

Guido Antonio Carrera Zamalloa

***AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS (GNL E
GTL) PARA A VIABILIZAÇÃO DE JAZIDAS DE GÁS NATURAL
REMOTAS EM PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO***

ESTUDO DE CASO: JAZIDA DE CAMISEA NO PERU

**Tese apresentada ao Programa Interunidades de
Pós-Graduação em Energia (EP/FEA/IEE/IF) da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Doutor em Energia.**

SÃO PAULO

2004

Guido Antonio Carrera Zamalloa

***AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS (GNL E
GTL) PARA A VIABILIZAÇÃO DE JAZIDAS DE GÁS NATURAL
REMOTAS EM PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO***

ESTUDO DE CASO: JAZIDA DE CAMISEA NO PERU

**Tese apresentada ao Programa Interunidades de
Pós-Graduação em Energia (EP/FEA/IEE/IF) da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Doutor em Energia.**

**Orientador: Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos
Santos**

SÃO PAULO

2004

A Luz, minha esposa, pelo amor que nos une e por compartilhar com alegria os momentos difíceis da minha vida como pesquisador.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por minha vida e pela oportunidade de alcançar mais um grande desejo.

Aos meus pais e minhas irmãs, pela constante motivação.

Ao Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos, como orientador da tese, pelo incentivo, pela confiança e pelo apoio recebido.

Aos professores e colegas do PIPGE-USP, em especial aos professores: Dr. Murilo Fagá e Dr. Roberto Hukay, pelas aulas e pelas longas discussões que contribuíram para minha formação.

À Universidade de São Paulo, por tudo o que ela me propiciou.

À CNPQ, pelo apoio econômico nos primeiros dois anos de doutorado.

À Petrobrás, pelo apoio técnico.

RESUMO

Carrera Zamalloa, Guido Antonio. **Avaliação de alternativas tecnológicas (GNL e GTL) para a viabilização de jazidas de gás natural remotas em países em desenvolvimento. Estudo de caso: jazida de Camisea no Peru. 2004. 219p.** Tese de Doutorado – Programa de Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo

O presente trabalho desenvolve uma análise teórica de duas alternativas tecnológicas: “Gás Natural Liquefeito” (GNL) e “Gas to liquids” (GTL), como opções para a viabilização dos denominados “gases remotos”. Concentrar-se-á em um estudo de caso, o da jazida de Camisea, no Peru. Além de uma rigorosa avaliação das duas tecnologias, desenvolve-se uma metodologia de avaliação de projetos, a qual considera todas as principais variáveis do Projeto Camisea e incorpora suas dimensões de incerteza. Essa metodologia baseia-se na utilização de algoritmos probabilísticos, através do método denominado Monte Carlo.

O resultado é a identificação de todas as variáveis e seus graus de incerteza associados, bem como a geração dos perfis de risco para cada alternativa, expressos na forma de distribuição de probabilidade acumulada. Através deste exercício, tem-se a dupla ambição de estudar sob uma ótica mais complexa as possibilidades de viabilização de um projeto essencial para o Peru, mas também desenvolver, e apresentar de forma bastante didática, uma metodologia que permite incorporar as variáveis de risco nas análises de viabilidade de grandes projetos de infra-estrutura energética.

ABSTRACT

Carrera Zamalloa, Guido Antonio. **Evaluation of technological alternatives (LNG and GTL) for the viability of remote natural gas fields in developing countries. Case study: Camisea field in Peru. 2004. 219p.** Tese de Doutorado – Programa de Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo

The present work develops a theoretical analysis of two technological alternatives; “Liquefied Natural Gas” (LNG) and “Gas to liquids” (GTL), as options to make feasible the named “remote gases”. It was used a study of case from “Camisea”, in Peru. In addition to a straight evaluation of those two technologies, a methodology of evaluation for projects was developed, which considers all main variables of the Camisea Project and merges its dimensions of uncertainty. This methodology is based on the utilization of probabilistic algorithm, by means of a method named Monte Carlo.

The result is the identification of all variables and their grades of uncertainty associated, as well as the generation of risk profiles for each alternative, expressed in the form of distribution of accumulated probability. By means of this exercise, we have the doubled aspiration to study in a more complex view, the possibilities of making feasible an essential project for Peru, and also develop and present, in a very didactical way, a methodology which allows the incorporation of risk variables in the analysis of the viability for large sized projects of energetic infrastructure.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Sistemas de transporte de gás natural	42
Figura 3.1 – Crescimento da demanda de GNL	45
Figura 3.2 – Custo de Transporte	47
Figura 3.3 – Cadeia de Valor do GNL	51
Figura 3.4 – Aprendizagem reduz custo de capital	52
Figura 3.5 – Diminuição dos preços de navios de GNL	53
Figura 3.6 – Custos do GNL diminuem	56
Figura 3.7 – Exportações mundiais de GNL	60
Figura 3.8 – Importações americanas de GNL	63
Figura 3.9 – Capacidade projetada dos terminais americanos	63
Figura 3.10 – Instalações de GNL nos EU	67
Figura 4.1 – Opções tecnológicas GTL	73
Figura 4.2 – O processo GTL-FT	74
Figura 4.3 – Balanço de energia e carbono em Plantas GTL-FT	75
Figura 4.4 – Comparação entre perfis de produção de uma planta GTL-FT e uma refinaria convencional (produtividade de cada categoria de produto em % volumétrica)	76
Figura 5.1 – Exemplo de um diagrama de influência	101
Figura 5.2 – Exemplo gráfico de análise de sensibilidade	105
Figura 5.3 – Exemplo de identificação de variáveis para simulação com MCC	111
Figura 5.4 – Distribuição simples e acumulada	112
Figura 5.5 – Exemplo de interpretação de um perfil de risco	112
Figura 5.6 – Exemplos de perfis de risco	113
Figura 5.7 – Tipos de distribuições	115
Figura 6.1 – Capacidade instalada	120
Figura 6.2 – Proposta técnica para o projeto Camisea	125
Figura 6.3 – Produção e venda de GLP	141
Figura 6.4 – Mercado de querosene	142
Figura 6.5 – Oferta de GN para os Estados Unidos	146

Figura 6.6 – Possíveis localizações de plantas de regasificação	147
Figura 7.1 – Diagrama de influência do projeto Camisea	160
Figura 7.2 – Diagrama de influência do projeto Camisea – Continuação	161
Figura 7.3 – Resultados dos cenários GN e GN & LGN	166
Figura 7.4 – Variação do VPL em MM US\$, do cenário “GN & LGN”	166
Figura 7.5 – Variação do VPL em MM US\$, do cenário “GNL”	167
Figura 7.6 – Variação do VPL em MM US\$, do cenário “GTL”	168
Figura 7.7 – Resultados das simulações - todos os cenários.	169

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Evolução das reservas provadas de GN (em trilhões de metros cúbicos)	30
Tabela 2.2 – Consumo de GN na EU	33
Tabela 2.3 – Sistemas de transporte de gás natural – Características	40
Tabela 3.1 – Reservas provadas de gás natural e produção de GNL	49
Tabela 3.2 – Países importadores de GNL (2002)	53
Tabela 3.3 – Investimentos para um projeto de GNL	56
Tabela 3.4 – Custos estimados para um projeto de GNL	57
Tabela 3.5 – Comercio Mundial de GNL – 2002	59
Tabela 3.6 – Importações de GNL nos EU (bilhões de m ³)	64
Tabela 4.1 – Sumário das três plantas GTL pioneiras – Complexos implementados	78
Tabela 4.2 – Sumário de três plantas GTL de segunda geração (complexos em desenvolvimento)	79
Tabela 4.3 – Detalhamento dos custos de capital para um complexo GTL de segunda geração típico (com uma capacidade de projeto de 50.000 bpd)	81
Tabela 4.4 – Atividades de comercialização global de GLT	84
Tabela 4.5 – Síntese FT da Sasol a partir de Syngas derivado de carvão.	86
Tabela 4.6 – Taxa de retorno econômica	92
Tabela 4.7 – Capacidade das plantas	92
Tabela 5.1 – Exemplo de resultado de análise de sensibilidade	105
Tabela 5.2 – Distribuição do volume demanda de GN	107
Tabela 5.3 – Números aleatórios gerados	107
Tabela 5.4 – Estimativas dos volumes de demanda de GN	108
Tabela 5.5 – Exemplo de desenvolvimento do algoritmo	109
Tabela 6.1 – Energia produzida (MWh)	120
Tabela 6.2 – Volumes in “situ” do GN e LGN de Camisea	122
Tabela 6.3. – Reservas provadas e prováveis	122
Tabela 6.4. – Possível cenário de produção para projeto Camisea	123

Tabela 6.5 – Estimativas para o mercado residencial de GN em Lima	127
Tabela 6.6 – Estimativas para o consumo comercial de GN em Lima	128
Tabela 6.7 – Mercados residencial e comercial segundo HQI (em MMm ³ /dia)	128
Tabela 6.8 – Consumo de gás natural – residencial e comercial segundo a Shell e a Stone & Webster/Flemming (em MM m ³ /dia)	129
Tabela 6.9 – O mercado industrial potencial (MMm ³ /dia)	129
Tabela 6.10 – Mercado industrial segundo HQI (MMm ³ /dia)	130
Tabela 6.11 – Estimativa do mercado industrial para o GN de Lima	130
Tabela 6.12 – Estimativas de consumo de GN da produção termelétrica	131
Tabela 6.13 – O mercado das centrais térmicas, segundo HQI (MMm ³ /dia)	131
Tabela 6.14 – Estimativas de consumo de GN no setor elétrico	132
Tabela 6.15 – Estimativas do mercado do GNV segundo HQI (MMm ³ /dia)	134
Tabela 6.16 – Estimativa de evolução do mercado de GNV	135
Tabela 6.17 – Projeção da demanda de gás natural no mercado peruano	137
Tabela 6.18 – Consumo total previsto na região de Lima segundo o HQI	139
Tabela 6.19 – Estimativa de evolução do consumo total de GN em Lima	140
Tabela 6.20 – Estimativa de produção de GLP	142
Tabela 6.21 – Estimativa de produção de condensados	143
Tabela 6.22 – Preços do GN nos Estados Unidos (\$/MMBtu)	146
Tabela 6.23 – Valores da Cadeia de GNL para determinação do <i>net back</i>	147
Tabela 6.24 – Investimentos cadeia de GNL	148
Tabela 6.25 – Produção e venda de gás, usando a tecnologia GNL	148
Tabela 6.26 – Investimentos para uma planta de GTL no Peru	150
Tabela 6.27 – Produção de GTL e consumo de GN	151
Tabela 6.28 – Projeções preço do petróleo (US\$/barril)	153
Tabela 6.29 – Preços de Petróleo Cru e Derivados comercializados no Peru	154
Tabela 6.30 – Projeção dos Preços de Petróleo Cru e Derivados comercializados no Peru	154
Tabela 6.31 – Estimativas do preço do petróleo	155
Tabela 6.32 – Políticas para a determinação de preços do gás natural	156
Tabela 7.1 – Variáveis do sistema	164

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

3-D	Tri dimensional
atm	Atmosferas
B m ³	Bilhões de metros cúbicos
BG	British Gas
bpd	Barris por dia
Btu	do inglês, “British Thermal Unit”
C.I.F.	Do inglês, “Costs, Insurance and Freight”
cf	cubic feet
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
EAU	Estados Árabes Unidos
EIA	Agência de informação de energia dos EU
EPC	Engenharia, gerenciamento e construção
EU	Estados Unidos
UE	União Européia
Eurostat	Statistical Office of the European Communities
FEED	Do inglês, “Front end engineering design”
FERC	Comissão Federal Reguladora de Energia (EU)
FT	Fischer Tropsch
GIIGNL	Groupe internationale des importateurs du gaz naturel liquéfié
GLP	Gás liquefeito de petróleo
GN	Gás natural
GNC	Gás natural comprimido
GNL	Gás natural liquefeito
GNV	Gás natural veicular
GTL	Do inglês, “gas to liquids”
GTW	Do inglês, “gas to wire”
HQI	Hydro Québec International
km	Quilômetro

Lbs	Libras
LGN	Líquidos de gás natural
LNG	do inglês, “Liquefied natural gas”
M	Mil (1.000)
m ³	Metros cúbicos
MCC	Método de Monte Carlo
MEM	Ministério de Energia e Minas (Peru)
MM m ³	Milhões de metros cúbicos
MM m ³ /dia	Milhões de metros cúbicos por dia
MM US\$	Milhões de dólares americanos
MM	Milhões (1000.000)
msnm	Metros sobre o nível do mar
MWh	Mega watts hora
NO _x	Óxidos de nitrogênio
OGJ	Oil and Gas Journal
PIB	Produto Interno Bruto
Ppm	Partículas por milhão
SO _x	Óxido de enxofre
tcf	do inglês, “tera cubic feet”
TEPCO	Tokyo Electric Power Co.
tpa	Toneladas por ano
US\$/MMBtu	US\$ por milhão de Btu
VMEH	Vice Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia
VPL	Valor presente líquido

SUMARIO

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO

1.1.	Descrição do problema	17
1.2.	Os objetivos do estudo	23
1.3.	Contribuições	24
1.4.	Estrutura do texto	25

CAPÍTULO II RÁPIDA INTRODUÇÃO AO GÁS NATURAL E SUAS DIFICULDADES DE TRANSPORTE

2.1.	O gás natural	27
2.2.	Reservas provadas de gás natural	28
2.3.	Crescimento mundial da demanda de gás	32
2.4.	A necessidade de viabilizar os gases remotos	34
2.5.	A importância do transporte de gás	37

CAPÍTULO III GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL) COMO OPÇÃO PARA VIABILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL REMOTO

3.1.	Rápida perspectiva histórica do GNL	43
3.2.	O GNL como fonte competitiva de Gás Natural	46
3.3.	Evolução dos custos do GNL	50
3.4.	O comércio mundial de GNL	57
3.5.	Preços do GNL	67

CAPÍTULO IV
GAS-TO-LIQUIDS (GTL) COMO OPÇÃO PARA VIABILIZAÇÃO DE
GÁS NATURAL REMOTO

4.1.	Rápida introdução histórica e conceitual ao GTL	69
4.2.	Os processos GTL e a rota Fischer – Tropsch	73
4.3.	Eficiências das Plantas GTL-FT	74
4.4.	Evolução e incertezas do GTL	77
4.5.	Principais obstáculos para as plantas GTL	80
4.6.	Alguns relatos da experiência comercial de plantas GTL	82
4.6.1.	Operações comerciais de plantas GTL-FT	84
4.6.2.	Projetos Propostos de GTL-FT em empreendimentos que já alcançaram o estágio “ <i>FEED</i> ”	86
4.7.	Alguns aspectos econômicos dos projetos GTL	87
4.8.	Competitividade de custos	90

CAPÍTULO V
METODOLOGIA PROBABILÍSTICA PARA ANÁLISE DE DECISÃO EM
PROJETOS INTEGRADOS DE GÁS NATURAL

5.1.	Introdução	93
5.2.	A necessidade de identificar as variáveis que geram risco na seleção de projetos	94
5.3.	O parâmetro de decisão	97
5.4.	O Método Monte Carlo (MCC)	98
5.4.1.	Conceito de probabilidade e a previsão do futuro	99
5.4.2.	Descrição da metodologia	100
5.4.2.1.	Identificação das variáveis, relações entre as variáveis e construção do modelo matemático	101
5.4.2.2.	Identificação das variáveis que geram maior risco	103
5.4.2.3.	Determinação das curvas de risco usando o método probabilístico (Método de Monte Carlo)	106
5.4.2.4.	Exemplo de aplicação do modelo Monte Carlo	106
5.4.2.5.	Análise dos resultados (perfil de risco, interpretação das curvas de	

distribuição e estatísticas)	111
5.4.2.6.Exemplo de interpretação de um Perfil de Risco	112
5.4.2.7.Estatísticas da distribuição e seu uso na análise dos resultados	114
5.5. Conclusão sobre a metodologia	116

CAPÍTULO VI

ESTUDO DE CASO: DESENVOLVIMENTO DA JAZIDA DE CAMISEA NO PERU

6.1. Introdução	117
6.2. Quadro geral do setor energético peruano	118
6.2.1. A indústria de hidrocarbonetos	118
6.2.2. O setor elétrico	119
6.3. Oferta potencial de gás natural no Peru	121
6.4. O projeto Camisea	123
6.5. Potencial do mercado peruano para o gás natural de Camisea	125
6.5.1. Mercados residencial e comercial	125
6.5.2. O mercado industrial	129
6.5.3. Mercado de geração de eletricidade	130
6.5.4. O setor transporte	133
6.5.5. Industrias específicas	135
6.5.6. A visão do governo do mercado para o gás natural	137
6.5.7. Resumo das estimativas de consumo de gás natural	139
6.6. Breves comentários sobre o potencial do mercado peruano para hidrocarbonetos líquidos	140
6.6.1. Mercado de GLP	140
6.6.2. Mercado de querosene	142
6.7. Mercados internacionais para o GN de Camisea	143
6.7.1. Potencial de mercado de GNL nos Estados Unidos da América	145
6.7.2. Implantação de uma planta de GTL para exp. de hidrocarbonetos líquidos	149
6.8. Preços e políticas para o GN de Camisea	151
6.9. Incertezas no desenvolvimento do mercado peruano para o gás de Camisea	156
6.9.1. Mercado do GN	156
6.9.2. O principal concorrente para a exportação: A Bolívia	157

CAPÍTULO VII
MODELAGEM, RESULTADOS E DISCUSSÕES

7.1.	Identificação das variáveis, relações e construção do “diagrama de influências”	159
7.2.	O modelo matemático e as variáveis aleatórias	161
7.3.	Descrição dos cenários e avaliação de resultados	165

CAPÍTULO VIII
CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

8.1.	Conclusões	170
8.2.	Considerações finais	175
ANEXO I - GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL)		177
ANEXO II – DESCRIÇÃO DOS PROCESSOS DA TECNOLOGIA GTL – FT		193
ANEXO III – LOCALIZAÇÃO DA JAZIDA DE CAMISEA, A CIDADE DE LIMA E A ROTA DOS DUTOS		199
ANEXO IV - DESCRIÇÃO DO SISTEMA (CADEIA DE GN) DO PROJETO CAMISEA		200
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA		212
BIBLIOGRAFIA		217

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1. Descrição do problema

O gás natural (GN)¹ caracteriza-se por sua grande maleabilidade estratégica quanto à demanda. Pode ser utilizado em várias atividades industriais, seja através da queima direta (permitindo um aumento da competitividade e qualidade de fabricação de diversos produtos como cerâmica, vidro, têxteis e alimentos), seja na geração de vapor (o qual pode ser associado à geração elétrica através da co-geração); ou ainda como matéria-prima na indústria petroquímica e no plano residencial, podendo substituir tanto a eletricidade como o gás liquefeito do petróleo (GLP)². Além disso, o gás pode ser utilizado na geração de energia elétrica em usinas termelétricas, seja operando continuamente na base de sistemas interligados ou complementando sistemas hidrotérmicos (Moutinho dos Santos et al., 2002).

No entanto, para o gás natural chegar ao mercado e substituir outros combustíveis concorrentes (como por exemplo, eletricidade, óleo combustível, diesel, álcool ou gasolina), os consumidores necessitam encontrá-lo a preço e condições de venda competitivos. No cálculo do preço do gás, existem vários componentes fundamentais: característica da sua origem (por exemplo, associado ou não associado), qualidade do gás descoberto, localização da jazida, custo de produção, tecnologia e custo de transporte e de distribuição, mercado a ser atendido, preços dos combustíveis concorrentes e aspectos tributários. Além disso, variáveis ambientais podem valorizar o gás em relação a outras fontes de energia ou podem dificultar, ou mesmo inviabilizar, um projeto de produção, transporte ou distribuição de gás.

¹ O gás natural é um combustível fóssil, uma mistura de hidrocarbonetos leves, encontrado em rochas porosas no subsolo, podendo estar associado ou não ao petróleo. É composto por gases inorgânicos e hidrocarbonetos saturados, predominando o metano e, em menores quantidades, o etano, o propano e o butano. No estado bruto, apresenta baixos teores de contaminantes como o nitrogênio, o dióxido de carbono, a água e compostos de enxofre. Legalmente, através da definição estabelecida na Lei n.º 9.478/97, Gás Natural (ou Gás), é todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

² O GLP pode ser separado das frações mais leves do petróleo ou das mais pesadas de gás natural. Também é um combustível fóssil constituído principalmente por uma mistura de hidrocarbonetos com 3 e 4 átomos de carbono, com ligação simples, denominados de propano e butano. Moléculas com ligações duplas, propeno e buteno, também ocorrem com frequência. A temperatura ambiente, mas submetido à pressão na faixa de 8 a 15 kgf/cm², o GLP apresenta-se na forma líquida. Assim, trata-se de um combustível de mais fácil armazenamento, transporte e distribuição do que o GN. No Brasil a forma mais popular da comercialização do GLP é através do seu engarrafamento em botijões de 13 kg de gás, apresentando vários usos, mas, principalmente, difundido para utilização em cocção residencial e comercial, sendo neste caso conhecido como “gás de cozinha”.

O problema de acesso aos mercados em condições competitivas torna-se ainda mais acentuado para os ditos “gases remotos”. Um reservatório de gás natural é considerado remoto quando se encontra afastado de qualquer mercado potencial. Neste caso, os custos de capital e de operação da infra-estrutura de transporte representam uma componente maior na formação do preço final do gás, podendo inviabilizar a sua capacidade de substituir outras formas de energia junto aos consumidores finais.

Neste trabalho de tese, propõe-se uma análise teórica sobre dificuldades e potenciais econômicos para a viabilização do aproveitamento comercial de “gases remotos”, considerando os diferentes avanços tecnológicos que se processam na área de transporte e distribuição de gás.

A análise será desenvolvida a partir de um estudo de caso: o da “Jazida de Camisea”, no Peru. Essa se caracteriza pelas quantidades significativas de gás natural disponíveis, com reservas provadas e prováveis³ de 306 bilhões de metros cúbicos (MEM, 2001), e pelas distâncias que as separam dos grandes mercados nacionais e internacionais. Além do mais, a jazida está inserida em região de alta sensibilidade ambiental e de difícil acesso. Para complicar, nos últimos anos, viu suas chances de exportação aos mercados internacionais diminuir com a entrada de novos concorrentes, principalmente na Ásia, na América do Norte e mesmo em outros países latino-americanos como Bolívia, Brasil e Trinidad e Tobago.

No caso do Brasil, o gás de Camisea compete com aquele das jazidas de Urucu e Jurua. Estas jazidas tentam viabilizar-se para o fornecimento de GN em regiões do Acre, Rondônia e Amazonas, mercados que também são interessantes para Camisea. A descoberta de importantes campos de GN doméstico na própria região amazônica brasileira, com boas perspectivas para novas descobertas no futuro, praticamente inviabiliza as exportações peruanas para esses mesmos mercados. Em pesquisa anterior (Carrera, Moutinho dos Santos, 2000), (Carrera, 1998), trabalhou-se com esta perspectiva, porém tal possibilidade estratégica tornou-se remota. A exportação do GN de Camisea para o Brasil ainda poderá ser factível dentro de algum esquema de produção complexo, associado ao GN produzido nos campos brasileiros e visando sua exportação para fora da região amazônica, eventualmente para

³ São identificadas como reservas provadas as que tem uma probabilidade de recuperação igual ou superior a 90%. As reservas prováveis tem probabilidade de recuperação entre 50 e 90%.

mercados localizados fora do continente sul-americano. Contudo, tais opções não farão parte do escopo deste trabalho.

As reservas de GN provadas da Bolívia também evoluíram muito desde 1997, passando de 157 bilhões de m³ a 675 bilhões de m³ em 2001 (VMEH⁴ apud Mercados Energéticos, 2001). Uma parte⁵ desta grande quantidade de GN está sendo exportada para o Brasil, suprindo as regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul através do Gasbol⁶. Mesmo levando em conta futuras ampliações do Gasbol, a Bolívia ainda apresenta grandes quantidades excedentes de GN, as quais poderão ser exportadas para outros países através de dutos ou usando outras tecnologias, por exemplo, o Gás Natural Liquefeito (GNL)⁷, que tem sido avaliado como opção estratégica mais adequada para sua saída ao Oceano Pacífico. Até o momento, analisam-se duas alternativas de saída: pelo Chile ou pelo Peru, constituindo a eleição de uma delas um problema técnico, econômico e político. Com isto, como será visto ao longo deste trabalho, mais uma alternativa de exportação do GN de Camisea vê-se ameaçada por um novo concorrente.

Por outro lado, o mercado peruano de GN não é suficientemente maduro para poder-se afirmar que o uso doméstico desse combustível tornará o projeto de Camisea rentável para as empresas envolvidas e para a sociedade peruana. Para esta, a perspectiva de desenvolvimento dos seus recursos naturais é encorajadora, merecendo todo o esforço da nação, porém, no ambiente empresarial, ainda há muitas variáveis e incertezas que têm sistematicamente atrasado o desenvolvimento da jazida.

A princípio, para a viabilização do projeto, torna-se necessário simultaneamente: (1) criar-se e desenvolver-se um mercado nacional de GN no Peru; e (2) viabilizar-se a exportação de GN

⁴ Vice Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia

⁵ O contrato de 20 anos prevendo-se o gasoduto operando em plena carga durante todo o período, 30 MMm³/dia, totalizaria uma exportação de 219Bilhões de m³, que corresponderia a 32% do total das reservas.

⁶ Em fevereiro de 1993 foi assinado um contrato de compra e venda de gás natural entre a Petrobras e a YPFB, pelo prazo de 20 anos. Para viabilizar o transporte e o fornecimento do gás boliviano às regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, foi construído o Gasoduto Bolívia-Brasil, também conhecido por Gasbol. Este gasoduto tem uma extensão de 3150 km, sendo 560 km em território boliviano e 2590 km em território brasileiro, integrando-se à infra-estrutura de gás existente no Cone Sul de América do Sul.

⁷ O GNL é um gás que foi convertido para o estado líquido, permitindo a sua armazenagem e transporte quando as distâncias entre as áreas de produção do gás e o mercado consumidor são longas ou quando o terreno se apresenta muito difícil para o transporte por gasodutos. O gás é liquefeito através do seu resfriamento à - 161,5°C, reduzindo seu volume em 1/ 600 do volume original. Isto é possível pelo resfriamento do gás natural, com um refrigerador secundário, e pela redução da pressão do gás. O GNL também é chamado de gás criogênico ou muito frio.

para outros mercados não vizinhos, usando outras tecnologias como o GNL ou o GTL (do inglês “Gas to Liquids”)⁸.

Como será visto ao longo do trabalho, nenhuma das estratégias encontra solução trivial. O desenvolvimento de um mercado doméstico encontra uma série de dificuldades logísticas, pois a jazida fica em uma região de difícil acesso, longe do principal mercado peruano, constituído pela cidade de Lima, e muito longe dos grandes mercados internacionais. Em qualquer situação, é necessário escoar grandes quantidades de GN para poder viabilizar os gasodutos ou as plantas de GNL e GTL que permitiriam levar o combustível até os consumidores. Mesmo projetos exportadores de GNL e GTL requerem dutos intermediários, que necessitam atravessar os Andes, tendo que superar alturas superiores a 4000 metros. Estas e outras variáveis técnicas, políticas, econômicas e ambientais geram incertezas para os projetos.

Trata-se, assim, de um empreendimento de grande envergadura, no qual as condições de competitividade envolvem grandes incertezas e podem alterar-se rápida e radicalmente. Neste contexto, é indispensável uma avaliação permanente do Projeto Camisea. Não se deve esquecer que, em 1998, após o anúncio entusiasmado da descoberta da jazida e de suas estratégias para desenvolvê-la, a empresa Shell decidiu abandonar o projeto. Os mesmos motivos que levaram a empresa pioneira a não dar continuidade ao empreendimento ainda podem, eventualmente, inviabilizar os trabalhos desenvolvidos até o presente.

O governo peruano, em um segundo intento de ativar o projeto, no ano 2000, assinou novos contratos. Nesse novo esquema contratual, os investidores⁹ obrigam-se a desenvolver a exploração e produção de hidrocarbonetos na região de Camisea, bem como o transporte e a distribuição do gás.

Desde a assinatura do contrato, ainda não se tem certeza da viabilidade da exportação do GN da Jazida de Camisea, nem das tecnologias, GNL ou GTL, que podem oferecer maiores benefícios nessa exportação. As opiniões são divergentes, existem poucas informações

⁸ O GN também pode ser convertido para produtos líquidos usando diferentes tecnologias. A variedade de combustíveis líquidos finais, através de processos de síntese química, é denominado GTL.

⁹ Consórcio formado por Pluspetrol Peru Corporation, Hunt Oil Company of Peru, SK Corporation e Hidrocarburos Andinos S.A.C.

devidamente sustentadas, e que sejam de domínio público, que mostrem e discutam claramente as vantagens e desvantagens das alternativas existentes.

Por outro lado, não se pode afirmar que o mercado peruano reagirá e demandará a quantidade de GN necessária para a recuperação dos investimentos já realizados até o momento¹⁰. Há dois fatores normalmente indicados como empecilhos e que dificultam o desenvolvimento de um mercado de GN no Peru. O primeiro é o fato de não haver uma cultura mais arraigada de uso do gás como fonte energética. Em segundo lugar, os preços do GN tornam-se pouco competitivos devido a problemas de infra-estrutura e de mercado. Isto sem falar dos fatores macroeconômicos e de instabilidade política que podem afetar os investimentos externos no Peru, estagnando o crescimento da economia doméstica e tornando qualquer iniciativa de expansão do uso do GN ainda mais difícil.

Este trabalho de tese não pretende ser conclusivo, pois, tendo sido escrito principalmente através de fontes de dados externas, há sem dúvida, grandes incertezas que deverão ser estudadas com mais detalhe no futuro. No entanto, trata-se de um desafio original em seu afã de tentar responder, de maneira integrada, o seguinte conjunto de questões:

- Há um mercado peruano capaz de viabilizar o Projeto Camisea?
- Será necessário gerar políticas para o aumento da geração térmica de eletricidade com GN, provocando o vertimento de águas em usinas hidrelétricas ou paralisando o planejamento e a construção de novas hidrelétricas?
- Haverá necessidade de exportar o GN para viabilizar o projeto?
- Quais as conseqüências para o Peru caso o seu principal concorrente – a Bolívia – consiga desenvolver um projeto de exportação usando a tecnologia GNL, através da infra-estrutura portuária do Chile?
- Quais seriam os benefícios e a viabilidade de um projeto de GNL binacional, entre Bolívia e Peru, construindo-se uma planta de liquefação em território peruano e dividindo-se riscos de mercado, de investimentos e de tecnologia?
- Será que, ao invés de exportar usando a tecnologia do GNL, seria melhor implementar uma usina de GTL e exportar produtos líquidos para o mercado global?

¹⁰ É bom lembrar o acontecido no Brasil, entre o final dos anos 1990 e o início dos anos 2000, quando o GN foi apontado como a grande alternativa energética. Apontado como um energético limpo e de múltiplas aplicações, e considerado como combustível do futuro no Brasil, o GN ainda não deslanchou. Há grandes perspectivas de crescimento do consumo de gás no país, mas trata-se de um energético sobre o qual

Estas são algumas das principais questões que este trabalho propõe-se a responder. Para cumprir esse objetivo, será desenvolvida uma metodologia de avaliação e análise de decisão de projetos, a qual levará em consideração todas as variáveis do Projeto Camisea e incorporará suas dimensões de incerteza, das diferentes alternativas estudadas.

A metodologia sobre a qual pauta-se o desenvolvimento do trabalho é a utilização de números aleatórios, como expresso pelo método denominado de Monte Carlo. Esta é uma técnica de amostragem artificial empregada para operar numericamente sistemas complexos e que tenham componentes aleatórios.

Esta metodologia realiza diversas simulações. Em cada uma delas, são gerados valores aleatórios para o conjunto de variáveis de entrada e para os parâmetros do modelo que estão sujeitos à incerteza. Tais valores aleatórios gerados seguem distribuições de probabilidade específicas, que devem ser identificadas ou estimadas previamente. O conjunto de resultados produzidos ao longo de todas as simulações pode ser analisado estatisticamente e fornecer resultados em termos de probabilidade.

O princípio do método é a realização de um número elevado de simulações, sendo que, a cada simulação, sorteiam-se valores para as variáveis aleatórias. Esses sorteios têm, entretanto, que respeitar as distribuições de probabilidade que definem cada uma das variáveis. É importante preparar o modelo de maneira que se possa realizar as simulações necessárias.

O resultado será a identificação de todas as variáveis e seus graus de incerteza associados, bem como a geração dos perfis de risco para cada alternativa, expressos na forma de distribuição de probabilidade acumulada.

Através da comparação dos perfis de risco, pode-se determinar e eleger a melhor alternativa. Proporciona-se uma visão flexível e não estática do desempenho do sistema no futuro, já que os perfis de risco permitem visualizar todos os valores que podem tomar as variáveis aleatórias, dadas as incertezas que existem.

recai o peso econômico dos grandes investimentos que ainda se fazem necessários para viabilizar sua penetração na matriz energética brasileira.

A metodologia proposta pretende oferecer respostas adequadas aos diversos questionamentos e incertezas que envolvem o Projeto Camisea, porém trata-se de uma ferramenta útil para todo pesquisador desejoso de avaliar possibilidades de abastecimento energético, considerando diferentes padrões de risco e procurando obter custos aceitáveis para a sociedade. É fundamental incorporar-se a avaliação do risco no processo de planejamento energético, pois a expansão futura da infra-estrutura energética deverá processar-se em mercados cada vez mais competitivos, devendo representar esforços sociais minimizados e sobre os quais existam um mínimo de avaliação e controle das incertezas.

Foram necessários o desenvolvimento de algoritmos e a implementação de um sistema computacional¹¹ que atenda as necessidades específicas de grandes projetos energéticos (no caso específico a cadeia do gás natural da jazida de Camisea).

Pode-se dizer que a energia é essencial no processo de desenvolvimento econômico dos povos. A continuidade do abastecimento energético é condição indispensável para a sustentação da atividade econômica nas sociedades atuais, razão pela qual deve-se entender o Projeto Camisea como uma iniciativa essencial, que deve apresentar alternativas e soluções que satisfaçam os interesses de todos os agentes envolvidos, lembrando sempre que, antes de mais nada, no tempo preciso, qualquer projeto energético deve apresentar benefícios para a sociedade.

1.2 Os objetivos do estudo

No presente trabalho será desenvolvida uma análise teórica de duas alternativas tecnológicas (GNL e GTL) como opções para a viabilização dos denominados “gases remotos”. Concentrar-se-á em um estudo de caso, o da “Jazida de Camisea” no Peru.

Para cumprir esse objetivo, além de uma rigorosa avaliação das duas tecnologias, será desenvolvida uma metodologia de avaliação de projetos, a qual considera todas as principais variáveis do Projeto Camisea e incorpora suas dimensões de incerteza. Serão obtidos os perfis de risco das alternativas em estudo.

Essa metodologia baseia-se na utilização de algoritmos probabilísticos, através do método denominado de Monte Carlo. O trabalho apresenta os resultados para alguns cenários, mas também a metodologia de análise para que o leitor interessado possa replicar os exercícios dentro de outros contextos.

Serão geradas curvas de risco das diferentes alternativas tecnológicas consideradas como opção mais viável para o desenvolvimento da jazida de Camisea. Através deste exercício, tem-se a dupla ambição de estudar sob uma ótica mais complexa as possibilidades de viabilização de um projeto essencial para o Peru, mas também desenvolver, e apresentar de forma bastante didática, uma metodologia que permite incorporar as variáveis de risco nas análises de viabilidade de grandes projetos de infra-estrutura energética.

Na aplicação das ferramentas desenvolvidas para a jazida de Camisea, serão estabelecidos: (A) as variáveis que geram maior risco para o projeto e (B) as duas possibilidades de exportação do GN, isto é, a adoção da tecnologia do GNL, visando o mercado dos Estados Unidos e principalmente da Califórnia ou a construção de uma usina de GTL, procurando a produção de líquidos de alta qualidade para exportação ao mercado global.

1.3. Contribuições

Nos últimos anos, têm sido identificados grandes campos de GN com características de “gases remotos”. Com isso, novas tecnologias para aproveitamento desses gases têm sido propostas incluindo os processos de “Fischer-Tropsch”, “gas to liquids”, usinas de GNL, produção de “Syngas”, metanol, amônia, MTBE, “dimethyl ether”, DMM, reatores “plasma-arc”, “gas-to-steel”, “gas-to-aluminum”, “gas-to-carbon-black”, oxidação direta de metano, “gas-to-protein” e “gas-to-olefins”.

Invariavelmente procura-se reduzir a principal desvantagem do gás, qual seja sua baixa densidade energética por unidade de volume, encarecendo-se seu transporte e distribuição. Assim, consideram-se tecnologias que procurem manter o gás como produto final a ser entregue aos consumidores, porém aumentando-se sua densidade por unidade de volume

¹¹ É usada a linguagem de programação (*Visual Basic For Applications*) e planilhas eletrônicas para a apresentação dos resultados. Para evitar gerar grandes volumes de anexos de difícil leitura, evitou-se apresentar os resultados das simulações ao longo do texto. Porém, todos

através da compressão e/ou liquefação, ou então, utiliza-se o gás “in situ”, no local de produção, agregando valor através de processos que conduzam a produtos com maior liquidez de mercado e mais facilmente transportáveis.

Neste trabalho de tese, pretende-se contribuir com as discussões sobre essas novas alternativas, focando os exercícios de simulação na implantação de duas opções (GNL e GTL) para a mais importante jazida de gás remoto do Peru, o campo de Camisea. Pretende-se, assim, subsidiar o debate que há anos se desenvolve com relação ao futuro do projeto Camisea, tentando-se explicitar os benefícios diretos e indiretos que essas tecnologias podem trazer para a sociedade peruana.

Neste sentido, é bom lembrar que existem várias correntes de pensamento ou opiniões em torno à exploração e exploração do GN de Camisea. Há quem defende só o consumo interno, posicionando-se radicalmente contra sua exportação, enquanto outros grupos justificam a exportação na procura do retorno do investimento. Há quem propõe projetos binacionais, sem grandes análises mais aprofundadas dos mesmos, enquanto várias correntes propõem o adiamento da exploração até que se apresentem melhores condições de mercado. Com os resultados apresentados neste trabalho, espera-se enriquecer as discussões, introduzindo-se importantes informações devidamente referenciadas.

Contribui-se, também, com o desenvolvimento de uma metodologia que apresenta técnicas de análise de decisão incorporando as incertezas do projeto. A adoção de métodos probabilísticos tornou-se rotineira na prática das empresas de exploração e produção de petróleo e gás. Os desafios impostos pelos riscos geológicos impedem a adoção de abordagens determinísticas em projetos de exploração e produção. Neste trabalho, avança-se com o conceito procurando-se encarar uma jazida remota de gás como uma cadeia integrada de incertezas, que, somadas ou individualmente, podem inviabilizar todo o projeto.

1.4. Estrutura do texto

O trabalho está subdividido em oito capítulos. Após este “*Capítulo Introdutório*”, o Capítulo II, “*Rápida introdução ao gás natural e suas dificuldades de transporte*”, apresenta ao leitor uma perspectiva do gás natural no mundo, discutindo-se, em seguida, o conceito de gás

os resultados são apresentados em CD ROM anexo.

remoto e a necessidade da sua viabilização. Após essas discussões, nos Capítulos III, “*Gás natural liquefeito (GNL)*”, e Capítulo IV, “*Gas-to-liquids (GTL)*”, são apresentadas as tecnologias GNL e GTL como opções para a viabilização de gases remotos. As duas tecnologias são discutidas amplamente, incluindo-se temas tecnológicos, as atividades de comercialização no mundo, aspectos econômicos e competitividade com respeito a outras opções.

Com os conhecimentos técnicos e econômicos das duas tecnologias e seus comportamentos no mercado mundial, apresenta-se, em seguida, o Capítulo V, “*Metodologia probabilística para análise de decisão em projetos integrados de gás natural*”, onde são introduzidos os instrumentos metodológicos que permitirão desenvolver as análises comparativas do caso de estudo.

O Capítulo VI, “*Estudo de caso: desenvolvimento da jazida de Camisea, no Peru*”, apresenta e discute brevemente a situação energética atual do Peru, país possuidor da jazida em estudo. Nesse capítulo é realizada uma avaliação das possibilidades de desenvolvimento da jazida de Camisea, tendo-se, inicialmente, como foco o atendimento do mercado doméstico peruano. Serão considerados elementos econômicos e de competitividade, sendo apresentados alguns estudos de mercado realizados nos últimos anos. Questionar-se-á a necessidade ou não de agregar-se o mercado exportador para viabilizar as alternativas de projeto a serem propostas.

No Capítulo VII, “*Modelagem, resultados e discussões*”, apresenta-se uma breve descrição da aplicação da metodologia, descrevem-se os cenários e, finalmente, apresentam-se os resultados da aplicação da modelagem. Esse capítulo tem como complemento o anexo IV que facilita o entendimento do sistema, das variáveis e da modelagem como um todo. No Capítulo VIII, “*Conclusões e considerações finais*”, apresentam-se as conclusões do trabalho, procurando-se estabelecer as limitações do estudo e sugerindo-se os eixos de pesquisa que podem ser avançados posteriormente a partir dos resultados e técnicas aqui apresentadas.

CAPITULO II

RÁPIDA INTRODUÇÃO AO GÁS NATURAL E SUAS DIFICULDADES DE TRANSPORTE

2.1. O gás natural

O gás natural vem adquirindo importância estratégica no mundo em razão da sua qualidade, flexibilidade, abundância e das grandes vantagens ambientais. A alta qualidade do gás natural como energético é decorrente de suas propriedades químicas e físicas. Ele é limpo de impurezas e com baixo índice de compostos de enxofre. Os gases resultantes de sua combustão podem entrar em contato direto com produtos e processos sem contaminá-los, e a evacuação dos gases de exaustão pode ser realizada com o máximo aproveitamento do calor sem o risco de formação de ácidos e a conseqüente corrosão dos trocadores de calor e das chaminés.

O gás natural é um produto fácil de aplicar, que queima em estado natural sem precisar de equipamentos sofisticados, o que faz dele um combustível muito flexível. Seu estado gasoso propicia um nível de controle nos processos de combustão que permite garantir a elevada qualidade de produtos e processos mais sofisticados. A sua amplitude de usos o torna um competidor potencial de quase todos os demais combustíveis alternativos. O gás natural compete com o carvão, o óleo combustível, a hidroeletricidade ou a energia nuclear na geração de eletricidade. Em aplicações residenciais, comerciais e industriais concorre com o óleo diesel e o GLP. Na área de transporte, é um forte concorrente da gasolina, do diesel, GLP e álcool carburante. Por outro lado, o GN tem aplicações não energéticas, como é o caso da sua utilização como matéria-prima na indústria química e de fertilizantes.

Com o incremento das reservas mundiais de gás natural e o crescimento da disponibilidade de gás natural no mundo, no longo prazo, após o estabelecimento de grandes redes de transporte e distribuição, bem como a massificação das usinas de liquefação e re-gasificação e sistemas

de transporte usando a tecnologia GNL, o gás poderá estar disponível em qualquer vazão e potência, possibilitando armazenagens estratégicas e a realização de contratos no mercado de abastecimento tradicional e "spot".

Mas, a grande vantagem do gás natural é que ele é o combustível fóssil menos poluente. Encontra-se entre os energéticos que têm menor potencialidade para impactar o meio ambiente. O estado natural gasoso e sua baixa densidade proporcionam uma rápida dissipação na atmosfera sem impregnar organismos minerais, vegetais ou animais. A ausência de compostos de enxofre e nitrogenados em sua composição proporciona uma combustão livre da emissão de SO_x (gás que contribui para a chuva ácida) e com a menor taxa de emissão de NO_x (gás que ataca a camada de ozônio) entre os combustíveis. Como é um combustível no estado gasoso, sua combustão se processa de forma mais completa e a emissão de CO é baixíssima (Gasnet, 2004). Considerando-se o equivalente de energia produzida, o petróleo gera um terço a mais de CO_2 do que o gás natural, enquanto o carvão gera dois terços a mais (Rifkin, 2003). Nos últimos anos, com a intensificação das emissões de gases de efeito estufa, a comunidade científica, líderes políticos e ambientalistas vêm pedindo a inserção do gás nas matrizes energéticas.

O gás natural vem adquirindo importância estratégica no mundo inteiro, devido às vantagens que apresenta frente aos outros combustíveis, principalmente, além da atual relativa abundância e da necessidade de diversificação de fonte de energia.

Neste cenário, a indústria do gás pode representar um importante motor de desenvolvimento econômico para os países em desenvolvimento, gerando empregos, abrindo oportunidades de novos negócios e permitindo o domínio de tecnologias de ponta que conduzirão a importantes ganhos econômicos. No entanto, torna-se fundamental estabelecer políticas coerentes que privilegiem usos mais nobres para o gás, assim como há a necessidade de se desenhar sistemas de transporte e distribuição mais eficientes.

2.2. Reservas provadas de gás natural

Em Moutinho dos Santos et al (2002), encontra-se uma ampla discussão sobre a evolução das reservas provadas de gás natural no mundo. Desde os anos 1970, as reservas provadas de gás natural no mundo prosseguem em uma trajetória de crescimento espetacular. Pode-se observar

na tabela 2.1 que, partindo-se de reservas gasíferas totais de 44,98 trilhões de metros cúbicos em 1970, houve uma expansão de 66,1% no período de 1970-1980; de 58,8% em 1980-1990; de 25,2% em 1990-2000. Entre 1970 e 1990, as reservas globais de gás cresceram mais rapidamente do que as reservas de petróleo. Pode-se observar que a relação de reservas de gás/petróleo aumentou de 48,86% em 1970 até 102,47% em 1990. Em seguida, no último decênio (1990-2000), essa relação recuou até 96,57% em 2000, revelando um resfriamento na expansão das reservas gasíferas em relação ao petróleo.

Até 1970, as reservas provadas de gás natural do mundo estavam concentradas em poucas regiões. A antiga União Soviética e América do Norte (Canadá, Estados Unidos e México) concentravam 48,6% das reservas gasíferas globais. Na África encontravam-se 12,06%, sendo que apenas a Argélia era representativa, com cerca de 4,0 trilhões de metros cúbicos. A maior parte da produção argelina voltava-se para o abastecimento do mercado europeu. A Europa Ocidental constituía o terceiro grande mercado, mas suas reservas domésticas representavam apenas 9,3% das reservas totais, onde predominavam Holanda e Reino Unido.

Ásia e América do Sul e Central apenas possuíam 3,8% e 3,97% das reservas globais. Na Ásia, apenas a Austrália e o Paquistão apresentavam disponibilidade de gás com alguma expressão, o que lhes permitiu antecipar a construção de uma indústria de gás nacional com suprimento de gás doméstico. Na América Latina, somente a Argentina, o México e a Venezuela eram vistos como países com boas promessas de gás natural.

No final do ano 2000, as reservas provadas de gás no mundo atingiram a marca de 149,5 trilhões de metros cúbicos. No período 1970–2000, a maior parte do crescimento dessas reservas ocorreu em países menos desenvolvidos.

África, Ásia e América Latina fizeram grandes descobertas. Na África, Argélia, Nigéria e Líbia transformaram-se em atores importantes. Além desses, reservatórios de gás encontram-se em produção em países com reservas menores como Egito, Angola e Costa de Marfim.

