Projetos de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara.

Projeto	Certificadora	Objeto
Pecém	DNV	Atestado de Comissionamento com Gás Natural do Braço nº 7
Pecém	DNV	Atestado de Comissionamento com GN dos Braços nº 1 a 6 (GNL) e nº 7 e 8 (Gás Natural)
Pecém	DNV	Atestado de Comissionamento Global do Sistema
B. Guanabara	DNV	Atestado de Comissionamento Global do Sistema

Tabela IX.5 – Autorizações outorgadas para o Projeto de Pecém.

Autorização	Data	Descrição
ATO	07/01/2009	Autorização Temporária de Operação nº 04/09 para comissionamento do Braço nº 7 (GNC) e do gasoduto Píer de GNL - GASFOR
ATO	31/03/2009	Nova Autorização Temporária de Operação nº 178/09 para o Braço nº 7 (GNC) e gasoduto Píer de GNL – GASFOR
ATO	07/04/2009	Autorização Temporária de Operação nº 183/09 para comissionamento dos demais braços e instalações do Píer
AO	02/06/2009	Autorização de Operação nº 282/09 para as instalações do Píer de GNL de Pecém e para o gasoduto que interliga o Porto de Pecém ao GASFOR 20”

Tabela IX.6 – Atestados de Comissionamento emitidos para o Projeto de Baía de Guanabara.

Certificadora	Objeto
ABS	Atestado de Comissionamento do gasoduto submarino
ABS	Atestado de Comissionamento do gasoduto terrestre
ABS	Atestado de Comissionamento do gasoduto terrestre – trecho da interligação provisória com o GASDUC II
DNV	Atestado de Comissionamento Global das instalações do Píer de GNL

Tabela IX.7 – Autorizações outorgadas para o Projeto de Baía de Guanabara.

Autorização	Data	Descrição
ATO	10/03/2009	Autorização Temporária de Operação nº 148/09 para comissionamento dos braços de transferência de GNL
ATO	25/03/2009	Autorização Temporária de Operação nº 175/09 para comissionamento dos demais braços e instalações do Píer
ATO	12/05/2009	Autorização Temporária de Operação nº 222/09 para o gasoduto que interliga o Píer de GNL da Baía de Guanabara à estação de Campos Elíseos
ATO	27/05/2009	Nova Autorização Temporária de Operação, nº 267/09, para as instalações de transferência do Píer de GNL e do gasoduto que interliga o Píer à Estação de Campos Elíseos
ATO	10/06/2009	Nova Autorização Temporária de Operação, nº 298/09, para as instalações de transferência do Píer de GNL e do gasoduto que interliga o Píer à Estação de Campos Elíseos
ATO	13/08/2009	Autorização Temporária de Operação nº 378/09 para as instalações de transferência do Píer de GNL e do gasoduto que interliga o Píer à Estação de Campos Elíseos

Durante todo o processo houve intensa troca de correspondências entre a ANP e a TAG, assim como o envio à Agência de uma grande quantidade de documentos. Muitos destes documentos foram solicitados em decorrência do ineditismo do projeto de forma a verificar quais providências estavam sendo tomadas para a operação segura das instalações. Assim sendo, com base no parágrafo único do Art. 10 da Portaria ANP nº 170/1998, foram solicitados mais de 270 documentos adicionais, somando-se ambos os projetos, que muito contribuíram para o aprendizado do GT.

IX.5.4 - Vistorias

Faz parte dos procedimentos da ANP realizar uma vistoria às instalações antes da outorga de suas AOs. No caso dos projetos de GNL, uma vez dado início à construção das instalações, a equipe da ANP realizou uma série de vistorias com o intuito de acompanhar o desenvolvimento das obras. Ao todo, foram realizadas 13 vistorias, 07 em Pecém e 06 à Baía de Guanabara. A SCM, coordenadora do GT, participou de todas as visitas realizadas, juntamente com as unidades organizacionais da ANP apresentadas na Tabela IX.8.

Tabela IX.8 – Vistorias realizadas às instalações dos projetos de GNL de Pecém e de Baía de Guanabara.