Na Ásia, a partir do desenvolvimento das primeiras cadeias de GNL visando ao transporte de gás da Indonésia e Malásia para o Japão, Coréia do Sul e Taiwan, observa-se, em 2000, um grande fervor no sentido de desenvolver-se uma indústria de gás natural asiática muito mais

ampla, envolvendo vários países produtores e exportadores, assim como vários novos mercados, incluindo a Índia, a China e países do sudeste asiático como a Tailândia.

Tabela 2.1 – Evolução das reservas provadas de GN (em trilhões de metros cúbicos)

	1970	1980	1990	2000
África	5,42	5,90	8,21	11,16
Argélia	3,99	3,72	3,25	4,52
Nigéria	0,17	1,16	2,48	3,51
Líbia	0,85	0,67	1,22	1,31
<i>Participação %</i>	<i>12,06%</i>	<i>7,90%</i>	<i>6,88%</i>	<i>7,47%</i>
América do Norte	9,50	9,71	9,53	7,33
Estados Unidos	7,50	5,41	4,71	4,74
Canadá	1,71	2,47	2,76	1,73
México	0,28	1,83	2,06	0,86
<i>Participação %</i>	<i>21,12%</i>	<i>13,00%</i>	<i>7,98%</i>	<i>4,90%</i>
América S&C	1,79	2,70	4,80	6,93
Venezuela	0,76	1,19	2,99	4,16
Argentina	0,25	0,62	0,76	0,75
Trinidad e Tobago	0,10	0,34	0,25	0,60
Bolívia	0,14	0,12	0,12	0,52
Peru	--	0,03	0,2	0,25
<i>Participação %</i>	<i>3,97%</i>	<i>3,61%</i>	<i>4,02%</i>	<i>4,63%</i>
<i>Participação % Peru</i>	<i>--</i>	<i>0,04%</i>	<i>0,17%</i>	<i>0,17%</i>
Ásia	1,71	4,27	8,55	10,34
Malásia	0,17	0,42	1,61	2,31
Indonésia	0,08	0,66	2,59	2,05
China	0,11	0,69	1,00	1,37
<i>Participação %</i>	<i>3,80%</i>	<i>5,72%</i>	<i>7,16%</i>	<i>6,92%</i>
Europa Ocidental	4,18	4,51	4,96	4,50
Holanda	2,35	1,76	1,72	1,77
Noruega	0,08	1,21	1,72	1,25
Reino Unido	1,02	0,70	0,56	0,76
<i>Participação %</i>	<i>9,30%</i>	<i>6,04%</i>	<i>4,16%</i>	<i>3,01%</i>
Europa Oriental	12,35	26,32	45,34	56,69
Rússia	12,06	26,05	45,31	48,14
Turcomenistão	-	-	-	2,86
Usbequistão	-	-	-	1,87
<i>Participação %</i>	<i>27,45%</i>	<i>35,22%</i>	<i>38,40%</i>	<i>37,93%</i>
Oriente Médio	10,03	21,31	37,50	52,52
Irã	6,06	13,73	17,00	23,00
Catar	0,23	1,70	4,62	11,15
Arábia Saudita	1,40	3,12	5,11	6,04
<i>Participação %</i>	<i>22,30%</i>	<i>28,52%</i>	<i>31,40%</i>	<i>35,14%</i>
Total Mundo	44,98	74,71	119,4	149,47
Participação % OPEP	36,03%	38,53%	41,37%	44,40%
Participação % G7	24,30%	12,09%	7,35%	5,24%
Participação Gás/Óleo	48,86%	76,50%	102,47%	96,57%

Fonte: Adaptado de Moutinho dos Santos et al (2002) a partir de dados do Oil and Gas Journal, Annual Worldwide Production, Ministério de Energia e Minas do Peru.

Na América Latina, a Argentina transformou-se em um grande produtor e consumidor de gás. Por outro lado, as atividades de exploração e produção também apresentam-se intensas na Bolívia, Trinidad e Tobago, México, Peru, Venezuela, Colômbia e Brasil. O gás tornou-se uma coqueluche regional, vislumbrando-se grandes integrações energéticas entre países vizinhos, mas também procurando-se explorar vias de exportação ultramarinas, principalmente em direção aos Estados Unidos.

Os países do Oriente Médio e da antiga União Soviética aumentaram, respectivamente, a sua participação nas reservas gasíferas mundiais 27,45% e 22,30% em 1970, para 37,93% e 35,14% em 2000. Portanto, no mundo do gás, repete-se um cenário equivalente ao mundo do petróleo, onde as reservas provadas totais encontram-se muito concentradas nessas duas regiões. Rússia e Irã concentram sozinhos cerca de 48% das reservas globais.

Na Europa Ocidental, as águas britânicas do Mar do Norte atingiram a sua maturidade petrolífera e gasífera, mas ainda devem apresentar várias descobertas de pequeno porte. Em águas norueguesas ainda existem ótimas possibilidades para grandes descobertas. No entanto, assim como na América do Norte, o gás natural encontra-se em regiões cada vez mais remotas.

Por outro lado, nos países mais industrializados do planeta, que constituem o G7, isto é, Alemanha, Canadá, Estados Unidos, França, Grã-Bretanha, Itália e Japão, viram a participação de suas reservas gasíferas declinarem de 24,30% em 1970 para 5,24% em 2000. Em 1970, esses países apresentavam reservas gasíferas de 10,93 trilhões de m³, as quais declinaram para 7,83 trilhões de m³ em 2000.

No caso da América do Norte, novos estudos sugerem um rápido consumo das reservas remanescentes. No caso dos EUA, a produção atingiu o pico em 1971, com 616 bilhões de metros cúbicos. De 1971 a 1999, a produção americana de gás natural declinou 0,5% ao ano. Duncan (2000) prevê um segundo pico nos EUA em 2007, com 562 Bilhões de metros cúbicos, seguido por um sustentado declínio na produção, de 1,5% ao ano, até 2040. Por outro lado, há a expectativa de que a demanda interna de gás natural aumente em 62% entre 2000 e 2020. Apenas a demanda de gás para a geração de eletricidade deve triplicar durante o mesmo período. As reservas remanescentes tenderão a se esgotar rapidamente. Do mesmo modo, a produção de gás natural do Canadá deve atingir o pico em 2005, começando a declinar em

média 4,3% ao ano ao longo dos próximos 35 anos. Prevê-se também que a produção do México atinja o pico em 2011, com 42 bilhões de metros cúbicos, com um posterior declínio a um ritmo de 2,7% ao ano, nos 29 anos que se seguirão.

2.3. Crescimento mundial da demanda de gás

De acordo com o relatório World Energy Outlook (IEA, 2000), a demanda mundial de gás natural deverá crescer com taxas elevadas, aproximadamente 2,7% ao ano até 2020. Será uma das alternativas energéticas com maior crescimento percentual. Partindo de uma participação de 16% na matriz energética global em 1971, o gás representou 22% do consumo planetário de energia primária em 2000, devendo significar 26% em 2010. A maior parte desse crescimento ocorrerá no uso termelétrico do gás natural, deslocando o carvão e energia nuclear. O uso termelétrico do gás natural deverá crescer com taxas anuais superiores a 4% até 2020.

Justifica-se essa expansão pelas vantagens do gás em termos de disponibilidade de recursos, melhoras contínuas na tecnologia de turbinas a gás e dos ciclos combinados, impactos ambientais menos severos e amplas vantagens econômicas das centrais a gás em relação às novas usinas que utilizam tecnologias convencionais de geração termoelétrica.

No caso da União Européia (UE), o consumo tem aumentado um 31% desde os 268 bilhões de metros cúbicos em 1990 até 351 bilhões de metros cúbicos em 1996 (DOE, 2003). Na tabela 2.2 se apresentam os principais países consumidores e a evolução do consumo entre os anos 1990, 1996 e 2002.

Segundo a European Union of the Natural Gás Industry- Eurogas (1997), as previsões de consumo da indústria de gás da UE no ano 2010 estão na faixa de 467 e 490 bilhões de metros cúbicos, admitindo-se crescimentos anuais de 1,9 a 2,2% ao longo de toda a década (2000-2010). Essas previsões representam uma moderação em relação aos crescimentos acelerados das duas décadas anteriores. No entanto, as pressões das políticas ambientais, do mercado e tecnológicas podem gerar um aumento maior ao previsto.

Tabela 2.2 – Consumo de GN nos países membros da UE

Pais	Ano 1990 (MM m³)	Ano 1996 (MM m³)	Ano 2002 (MM m³)
Alemanha	75.574	91.000 (*)	----
Bélgica	9.645	13.951	15.286
Espanha	5.437	9.462	20.530
França	28.232	37.217	44.920
Holanda	43.466	53.060	49.975
Itália	47.402	56.184	70.379
Reino Unido	58.304	90.110	93.810

Fontes: <http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table13.xls>

(*) Statistical Office of the European Communities - European Commission - Eurostat, 1997

No ano de 1996, 40% do gás natural consumido na UE era importado, sendo que grande parte das importações eram realizadas a partir de Rússia, Argélia e Noruega. Os recursos de gás dentro da UE esgotavam-se num ritmo constante. A proporção de reservas provadas da UE em respeito à produção anual indicava em 1996 um fornecimento de gás para 15 anos, admitindo-se um mesmo ritmo de consumo. Em contraste, os três fornecedores externos detinham coeficientes de reservas e produção entre 60 e 100 anos.

Nos Estados Unidos, segundo dados do Departamento de Energia, o nível de reservas chegou, em maio de 2003, aos 17,6 bilhões de metros cúbicos, 38% menos que no mesmo mês de 2002, sendo o nível mais baixo desde 1976 em que o governo iniciou o registro deste dado. Há uma clara tendência de diminuição das reservas e alta de preços do gás. O grande consumo teve sua origem na procura de diminuir a dependência do petróleo importado e o interesse por combustíveis menos poluentes, mas a produção nacional não tem mantido o ritmo da demanda. O Departamento de Energia prevê que o consumo de gás natural aumentará de 599 bilhões de metros cúbicos em 1999 para aproximadamente 900 bilhões e 1 trilhão de metros cúbicos até o ano de 2020 (Rifkin, 2002). Cerca de 57% do aumento será destinado a alimentar a nova geração de usinas a gás que entrará em atividade, e o restante será usado para atender à crescente demanda prevista nos setores residencial, comercial, industrial e de transporte. A tendência no curto prazo é aumentar as importações de gás natural. Isto vai requerer grandes investimentos em infra-estrutura para receber o gás proveniente de diferentes países.

2.4. A necessidade de viabilizar os gases remotos

Como vimos anteriormente, há uma tendência mundial ao consumo de GN, os governos e as companhias energéticas estão tentando diversificar as fontes de energia e a maior ênfase recairá sobre a exploração e o desenvolvimento do gás natural. Esta demanda de GN está acontecendo tanto nos países mais desenvolvidos como naqueles em desenvolvimento. No primeiro caso, há uma tendência a esgotar as reservas que se encontram perto destes grandes mercados como por exemplo o da União Européia e a América do Norte, onde estudos mostram que estes reservatórios estão atingindo o pico da produção. Nestes países a escassez de GN pode ocorrer já por volta de 2025 (Rifkin, 2003).

Nos países em desenvolvimento, a situação é contrária: há uma demanda potencial de GN, mas, em muitos casos, esses países não têm o mercado local suficientemente grande e com poder de compra elevado para viabilizar os grandes investimentos em infra-estrutura necessários para a implantação da cadeia do GN (produção, transporte, distribuição e comercialização). A solução apresentada para que esses países viabilizem a exploração de seus recursos naturais e adentrem gradualmente no mundo do gás é a exportação desse combustível aos grandes mercados internacionais.

No entanto, tais mercados encontram-se longe das jazidas, sendo que, freqüentemente, há a necessidade de se construir infra-estrutura complexa de transporte, implicando a construção dos tradicionais gasodutos ou ainda na adoção de tecnologias bem mais sofisticadas como o GNL ou GTL.

Cerca de 80% do volume de gás natural no mundo é consumido nos próprios países de produção. Nesses casos, o gás é transportado principalmente por gasodutos. Aproximadamente 20% do consumo global de gás é atendido através de transações comerciais internacionais, sendo que 15% envolve importações através de gasodutos, enquanto 5% é importado através de GNL (BP, 1999). Porém, com a ampliação da indústria do gás torna-se crescentemente necessário viabilizar áreas de produção de gás em regiões mais remotas, onde inexiste um consumo doméstico de gás. Neste cenário, fundamenta-se o desafio de superar a maior barreira intrínseca do GN, ou seja, sua muito baixa densidade

energética por unidade de volume em condições normais de pressão e temperatura. É absolutamente essencial adotar e aprimorar tecnologias não convencionais de GN.

O primeiro fator a ser levado em conta na viabilização de uma jazida de GN é a característica desta, quer dizer, se ela é de gás associado ou não associado ao petróleo. O gás associado é aquele que, no reservatório, encontra-se em companhia do petróleo, estando dissolvido no óleo ou sob a forma de uma capa de gás, isto é, uma parte superior da acumulação rochosa, onde a concentração de gás é superior à concentração de outros fluidos como água e óleo. Nesse caso, normalmente privilegia-se a produção inicial do óleo, utilizando-se o gás para manter a pressão do reservatório. Em seguida, inicia-se a recuperação do gás. Em situações de campos remotos, maximiza-se a produção econômica de petróleo, injetando-se crescentemente os volumes de gás para os quais não há mercado. O gás permanecerá no reservatório enquanto não se criarem condições adequadas para seu aproveitamento. Será um recurso natural cujo valor econômico não se realiza. Além do mais, com frequência a injeção crescente do gás no reservatório pode comprometer a própria produção de petróleo, dilapidando ainda mais o valor econômico do campo.

O gás não associado é aquele que, no reservatório, está livre de óleo e água, ou estes encontram-se em concentrações muito baixas. Na acumulação rochosa, a concentração de gás é predominante, permitindo a produção prioritária do gás, a partir da qual pode-se extrair elementos condensáveis que se liquefazem e têm grande valor econômico, aumentando a competitividade do campo. No caso de um gás não associado remoto, caracteriza-se, em geral, o pior dos mundos. Os condensáveis são os únicos elementos cujo valor econômico pode ser rapidamente realizado. Contudo, quando há uma baixa concentração de condensáveis nas correntes de gás, será necessário produzir grandes volumes de GN, sendo que a maior parte da produção será re-injetada. Aumentam-se substancialmente os custos de produção e o campo pode rapidamente perder competitividade.

Parte crescente das reservas provadas de gás natural encontra-se em jazidas de gás não associado. Portanto é sobre o desafio de viabilizar tais jazidas, especialmente quando são remotas, que se deve debruçar. Em passado recente, até pelo menos o início dos anos 1990, o gás aparecia ou era entendido como um subproduto do campo de petróleo, sendo que a remuneração dos investimentos era realizada através da venda do óleo ou dos líquidos do GN.

O gás era re-injetado para aumentar a produção de petróleo e, freqüentemente, chegava ao consumidor final com preços subsidiados, facilitando sua absorção pelo mercado.

Na realidade que se discute e que constitui o escopo deste trabalho de tese, um campo de gás não associado necessita encontrar a remuneração no próprio gás. Sua produção inicia-se somente com a comprovação de um mercado que remunere os investimentos em toda a cadeia do GN (produção, transporte e distribuição). Há soluções intermediárias, começando-se pela exploração e produção dos condensáveis, os quais, ao serem comercializados, gerarão as receitas necessárias para financiar as etapas posteriores do projeto. Porém, quando a realidade do empreendimento apenas contempla o aproveitamento de condensáveis, há uma grande perda de competitividade e a riqueza maior da jazida permanecerá imobilizada e sem adquirir seu valor econômico. Perderão os investidores, mas também a sociedade, por não poder agregar essa nova riqueza ao produto nacional.

Para que as jazidas tornem-se realidade e possam ser transformadas em excelentes oportunidades para os investidores e países, será necessário que mercados consistentes e sustentáveis sejam consolidados e apresentem preços que remunerem todos os investimentos. Isso mostra que o problema maior da indústria do gás encontra-se no consumo e não na oferta. Entretanto, esses mercados não estão naturalmente presentes na maior parte dos países menos desenvolvidos. Existem barreiras culturais, tecnológicas e financeiras que dificultam o seu surgimento. Em ausência de mercados apropriados e acessíveis, torna-se inviável superar outro desafio, qual seja a não disponibilidade de infra-estrutura local de transporte e distribuição do gás.

Outro item a ser considerado é o preço com que o GN chegará aos mercados domésticos e/ou internacionais. Em relação aos combustíveis líquidos derivados de petróleo, a boa política econômica sugere usar-se como referência os preços dos combustíveis equivalentes no mercado internacional. Porém, em muitos países tais combustíveis são subsidiados pelo governo, adequando-se ao baixo poder de compra das sociedades. Além disso, há competição com formas de energia ditas não comerciais, como a extração (muitas vezes ilegal) de lenha nativa. Em quadros como esses, a utilização do gás natural torna-se quase impossível, pois os preços a serem praticados jamais remunerarão os investimentos que viabilizarão as cadeias de suprimento.

Em qualquer mercado, com a chegada do GN, a tendência inicial será substituir-se os combustíveis líquidos de usos industrial, comercial e de geração de energia elétrica. Em vários países, o combustível a ser substituído é o “Fuel Oil 180 cts”. Neste caso, para determinar-se a viabilidade do GN no mercado, comparam-se os preços, corrigido pelo equivalente calórico do Fuel Oil e do GN. O preço do último deve ser igual ou menor ao do primeiro, justificando a substituição energética pelo consumidor. Porém, adicionalmente, o preço do GN deve ser suficientemente elevado para remunerar os investimentos e os gastos de operação e manutenção de toda a cadeia que será construída para desenvolver a jazida e trazer o gás até o consumidor final.

Para a determinação da viabilidade econômica da jazida, é usado o conceito “Net Back Value” na boca do poço. Após definir o combustível concorrente do GN, é determinado seu preço máximo para ser competitivo no mercado. Deste preço deve-se descontar o custo de transporte do GN da jazida até o mercado. A diferença será o preço máximo do GN na boca do poço. Caso este preço seja superior ao preço que remunere o investimento de produção, pode-se afirmar que o desenvolvimento da jazida será economicamente viável. Caso contrário, haverá que avaliar outras opções de produção ou transporte, procurando-se reduzir custos ou buscando-se mercados mais distantes, com maior poder de compra e preços mais atrativos para o gás.

2.5. A importância do transporte de gás

No item anterior foi possível concluir que o transporte do GN é um componente fundamental do preço final e, portanto, da viabilidade de desenvolvimento de uma jazida de gás, principalmente quando ela é remota.

Em geral, os sistemas de transporte de gás natural objetivam aumentar a densidade energética por unidade de volume a ser transportada. No estado gasoso, o transporte de gás natural é feito por meio de dutos¹ ou em cilindros de alta pressão, na forma de GNC – Gás Natural

¹ Os dutos são sistemas de alta pressão que permitem transportar o gás através de montanhas, vales, rios e até áreas marítimas. Cada metro de terreno que o duto atravessa, quer no solo ou no mar, exige cuidados específicos. Em terra, por exemplo, o estudo feito para a escolha do traçado da linha é seguido pelo levantamento topográfico de toda a extensão; segue a fase de desapropriação de terrenos, após o que tem início o trabalho de montagem, com várias operações simultâneas: limpeza, abertura da vala, transporte e lançamento dos tubos ao longo da vala, soldagem e revestimento dos tubos, cobertura da vala e, finalmente, o teste hidrostático (A.G.A, 1989). O custo de material de um sistema de gasoduto é diretamente relacionado ao diâmetro e a espessura do tubo. O diâmetro de um gasoduto varia segundo as necessidades de cada sistema. Existem dutos de diâmetros que medem desde cinco centímetros e os que superam um metro (Gerald, 1985).

Comprimido. No estado líquido, pode-se transportar o gás na forma de GNL – Gás Natural Liquefeito. O volume é reduzido em cerca de 600 vezes, facilitando o armazenamento e transporte. Nesse caso, o transporte é realizado por navios, barcaças e/ou caminhões criogênicos a uma temperatura de 161,5 graus centígrados negativos. Os transportadores do GNL são navios de casco duplo, especialmente desenhados e isolados para prevenir fugas ou rupturas num eventual acidente. Para ser utilizado, o gás deve ser re-gasificado em equipamentos apropriados.

O conceito de transporte de gás, conforme mostrado em Moutinho dos Santos et al (2002), pode ser visto de forma mais abrangente. Pode-se dizer que existem diferentes formas indiretas de transportar o GN. Por exemplo, dar-se-á de um sistema GTW (do inglês “gas to wire”), quando se produz eletricidade a partir do gás, transportando energia elétrica ao invés de gás. Neste caso, existe uma escolha importante a ser realizada entre produzir a eletricidade próximo ao campo de produção do gás e transportá-la com linhas de transmissão, ou carregar o gás (com gasodutos ou GNL) até próximo dos mercados consumidores e então transformá-lo em eletricidade para conectá-la às redes de distribuição elétrica. Essa escolha dependerá das distâncias a serem percorridas, dos volumes a serem transportados, dos usos finais adicionais que espera-se ter para o gás e da infra-estrutura já disponíveis para distribuir gás e/ou eletricidade.

Da mesma forma, pode-se imaginar alguns usos industriais em grande escala do gás como processos de conversão desse em produtos líquidos e/ou sólidos, adicionando-se valor econômico e densidade energética de modo a reduzir o peso do transporte no preço final do gás. Evidentemente, tal estratégia requer que existam mercados atrativos para os produtos que serão sintetizados.

Há várias possibilidades de transporte indireto do GN, as quais devem ser estudadas e avaliadas conforme a necessidade da região onde está inserida a jazida. Há muitas opções que estão em estágio de desenvolvimento tecnológico, enquanto outras já estão disponíveis para uso comercial. Algumas dessas tecnologias são: “Fischer-Tropsch”, “Gas to liquids”, produção de Syngas, metanol, amônia, MTBE, “dimethyl ether”, DMM, “reatores plasma-arc”, “gas-to-steel”, “gas-to-aluminum”, “gas-to-carbon-black”, oxidação direta de metano, “gas-to-protein” e “gas-to-olefins”.

O objetivo é sempre prover facilidades de acesso aos mercados para as jazidas de GN através de sistemas alternativos de transporte, procurando sempre o menor custo de implantação e operação. De outro lado, procura-se mitigar os impactos ambientais, riscos para saúde pública, bem como garantir a segurança no transporte gás e entrega ao usuário final.

Com relação às formas sintéticas de transportar o gás, ressalta-se que a transformação do gás em produtos de alto valor agregado na indústria gás-química constitui a estratégia mais nobre de aproveitamento do gás. Porém, em geral, tal estratégia exige a construção de estruturas industriais sofisticadas. O gás será o insumo de centrais primárias de matéria prima que alimentarão indústrias químicas de segunda e terceira geração, adicionando-se valor e tecnologia. Em geral, essa opção não se encontra disponível para gases remotos.

Mais recentemente, tecnologias antigas (que foram gradualmente abandonadas após a Segunda Guerra Mundial), têm sido resgatadas para a produção de combustíveis líquidos sintéticos a partir do gás natural. Essas tecnologias estão todas rotuladas sob a legenda comum de GTL (do inglês *Gas-to-liquids*, cuja melhor tradução para o português seria Líquidos Sintéticos de Gás Natural). Neste caso, além de adicionar-se valor e densidade energética ao gás, procura-se também reduzir riscos de mercado, pois os produtos líquidos sintetizados serão absorvidos automaticamente pelos mercados globais de produtos refinados de petróleo.

Assim, a transformação do gás em produtos líquidos apresenta a vantagem de poder utilizar toda a logística do petróleo. Isso inclui os terminais de importação, navios, sistemas de dutos e os tanques de armazenamento. A escolha dessa opção não dependerá exclusivamente da demanda por combustíveis líquidos no mercado doméstico em que está inserida a jazida de gás. Os produtos serão mais facilmente escoados para mercados globais. A participação do custo de transporte para produtos líquidos é substancialmente menor do que para gás.

Na tabela 2.3, apresentam-se algumas características dos diversos sistemas de transporte de gás. Verifica-se que, entre o gasoduto de alta pressão, o GNC, o GNL ou o GTL, o objetivo consiste em adicionar densidade energética por unidade de volume a ser transportada. Esse ganho não é obtido sem custos. Assim, há que se levar em conta na avaliação a quantidade de gás que deverá ser utilizada nos processos de transformação e/ou transporte do produto.

No caso dos gasodutos, cerca de 3% do gás é consumido nas estações de compressão localizadas em determinados pontos ao longo dos gasodutos².

Tabela 2.3 – Sistemas de transporte de gás natural – Características

Sistema de transporte	Conteúdo de Energia relativo ao óleo (% por unidade de volume)	Consumo em transporte e/ou conversão	Volume de transporte	Distância de transporte
Gasoduto (80 bar)	8%	2% - 3%	Pequeno -->Grande	Média
GNL (Gás Natural Liquefeito)	50%	10% - 12%	Medio --> Grande	Média -->Grande
GNC (Gás Natural Comprimido)	20%	5% - 7%	Pequeno -->Meio	Pequena
Metanol	50%	30% - 40%	Médio	Média-->Grande
GTL (Gasolina / Diesel)	100%	35% - 45%	Médio	Média-->Grande
Eletricidade	----	~ 50%	Médio	Média

Fontes: (Brkic, D., Verghese, J., 1998)
 (Venkataraman, V.K.; Driscoll, D.J., Guthrie H.D., Avellanet, R.A., 1998)
 (University of Houston Law Center, Institute for energy, law and enterprise, 2003)

A cadeia de transporte do GNL consome uma quantidade substancial de energia, que geralmente é proporcionada pelo próprio gás natural. O resfriamento e a liquefação são a essência do processo, sendo conduzidos em dois estágios separados por bombas de aquecimento que trabalham sob o mesmo princípio de um refrigerador doméstico. O primeiro ciclo reduz a temperatura para aproximadamente – 30 °C, o segundo para – 161,5 °C. Enquanto as usinas de GNL funcionam continuamente, os navios chegam em intervalos de pelo menos dois ou três dias. Assim, o GNL deve ser transferido para tanques de abastecimento isolados para aguardar o embarque.

A liquefação do gás consumirá aproximadamente de 8 a 10% do gás introduzido. A evaporação durante a viagem de navio será de 0,10% a 0,15% do volume total transportado. O gás evaporado é utilizado na propulsão do navio ou é re-liquefeito. O tratamento no terminal de recebimento é menos complexo e consome menos energia do que a liquefação. Os tanques de armazenamento trabalham da mesma forma que a usina de liquefação, mas são maiores para acomodar variações sazonais de carregamento e picos de demanda. Entre 1% a 2% do GNL são perdidos através da vaporização antes de sua distribuição aos consumidores. Um

² Nas estações, o percurso do gás é permanentemente controlado; aí se medem a temperatura, as pressões de sucção e recalque, a densidade e a vazão, havendo ainda, intercomunicação para toda e qualquer informação sobre as operações. Todo o percurso do gás é verificado, possibilitando assim o integral conhecimento do seu deslocamento com a localização exata de cada lote. A perda, quando existente por vazamento, pode ser observada nas estações de controle. As estações de compressão estão localizadas a intervalos mais ou menos regulares, e têm a finalidade de impulsionar o GN para a transposição de vales e colinas, superando qualquer variação topográfica do percurso. Em terreno plano, o intervalo entre as estações de compressão é grande e, às vezes, os espaçamentos podem atingir entre 150 e 200 quilômetros ou mais (Renat, 1995)². Uma parte do gás natural transportado é utilizado para operar os compressores dos gasodutos. Uma típica “perda” será 1%-3% em um gasoduto de alta pressão de 500 km (NGSA, 1997)²

típico consumo de GN usado no processo da cadeia do GNL estaria entre 10% a 12%. (NovacorpInternational, 1992).

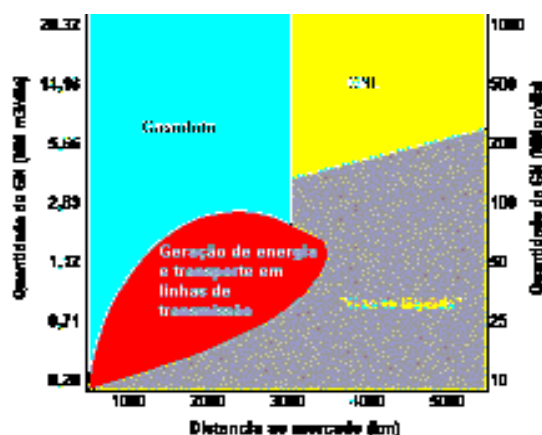
A rigor, qualquer gasoduto operando em alta pressão (80 a 100 atm) transporta o gás em forma comprimida. Contudo, na prática o gás natural comprimido (GNC) é dito para sistemas específicos, através de cilindros com 200 a 220 atm. O transporte através de GNC tem sido utilizado em pequena escala, sendo a tecnologia dominante para gás natural veicular (GNV). Estudos apontam numerosas situações nas quais o transporte de GNC através de caminhão, navios ou barcas se mostra viável. Em geral são carregadores de pequena e média escala, através de distâncias curtas ou médias, sendo preferível a rota aquática. O transporte via GNC consome entre 5% a 7% do gás nos sistemas de compressão.

As dificuldades associadas com o transporte do gás natural podem ser superadas através da conversão química de gás para líquidos (*Gas to liquids*). Grandes quantidades podem ser convertidas para produtos líquidos e disponibilizados para mercados distantes através de sistemas de transporte convencionais. O consumo próprio de gás desses processos varia enormemente, situando-se entre 30% a 45%. Processos envolvendo o metanol como produto intermediário oferecem o benefício adicional de serem mais flexíveis. O metanol pode ser vendido como tal, ou incorporar-se como insumo de usinas petroquímicas ou refinarias.

Ainda que as várias opções de transporte do gás envolvam custos adicionais que podem variar de 2% a 45% do volume de gás a ser transportado, tais custos ainda são inferiores às perdas que se manifestam quando se transforma o gás em eletricidade. No caso da conversão do gás natural em eletricidade, se apresentam duas opções: na primeira, utilizam-se usinas em ciclo simples, que oferecem eficiências não superiores a 35%; em sistemas mais sofisticados, pode-se utilizar ciclos combinados, obtendo-se eficiências de 55%.

A figura 2.1 apresenta as diferentes zonas de competitividade das tecnologias de transporte de gás em função das distâncias e volumes a serem transportados.

Figura 2.1 – Sistemas de transporte de gás natural



Fonte: (Brkic, D.; Verghese, J., 1998)

Na seleção da tecnologia mais apropriada, diversos fatores políticos, técnicos, ambientais e econômicos devem ser considerados. De forma geral, o transporte por dutos é mais econômico para grandes volumes de gás em distâncias que vão aproximadamente até os 3000 km. Para distâncias superiores, e dependendo da localização geográfica, o transporte por GNL pode se apresentar como a melhor opção. Em pequenas e médias distâncias, nas quais os gasodutos são normalmente a melhor opção quando o mercado a ser atendido é exclusivamente aquele da geração de eletricidade, há a possibilidade de avaliar-se a conveniência ou não de gerar energia elétrica na jazida e transmiti-la através de linhas de alta tensão.

Contudo, em se tratando de gases remotos, em geral prevalecem as distâncias muito grandes e os investimentos dependerão de grandes economias de escala para que possam ser viabilizados. Assim, conforme esquematizado na figura 2.1, as opções de transporte do gás tendem a se reduzir ao GNL ou o GTL.

Explica-se, assim, o foco deste trabalho de tese, que procurará estabelecer critérios de seleção entre essas duas tecnologias para o caso do projeto de Camisea. Ambas envolvem grandes investimentos iniciais e elevados custos operacionais. Portanto, estão sujeitas a inúmeras incertezas, dificultando ainda mais qualquer processo de escolha.

Porém, antes de avançar-se nessa análise, dedicar-se-ão os dois próximos capítulos para a apresentação dos fundamentos das tecnologias do GNL e GTL.

CAPÍTULO III

GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL) COMO OPÇÃO PARA VIABILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL REMOTO

3.1. Rápida perspectiva histórica do GNL

A liquefação do gás natural remonta ao século 19, quando o químico e físico inglês Michael Faraday desenvolveu experimentos de liquefação com diferentes tipos de gases, incluindo o gás natural. O engenheiro alemão Karl Von Linde construiu a primeira máquina industrial de refrigeração em Munich em 1873. A primeira usina de GNL foi construída em West Virginia em 1912 e entrou em operação em 1917. A primeira usina comercial de liquefação foi construída em Cleveland, Ohio, em 1941.³ O GNL foi armazenado em tanques a pressão atmosférica.

A liquefação do gás natural criou a possibilidade de seu transporte a lugares remotos. Em janeiro de 1959, o primeiro transportador de GNL do mundo, com o nome “The Methane Pioneer”⁴, transportou uma carga de GNL desde Lake Charles em Louisiana até Canvey Island no Reino Unido. Isso demonstrou que grandes quantidades de gás natural liquefeito poderiam ser transportados de maneira segura através dos mares.

Durante catorze meses seguidos, sete carregamentos foram despachados sem maiores inconvenientes. Em função do êxito obtido no transporte do GNL, o Conselho Britânico do Gás passou a sugerir a implantação de um projeto comercial para importar GNL da Venezuela até Canvey Island. No entanto, antes que os tratados comerciais pudessem ser completados, grandes quantidades de gás natural foram descobertas na Líbia e Argélia, incluindo o campo gigante de Hassi R'Mel. Esses países encontram-se muito mais próximos da Inglaterra do que a Venezuela. Em 1964, a usina de Camel (Arzew GL4Z) começou a produzir 1,9 toneladas

³ A história mais detalhada do GNL pode ser encontrada no website da Platts: <http://www.platts.com/features/Ing/trading.shtml>.

métricas por dia, convertendo o Reino Unido no primeiro importador e a Argélia no primeiro exportador de GNL no mundo. Desde então, a Argélia converteu-se em um dos produtores mais importantes de gás natural liquefeito, mantendo constante posição de destaque.

Com o sucesso do conceito no Reino Unido, construíram-se usinas adicionais de liquefação e terminais de importação em outras regiões do Atlântico e do Pacífico. Entre 1971 e 1980, quatro terminais marítimos foram construídos nos Estados Unidos. Esses estão localizados em Lake Charles (operado por CMS Energy), Everett, Massachusetts (operado por Tractebel através do Distrigas), Elba Island, Geórgia (operado por El Paso Energy), e Cove Point, Maryland (operado por Dominion Energy). Depois de alcançar um volume máximo de 5,31 toneladas métricas em 1979, o qual representava 1,3 % da demanda de gás dos Estados Unidos, as importações de GNL diminuíram devido ao desenvolvimento de um excedente de gás na América do Norte e a conflitos de preço com a Argélia (o único provedor do GNL para a América nesse momento). Os terminais de recepção de Elba Island e Cove Point, foram posteriormente fechados em 1980, enquanto os terminais de Lake Charles e Everett viveram grandes dificuldades econômicas devido à escassa utilização. Somente com a consolidação dos cenários e rápido crescimento do consumo de gás e restrições na produção doméstica, descritos no capítulo II, é que se prevê uma retomada mais robusta da indústria do GNL nos Estados Unidos.

As primeiras exportações de GNL desde a América até a Ásia ocorreram em 1969, quando um carregamento de GNL foi enviado ao Japão. O GNL provinha de Alasca, a partir de campos produzidos por “Marathon” e “ConocoPhillips”, no sul do Estado. O gás era liquefeito na usina da Península de Kenai (uma das usinas de GNL mais antigas do mundo) e transportado ao Japão.

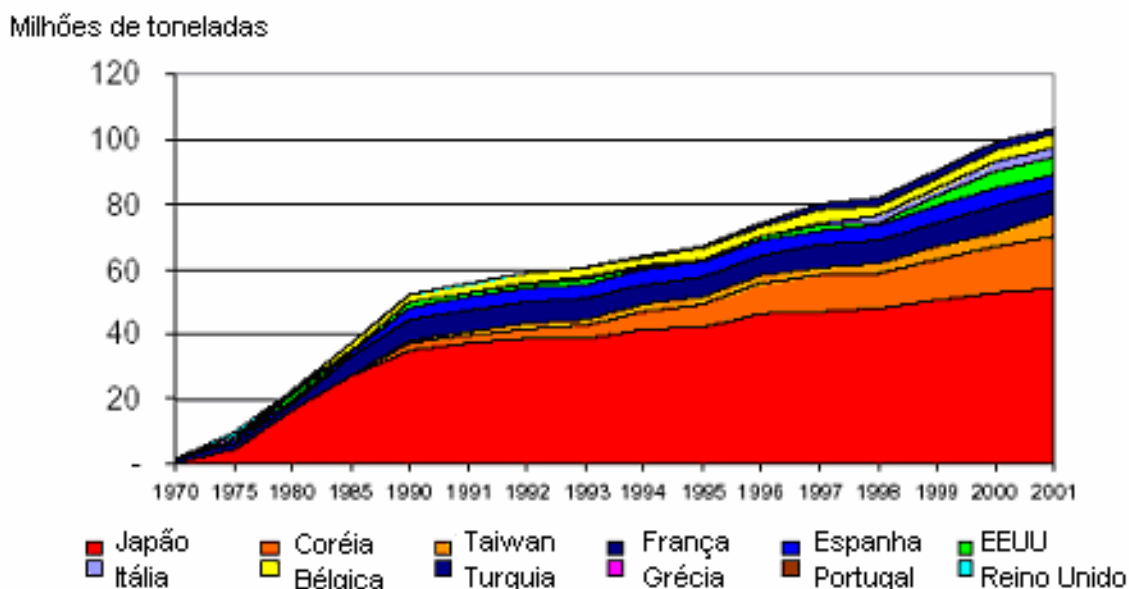
O mercado de GNL na Ásia assim como ocorreu na Europa, continuou crescendo rapidamente ao longo dos anos 1970 e 1980. Incitado pela política energética agressiva do governo japonês, que encontrou no GNL uma alternativa viável ao petróleo do Oriente Médio, o Japão, seguido pela Coreia do Sul e Taiwan, nos anos 1990, transformou-se no maior país importador de GNL no mundo.

A Figura 3.1 mostra o crescimento da demanda de GNL, em vários países, a partir de 1970. Verifica-se que, em 2001, Japão, Coreia, e Taiwan representavam cerca de 70% do consumo

⁴ The Methane Pioneer é um antigo navio de carga da Segunda Guerra Mundial que foi reconstruído para transportar cargas criogênicas.

global de GNL. Na Europa, França, Espanha, Bélgica e mais recentemente, Itália e Turquia, tornaram-se as principais referências, enquanto o Reino Unido, depois das grandes descobertas de gás no Mar do Norte, tornou-se um ator marginal na indústria do GNL.

Figura 3.1 - Crescimento da demanda de GNL



Fonte: (Cedigaz), (BP Statistical Review of World Energy, June 2002)

Em 1999, a primeira usina de liquefação das Américas do Sul e Central começou sua produção em Trinidad e Tobago. O aumento da demanda, particularmente para a geração de eletricidade e o aumento dos preços do gás natural nos Estados Unidos, renovou o interesse pelo GNL, isto, permitiu o desenvolvimento de uma política agressiva e de alto risco do governo de Trinidad e Tobago, cujo maior interesse era tornar possível a exportação de grandes reservas de gás ali descobertas e para as quais não havia consumo doméstico suficiente. Mais uma vez, uma fonte de gás remota encontrou seus canais de escoamento em projetos de GNL. Foram reativados os dois terminais de recepção previamente fechados nos Estados Unidos. O terminal em Elba Island foi reativado em 2001. Em outubro de 2002, a Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC) aprovou a reabertura das instalações de GNL em Cove Point, as quais voltaram a operar em 2003.

O exemplo de Trinidad e Tobago descreve um modelo que tem se repetido desde o caso da Argélia, incluindo-se Alasca, Indonésia, Malásia, Nigéria e Catar. Visando aproveitar uma oportunidade de mercado e tendo grandes reservas do gás remoto a serem valorizadas,

investidores se lançam em empreendimentos de alto risco na construção de cadeias exportadoras de GNL. Sempre foi necessária grande vontade política das nações exportadoras e importadoras para viabilizarem os negócios. A perspectiva sempre foi de longo prazo, com projetos ancorados em contratos de vinte ou mais anos de duração. Ainda assim, grande parte das incertezas tiveram de ser acomodadas através de participação de empresas estatais ou sob grande influência dos governos. Apenas a partir da segunda metade dos anos 1990 é que investidores exclusivamente privados passaram a se interessar por projetos de GNL. Contudo, as incertezas continuam presentes e se faz ainda mais necessário desenvolver-se modelos que permitam identificá-las, quantificá-las e encontrar os melhores mecanismos para geri-las.

3.2. O GNL como fonte competitiva de Gás Natural

A principal vantagem do GNL é a possibilidade de transporte do GN em grandes distâncias. Em geral, o GNL re-gasificado tem de competir com usinas nucleares, a carvão e a óleo combustível residual, como combustível para geração de eletricidade. É usado também para substituir outros combustíveis na indústria. A desvantagem é que o GNL precisa ser consumido em grandes quantidades para justificar o investimento em toda sua infra-estrutura. Em particular, o GNL tem aumentado seu vigor estratégico como opção para viabilização de gases remotos.

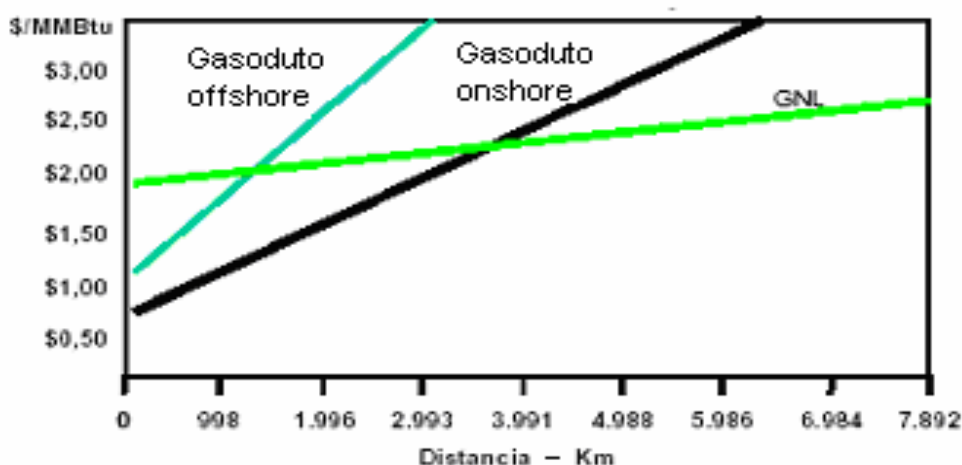
Existem grandes reservas de gás natural em áreas onde não há um mercado significativo. Essas reservas encontram-se no norte e no ocidente da África, nas Américas do Sul e Central, no Oriente Médio, Indonésia, Malásia, noroeste da Austrália e Alasca. Parte do gás natural nessas regiões esta sendo liquefeito para ser transportado a mercados onde a demanda de gás natural é superior à capacidade de abastecimento doméstico.

Estes mercados incluem o Japão, Taiwan, Coréia, Europa e Estados Unidos. O GNL oferece maior flexibilidade comercial que o transporte via gasoduto. Os carregamentos de gás natural podem ser transportados a lugares onde a necessidade é maior e os termos comerciais são mais atrativos. A figura 3.2 mostra que, à medida que a distância a ser vencida aumenta, o uso do GNL tem benefícios econômicos sobre os gasodutos. Para distâncias superiores a 1100 km, resulta mais econômico transportar o GNL do que o gás através de gasodutos “offshore”. Explica-se, portanto, que a maior parte do transporte ultramarino de gás seja realizado através de GNL. Apenas em empreendimentos de travessia do Mar Mediterrâneo, conectando a

Europa ao norte da África, prevalecem os gasodutos “offshore”. Além disso, no mar do Norte ou Golfo do México, utilizam-se gasodutos para conectar diferentes áreas de produção “offshore” a grandes malhas de gasodutos existentes nos países costeiros.

O GNL resulta mais econômico que um gasoduto “onshore” quando a distância é superior a 3500 km (Figura 3.2). Portanto, caberá, provavelmente, ao GNL a missão de trazer, ao longo dos anos, crescentes volumes de gás do Oriente Médio aos mercados da Europa ou de grandes países emergentes da Ásia como Índia ou China.

Figura 3.2 - Custo de Transporte



Fonte: (Institute of Gas Technology).

O desenvolvimento do GNL é especialmente importante para países em desenvolvimento como Peru, Bolívia, Nigéria ou Angola. Nesses países, a maior parte do gás associado é queimado inutilmente, porque não existem alternativas para o consumo do gás e é necessário expandir a produção de petróleo. Quando as reservas são de gás não associado, permanecem sem viabilidade comercial durante anos, representando valores econômicos não realizados para investidores e nações.

Quando a indústria de GNL foi originalmente desenvolvida nos anos 1960 e 1970, ela era amplamente dirigida a complementar os mercados. Para o Reino Unido, França, Espanha e Estados Unidos, o GNL foi uma forma de suplementar os fornecimentos de gasodutos em face a cenários existentes ou antecipados de escassez. Para o Japão, que carecia de fornecimentos

domésticos em gasodutos, o GNL do Alasca e da região do Pacífico era praticamente a única fonte de gás natural disponível e também a única opção factível de redução da dependência do óleo do Oriente Médio.

A segurança do fornecimento sempre foi a principal preocupação, tanto para os compradores como para os fornecedores. As plantas foram superdimensionadas para prevenir interrupções de fornecimento. Contratos de longo prazo (tipicamente 20 anos) com exigências rígidas de *take-or-pay* ligavam compradores e vendedores. Os navios eram dedicados exclusivamente aos projetos. Havia grandes incertezas, cuja gestão era extremamente complexa. Como resultado, apenas grandes companhias podiam participar dos projetos, muitas vezes incorporando empresas estatais dos países produtores ou consumidores.

Uma das maiores forças que movem a indústria global do GNL é o desejo dos produtores e proprietários das fontes de comercializar as reservas já descobertas. A ExxonMobil, a Royal Dutch/Shell, a TotalFinaElf, a ChevronTexaco Inc., a ConocoPhillips, constituem os grandes grupos privados que dividem o cenário competitivo do GNL com empresas (total ou parcialmente) estatais como a Petronas da Malásia, Statoil da Noruega ou Catar Petroleum. São todas companhias com reservas substanciais de gases remotos, que procuram desenvolver mercados, construindo seus próprios terminais de GNL, ou adquirindo participações em terminais receptores de outras companhias ou direito de livre acesso em terminais de acesso não restrito.

Ao mesmo tempo, compradores de GNL como a Tokyo Gas, Tokyo Electric e Korea Gas estão adquirindo cotas em reservas “upstream” e em plantas de liquefação, além de comprarem seus próprios navios para maximizar seus investimentos.

A Tabela 3.1 mostra as reservas de gás natural comprovadas em 25 países e suas respectivas produções de GNL. Não há necessariamente uma correlação entre o tamanho das reservas e a capacidade de produção de GNL, pois alguns países como Canadá, Rússia e Noruega privilegiam a exportação através de grandes gasodutos intercontinentais. A Argélia combina exportações via dutos e GNL. Vários países atrasaram-se na construção de uma indústria do GNL e sua produção de gás permanece muito aquém das capacidades que suas reservas poderiam sustentar. Destacam-se nesse grupo a Venezuela, o Peru e a Bolívia.