Pecém		Baía de Guanabara	
Data	Unidades Organizacionais	Data	Unidades Organizacionais
25/05/2008	SCM e SRP	07/05/2008	SCM e SRP
19/08/2008	SCM e SFI*	10 e 11/12/2008	SCM e CSO
22 e 23/10/2008	SCM e CSO	21/01/2009	SCM, SRP, CMA e CSO
17 e 18/11/2008	SCM, CSO e CMA	10 e 11/02/2009	SCM, SRP, CMA e CSO
28 e 29/12/2008	SCM e CSO	26 e 27/02/2009	SCM e CSO
18 e 19/02/2009	SCM, SBQ, SRP e CSO	11 e 12/03/2009	SCM e CSO
09 e 10/03/2009	SCM, SRP e CSO		

*SFI – Superintendência de Fiscalização do Abastecimento – Não faz parte do GT, mas foi requisitada para esta vistoria.

IX.5.5 - Simulados

Para a outorga das Autorizações de Operação, a ANP solicitou que fossem realizados simulados nas instalações, permitindo que a empresa avaliasse o desempenho das equipes envolvidas com as atividades operacionais, o tempo de resposta, a adequação dos Planos de Emergência, assim como detectar possíveis falhas de treinamento.

O simulado do projeto de GNL de Pecém foi realizado em 13 e 14 de maio de 2009 e contou com a participação da TRANSPETRO, de unidades organizacionais da PETROBRAS, da Administração Portuária de Pecém, da Capitania dos Portos e do Corpo de Bombeiros. O acidente simulado envolveu um vazamento de gás natural a 85 kgf/cm² no flange da válvula de bloqueio SDV-28, simultaneamente ao processo de regaseificação do GNL no navio Golar Spirit e expedição de gás às companhias termelétricas da região. Naquela ocasião, uma equipe de trabalho realizava atividade de montagem de andaime, com a devida Permissão de Trabalho, nas instalações do Píer. Contudo, os trabalhadores faziam uso de uma marreta inadequada para o serviço, o que gerou centelhamento imprevisto e consequente ignição da atmosfera inflamável. Adicionalmente, foram simuladas duas vítimas, uma diretamente envolvida com atividades operacionais entorno da SDV 028, e outra mais distante do local. O simulado foi acompanhado pela ANP por intermédio de membros da SCM e da CSO.

O simulado do projeto da Baía de Guanabara havia sido originalmente previsto para o dia 27 de maio de 2009. Entretanto, o evento foi adiado por questão de segurança, já que surgiram conflitos entre as empresas envolvidas no projeto e a comunidade de pescadores da região. O simulado foi novamente agendado para o dia 10 de setembro do ano de 2009 e, assim como em Pecém, também envolveu a ruptura do flange da

válvula de bloqueio da linha de gás natural que interliga o Píer à estação de distribuição. O evento simulou um acidente incluindo vazamento de gás, seguido de flash e incêndio, durante a realização de obras de manutenção nas instalações do Píer, contemplando apenas uma vítima. Houve a participação de membros dos operadores do Píer das equipes de socorro da Ilha d'Água e da Ilha Redonda, da Polícia Federal, do Corpo de Bombeiros, da Polícia Militar do Estado do Rio de Janeiro e do Hospital da Força Aérea do Galeão (HFAG) para onde foi encaminhada a suposta vítima. O evento foi acompanhado por membros do GT da ANP, da Capitania dos Portos, da Autoridade Portuária do Porto do Rio de Janeiro e do INEA.

X. LIÇÕES APRENDIDAS PELO ÓRGÃO REGULADOR

No decorrer dos processos de análise dos projetos de GNL de Pecém e da Baía de Guanabara foi observado que projetos deste porte, com características inovadoras, devem ser analisados por um grupo multidisciplinar. Assim sendo, a formação do próprio GT foi importante para auxiliar a equipe da SCM na análise de aspectos relacionados ao meio ambiente, a processo, a qualidade de produto e à segurança operacional.

Foram desenvolvidos procedimentos e sistemáticas para transpor as dificuldades encontradas, tais como: (i) compartilhamento da decisão administrativa da outorga das autorizações entre Diretoria, Superintendências e Coordenadorias; (ii) divisão do processo em partes de modo a outorgar autorizações parciais; (iii) estabelecimento de Autorizações Temporárias de Operação - ATO; (iv) realização de vistorias técnicas para acompanhamento do andamento das obras de construção dos Píeres; e (v) acompanhamento de simulados de combate a emergência.