Tabela 3.1 – Reservas provadas de gás natural e produção de GNL

País	Reservas provadas (bilhões m3)	Exportação de GNL (bilhões m3)
Rússia (2)	47.573	-
Irã (2)	23.002	-
Catar (3)	14.400	19
Arábia Saudita	6.349	-
EAU - Abu Dhabi (3)	5.553	7
EUA (3)	5.195	2
Argélia (3)	4.522	26
Venezuela (2)	4.191	-
Nigéria (3)	3.511	11
Iraque	3.109	-
Indonésia (3)	2.619	31
Austrália (3)	2.549	10
Noruega (2)	2.189	-
Malásia (3)	2.124	21
Turkmenistão	2.011	-
Uzbequistão	1.875	-
Kazaquistão	1.841	-
Holanda	1.756	-
Canadá	1.702	-
Egito (2)	1.657	-
China	1.510	-
Kuwait	1.478	-
Líbia (3)	1.314	1
Ucrânia	1.121	-
Azerbaijão	850	-
Omã (3)	829	8
Bolívia (2)	680	-
Trinidad e Tobago (3)	664	5
Brunei (3)	390	10
Peru	247	-
Total Mundo	155.784	152

Fontes:

-(Energy Information Administration, Natural Gas Monthly, July 2002)

-(Cedigaz, Centre International D'information sur le gaz naturel et tous hydrocarbures gazeux, Natural gas in the world, 2002)

-(Organization for Economic Cooperation and development, International Energy Agency, Natural gas information, 2002)

-(Oil and Gas Journal, 2002)

Notas:

(2) Países com propostas ou projetos GNL;

(3) Países com exportações de GNL

(*) EAU: Emirados Árabes Unidos

Em contrapartida, países que se lançaram agressivamente na dianteira, como Catar, Indonésia, Malásia ou Trinidad e Tobago encontram-se com amplas vantagens competitivas para continuar expandindo sua oferta e ocuparem os mercados. Indica-se, portanto, que a indústria do GNL exige planejamento e articulação política, para combinar esforços privados e públicos no sentido de melhor partilhar riscos e ganhos gerindo-se, assim, as incertezas.

Apesar de suas enormes reservas, o Irã, isolado da comunidade internacional por razões políticas, nunca se tornou um exportador de GNL, embora muitos projetos estejam sendo desenvolvidos ou propostos atualmente. Com exceção de Abu Dhabi, que sempre manteve uma forte presença de empresas internacionais, o Oriente Médio não participou da indústria do GNL até os anos 1990. Em parte esse atraso deve-se às instabilidades políticas na região, afugentando investidores. Além disso, vários países decidiram desenvolver suas fontes de gás para uso químico e outros usos industriais. Trinidad e Tobago, por outro lado, tornou-se um grande exportador devido à sua proximidade com os principais mercados e o suporte do governo, apesar de sua base de reserva ser muito menor.

Como regra, são necessários 28 bilhões de metros cúbicos (1 tcf) de reservas provadas de gás para produzir 1 milhão de toneladas/ano de GNL durante 20 anos (aproximadamente 4 MM m³/dia), um critério atendido por vários campos. Se o gás contém quantidades economicamente valiosas de condensados e GLP, essas podem representar um adicional de 10 a 15% na receita do projeto. Algumas impurezas como CO₂ e nitrogênio podem prejudicar o valor econômico do empreendimento. Um perfil preferido para o gás é de, ao menos, 80% de metano, menos de 4% de gás ácido, menos de 1% de nitrogênio, e pelo menos 3% de propano e 4% de butano.

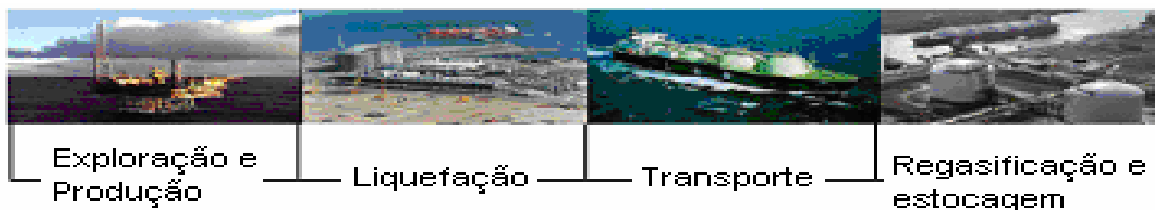
3.3. Evolução dos custos do GNL

A cadeia do GNL tem quatro fases básicas (vide figura 3.3). Cada uma dessas etapas experimentou, nos últimos anos, avanços tecnológicos que permitiram a diminuição dos custos. Além disso, um componente maior dos custos é o preço do gás na boca do poço. Esse pode variar substancialmente dependendo da situação.

Os custos de **exploração e produção** têm diminuído devido às tecnologias avançadas como sísmica 3-D, perfuração de poços com arquiteturas complexas, e instalações submarinas mais

avançadas. A sísmica 3-D permite a criação de imagens detalhadas do subsolo, as quais contribuem no esforço de descoberta e mapeamento das acumulações de gás natural. Na perfuração, os poços com ramos múltiplos e sistemas inteligentes permitem aos engenheiros de petróleo penetrar de maneira mais precisa nas acumulações e maximizar a recuperação do petróleo e gás.

Figura 3.3 - Cadeia GNL



Fonte: (BG, ALNG, CMS, apud: University of Houston, 2003)

O custo da produção pode variar de efetivamente zero, quando as fontes são grandes e ricas em condensados, até US\$1/MMBtu (US\$ 1/Mcf), ou mesmo mais. Tipicamente, o governo do país produtor cobra royalties e também consegue receita por possuir uma parte da planta de produção e liquefação.

As inovações tecnológicas também têm reduzido o custo de **liquefação e transporte** do GNL, permitindo que mais projetos alcancem a viabilidade comercial. Os custos de liquefação reduziram-se em até 35% com a introdução de tecnologias e a ampliação de economias de escala.

O Trem⁵ de GNL “Trinidad 1” (do projeto Atlantic LNG), cuja construção encerrou-se em Junho de 1999, estabeleceu uma nova referência para o custo unitário de capital a menos de 200 US\$/tonelada (Williams, 2002). O Trem “Trinidad 2” entrou em operações em agosto de 2002 e o “Trinidad 3”, encontra-se em construção. O custo de capital dos Trens 2 e 3 é estimado em 165 US\$/tonelada de capacidade instalada.

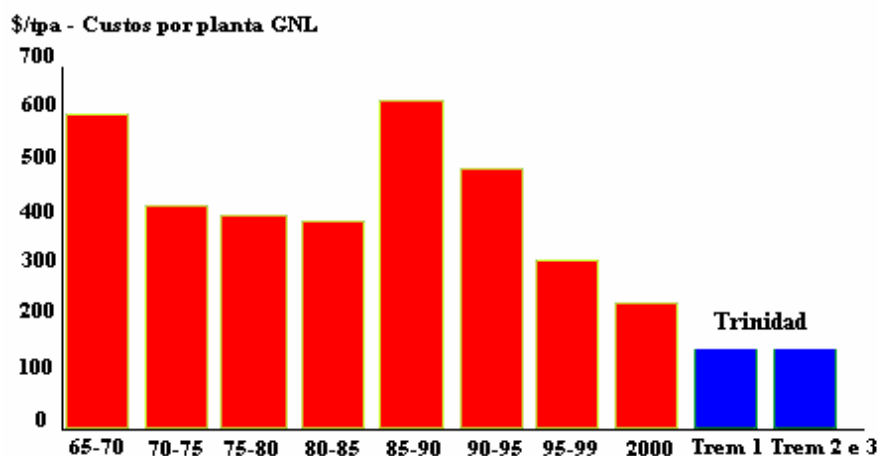
Na figura 3.4, verificam-se que as experiências de Trinidad e Tobago encontram-se em situações muito competitivas na parte inferior da curva de aprendizado para as plantas do GNL. As novas tecnologias também estão ajudando a reduzir os custos na construção de

⁵ ‘Trem’ é o termo usado para descrever unidades de liquefação de GNL. Estas usualmente são incorporadas de forma separada na medida em que a usina aumenta de capacidade.

navios. Os custos das embarcações baixaram de mais de US\$ 250 milhões, em 1991, para cerca de US\$ 160 a 170 milhões em 2002. Nove novos navios foram entregues em 2002, totalizando uma frota de 140 navios ao final do ano.

Um navio típico de GNL pode transportar aproximadamente 125.000 a 138.000 m³ de GNL⁶, o qual é convertido em 73 a 80 milhões de metros cúbicos de gás natural. O navio mede 274 m de comprimento, aproximadamente 42 m de largura com 10 m de casco submerso. Projetados para isolar e manter sua carga a temperaturas abaixo de - 161,5 °C, a maioria dos navios foi construída para atender a rotas dedicadas. Ainda não há um mercado “spot” para navios metaneiros como ocorre com os petroleiros.

Figura 3.4 - Aprendizagem reduz custo de capital



Fonte: (BP, apud: University of Houston, 2003)

Novos sistemas de propulsão devem substituir os tradicionais motores com turbinas a vapor. Serão unidades menores e mais eficientes, que não só reduzirão os gastos de combustível como aumentarão a capacidade de carga transportável. Outros avanços tecnológicos proporcionarão uma vida operativa mais prolongada, bem como maior segurança. Além disso, a grande concorrência entre os construtores de navios tem baixado os custos dos metaneiros, sendo que, como mostra a figura 3.5, entre 1990 e 2002, registrou-se uma redução de cerca de 40% no custo dos navios. Exemplo é o estaleiro Izar da Espanha, que estreou no mercado com técnicas melhores de construção de navios e propondo embarcações maiores. A maioria dos novos navios em construção terão capacidade de 138.000 a 140.000 m³, sendo que soluções para navios de 200.000 m³ têm sido discutidas.

A concorrência entre os construtores e o avanço tecnológico também tem reduzido os custos das plantas de **re-gasificação**. Tais custos baixaram cerca de 18% na última década (Harmon, 2002). Os 41 terminais receptores em operação no mundo possuem uma capacidade de distribuição de 368 bilhões de m³/ano, e os 223 tanques de armazenamento têm uma capacidade combinada de 29 milhões m³ de líquido. Em 2002, todos estes terminais receptores e tanques de armazenamento permitiram que dez países importassem cerca de 113 milhões de toneladas de GNL representando um aumento de cerca de 6% em relação a 2001. Na tabela 3.2, os respectivos volumes são discriminados.

Figura 3.5 – Diminuição dos preços de navios de GNL



Fonte: (LNG OneWorld, apud: University of Houston, 2003)

Tabela 3.2 - Países importadores de GNL (2002)

País importador	Milhões de toneladas	Parte do total (%)	Varição de 2001 (%)
Japão	54,25	48,03	-1,35
Coréia	17,84	15,8	10,66
França	10,57	9,36	18,09
Espanha	10,26	9,09	30,35
Taiwan	5,36	4,75	12,97
EUA	4,83	4,28	-5,19
Turquia	3,7	3,28	0,52
Bélgica	2,73	2,41	58,85
Itália	2,55	2,26	-4,17
Porto Rico	0,46	0,41	12,51
Grécia	0,38	0,34	-4,55
Total	112,94	100	5,89

Fonte: (GIIGNL - Groupe international des importateurs du gaz naturel liquéfié
<http://www.giignl.org/public/what.html>)

⁶ Tipicamente, um navio de GNL é denominado de metaneiro e sua capacidade líquida é expressa em metros cúbicos.

O custo da produção do GNL variará enormemente em relação ao preço do gás na boca do poço. Esse preço por sua vez, pode variar de efetivamente zero quando as reservas são grandes e ricas em condensados, permitindo, assim, que os investidores remunerem-se totalmente através dos condensados e, neste caso, o metano é considerado como tendo um valor marginal nulo, até valores que podem aproximar 1US\$/MMBtu ou mesmo mais. Tipicamente, os governos de países produtores cobram royalties e outras cargas tributárias sobre os recursos naturais bem como sobre as plantas de liquefação e demais etapas da cadeia do GNL. São cobranças legítimas, mas que, com frequência, revelam uma ausência de planejamento energético, e que tem permitido outros países viabilizarem suas indústrias de GNL, mesmo em situações menos favoráveis. No afã de coletar tributos sobre grandes projetos e a exploração dos recursos naturais, os governos podem encarecer o preço do gás e inviabilizar os investimentos. Outras nações fazem apostas de mais longo prazo esperando coletar benefícios econômicos através da geração de emprego, de divisas fortes com as exportações ou com o uso, ainda que marginal, do gás nos mercados domésticos.

Durante a última década, houve um declínio de 30% a 50% nos custos de investimento na cadeia de GNL (produção, transporte e re-gasificação). O custo médio, para uma capacidade de produção de 1 tonelada por ano, reduziu-se para cerca de 250 US\$/tonelada, em uma planta “greenfield”, e 175 US\$/tonelada para um trem de expansão. São valores substancialmente inferiores quando comparados aos mais de 500 US\$/tonelada de 1965-1970 ou 300 – 400 US\$/tonelada durante os anos 1970 e 1985 (Fleisch T.H., Quigley, T., 2000).

A economia de escala tem claramente um papel decisivo nessa diminuição de custos. O tamanho médio do trem de produção aumentou de cerca de 1 milhão toneladas por ano (tpa), em 1960, para 3 milhões tpa em 2000, enquanto isso o número de trens por projeto diminuiu. Trens na faixa de 4 a 4,8 milhões tpa estão se transformando em padrão para novas construções. É o caso, por exemplo, dos Trens 4 e 5 da Nigéria GNL, do Trem 4 da Northwest Shelf da Austrália, e do Trem 3 da Ras Laffan. A ExxonMobil está procurando viabilizar trens de 7 milhões tpa para novos projetos no Catar.

Também contribuíram para baixar os custos:

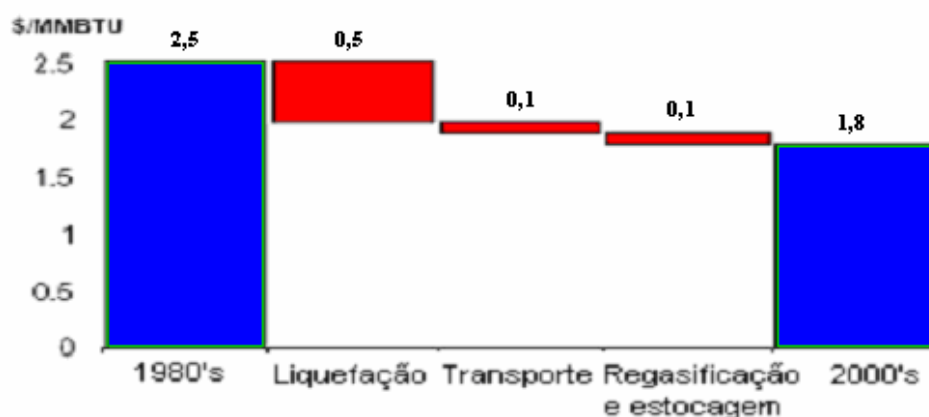
- *Know-how* de engenharia e novas técnicas de execução dos projetos.

- Avanços na tecnologia (por exemplo, turbinas a gás, ao invés de turbinas a vapor, nos navios; compressores axiais maiores e mais eficientes; configurações melhores dos equipamentos).
- Concorrência na etapa de *front end engineering design* (FEED), assim como nos contratos de construção.
- Tanques de armazenamento maiores e em menor número.
- Integração dos terminais de GNL com usinas termelétricas, quando essas constituem o consumidor âncora do projeto. Há, portanto, uma visão ampliada da cadeia de valor do GNL.

A diminuição de custos e o crescimento na comercialização do GNL permitirão que o gás natural tenha um papel cada vez mais significativo na matriz energética de vários países. O GNL já concorre com o gás do sistema de gasodutos nos mercados norte-americanos e europeus, havendo uma concorrência entre diferentes preços de gás. A redução de custos ao longo de toda a cadeia representa o principal motivo para o ressurgimento do interesse em relação ao GNL.

Na figura 3.6, apresenta-se uma visão simplificada da contribuição das três principais etapas da cadeia na redução total de custos de produção conquistada entre a década de 1980 e o início dos anos 2000. Partindo-se de um custo de produção médio de 2,5 US\$/MMBtu, chega-se ao custo atual de aproximadamente 1,8 US\$/MMBtu, sem incluir os preços da matéria prima, ou seja, o GN na boca do poço. É na usina de liquefação que maiores ganhos têm sido obtidos.

Figura 3.6 – Custo médio de produção do GNL



Fonte: (El Paso, apud: University of Houston)

Por exemplo, hoje, o gás natural pode ser produzido economicamente e transportado a um dos maiores mercados (Estados Unidos) usando a tecnologia GNL, com preços entre US\$2,50 - US\$3,50 por milhão de Btu (MMBTu) sendo que o preço final dependerá principalmente do custo do transporte (preço de referência: Henry Hub, Louisiana).

É também a usina de liquefação que concentra a maior parte do custo de capital. A tabela 3.3 mostra que a liquefação representa aproximadamente a metade do investimento de toda a cadeia do GNL. Além disso, é onde ocorrem as maiores incertezas com investimentos podendo variar mais de um 100%.

**Tabela 3.3 - Investimentos para um projeto de GNL
(7 Bilhões de m³/ano – 9000 a 11000 km)**

Componente	Bilhões de US\$
Liquefação (usina e terminal)	1,1 – 2,5
Transporte (navios de GNL)	1,0 – 2,0
Regasificação (usina e terminal)	0,5 – 1,0
Investimento Total	2,6 – 5,5

Fontes: (Durbán, R., 2003), (Faid, M., 1995), (Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia, www.hidrocarburos.gov.bo), (EIA, 1997), (Yonghun, J., 2003); (Faid, M., 1995), (University of Houston, 2003), (U.S. DOE, Office of fossil energy, <http://www.fe.doe.gov>).

O volume total a ser transportado determina o número de unidades de liquefação (trens) necessárias. O custo da adição de novos trens a uma usina existente é consideravelmente menor do que o custo de uma primeira unidade, pois esta deverá financiar investimentos fixos

tais como sistemas de hospedagem, o terminal marítimo e sua aparelhagem. O custo da embarcação no oceano é diretamente proporcional à distância entre o campo produtor e o mercado, bem como ao volume a ser transportado. A distância e o volume determinam o número de navios necessários (e seus tamanhos), assim como a capacidade de armazenamento na usina de liquefação e terminal de recepção. Um número maior de navios menores significa visitas mais frequentes ao porto, requerendo-se, um terminal de armazenamento menor. Embarcações maiores são preferidas para rotas longas, gerando-se assim grande economia de escala.

A tabela 3.4 apresenta custos de produção estimados, em US\$/MMBtu, para a produção, liquefação, transporte e re-gasificação de GNL. A tabela inclui custos de transporte intermediário e via dutos que conduzirão o GN dos poços produtores até a planta de liquefação. Observa-se que o preço do gás na boca do poço, bem como a planta de liquefação representam as principais fontes de incerteza, podendo, definitivamente inviabilizar um projeto.

Tabela 3.4 - Custos estimados para um projeto de GNL

Componente	US\$/MMBtu
Preço GN – Produtor	US\$ (0,50 – 1,30)
Transporte – Dutos	US\$ (0,20 – 0,50)
Liquefação	US\$ (1,00 – 2,00)
Transporte – Navios GNL	US\$ (1,20 – 1,50)
Regasificação	US\$ (0,40 – 1,00)
Custo Total	US\$ (3,30 – 6,30)

Fontes: (Durbán, R., 2003), (Faid, M., 1995), (Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia, www.hidrocarburos.gov.bo), (EIA, 1997), (Yonghun, J., 2003); (Faid, M., 1995), (University of Houston, 2003), (U.S. DOE, Office of fossil energy, <http://www.fe.doe.gov>).

3.4. O comércio mundial de GNL

Em escala mundial, há 17 terminais de exportação (liquefação), 40 terminais de importação (regasificação), e 136 navios transportadores de GNL. Em conjunto, operam aproximadamente 120 milhões de toneladas métricas de GNL por ano.

Ao longo de 40 anos, os navios de GNL já realizaram mais de 33.000 viagens, cobrindo mais de 111 milhões de quilômetros, sem grandes acidentes ou problemas de segurança tanto nos

portos como em alto mar. Os transportadores de GNL normalmente atravessam áreas de muito trânsito. Por exemplo, no ano 2000, em média um carregamento a cada 20 horas entrou na Baía de Tóquio, enquanto um carregamento semanal entrou na Baía de Boston (University of Houston, 2003).

No final dos anos 80, a demanda global de GNL não ultrapassava os 31,3 bilhões de metros cúbicos por ano. Os frágeis preços do petróleo e do gás natural inviabilizaram contratos rígidos que tinham sido assinados durante o período da crise energética com preços de referência muito mais altos. Depois de longo período de adaptação, o comércio mundial de GNL reativou-se, atingindo 152 bilhões de metros cúbicos em 2002, sendo que mais da metade desse volume se destina ao Japão (Griffin,2002). Na tabela 3.5 apresenta-se um quadro de origem e destino do GNL comercializado no mundo em 2002.

Tabela 3.5 – Comércio Mundial de GNL - 2002

	ORIGEM											Total Importações	
	Estados Unidos	Trinidad e Tobago	Argélia	Libia	Nigéria	Quatar	Emirados Arabes Unidos	Omã	Austrália	Brunei	Indonésia		Malásia
Importadores													
Norte	0,01	4,28	0,75		0,23	0,99		0,09		0,07		0,07	6,49
Estados Unidos		4,28	0,75		0,23	0,99		0,09		0,07		0,07	6,48
México ¹	0,01												0,01
América Central/do Sul		0,63				0,05							0,68
Porto Rico		0,63				0,05							0,68
Europa Ocidental		0,45	25,74	0,60	10,92	2,16	0,48	1,59	0,07	0,08			42,08
Bélgica			3,33			0,09	0,10						3,51
França			10,33		3,63			0,52					14,48
Grécia			0,51										0,51
Itália			2,05		4,13								6,18
Portugal					0,41								0,41
Espanha		0,45	5,80	0,60	1,58	2,07	0,38	1,07	0,07	0,08			12,10
Turquia			3,72		1,16								4,88
Ásia/Oceania	1,80					15,94	6,71	6,26	10,33	9,51	31,36	20,90	102,82
Japão ²	1,80					9,22	6,40	0,96	10,10	8,51	20,64	15,07	72,68
Coreia do Sul ³						6,73	0,31	5,30	0,23	1,00	6,56	3,01	23,13
Taiwan											4,17	2,83	7,00
Exportações aparentes	1,81	5,36	26,49	0,60	11,15	19,14	7,19	7,93	10,40	9,66	31,36	20,97	152,06

Notas:

1 As importações para o México, dos Estados Unidos, são feitas por caminhões.

2 O Japão re-exportou aproximadamente 5,30 bilhões de pés cúbicos de LNG recebidos da Indonésia para a Coreia do Sul.

3 A Coreia do Sul re-exportou aproximadamente 1,77 bilhões de pés cúbicos de LNG recebidos da Indonésia para o Japão.

Fontes: Department of Energy USA, 2002 (Importações para os EUA e importações para o Japão e México dos EU: Energy Information Administration, Natural Gas Monthly (May 2003). Importações para a Bélgica dos Emirados Árabes Unidos, Importações para Espanha da Austrália e Brunei, e Importações para Porto Rico do Catar: Cedigaz Centre International d'Information sur le Gaz Naturel et tous Hydrocarbures Gazeux (Cedigaz), Natural Gas In the World, Major Trends for the Gas Industry 2002. Todos os outros países: Organization for Economic Cooperation and Development, International Energy Agency, Natural Gas Information 2003 (com dados de 2002)), apud: Griffin, K., EIA, DÓE, USA, www.eia.doe.gov.

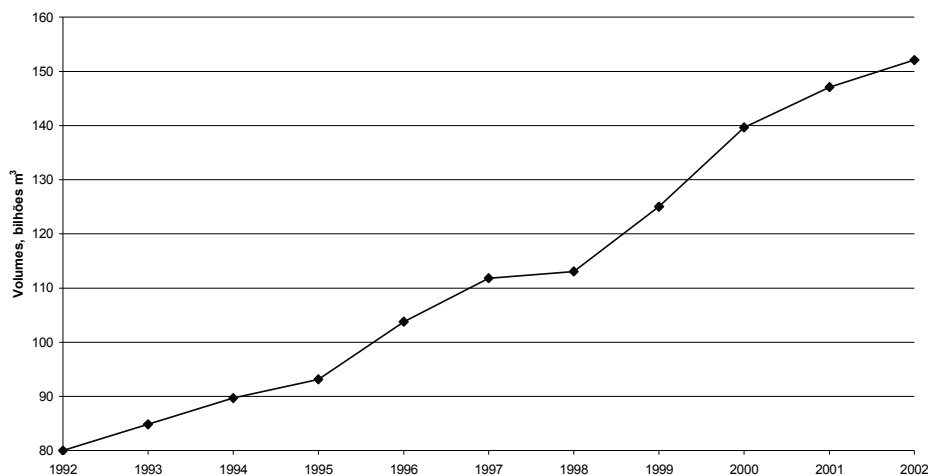
Em 2002, a fração do GNL no comércio mundial de gás natural estabeleceu recorde. No mesmo ano, a produção mundial de gás aumentou somente 1% (atingindo 2.580 bilhões metros cúbicos - bm^3)⁷, refletindo a desaceleração econômica em muitas partes do mundo. As exportações e importações de gás aumentaram 2,6% (alcançando 697 bilhões de metros cúbicos), enquanto os carregamentos de GNL aumentaram 4,3%, chegando-se ao recorde de 152 bilhões metros cúbicos (vide Figura 3.7).

Desde o final de 2002, quatro novos trens foram encomendados: Trens 2 e 3 no projeto Atlantic LNG, em Trinidad e Tobago; Trem 3 na Nigéria GNL, e o primeiro trem da GNL TIGA da Malásia. Um adicional de 40 milhões toneladas/ano de capacidade está em construção (Sem, 2003). Muito mais expansões e novos projetos estão sendo considerados,

⁷ 1,06 bilhões de m^3 = 37,3 bilhões de pés cúbicos = 0,73 milhões de toneladas de GNL

não somente em países que já exportam GNL, mas também em novas partes do mundo, incluindo Irã, Bolívia, Peru, Angola, Rússia e Guiné Equatorial.

Figura 3.7 – Exportações mundiais de GNL



Fonte: (Oil & Gas Journal, LNG poised to consolidate its place in global gas trade, June 23, pag. 73, 2003)

Ásia

As importações asiáticas em 2002 aumentaram cerca de 2%, para 77,5 milhões toneladas por ano (tpa), 68,5% do total. Embora o Japão permaneça sendo o principal importador com 43,3 milhões tpa, suas importações diminuiriam 2,2% pela segunda vez na história (a primeira foi em 1998) devido à desaceleração da economia.

A parte japonesa no comércio mundial de GNL declinou para 48% de cerca de 65%, uma década atrás. O declínio poderia ter sido muito maior se a Tokyo Electric Power Co. (TEPCO) não tivesse que fechar suas plantas de energia nuclear devido à irregularidades nos registros de manutenção. Como resultado, a TEPCO adquiriu cerca de 10% a mais de GNL do que havia previsto anteriormente.

O Instituto de Economia de Energia japonês prevê que o gás natural do Japão aumentará apenas 1,6%/ano durante a próxima década. Para satisfazer este modesto crescimento, as companhias japonesas continuam a expandir sua capacidade de recebimento de GNL.

As importações coreanas aumentaram cerca de 11% no ano 2002, crescimento similar ao do ano anterior. A Korea Gas abriu o terceiro terminal do país em Tong Yeong em Setembro de 2002. O inverno foi frio de forma incomum, levando a Coreia para o mercado “*spot*” de forma drástica.

A taxa de crescimento das importações de GNL de Taiwan quase dobraram até 13%, devido à distribuição crescente, no único terminal de GNL do país, em Yung Na, ocasionada pela adição de bombas de armazenamento e desgargalamento (*debottlenecking*).

Na Índia, um comprador ainda deve ser definido para o terminal receptor de Dabhol, embora tenha sido informado que os acionistas minoritários General Electric Co. e Bechtel Corp. assinaram uma carta de intenções para adquirir 65% para parte da Enron.

Europa

Na região de mais rápido crescimento no ano passado, as importações de GNL dispararam 19,4%, para 30,2 milhões tpa, e a porcentagem da região nas importações globais aumentou. Preços substancialmente maiores no começo do ano desviaram cargas “*spot*”, que deveriam ir para os Estados Unidos. A liberação dos mercados de energia europeus criará novas oportunidades para o GNL, incluindo terminais de acesso aberto.

As importações da Espanha aumentaram em aproximadamente 33% no ano 2002, ficando em 10,3 milhões tpa (DOE, 2003). A Espanha tem um único gasoduto conectado à rede de gasodutos integrados da Europa e a maior parte do seu suprimento vem da Argélia. Por lei, não mais de 60% do fornecimento da Espanha deve vir de um único país, o que levou a Espanha a diversificar suas fontes de GNL.

A desregulação da indústria de gás natural espanhola resultou na concorrência por novos fornecedores e fez com que empresas como a BP PLC, Shell, Iberdrola SA, Union Fenosa, Endesa e Eni SPA desenvolvessem ativamente projetos no Egito e em outras localidades. A Enagas SA está melhorando a distribuição e a capacidade de armazenamento dos seus terminais existentes em Huelva, Cartagena e Barcelona. Três novos terminais estão em construção: um em Bilbao no norte da Espanha, com início de operação em 2003; um

segundo em Sagunto (2004), que atualmente está em construção; e um terceiro em El Ferrol (2004). O primeiro terminal de Portugal, em Sines, iniciará sua operação no 2004.

Na França, a Gaz de France está construindo um novo terminal em Fos-Cavaou, próximo ao terminal existente em Fos, que começará a receber GNL do Egito em 2006. A TotalFinaElf tem interesse em projetos de GNL no Catar, Abu Dhái, Omã, Nigéria, Noruega e Indonésia e está procurando por mercados.

Muitos terminais (10) foram anunciados para Itália, embora provavelmente somente um par deles será construído em última instância. A BG recebeu a maior parte das autorizações necessárias para o terminal em Brindisi para receber inicialmente 3 milhões tpa de GNL do Egito, com início em 2006.

O Reino Unido foi o primeiro país a importar GNL (em 1964) mas desmantelou seu terminal em Canvey Island com a chegada do óleo e gás do Mar do Norte. Diante de um *shortfall* que o governo estima que possa atingir 50% em 2020, o Reino Unido está novamente procurando por importações de GNL.

América do Norte

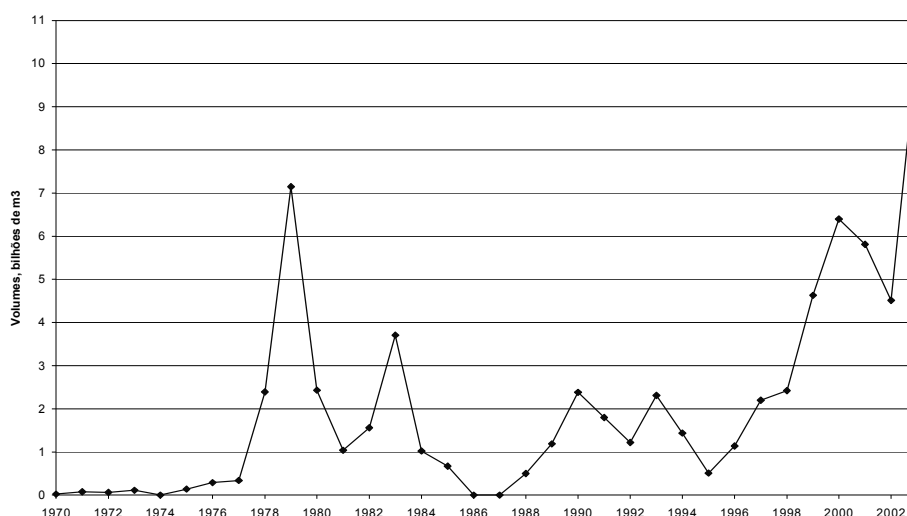
Em 2002, a produção de gás natural americana diminuiu 1,8%, para 538 bilhões de m³. Ao mesmo tempo, o bruto das importações aumentou pelo décimo quinto ano consecutivo em 1,6%, para 113 bilhões de m³, embora o líquido das importações tenha diminuído 2,4%, para 102 bilhões de m³, devido ao aumento significativo das exportações para o México e o Canadá. Mais de 94% de todas as importações vieram por tubulações do Canadá; o restante foi principalmente GNL.

A Figura 3.8 mostra o histórico volátil das importações americanas no período de 1970 a 2002. O ano de pico foi 1979, quando três terminais estavam recebendo GNL da Argélia. As entregas foram interrompidas por uma disputa de preços e pela abundância de suprimento doméstico que foram seguidos pela desregulação que causou a parada dos terminais de Cove Point, Md. e Elba Island, Ga., por mais de 20 anos.

Em 1982, o terminal em Lake Charles foi aberto, mas após muitos meses, a distribuição foi interrompida até 1989. Hoje, três terminais estão em operação no continente americano e um em Porto Rico.

Todos os terminais, com exceção do Everett Mass., são de acesso aberto. Todos estão planejando expansões. Quando completadas, elas aumentarão a capacidade de importação americana para mais de 113,27 Milhões m³/dia, equivalente a 42 bilhões m³/ano ou 31,5 milhões tpa.

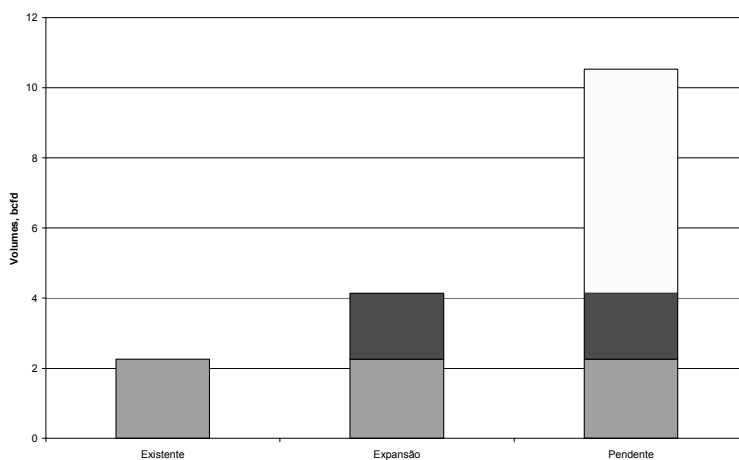
Figura 3.8 – Importações americanas de GNL



Fonte: Griffin, K., Energy Information Administration, Natural Gas Monthly, www.eia.doe.gov

Se todos os terminais com aplicações pendentes forem aprovados, a capacidade poderia atingir 283 Milhões m³/dia (Figura 3.9).

Figura 3.9 - Capacidade projetada dos terminais americanos



Fonte: (EIA, January 2003), (EIA, November 2002).

O GNL nos Estados Unidos proveio de seis países em 2002: Argélia, Austrália, Nigéria, Omã, Catar e Trinidad (Tabela 3.6). O Catar está usando o mercado americano para se desfazer do excedente de produção, enquanto Omã, que vendeu somente uma única carga nos Estados Unidos em 2002, voltou-se ao mercado europeu onde os preços foram maiores.

Um recorde de 74% de todas as importações de GNL dos Estados Unidos foi realizado sob acordos “spot” ou de curto prazo, comparado aos 64,3% em 2001 e somente 12% em 1996. Como a tabela 3.6 mostra, o maior exportador foi Trinidad, que forneceu 4,28 bilhões m³. A fração da Argélia tem diminuído constantemente de 1980 a 1995, quando forneceu praticamente todo o GNL do país.

Tabela 3.6 – Importações de GNL nos EUA (bilhões de m³)

País	2001	2002	Variação (%)
Trinidad e Tobago	2,78	4,28	54
Argélia	1,84	0,76	-63
Nigéria	1,08	0,23	-79
Quatar	0,65	1,05	63
Omã	0,34	0,08	-75
Austrália	0,07	0,00	-
Total	6,74	6,94	3

Fonte: Griffin, K., Energy Information Administration, Natural Gas Monthly, www.eia.doe.gov

No México, ao menos seis plantas foram propostas para as costas leste e oeste, onde a demanda por gás está se expandindo rapidamente no momento em que a produção doméstica está estagnada. Algumas das plantas poderiam suprir gás tanto para o México como para a Califórnia.

O governo mexicano estima que em 2010, importações serão necessárias para atingir os 20% necessários de gás doméstico, incluindo usinas elétricas.

Dois projetos receberam aprovação do Semarnat, a agência reguladora de meio ambiente do México. A Sempra Energy planeja construir uma planta de 30 MMm³/dia perto de Enseñada, em Baja California, na costa oeste do México, e iniciar seu funcionamento em 2006. O GNL poderia vir da Bolívia ou do Peru. Parte do GNL poderia ser enviado aos Estados Unidos pelas tubulações de Baja Norte da Sempra e da PG&E, que poderiam ser revertidas. A Royal/Dutch Shell está propondo um terminal de 30 MMm³/dia Altamira no Gulf Coast, com

início de funcionamento em 2007. Noutro local do hemisfério ocidental, no início de 2003, a AES Corp. adquiriu a primeira carga de Trinidad em seu novo terminal de 2 milhões tpa em Andres na República Dominicana.

Uso de GNL nos Estados Unidos

O uso mais comum do GNL nos EUA é para reduzir os picos de demanda. O “peak-shaving” é a maneira como as companhias de eletricidade e gás armazenam gás para fornecer ao mercado durante os picos de demanda que não podem ser supridos pelo gás distribuído através de gasodutos. Isto pode ocorrer durante o inverno devido a frentes frias que aumentam o uso dos aparelhos de aquecimento ou quando mais gás natural é requerido para gerar energia elétrica para o ar-condicionado durante os meses de verão. As companhias de gás liquefazem o gás do gasoduto quando este é abundante e disponível a preços baixos, ou compram o GNL fornecidos por instalações de liquefação no estrangeiro. Quando a demanda de gás aumenta, o GNL armazenado é convertido do seu estado líquido, a seu estado gasoso, para complementar o fornecimento proveniente dos gasodutos. Hoje, o GNL também está sendo usado como combustível de transporte alternativo no transporte público e em frotas de veículos administrados por companhias de gás locais.

Segundo a Agência de Informação de Energia dos EUA (EIA), o país pode ter um déficit no fornecimento de gás natural em torno de 142 bilhões de metros cúbicos em 2020. O aumento de importações de GN será necessário para compensar as deficiências que possam se apresentar no médio e longo prazo. A EIA espera que importações de gás natural liquefeito alcancem 22,65 bilhões metros cúbicos por ano para 2020, ou em torno de 3% do consumo total. Espera-se uma demanda crescente por GNL.

A necessidade de GNL nos Estados Unidos de América

Estimou-se que a demanda de gás natural nos EUA foi estimulada nos anos 80, em parte pelo desejo de diversificar as fontes de energia depois do aumento excessivo no preço do petróleo (Schleede, 1991). Esta demanda tem continuado devido aos claros benefícios ambientais do gás natural sobre outros hidrocarbonetos e sua eficiência térmica na geração de eletricidade. De acordo com a Agência de Informação de Energia dos EUA, a produção de gás natural no país tenha crescido de 541 bilhões m³ (EIA, 2002) em 2000, a 807 Bilhões m³ em 2020 (EIA,

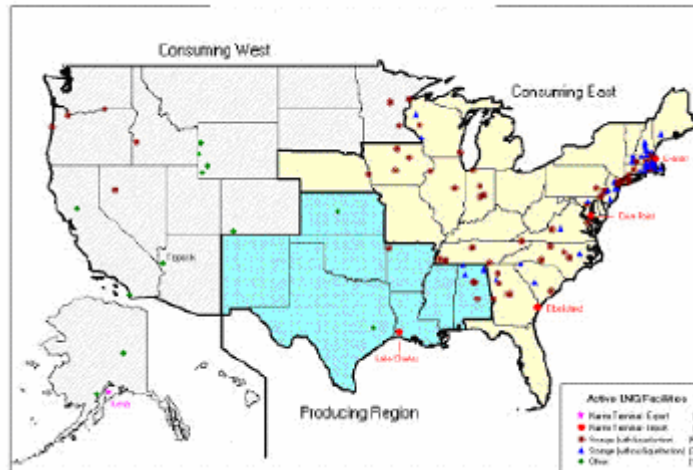
2003). Espera-se que a demanda total de gás natural nos EUA aumente de 646 Bilhões de m³ em 2000 para cerca de 957 Bilhões de m³ em 2020 (ajustado pelo aumento em eficiência de uso e conservação). Estas projeções sugerem que os EUA podem estar frente a um déficit no fornecimento em torno de 140 bilhões de m³ em 2020. A maior parte do gás natural usado nos EUA é de produção doméstica. Novas reservas de gás natural estão sendo descobertas constantemente, mas, pelo emprego de tecnologias de recuperação avançada, estes campos estão se esgotando rapidamente. Conseqüentemente, as importações de gás natural terão que aumentar para cobrir as deficiências futuras.

As importações de gás natural desde o Canadá através de gasodutos já representam 15% do consumo total do país. O país possivelmente não poderá manter os crescente volumes de exportação para os EUA, devido ao aumento da sua demanda interna e pela maturação da jazida do oeste do Canadá. As tendências recentes indicam que devido à queda na produtividade inicial dos poços de gás e à grande diminuição das taxas de produção, são necessários maiores níveis de perfuração para manter os níveis de produção atuais (Delay,2002). Algumas das fontes domésticas para o fornecimento de gás natural incluem construir um gasoduto para transportar gás natural do norte de Alaska ao resto do país, desenvolver os recursos de gás natural nas Montanhas do estado de Colorado, desenvolver recursos no Pacífico, no Atlântico, e na Península este do Golfo de México. O gás natural do Alaska não será competitivo no resto do país e no Canadá até que os preços do GN aumentem o suficiente para fazer a produção e o sistema de transporte economicamente viáveis. Adicionalmente, o déficit no fornecimento continuará inclusive depois do começo da entrega do gás do Alaska, porque o acesso à maioria dos recursos no ocidente do Golfo de México e nas Montanhas é limitado ou proibido por leis federais e estaduais (EIA, 2001).

Atualmente, as importações de GNL representam menos de 1% do consumo total de gás natural nos EUA. O país tem pelo menos 113 instalações de GNL ativas, como se indica no mapa da figura 3.10, incluindo terminais marítimos, instalações de armazenagem e operações envolvidas especificamente em combustível veicular. A maioria destes serviços foram construídos entre 1965 e 1975, e foram dedicados a cobrir as necessidades de armazenamento das companhias de gás locais. Aproximadamente 55 companhias locais são as proprietárias e operam as usinas de GNL como parte da sua rede de distribuição (EIA, 2002). A EIA espera que as importações de GNL alcancem 20 bilhões de m³ ao ano para 2020, ou ao redor de 3%

do consumo total. É provável que diversos fatores possam alterar esta projeção, no entanto a demanda de GNL tende a crescer.

Figura 3.10 - Instalações de GNL nos EU



Fonte: Energy Information Administration, www.eia.doe.gov

3.5. Preços do GNL

Nos mercados asiáticos, os preços do GNL entregue são referenciados tendo como paridade o petróleo bruto, mais um bônus de 10%. Esses são preços C.I.F, ou seja, no terminal de recepção, aos quais são adicionados os custos de re-gaseificação (Faid, 1995). Em geral, o preço C.I.F. do GNL oscila entre US\$3,35 - US\$3,60 por MMBtu, embora, algumas vezes, ultrapasse essa marca. Nos projetos asiáticos de GNL, os clientes são frequentemente companhias de geração de eletricidade, que podem participar como sócios do projeto de GNL. Neste caso, uma porcentagem do custo da regaseificação pode ser inclusa no custo de capital e operacional da geração de eletricidade. Os novos importadores, como a China e a Índia, negociam termos mais favoráveis na comercialização do GNL. Os antigos importadores como o Japão e a Coreia também estão obtendo preços e termos de compra mais favoráveis na renegociação dos seus contratos.

Os preços do gás natural nos Estados Unidos são os mais voláteis do mundo, porque o gás compete com outros combustíveis nos setores de energia e da indústria. Os consumidores têm maior capacidade de adaptação. O mercado de GN tem uma infra-estrutura muito desenvolvida e há uma grande penetração nos diferentes setores da economia incluindo o comercial, industrial e residencial. Há livre acesso à rede de transporte e predominam os

contratos “spot” ou a indexação de contratos de longo prazo aos preços “spot”. Em geral, esses preços estão atrelados às condições de mercado. Embora ainda não exista um preço mundial único para o GNL, o comércio “spot” em expansão tem aumentado a influência dos preços americanos. Novos projetos têm sido desenvolvidos para suprir mercados em diversas regiões, mas sempre procurando manter alguma referência com os preços praticados nos Estados Unidos. Acredita-se que o GNL abrirá o caminho para tornar o GN uma verdadeira *commodity* internacional.

Os Estados Unidos são o único mercado no qual o preço do GNL importado é fixado em uma base *netback-to-market* e assim compete diretamente com outras fontes de gás. Os preços do GNL estão vinculados ao preço Henry Hub (La.), ajustado para diferenciais de transporte. O preço médio das importações de Lower 48 em 2002 foi de US\$3,24/MMBtu, mas os preços excederam os US\$ 10 durante o inverno de 2000 quando os preços domésticos aumentaram.

Por enquanto, 3 US\$/MMbtu parece ter providenciado um limiar para muitos produtores suprirem GNL aos Estados Unidos. Ao preço Henry Hub de cerca de 2,50 US\$/MMbtu, somente projetos com baixos custos, como Trinidad, e aqueles que se localizam perto dos Estados Unidos são provavelmente econômicos. Preços de 3,50 US\$/MMbtu provavelmente fariam todos os projetos economicamente viáveis, com exceção dos mais caros.

Na Europa, o GNL é importado majoritariamente da Argélia, Nigéria e Catar. Os preços eram referenciados ao barril de óleo bruto, avaliado em Roterdã, com ajustes periódicos. No entanto, os preços dos contratos do GNL estão se afastando da paridade com o óleo bruto sendo crescentemente indexados aos derivados do petróleo ou ao carvão. Os preços C.I.F. do GNL na Europa são de aproximadamente 3,00 a 3,30 US\$/MMBtu. O GNL deve competir com o gás dos gasodutos nas fronteiras européias. Esse gás tem sido comercializado a 2,50 US\$/MMBtu, indexado aos derivados do petróleo.

Tanto na Europa como nos Estados Unidos, a despesa de regaseificação é assumida pela companhia que adquire o GNL, sendo que tal despesa é atrelada ao preço do gás. Esse custo é repassado para o usuário final, que pode ser uma usina de energia elétrica.

CAPÍTULO IV

GAS-TO-LIQUIDS (GTL) COMO OPÇÃO PARA VIABILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL REMOTO

4.1. Rápida introdução histórica e conceitual ao GTL

O processo de converter carvão/gás natural para combustíveis sintéticos e insumos químicos está sob desenvolvimento há mais de setenta anos. Este desenvolvimento era inicialmente motivado por sanções econômicas e embargos. O trabalho foi conduzido em países que eram incapazes de suprir a demanda interna por combustíveis pela importação e refino de óleo cru. Os dois países-chave eram, a Alemanha, começando em 1920, e a África do Sul, de 1950 em diante. Em adição, por razões de segurança interna e limitação de moeda forte, a Rússia manteve trabalhos nesta área até 1989 (DTI, 2000).