O aprendizado do Grupo de Trabalho da ANP, se deu por meio da análise da documentação encaminhada pela TAG e das normas nelas referenciadas, bem como por reuniões entre as equipes da ANP e TAG/PETROBRAS, com a participação de EPCistas e Projetistas, que constituíram instrumento eficaz no rápido esclarecimento das dúvidas suscitadas pela Agência.

Adicionalmente, os conhecimentos dos membros do GT foram ampliados com a realização das missões internacionais descritas no Capítulo V. Estas missões contaram com visitas a instalações de GNL, tanto em construção quanto em operação, além de reuniões com órgãos reguladores, empresas de consultorias de renome internacional, e com operadoras de terminais e navios daqueles países.

Nestas viagens foi observado que alguns procedimentos, correntemente utilizados na indústria de GNL, devem ser adotados para o melhor andamento de projetos. Assim sendo, deve-se sempre garantir um gerenciamento de projeto consistente, com respeito às etapas previstas, contemplando a realização de HAZOPs ao fim de cada etapa de projeto ou após qualquer alteração neste, com a implementação de procedimentos para gerenciamento de mudanças.

A experiência internacional tem mostrado que as seguintes práticas também devem ser observadas para o melhor andamento do projeto:

- Fazer um estudo profundo do projeto antes do início da construção, elaborando matrizes de causa e efeito e identificando os intertravamentos. Vale ressaltar que estes estudos não devem ficar cargo do EPCista, uma vez que estes devem contemplar a filosofia da empresa assim como os

procedimentos de operação, de segurança operacional e de preservação do meio ambiente;

- Contratar uma terceira parte independente da projetista e da EPCista para acompanhar e certificar todas as etapas do projeto;
- Elaborar e aprovar os procedimentos operacionais e de comissionamento antes do início da construção, tendo em vista que estes poderão acarretar mudanças substanciais no projeto. Caso a empresa não possua vasta experiência na área, os procedimentos de comissionamento, operação e partida da planta devem ser elaborados por uma terceira parte que possua notório saber; e
- Assegurar que os equipamentos, em ocasião da construção e montagem, estejam devidamente protegidos de modo a garantir que estes permaneçam secos e limpos para o comissionamento.

Por fim, deve-se ressaltar a importância da criação do GT no processo de outorga das autorizações dos projetos de GNL. A ação conjunta das diversas áreas da ANP potencializou a troca de experiências entre servidores com diferentes expertises e a interatividade dos técnicos da Agência. Adicionalmente, a interação ANP - PETROBRAS/TAG foi bastante profícua, com essa última visivelmente envidando esforços para atender às solicitações da Agência. Assim sendo, tanto a integração entre as áreas da ANP (formação do GT), quanto aquela entre a ANP e demais entidades, foram bem sucedidas e contribuíram para o aprendizado de todos os envolvidos.

XI. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Frente ao apresentado, pode-se depreender que a indústria de GNL encontra-se em franco desenvolvimento e tem assumido papel de destaque no panorama energético mundial. A utilização deste modal tem evoluído com grande velocidade visto que diversos países têm introduzido, em sua política energética, o uso do GNL como forma de diversificar as fontes de suprimento de gás natural e, assim, garantir o abastecimento interno.

Neste contexto, é que se deu início aos Projetos de GNL da TAG, os quais permitiram a sinergia de diversas áreas da ANP, culminando com as autorizações de construção e de operação das instalações envolvidas. Esta interatividade entre Superintendências e Coordenadorias proporcionou grande troca de informações e conhecimentos que são de grande valia para o corpo técnico da Agência.

Nas missões internacionais foi possível aprofundar não só os conhecimentos relativos a terminais de GNL, mas também discutir aspectos regulatórios de toda a cadeia do gás natural, uma vez que, durante as reuniões de trabalho foram abordados diversos aspectos relacionados com segurança e regulação desta indústria.

Destaque-se, também, que a realização de reuniões entre as equipes da ANP e da TAG/PETROBRAS, com a participação de Projetistas e EPCistas¹³, constituíram instrumento eficaz para o rápido esclarecimento de dúvidas suscitadas por esta

¹³ EPCista: Neologismo criado a partir da sigla EPC - Engineering, Procurement and Construction Contracts em inglês, que são os contratos de construção de obras de grande porte, de origem anglo-saxã, que guardam, à luz do direito pátrio vigente, pontos em comum com os contratos de empreitada, contidos no Código de Direito Civil vigente.