Novas tecnologias estão sendo desenvolvidas e aplicadas para converter gás natural em produtos líquidos sintéticos. Em seu conjunto são denominados de GTL, (gas-to-liquids). Nesta tecnologia o gás natural pode ser usado para produzir produtos petroquímicos tais como metanol e amônia, mas esses são de uso relativamente pequeno, tendo mercado limitado. O GN também constitui a matéria prima primordial em pólos gasquímicos. A partir do etano do GN pode-se produzir eteno que é a base da indústria de plásticos. De qualquer forma, há de se encontrar usos para o metano que é a componente principal de qualquer GN bruto (muitas vezes acima de 80% do volume total).

Assim, produzindo-se derivados líquidos, equivalentes àqueles que se obtêm nas refinarias a partir do petróleo, tem-se produtos mais baratos de transportar, estocar e distribuir para grandes mercados. Esses podem ser transportados por dutos já existentes, caminhões ou navios tanque, ou até misturado com óleo cru, bem como utilizando o fluxo de outros produtos. Além disso, nenhuma concessão especial é requerida para sua venda na maioria dos mercados acessíveis. Produtos como gasolina, diesel, GLP, querosene de aviação ou nafta

petroquímica são verdadeiras commodities internacionais, característica essa que o GN ainda não tem.

Há projetos que primam por serem modulares, resultando em otimização das instalações para serem aplicadas em depósitos de gás menores. Os fatores-chave da sua competitividade são: o custo do capital, os custos operacionais da planta, os custos de estocagem, a escala adequada, a capacidade de obter altas taxas de utilização e o preço da matéria prima, ou seja, do GN na boca do poço. O GTL não será competitivo em relação à produção convencional a partir do refino de petróleo a menos que o gás tenha baixa oportunidade de uso e valor reduzido na boca do poço. Por isso é visto como uma opção aplicada quase exclusivamente para gases remotos.

O GTL não apenas adiciona valor a gases remotos, mas é capaz de produzir produtos com qualidade superior àqueles das refinarias. Produtos de GTL podem ser vendidos diretamente a mercados que estejam dispostos a pagar um prêmio pela qualidade, ou serão misturados nos produtos de refino, resultando em misturas menos poluentes e de maior qualidade, para os quais a demanda é crescente. Em geral essa solução apresenta vantagens econômicas globais em relação à opção de modernizar refinarias e adaptá-las para a produção desses produtos de melhor qualidade.

Refletindo sua origem, o processo GTL produz diesel com uma densidade de energia comparável ao diesel convencional, mas com um número maior de cetanas, permitindo um melhor desempenho do motor⁸ (Arthur D. Little, 1998). Outro problema de emissão associado com o diesel é o material particulado, o qual está composto de carbono não queimado, aromáticos e compostos de enxofre. Particulados finos são associados com problemas respiratórios, enquanto certos compostos aromáticos têm sido considerados carcinogênicos. O baixo teor de enxofre leva a significativas reduções de material particulado que é gerado durante a combustão, enquanto o baixo teor de aromáticos reduz a toxicidade do material particulado⁹. O diesel, gasolina e outros combustíveis de GTL normalmente apresentam concentrações de enxofre muito menores do que aqueles provenientes do refino do petróleo.

⁸ O *número de cetanas* indica quanto rápido o combustível auto-inflama e quão completamente ele irá queimar. Muitos países exigem um número mínimo de cetanas entre 45 e 50: Um maior número de cetanas resulta em uma temperatura de queima menor, acarretando uma redução na formação de NO_x, que contribuem para a formação de névoa urbana e altos níveis de ozônio. O diesel Fisher-Tropsch tem um nível de cetanas maior que 70.

⁹ A nafta produzida é livre de enxofre e contém uma alta proporção de material parafínico apropriado para o craqueamento para insumos químicos ou para a manufatura de solventes.

Refletem, assim, uma aspiração mundial de redução de enxofre e aromáticos nos combustíveis.

Tais desafios resgataram experiências antigas de produzir líquidos sintéticos a partir da gaseificação do carvão. No passado, esse trabalho foi conduzido em países que eram incapazes de suprir sua demanda interna por combustíveis a partir da importação ou do refino do petróleo. Tendo ricas minas de carvão e uma indústria carboquímica dominante e centenária, a Alemanha construiu grandes usinas de combustíveis sintéticos ao longo dos anos 1920 e 1930. Por razões de segurança de suprimento e tendo limitações de moeda forte, a Alemanha decidiu fundar sua expansão militar e o crescimento da indústria automobilística em uma base energética doméstica. Com o final da segunda guerra mundial, as usinas de combustíveis sintéticos haviam sido destruídas, e na reconstrução do país, o plano Marshall optou pela estratégia de menor custo de construção de grandes refinarias na Alemanha. Alguns autores sugerem que essa decisão tenha sido parcialmente influenciada pelas grandes empresas de petróleo britânicas e americanas, que encontraram na Alemanha pós-guerra sua base de expansão e consolidação na Europa Ocidental. Por motivos similares, a antiga URSS manteve esforços na produção de combustíveis sintéticos a partir do carvão e do GN até 1989 (DTI, 2001). Além disso, tendo sido sujeita a fortes pressões internacionais, incluindo sanções econômicas e embargos no suprimento do petróleo, a África do Sul, a partir de suas grandes reservas de carvão de ótima qualidade, passou a desenvolver, a partir de 1950, um agressivo programa de combustíveis sintéticos.

A partir da segunda metade dos anos 1980 e ao longo dos anos 1990, com a rápida queda do consumo de carvão na indústria e na geração de eletricidade, iniciaram-se novos esforços no sentido de resgatar antigos processos de GTL que pudessem abrir novas perspectivas para indústria do carvão. Grandes minas quase abandonadas produziram uma matéria-prima com preços bastantes competitivos para revigorar o GTL. Ao mesmo tempo as refinarias enfrentavam pressões de custo para produzir combustíveis de melhor qualidade e ambientalmente mais corretos. Tais argumentos se mostraram ainda mais convincentes para justificar a opção do GTL como estratégia para valorizar as grandes jazidas de GN remoto que passaram a ser descobertas ao redor do mundo, principalmente a partir da década de 1990.

Assim, existe um mercado emergente para tecnologias GTL, oferecendo oportunidades futuras de negócios para companhias que tenham as competências apropriadas. No início dos

anos 2000 apenas 35.000 barris/dia de produtos GTL, ou seja, menos de 0,1% do mercado, foram manufaturados em plantas comerciais de gás. Mas os avanços da tecnologia vêm diminuindo, os custos das plantas e unidades de GTL já podem competir com refinarias adquirindo o petróleo bruto a 16 US\$/barril (Fleischfi *et al.*, 2002).

Neste capítulo, são discutidos os processos GTL específicos para a produção de combustíveis líquidos similares àqueles da refinaria. Mas o conceito pode ser estendido para produtos petroquímicos.

Voltando para os combustíveis sintéticos de GTL, recentemente esses não eram vistos como comercialmente competitivos em comparação com o refino convencional de petróleo. Porém, o interesse vem crescendo e diversos fatores são reconhecidos como propulsores da expansão da indústria do GTL:

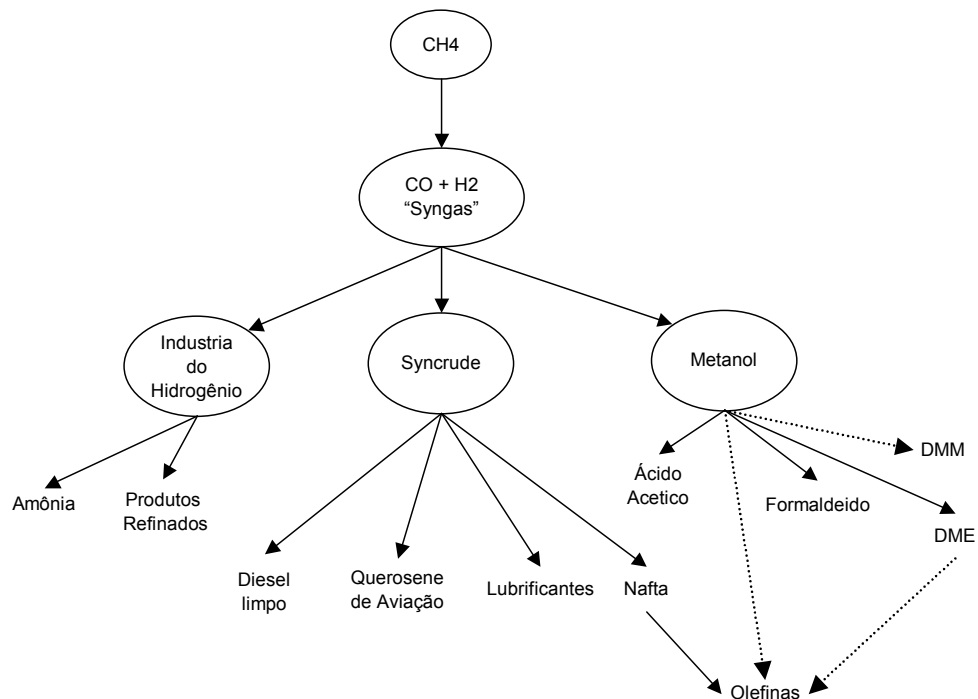
- Por razões ambientais, limitação de “flare” nos campos produtores de gás, principalmente associado.
- Desenvolvimento de reservas de gás remoto distantes dos mercados existentes.
- Crescimento da demanda por combustíveis líquidos de queima mais limpa, principalmente em grandes áreas urbanas nas quais os automóveis tornaram-se a principal fonte de poluição.
- Aumento nos custos de modernização de refinarias.
- Desejo de desenvolver novas fontes de suprimento de combustíveis.
- O crescente interesse de governos de verem suas reservas de gás remotos desenvolvidas e valorizadas economicamente.

4.2. Os processos GTL e a rota Fischer - Tropsch

GTL é o processo de converter gás natural em um óleo sintético, o qual então será posteriormente processado em combustíveis sintéticos. Em termos muito simples, o processo GTL condensa as moléculas de gás natural e as agrega em longas cadeias, compondo um óleo cru sintético. Com esse processo de conversão, o resultado é extremamente puro, isto é, o óleo cru sintético é virtualmente livre de contaminantes como enxofre, aromáticos e metais. Esse óleo cru sintético será refinado para obter-se produtos como óleo diesel, nafta, ceras e outros líquidos de petróleo (Conoco, 2003).

GTL e o processo Fischer-Tropsch (FT) têm se tornado sinônimos para a produção de combustíveis líquidos, insumos petroquímicos e outros produtos a partir do gás natural. Entretanto, como já mencionamos, a rigor, o GTL também inclui a produção de oxigenados (vide figura 4.1). Os produtos líquidos sintéticos de maior valor agregado são obtidos via um gás sintético (syngas). Dois tipos básicos de produtos líquidos podem ser manufacturados, os chamados hidrocarbonetos, pela via de síntese Fischer-Tropsch (FT), e os oxigenados como metanol e DME.

Figura 4.1 - Opções tecnológicas GTL



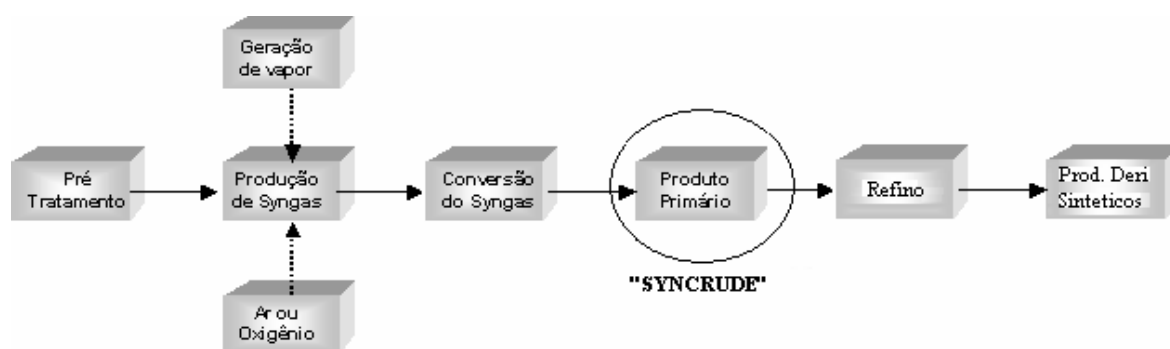
Fonte: (Fleisch, T.H., Sills, R.A., Briscoe, M.D., 2002)

Nota: Syncrude: é o óleo cru sintético produzido como elemento intermediário da cadeia do GTL

São denominados de processos Fischer-Tropsch ou rota FT aqueles processos baseados na conversão catalítica. Esses utilizam versões avançadas da tecnologia industrial básica originalmente desenvolvida pelos alemães Franz Fischer e Hans Tropsch em 1923. Os detalhes específicos dos processos selecionados dependem primeiramente do produto requerido, mas todos eles têm algumas características em comum.

Processos de conversão FT utilizam catalisadores específicos para iniciar e manter as reações químicas. As necessidades de vapor, ar ou oxigênio também dependem dos detalhes específicos de cada processo. Entretanto, o princípio comum é que primeiramente o GN é limpo e então craqueado por um processo conhecido como reforma, produzindo um gás de síntese ou “syngas”. Esse é então convertido no produto líquido primário, o óleo cru sintético ou “syncrude”. Essa é matéria-prima líquida, que requer processamento adicional. A partir do “syncrude”, e através de processos normalmente empregados em uma refinaria de petróleo convencional, obtêm-se os derivados líquidos sintéticos. A figura 4.2 esquematiza um processo GTL-FT padrão (no Anexo II são apresentados alguns detalhes tecnológicos das diferentes etapas que constituem o processo).

Figura 4.2 – O processo GTL-FT



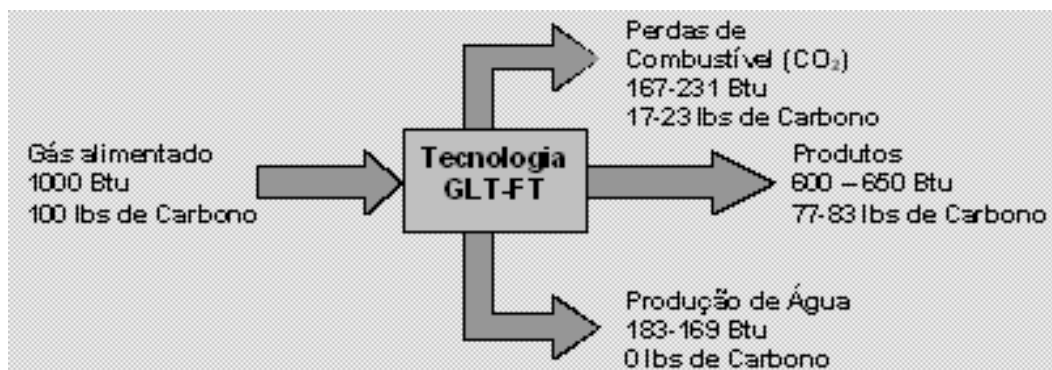
Fonte: (Technology Initiatives Ltd., apud: DIT, 2001)

4.3. Eficiências das Plantas GTL-FT

A eficiência térmica das plantas GTL-FT é da ordem de 60% a 65%. Além disso, há uma eficiência de massa a ser considerada. Cerca de 77% a 83% do carbono contido no GN

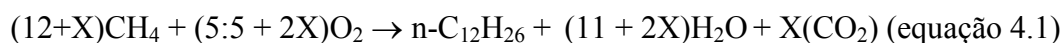
original é convertido em produtos vendáveis, com o restante sendo convertido em CO₂ (Fleischfi *et al.*, 2002). Esses balanços térmicos e de massa são esquematizados na figura 4.3.

Figura 4.3 – Balanço de energia e carbono em Plantas GTL-FT



Fonte: (Fleisch, T.H., Sills, R.A., Briscoe, M.D., 2002)

A partir de uma perspectiva teórica e selecionando um hidrocarboneto simples como representante médio para toda a gama de hidrocarbonetos formados a partir do GTL-FT, a equação geral será representada como segue:

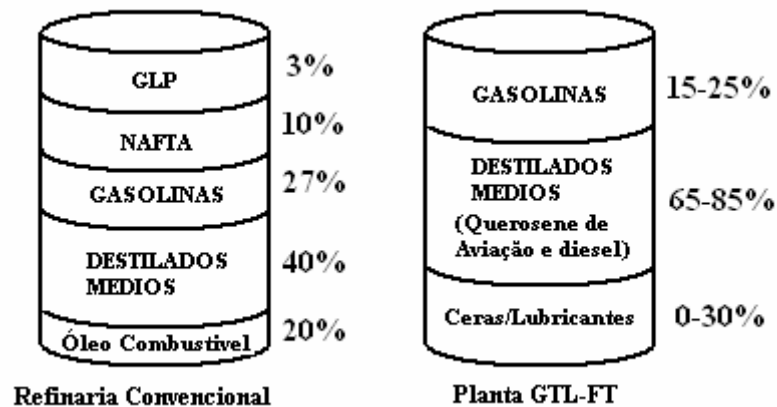


Quando X é zero, a eficiência térmica máxima é obtida, sendo 78%. Os restantes 22% da energia são utilizados na formação de água. Também, nesse ponto de máxima eficiência térmica, a conversão do carbono do metano em produtos líquidos será 100%, com máxima eficiência de massa.

Entretanto, em processos reais a eficiência térmica varia entre 60% a 65%. O coeficiente X variará de 2,4 a 3,6 e a eficiência da conversão de carbono variará de 77% a 83%. Dessa forma, quando considerada a rejeição de energia e as emissões de CO₂, as perdas da conversão serão como indicados na tabela 2.3 (capítulo II), de 35% a 40% (Fleischfi *et al.*, 2002).

É possível também estabelecer um tipo de eficiência econômica para uma planta GTL-FT comparando-a com uma refinaria equivalente. Os perfis de produção de uma planta GTL-FT e uma refinaria convencional são apresentadas na figura 4.4.

Figura 4.4 – Comparação entre perfis de produção de uma planta GTL-FT e uma refinaria convencional (produtividade de cada categoria de produto em % volumétrica)



Fonte: (Fleisch, T.H., Sills, R.A., Briscoe, M.D., 2002)

Plantas GTL-FT produzem uma gama de produtos significativamente diferente daquela produzida em uma refinaria convencional. As plantas GTL são capazes de maximizar a produção de produtos com propriedades altamente desejáveis, incluindo os lubrificantes, combustíveis destilados médios, como o diesel, nafta petroquímica e ceras, sendo que todos esses produtos são isentos de enxofre. Tais produtos excedem todas as especificações que lhes são requeridas, e também são totalmente miscíveis com produtos convencionais produzidos nas refinarias (Senden, Punt, & Hoek, 1998) (Godley & Thijssen, 2000).

Portanto, independentemente dos valores pagos pela matéria-prima que, no caso da refinaria, seguem os preços do petróleo no mercado internacional, enquanto, no caso da planta GTL-FT, devem remunerar um gás natural remoto que, em teoria, deveria apresentar baixo valor comercial (eventualmente até nulo, com os governos renunciando tributos e regalias aplicadas ao gás em troca de tributos a serem aplicados aos produtos sintéticos finais). O caso é que, devido a um perfil de produtos muito mais favorável, a planta GTL-FT deverá obter receitas superiores às obtidas pela refinaria.

Nos vários mercados de combustíveis líquidos principalmente para transporte, verifica-se o fenômeno de “dieselização”, isto é, as frotas adotam crescentemente motores com ciclo diesel que são muito mais eficientes do que os motores com ciclo Otto, tradicionais consumidores de gasolina. Há também, pressões, para que o diesel a ser consumido tenha conteúdo de enxofre

cada vez menor. Assim, as refinarias no mundo deparam-se com o verdadeiro desafio de modificar seu perfil de produção, maximizando a produtividade de diesel, e retirar o enxofre do diesel a ser produzido. São esforços que requerem investimentos elevados de modernização das atuais refinarias que existem no mundo.

Nesse cenário, as plantas GTL-FT adquirem uma vantagem competitiva significativa, pois, além de adicionar valor a um recurso natural de baixo valor econômico, permitem uma otimização global do sistema de suprimento de diesel, evitando-se ou postergando-se investimentos nas refinarias.

Assim, com vantagens econômicas claras pelos lados da oferta e da demanda, as plantas GTL-FT poderão, teoricamente, apresentar grandes retornos aos investimentos, compensando os custos adicionais de logística e operação que deverão enfrentar. Contudo, há ainda, grandes incertezas a serem mensuradas e incorporadas nos cálculos econômicos. Os próximos parágrafos se ocuparão a identificar algumas dessas incertezas.

4.4. Evolução e incertezas do GTL

As primeiras plantas de GTL, inicialmente implantadas nos anos 1980 e começo dos 1990 não foram comercialmente bem sucedidas por diversas razões, entre as quais o custo elevado. A tabela 4.1 sumariza as principais características das três plantas GTL pioneiras. A planta de Montunui, Nova Zelândia, projetada para produzir gasolina via metanol, com o catalisador zeólito da Mobil, rapidamente transformou-se em uma planta de metanol. Tanto o complexo da Malásia como aquela da África do Sul sofreram problemas operacionais. Em 1997, uma explosão na unidade de separação de ar na planta de Bintulu, Malásia, corroeu ainda mais a imagem das plantas GTL. Além disso, o custo de investimento proibitivo bloqueou o desenvolvimento de futuras plantas. Havia, portanto, um claro contraste com as plantas de GNL que expandiam-se em número e tamanho durante o mesmo período.

A segunda geração:

A despeito dos pobres resultados dessa primeira geração de plantas GTL, as empresas promotoras das unidades pioneiras (Mobil, Sasol e Shell) voltaram para suas pranchetas e desenvolveram uma segunda geração de processos GTL. Outras companhias como Exxon,

BP, Syntroleum, Conoco e Rentech¹⁰ juntaram-se a elas e desenvolveram suas próprias tecnologias GTL. Em seguida, com a fusão entre Exxon e Mobil as três gigantes do petróleo (BP, Exxon-Mobil e Shell) passaram a apostar mais no avanço da tecnologia GTL. Em 2001, existiam pelo menos 12 complexos GTL sendo propostos no mundo. Uma capacidade global de GTL de 1 a 1,5 milhões de barris/dia estava prevista para 2005-2006. Os cenários parecem muitos otimistas, mas, o quadro real do GTL ainda não está totalmente consolidado.

Tabela 4.1 – Sumário das três Plantas GTL pioneiras – Complexos implementados

	Local da planta		
	Montunui (Nova Zelândia)	Mossel Bay (África do Sul)	Bintulu (Malásia)
Data de comissionamento	1985	1993	1993
Capacidade de projeto (Mbpd)	14.5	27.5	12
Tecnologia F-T	Mobil	Sasol	Shell
Investimento (US\$/barril de capacidade diária)	102.000	127.000	125.000

Fontes: (Bakhtiari, 1993), (Syntroleum web site: www.syntroleum.com).

Nota: Mbpd-Mil barris por dia

Apenas dois novos complexos GTL poderão ser implementados nos próximos anos. Os dois são desenvolvidos pela Sasol. O projeto da Syntroleum, “Sweetwater”, foi abandonado no fim do ano 2002. A data de partida estava prevista para início do 2005. O investimento total para o projeto (engenharia, gerenciamento e construção - EPC) foi de cerca de US\$ 600 milhões, para uma planta com capacidade de 11,5 Mbpd (Syntroleum, 2002) (vide tabela 4.2).

A empresa sul-africana Sasol planeja implementar seus projetos GTL em dois países da OPEP, cujas reservas de gás são enormes, Nigéria e Catar. Ambos projetos têm capacidade similar de 34 Mbpd. Os produtos serão: Combustível (24 Mbpd), nafta petroquímica (9 Mbpd), e GLP (1 Mbpd) (Sasol, 2002).

¹⁰ A Rentech Corporation construiu uma pequena unidade GTL de 250 bpd em Pueblo, Colorado, em 1993. Esta unidade foi mais tarde transferida para a Índia para produzir diesel e ceras industriais para a Donyi Pólo Petrochemicals.

Tabela 4.2 – Sumario de três plantas GTL de Segunda Geração (complexos em desenvolvimento)

	Local da planta		
	Austrália (*) (NW Shelf)	Nigéria (Escravos)	Qatar (Ras Laffan)
Previsão de partida	2004	2005	2005
Capacidade de projeto (Mbpd)	11.5	34	34
tecnologia F-T	Syntroleum	Sasol	Sasol
Invest. estimado/barris de capacidade diária (\$/bbl)	52.000	23.500	23.500

Fontes: Syntroleum (www.syntroleum.com) e Sasol Press Releases (www.sasol.com)

(*) Nota: O projeto Sweetwater da Syntroleum foi abandonado no fim do ano 2002 (Sullivam, T., Lube Report, volume 2, issue 41).

A planta nigeriana é uma joint venture entre a Sasol a gigante Texaco-Chevron e a Companhia Nigeriana de Petróleo (NNPC), que terá uma participação minoritária de 25%. O de gás será provido pelo campo de gás associado de Escravos (operado pela Chevron). A “Haldor-Topsoe” fornecerá a tecnologia para a unidade de gás de síntese. O processo “Slurry Phase Distillate” (SSPD) da Sasol¹¹ fornecerá a seção da reação de Fischer-Tropsch e o processo de isocraqueamento da Chevron será usado na unidade de separação de produtos.

O projeto FEED foi contratado pela Foster Wheeler (Escritório do Reino Unido) e as maiores firmas de engenharia foram convidadas para a pré-qualificação dos contratos de EPC. O total de capital investido no projeto é estimado em aproximadamente US\$800 milhões.

A planta do Catar tem como acionistas a Catar Petroleum (51%) e a Sasol (49%). O gás será fornecido pelo campo gigante “North Field”. O contrato FEED também foi dado para a Foster Wheeler, a qual já realizou o estudo de viabilidade do projeto em 1997. O capital a ser investido foi estimado em US\$800 milhões (Samsam, 2001).

A maior incerteza que permanece no campo do GTL advém das restritas experiências práticas existentes até hoje. As estimativas de investimentos podem estar sub-avaliadas. Por outro lado, não se conhecem as curvas de aprendizado e o potencial de ganho com economia de escala, tornando difícil qualquer previsão para redução de custos no futuro. Além disso, há muito pouca experiência operacional dessas plantas, fazendo com que os exercícios relativos a custos operacionais sejam, eles também, bastante incertos.

¹¹ O processo SSPD é baseado em uma planta de leite colóide (*slurry*) de 2,5 Mbpd (reator de 1 metro de diâmetro) que está operando no centro de pesquisas da Sasol desde 1993.

Será necessário esperar até o final de 2004 (na melhor hipótese) para presenciar o começo da operação da segunda geração de plantas GTLs comerciais. E, a partir de 2005, presumindo-se que os três novos complexos estarão completos, a produção de líquidos deverá somar 80 Mbpd (uma grande diferença em relação aos 1,0 a 1,5 MMbpd inicialmente esperado) (Samsam, 2001).

Naturalmente, um conjunto maior de projetos GTL está sendo proposto, com várias alternativas em estudo. ExxonMobil sinaliza a construção de um complexo de 80 Mbpd no Catar. A Shell está contemplando nada menos do que quatro projetos de 75 Mbpd. Potenciais candidatos são a Argentina, Austrália, Egito, Indonésia, Irã e Trinidad e Tobago. Porém, decisões finais ainda não foram tomadas. A Rentech está analisando uma planta de 10 Mbpd na Bolívia, bem como outra de 15 Mbpd na Indonésia (em parceria com a companhia estatal Pertamina) (Samsam, 2001).

Muitas pesquisas estão em andamento e novos competidores devem entrar no mercado. A BP avança com sua planta de demonstração de 300 bpd (custo de US\$86 milhões) em Nikiski, Alaska, e a PhillipsConoco progride com uma unidade piloto de 400 bpd (US\$75 milhões). Mesmo a Petrobras mantém atividades de pesquisa e propõe uma planta piloto a ser construída no Rio de Janeiro.

4.5. Principais obstáculos para as plantas GTL

Se novos projetos GTL têm apresentado enormes dificuldades em decolar, é porque eles encontram diversos problemas. Alguns dos principais obstáculos para as plantas GTL serão discutidos nos parágrafos que seguem.

Tem avanços tecnológicos recentes, mas, os complexos de GTL ainda são muito caros. O capital a ser investido reduziu-se dramaticamente de cerca de 100.000 US\$/barril de capacidade diária (bpd), na primeira geração, para um custo atual de cerca de 34.000 US\$/bpd, para a segunda geração de plantas. Mas permanece-se com um custo ainda muito alto e incerto (vide tabela 4.3 para um detalhamento de custo de capital de uma planta de segunda geração típica).

Não existe razão para não se acreditar que 20.000 US\$/bpd seja um alvo realizável no futuro. A Sasol em seus dois projetos de segunda geração já trabalha com estimativas que se aproximem desse alvo (Samsam, 2001).

Tabela 4.3 – Detalhamento dos Custos de Capital para um Complexo GTL de Segunda Geração Típico (com uma capacidade de projeto de 50.000 bpd)

Instalações e unidades principais	Investimento (em US\$ milhões)
Exclusivo da Op. Unitária	
Unidade de tratamento de gás	120
Unidades de separação de ar	230
Unidade de Syngas	180
Reatores Fischer-Tropsch	220
Un. de separação de produtos	190
Não exclusivo da Op. Unitária	
Utilidades e Instalações comuns	360
Total de Cap. Inv. depreciável.	1,300
Taxa para Licenças	75
Catalisador e prod. Quím. Iniciais	60
Comissionamento e Partida	40
Total inicial cap. inv. (TICI)	1,475
Contingenciamento (em 15% do TICI)	225
Total de capital do investimento	1,700
Invest. de capital/barril de capacidade diária: US\$1,700,000,000/50.000bpd = US\$ 34,000/bpd.	

Fonte:

(International Gas Report, July 23, 2001, pp.4 – 5).

(Samsam, B., 2001)

Uma eficiência térmica de GTL entre 8,2 e 10,2 MMBtu/Barril de líquido produzido já foi relatada (IGR, 2001). O extremo superior de 10 MMBtu/Barril parece mais correto para os processos que estão sendo implementados (ex.: Syntroleum e Sasol). Isso tornará posteriores melhoramentos mais difíceis, pois, no aspecto energético, a segunda geração já foi extensamente otimizada. Um resultado de 10 MMBtu/barril líquido produzido traduz uma eficiência térmica total de 62%. Obter a eficiência teórica na prática se prova uma imensa dificuldade, pois a primeira geração de plantas teve dificuldade em obter até mesmo 50%.

A maioria dos conceitos de segunda geração de processos Fischer-Tropsch é baseada em catalisadores de cobalto. Esse metal necessita de um gás de alimentação virtualmente livre de

enxofre (<1 ppm). Até traços de enxofre podem envenená-lo. Para a maioria dos projetos, o custo da unidade de dessulfurização do gás tem sido incluído no custo de capital do investimento. Perde-se, assim, uma vantagem comparativa teórica em relação a projetos alternativos de instalação de unidades de dessulfurização em refinarias.

No desenvolvimento das novas plantas de GTL, problemas de aumento de escala podem estar sendo grosseiramente subestimados. Nenhum dos processos de segunda geração já foi testado em escala comercial. As empresas estão com seus esforços pioneiros para expandir da escala piloto para a comercial. A Sasol deverá enfrentar um espinhoso aumento de sete vezes na escala de seu reator de fase colóide (*slurry*)¹², e a Syntroleum também tem que dar um grande passo com seu reator de leito fixo. Entretanto, o aumento de escala de um leito fixo é infinitamente mais fácil do que aquele em um reator em fase colóide (*slurry*).

O elevado grau de incerteza tecnológica é reconhecido pelas próprias empresas. Por exemplo, em recente relatório apresentado pela Syntroleum à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos, a empresa demonstrou preocupação e mencionou “fatores de riscos e incertezas” como “o potencial que as plantas GTL em escala comercial não obtenham os mesmos resultados daqueles demonstrados em laboratório ou plantas piloto” (Samsam, 2001).

Esforços pioneiros a partir de tecnologias inovadoras são sempre suscetíveis a problemas inesperados, aliás como ocorreu no caso da primeira geração de complexos GTL. Além disso, os quase inevitáveis erros na execução dos projetos tendem a inflar o custo total entre 10% e 20% (Samsam, 2001).

O preço do gás natural no mundo e especialmente nos Estados Unidos é um fator crítico (Bakhtiari, 2001). O alto preço do gás torna mais viável transportá-lo diretamente por dutos (ex. o gás do Alaska).

4.6. Alguns relatos da experiência comercial de plantas GTL

Uma revisão das atividades comerciais de plantas de GTL no mundo mostrado na tabela 4.4, indica que as plantas atuais e os projetos anunciados representam cerca de 1 milhão de bpd de

¹² A ampliação de escala da Sasol para módulos de 17 Mbpd será baseada nos resultados obtidos em sua planta de demonstração de 2,5 Mbpd.

capacidade, todos seguindo a rota via FT. Desses apenas 35.000 bpd estão operando (e cerca de 125.000 bpd para a produção de oxigenados). As localidades geográficas que detêm a maioria dos projetos são o Catar com 330.000 bpd a 480.000 bpd, e a Austrália com cerca de 200.000 bpd (incluindo tanto, processo FT(60%) como por via de oxigenados (40%)). Uma planta que começou em 1985 está operando na produção de metanol para tradicionais mercados químicos.

Na tabela as plantas estão listadas por área geográfica e por categoria de GTL, isto é, GTL-FT ou GTL-oxigenados; e por estágio de desenvolvimento, isto é, comercial, operacional, projeto de engenharia (FEED) ou em estudo. De todas as numerosas companhias no caminho da comercialização de produtos GTL, a “joint venture” entre Sasol e Chevron, e a Shell são responsáveis pelas iniciativas mais agressivas. A parceria Sasol-Chevron projeta investimentos superiores a US\$5 bilhões para os próximos 5 a 10 anos. Admitindo-se um custo de 20.000 a 25.000 US\$/bpd, esse, investimento equivale a uma capacidade instalada de 200.000 a 250.000 bpd. A Shell estabeleceu um plano de implementar quatro grandes plantas GTL até o final de 2010. Isso seria equivalente a uma capacidade total de cerca de 300.000 bpd.

A construção e operação de plantas em escala piloto ou de demonstração tem melhorado o nível de experiência com o GTL. Além disso diversas companhias têm experiência na operação de plantas comerciais em grande escala. Por exemplo, a experiência da Shell vem, principalmente, da operação da planta de Bintulu, Malásia. A Sasol tem experiência muito extensa na operação de plantas FT grande escala, a partir de carvão mineral. A Mossgas, uma licenciada da Sasol, também tem experiência na operação de GTL. A ExxonMobil tem experiência tanto a na operação da planta de gás para gasolina na Nova Zelândia como na operação da planta de demonstração de 200 bpd em Baton Rouge. Outras companhias como a BP, Syntroleum, Rentech e Philips Conoco têm, ou estão no processo de adquirir, experiência com plantas piloto de grande escala 70 a 400 bpd.

Tabela 4.4 Atividades de comercialização Global de GLT

País	Empresa/Provedor da Tecnologia e Localização	Projeto	Capacidade da Planta(B/D)	Situação Atual
Argentina	Shell	GTL-FT	75.000	Estudo
Austrália	Syntroleum, Península Barrup	GTL-FT	11.500	Abandonado
	Shell, NW Shelf	GTL-FT	75.000	Estudo
	Sasol Chevron	GTL-FT	30.000	Estudo
	GTL Resources	GTL-FT	10.000	Estudo
	Methanex, Darwin	GTL-CH3OH	24.000*	FEED
	DME International Ltd.	GTL-DME	10.000-20.000*	Planejamento
	Japan DME Int'l	GTL-DME	20.000-35.000*	Estudo
Bolívia	GTL Bolívia/Deane Group	GTL-FT	10.000	Estudo
Chile	Syntroleum, Puntas Arenas	GTL-FT	10.000	Estudo
Egito	Shell	GTL-FT	75.000	Estudo
Irã	Shell	GTL-FT	70.000	Estudo
	Narakagan GTL/Sumitomo	GTL-FT	34.000	Estudo
Índia	Índia DME Consortium	GTL-DME	26.000	Estudo
Indonésia	Shell	GTL-FT	75.000	Estudo
Itália	Eni Technologie e IFP, Sannazzaro de Burgondi	GTL-FT	20	Operação
Japão	NKK, Kushiro	GTL-DME	25	Operação
Malásia	Shell, Bintulu	GTL-FT	12.500	Operação
Nova Zelândia	Mobil; NZ Synfuels Corp (iniciadora)	GTL-G	14.500 (Gasol.)	
	Methanex (atual)	GTL-CH3OH	16.000* (CH3OH)	Operando
Nigéria	Sasol Chevron	GTL-FT	34.000	FEED
Peru	Syntroleum	GTL-FT	5.000	Estudo
Catar	Sasol	GTL-FT	34.000	FEED
	ExxonMobil	GTL-FT	80-90.000	Estudo
	Ivanhoe Energy/Mitsui & Co	GTL-FT	80.000-185.000	Estudo
	Shell	GTL-FT	75.000-110.000	Estudo
	Conoco	GTL-FT	60.000	Estudo
	Marathon	GTL-FT	N.A.	Estudo
África do Sul	Mossgas	GTL-FT	22.500	Operando
	Sasol, Secunda e Sasolburg	Coal-FT	150.000	Operando
	Rentech/Florest Oil	GTL-FT	10.000	Estudo
Trinidad e Tobago	Atlas Methanol	GTL-CH3OH	20.000*	Em construção
	Shell	GTL-FT	75.000	Estudo
Estados Unidos	BP, Nisiski Alaska	GTL-FT	300	Em construção
	Conoco, Poncã City, OK	GTL-FT	400	Em construção
	Syntroleum, Port of Catoosa, OK	GTL-FT	70	Em construção
	Rentech	GTL-FT	1.000	
	ANGTL, Prudhoe Bay, Alaska	GTL-FT	50.000	Estudo
Venezuela	PDVSA	GTL-FT	15.000	Estudo
Totais		GTL-FT	945.000-1.104.500	
		GTL-oxigenados	116.000-141.000 (BCOE;D)	
		Total Geral	1.069.500-1.244.500	

Fonte: Fleisch et al., Journal of Natural Gas Chemistry Vol. 11 No. 1-2 2002

Notas: Fatores de Conversão: 5.2 Bdl de óleo cru equivalente por MT de DME. Bdl de óleo cru equivalente pro MT de metanol

4.6.1. Operações comerciais de plantas GTL-FT

Como já mencionamos há poucas experiências comerciais de plantas GTL-FT. Essas ainda não foram suficientes para reduzir as incertezas operacionais.

A Shell em Bintulu, Malásia

A planta de destilados médios da Shell (SMDS) em Bintulu converte gás natural em produtos de alta qualidade, derivados de óleo sintético e especialidades químicas como os parafínicos. A planta converte 2,83 milhões m³/dia de gás natural em 12.500 bpd de destilados médios(gasolina, querosene e nafta) e produtos especiais (base para lubrificantes, bases para detergentes, base para solventes e vários tipos de ceras) A planta começou a operar em maio de 1993. Em 1997, houve uma explosão na unidade de separação de ar que danificou a planta. Inicialmente a Shell pensou em abandonar o projeto. Porém a planta foi reconstruída e a produção reiniciou em meados de 2000. Desde então a planta tem operado em plena capacidade.

A Moss gas na África do Sul

A Moss gas uma companhia estatal sul africana de GTL, usa o processo Fischer-Tropsch - GTL para produzir uma gama de combustíveis de alta qualidade, livres de enxofre e ambientalmente corretos, na maior instalação de GTL no mundo (Moss gas, 2002). Em janeiro de 1993, a planta foi posta em plena produção. A Moss gas produz 22.500 bpd de produtos finais a partir do gás natural. Os produtos líquidos são produzidos utilizando a tecnologia FT licenciada pela Sasol. A Moss gas produz gasolina, diesel, querosene, GLP e óleo combustível, bem como uma gama de álcoois anidros. Esses álcoois são usados na mistura com solventes, na formulação de tiner para pintura, anti-congelantes e limpadores de vidro para temperaturas negativas (e também como solvente na indústria de tintas).

A Sasol na África do Sul – Síntese FT de syngas derivado de carvão

A Sasol é outra empresa estatal sul-africana, que tem sido bem sucedida em produzir, desde 1955, combustíveis líquidos derivados de gás de síntese a partir de carvão. Embora o syngas não seja gerado do gás natural, a experiência em produção e comercialização, usando tecnologia FT, tem sido muito relevante para a empresa no desenvolvimento da tecnologia GTL. Tanto na planta de Sasolburg como na de Segunda, todo o gás de síntese é produzido do carvão mineral, usando gaseificadores Sasol/Lurgi de base em leito fixo seco. Futuras plantas de GTL usando a tecnologia Sasol FT devem adotar a tecnologia de reforma autotérmica fornecida pela Haldor Topsoe. Como mostrado na tabela 4.5, a Sasol produz cerca de 135.000 bpd de combustíveis sintéticos a partir de gás derivado do carvão mineral.

Tabela 4.5 – Síntese FT da Sasol a partir de Syngas derivado de carvão.

Localização	Retor do processo FT	Capacidade (bpd)
Secunda, África do Sul	8 Sasol advanced synthol	124.000
	1 Destilado em fase colóide (<i>slurry</i>)	3.000
Sasolburg, África do Sul	1 Sasol advanced synthol	3.500
	6 Leito fixo Arge	3.200
Total		133.700

Fonte: Fleisch et al., Journal of Natural Gas Chemistry Vol. 11 No. 1-2 2002

4.6.2. Projetos Propostos de GTL-FT em empreendimentos que já alcançaram o estágio “FEED”

A construção e operação de diversas novas plantas GTL nos próximos anos são críticos para o desenvolvimento de uma indústria GTL significativa, compostas de muitas plantas comerciais de grande escala produzindo mais que um milhão de barris de produtos líquidos e contribuindo para reduzir ou eliminar as incertezas tecnológicas e operacionais que ainda rondam essa opção estratégica para gases remotos. Os projetos que estão em estágio avançado e muito provavelmente os próximos a serem construídos são descritos a seguir.

A Sasol Chevron Global Joint Venture na Nigéria

A Sasol/Chevron Global Joint Venture planeja construir uma planta GTL de 34.000 bpd em local adjacente ao campo de Escravos, na Nigéria (Motal *et al.*, 2001). A planta é projetada para converter 8,50 MM m³/dia de gás em 22.300 bpd de diesel ultra limpo, 10.800 bpd de nafta e 1.000 bpd de GLP. O projeto recebeu reconhecimento formal do governo da Nigéria em setembro de 2000. O projeto de engenharia (FEED) começou em 2001. O início das operações está previsto para 2005.

A Sasol no Catar

A Sasol e a Catar Petroleum devem construir uma planta GTL na cidade industrial de Ras Lafian, no Catar. A planta é projetada para converter 9,34 MM m³/dia de GN em 24.000 bpd de combustíveis, 9.000 bpd de nafta e 1.000 bpd de GLP. A tecnologia é similar à utilizada na planta GTL de Escravos. As discussões entre a Catar Petroleum e Sasol começaram em 1996.

Um acordo de Joint Venture foi assinado em Julho de 2001. Também em 2001, a Sasol e a Catar Petroleum Joint Venture concederam o contrato de FEED do projeto (estimado em US\$ 800 milhões) para a Foster Wheeler.

Shell

Shell está conduzindo estudos para construir oito plantas GTL em diferentes localidades. A Shell tem planos iniciais para quatro plantas de grande escala (70.000 bpd ou maior) para o final de 2010. A próxima geração de instalações converterá 16,99 milhões de m³/dia de GN em 75.000 bpd de produtos líquidos usando o processo de Síntese de Destilados Médios da Shell (SMDS). Em setembro de 2001, a Shell selecionou a Kellogg, Brown & Root e a JGC Corporation como as contratadas para o primeiro projeto GTL de grande escala. A JGC construiu a planta SMDS existente na Malásia.

A Syntroleum na Austrália

O projeto “Sweetwater”, Península Burrup, na Austrália, era uma planta projetada de 11.500 barris por dia que iria empregar o processo da Syntroleum para converter gás natural em produtos sintéticos especiais ultra limpos, de alto desempenho e livres de enxofre, tais como lubrificantes e parafinas industriais, bem como combustíveis sintéticos para o sistema de transporte (Schubert *et al.*, 2001), mas, no ano 2002 ele foi abandonado.

4.7. Alguns aspectos econômicos dos projetos GTL

As oportunidades de negócios oferecidas pelo GTL-FT devem primeiramente ser vistas como uma forma de aproveitamento de gás remoto, mais do que um negócio em si, baseado em plantas que convertem gás não vendável em produtos de maior valor.

Para um investidor que já adquiriu os direitos de prospecção de uma região, tendo efetuado vastos investimentos em esforço exploratório para descobrir um campo de gás, há três alternativas possíveis a serem comparadas. Pode-se considerar o campo como economicamente não viável, abandonando-o ao governo concedente. Pode-se desenvolver um projeto para aproveitamento exclusivo do petróleo (no caso de um campo de gás associado). Neste caso, o GN será re-injetado maximizando a produção de líquidos. Ou, finalmente, pode-

se agregar uma planta GTL-FT para aproveitamento conjunto do GN (admitindo-se que outras soluções para escoamento do GN, como o GNL, já tenham sido descartadas). Não é, sem dúvida, uma decisão simples, pois há grandes incertezas tecnológicas e geológicas a serem consideradas, não sendo a produção de líquido (petróleo e/ou condensados) totalmente independente daquela do GN. No entanto, a lógica econômica deve prevalecer e o retorno econômico para um campo que aproveita o gás, em uma planta GTL, dever ser maior do que aquele obtido em um projeto isolado de petróleo e condensados.

Na pouca literatura disponível sobre viabilidade econômica de projetos GTL, tais plantas apresentam taxas genéricas de retorno entre 10% e 28% (Fleischfi *et al.*, 2002), dependendo do preço do petróleo. Essa análise econômica é apresentada apenas por propósito ilustrativo. Assume-se que um campo de gás com amplas reservas, localizado em um local de baixo custo, com privilegiado projeto de financiamento, recuperação de capital acelerada e um mercado local com bons preços para os produtos do gás.

Trata-se, portanto, de um exercício fictício, em geral pouco condizente com a realidade de projetos em países menos desenvolvidos onde surgem grandes campos de gases remotos. Os locais são normalmente isolados e de difícil acesso, freqüentemente inseridos em áreas de elevada sensibilidade ambiental, representando, portanto, custos elevados de desenvolvimento. Por outro lado, as opções de financiamento têm custo igualmente alto. Devem cobrir situações de risco-país e/ou risco político, bem como terão taxas de juros influenciadas negativamente pelas diferentes incertezas tecnológicas e de mercado. Mesmo para o investidor privado, proprietário do projeto, o custo do capital próprio será bem mais elevado, pois tal investidor terá um custo de oportunidade ao desviar seus recursos para o projeto, abandonando, outras opções de investimento, que podem não ser tão atrativas em termos de retorno, mas envolverão menos riscos.

Além disso, mesmo um mercado local com bons preços para o produtor da planta de GTL pode não estar disponível. Em geral, em países menos desenvolvidos, há grandes influências políticas no controle de preços de combustíveis especialmente para diesel e GLP, com subsídios impostos pelo estado e que inviabilizam qualquer atividade de produção (refinaria ou GTL). Ademais, em tais mercados, a sociedade freqüentemente não está preparada para pagar um prêmio pela qualidade dos produtos da planta GTL. Por outro lado, podem não existir refinarias locais ou essas são muito antigas e pouco competitivas, sendo que o

investidor jamais considerará a opção comparativa entre uma planta de GTL e a modernização de sua refinaria.

Assim, quase sempre, tendo autorização do governo, a planta de GTL deve ser entendida como um projeto exportador. Como consequência, os preços de seus produtos não são previamente determinados, pois seguirão as oscilações do mercado internacional. Isso representa um risco de mercado para o projeto. Além disso, havendo, na maior parte dos casos, um sistema logístico complexo, que deve ser construído para fazer escoar a produção desde a planta do GTL até os mercados globais, tais investimentos também devem ser remunerados. Ou seja, para a planta de GTL é como se os preços dos seus produtos finais recebessem um deságio em relação àqueles praticados no mercado internacional.

Por tudo isso, o investidor que analisa um projeto de GTL dificilmente será generoso na busca de sua viabilidade econômica. A taxa de desconto requerida em qualquer aproveitamento de gás em uma planta GTL-FT será de acordo com a realidade do país onde este inserida a jazida. Uma maior taxa interna de retorno será obtida para o projeto principalmente pelas receitas do GLP e condensados que serão extraídos ademais do gás antes de enviá-lo para a planta GTL-FT.

Os governos podem tornar um projeto GTL mais ou menos competitivo de acordo com seu entendimento fiscal da questão. A cobrança de royalties e outros tributos sobre o gás produzido encarece a matéria-prima e reduz a viabilidade econômica da planta. A cobrança de impostos sobre os combustíveis produzidos também reduz sua competitividade no mercado. Assim, há uma decisão difícil a ser tomada no sentido de extrair rendas de um recurso natural ou procurar obter benefícios econômicos para a nação com a entrada de divisas, a geração de empregos e uma eventual melhora do suprimento energético doméstico.

Projetos GTL, assim como projetos GNL, para aproveitamentos de gases remotos requerem cálculos econômicos e estruturas de financiamento complexas, envolvendo uma integração física e econômica entre o “upstream” e “downstream”. Nenhuma das partes pode ser entendida de forma isolada. Talvez no futuro, projetos GTL, usando tecnologias avançadas já comprovadas e com reduzido custo de capital, poderão ser entendidos como negócios isolados, serão projetos industriais de transformação química, que adquirirão GN de um

mercado de gás já consolidado e produzirão líquidos de alto valor agregado, capturando o prêmio que o consumidor da energia estará disposto a pagar pela qualidade.

Ainda que difíceis no presente, há boas razões para se esperar que propostas comerciais de plantas GTL ainda terão condições apropriadas de êxito. Elas são principalmente:

- 1) A produção de produtos de alto valor agregado, incluindo combustíveis premium, nafta petroquímica e bases de lubrificantes;
- 2) Os custos de capital e operação que poderão ser rapidamente decrescentes (Steynberg, 2001);
- 3) A integração econômica com a produção de gás remoto será atrativa se os governos proprietários dos recursos naturais desenvolverem uma visão holística e de longo prazo, viabilizando o aproveitamento econômico do gás.
- 4) Os preços do petróleo mantendo-se elevados, a competitividade das plantas GTL tende a aumentar, pois os preços de seus produtos serão puxados para cima.

4.8. Competitividade de custos

Como já mencionado, o custo do gás terá influência na viabilização econômica de um projeto GTL. Essa variará enormemente dependendo das alternativas de aplicação do gás. Admitindo-se um gás remoto que, em outro caso, seria queimado em flare, poder-se-ia teoricamente, assumir custo zero (ou, mesmo custo negativo, quando os investidores devem evitar multas por violação da legislação ambiental ou por aumento de custos relacionados com o cumprimento de restrições ambientais). Tal hipótese contribuiria substancialmente para viabilizar a produção de GTL. Qualquer valor dado ao gás penaliza a planta duas vezes, na introdução de um custo da matéria prima para o gás que é transformado em líquidos, reduzindo a margem da planta, e pelo aumento do custo de processamento, considerando as perdas térmicas e de carbono.

Raramente, governos estarão dispostos a liberar o gás de qualquer pagamento de royalties e tributos. Assim, o cenário de custo zero para o gás é pouco provável, penalizando iniciativas de GTL.

Sobre as condições que podem ser consideradas razoáveis para viabilizar um projeto GTL com a presente tecnologia assume-se um preço internacional de US\$ 25 (o que influencia o preço dos derivados refinados), mas qualquer queda nos fatores-chave de custos poderiam significativamente aumentar a competitividade. Estas incertezas em torno do preço do óleo, mais que a tecnologia, têm servido para limitar o investimento em GTL.

Combustíveis GTL poderão em teoria receber um prêmio, já que eles contribuem para reduzir as emissões de poluentes nos gases de exaustão¹³. A extensão desse prêmio dependerá da legislação ambiental de mercados-chave.

Outra vantagem ambiental da tecnologia GTL é relacionada à preocupação em certos países com a disposição do gás produzido em combinação com o óleo cru (chamado de associado-dissolvido, ou gás AD). Sem uso local ou infra-estrutura para enviar para os mercados, o gás AD geralmente é queimado ou lançado no ar, pois sua rejeição nos campos é econômica e/ou tecnicamente viável. Contribui-se, assim, com a emissão de gases de efeito estufa, como o metano ou monóxido de carbono. Um projeto GTL de pequeno porte poderia usar esse gás que seria desperdiçado como matéria prima. Em outros casos, pequenos campos de gás isolados podem ser aplicações ideais para essa tecnologia, sempre admitindo-se um baixo custo de capital para o estabelecimento de plantas GTL de pequeno porte e com sua respectiva infra-estrutura. Esses são cenários futuros possíveis, contudo, no atual estado de arte do GTL, trabalha-se no sentido de conquistar-se economias de escala para aplicação em campos de gás remotos de maior porte.

Nesses casos pode-se perceber a tecnologia GTL como uma alternativa aos projetos GNL. Para depósitos de gás muito grandes, as duas tecnologias podem ser aplicadas complementarmente, melhorando a competitividade do campo. Combinar o desenvolvimento de projetos GTL e GNL permitirá o compartilhamento de mão de obra e infra-estrutura, reduzindo os custos dos dois projetos e acelerando-os.

A viabilidade econômica do GTL será ajudada pela integração não apenas com um projeto de GNL, mas também com outros projetos de “syngas”, notavelmente metanol e amônia. A co-produção de alfa-olefinas, outro uso possível para o “syngas”, pode também auxiliar a

¹³ Em um teste nos EUA, um diesel 100% sintético, utilizado no lugar de um diesel tradicional N.2 produziu níveis mais baixos de óxidos de nitrogênio (-8%), material particulado (-31%), monóxido de carbono (-49%) e hidrocarbonetos (-35%).

viabilidade econômica da produção de combustíveis líquidos a partir do gás. A evidência é que a indústria do GTL ainda está em seus tijolos iniciais. Pesquisa extensiva em tecnologia será chave para a redução dos custos de operação.

Como números de referência a serem adotados ao longo deste trabalho de tese, as tabelas 4.6 e 4.7 apresentam algumas hipóteses retiradas da literatura, admitindo-se três possíveis tamanhos de planta.

Tabela 4.6 – Taxas de retorno para plantas GTL(*)

Taxa de Retorno econômica	US\$/Gj ou US\$/MMBTU
22	\$0.3
18	\$0.5
15	\$0.8

Fonte: BP, website: www.bp.com

(*) Para uma Planta GTL de US\$20,000/bpd, com o petróleo em US\$21/Barril e o sintético cru em US\$25/Barril

Tabela 4.7 – Características de plantas GTL

	Planta pequena	Planta de tamanho médio	Planta grande
Capacidade (bpd)	5.000	30.000	50.000
Gás exigido (MMm3/dia)	1,88	9,38	13,4
Reservas mínimas para 20 anos (Bilhões m3)	14	85	142
Custo típico de capital (US\$)	0,4 Bilhões	1,7 Bilhões	2,6 Bilhões

Fonte: Chemlink, website: www.chemlink.com.au

CAPÍTULO V

METODOLOGIA PROBABILÍSTICA PARA ANÁLISE DE DECISÃO EM PROJETOS INTEGRADOS DE GÁS NATURAL

5.1. Introdução

O objetivo do presente capítulo é apresentar uma metodologia de análise de decisão para projetos nos quais exista uma jazida de gás com grande potencial de produção, mas sem que haja mercados locais e regionais em condições de consumir o GN. Pretende-se estabelecer uma seqüência de raciocínio que permita avaliar as diferentes possibilidades, partindo-se de algumas premissas consideradas básicas e normalmente encontradas em países em desenvolvimento. Uma dessas premissas é de garantir que a jazida tenha capacidade suficientemente grande para exportar o combustível, mas também atender os mercados locais ou regionais.

Essa metodologia permite identificar as variáveis de risco e a construção de curvas de risco usando um método probabilístico. Para selecionar as variáveis de maior incerteza, usa-se um método de sensibilidade, enquanto para a determinação das curvas de risco, o método probabilístico denominado “Método de Monte Carlo”.

Para a construção das curvas de risco através do método Monte Carlo foi necessário o desenvolvimento de um modelo computacional, capaz de processar as muitas variáveis que constituem a cadeia do GN, valendo-se, para isso, dos recursos da linguagem de programação *Visual Basic for Applications*. A partir da realização de várias simulações, pretende-se verificar, para o estudo de caso a aplicabilidade da implantação dos projetos GNL e GTL, bem como avaliar sua sensibilidade a mudanças, ao longo do tempo, de variáveis mais importantes tais como o preço do petróleo, a evolução do mercado ou a evolução das vendas por produto (GN ou LGN).

A metodologia proposta, como será visto nos capítulos que seguem, oferece respostas adequadas a diversos questionamentos que envolvem o Projeto Camisea. Porém, acredita-se que se trata de um procedimento útil para qualquer pesquisador desejoso de avaliar diferentes possibilidades de abastecimento energético, considerando seus padrões de risco e procurando obter custos aceitáveis para investidores e a sociedade.

O uso de métodos probabilísticos para tomada de decisões econômicas já tornou-se prática corrente em empresas de exploração e produção de petróleo ou GN. Porém, como sugerido em capítulos anteriores, uma jazida de gás remoto não se constitui um negócio independente. A ele deve-se integrar as diferentes tecnologias capaz de valorizar o gás e entregá-lo a seus mercados. Portanto, torna-se necessário expandir os modelos de análise, mantendo sua concepção probabilística, mas pesquisando-se toda a cadeia (upstream e downstream) do GN.

5.2. A necessidade de identificar as variáveis que geram risco na seleção de projetos

Denominamos de avaliação tradicional ou determinística de projetos de investimento aquela em cuja concepção não se leva em conta o fator incerteza. Com muita frequência, utilizam-se modelos determinísticos como instrumentos auxiliares ao processo decisório embora o ambiente em que as decisões são tomadas seja quase sempre o de incerteza (Corrar, 1993). A avaliação tradicional é denominada de **determinística**, porque, dado um valor para cada uma das variáveis de entrada, o VPL, ou outra variável de avaliação, é determinado de forma inequívoca.

A avaliação tradicional de projetos comumente utiliza-se de um conjunto de técnicas que buscam estabelecer parâmetros de viabilidade dos investimentos. Esses parâmetros são expressos pelo “valor presente líquido” (VPL), a “taxa interna de retorno” (TIR), ou o “Payback” (COFIDE, 1996). Uma classificação mais rigorosa e dada por Ross et al. (1998), onde os critérios de avaliação são agrupados em três categorias, a primeira é dada pelos critérios de fluxos de caixa descontados, a segunda pelos critérios de “payback” e a terceira pelos critérios contábeis¹.

¹ A prática da análise de projetos quase sempre utiliza essas várias técnicas de maneira indistinta, mas, são os critérios de fluxo de caixa descontados e, particularmente, o VPL, os mais comumente usados.

Normalmente, as abordagens de avaliação de projetos, principalmente para aqueles investimentos industriais, são determinísticas. Espera-se que os valores projetados realmente ocorram. A análise de projetos em condições determinísticas é a estratégia mais comumente utilizada para avaliação de projetos e pressupõe conhecimento exato dos valores que irão compor o fluxo de caixa, o que é uma simplificação do problema real.

Como vivemos em um mundo de incertezas, modelos determinísticos podem ficar desatrelados da realidade, conduzindo a decisões errôneas e perdendo parte de sua utilidade como instrumento de planejamento. Como expresso por Nepomuceno e Suslick (2000), os métodos tradicionais de alocação de capital freqüentemente conduzem a escolhas não apropriadas de investimentos que apresentam diferentes riscos.

O tratamento do risco do projeto, quando existe, é comumente realizado através da utilização da análise de sensibilidade ou de cenários, que costuma envolver a simulação de resultados determinísticos para vários níveis de custo de capital e/ou taxa de crescimento das receitas.

No entanto, a possibilidade de ocorrência de eventos, valores ou fenômenos indesejáveis durante o desenvolvimento dos projetos é um fato concreto que não pode ser desprezado. Nesse contexto, a identificação das variáveis, e o risco associado a elas, que afetam o projeto não é somente um instrumento teórico e acadêmico. Ao contrário, torna-se, em casos de investimentos de alto risco, uma prática desejável e mesmo obrigatória.

Segundo Miranda (1999), a estimativa de variação do risco sistêmico é complexa e não pode ser negligenciada na seleção dos projetos e no orçamento de capital. Por isso, faz-se necessário o uso de métodos modernos de análise de investimentos, que relacionam retorno e risco. De fato, em sistemas com mudanças permanentes, aumenta-se consideravelmente a volatilidade dos resultados e, portanto, pode-se conduzir a grandes desvios nos pressupostos e objetivos a serem alcançados. Frente a essas condições, surge a necessidade de se saber a quais riscos estão expostos os projetos, quão voláteis são os resultados e que elementos principais explicam a incerteza. A identificação e quantificação da incerteza são os passos prévios para melhorar a qualidade das decisões a serem tomadas posteriormente. (na execução do projeto, mas também na gestão de seus riscos).

Segundo Andrade (1998), existem alguns métodos quantitativos para análise de risco ou de incerteza na avaliação de projetos, em geral o investidor poderá:

- Exigir um período de retorno do capital menor para projetos de investimento mais arriscados. Assim, quanto maior o risco associado ao investimento, mais rapidamente o dinheiro aplicado no projeto deve retornar aos aplicadores. Isso é feito admitindo-se taxas de desconto maiores para os investidores.
- Aplicação de critérios lógicos de decisão, sob condições de incerteza, que permitam a escolha da alternativa que forneça o maior retorno ou a menor perda esperada, segundo o enfoque que deu origem ao critério;
- Utilização de uma taxa de desconto acrescida de valor correspondente ao risco do investimento, de forma que, quanto maior o risco do projeto, mais elevada a taxa utilizada para cálculo do valor presente e, portanto, mais rápido o retorno do recurso aplicado.
- Aplicação de modelos, como o método de simulação de Monte Carlo, utilizando probabilidades estimadas a partir de análise estatística ou atribuídas por um processo subjetivo.

No presente estudo, apresenta-se um método probabilístico utilizando-se simulação de Monte Carlo. Essa análise de projetos em condições de incerteza é mais realista. Com o auxílio de distribuições de probabilidade possibilita-se a incorporação do risco associado às variáveis que compõem o fluxo de caixa do projeto. Segundo Ackoff (1962), quando, para cada valor das variáveis de entrada, existe uma distribuição de probabilidades dos valores a serem assumidos pela variável dependente, o modelo é denominado **probabilístico ou estocástico**. Esses modelos são os mais adequados à realidade, porque levam em conta o fator incerteza, bem como as relações entre as variáveis que o compõem.

Entenda-se como risco a medida da probabilidade (e das conseqüências) de não se atingir um objetivo desejado dentro do prazo e custos previstos. Em uma definição mais específica, pode-se considerar o risco como a incerteza que rodeia uma medida de valor específica, que pode ser o benefício da empresa, o fluxo de caixa para o acionista, o valor da empresa ou mesmo uma medida como a participação de mercado. Essa definição do risco abrange tanto as ameaças quanto as oportunidades que se apresentarão no futuro.

Deve-se aclarar que o “gerenciamento do risco” é uma fase posterior, quando o projeto já foi implantado. A gestão do risco é definida como um método organizado para identificar, conhecer e buscar procedimentos e estratégias capazes de minimizar, controlar ou eliminar efeitos nocivos ao projeto e potenciais fontes de risco. É um processo formal pelo qual os fatores de risco são sistematicamente identificados, avaliados e, se possível, prevenidos com o objetivo da obtenção das metas dentro dos parâmetros de prazo e custos estimados (Souza, 1999).

O presente estudo refere-se à identificação ou cálculo do risco para efeito de avaliação de projetos. Ainda que as metodologias a serem seguidas no “gerenciamento do risco” e na análise de projetos sob incerteza sejam muito similares, conceitualmente são dois exercícios muito distintos, pois o último refere-se ao processo de escolha e/ou tomada de decisão na alocação de capital, enquanto o primeiro prende-se mais à otimização de projetos em operação ou em fase de implementação.

5.3. O parâmetro de decisão

Segundo a maioria dos livros clássicos de finanças, o principal parâmetro de decisão na avaliação de projetos consiste no “valor presente líquido” (VPL). Sendo assim, no caso de seleção de projetos, deve-se sempre escolher aquele que apresentar maior VPL.

Para Fama et al. (1998), quando o VPL é adotado como parâmetro de decisão, o risco pode ser expresso sob a forma de desvio padrão. O tratamento matemático envolve a determinação do seu valor médio e de sua variabilidade, calculando-se o valor presente dos fluxos de caixa do projeto em diferentes cenários. A obtenção da média não é um complicador. O seu cálculo é simples, resultante da ponderação das outras médias de cada fluxo de caixa. Entretanto, a determinação do risco, conforme Markowitz (1952), envolve a consideração da variabilidade de cada fluxo de caixa, mais a covariância, calculada dois a dois, para todos os fluxos. Imaginando-se que cada fluxo de caixa pode ser considerado resultante de um conjunto de fatores de risco (como preços praticados, quantidades vendidas, custos e despesas), o tratamento matemático convencional seria muito complexo e, quase impossível na maioria das vezes. Boa parte dos tomadores de decisão e/ou analistas de projetos não teriam condições de realizá-lo.

Uma alternativa a esse problema é o uso do método Monte Carlo para o cálculo da variabilidade do VPL de um projeto. Este procedimento envolve a utilização de números aleatórios em simulações, facilitando-se acentuadamente o cálculo do risco, ainda mais quando suportado por um sistema computacional.

5.4. O Método Monte Carlo (MMC)

Uma alternativa para o cálculo do risco na avaliação de projetos é a utilização de números aleatórios, como expresso pelo Método de Monte Carlo (MMC). É denominado “Monte Carlo” porque utiliza um processo aleatório, tal como no lançamento de dados ou no girar de uma roleta, para selecionar os valores de cada variável e cada tentativa (Morse, 1986). Esse método permite, essencialmente, simular o comportamento de processos que dependam de fatores aleatórios (Sobol, 1983). Tem sido usado por séculos, mas, somente em décadas passadas mais recentes a técnica ganhou o status de um método numérico capaz de resolver as aplicações mais complexas.

O método originou-se do trabalho de Von Neumann e Ulan, desenvolvido em 1940, como uma técnica a ser utilizada para solucionar problemas de blindagem em reatores nucleares (Naylor et al. 1966). Atualmente é usado rotineiramente em diversos campos, desde a simulação de fenômenos físicos complexos como o transporte de radiação na atmosfera da terra ou a simulação de processos sub-nucleares em grandes experimentos de energia física, ou mesmo em algo muito mais próximo da realidade mundana, tal como a simulação do jogo bingo.

O método é definido, de acordo com Costa e Azevedo (1996) como uma técnica de amostragem artificial empregada para operar numericamente sistemas complexos que tenham componentes aleatórios. Trata-se de uma ferramenta de pesquisa e planejamento que vem sendo cada vez mais utilizada devido ao constante aperfeiçoamento dos computadores, permitindo grande velocidade de cálculo e poder de armazenar dados que suportam a tomada de decisões lógicas.

Na realidade, todas as variáveis de um projeto podem apresentar um comportamento aleatório. O termo aleatório é utilizado para indicar que o valor que tal variável assume em um experimento depende da ocorrência do experimento que, por sua vez, depende do acaso (HOEL, 1963). O fato, por exemplo, de o volume de vendas de GN se comportar como uma

variável aleatória significa que as previsões relativas aos volumes a serem fornecidos não se constituem em um dado único, mas podem assumir uma série de valores que, por sua vez, dependem do acaso (pelo menos na perspectiva de um projeto que não mantenha o controle sobre o comportamento dos mercados).

5.4.1. Conceito de probabilidade e a previsão do futuro

A probabilidade é uma medida da incerteza. A previsão probabilística é um modelo de como esperar que o futuro ocorrerá. Tal modelo não afirma uma verdade absoluta, mas indica uma tendência geral dos acontecimentos.

A probabilidade prevê a frequência (em porcentagem) com que um determinado resultado de um experimento aleatório ocorrerá. A previsão é feita em termos da ocorrência média dos diferentes resultados do evento ao longo do tempo e tendo o experimento sido repetido muitas vezes.

O problema mais difícil da análise de risco em avaliação de projetos é justamente a estimativa das probabilidades. Em certos casos, mesmo análises estatísticas de dados históricos não são possíveis. Muitas vezes o problema é inteiramente novo e não dispõe de séries históricas. Nesses casos pode-se usar o conceito de “probabilidade subjetiva”.

Normalmente, não há condições de avaliar as probabilidades inerentes aos diversos estados da natureza que influenciam as decisões. Entretanto, pode-se basear na experiência adquirida e no bom senso para obter-se probabilidades subjetivas relacionadas com os referidos estados da natureza. Nesse caso, pode-se elaborar estimativas subjetivas que refletem expectativas quanto ao comportamento futuro das variáveis. Com isso, estará definida, em termos numéricos, a probabilidade de ocorrência da variável.

Obtidas as informações relativas às probabilidades subjetivas, é possível efetuar o tratamento dos dados de forma a trabalhar-se com estimativas que poderão ser formuladas em três níveis: estimativa otimista (P_{90}), estimativa mais provável (P_{50}) e estimativa pessimista (P_{10}). (Corrar, 1993). A estimativa mais provável corresponde à média das opiniões dos especialistas. As estimativas otimistas e pessimistas poderão ser obtidas respectivamente considerando-se um desvio padrão acima e abaixo da média (Boucinhas, 1972).

De acordo com Andrade (1998), o processo de atribuição de probabilidades subjetivas pode ser assim resumido:

- Analisar o problema de forma a identificar as variáveis que mais contribuem para a incerteza do resultado final (as variáveis numéricas, às quais serão associados modelos probabilísticos, serão chamadas de variáveis aleatórias);
- Para cada fator e/ou variável importante, estimar os valores com maior probabilidade de ocorrência;
- Atribuir, de forma numérica, graus de certeza de ocorrência a esses valores (gerando uma distribuição contínua de probabilidades);
- Procurar conferir os resultados atribuídos com outras pessoas que conhecem o problema, de forma a tentar obter um consenso sobre os graus de incerteza.

5.4.2. Descrição da metodologia

As variáveis como os custos, receitas, quantidades demandadas, e outras são representadas por distribuições de probabilidade (Souza, 2000). No método, são realizadas diversas simulações. Em cada uma delas, são gerados valores aleatórios para o conjunto de variáveis de entrada e parâmetros do modelo que estão sujeitos à incerteza. Tais valores aleatórios gerados seguem distribuições de probabilidade específicas, que devem ser identificadas ou estimadas previamente.

O conjunto de resultados produzido ao longo de todas as simulações será analisado estatisticamente e fornecerá resultados em termos de probabilidade. Essas informações serão úteis na avaliação da dispersão total das previsões do modelo.

O modelo proposto tem quatro fases:

1. Identificação das variáveis, relações entre as variáveis e construção do modelo matemático;
2. Identificação das variáveis que geram maior risco;
3. Determinação das curvas de risco - Método probabilístico (Método Monte Carlo);

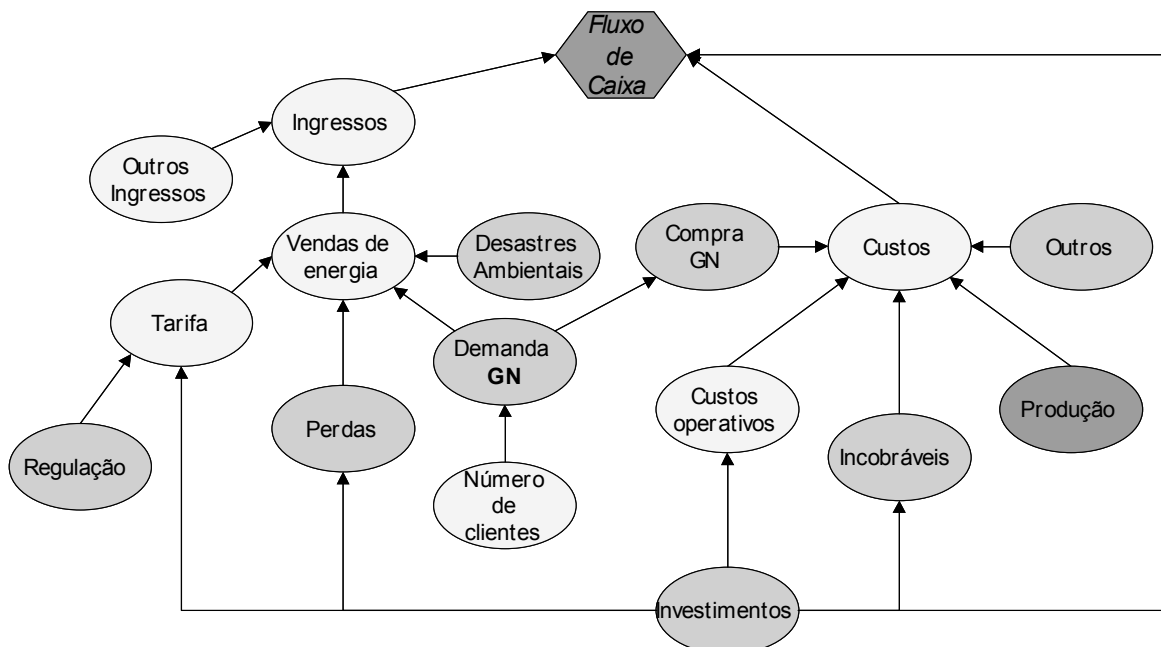
4. Análise dos resultados (perfil de risco, interpretação das curvas de distribuição e estatísticas).

5.4.2.1. Identificação das variáveis, relações entre as variáveis e construção do modelo matemático

Trata-se de desenvolver um modelo gráfico de relações entre as variáveis do negócio, definindo o problema a ser analisado. Obtém-se, assim, um “Diagrama de influência” e, posteriormente, converte-se esse diagrama em modelo matemático, que terá como resultado uma variável aleatória (parâmetro de decisão) que será o Valor Presente Líquido (VPL).

O objetivo do diagrama é o de exibir, em forma gráfica, como estão relacionadas as variáveis relevantes para o projeto, destacando-se as de maior grau de incerteza e que, portanto, devem ser monitoradas de forma mais detalhada durante todo o desenvolvimento. Um exemplo de diagrama de influência é mostrado na Figura 5.1. O diagrama de influência do sistema em estudo (Camisea) é apresentado no capítulo VII.

Figura 5.1 - Exemplo de um Diagrama de influência



Definido o “diagrama de influência”, será necessário transferir as relações identificadas em um modelo matemático que, como resultado, estabelecerá o valor presente líquido, VPL, como variável aleatória.

Para a construção do diagrama de influência do estudo de caso foi necessário estudar e avaliar as seguintes variáveis:

- Determinação do sistema de GN a ser aplicado no modelo (cadeia do GN, produção, transporte, processamento, distribuição, comercialização).
- Identificação de toda a infra-estrutura necessária na cadeia do GN (produção, transporte, refino, distribuição e comercialização). Para a determinação dos investimentos necessários foi associado o preço de mercado de cada equipamento. No caso da jazida de Camisea foram identificados os seguintes investimentos:
 - Investimento no campo (exploração e produção).
 - Investimentos em dutos (da jazida de Camisea até o mercado doméstico principal, Lima).
 - Investimentos em fracionamento (Planta de processamento).
 - Investimentos em distribuição de GN na cidade de Lima.
 - Investimentos na cadeia GNL (liquefação, transporte em navios, re-gasificação e estocagem).
 - Investimentos na produção de produtos GTL.
- Identificação da quantidade de GN, GLP e Condensados que podem ser comercializados no mercado local. Para isso foi necessário avaliar os seguintes itens:
 - Avaliação da situação energética do Peru.
 - Avaliação da oferta potencial de GN e LGN da jazida em estudo (Camisea)
 - Avaliação do mercado de GN nos diversos setores (residencial, comercial, industrial e de geração de energia elétrica), bem como a avaliação do mercado dos combustíveis que poderiam ser substituídos (GLP, querosene, óleo diesel ou óleo combustível).
- Determinação do potencial de exportação e definição da viabilidade do uso de GTL ou GNL para exportação.
- Determinação dos preços dos combustíveis a serem substituídos (no seu equivalente calórico).
- Determinação das tarifas de GN para cada setor. Definição das fórmulas de indexação do GN ao preço do petróleo internacional, para cada setor e combustível a ser substituído no mercado peruano. Identificação dos preços de petróleo e projeção para os anos de estudo.

- Determinação do tipo de depreciação a ser aplicada para os investimentos na cadeia do GN, considerando a depreciação no campo, dos dutos, dos equipamentos de processamento e da rede de distribuição.

Depois de identificadas todas as variáveis, e desenhado o diagrama de influências, foi construído um modelo matemático através do qual foram vinculadas todas as variáveis. Essas foram relacionadas em um fluxo de caixa, determinando-se o parâmetro de decisão (VPL), que será a variável aleatória na simulação probabilística.

5.4.2.2. Identificação das variáveis que geram maior risco

Trata-se de analisar quão sensível é o resultado da variável aleatória (VPL) a mudanças nas variáveis que compõem o modelo. Consiste em medir a sensibilidade dos resultados do modelo, introduzindo-se mudanças nos valores das variáveis do problema. A faixa de incerteza para cada variável é determinada através da discretização que, em princípio, é uma variável contínua. Identificando-se, assim, os valores que representam o primeiro, quinto e nono decil da distribuição das probabilidades de cada variável, adotando-se o conceito de “probabilidades subjetivas”. Com isso determina-se como e quanto se vê afetado o resultado (no presente estudo, o VPL do fluxo de caixa) variando-se uma por uma as variáveis de controle em faixas previamente estabelecidas, denominadas de valores P_{10} , P_{50} , e P_{90} .

Valores P_{10} , P_{50} , P_{90} :

Como se mencionou anteriormente, é necessário discretizar-se a distribuição das variáveis contínuas em três valores representativos. Denominam-se esses valores como o P_{10} , P_{50} , e P_{90} , ou simplesmente, como valor mínimo, valor base e valor máximo.

Caso Base ou P_{50} : Entende-se como o caso com 50% de probabilidade de que a variável seja menor ou igual a esse valor (cenário mais provável). Deve-se determinar o valor que seja o mais provável ou que se situa no centro da amostra.

Valor Mínimo ou P_{10} : Entende-se como o caso com 10% de probabilidade de que a variável seja menor o igual a esse valor. O valor mínimo deve estar próximo ao primeiro decil da distribuição de valores; é dizer que só exista 10% de probabilidades

que o valor real esteja abaixo desse valor, ou 90% de probabilidade de que esteja acima.

Valor Máximo ou P₉₀: Entende-se como o caso com 90% de probabilidade de que a variável seja menor ou igual a esse valor. O valor máximo deve estar próximo ao nono decil, com o qual se considera que exista 10% de probabilidade de que o valor real esteja acima dessa cifra, ou que exista 90% de probabilidade de que esteja abaixo.

A análise de sensibilidade começa por determinar o valor ou resultado do caso base, situando todas as variáveis do modelo em seus valores centrais ou médios. O resultado, o VPL obtido com todas as variáveis no seu valor base, será o valor contra o qual medir-se-á o impacto das incertezas em todas as variáveis.

Uma vez determinado o caso base, deve-se calcular o VPL fazendo mudar, uma por uma, as variáveis em seus valores mínimos e máximos, mantendo-se o resto das variáveis nos seus valores base, para assim estabelecer o impacto da incerteza de cada variável sobre o VPL.

As variáveis devem então ser ordenadas pelo tamanho do seu impacto, o que será uma primeira indicação do seu efeito sobre o valor base. O tamanho do impacto de cada variável pode ser estabelecido com as seguintes medidas de dispersão:

Balanço (Swing): É a diferença em termos absolutos entre o resultado do caso base e o resultado com a variável em seu valor baixo mais a diferença em termos absolutos entre o caso base e a variável em seu valor alto. Isso resumirá a diferença máxima entre os resultados com a variável em seus valores alto, base e baixo.

Variância: Mede a distância existente entre os valores da série e a média. Calcula-se como somatório das diferenças ao quadrado entre cada valor e a média. O somatório obtido se divide pelo tamanho da mostra. Essa é a medida que se deve usar para calcular a variação explicada por cada variável. Divide-se a variação de cada variável entre a soma das variações de todas as variáveis para averiguar a variação explicada (como porcentagem sobre o total).

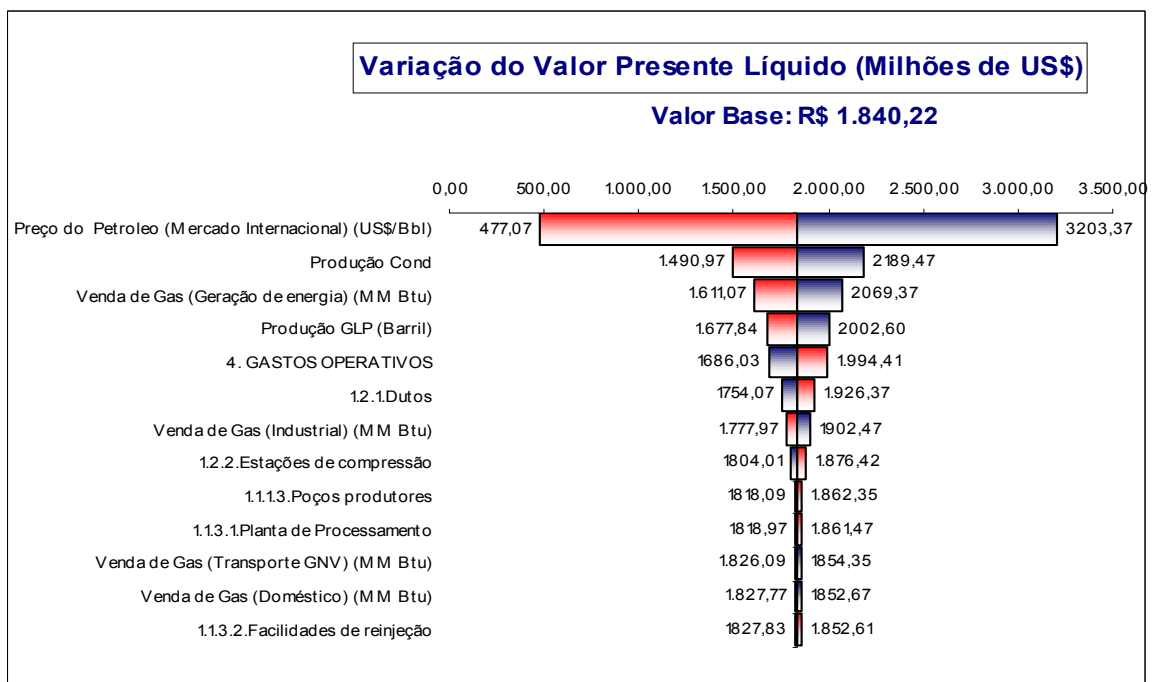
$$\sigma^2 = \frac{\sum (x_i - \bar{X})^2}{N} \quad (\text{equação 5.1})$$

Tabela 5.1 – Exemplo de resultado de análise de sensibilidade

Nome Variável	Valor Baixo	Valor Base	Valor Alto	Balço (Swing)	Varição % s/ Total	Varição Acumulada
Variável 1	75	100	130	55	86,21%	86,21%
Variável 2	85	100	105	20	12,32%	98,52%
Variável n	95	100	102	7	1,48%	100,00%

O resultado da análise de sensibilidade pode ser representado na forma de tabela (vide exemplo na tabela 5.1) ou bem em forma de um gráfico (vide exemplo, na figura 5.2).

Figura 5.2 – Exemplo gráfico de análise de sensibilidade



Interpretação dos Resultados: O valor do caso base é o valor do resultado do modelo matemático com todas as variáveis em seus valores centrais ou médios. O normal é que exista uma dominação no impacto de um grupo de variáveis sobre as demais. Isto pode ser visto como a identificação das variáveis com maior risco dentro do projeto.

Quantificar as incertezas associadas, prever os impactos das variáveis chave e entender como isso pode afetar os prazos e custos do projeto, é o foco da análise de sensibilidade. Espera-se, como resultado, uma visão quantificada das incertezas das principais variáveis e de como essas podem afetar o VPL. É uma forma de exibir o intervalo que o valor real da variável pode assumir durante a implementação do projeto.

5.4.2.3. Determinação das curvas de risco usando o método probabilístico (Método Monte Carlo)

Trata-se do desenvolvimento de um algoritmo usando o Método Monte Carlo. É quantificado um valor da variável aleatória (VPL) para cada um dos cenários avaliados e, por expansão em cadeia, lhe é atribuída uma probabilidade de ocorrência. Ordenando-se os resultados, consegue-se um perfil do risco do modelo ou uma distribuição de probabilidade acumulada.

Nessa etapa, procura-se combinar as incertezas das variáveis. O princípio do método é a realização de um número elevado de simulações, sendo que, a cada simulação, sorteia-se valores para cada uma das variáveis aleatórias. Esses sorteios têm de respeitar as distribuições que definem cada uma das variáveis.

Realizam-se “n” simulações, sorteando-se valores para todas as variáveis. Ao final, calcula-se a média e o desvio-padrão com base no conjunto dos valores calculados, definindo-se as distribuições resultantes. Tendo-se como base o teorema central dos limites, pode-se dizer que a distribuição resultante será uma normal:

$$\mu_p = \frac{\sum_{j=1}^M P_j}{M} \quad (\text{equação 5.2})$$

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^M (P_j - \mu_p)^2}{M - 1}} \quad (\text{equação 5.3})$$

5.4.2.4. Exemplo de aplicação do modelo Monte Carlo

Para que se possa entender como o método Monte Carlo funciona, apresenta-se um exemplo simplificado, envolvendo apenas uma variável aleatória (Corrar, 1993):

Suponha-se que a demanda de gás natural apresente a distribuição de vendas dos últimos dias conforme a Tabela 5.2 (vide coluna 2). Deseja-se prever a distribuição do volume de GN a ser demandado nos próximos 10 dias. O passo inicial é determinar a função de distribuição acumulada, que é distribuída conforme apresenta-se na coluna 3, representando a soma das distribuições de probabilidades simples de forma cumulativa ao longo do período.

Tabela 5.2 - Distribuição do volume demanda de GN

Demanda de GN MM m ³ /dia	Distribuição da demanda de GN		Números de rótulo
	Simple	Acumulado	
0	0,05	0,05	00-04
1	0,10	0,15	05-14
2	0,15	0,30	15-29
3	0,30	0,60	30-59
4	0,25	0,85	60-84
5	0,15	1,00	85-99

Tendo como base a função de distribuição acumulada, é montada a coluna 4, cujos valores representam os intervalos de classe da função de distribuição acumulada, e refletem as probabilidades dos vários volumes de vendas. Aos valores assim obtidos dá-se o nome de “números de rótulo”, que mostram respectivamente os limites inferior e superior, de cada intervalo de classe. Verifica-se que representam números que variam de 0 a 99.

O passo seguinte é gerar números aleatórios a partir de um conjunto de números compreendidos entre os valores 0 e 99. Esses números podem ser obtidos através do computador ou a partir de tabelas de números aleatórios. Supõe-se, no exemplo, que tenham sido gerados os números aleatórios apresentados na tabela 5.3.

Tabela – 5.3 – Números Aleatórios Gerados

22, 31, 43, 51, 27, 45, 83, 66, 26, 93

Verifica-se que o primeiro número gerado, 14, corresponde ao número de rótulo 05-14, que se refere, por sua vez, ao volume de demanda de 1 m³/dia na tabela 5.2. Assim, através desse processo, é possível estimar de maneira aleatória os volumes de demanda dos próximos dias, representados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Estimativas dos volumes de demanda de GN

Dia	Volume de demanda (m³/dia)
1	2
2	3
3	3
4	3
5	2
6	3
7	4
8	4
9	2
10	5

Cabe salientar que, ao montar os números de rótulo são considerados valores que variaram entre 00 e 99. Esses números representam as probabilidades dos diversos valores da variável, sendo que sua seqüência deve estar sempre fechada. O número de dígitos usados nos números de rótulo deve ser o mesmo que o número de casas decimais nas probabilidades dos diversos valores da variável. O número de dígitos usados nos números aleatórios também deve ser o mesmo que o número de dígitos usados nos números de rótulo (Corrar apud Shamblim et al., 1979).

Essa técnica será aplicada para todas as variáveis do modelo econômico. Será utilizado o método para simular as distribuições de cada variável e computar o VPL para cada combinação simulada das variáveis envolvidas.

A seguir, apresenta-se de forma simplificada, um **exemplo de algoritmo** para automatizar o procedimento acima descrito. Usam-se as funções da planilha Excel (o exemplo é desenvolvido para uma variável).

Exemplo de algoritmo usando as funções da planilha Excel (para uma variável):

- Colocar a distribuição discreta em função da distribuição acumulada (entre 0% e 100%),
- Gerar um número aleatório (pode-se usar a função do excel “=ALEATÓRIO”),
- Através de uma função de busca e referência [=PROCV(Nº,MATRIZ DE DADOS, COLUNA)] identificar o valor correspondente.

Exemplo do desenvolvimento do algoritmo:

Assume-se a função discreta de probabilidades para a produção do GLP, apresentado nas tabelas seguintes:

Tabela 5.5 – Exemplo de desenvolvimento do algoritmo

Distribuição			
Produção GLP Ano 20 (Barris)	Probabilidade	Acumulado	Números de rotulo
5.119.125,00	0,25	0,25	0-24
6.825.500,00	0,50	0,75	25-74
8.531.875,00	0,25	1,00	75-99

➔

(exemplo no Excel, para uma variável)	
Números de rotulo	Produção GLP Ano 20 (Barris)
0,00	5.119.125,00
0,25	6.825.500,00
0,75	8.531.875,00
1,00	8.531.875,00

=ALEATORIO() 0,762192329
=PROCV(Aleat;Matriz,2) 8.531.875,00

Coloca-se a função discreta de probabilidades em função da distribuição acumulada, depois de criar a tabela, usa-se a função =ALEATÓRIO() para a geração de um número aleatório. Após, usa-se a função de busca e referência “PROCV” do Excel, para identificar qual é o valor que corresponde ao valor aleatório gerado. Sendo assim, no exemplo, para o número aleatório gerado igual a 0,762192329, a função retornara o valor de 8.531.875,00, já que 0,762192329 está compreendido entre 0,75 e 1. Este procedimento é repetido “n” vezes (como mínimo, 1000 iterações). Assegura-se assim, a aleatoriedade das quantidades obtidas, que após “n” simulações, permite calcular a média e o risco da distribuição.

O cálculo apresentado como exemplo, mostra-se simples, no entanto, para realizar o calculo de todas as variáveis do sistema é necessário o desenvolvimento de um sistema computacional que seja capaz de processar todas as variáveis do sistema. Para a modelagem do estudo de caso foi necessário o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que seja capaz de

processar mais de 1300 variáveis. Usou-se a linguagem de programação *Visual basic for applications* e planilhas eletrônicas (Excel) para apresentação dos resultados.

Para evitar gerar grandes volumes de anexos de difícil leitura, evitou-se apresentar os resultados das simulações ao longo do texto. Porém, todos os “inputs” e “outputs” são apresentados no CD ROM anexo no fim do texto.

Comentários sobre a técnica de simulação de Monte Carlo considerando a incerteza em todas as variáveis

No presente estudo, todas as variáveis do modelo econômico são consideradas como aleatórias. Utiliza-se o método Monte Carlo para simular as distribuições de cada variável e computar o VPL para cada iteração.

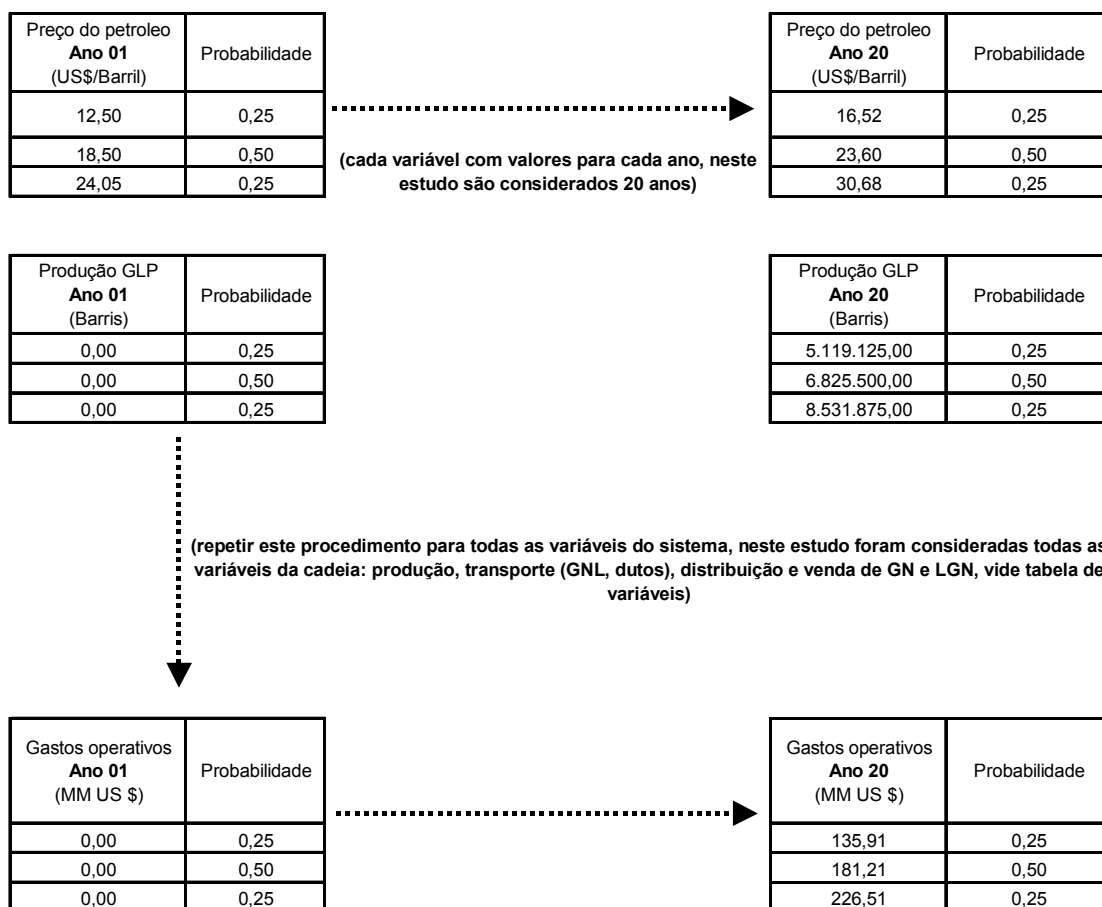
No caso, as probabilidades são subjetivas e representam as médias das opiniões de especialistas (dados obtidos através de entrevistas) e de dados publicados na literatura existente na área de petróleo e gás.