Agência. Esta integração culminou com a realização de missão internacional conjunta à Espanha para uniformização do aprendizado.

Por fim, a experiência adquirida possibilitará aprimorar a revisão dos quesitos técnicos e econômicos constantes nas portarias e resoluções da ANP relacionadas com pedidos de autorização de construção e operação de instalações.

XII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABS CONSULTING (2007a) - *Estudo de Análise de Riscos do Terminal Flexível de GNL no Porto de Pecém*, **ABS PID 1678989 - 002**, elaborado em 20/04/2007.

ABS CONSULTING (2007b) - *Estudo de Análise de Riscos do Terminal Flexível de GNL na Baía de Guanabara*, **ABS PID 1678989 - 001**, elaborado em 27/02/2007.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - *Relatório de Viagem a Serviço para Realização das Atividades da Cooperação Técnica entre ANP e US Trade & Development Agency*, de 05 a 14 de novembro de 2007. Disponível em http://www.anp.gov.br/doc/gas/Relatorio_Viagem_USA.pdf. Acesso em 08 de junho de 2009.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2008a) - *Relatório de Viagem a Serviço para realização das atividades da cooperação técnica entre ANP & UKTI*, de 11 a 17 de maio de 2008. Disponível em: http://www.anp.gov.br/gas/Relatorio_Viagem_UK.asp. Acesso em 10 de junho de 2009.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2008b) - *Relatório de Viagem a Serviço: Visitas Técnicas aos Terminais de GNL de Barcelona e Sagunto e reuniões com a Comissão Nacional de Energia (CNE), Gestor Técnico do Sistema Gasífero (ENAGAS) e GAS NATURAL S.A.*, Julho, 2008. Disponível em http://www.anp.gov.br/doc/gas/Relatorio_Viagem_Espanha.pdf. Acesso em 06 de julho de 2009.

BICALHO, R. - *Turbulência à Vista*. **Boletim Infopetro**, Rio de Janeiro, RJ, ano 8, n. 6, p. 2-3, nov./dez. 2007.

BG GROUP – BRITISH GAS GROUP - *LNG – a Globalizing Industry. Are There Yet?* Apresentação. 2007. Disponível em: <http://ir.bg-group.com/bgir/presentations/2007/2007-04-24/2007-04-24new.pdf>. Acessado em 14 nov. 2007.

BP – BRITISH PETROLEUM - *Statistical Review of World Energy 2007*. Base de Dados. Disponível em: <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>. Acessado em 14 nov. 2007.

CEE – CENTER FOR ENERGY ECONOMICS. *Introduction to LNG - An Overview on Liquefied Natural Gas (LNG), its Properties, the LNG Industry, Safety Considerations*. Sugar Land, Texas: CEE, 2003. Disponível em:

http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCTION_TO_LNG_FINAL.pdf. Acessado em 14 nov. 2007.

CHENIERE, Freeport LNG Terminal - *Founder and 30% Limited Partner (2008) e Sabine Pass LNG Terminal*. Disponível em http://www.cheniere.com/LNG_terminals/terminals.shtml. Acesso em 09 de junho de 2009.

CH-IV INTERNATIONAL - *Introduction to LNG Safety*, Millersville-MD, USA, 2003, 64p,.

CH-IV INTERNATIONAL - *Safety History of International LNG Operations*, Hanover-MD, USA, 2006, 22p.

DOE, US Department of Energy - *DOE approves LNG Export Application (June, 3rd, 2008) e Natural Gas*. Disponível em http://www.international.energy.gov/news/techlines/2008/08018-DOE_Approves_LNG_Application.html e <http://www.energy.gov/energysources/naturalgas.htm>. Acessados em 09 de junho de 2009.

ECOELETRICA - *LNG Facilities*. Disponível em <http://www.ecoeletrica.com/ourfacilities/lngfacilities.html>. Acessado em 08 de junho de 2009.

EL PASO, SOUTHERN LNG - *Elba III Terminal Expansion, Project Description*. Disponível em http://www.elpaso.com/elba3/elba3expansion/project_desc.shtml. Acesso em 08 de junho de 2009.

EMCOHITRAX ENGINEERING (2008) – *Terminal Flexível de GNL: Porto de Pecém – CE*, Apresentação à ANP em 20/05/2008.