Quando é usado o conceito de probabilidades subjetivas, procede-se a discretizar as distribuições contínuas das variáveis aleatórias. Nesta discretização assumem-se três valores, cada um com sua possibilidade de ocorrência. Este exercício tem que ser feito para todas as variáveis do sistema, e para cada ano de estudo. Na figura 5.3, apresenta-se como exemplo, algumas variáveis e sua probabilidade de ocorrência:

Em capítulos posteriores apresentam-se as variáveis do sistema em estudo (tabela 7.1 do Capítulo VII). Cada variável tem os valores mínimo (P_{10}), médio (P_{50}), e máximo (P_{90}) para cada ano (20 anos de avaliação) e para cada cenário proposto.

Depois de definidas as variáveis e as probabilidades de ocorrência, os dados são introduzidos no programa de computador desenvolvido. Este programa utilizará números aleatórios para simular as distribuições e calcular: as distribuições de probabilidade do VPL (perfil do risco), média dos VPL, desvio padrão, valor base, valor esperado, valor mínimo, valor máximo, variância, coeficiente de Skewness e coeficiente de Curtose.

Figura 5.3 – Exemplo de identificação de variáveis para simulação com MCC



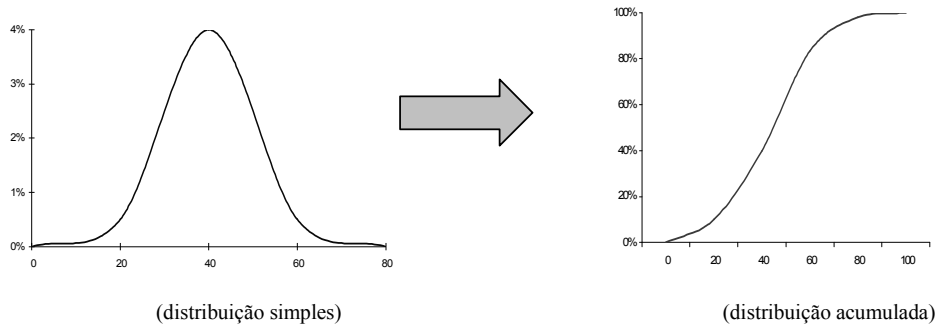
5.4.2.5. Análise dos resultados (perfil de risco, interpretação das curvas de distribuição e estatísticas)

A forma mais adequada de representar a distribuição de valores e probabilidades resultantes da análise probabilística é um gráfico denominado “Perfil de Risco” (vide figura 5.4 e 5.5). No eixo X, traça-se em ordem crescente todos os valores possíveis de uma dada variável e, no eixo Y, traça-se suas probabilidades acumuladas de ocorrência.

Através da comparação de perfis de risco, pode-se determinar a melhor alternativa a ser eleita entre várias. Proporciona-se, assim, uma visão flexível e não estática do desempenho do sistema no futuro. O perfil do risco permite visualizar todos os valores que uma variável aleatória pode adquirir e suas respectivas incertezas.

Neste estudo, a metodologia permite construir uma distribuição de probabilidade da variável aleatória VPL. Essa distribuição de probabilidade reflete o risco do projeto (vide figura 5.5).

Figura 5.4 Distribuição simples e acumulada



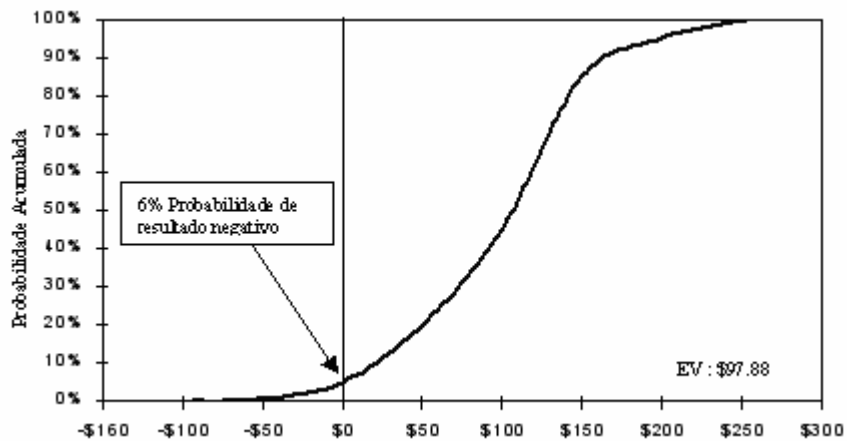
Caracteriza-se, assim, de maneira visual e numérica, o risco do projeto:

- Visual: através da representação gráfica da distribuição de probabilidade.
- Numérica: medindo-se a volatilidade da distribuição através da variância.

5.4.2.6. Exemplo de interpretação de um Perfil de Risco

Perfil Individual: Para o exemplo apresentado na figura 5.5, pode-se afirmar que existe uma probabilidade de 6% de que o resultado deste modelo seja negativo. Da mesma maneira, pode-se afirmar que existe uma probabilidade de 32% de que o resultado esteja entre \$80 e \$130.

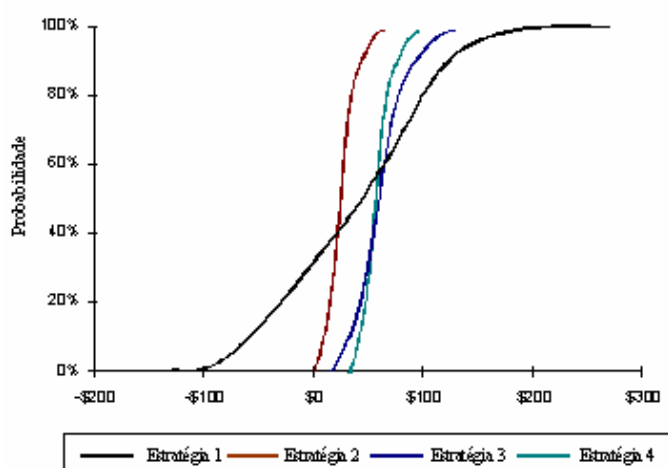
Figura 5.5 – Exemplo de interpretação de um perfil de risco



De um modo simples pode-se afirmar que, quanto mais vertical é a curva (variação pequena), menor o risco existente, já que a faixa de resultados possíveis concentrar-se-á ao redor da média. Pelo contrário, uma curva muito horizontal (variação grande) implica um modelo com mais risco. Esse enfoque pode ser de grande utilidade na hora de eleger entre duas ou mais alternativas.

Na Figura 5.6 pode-se observar os diferentes perfis de risco para quatro estratégias diferentes. A estratégia 1 é claramente de maior risco em relação às estratégias 2, 3 e 4. Em geral, investidores com baixa propensão ao risco renunciarão à estratégia 1 em relação às demais, apesar de ser a estratégia 1 que oferece o maior potencial de ganho nos cenários mais otimistas.

Figura 5.6 – Exemplos de perfis de risco



Assim, tem-se uma grande ferramenta que pode ter grande utilidade em uma situação na qual deve-se decidir entre a estratégia 1 e a estratégia 4. Esta última apresenta consideravelmente menos risco que a primeira. A média de ambas as estratégias está em torno dos \$30, no entanto, caso se decida pela estratégia 1, apresentam-se maiores oportunidades de ganhar até \$230, mas assumindo-se consideravelmente mais risco. A perda máxima da estratégia 1 situa-se em (-\$130) enquanto a estratégia 4, no pior dos casos, produz ganho zero. A decisão sobre qual estratégia seguir não dependerá ao modelo, mas sim da atitude de maior ou menor aversão ao risco do investidor.

Pode-se buscar novas alternativas de decisão ou criar estratégias híbridas visando melhorar o perfil de risco ou adequá-lo a um “*benchmark*” de risco/rentabilidade. Para esse tipo de aperfeiçoamento, torna-se necessário aumentar a sofisticação a análise e utilizar as estatísticas das curvas de distribuição.

5.4.2.7. Estatísticas da distribuição e seu uso na análise dos resultados

Variância: é definida como:

$$\sigma^2 = \sum (x_i - \bar{X})^2 \cdot p(x_i) \quad (\text{equação 5.4})$$

Onde “X” é o valor esperado e $p(x_i)$ é a probabilidade de ocorrência de cada um dos cenários gerados. Como medida única, quanto maior a variância da distribuição, mais risco ou incerteza há. Existem outros indicadores que nos dão uma idéia sobre a forma da distribuição relativa a uma distribuição normal, apresentando-se como bons indicadores de risco :

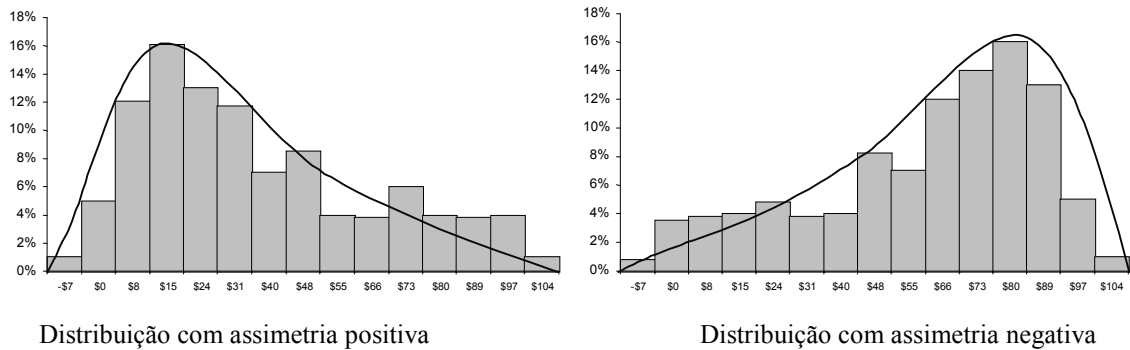
Coefficiente de Skewness ou de Assimetria: indica se a distribuição é simétrica com respeito ao eixo central, sendo definido como:

$$\frac{\sum (x_i - \bar{X})^3 \cdot p(x_i)}{\sigma^3} \quad (\text{equação 5.5})$$

Possíveis resultados (vide figura 5.7):

- =0 (distribuição simétrica; existe a mesma concentração de valores a direita e à esquerda da distribuição)
- >0 (distribuição assimétrica positiva; existe a maior dispersão de valores à direita da média que a sua esquerda)
- <0 (distribuição assimétrica negativa; existe a maior dispersão de valores à esquerda da média que a sua direita)

Figura 5.7 – Tipos de distribuições



Enquanto medida de risco de uma distribuição de resultados, pode-se afirmar o seguinte:

Assimetria Positiva : De modo geral se pode dizer que é uma distribuição com menos risco.

Assimetria Negativa : Pode-se dizer que é uma distribuição com mais risco.

Coefficiente de kurtose ou Apontamento: indica o grau de concentração que apresentam os valores ao redor da média. É uma medida de peso (lentidão) das caudas.

$$\sum \frac{(x_i - \bar{X})^4 \cdot p(x_i)}{\sigma^4} - 3 \quad (\text{equação 5.6})$$

Possíveis resultados:

- Kurtose = 0; indica que o valor da simulação está distribuído como uma normal.
- Kurtose < 0; indica uma maior dispersão dos valores afastadas da média. Isto significa que há uma distribuição com densas caudas.
- Kurtose > 0; indica mais concentração perto da média o que traduz em uma distribuição com caudas mais finas.

Para quem tem aversão ao risco, uma distribuição de probabilidades com kurtose negativo e skewness negativo representa uma situação pouco adequada.

5.5. Breve conclusão sobre a metodologia

Através da comparação dos perfis de risco, pode-se determinar a melhor alternativa a ser eleita entre várias. O modelo proporciona uma visão flexível e não estática do desempenho da modelagem no futuro já que o perfil do risco permite visualizar todos os valores que pode tomar a variável aleatória dadas as incertezas que existem. A fase determinista proporciona informação sobre as prioridades na avaliação das variáveis que geram maior risco, denominadas de “variáveis-chave”, e proporciona informação sobre a dependência da variável aleatória de fatores internos e externos que, logicamente, são mais difíceis de controlar diretamente. É uma ferramenta que proporciona informação poderosa para o planejamento de recursos e o planejamento estratégico.

CAPÍTULO VI

ESTUDO DE CASO: DESENVOLVIMENTO DA JAZIDA DE CAMISEA NO PERU

6.1. Introdução

No presente capítulo pretende-se discutir brevemente a situação energética atual do Peru. Apresentamos algumas estatísticas que mostram a necessidade de hidrocarbonetos no mercado doméstico; após, apresentam-se e discutem-se informações referentes ao projeto Camisea e ao potencial do mercado doméstico do gás. O governo peruano tem insistido que o projeto deve considerar o transporte e comercialização do GN no litoral central do Peru para fornecimento ao mercado de Lima metropolitana. No entanto, a concretização desse desejo tem se mostrado difícil. O atendimento ao mercado interno requer investimentos elevados para a construção de uma ampla infra-estrutura de transporte, distribuição e comercialização de gás. Além disso, as perspectivas de evolução de mercados domésticos capazes de absorver o gás de Camisea não são animadoras. Neste cenário, no presente capítulo, apresentam-se resultados de pesquisas de mercado relevantes, elaboradas por empresas que vêm participando do processo de desenvolvimento do projeto Camisea. Usando-se esses dados e referências de consumo em outros países, determinam-se os valores, identificando o valor máximo, médio e mínimo, os quais serão usados posteriormente na modelagem do sistema.

Avaliam-se também os mercados internacionais para o GN de Camisea, concentrando-se em duas possibilidades; a exportação de GNL ao mercado norte-americano, e a conversão do GN em hidrocarbonetos líquidos para a venda no mercado local e internacional.

Considera-se a hipótese de que o gasoduto “Camisea – Lima” será implantado, e que deverá ser atendido o mercado local. A partir disto, discutem-se as duas possíveis alternativas de exportação visando a viabilização do projeto como um todo. Considera-se também a implantação de um poliduto, para o transporte dos líquidos de gás natural existentes no campo de Camisea.

Finalmente serão discutidos temas de preços e políticas para o GN de Camisea, bem como as incertezas no desenvolvimento do mercado peruano e os principais concorrentes no mercado internacional.

6.2. Quadro geral do setor energético peruano

Como em outros países da América Latina, a indústria energética do Peru sofreu profunda transformação na década de 1990. Novos mecanismos de regulação viabilizaram uma transição de um controle central (predomínio estatal com alguma participação privada) em direção a um mercado mais aberto e competitivo, tanto em *upstream* (exploração e produção), como em *downstream* (refino e comercialização).

Os segmentos residencial e comercial absorvem 42% da oferta de energia, seguido pelo segmento transporte, com 27%, enquanto o segmento rural absorve apenas 2% da energia comercializada. Essa segmentação é explicada pelo fato de Lima consumir 50% da eletricidade produzida no país, concentrar 80% da população urbana, possuir a maior frota automobilística e o maior nível de serviços, bem como o maior poder de consumo. Além disso, a população de Lima cresce a uma taxa anual de 2,3%, enquanto a população rural mantém uma taxa anual de crescimento de 0,5%. A população total do país apresenta um crescimento médio de 1,8% (OLADE, 2001).

Na década do 1990, registrou-se um forte crescimento nas importações de hidrocarbonetos para atender às necessidades internas, contabilizando-se, em 1999 com um déficit de 13,8 milhões de barris (MM Barris). A economia apresentou uma taxa média de crescimento de 4,61% ao ano, ao mesmo tempo em que o consumo de derivados de petróleo cresceu anualmente cerca de 3,35%, acompanhado por um aumento de 4,31% no consumo de eletricidade.

6.2.1. A indústria de hidrocarbonetos

O setor de hidrocarbonetos responde por 83% da oferta total de energia primária, sendo caracterizado por atividades exploradoras, vinculadas a 21 (vinte e um) contratos de exploração. Na década de 1990, essa atividade exploratória acumulou 25 mil quilômetros de linhas sísmicas e 54 poços exploratórios, com investimentos totais de US\$ 880 milhões. O

sistema de refino nacional tem capacidade instalada de 290,2 Mbd¹; o oleoduto “Norperuano” de 1.106 km, com capacidade de armazenamento de 3,0 MM Barris e capacidade média de transporte de 100 MBarris/hora; 29 centrais de abastecimento de combustíveis líquidos; 20 grandes distribuidores; 3.633 transportadores; 1.211 consumidores diretos; 1.947 estações de serviços; e 6 centrais de lubrificantes.

As reservas provadas de petróleo vêm declinando desde 1994, apresentando, contudo, picos de incorporação de novas reservas, acompanhados de picos de desenvolvimento das mesmas. É importante destacar, no entanto, a tendência declinante nas reservas não desenvolvidas (OLADE, HQI, 2001). Por outro lado, as reservas de gás natural e de líquidos do gás natural mantêm-se praticamente constantes no decorrer da década de 1990, apresentando um aumento significativo em 1998, quando as novas reservas (Camisea) foram incorporadas.

Segundo o relatório da OLADE e HQI (2001), no que se refere à indústria de hidrocarbonetos, pode-se concluir o seguinte:

- Queda nas reservas de petróleo e baixo índice de reposição das mesmas;
- Bom nível de reservas de gás natural e de líquidos do gás natural;
- Déficit comercial crescente na balança de petróleo bruto;
- Déficit comercial crescente na balança de derivados líquidos;
- Produção das refinarias abaixo da capacidade instalada;
- Aumento contínuo da demanda de diesel 2; consumo equilibrado de gasolinas e residual; aumento no consumo de GLP e diminuição do consumo de querosene.

6.2.2. O setor elétrico

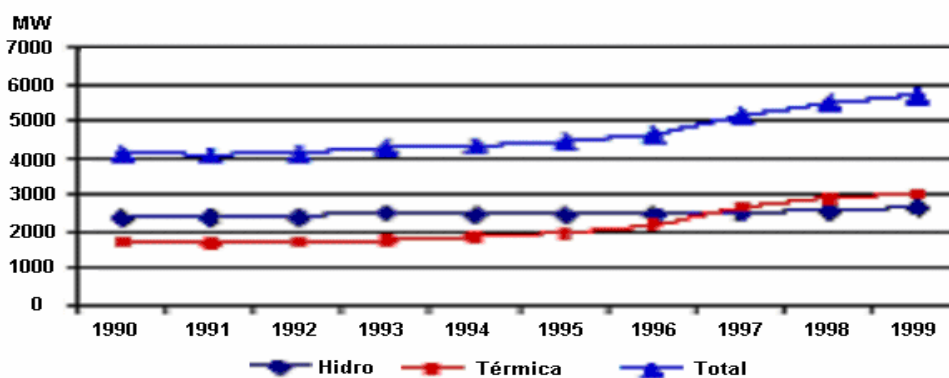
A eletricidade responde por 14% da demanda energética do Peru. A estrutura da indústria é formada por 50 centrais hidráulicas e 45 centrais térmicas, totalizando em dezembro de 1999 uma capacidade instalada de 4.650 MW de potência efetiva (MEM, 1998b). A transmissão é realizada por dois sistemas. O Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN), com 982 km de linhas e transmitindo em tensão de 220 kV, está localizado na região costeira. O Sistema

¹ As sete refinarias do país processam cerca de 153 MBD de petróleo bruto (76,7 MBD de petróleo nacional e 67,7 MBD de petróleo importado). Elas produzem uma média aproximada de 134 MBD de derivados líquidos. Os derivados líquidos representam 87,6% da produção das refinarias. Por outro lado, o consumo de derivados de 140 MBD ocasiona um déficit médio de 12 MBD. A produção das refinarias está próxima dos 53% da capacidade instalada.

Interconectado Sul (SISUR), com 398 km de linhas e transmitindo em tensão de 138 kV, conectando Cuzco e Tacna no sul do Peru. Esses dois sistemas são complementados por 7.103 km de linhas do sistema secundário, que transmite em tensão de 33 a 66 kV. O sistema de distribuição é formado por cerca de 600 concessões, divididas entre dez empresas.

Ao longo da década de 1990, a capacidade de geração sofreu mudanças significativas. A capacidade de geração hidráulica manteve-se constante, enquanto aumentava a capacidade instalada de geração térmica a óleo combustível, que, em 1999 já participava em 52%. A Figura 6.1 mostra como evoluiu a composição da capacidade instalada. Apesar de a geração térmica ocupar 52% da capacidade de geração, a eletricidade produzida por ela é utilizada para complementar o sistema hídrico, tendo, portanto, uma participação muito menor na energia efetivamente gerada. Na tabela 6.1, observa-se que, em oito anos, entre 1995 e 2002, as usinas térmicas jamais representaram 20% da energia total gerada. Em 2002 operavam com fator de carga médio de 14%, ou seja, por um período equivalente a 1,68 meses de operação contínua.

Figura 6.1 – Capacidade instalada



Fonte: (OLADE, HQI, 2001)

Tabela 6.1 – Energia produzida (MWh)

Usina	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Hidroelétrica	12.474	12.840	12.694	13.130	13.821	15.401	16.795	17.222
Termoelétrica	1.065	1.008	2.355	2.897	2.875	2.221	1.662	2.433
Total	13.539	13.848	15.049	16.027	16.696	17.622	18.457	19.655
% Hidroelétrica	92,13%	92,72%	84,35%	81,92%	82,78%	87,40%	91,00%	87,62%
% Termoelétrica	7,87%	7,28%	15,65%	18,08%	17,22%	12,60%	9,00%	12,38%

Fonte: (MEM, 2003)

A demanda por eletricidade no período 1990-2000 mostrou estreita correlação com a oferta efetiva. Embora apenas 50% da população disponha de eletricidade, o coeficiente de eletrificação passou dos 42%, no início da década, para os 60% em dezembro de 2000 (Benitez, 2001). A capital Lima representa 50% do consumo total de eletricidade.

6.3. Oferta potencial de gás natural no Peru

As reservas provadas de gás natural eram, em dezembro de 2001, 247 bilhões de m³. Essas localizam-se em três zonas geográficas: o litoral (4,73 bilhões de m³); a base continental (4,90 bilhões de m³); e oriente peruano (237,42 bilhões de m³), onde se encontram as reservas da Jazida de Camisea (MEM, 2002a).

A magnitude dos recursos de gás no litoral e na base continental permitem o desenvolvimento da produção em dimensão regional. Por outro lado, a Jazida de Camisea, localizada no oriente peruano, não encontra um mercado local capaz de absorver seu enorme potencial gasífero. Para essa necessita-se esboçar um projeto integral, em nível nacional e com vocação exportadora.

Jazida de Camisea

No período 1981 a 1987, a empresa Shell explorou a parte sul da Bacia Ucayali. Isso permitiu a descoberta de duas jazidas de GN não associado, as quais foram denominadas de San Martín e Cashiriari. Ambas localizam-se na área do rio Camisea, na região de selva tropical conhecida como Bajo Urubamba, fazendo parte do Departamento de Cusco (vide figura no Anexo III). Essas duas jazidas passaram posteriormente a ser denominadas de jazida de Camisea.

Em uma segunda campanha exploratória realizada pelo consórcio Shell/Mobil, em 1996-1998, foram perfurados 3 poços de avaliação e realizados os estudos para o desenvolvimento do projeto, que passou a ser denominado Projeto Camisea. Foram determinadas as reservas e características do GN contido nas jazidas.

O volume de gás natural “in situ” foi estimado em 470,06 Bilhões m³, enquanto o volume de LGN foi estimado conforme apresentado na tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Volumes in “situ” do GN e LGN de Camisea

GN	470,06 Bilhões m ³
LGN	
-Condensados (C ₅ +))	576 MMBbl
-GLP (C ₃ +C ₄)	500 MMBbl
Total LGN	1076 MMBbl

Fonte: (Petroperu, 1990)

Na tabela 6.3., detalham-se a distribuição dessas reservas em provadas e prováveis.

(6.3. - Reservas provadas e prováveis²

RESERVAS PROVADAS	
GN (Bilhões de m ³)	181,23
LGN (MMBbl)	405,00
RESERVAS PROVÁVEIS	
GN (Bilhões de m ³)	124,59
LGN (MMBbl)	320,00
RESERVAS POSSÍVEIS	
GN (Bilhões de m ³)	141,59
LGN (MMBbl)	300,00

Fonte: (Petroperu, 1990)

Camisea será capaz de gerar basicamente três produtos: 1) GN 2) Gás liquefeito de petróleo (GLP) e 3) Condensados (C₅+), constituído por uma mistura de nafta, gasolina, querosene e hidrocarbonetos mais pesados.

Em jazidas de gás remotas o esquema de produção mais conveniente é normalmente aquele de maximizar a recuperação das reservas de LGN, as quais podem ser mais facilmente manipuláveis e transportáveis e mostrando geralmente um alto valor de mercado. Nesses casos, injeta-se o GN de volta no campo até que se viabilize sua produção futura. Na Tabela 6.4., apresenta-se uma simulação da produção para o projeto Camisea. Mostra-se a produção diária, anual e acumulada, sendo em cada caso, identificadas as quantidades de GN, GLP e condensados (a coluna LGN mostra a somatória de GLP e Condensados). Verifica-se que, para maximizar a produção de LGN, totalizando, no período de 20 anos, a recuperação de

² Foram identificadas como reservas provadas as que tem uma probabilidade de recuperação igual ou superior a 90%. As reservas prováveis tem probabilidade de recuperação entre 50 e 90%. Nas jazidas descobertas, as reservas possíveis (com menos de 50% de probabilidade de recuperação).

todas as reservas provadas e uma parte das prováveis, deverão ser produzidas grandes quantidades de GN, as quais, não havendo mercado para sua utilização, deverão ser reinjetadas na jazida.

Tabela 6.4. Possível cenário de produção para projeto Camisea

ANO	PRODUÇÃO DIÁRIA				PRODUÇÃO ANUAL				PRODUÇÃO ACUMULADA			
	GÁS	LGN	GLP	COND	GÁS	LGN	GLP	COND	GÁS	LGN	GLP	COND
	MMm3/dia	bis/dia	bis/dia	bis/dia	Bilhões m3/ano	MMbis/ano	MMbis/ano	MMbis/ano	Bilhões m3	MMbis	MMbis	MMbis
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	22,51	61.588,00	28.575,00	33.013,00	8,22	22,48	10,43	12,05	8,22	22,48	10,43	12,05
2	22,54	60.908,00	28.347,00	32.561,00	8,23	22,23	10,35	11,88	16,44	44,71	20,78	23,93
3	22,54	58.825,00	27.592,00	31.233,00	8,23	21,47	10,07	11,40	24,67	66,18	30,85	35,33
4	22,54	56.262,00	26.682,00	29.581,00	8,23	20,54	9,74	10,80	32,90	86,72	40,59	46,13
5	24,95	62.312,00	29.675,00	32.638,00	9,11	22,74	10,83	11,91	42,00	109,46	51,42	58,04
6	30,30	78.476,00	37.774,00	40.701,00	11,06	28,64	13,79	14,86	53,06	138,11	65,21	72,90
7	30,98	79.891,00	39.202,00	40.689,00	11,31	29,16	14,31	14,85	64,37	167,27	79,51	87,75
8	34,24	84.223,00	41.792,00	42.431,00	12,50	30,74	15,25	15,49	76,87	198,01	94,77	103,24
9	34,46	80.752,00	43.334,00	37.418,00	12,58	29,47	15,82	13,66	89,44	227,48	110,59	116,90
10	34,35	80.714,00	43.601,00	37.113,00	12,54	29,46	15,91	13,55	101,98	256,94	126,50	130,44
11	33,53	72.193,00	39.649,00	32.543,00	12,24	26,35	14,47	11,88	114,22	283,29	140,97	142,32
12	32,76	67.057,00	37.974,00	29.083,00	11,96	24,48	13,86	10,62	126,18	307,77	154,83	152,94
13	32,76	65.769,00	40.334,00	25.436,00	11,96	24,01	14,72	9,28	138,14	331,77	169,55	162,22
14	32,76	58.223,00	36.475,00	21.749,00	11,96	21,25	13,31	7,94	150,09	353,03	182,87	170,16
15	34,69	61.610,00	37.350,00	24.261,00	12,66	22,49	13,63	8,86	162,76	375,51	196,50	179,01
16	35,65	63.362,00	37.842,00	25.520,00	13,01	23,13	13,81	9,31	175,77	398,64	210,31	188,33
17	34,66	61.369,00	35.761,00	25.607,00	12,65	22,40	13,05	9,35	188,42	421,04	223,37	197,68
18	34,66	58.946,00	34.523,00	24.424,00	12,65	21,52	12,60	8,91	201,07	442,56	235,97	206,59
19	32,48	53.960,00	32.234,00	21.726,00	11,85	19,70	11,77	7,93	212,92	462,25	247,73	214,52
20	32,28	46.214,00	27.339,00	18.875,00	11,78	16,87	9,98	6,89	224,71	479,12	257,71	221,41

Fonte: (Petroperu, 1990)

6.4. O projeto Camisea

Desde o descobrimento das jazidas de GN em Camisea (1987), têm sido estudadas diferentes opções para seu desenvolvimento, procurando-se identificar uma solução técnica que seja economicamente viável. O governo peruano tem insistido que o projeto deve considerar o transporte e comercialização do GN e do LGN no litoral central do Peru para fornecimento ao mercado interno. No entanto, a concretização desse desejo tem se mostrado difícil. O atendimento ao mercado interno requer investimentos elevados na construção de uma ampla infra-estrutura de transporte, distribuição e comercialização de gás. Além disso, as perspectivas de evolução de mercados domésticos capazes de absorver o gás de Camisea não são animadoras, requerendo um grande esforço de desenvolvimento de mercado e substituição energética.

Em 1998, as negociações entre o governo peruano e o consórcio Shell/Mobil emperraram. As empresas não acreditavam serem capazes de atender aos objetivos impostos pelo governo. Por outro lado, o governo não aceitou as propostas de esquema de produção que procurassem produzir somente os condensados, reinjetando-se o GN (metano+etano) de volta ao campo.

Após vários meses de negociações, Shell e Mobil retiraram-se do projeto e devolveram a concessão do campo para o Estado.

Entre maio de 1999 e dezembro de 2000, o governo peruano, através da Comissão de Promoção de Investimento Privado (COPRI) e do Comitê Especial do Projeto Camisea (CECAM), realizou um leilão público internacional para a escolha de novo investidor interessado no desenvolvimento do projeto.

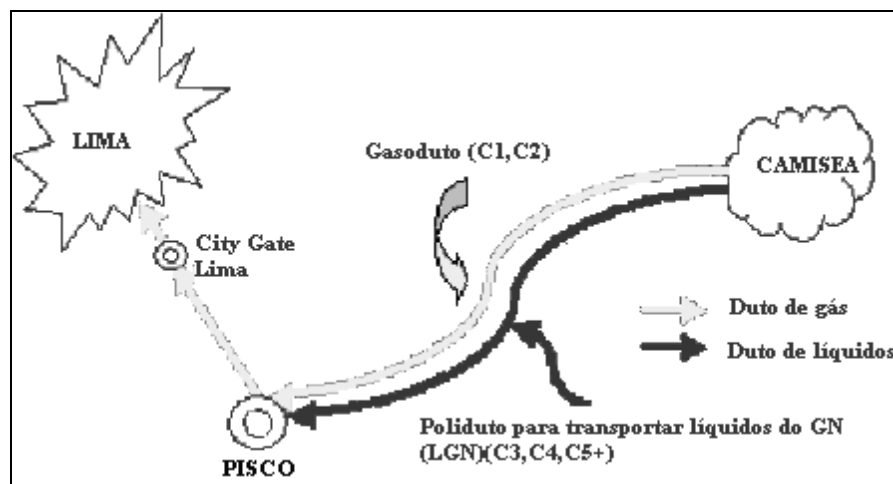
O esquema de desenvolvimento do projeto desenhado pela COPRI e CECAM compreendeu dois módulos, que foram oferecidos para concurso público na modalidade de projeto integral. Foram fixados os objetivos básicos a serem cumpridos e deixados aos investidores a decisão e flexibilidade para escolher os detalhes técnicos para projeto, construção e operação. O primeiro módulo do projeto refere-se ao sistema de produção das jazidas de gás de Camisea. O segundo relaciona-se com o transporte do gás e do LGN desde Camisea até o litoral, incluindo a distribuição do gás em Lima (o principal mercado).

O módulo de produção foi concedido ao consórcio formado pelas empresas Pluspetrol (Argentina), Hunt Oil Co. (USA), SK Corp. (Coreia) e Hidrocarburos Andinos (Argentina). O correspondente contrato de concessão foi assinado em dezembro do 2000. (Copri, 2000). O módulo de transporte do gás e dos líquidos desde Camisea até o litoral, e a distribuição do gás em Lima e Callao, foi entregue ao consórcio formado pelas empresas Techint (Argentina), Pluspetrol (Argentina), Hunt Oil Co. (USA), SK Corp. (Coreia), Sonatrach (Argélia) e Graña e Montero (Peru).

Para atender ao principal mercado (região metropolitana de Lima), o GN e os LGN deverão ser transportados desde Camisea até o litoral central. Será necessário construir dois dutos paralelos, um para o transporte do GN e o outro para o transporte dos LGN. Esses dutos terão extensões respectivas de 680 km e 500 km, sendo que o duto de GN chegará até a cidade de Lima, enquanto aquele de LGN chegará à cidade de Pisco. Ambos deverão atravessar zonas de selva, transpor os Andes, superando alturas de mais de 4500 metros, para finalmente descer pelos terrenos desérticos do litoral. Na cidade de Lima, deverá ser instalada uma rede de dutos para distribuição do gás natural. A figura 6.2 esquematiza essa proposta para o projeto Camisea.

Para a modelagem do presente estudo, tomou-se como referência o projeto proposto pela Perupetro (1990). O sistema é apresentado em detalhe no anexo IV.

Figura 6.2– Proposta técnica para o projeto Camisea



Fonte: (MEM, 2002b)

Segundo o contrato, as instalações deverão ser projetadas estabelecendo-se um sistema em módulos, de tal forma que se a produção de GN se incremente com novos poços de desenvolvimento, devam-se adicionar novos módulos de processamento.

6.5. Potencial do mercado peruano para o gás natural de Camisea

Ao longo dos anos, já foram realizados numerosos estudos sobre o mercado potencial para o gás natural em Lima. Os resultados de tais estudos são considerados aceitáveis, sendo adotados por este trabalho. Serão comentados nos parágrafos que seguem.

6.5.1. Mercados residencial e comercial

Em dezembro de 1999, a população urbana representava 72% da população do país, com cerca de 18 milhões de habitantes. Essa população urbana distribuía-se em cerca de 4,5 milhões de lares. Lima concentra 41,2% da população urbana (7,5 milhões de habitantes em aproximadamente 1,9 milhões de lares). Por essa grande concentração, a maioria dos estudos de mercado para o GN tem se concentrado nos setores residencial, comercial e industrial de Lima e sua área metropolitana.

O gás natural, entrando nesse mercado doméstico, estará competindo com o GLP, o querosene e a eletricidade com diferentes taxas de substituição ao longo prazo. Dessa forma, as principais barreiras de entrada do GN serão o poder econômico do consumidor e a capacidade de investimentos em sistemas de distribuição.

O mercado residencial pode ser avaliado a partir do número de residências. A região metropolitana de Lima tem cerca de 1,9 milhões de residências (admitindo-se que cada residência tem 4 pessoas por lar). O consumo médio por lar pode ser estabelecido da seguinte forma:

- Consumo para cozimento, 0,74 m³/dia.
- Consumo para aquecimento de água, 0,28 m³/dia.
- Não são considerados nem o ar condicionado nem o sistema de aquecimento de ar.

Com essas hipóteses, assume-se um consumo de 30,70 m³/mês por lar. Em termos comparativos, no Rio de Janeiro, uma família média, com quatro pessoas, consome de 30 a 50 m³/mês de GN (cozimento e aquecimento de água). Neste estudo, considera-se um mínimo de 30 m³/mês/lar.

Considera-se também que o gasoduto passará do sul ao norte da cidade. Sendo assim, aproximadamente 20% da população terá possibilidades de acesso ao GN. Dessa forma, tem-se um mercado inicial de 374 mil residências a serem atendidas pelo gás natural canalizado. Isso representa, aproximadamente, um volume total de 11,22 milhões m³/mês ou 0,37 MM m³/dia. Este é o tamanho do mercado residencial para o gás natural em Lima, que deverá ser viabilizado ao longo de um determinado prazo. O prazo para viabilizar a expansão da rede de distribuição depende do número de instalações/dia que a concessionária esteja disposta a executar.

Supondo-se que a taxa média anual de conversão seja de 2% do número de residências, cerca de 623 residências/mês seriam convertidas ao gás natural em Lima. Haveria, portanto, uma taxa de expansão ao consumo de 18,7 mil m³/mês. Convém apontar que a taxa de expansão de 2% é um número arbitrário. O mercado poderá desenvolver-se a taxas maiores ou menores.

Na tabela 6.5, apresentam-se as estimativas do mercado residencial para os primeiros 20 anos do projeto. Mostram-se os valores mínimo, médio e máximo, os quais serão usados na modelagem deste estudo. Consideram-se taxas de expansão de 2% (valor mínimo), 4% (valor médio) e 6% (valor máximo).

A taxa de penetração nas grandes cidades dos países produtores de gás natural, como México, Argentina, Colômbia e Venezuela, varia entre 20% e 60%. A vontade política de desenvolver o mercado do gás natural e de modificar o balanço energético do país poderá levar o Peru a uma taxa de conversão do gás natural superior, da ordem de 4% a 6%.

Tabela 6.5 – Estimativas para o mercado residencial de GN em Lima

Residencial (MMm ³ /dia)			
Ano	Min	Med	Max
1	0,0074	0,0148	0,0221
2	0,0148	0,0295	0,0443
3	0,0221	0,0443	0,0664
4	0,0295	0,0590	0,0885
5	0,0369	0,0738	0,1107
6	0,0443	0,0885	0,1328
7	0,0516	0,1033	0,1549
8	0,0590	0,1180	0,1771
9	0,0664	0,1328	0,1992
10	0,0738	0,1476	0,2213
11	0,0812	0,1623	0,2435
12	0,0885	0,1771	0,2656
13	0,0959	0,1918	0,2877
14	0,1033	0,2066	0,3099
15	0,1107	0,2213	0,3320
16	0,1180	0,2361	0,3541
17	0,1254	0,2508	0,3763
18	0,1328	0,2656	0,3984
19	0,1402	0,2803	0,4205
20	0,1476	0,2951	0,4427

(*) Elaborado pelo autor usando as seguintes fontes:

- (MEM, Ministério de Energia y Minas, 2003)

- (Olade, Cepal, GTZ, 2001), (Olade, HQI, 2001), (Perupetro, 1990)

Se o governo adotar medidas favoráveis ao consumo do gás natural, é possível atingir-se uma taxa de penetração da ordem de 35% no período de vinte anos. O consumo residencial, adotando-se uma taxa anual de conversão de residências de 2%, chegará a 1,00 MMm³/dia no final do mesmo período.

A avaliação do consumo referente ao setor comercial pode ser efetuada em comparação com as cifras reais de consumidores residenciais e comerciais de gás natural em outros países

semelhantes ao Peru. No caso da Colômbia, a razão entre consumo comercial/residencial é de 15%. Considerando-se um cenário de penetração comercial para Lima similar ao das cidades colombianas, o consumo do setor comercial poderá, então, atingir os 0,06 MMm³/dia no final do período de 20 anos. Na tabela 6.6, apresentam-se os valores, mínimo, médio e máximo do setor comercial, os quais serão usados na modelagem deste estudo.

Tabela 6.6 – Estimativas para o consumo comercial de GN em Lima

Comercial (MMm ³ /dia)			
Ano	Min	Med	Max
1	0,0013	0,0026	0,0039
2	0,0026	0,0052	0,0078
3	0,0039	0,0078	0,0117
4	0,0052	0,0104	0,0156
5	0,0065	0,0130	0,0195
6	0,0078	0,0156	0,0234
7	0,0091	0,0182	0,0273
8	0,0104	0,0208	0,0312
9	0,0117	0,0234	0,0352
10	0,0130	0,0260	0,0391
11	0,0143	0,0286	0,0430
12	0,0156	0,0312	0,0469
13	0,0169	0,0338	0,0508
14	0,0182	0,0365	0,0547
15	0,0195	0,0391	0,0586
16	0,0208	0,0417	0,0625
17	0,0221	0,0443	0,0664
18	0,0234	0,0469	0,0703
19	0,0247	0,0495	0,0742
20	0,0260	0,0521	0,0781

(*) Elaborado pelo autor usando as seguintes fontes:

- (MEM, Ministério de Energia y Minas, 2003)

- (Olade, Cepal, GTZ, 2001), (Olade, HQI, 2001), (Perupetro, 1990)

Há outros estudos interessantes que podem ser considerados e apresentados como referência. A empresa Hydro Québec International (HQI) apresenta estimativas mais otimistas para os mercados residencial e comercial conforme mostra a tabela 6.7.

Tabela 6.7 - Mercados residencial e comercial segundo HQI (em MMm³/dia)

2003	2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021	2023
0,06	0,11	0,23	0,40	0,57	0,74	0,91	1,02	1,10	1,16	1,19

Fonte: (Hydro Québec International, HQI, apud: Olade, HQI, 2001)

Por outro lado a própria Shell desenvolveu seus estudos de mercado, estabelecendo mercados residencial/comercial de cerca de 0,71 a 0,85 MMm³/dia para o ano 2010. Bem mais pessimistas são os cenários da Stone & Webster (vide tabela 6.8).

Tabela 6.8 – Consumo de gás natural – residencial e comercial segundo Shell e a Stone & Webster/Flemming (em MM m³/dia)

Segundo Stone & Webster/Flemming	2003 (ano 1)	2010 (ano 8)	2022 (ano 20)
Número de clientes (Residencial)	1,430	22,647	96,831
Número de clientes (Comercial)	224	786	—
Consumo (MMm ³ /dia) Residencial	0,004	0,03	0,12
Consumo (MMm ³ /dia) Comercial	0,01	0,02	0,21
TOTAL	0,014	0,05	0,32
Segundo Shell			
Residencial e Comercial	0,28 a 0,42	0,71 a 0,85	—

Fonte: (Shell; Stone & Webster/Flemming, apud: Olade, HQI, 2001)

6.5.2. O mercado industrial

Os estudos de HQI, Stone & Webster e Shell, referentes ao consumo do mercado industrial, não diferem significativamente. Assume-se uma taxa de penetração, em 2010 de 32% conforme Stone & Webster/Flemming, e de 37% conforme a Shell. Para 2020, uma taxa de 45% é anunciada por Stone & Webster/Flemming (vide tabela 6.9). A avaliação da progressão do consumo feita pela HQI (Tabela 6.10) é mais moderada durante os primeiros anos. Em geral, essas taxas de penetração são consideradas conservadoras.

Tabela 6.9 - O mercado industrial potencial (MMm³/dia)

	2003	2004	2010	2020
S. W./Fleming	1,07	1,50	2,13	3,04
Shell	1,73		2,46	

Fonte: (Shell; Stone & Webster/Flemming, apud: Olade, HQI, 2001)

Tabela 6.10 - Mercado industrial segundo HQI (MMm³/dia)

2003	2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021	2023
0,85	1,27	1,70	1,98	2,27	2,55	2,69	2,83	2,92	2,97	3,03

Fonte: (Hydro Québec International, HQI, apud: Olade, HQI, 2001)

Para efeito da modelagem deste estudo, considera-se uma combinação do consumo estimado por HQI, Stone & Webster/Felming e Shell, assumindo-se uma evolução de mercado ao longo de 20 anos conforme apresentado na tabela 6.11

Tabela 6.11 – Estimativa do mercado industrial para o GN de Lima

Industrial (MMm ³ /dia)			
Ano	Min	Med	Max
1	0,7221	0,8495	0,9769
2	0,9026	1,0619	1,2212
3	1,0831	1,2743	1,4654
4	1,2636	1,4866	1,7096
5	1,4442	1,6990	1,9539
6	1,5645	1,8406	2,1167
7	1,6849	1,9822	2,2795
8	1,8052	2,1238	2,4423
9	1,9256	2,2654	2,6052
10	2,0459	2,4069	2,7680
11	2,1663	2,5485	2,9308
12	2,2264	2,6193	3,0122
13	2,2866	2,6901	3,0936
14	2,3468	2,7609	3,1750
15	2,4069	2,8317	3,2565
16	2,4430	2,8742	3,3053
17	2,4792	2,9167	3,3541
18	2,5032	2,9450	3,3867
19	2,5273	2,9733	3,4193
20	2,5514	3,0016	3,4518

(*) Elaborado pelo autor usando as seguintes fontes: (MEM, Ministério de Energia y Minas, 2003), (Olade, Cepal, GTZ, 2001), (Olade, HQI, 2001), (Perupetro, 1990), (Ramirez, 2000).

6.5.3. Mercado de geração de eletricidade

Como visto em itens anteriores, apesar de representar 52% de capacidade instalada, a geração térmica tem operado em complemento a um sistema hídrico, cuja expansão encontra-se restrita. Em 1999, a capacidade hidráulica assegurou 13,8 GWh. Mantendo-se as capacidades instaladas inalteradas, verificou-se que surgiria rapidamente uma demanda reprimida crescente, cujo atendimento exigiria uma operação mais intensa das termelétricas.

Vários estudos foram realizados com o objetivo de avaliar o consumo de gás natural para geração termelétrica, conforme resumido na Tabela 6.12.

O estudo de Stone & Webster/Fleming menciona que, do conjunto das centrais térmicas de Lima, somente duas turbinas de 150 MW, podem ser convertidas para gás natural, representando um consumo de GN de cerca de 1,42 MMm³/dia.

Tabela 6.12 – Estimativas de consumo de GN da produção termelétrica (MMm³/dia)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2017	2022
AGRA	1,64	2,10	2,38	3,00	3,40	3,82	4,28	5,07	5,44			
SHELL Cenário baixo	2,12	2,15	2,21	2,27	2,72	3,06	3,57	3,91	4,39			
SHELL Cenário alto	2,78	2,78	2,83	2,94	3,45	3,79	4,25	4,64	5,13			
S&W/F Conversão	1,42											
S&W/F Novas centrais			0,85		1,98					2,15	3,23	7,39

Fonte: (Shell; Stone & Webster/Fleming, apud: Olade, HQI, 2001)

No mesmo estudo, Stone & Webster/Fleming, explica que duas novas centrais, de 350 MW cada, seriam necessárias em 2003 e 2005 respectivamente. Outras duas de 150 MW cada em 2006 e 2007³. O consumo das centrais térmicas foi avaliado pela HQI em função de outros estudos já realizados, considerando um crescimento de 2% a partir de 2009.

Tabela 6.13 - O mercado das centrais térmicas, segundo HQI (MMm³/dia)

	2003	2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021	2023
MW Existentes	2x150										
MW Novos	1x350	1x350	1x150	1x150							
MMm ³ /dia	3,00	4,62	5,32	6,00	6,12	6,26	6,37	6,48	6,63	6,77	6,91

Fonte: (Hydro Québec International, HQI, apud: Olade, HQI, 2001)

³ No entanto os consumos de gás em MMm³/dia apresentados em seu estudo (mostrados na tabela 7.8) não correspondem a esse cenário termelétrico. Não foi indicado nenhum consumo para a nova turbina em 2003, e os consumos de gás natural de 2005 e 2007 não correspondem a uma capacidade de 300 MW adicionais.

A dificuldade com tais cenários é que, em geral, não se discute com propriedade as dificuldades que um regime de complementação hidro-térmica impõe à geração termelétrica a gás. Em sistemas isolados, a geração termelétrica a gás, operando na base, viabiliza-se naturalmente na medida em que os investimentos possam ser recuperados.