ENERGY CHARTER SECRETARIAT - *Gas Pricing*. In: **Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas**. Bruxelas: Energy Charter Secretariat, 2007, cap. 4, p. 97-200. Disponível em: <http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Pricing_-_chapter_4.pdf>. Acesso em: 14 nov. 2007.

ENERGY CURRENT - *News for the Business of Energy*. *Cove Point LNG expansion enters full commercial service*. Disponível em <http://www.energycurrent.com/index.php?id=3&storyid=17045>. Acessado em 08 de junho de 2009.

ESPAÑA - *Real Decreto 1716/2004, de 23 de julho de 2004, por el que se regula la obligación de mantenimiento de reservas mínimas de seguridad, La diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos*. Publicado no **Boletín Oficial del Estado – BOE** núm. 206, p. 29906 em 26 de agosto de 2004. Madri. Disponível em: <<http://www.boe.es/boe/dias/2004/08/26/pdfs/A29906-29921.pdf>>. Acessado em 06 de julho de 2009.

FERC - *Laws and Regulations; Existing LNG Terminals; LNG Policy; LNG - Existing LNG Terminals, Freeport, TX*; Disponível em <http://www.ferc.gov/industries/lng.asp>. Acessado em 08 de junho de 2009.

FLYNN, T.M. – *Cryogenic Engineering*, Marcel Dekker, New York, 2nd Edition, 2005, 912p.

FOSS, M.M. – *LNG Safety and Security*, CEE Center for Energy Economics, Sugar Land –TX, 2003, 81p.

FOSS, M.M. – *Introduction to LNG*, CEE Center for Energy Economics, Houston –TX, 2007, 40p.

GALVÃO ENGENHARIA – *Projeto GNL – Pecém*, Apresentação à ANP em 20/05/2008.

GDF SUEZ - *Our Companies, Suez LNG NA, Distrigas of Massachusetts LLC*, disponível em <http://www.suezenergyna.com/ourcompanies/lnгна-domac.shtml>. Acessado em 08 de junho de 2009.

GLOBAL Competition Review, *Freshfields Brukhaus Deringer. Gas Regulation 2006 in 35 jurisdictions worldwide*. Londres: Law Business Research Ltda., 2006. 264 p. (Getting The Deal Through series).

GOMES, I. - *Indústria do Gás Natural Liquefeito –Tendências e o Cenário Internacional..* Apresentação realizada no I Fórum Internacional de Direito do Petróleo e do Gás Natural, 2007.

HUITRIC, R. - *LNG Pricing: Impact of Globalization of High Prices on Long Term Contract Negotiations*. In: International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas, 15., 2007, Barcelona, Proceedings, Paper PS 1-4.

JENSEN ASSOCIATES - *Understanding the LNG Industry*. Apresentação 2006. Disponível em: <http://www.jai-energy.com/pubs/Aga.ppt>. Acessado em: 14 nov. 2007.

LNGJOURNAL. Londres: Maritime Content Ltd., mar. 2007.

OATLEY, J. – *LNG – a Long Term Growth Opportunity*. Hamworthy. Numis Conference, 2008. Disponível em <http://www.hamworthy.com/images/Numis-Conference-2008-v3.pdf>. Acessado em 30 de setembro de 2009.

PANHANDLE Energy - *Flexible LNG Services*. Disponível em http://www.panhandleenergy.com/serv_lng.asp. Acessado em 08 de junho de 2009.

VITALE, S – *Transforming a Terminal Concept into a Plan and Parameters for Designing and Building an LNG Terminal*. Material didático do curso Understanding LNG Terminals and Terminal Operations: A critical Link in the LNG Chain, Gas Technology Institute - GTI, Saint John (CA), Junho 2009.

WIRYA-SIMUNONIC, S. E MUMME, B. - *Evolution and Value of a Short Term LNG Market: Providing Supply to a Global Gas Market*. In: International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas, 15., 2007, Barcelona, Proceedings, Paper PS 1-7, 2007.

ZEUS VIRUAL ENERGY LIBRARY (2009a)– *Regaseification Terminals*, Disponível em: <http://www.zeuslibrary.com/VEL/Import/>. Acessado em 11 de setembro 2009.

ZEUS VIRUAL ENERGY LIBRARY (2009b) – *Liquefaction Plants*, Disponível em: <http://www.zeuslibrary.com/VEL/Export/>. Acessado em 11 de setembro 2009.