Contudo, nos sistemas interligados com forte participação hidroelétrica, a inserção de térmicas tende a favorecer o óleo (combustível ou diesel) em detrimento do gás natural. A complementação hidrotérmica, especialmente quando as térmicas operam com baixos fatores de capacidade, não é convergente com a lógica de investimentos de uma indústria de gás nascente, que requer demandas de gás firmes e sustentáveis no longo prazo.

Para a modelagem deste estudo, assume-se, inicialmente, que se estabelecerão políticas consistentes para a geração termoelétrica a gás. Nesse caso, utilizam-se as estimativas da HQI que refletem os resultados dos demais estudos e também as projeções do Ministério de Energia e Minas do Peru. A evolução de consumo de GN no setor elétrico de Lima nos próximos 20 anos é apresentada na tabela 6.14.

Tabela 6.14 – Estimativas de consumo de GN no setor elétrico

Geração de Energia (MMm3/dia)			
Ano	Min	Med	Max
1	2,4013	3,0016	3,6019
2	3,0469	3,8086	4,5704
3	3,6925	4,6157	5,5388
4	3,9757	4,9696	5,9636
5	4,2589	5,3236	6,3883
6	4,5307	5,6634	6,7961
7	4,8026	6,0032	7,2038
8	4,8479	6,0598	7,2718
9	4,8932	6,1165	7,3398
10	4,9498	6,1873	7,4247
11	5,0064	6,2581	7,5097
12	5,0518	6,3147	7,5776
13	5,0971	6,3713	7,6456
14	5,1424	6,4280	7,7136
15	5,1877	6,4846	7,7815
16	5,2443	6,5554	7,8665
17	5,3009	6,6262	7,9514
18	5,3576	6,6970	8,0364
19	5,4142	6,7678	8,1213
20	5,4708	6,8386	8,2063

(*) Elaborado pelo autor usando as seguintes fontes: (MEM, 1998b e 2003), (Olade, Cepal, GTZ, 2001), (Olade, HQI, 2001), (Perupetro, 1990)

No caso da complementação hidrotérmica não ser modificado, assume-se que o setor elétrico tornar-se-á inconsistente para a geração termelétrica a gás. Portanto, a expansão da geração de eletricidade será obtida através de uso mais intensivo das térmicas a óleo já existentes. Haverá modificações no consumo de derivados de petróleo conforme apresentado mais adiante. Além disso, com as térmicas operando com fator de capacidade bem mais elevado, e no sentido de evitar-se que haja uma expansão insustentável de emissões de poluentes nas áreas urbanas de Lima, assume-se que surgirá uma demanda crescente por combustíveis líquidos com muito menor teor de enxofre.

6.5.4. O setor transporte

Em nenhum dos estudos consultados foi considerado o mercado do transporte para o GN. No entanto, a experiência de vários países latino-americanos, incluindo o Brasil demonstra que esse segmento poder ser significativo e mesmo mais rapidamente realizável.

Assim, depois do décimo ano, do cenário de estudo poder-se-ia considerar uma demanda de 1,42 MMm³/dia para este setor. A condição é que se apresente uma diferença importante de preços entre o GNV e os demais combustíveis para transporte como o diesel e a gasolina. Com diferença significativa de preços, o usuário final ficará motivado a efetuar a conversão do veículo. Essa diferença de preços pode ser obtida através de política fiscal apropriada sobre os combustíveis automotores.

Ao serem convertidos ao gás natural, os veículos devem percorrer um número de quilômetros suficiente para recuperar os investimentos. Além disso as empresas de suprimento devem fazer grande esforço na adaptação ou construção de estações de GNV.

O mercado de transporte para o GN pode ser segmentado em duas categorias, o segmento de transporte público pesado envolve, principalmente, as frotas de ônibus urbanos. O segmento de veículos leves considera conversões de automóveis particulares mas prioritariamente aqueles que operam como táxi ou constituem frotas de empresas.

A frota de 5.000 ônibus de Lima consumiria em média 0,08 Mm³/dia por veículo, totalizando 0,38 MMm³/dia. A conversão da frota poderia ser projetada sobre um período de 5 a 6 anos, sendo esse período equivalente à renovação da frota.

Pode-se, igualmente projetar a conversão das frotas de veículos leves e alguns automóveis particulares. Assume-se que dos 700.000 veículos que circulam em Lima, sejam factíveis de converter aproximadamente 50.000 veículos, principalmente táxis e veículos governamentais. Esses representariam um consumo total de gás de 0,85 MMm³/dia no final do período de 20 anos.

Se o governo adotar uma política de incentivo para o uso do GNV, incluindo aumento de impostos sobre a gasolina e eliminação de subsídios para o diesel que abastece o transporte público, o GNV poderá avançar no mercado permitindo diminuir a importação de gasolina e diesel, o que teria um impacto benéfico no balanço comercial nacional. Na tabela 6.15, estimativas do mercado do GNV são apresentadas. No presente trabalho, considera-se a evolução da demanda de GNV conforme apresentada na tabela 6.16, tomando-se como referência as estimativas da HQI.

Tabela 6.15 – Estimativas do mercado do GNV segundo HQI (MMm³/dia)

	2003	2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021	2023
Ônibus	0,03	0,08	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Particular		0,03	0,06	0,11	0,20	0,31	0,42	0,54	0,65	0,76	0,85
TOTAL	0,03	0,11	0,20	0,25	0,34	0,45	0,56	0,68	0,79	0,90	0,99

Fonte: (Hydro Québec International, HQI, apud: Olade, HQI, 2001)

Tabela 6.16 – Estimativa de evolução do mercado de GNV

Transporte (MMm3/dia)			
Ano	Min	Med	Max
1	0,0227	0,0283	0,0340
2	0,0566	0,0708	0,0850
3	0,0906	0,1133	0,1359
4	0,1246	0,1557	0,1869
5	0,1586	0,1982	0,2379
6	0,1812	0,2265	0,2718
7	0,2039	0,2549	0,3058
8	0,2379	0,2973	0,3568
9	0,2718	0,3398	0,4078
10	0,3172	0,3964	0,4757
11	0,3625	0,4531	0,5437
12	0,4078	0,5097	0,6116
13	0,4531	0,5663	0,6796
14	0,4984	0,6230	0,7476
15	0,5437	0,6796	0,8155
16	0,5890	0,7362	0,8835
17	0,6343	0,7929	0,9515
18	0,6796	0,8495	1,0194
19	0,7249	0,9061	1,0874
20	0,7589	0,9486	1,1383

(*) Elaborado pelo autor usando as seguintes fontes:

- (MEM, Ministério de Energia y Minas, 2003)

- (Olade, Cepal, GTZ, 2001)

- (Olade, HQI, 2001)

6.5.5. Indústrias específicas

Além dos diferentes usos do GN, conforme discutido nas seções anteriores, sempre pode-se considerar o papel importante que determinados setores energo-intensivos podem ter na variação de um mercado do gás doméstico.

A seguir, três setores são rapidamente considerados, contudo, assume-se que seu papel é irrelevante em qualquer processo de decisão entre uma planta de GNL ou GTL para absorver o gás de Camisea. Eventualmente, uma análise mais profunda seria necessária.

Produção de Fertilizantes - No campo da produção de fertilizantes, é viável instalar uma Usina de Fertilizantes Nitrogenados, com capacidade competitiva internacional (1000 toneladas/dia), para cobrir o crescente déficit de fertilizantes que se observa no mercado peruano. Essa usina consumiria aproximadamente 1,13 MMm³/dia de gás seco (ou seja, principalmente metano).

A demanda de fertilizantes nitrogenados tem crescido substancialmente, superando a pequena oferta nacional, tornando o país, um grande importador de fertilizantes (Ramirez, 2000).

Produção de Ferro-Esponja - O Peru requer anualmente ao redor de 700.000 toneladas de aço. Sider Peru é a principal empresa siderúrgica do país, tendo sua usina em “Chimbote” onde dispõe do sistema clássico do alto forno (300.000 toneladas/ano), com redução direta por carvão (capacidade 100.000 toneladas/ano). Em 2002, produziu-se 270.000 toneladas de aço. Em médio prazo, pode-se desenvolver uma usina de redução direta, que produza o ferro esponja usando gás natural como agente redutor e combustível. O consumo de GN dependeria da tecnologia a ser usada e da capacidade instalada.

Possibilidades de desenvolvimento da indústria gasquímica - A magnitude atual do mercado petroquímico interno é a correspondente a um país em desenvolvimento, com escassa população economicamente ativa e de baixo poder aquisitivo. Tudo converge a um reduzido consumo per capita de produtos petroquímicos. Em geral, as características do mercado peruano são:

- Baixo desenvolvimento de produtos petroquímicos finais.
- Grandes quantidades de importação de produtos petroquímicos intermediários e finais.
- Baixa capacidade de produção nas usinas instaladas.

Os produtos petroquímicos com mercados potenciais mais significativos seriam: Polietilenos, Policloreto de Vinila (PVC), Acrilonitrila, Ácido tereftálico (PTA), Polipropileno, Poliestireno, Dodecil Benzeno e Borracha SBR.

As possibilidades de desenvolvimento da indústria gasquímica no Peru podem ser incrementadas com o desenvolvimento da jazida Camisea, dado que poder-se-á dispor de matéria prima adequada em qualidade e quantidade suficiente. A porcentagem, de etano no GN é elevada, tornando o gás bastante interessante para a indústria gasquímica. Por outro lado, tanto a planta do GNL como aquela de GTL requerem a extração do etano da corrente do gás. Assim, o etano poderá ser aproveitado em um pólo gasquímico ou reinjetado no campo para o futuro.

Inicialmente seria possível a instalação de uma usina de etileno a partir de etano, da ordem de 200.000 toneladas/ano, que teria um consumo aproximado de 0,57 MMm³/dia e simultaneamente a produção de propileno a partir de propano de 150,000 toneladas/ano, que requereria cerca de 6 Mbpd de propano.

6.5.6. A visão do governo do mercado para o gás natural

O mercado de GN também foi estimado pelo Ministério de Energia para os primeiros nove anos do projeto. Num cenário considerado conservador, assume-se um consumo de gás a partir do segundo ano de cerca de 1,28 milhões de m³ por dia, atingindo-se 2,72 milhões de m³ por dia no décimo ano. A evolução da projeção da demanda por tipo de uso é mostrada na tabela 6.17.

Tabela 6.17 - Projeção da demanda de gás natural no mercado peruano (MMm³/dia)

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Residencial e Comercial(Lima Metropolitana)		0,03	0,06	0,11	0,14	0,16	0,19	0,20	0,22	0,24
Indústrias		0,85	1,27	1,70	1,98	2,27	2,55	2,69	2,83	2,92
Usinas		3,00	4,62	5,32	6,00	6,12	6,26	6,37	6,48	6,63
Transporte		0,03	0,11	0,20	0,25	0,34	0,45	0,57	0,68	0,79
TOTAL		3,94	6,12	7,45	8,64	9,29	10,00	10,53	11,02	11,44

Fonte: (MEM, Plan Referencial de Energia, 2001)

Segundo este estudo a demanda de GN estaria concentrada principalmente na geração de eletricidade, no uso industrial e na mineração. Segundo o MEM, o primeiro ano, 54% do consumo de GN seria para geração de energia elétrica, declinando essa participação para 36% a partir do nono ano. O abastecimento de gás para a indústria requererá, a construção de uma rede de distribuição dentro da área metropolitana de Lima. A penetração no setor industrial poderia ser facilitada devido a uma grande concentração no consumo potencial em poucas empresas. Segundo o MEM, o gás substituiria principalmente o óleo combustível. O volume total de consumo de gás esperado no setor industrial é o resultado da demanda acumulada das

companhias individuais que decidirão trocar seus equipamentos para consumir GN, baseados nos atrativos do gás expressados em termos de preço, custos, investimento, custos de operação, disponibilidade, etc.

O usuário do combustível líquido não mudará para o gás por simples vontade, a menos que encontre tal mudança economicamente atrativa, ou seja, a mudança para gás deve, antes de tudo, economizar-lhe dinheiro. A premissa aqui utilizada é que o tamanho final do mercado do gás, dependerá do quão competitivo seja seu preço com relação aos demais combustíveis, principalmente aos óleos industriais.

Como vimos anteriormente, a indústria do Peru encontra-se concentrada no litoral, em particular na região metropolitana de Lima. Essa concentração geográfica e o reduzido número de clientes consumidores podem facilitar a penetração do gás, pois as infra-estruturas necessárias são menores. Contudo, a oligopolização do consumo pode dificultar o estabelecimento de contratos de compra de gás que sejam suficientemente atrativos para remunerar a construção da cadeia de gás. Os consumidores desejam flexibilidades de suprimento normalmente incompatíveis com as necessidades da indústria do gás. Havendo poucos consumidores os riscos aumentam, pois a perda de um único consumidor pode acarretar grandes perdas para toda a cadeia do gás.

Depois da cidade de Lima, a região sul do Peru apresenta-se como um mercado potencial possível. No entanto, a análise do mercado industrial para o gás mostra resultados pequenos. Só seria viável desenvolver algumas indústrias que elevariam o consumo de gás ao redor de 0,3 MMm³/dia no ano 5 com possibilidades de duplicá-lo no ano 15.

Segundo o MEM, no setor elétrico o desenvolvimento da jazida de Camisea determinará uma utilização mais intensiva do gás, apoiando um tipo de geração não somente de ponta, como é de costume para as centrais termelétricas, como também com possibilidades de semi-base e base.

A incursão do gás modificaria a atual relação entre geração térmica e hidráulica no sistema interconectado peruano. A relação entre geração térmica e hidráulica é de 14% (2002). No ano 5 esta relação poderia chegar a ser de 35 a 40%.

6.5.7. Resumo das estimativas de consumo de gás natural

Na Tabela 6.18 apresenta-se o resumo do potencial de mercado para o gás natural elaborado para a região metropolitana de Lima pela HQI. E na tabela 6.19 apresentam-se os valores estimados e usados na modelagem deste estudo para um período de vinte anos.

É importante observar que as previsões do governo indicados para o projeto inicial básico de Camisea aportam um consumo total de 12,74 MMm³/dia. Esse número é possível de ser obtido no cenário de consumo máximo e a partir do décimo - quarto ano do período de estudo. O governo sugere um período de sete anos para consolidação desse mercado. Será difícil, nas atuais condições que vive o país, alcançar, desde o primeiro ano de operação do gasoduto, um consumo de 7,08 MMm³/dia. Considerando os três cenários da tabela 6.19, esse volume somente será obtido no terceiro (max), quinto (méd), e nono (min) ano do projeto. Mesmo assim, o governo peruano ainda teria que preparar uma política bastante agressiva e focada no desenvolvimento dos mercados de gás natural, motivando-se consumidores a realizar os investimentos necessários para adequar-se ao GN e garantir a materialização das demandas previstas.

Tabela 6.18 - Consumo total previsto na região de Lima segundo o HQI (MMm³/dia)

	2003	2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021	2023
Res. e Com.	0,06	0,11	0,23	0,40	0,57	0,74	0,91	1,02	1,10	1,16	1,19
Industrial	0,85	1,27	1,70	1,98	2,27	2,55	2,69	2,83	2,92	2,97	3,03
Geração Elétrica	3,00	4,62	5,32	6,00	6,12	6,26	6,37	6,48	6,63	6,77	6,91
Transporte	0,03	0,11	0,20	0,25	0,34	0,45	0,56	0,68	0,79	0,90	0,99
TOTAL	3,94	6,12	7,45	8,64	9,29	10,00	10,53	11,02	11,44	11,81	12,12

Fonte: (Hydro Québec International, HQI, apud: Olade, HQI, 2001)

Tabela 6.19 – Estimativa de evolução do consumo total de GN em Lima

Consumo total (MMm3/dia)			
Ano	Min	Med	Max
1	3,1547	3,8968	4,6389
2	4,0235	4,9760	5,9286
3	4,8923	6,0553	7,2182
4	5,3987	6,6815	7,9642
5	5,9050	7,3076	8,7102
6	6,3285	7,8347	9,3408
7	6,7521	8,3618	9,9715
8	6,9604	8,6198	10,2792
9	7,1687	8,8779	10,5870
10	7,3997	9,1642	10,9288
11	7,6306	9,4506	11,2706
12	7,7901	9,6520	11,5140
13	7,9496	9,8534	11,7573
14	8,1090	10,0549	12,0007
15	8,2685	10,2563	12,2441
16	8,4152	10,4435	12,4719
17	8,5619	10,6308	12,6997
18	8,6966	10,8039	12,9112
19	8,8313	10,9770	13,1227
20	8,9547	11,1360	13,3172

(*) Elaborado pelo autor usando as seguintes fontes:

(MEM, Ministério de Energia y Minas, 2003), (Olade, Cepal, GTZ, 2001), (Olade, HQI, 2001), (Perupetro, 1990) (Ramirez, 2000).

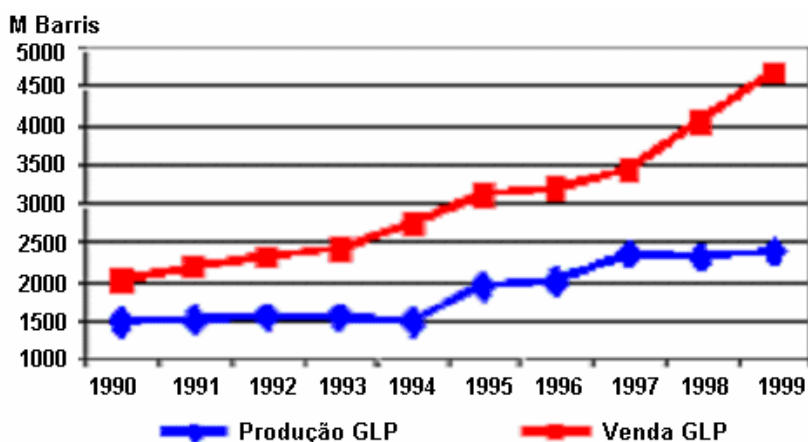
6.6. Breves comentários sobre o potencial do mercado peruano para hidrocarbonetos líquidos

6.6.1. Mercado de GLP

Os usos do GLP devem aumentar, evidenciando a conveniência de fornecer este produto aos setores residencial, comercial e industrial do país, substituindo outros hidrocarbonetos líquidos, querosene e a lenha, e sem ter de investir em infra-estrutura de gás natural no curto prazo. Assume-se que a exportação de GLP não será viável no curto prazo, devido a desvantagens de preço em relação a outros grandes países produtores que têm uma melhor posição geográfica em respeito aos mercados internacionais. A análise conjunta mostra a conveniência de priorizar o mercado doméstico e, em especial, a região metropolitana de Lima.

Em 1999, A produção de GLP nas refinarias foi de 2,4 milhões de barris equivalentes a 3,3% da produção dos derivados. Contudo, os volumes de GLP comercializados representaram, no mesmo ano, 6,2% da comercialização dos derivados líquidos. Isso indica que o Peru importou cerca de 49,8% da sua necessidade interna.

Figura 6.3– Produção e venda de GLP



Fonte: (OLADE, HQI, 2001)

Do consumo anual de GLP, cerca de 26,38% é realizado pelo setor residencial/comercial (0,73 MMm³/ano), ficando o setor mineiro-metalúrgico com a fração residual. Esse volume equivale a 0,52 MMm³/ano de gás natural, ou 1,45 Mm³/dia de gás natural.

Em princípio o GLP procedente da jazida de Camisea deverá cobrir o déficit deste combustível, o qual está em torno aos 2,5 milhões de barris. Mas, aproximadamente 23% da demanda de GLP deverá ser substituído por o GN. Por outro lado, o GLP passará a substituir o Querosene.

Uma estimativa da produção de GLP é apresentada na tabela 6.20, esta foi elaborada em função às simulações feitas pela Perupetro (1990), esses são os valores que serão usados na modelagem deste trabalho.

Tabela 6.20 – Estimativa de produção de GLP

Produção de GLP (Barris/dia)			
Ano	Produção Mínima	Produção média	Produção Máxima
1	14700	19600	24500
2	14550	19400	24250
3	14175	18900	23625
4	13725	18300	22875
5	15225	20300	25375
6	19350	25800	32250
7	20100	26800	33500
8	21450	28600	35750
9	22200	29600	37000
10	22350	29800	37250
11	20325	27100	33875
12	19500	26000	32500
13	20700	27600	34500
14	18750	25000	31250
15	19200	25600	32000
16	19425	25900	32375
17	18375	24500	30625
18	17700	23600	29500
19	16575	22100	27625
20	14025	18700	23375

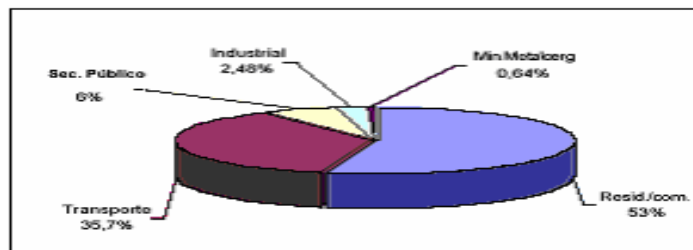
(*) Elaborado pelo autor usando as seguintes fontes:

(MEM, Ministério de Energia y Minas, 2003), (Olade, Cepal, GTZ, 2001), (Olade, HQI, 2001), (Perupetro, 1990).

6.6.2. Mercado de querosene

A comercialização da produção de querosene das refinarias representou 10% da produção de derivados. A média do período foi de 5 milhões de barris. Com pequenas variações, a produção e o consumo estão com tendência declinante. Entre 1990 e 1999, a produção foi reduzida em 13,85% e o consumo em 17,2%. O consumo representa em 1999 a segmentação mostrada no Figura 6.4

Figura 6.4 – Mercado de querosene



Fonte: (OLADE, HQI, 2001)

O setor residencial/comercial representa 53% da demanda. É esta fatia que deverá ser substituída com o GLP. Juntos, os setores residencial/comercial e o setor público, totalizam um consumo de 0,46 MMm³/ano de querosene (1999). O mercado de GLP aumentou no período 1990 a 1999 com uma taxa média de 10% anual, enquanto o mercado de querosene caiu a uma taxa média de 2,21%, conclui-se que o GLP substituiu o querosene muito lentamente. A hipótese do processo de substituição é que o GLP desloca o querosene e o gás natural desloca o GLP.

Na tabela 6.21 apresentam-se os valores estimados de condensados que a jazida de Camisea estará em condições de fornecer ao mercado (Perupetro,1990). Da mesma forma que o GLP, estes são os valores que serão usados na modelagem.

Tabela 6.21 – Estimativa de produção de condensados

Produção de Condensados (Barris/dia)			
Ano	Produção Mínima	Produção média	Produção Máxima
1	25920	32400	38880
2	25520	31900	38280
3	24480	30600	36720
4	23200	29000	34800
5	25600	32000	38400
6	31920	39900	47880
7	31920	39900	47880
8	33280	41600	49920
9	29360	36700	44040
10	29120	36400	43680
11	25520	31900	38280
12	22800	28500	34200
13	19920	24900	29880
14	17040	21300	25560
15	19040	23800	28560
16	20000	25000	30000
17	20080	25100	30120
18	19120	23900	28680
19	17040	21300	25560
20	14800	18500	22200

(*) Elaborado pelo autor usando as seguintes fontes:
(MEM, Ministério de Energia y Minas, 2003), (Olade, Cepal,
GTZ, 2001), (Olade, HQI, 2001), (Perupetro, 1990).

6.7. Mercados internacionais para o GN de Camisea

O mercado do gás natural está limitado quase exclusivamente aos países de economia desenvolvida como os Estados Unidos da América, Europa e Japão, os quais são abastecidos

por grandes exportadores como a URSS, Canadá, Noruega e o Norte da África além de vários produtores de GNL, dominam o mercado asiático.

Os países menos desenvolvidos, com escassos recursos necessários para o desenvolvimento deste tipo de energia, encontram grandes dificuldades para instalar uma indústria de gás própria. Com efeito, a falta de áreas industrializadas e centros urbanos densamente povoados freqüentemente inviabiliza, grandes investimentos em infra-estrutura de transporte e distribuição de gás.

Existe um desequilíbrio entre reservas e consumo de gás nos países desenvolvidos, os quais detêm 15% das reservas mundiais de gás, mas representam 45% do consumo mundial. Tal desequilíbrio tem criado déficits crescentes, incitando o desenvolvimento de um comércio internacional de gás. Integrações entre países serão imprescindíveis para o crescimento da indústria do gás nos próximos anos.

No entanto, existe um débil sistema internacional de transporte que ainda obriga que o alto percentual da produção total de gás seja consumido localmente. Por isso mesmo, o comércio internacional de gás só representa 13% da demanda mundial total, contra 46% no que se refere ao petróleo e seus derivados. Além disso, três quartas partes desse gás comercializado internacionalmente foi transportado por meio de gasodutos, enquanto que o restante ocorreu através de embarques de GNL.

No caso do Peru, a avaliação das reservas indica que mesmo com o desenvolvimento do mercado local conforme deseja o governo, haveria possibilidades para a exportação do GN aos mercados internacionais a partir da produção de Camisea.

Analisando-se a tendência do abastecimento e demanda por gás natural dos principais países consumidores que poderiam representar mercados atrativos para o gás do Peru, observa-se que há apenas duas possibilidades. A primeira encontra-se dentro da América do Sul, através de gasodutos, para o Norte e Centro Oeste do Brasil. A discussão sobre esta estratégia está documentada em Carrera (1998), e foge do escopo deste trabalho. A segunda possibilidade, usando a tecnologia GNL ou GTL, para a exportação de GN à costa oeste dos Estados Unidos.

Existem outros mercados, como o Japão e o Sudeste Asiático, mas, serão aqui descartados. Seria muito difícil o acesso a esses mercados devido à concorrência com grandes produtores da região Ásia/Pacífico, os quais encontram-se localizados a distâncias menores e chegam aos portos de desembarque com preços mais atrativos. Por exemplo, a grande distância entre o porto do Callao no Peru e o de Yokohama no Japão, de aproximadamente 8561 milhas náuticas, eleva o custo do transporte e o preço final do produto, quando comparado com outros fornecedores.

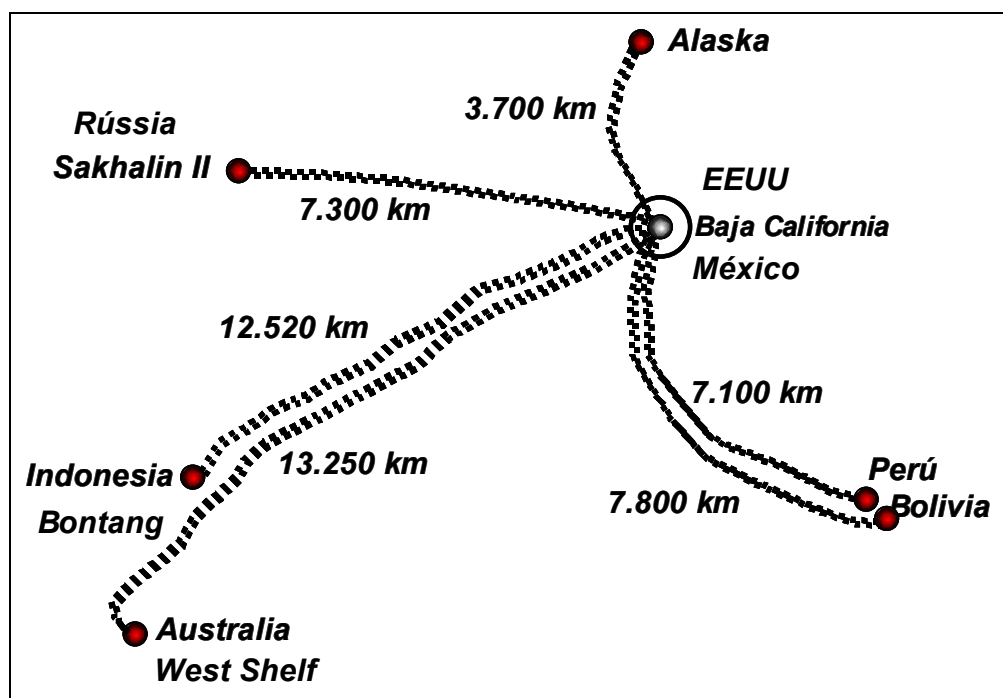
6.7.1. Potencial de mercado de GNL nos Estados Unidos da América

Há uma tendência ao aumento da demanda deste combustível nos Estados Unidos, e as importações que vêm efetuando podem não ser suficientes, requerendo, também importar de outras fontes. As importações de 1988 a 2000 cresceram a uma taxa de 9,47% (Todaro, 2001), chegando no ano 2000 a um volume de 107 MMm³. Canadá, México, Trindade e Tobago, Algeria, Catar, Nigéria, Oman, Austrália, Indonésia e Emirados Árabes Unidos são seus fornecedores principais.

No longo prazo, os Estados Unidos da América terão que recorrer a importações de GNL da Venezuela, Argélia e outras fontes para a zona do Atlântico, ficando o mercado da costa oeste para ser abastecido por fornecedores do Pacífico Sul como pode ser desde o Peru, Bolívia ou a própria Alaska. Além destes há outros países tentando atingir este mercado, no entanto, o Peru apresenta a menor distância em termos de milhas náuticas ou km (vide figura 6.5) depois de Kenai na Alaska.

O terceiro país com potencial de exportação para os EU é a Rússia que desde Sakhalin tem 7300 km, seguido da Bolívia (Tarija), Indonésia (Bontang) e Austrália (West Shelf) (vide figura 6.5).

Figura 6.5- Oferta de GN para os Estados Unidos



Fonte: (Gandarillas, M.; Lohman M., 2002)

Nos EUA, os preços têm oscilado entre 2,15 e 5,00 US\$/MMBtu (vide tabela 6.22) para as importações de GNL e o GN no mercado spot tem ficado na faixa de 2,08 e 4,32 US\$/MMBtu.

Tabela – 6.22 – Preços do GN nos Estados Unidos (\$/MMBtu)

	1998	1999	2000	2001
Canada	\$1.91	\$2.18	\$3.90	\$4.36
Importações GNL*	2.31 – 2.84	2.15 – 2.69	2.73 – 3.93	3.29 – 5.00
Mercado Doméstico/ Henry Hub**	2.08	2.27	4.32	3.98

Fonte: (DOE, 2003)

Para ser viável um projeto de GNL do Peru para os EUA, os produtores tem que negociar as cláusulas de preços nos contratos do GNL baseando-se em seus *netbacks* para a fonte ou usinas de ex-liquefação. Uma análise do valor de *netback* para a fonte mostra que o GNL do Peru colocado no mercado norte-americano é viável, os preços da cadeia são apresentados na

tabela 6.23. Nestas condições o preço do GNL nos EU estaria entorno de 3,70 US\$/MMBtu, sendo que o preço do GN na boca de poço estaria na faixa de 0,5 US\$/MMBtu

Tabela 6.23 – Valores da Cadeia de GNL para determinação do *net back*

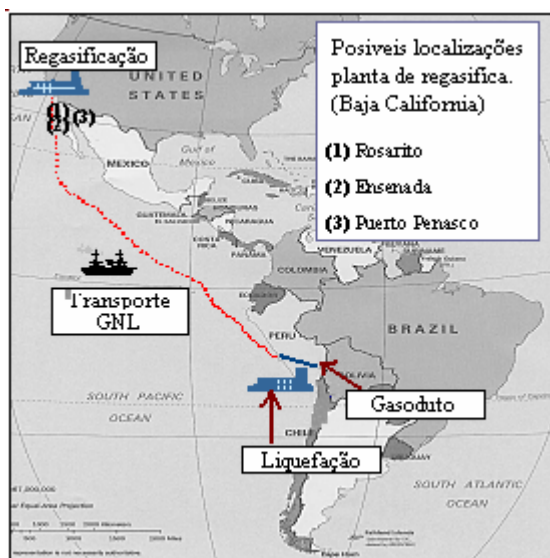
Componente	US\$/MMBtu
Preço GN – Produtor	US\$ (0,50)
Transporte – Dutos	US\$ (0,50)
Liquefação	US\$ (1,00)
Transporte – Navios GNL	US\$ (1,20)
Regasificação	US\$ (0,50)
Custo Total	US\$ (3,70)

Elaborado pelo autor usando as seguintes fontes:

(EIA, 1997), (Yonghun, J., 2003), (Faid, M., 1995), (University of Houston, 2003), (U.S. DOE, Office of fossil energy, <http://www.fe.doe.gov>).

As possíveis localizações da planta de regasificação, seriam, Rosarito, Ensenada ou Puerto Penasco, todas localizadas na Baja Califórnia. Destes lugares seria possível fornecer GN aos Estados Unidos e ao México (vide Figura 6.6).

Figura 6.6 – Possíveis localizações de plantas de regasificação



Fontes: (Gandarillas, M.; Lohman, M.; 2002), (Mercados Energéticos, 2001).

O projeto teria uma capacidade de produção de 14 MM m³/dia, aproximadamente 5 bilhões de m³ ano. A distância a ser percorrida pelos navios é de 7100 km, sendo que o investimento total seria de 2.660,00 milhões de US\$. O detalhe dos investimentos é apresentado na tabela 6.24.

Tabela 6.24 – Investimentos cadeia de GNL

Componente	Milhões de US\$
Liquefação (usina e terminal)	1.100,00
Transporte (navios de GNL)	960,00
Regasificação (usina e terminal)	600,00
Investimento Total	2.660,00

Elaborado pelo autor usando as seguintes fontes:

(EIA, 1997), (Yonghun, J., 2003), (Faid, M., 1995), (University of Houston, 2003), (U.S. DOE, Office of fossil energy, <http://www.fe.doe.gov>).

Na tabela 6.25 apresentam-se os valores estimados de produção de GN (em MMm³/dia e MMBtu/ano) para a exportação usando a tecnologia GNL, bem como a venda de gás (em MMBtu/ano). Ambos valores, produção e venda, são usados na modelagem do presente trabalho.

Tabela 6.25 – Produção e venda de gás, usando a tecnologia GNL

Produção (MM m3/dia)			
Ano	Min	Med	Max
1	14,00	14,00	14,00
⋮			
⋮			
20	14,00	14,00	14,00

Produção (MM Btu/ano)			
Ano	Min	Med	Max
1	171.670.519,61	180.705.810,12	189.741.100,62
⋮			
⋮			
20	171.670.519,61	180.705.810,12	189.741.100,62

Venda de gás usando tecnologia de transporte GNL (MM Btu/ano)			
Ano	Min	Med	Max
1	151.070.057,26	159.021.112,90	166.972.168,55
⋮			
⋮			
20	151.070.057,26	159.021.112,90	166.972.168,55

(*) Elaborado pelo autor usando dados das seguintes fontes:

(Sen, 2002 and 2003), (Durbán, 2003), (Poruban, 2002), (DOE, 2003), (Ryan, R., Bowkley, C., Baruch, P., 2001), (Gandarillas, M., Lohman M., 2002), (JPEngenharia, 1992), (EIA, 1997), (Tomas, 1997).

O Peru poderia negociar qualquer escala ou indexação que achasse razoável e competitiva. O produtor fixaria o preço a partir dos mercados americano e europeu, e a indexação seria baseada nos combustíveis alternativos. A percentagem de cada combustível na indexação poderia variar de acordo com a competição dos combustíveis, e poderia tentar incluir os preços do gás produzido em seu território, junto com outros combustíveis (carvão e gasolina). O preço seria ajustado periodicamente; a frequência depende dos termos do contrato, mas não seria menos do que a cada seis meses.

6.7.2. Implantação de uma planta de GTL para exportação de hidrocarbonetos líquidos

As dificuldades associadas com a exportação de GN via dutos ou transporte do GN via GNL podem ser superadas através da conversão química de gás para líquidos (*Gas to liquids*). Quantidades importantes podem ser convertidas para produtos líquidos e disponibilizados para mercados distantes da produção local através de sistemas de transporte convencionais. A geração destes produtos líquidos pode ser particularmente atraente para países em desenvolvimento, visto que minimiza o investimento em infra-estrutura de transporte e gera interesse em capital privado.

Hidrocarbonetos líquidos e outros produtos de petróleo são mais baratos de transportar, estocar e distribuir para grandes mercados. Estes podem ser transportados por dutos já existentes, caminhões ou navios tanque, ou até misturado com óleo cru, bem como utilizando o fluxo de outros produtos. Além disso, nenhum contrato ou concessão especial é requerido para sua venda na maioria dos mercados acessíveis.

Parte-se da premissa básica discutida anteriormente, onde o Peru deve garantir o consumo interno durante no mínimo 20 anos. Novamente, podemos afirmar que haveria quantidade suficiente de GN para a implantação de uma planta de GTL.

As plantas de GTL podem se dividir em pequenas (até 5000 bpd), médias (entre 5.000 e 50.000 bpd) e grandes (maiores a 50.000 bpd). Para a construção de uma planta grande (50.000bpd) a reserva deverá garantir entre 102 e 140 Bilhões de m³ no período de 20 anos. Sendo o consumo por dia de aproximadamente 14 MM m³/dia.

No caso do Peru, a avaliação das reservas nos indica que haveria possibilidades para a implantação de uma usina de GTL de grande porte (até 50.000 bpd), sendo que o Peru poderia desenvolver e usar as reservas de gás por 20 anos (segundo nossos cálculos, o Peru consumiria em 20 anos, aproximadamente 68,01 Bilhões de m³ ou o 38% das reservas provadas), e utilizar os 113,20 Bilhões m³ num projeto grande de GTL, utilizando neste projeto ao redor de 14 MMm³/dia durante 20 anos.

Estimamos que a planta de GTL desta capacidade (50.000 bpd), precisaria de aproximadamente US\$ 34.000,00 por bpd de capacidade. Ou seja, aproximadamente 1.7 bilhões de dólares americanos. O detalhamento dos investimentos e apresentado na tabela 6.26

Tabela 6.26 – Investimentos para uma planta de GTL no Peru

Instalações e unidades principais	Capital de invest., US\$ milhões
Exclusivo da Op. Unitária	
Unidade de tratamento de gás	120
Unidades de separação de ar	230
Unidade de Syngas	180
Reatores Fischer-Tropsch	220
Un. de separação de produtos	190
Não exclusivo da Op. Unitária	
Utilidades e Instalações comuns	360
Total de Cap. Inv. depreciável.	1,300
Taxa para Licenças	75
Catalisador e prod. Quím. Iniciais	60
Comissionamento e Partida	40
Total inicial cap. inv. (TICI)	1,475
Contingenciamento (em 15% do TICI)	225
Total de capital do investimento	1,700
Invest. de capital/barril de capacidade diária: US\$1,700,000,000/50.000bpd = US\$ 34,000/bpd.	

Fontes: (International Gas Report, July 23, pag. 4 – 5, 2001), (Samsam Bakhtiari, 2001)

Os produtos gerados nesta planta seriam exportados para os Estados Unidos e México, onde há demanda por combustíveis livres de poluentes. Na tabela 6.27 apresentam-se os barris por ano produzidos e o consumo necessário de GN em MMBtu/ano que requer a planta de 50.000 bpd.

Tabela 6.27 – Produção de GTL e consumo de GN

Produção (barris/ano)			
Ano	Min	Med	Max
1	17.337.500,00	18.250.000,00	19.162.500,00
⋮			
⋮			
20	17.337.500,00	18.250.000,00	19.162.500,00

Consumo de GN da planta de GTL (MMBtu/ano)			
Ano	Min	Med	Max
1	171.670.519,61	180.705.810,12	189.741.100,62
⋮			
⋮			
20	171.670.519,61	180.705.810,12	189.741.100,62

(*) Elaborado pelo autor usando dados das seguintes fontes:

(Ghaemmaghami, Clarke, 2001), (Schubert, Bayens, Weick, 2001b), (Weeden, 2001), (Moritis, 1999), (Couvaras, 1999), (Gandarillas, M., Lohman M., 2002), (Corke, 1998), (Arthur D. Little Study, 1998), (Brkic, D., Verghese, J., 1998), (DTI, 2001), (Venkataraman, Driscoll, Guthrie, Avellanet, 1998).

6.8. Preços e políticas para o GN de Camisea

A formação de preços do gás determina-se basicamente através dos conceitos de preço baseado na demanda e preço de oferta. O preço em função da demanda será baseado no preço máximo que o comprador está disposto a pagar. O preço de oferta do produtor é definido como o preço mínimo baseado em critérios econômicos e que compreenda a soma de todos os custos incorridos no desenvolvimento da cadeia de GN. Os parâmetros que mais influenciam no custo de oferta do gás são: a localização dos jazidas, a dimensão das reservas, a razão produção/reservas, tipos de reservas (gás associado ou não associado), composição do gás, tarifas de transporte, nível de demanda e duração do período de produção. Do anteriormente indicado depreende-se que a comercialização do gás natural somente será possível na medida em que seu preço de demanda exceda ao preço de oferta.

A política de fixação de preços para a substituição de combustíveis líquidos por gás natural deve ser diferenciada para cada setor. Pode ser estabelecido que cada cliente e/ou setor pague uma quantidade próxima ao preço do combustível substituído. Esta política deverá ter em conta tanto o preço do combustível substituído pelo gás natural, como as vantagens de rendimento obtidas através de sua utilização.

Para efeitos de nossa modelagem, o preço do gás será atrelado ao preço do Fuel Oil 180 cts (conhecido no Peru como Petróleo Residual Nro. 6), o qual assumimos que equivale ao 80% do petróleo internacional, descontado um frete por transporte de 1,50 US\$. (a conversão calorífica usada é de 1 barril de Fuel Oil = 6 MMBtu), como apresentado na seguinte fórmula:

$$\text{Preço GN} = \{80\% * \text{Preço petróleo internacional em US\$/MMBtu}\} - 1,50 \text{ (US\$/MMBtu)}$$

Os preços dos condensado serão calculados como 20% acima do preço do petróleo internacional do qual tiraremos um frete de 1,50 US\$/Barril, como apresentado a seguir:

$$\text{Preço Condensado} = \{1,20 * \text{Preço petróleo internacional}\} - 1,50 \text{ (US\$/Barril)}$$

E para o preço do GLP será considerado 75% do valor do preço internacional do petróleo do qual serão descontados 4 US\$/Barril por conceito de frete:

$$\text{Preço GLP} = \{0,75 * \text{Preço petróleo internacional}\} - 4,00 \text{ (US\$/Barril)}$$

Nos mercados internacionais (países da Europa, América e Oceania) os preços pagos ao produtor variam entre 0.5 e 1.85 US\$/MMBTU, dependendo das condições de produção de cada país e/ou de cada região de um mesmo país. O preço fixado a base da demanda é o valor econômico medido pelo custo de oportunidade como substituto do *Fuel Oil 180 cts* ou *diesel low sulphur*. Estima-se que para um preço do petróleo cru de 20.0 US\$/Barril o *Fuel Oil* estará em 14.5 US\$/Barril, ou seja, 2.42 US\$/MMBTU.

Para estimar estes preços, tomar-se-á como referência o preço do petróleo cru tipo WTI (West Texas Intermediate) como preço base, por se tratar de um tipo de petróleo referencial conhecido internacionalmente. Para a modelagem foram levados em conta as projeções feitas pela “Energy Information Administration (E.I.A)” do departamento de energia dos EU.

Tabela 6.28 – Projeções preço do petróleo (US\$/barril)

Cenário	2005	2010	2015	2020
Mínimo	29,56	30,01	30,44	30,58
Médio	22,73	23,36	24,00	24,68
Máximo	17,41	17,64	17,64	17,64

Fonte: (EIA, 2003a)

Os cenários de preços se baseiam em supostos relacionados com a produção nos países da OPEP: alta produção no caso dos preços baixos e baixa produção no caso dos preços altos; refletindo a intenção dos países da OPEP, de manter o preço da cesta de petróleo entre US\$ 22/barril e US\$ 28/barril. É considerado também um crescimento otimista da economia nos países em desenvolvimento, principalmente das economias dos países asiáticos.

As projeções consideram um incremento da produção mundial pela exploração e produção de grandes reservas de petróleo ainda não exploradas, como as existentes na Rússia e as últimas descobertas de reservas *off-shore* na Nigéria, bem como os planos de expansão da capacidade de produção da Venezuela. É considerado que estes projetos, entre outros, fornecerão a crescente demanda por petróleo; e considerado também que a produção do Iraque não estará a 100% da sua capacidade.

De outro lado, é considerado também que o fator tecnológico gerará uma tendência à baixa no preço do petróleo, isto porque melhorarão as técnicas de extração e haverá equipamentos mais eficientes que permitirão poupar energia (Annual, Energy Outlook, 2002).

Na tabela 6.29 apresenta-se a evolução dos preços de petróleo cru (FOB) e derivados no mercado peruano entre 1993 e 2001. E na tabela 6.30 apresentamos a projeção destes combustíveis até o ano 2012.

**Tabela 6.29 – Preços de Petróleo Cru e Derivados comercializados no Peru
(US\$/Barril)(*)**

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
WTI	18,5	17,2	18,4	22,2	20,6	14,4	19,3	30,3	25,9
Crudo Exp	11,9	12,4	14,4	17,4	15,1	8,8	14,3	22,8	17,3
Crudo Imp	16,0	15,4	16,9	20,3	17,6	11,3	16,8	27,1	21,2
Gasolina	21,3	20,0	21,3	25,1	24,7	17,4	22,0	35,0	31,1
Diesel	22,5	22,5	20,4	25,3	23,0	16,5	20,6	34,5	29,8
Kero/Turb	22,2	20,6	20,7	25,5	23,5	20,0	21,5	35,6	30,4
Residual	14,6	14,4	15,0	17,9	16,5	13,5	14,6	26,0	21,7
GLP	14,2	13,4	14,6	18,5	17,1	11,9	15,5	26,1	21,3

Fonte: (MEM, 2002c)

(*) Preços FOB na Costa Oeste dos EU.

**Tabela 6.30 – Projeção dos Preços de Petróleo Cru e Derivados comercializados no Peru
(US\$/Barril)(*)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
WTI (**)	22,4	22,6	22,7	22,9	23,0	23,1	23,2	23,4	23,5	23,6
Crudo Exp	14,4	14,6	14,7	14,8	14,9	15,0	15,1	15,2	15,3	15,4
Crudo Imp	18,0	18,2	18,3	18,4	18,6	18,7	18,8	18,9	19,0	19,1
Gasolina	27,0	27,3	27,4	27,6	27,7	27,9	28,0	28,1	28,3	28,4
Diesel	25,7	25,9	26,1	26,2	26,4	26,5	26,7	26,8	27,0	27,1
Kero/Turb	26,6	26,8	27,0	27,1	27,2	27,4	27,5	27,6	27,8	27,9
Residual	18,7	18,9	19,0	19,1	19,2	19,3	19,4	19,5	19,6	19,7
GLP	18,1	18,3	18,4	18,5	18,6	18,8	18,9	19,0	19,1	19,2

Fonte: (MEM, 2002c)

(*) Preços FOB na Costa Oeste dos EU

(**) Fonte: WTI, cenário referencial, Annual Energy Outlook 2002. Energy Information Administration.

Na tabela 6.31 apresentam-se as estimativas do preço do petróleo a serem usadas na modelagem do sistema.

Tabela 6.31 – Estimativas do preço do petróleo

Preço do petróleo (US\$/barril)			
ano	Preço min	Preço med	Preço max
1	12,95	18,50	24,05
2	12,95	18,50	24,05
3	12,95	18,50	24,05
4	12,95	18,50	24,05
5	12,95	18,50	24,05
6	12,04	17,20	22,36
7	12,88	18,40	23,92
8	15,54	22,20	28,86
9	14,42	20,60	26,78
10	10,08	14,40	18,72
11	13,51	19,30	25,09
12	21,21	30,30	39,39
13	18,13	25,90	33,67
14	14,77	21,10	27,43
15	15,68	22,40	29,12
16	15,82	22,60	29,38
17	15,89	22,70	29,51
18	16,03	22,90	29,77
19	16,10	23,00	29,90
20	16,17	23,10	30,03
21	16,24	23,20	30,16
22	16,38	23,40	30,42
23	16,45	23,50	30,55
24	16,52	23,60	30,68

(*) Elaborado pelo autor

Para a execução do Projeto é necessário manter os preços a níveis compatíveis, com os custos de produção. De outra maneira, com preços subvalorizados, qualquer projeto que busque substituição ou racionalização energética não é viável.

No setor industrial o preço de introdução do gás incluído imposto de renda e outros, deveria ser inferior ao combustível substituto (diesel) de tal forma que o consumidor possa recuperar seus gastos de reconversão em um período que poderia ser de 3 anos. Uma vez recuperados os gastos de conversão, pode-se aumentar o preço a um nível próximo ao preço do *Fuel Oil 180 cts* no mercado interno, desta forma seria mantida uma margem que faria sempre atrativa a conversão.

A seguir são apresentadas possíveis políticas para a determinação de preços do gás natural em diferentes setores:

Tabela 6.32 – Políticas para a determinação de preços do gás natural

Grande mineradora	Igual ao preço do Fuel Oil 180 cts.
Pequena mineradora e setor industrial	Inferior ao preço do combustível substituto
Automotor	Inferior ao preço da Gasolina (Unleaded Regular) ou Diesel (Diesel Low Sulphur) a um nível suficiente para incentivar o investimento de conversão.
Geração elétrica	Inferior ao preço do Diesel (Diesel Low Sulphur), podendo haver diferenças segundo a utilização como base, semi-base ou de ponta.
Matéria prima	Inferior ao preço do gás utilizado como combustível, como incentivo, principalmente para a indústria petroquímica e de fertilizantes.
Doméstico	Inferior ao preço do combustível líquido, mas o usuário pagaria, em adição, os custos de distribuição das redes domiciliares.

(*) Elaborado pelo autor a partir de: (Petroperu, 1990), (OLADE, HQI, 2001)

6.9. Incertezas no desenvolvimento do mercado peruano para o gás de Camisea

6.9.1. Mercado do GN

Na fase inicial do Projeto, o gás possui essencialmente um valor de substituição. O consumidor por desconfiança evitará comprometer-se enquanto não tenha informação confiável sobre a oferta do novo combustível; esta insegurança gerada pela falta de informação pode provocar atrasos significativos na produção. Para evitar estes problemas é necessário desenhar uma estratégia de mercado adequada, que considere os principais fatores de comercialização.

O gasoduto apenas será viável, caso as seguintes medidas, entre outras, forem executadas pelos diversos organismos que atuam no projeto:

- Geração de incentivos para a criação de novas indústrias que usem como matéria prima o gás natural;

- Geração de incentivos para o uso do GN nas indústrias que atualmente usam Fuel Oil ou diesel;
- Incentivo para a reconversão das usinas térmicas a óleo diesel e Fuel Oil por gás;
- Incentivos para a geração e desenvolvimento de usinas de cogeração;
- Uso de gás natural como combustível para o transporte público;
- Políticas tarifárias e tributárias que levem em conta a fase de penetração do produto no mercado.

6.9.2. O principal concorrente para a exportação: A Bolívia

A descoberta de novas e significativas reservas de gás natural na Bolívia, anunciada pela Petrobras⁴, estima que as descobertas bolivianas, localizadas nos blocos San Antonio e San Alberto, no departamento de Tarija, no sul do país, apresentam potencial de reservas de 720 bilhões de m³ de gás (reservas provadas, prováveis e possíveis). Para chegar às estimativas preliminares, a Petrobras Bolívia, juntamente com as empresas consorciadas – a Empresa Petroleira Andina e a Total – investiram US\$ 126 milhões em trabalhos de sísmica, poços exploratórios e de desenvolvimento e infra-estrutura. Lembremos que quando começou a ser construído o Gasoduto Brasil-Bolívia, o país vizinho contava com reservas de 150 bilhões de m³.

As reservas provadas e certificadas desses dois campos atingem 334 bilhões de metros cúbicos de gás, dos quais apenas 190 bilhões estão contratados. Mas, San Alberto e Sábalo, embora pioneiras, não foram as únicas descobertas de gás significativas feitas na Bolívia nos últimos anos. Atualmente a reserva total certificada da Bolívia é de 1.325,24 bilhões de metros cúbicos, dos quais 673,94 bilhões de metros cúbicos são reservas provadas.

A Bolívia não possui um mercado regional suficiente para viabilizar um projeto de GN integral. Neste cenário existem propostas de projetos para a exportação de GN usando a tecnologia GNL para a costa oeste dos Estados Unidos. Uma delas é apresentada pelo consórcio “Pacific LNG” composto por três empresas produtoras de gás e petróleo (Repsol-YPF, BG e BP). A empresa francesa TotalFinaElf poderia fazer parte do grupo bem como a chilena ENAP. Esta parceria estaria interessada em elaborar um projeto inicial de

⁴ A Petrobrás é operadora em dois grandes campos de gás na Bolívia, os campos de San Alberto e Sábalo

fornecimento de GN aos Estados Unidos. Tem se veiculado pelos meios de comunicação que já existe uma carta de intenções com uma companhia distribuidora de gás na Califórnia. No entanto pressões políticas, problemas geopolíticos, culturais e históricos fizeram com que a Bolívia tenha estes projetos adiados.

Como a Bolívia não conta com acesso ao mar, as únicas vias para exportar gás natural a estes mercados são Chile, através das cidades de Arica, Iquique o Mejillones (norte do Chile), ou através do Peru, saindo pelo Porto de Ilo (sul do Peru). A Bolívia teria que construir um gasoduto de aproximadamente 750 km desde a jazida até o litoral do Pacífico, uma planta de liquefação (no Chile ou no Peru) e transportar o combustível até uma usina de re-gasificação na Califórnia. Esta usina poderia estar localizada em (1) Porto Penasco, (2) Rosarito ou (3) a Ensenada. Se a Bolívia decide sair pelo Chile, a distância aproximada até a Califórnia é de 7800 km. E a distância desde o Peru é aproximadamente 7100 km, 700 km a menos do porto do Chile.

Independentemente da eleição da Bolívia e dos acordos binacionais, caso a Bolívia decida sair pelo Chile, o Peru, não pode desconsiderar um projeto de exportação para o mercado da Califórnia. As distâncias até esse mercado desde o porto peruano são menores, e a distância do gasoduto de Camisea ao litoral é menor do que o Gasoduto da Bolívia ao porto de Chile. Isto de fato será refletido nos preços do transporte e no preço final do GN, fazendo com que o GN de Camisea seja competitivo.

CAPÍTULO VII

MODELAGEM, RESULTADOS E DISCUSSÕES

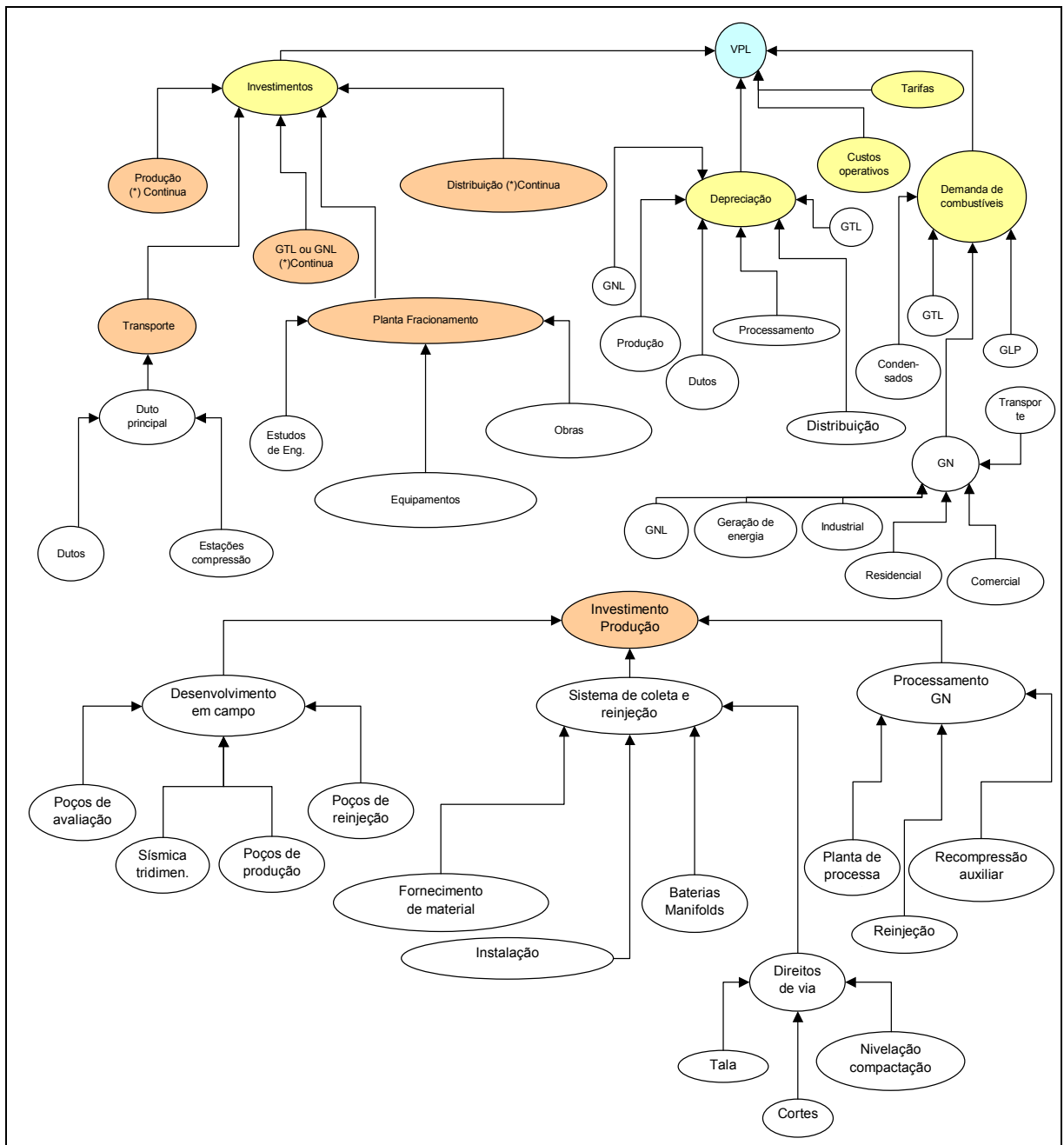
7.1. Identificação das variáveis, relações e construção do diagrama de influências

A identificação das variáveis e de suas relações tem como objetivo a construção do diagrama de influências; cujo o objetivo é exibir na forma gráfica como estão relacionadas as variáveis relevantes do sistema em estudo. Nesta fase, pode-se destacar as de maior grau de incerteza, as quais deverão ser monitoradas ao longo do desenvolvimento da avaliação. Os diagramas de influência do projeto Camisea são mostrados nas Figuras 7.1 e 7.2. Para a construção desses diagramas foram necessários o estudo e a avaliação dos seguintes tópicos:

- Determinação do sistema de GN a ser aplicado no modelo (cadeia do GN: produção, transporte, processamento e distribuição) (ver anexo IV para uma explicação detalhada do sistema montado). No presente estudo, adota-se como base o sistema projetado pela Perupetro no ano de 1990.
- Identificação de toda a infra-estrutura necessária na cadeia do GN (produção, transporte, refino e distribuição). Para a determinação dos investimentos necessários foram associados os preços de mercado de cada equipamento, material e recurso a serem utilizados.
- Identificação das quantidades de GN, GLP e condensados que podem ser comercializadas nos mercados local, regional ou nacional. O GN foi determinado em função de outros estudos e estimativas que consideram a situação atual do país (vide capítulo VI). No caso dos líquidos de gás natural, foi determinada a capacidade de produção em função da capacidade de re-injeção e do sistema de produção utilizado.
- Avaliação do potencial de exportação e definição da viabilidade técnica do uso de GTL-GNL para exportação.
- Determinação das tarifas de GN e definição das fórmulas de indexação do GN ao preço do petróleo internacional para cada combustível a ser substituído no mercado peruano.
- Identificação dos preços de petróleo internacional e projeção para os anos de estudo.

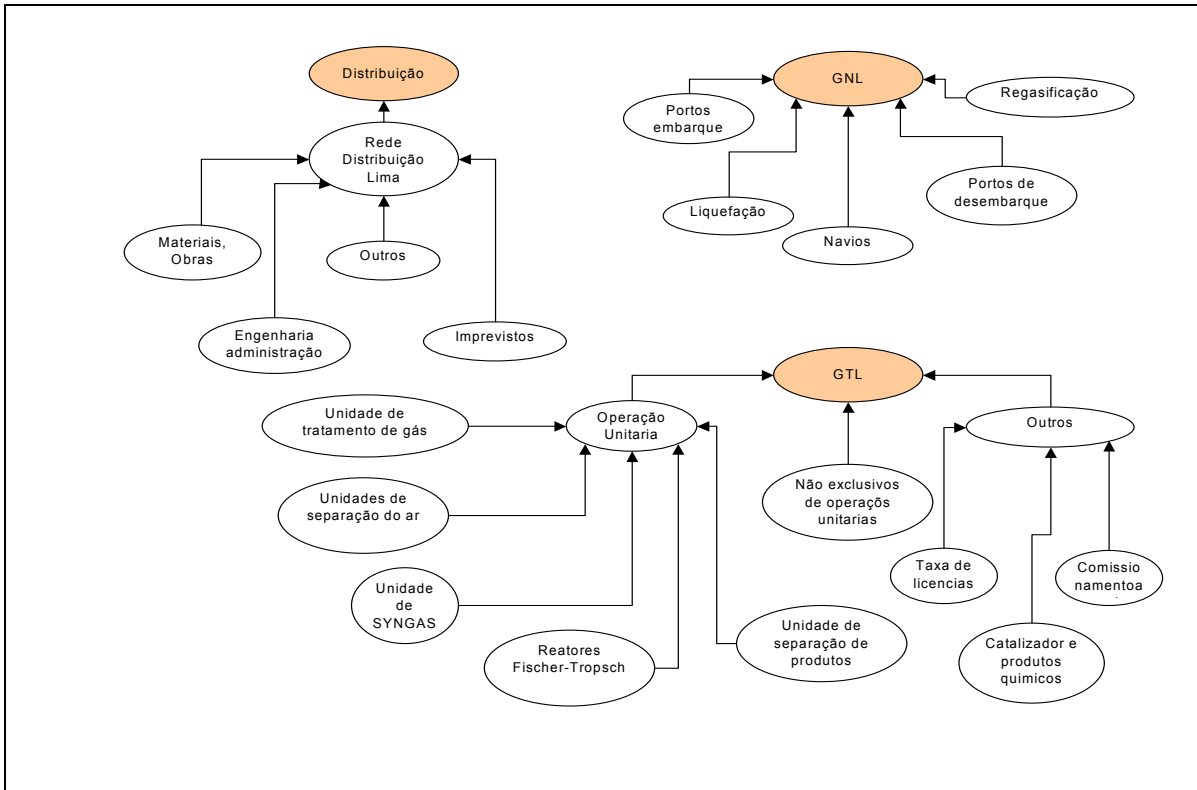
- Determinação do tipo de depreciação a ser aplicado para os investimentos na cadeia do GN, considerando-se a depreciação do campo, dos dutos, dos equipamentos de processamento, da rede de distribuição, etc. Para a modelagem foi utilizado o método linear e considerado o valor residual igual a zero.

Figura 7.1 – Diagrama de influência do projeto Camisea



(*) Elaborado pelo autor

Figura 7.2 – Diagrama de influência do projeto Camisea – Continuação



(*) Elaborado pelo autor

7.2. O modelo matemático e as variáveis aleatórias

Após a identificação das variáveis e de suas relações no diagrama de influências, estas foram convertidas num modelo matemático (mediante o esquema do fluxo de caixa). O objetivo é relacioná-las e obter como resultado uma variável aleatória de decisão. Neste estudo foi determinado, como variável de decisão o “valor presente líquido” (VPL).

No modelo matemático foram relacionados: todas as variáveis da cadeia do GN em estudo (produção, transporte, processamento, distribuição, comercialização, exportação via GNL, e implantação da planta GTL), as vendas dos combustíveis (GN, GLP, condensados, GNL e produtos do GTL), os preços dos combustíveis (GN, GLP, condensados), o preço do petróleo e a depreciação dos equipamentos. No CD Rom em anexo, apresenta-se a estrutura do modelo econômico (fluxo de caixa) para cada cenário proposto. Os arquivos estão com o nome de:

- *modelo econômico Detalhado.xls* e
- *modelo econômico resumido.xls*

Assume-se que todas as variáveis apresentarão um comportamento aleatório. O termo aleatório é utilizado para indicar que o valor que tal variável assume numa simulação dependerá da ocorrência do experimento que, por sua vez, dependerá do acaso. Por exemplo, o volume de vendas de GN no setor residencial se comportará como uma variável aleatória. Isto significa que as previsões relativas às unidades a serem fornecidas não se constituem num dado único, mas podem assumir uma série de valores que, por sua vez, dependem do acaso.

Todas as variáveis (custos, receitas, quantidades demandadas, etc) não conhecidas, serão representadas por distribuições de probabilidade. Neste estudo, para se determinar os valores das variáveis em termos de distribuição de probabilidade, foi usado o conceito de probabilidade subjetiva. Isso quer dizer que, para cada variável, foram determinadas a estimativa otimista (P_{90}), a estimativa mais provável (P_{50}) e a estimativa pessimista (P_{10}) tudo isto com base em dados históricos, projetos semelhantes e entrevista com especialistas do setor. A estimativa mais provável corresponde à média dos valores pesquisados. Em alguns casos, as estimativas otimistas e pessimistas foram obtidas considerando-se um desvio padrão acima ou abaixo da média, respectivamente. Todas estas variáveis foram definidas para cada ano do projeto (20 anos). Na tabela 7.1 apresenta-se a lista de todas as variáveis, e, no CD Rom em anexo, nos arquivos : ***Input – dados.xls*** apresentam-se os valores assumidos para cada variável, para cada ano em estudo e para os quatro cenários propostos.

Depois de determinados os valores de cada variável (P_{10} , P_{50} e P_{90}) para cada ano, e fazendo uso do sistema desenvolvido, foram determinadas para cada cenário as variáveis que são suscetíveis de gerar maior risco ao projeto que a representa. Os resultados são apresentados nos seguintes arquivos:

- ***Resultados - variáveis maior risco – numérico.xls*** e
- ***Resultados – variáveis maior risco – gráfico.xls***

No estágio final, foram calculadas as curvas de risco para cada cenário utilizando-se o método probabilístico de Monte Carlo. Nesse cálculo foram realizadas cinco mil (5.000) simulações para cada cenário, sendo gerados em cada uma delas valores aleatórios para o conjunto de variáveis de entrada. Tais valores aleatórios seguiram as distribuições de probabilidade específicas, que foram identificadas ou estimadas previamente. Cada simulação gerou uma

variável de decisão e o conjunto de valores obtido foi trabalhado estatisticamente, apresentando como resultado uma curva de risco para cada cenário. Os valores numéricos e os gráficos são apresentados nos arquivos:

- ***Resultados – Monte Carlo – Numérico.xls***
- ***Resultados – Monte Carlo – Resumo.xls.***

Tabela 7.1 – Variáveis do sistema

<p>1.1. PRODUÇÃO E PROCESSAMENTO DO GNE LGN (MM US\$)</p> <p>1.1.1. Desenvolvimento Campo</p> <p>1.1.1.1. Poços de avaliação</p> <p>1.1.1.2. Sísmica tridimensional</p> <p>1.1.1.3. Poços produtores</p> <p>1.1.1.4. Poços de reinjeção</p> <p>1.1.2. Sistemas de recoleção e reinjeção</p> <p>1.1.2.1. Suministro e material</p> <p>1.1.2.2. Instalação e recobrimento</p> <p>1.1.2.3. Baterias separação, manifolds, válvulas seguridade</p> <p>1.1.2.4. Direitos de via</p> <p>1.1.3. Processamento GN</p> <p>1.1.3.1. Planta de Processamento</p> <p>1.1.3.2. Facilidades de reinjeção</p> <p>1.1.3.3. Recompressão auxiliar</p> <p>1.2. TRANSPORTE POR DUTOS (GASODUTO E POLIDUTO) (MM US\$)</p> <p>1.2.1. Gasoduto e Poliduto</p> <p>1.2.2. Estações de bombeio e de compressão</p> <p>1.3. PLANTA DE FRACIONAMENTO (MM US\$)</p> <p>1.3.1. Engenharia e estudos</p> <p>1.3.2. Maquinaria e equipamentos</p> <p>1.3.3. Obras</p> <p>1.4. SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (MM US\$)</p> <p>1.4.1. Rede de distribuição Lima</p> <p>1.4.1.1. Materiais e obras</p> <p>1.4.1.2. Engenharia e administração</p> <p>1.4.1.3. Outros</p> <p>1.4.1.4. Contingencias</p> <p>1.6. CADEIA GNL (MM US\$)</p> <p>1.6.1. Liquefação (Planta e terminal)</p> <p>1.6.2. Transporte (Navios de GNL)</p> <p>1.6.3. Regasificação (Planta e terminal)</p> <p>1.7. PLANTA GTL (MM US\$)</p> <p>1.7.1. Operação Unitaria</p> <p>1.7.1.1. Unidade de tratamento de gás</p> <p>1.7.1.2. Unidades de separação de ar</p> <p>1.7.1.3. Unidade de SYNGAS</p> <p>1.7.1.4. Reatores Fischer - Tropsh</p> <p>1.7.1.5. Unidade de separação de produtos</p> <p>1.7.2. Não exclusivo da Operação Unitaria</p> <p>1.7.2.1. Unidades e instalações comuns</p> <p>1.7.3. Outros investimentos não depreciáveis</p> <p>1.7.3.1. Taxa para licenças</p> <p>1.7.3.2. Catalizador e prod. químicos iniciais</p> <p>1.7.3.3. Comissionamento e partida</p> <p>1.7.3.4. Contingenciamento</p>	<p>2.1 VENDA DE GAS (MM Btu) (MM US\$)</p> <p>Venda de Gas (Geração de energia) (MM Btu)</p> <p>Venda de Gas (Industrial) (MM Btu)</p> <p>Venda de Gas (Comercial) (MM Btu)</p> <p>Venda de Gas (Doméstico) (MM Btu)</p> <p>Venda de Gas (Transporte GNV) (MM Btu)</p> <p>Venda de Gas (GNL) (MM Btu)</p> <p>Venda de Gas (GTL) (MM Btu)</p> <p>CALCULO DE TARIFAS GAS:</p> <p>Preço do Petróleo (Mercado Internacional) (US\$/Bbl)</p> <p>Preço do Petróleo Residual Nro. 6 (Oleo Combustível) (US\$/Bbl)</p> <p>Preço Gas Indexado (US\$/MMBtu)</p> <p>Preço Gas (Geração de energia) (US\$/MMBtu)</p> <p>Preço Gas (Industrial) (US\$/MMBtu)</p> <p>Preço Gas (Comercial) (US\$/MMBtu)</p> <p>Preço Gas (Doméstico) (US\$/MMBtu)</p> <p>Preço Gas (Transporte GNV) (US\$/MMBtu)</p> <p>Preço Gas (GNL) (US\$/MMBtu)</p> <p>Ingresso Gas (Geração de energia) (MM US\$)</p> <p>Ingresso Gas (Industrial) (MM US\$)</p> <p>Ingresso Gas (Comercial) (MM US\$)</p> <p>Ingresso Gas (Doméstico) (MM US\$)</p> <p>Ingresso Gas (Transporte GNV) (MM US\$)</p> <p>Ingresso Gas (GNL) (MM US\$)</p> <p>2.2. Venda DE GLP</p> <p>Produção GLP (Barril)</p> <p>Tarifa GLP (US\$/Barril)</p> <p>Ingresso GLP (MM US\$)</p> <p>2.3. Venda DE CONDENSADOS</p> <p>Produção Cond (Barril)</p> <p>Tarifa Cond (US\$/Barril)</p> <p>Ingresso Cond (MM US\$)</p> <p>2.4. Venda DE GTL</p> <p>Produção GTL (Barril)</p> <p>Tarifa GTL (US\$/Barril)</p> <p>Ingresso GTL (MM US\$)</p> <p>3. DEPRECIACÃO (MM US\$)</p> <p>DEPRECIACÃO PRODUÇÃO</p> <p>DEPRECIACÃO DUTOS</p> <p>DEPRECIACÃO FRACC</p> <p>DEPRECIACÃO DISTRIBUIÇÃO</p> <p>DEPRECIACÃO GNL</p> <p>DEPRECIACÃO GTL</p> <p>4. GASTOS OPERATIVOS (MM US\$)</p>
--	---

7.3. Descrição dos cenários e avaliação de resultados

Foram analisados quatro cenários. O **primeiro** considera que o projeto só terá um alcance nacional, não leva em conta a exportação de GN nem a produção de LGN. Este cenário contempla só um gasoduto de Camisea a Lima e a venda de GN para os setores residencial, industrial, comercial, transporte e de geração de energia elétrica. As demandas foram as estabelecidas no capítulo VI, sendo que 61,17% estariam destinados ao setor elétrico para o consumo de usinas térmicas operando na base do sistema seguido dos setores industrial (26,83%), transporte (8,77%), residencial (2,74%) e comercial (0,48%).

As principais variáveis de risco são: o preço do petróleo, o consumo de gás no setor elétrico os custos de operação e manutenção, a construção dos dutos e a venda de gás no setor industrial.

O resultado apresenta uma curva que indica que só há 15% de probabilidade de que o VPL seja maior do que zero (vide figura 7.3), sendo que, na simulação, apresenta um valor esperado do valor presente líquido de US\$ 326,44 milhões negativos. Isto mostra que não há possibilidade de se desenvolver um mercado nacional só para o GN.

Por outro lado, o **segundo cenário**, o qual, além de levar em conta a construção de um gasoduto, considera a construção de um poliduto para o transporte de LGN, apresenta resultados mais otimistas. Este poliduto seria paralelo ao gasoduto e terminaria na cidade de Pisco. Os LGN seriam comercializados no mercado local, cobrindo desta forma o déficit de derivados e ao mesmo tempo, poderia ser exportado o excedente aos países vizinhos. O GN substituiria o GLP, o GLP substituiria o querosene e este, por sua vez, substituiria a lenha.

A curva de risco mostra que há 80% de probabilidade de que o VPL seja maior do que zero, sendo o valor esperado de US\$ 813,60 milhões de dólares americanos. Nestes dois primeiros cenários pode-se observar que há um deslocamento da curva para o lado direito (vide figura 7.3), indicando claramente que o projeto Camisea apresenta uma primeira alternativa para seu desenvolvimento, isto é, a construção do poliduto e a concentração de esforços na comercialização dos líquidos do gás natural.

Figura 7.3 – Resultados dos cenários GN e GN & LGN

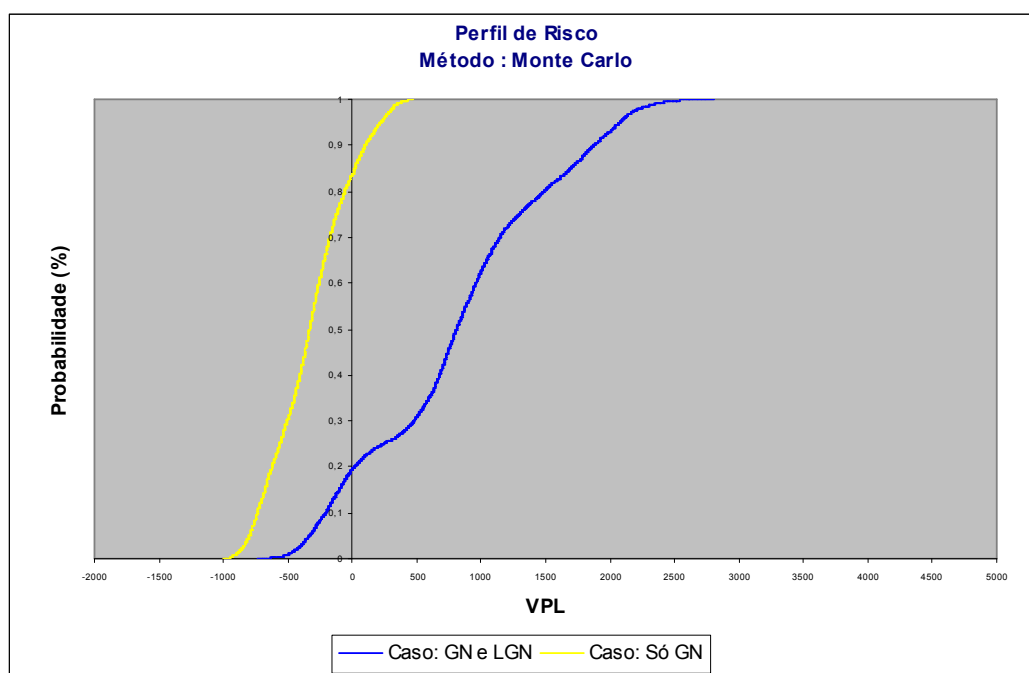
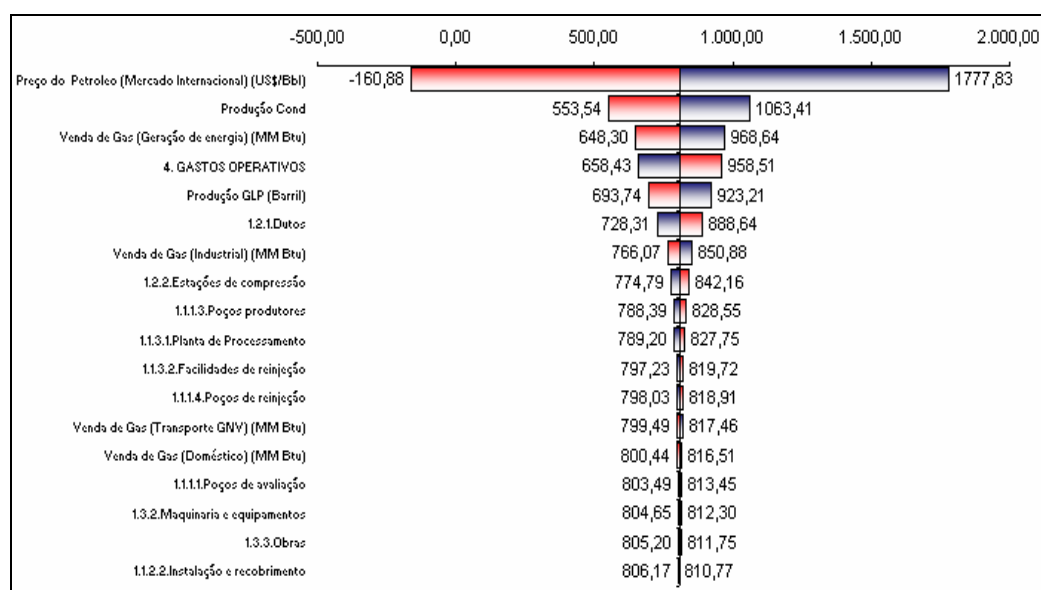


Figura 7.4 – Variação do VPL em MM US\$, do cenário “GN & LGN”

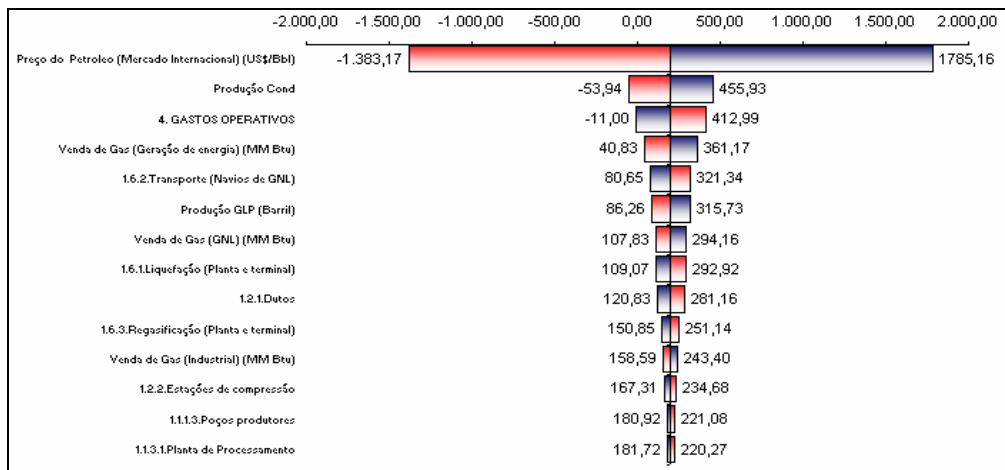


As variáveis que geram maior risco no segundo cenário são: o preço do petróleo, a produção e comercialização dos condensados, a venda de gás para o setor elétrico, os gastos de operação e manutenção e a produção e comercialização de GLP, nessa ordem (vide figura 7.4).

O **terceiro cenário** é aquele onde incorpora-se a produção de GNL na cidade de Pisco para a exportação ao mercado norte-americano, assume-se um consumo de 14 MM m³/dia o que permitiria exportar 3,52 MM de toneladas de GNL por ano. Trabalha-se com a hipótese da assinatura de um contrato de fornecimento por no mínimo 20 anos. Para efeitos de simulação, o preço de venda do GN nos Estados Unidos foi indexado ao combustível substituto, no caso ao Fuel Oil, o qual, por sua vez, está indexado ao preço do petróleo. A curva de risco mostra que haveria 61% de probabilidade de que o VPL fosse maior do que zero (vide figura 7.7).

Observa-se uma curva mais expandida do que as duas primeiras (cenários 1 e 2), isto indica maiores riscos no projeto. O valor esperado do VPL é de US\$ 225,93 milhões de dólares americanos, inferior ao valor esperado no segundo cenário (GN & LGN).

Figura 7.5 – Variação do VPL em MM US\$, do cenário “GNL”

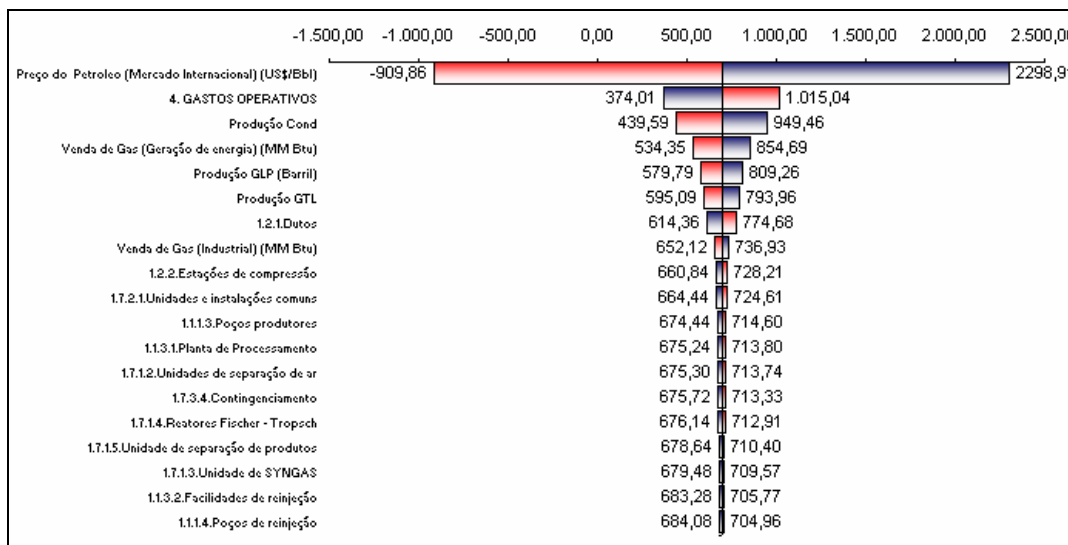


Finalmente, no **quarto cenário**, em vez de se considerar a exportação de GN via GNL, propõe-se a implantação de uma planta de GTL visando à exportação dos combustíveis gerados neste processo aos Estados Unidos ou México. A planta seria construída em Camisea. Para efeitos de comparação, e visando determinar qual a melhor opção de exportação, desenha-se uma planta de 50000 bpd de GTL, a qual consome 14 MM m³/dia (a mesma quantidade consumida para produzir e exportar GNL). Os preços de venda dos líquidos sintéticos gerados foram indexados ao preço do petróleo ao longo dos 20 anos de estudo.

A curva de risco gerada neste cenário apresenta, aproximadamente, 75% de probabilidade de que o valor presente seja superior a zero. Mostra-se como a melhor opção de exportação,

apresentando um valor esperado de US\$ 710,60 milhões, frente aos US\$ 225,93 milhões esperados da implantação da planta de GNL.

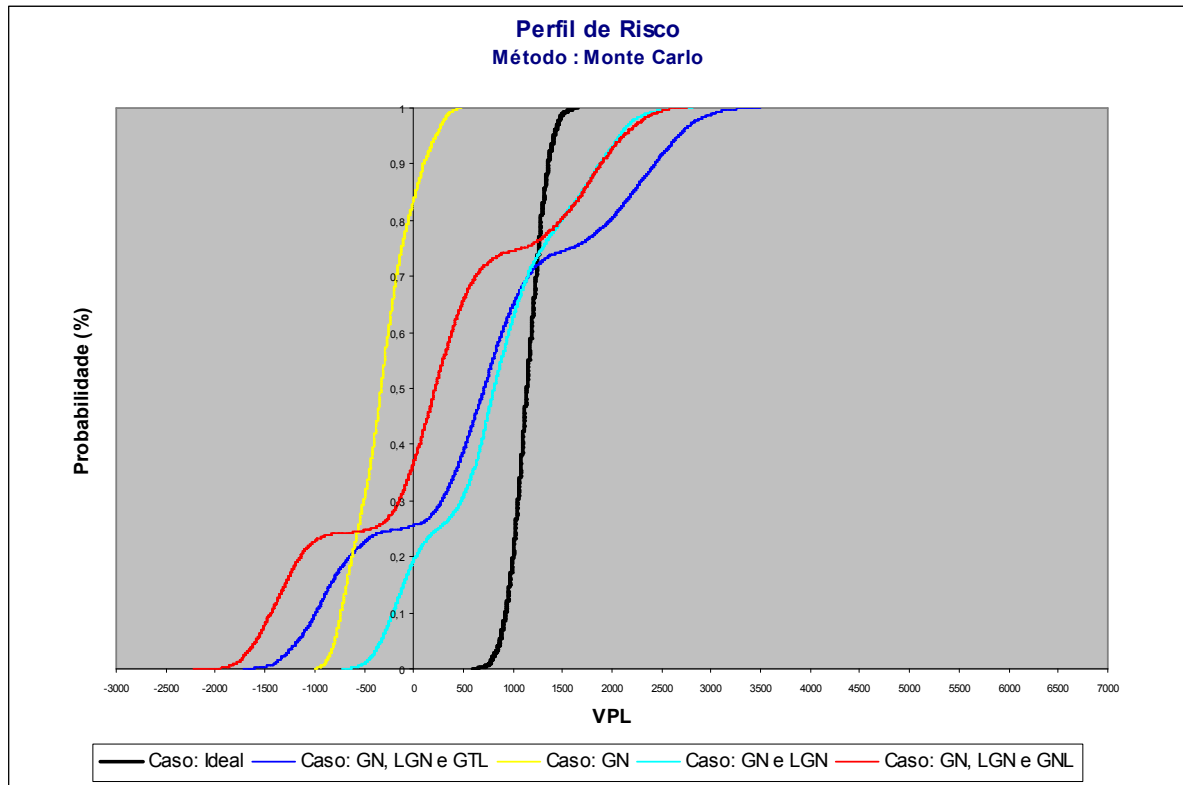
Figura 7.6 – Variação do VPL em MM US\$, do cenário “GTL”



A curva também é bastante expandida, mostrando que há um grande risco quando comparado com o segundo cenário (GN & LGN). Isto se deve oscilações do preço do petróleo.

Como referência junto com os resultados apresentados na figura 7.7, mostra-se uma curva denominada de “ideal”. Esta curva é o resultado de uma simulação considerando situações ideais. Considerou-se que o preço do petróleo não muda nos 20 anos de avaliação e que a produção e o consumo seguirão conforme o previsto, sem variações. Esta simulação leva em conta o desenvolvimento do gasoduto, do poliduto, a comercialização dos LGN no mercado internacional e a exportação de aproximadamente 14 MM m³/dia, usando-se a tecnologia GNL. Pode-se observar uma curva bem ascendente, mostrando que uma situação destas não apresenta risco e teria um VPL esperado de US\$ 1.140,90 milhões.

Figura 7.7 – Resultados das simulações - todos os cenários.



CAPÍTULO VIII

CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

8.1. Conclusões

- Até 1970, as reservas provadas de gás natural do mundo estavam concentradas em poucas regiões; já no período 1970 – 2000, a maior parte do crescimento dessas reservas ocorreu em países menos desenvolvidos. Vários destes países, incluindo o Peru, encontram-se com grandes reservas gasíferas à sua disposição, mas, devido à falta de um mercado doméstico, terão que se resignar à posição de exportador do gás ou, pior ainda, em alguns casos continuarão simplesmente queimando o gás na boca do poço ou adiando o desenvolvimento da jazida, pois não conseguirão desenvolver seus campos em condições econômicas competitivas.

- Por outro lado, a demanda mundial de gás natural deverá crescer com taxas elevadas, de aproximadamente 2,7% ao ano até 2020. Será uma das alternativas energéticas com maior crescimento percentual. O gás já representa 22% do consumo planetário de energia primária, devendo representar 26% em 2010. Esta demanda de GN acontecerá tanto nos países mais desenvolvidos como naqueles em desenvolvimento. No primeiro caso, haverá uma tendência de esgotamento das reservas que se encontram próximas a estes grandes mercados. Já nos países menos desenvolvidos, será muito complexo o financiamento e a construção dos sistemas de transporte e distribuição, que permitirão levar o gás até a porta dos potenciais consumidores finais. Os riscos de mercado poderão ser elevados demais para os investidores. E mesmo que se leve o gás até o consumidor, na ausência de uma “cultura do gás”, os consumidores poderão preferir continuar utilizando o energético tradicional. O gás não se mostrará naturalmente mais competitivo, pois não se percebem facilmente as vantagens adicionais que ele pode proporcionar aos consumidores.

- Atualmente, cerca de 80% do volume de gás natural no mundo é consumido nos próprios países de produção, onde o gás é transportado principalmente em gasodutos. Aproximadamente 20% do consumo global de gás é atendido através de transações comerciais internacionais, sendo que 15% envolve importações através de gasodutos, e 5% é importado em GNL. Porém, com a ampliação da indústria de gás no mundo, a tendência será viabilizar áreas de produção de gás em regiões mais remotas, onde inexistente um consumo doméstico de gás. Neste cenário haverá a necessidade de implantar as tecnologias dos sistemas não tradicionais de transporte de GN.

- Nos últimos anos, no incremento de demanda de GN nos grandes mercados, a tendência para o transporte tem sido o uso da tecnologia do Gás Natural Liquefeito (GNL) – atualmente, há um número crescente de projetos para transporte de gás via GNL. No entanto, há outras possibilidades de transporte e uso do GN as quais estão sendo estudadas e avaliadas conforme a necessidade da região onde esteja a jazida. Há muitas que estão no estágio de pesquisa e outras que já estão na fase de testes comerciais. Nessas, a tecnologia GTL se apresenta como a melhor opção para a viabilização dos denominados gases remotos.

- Na pesquisa encontramos que um dos motivos do interesse pela tecnologia GNL é que os custos de liquefação, transporte em navios e regaseificação têm diminuído significativamente nos últimos anos. Durante a última década, houve um declínio de 35% a 50% nos custos de produção de GNL bem como nos custos de transporte. A principal vantagem do GNL é o transporte de GN em grandes distâncias. O GNL re-gaseificado tem competido de maneira bem sucedida com o carvão, com o diesel e com o óleo combustível residual. A desvantagem é que têm que ser consumidas grandes quantidades anuais de GN para justificar o investimento na infra-estrutura do GNL. Como regra, são necessários 28 bilhões de metros cúbicos (1 tcf) de reservas de gás provadas para se produzir 1 milhão de toneladas/ano de GNL por 20 anos (aproximadamente 4 MM m³/dia), mais uma requisição adicional de gás de 28 a 85 bilhões de metros cúbicos (1 a 3 tcf). Assim, um projeto de 6 milhões de toneladas por ano requer uma reserva base de cerca de 227 a 283 bilhões de metros cúbicos (8 a 10 bcf), um critério que deve ser atendido nos campos interessados em aplicar esta tecnologia.

-Junto com a tecnologia GNL, a que se apresenta como a melhor opção para o desenvolvimento de jazidas remotas é o GTL. Esta é a opção preferível nos países onde os gasodutos não apresentam viabilidade econômica ou não existe gás suficiente para viabilizar

projetos de GNL. A grande vantagem dos líquidos é que são mais baratos para transportar, estocar e distribuir. Eles podem ser transportados por dutos já existentes, caminhões ou navios-tanque e até mesmo ser misturados com outros combustíveis. Além disso, nenhum contrato ou concessão especial é requerido para sua venda na maioria dos mercados.

- Os produtos do GTL apresentam um valor agregado importante, pois são produtos menos poluentes, pelos quais a demanda é crescente. O processo GTL produz diesel com uma densidade de energia comparável à do diesel convencional, mas com um número maior de cetanas, permitindo um melhor desempenho dos equipamentos ou motores que os usam. Em termos ambientais, tem uma grande vantagem frente aos concorrentes, devido a uma redução de enxofre e aromáticos no combustível.

- Há diversos fatores que são reconhecidos como propulsores do crescimento da indústria do GTL:

- Limitação de “flare” nos campos produtores por razões ambientais.
- O desejo de se aproveitar as reservas existentes de gás natural.
- Desenvolvimento de reservas de gás distantes de mercados existentes.
- Crescimento da demanda pelos consumidores de combustível de queima limpa para automóveis.
- Avanços na tecnologia de conversão.
- A demanda de mercado para combustíveis limpos e a criação de uma nova fonte de insumos químicos baratos.
- O rápido desenvolvimento tecnológico pela existência de novos participantes no mercado.
- O crescente interesse de governos ricos em reservas de gás.

- Sobre condições que podem ser consideradas razoáveis, um projeto GTL com a presente tecnologia poderia ser competitivo com os custos do petróleo por volta de US\$25 por barril, mas qualquer queda nos fatores-chave de custos poderiam significativamente aumentar a competitividade. As incertezas em torno ao preço do petróleo, mais do que a tecnologia, têm servido para limitar o investimento em plantas GTL.

- Os benefícios que a tecnologia GLT oferece são:

- Aproveitamento econômico das reservas de gás natural. Muitas das reservas mundiais são consideradas remotas ou inacessíveis porque estão distantes dos consumidores e são difíceis de serem transportadas. O GTL tem o potencial de converter uma significativa porcentagem desse gás em barris de petróleo líquido, o suficiente para suprir as necessidades energéticas do mundo por 25 anos. O GTL oferece um enorme valor econômico para os países e ou companhias que controlam estas reservas.
 - Eliminação da queima de gás. O GTL poderá ajudar a eliminar a necessidade de se queimar o gás natural associado com a produção de óleo, reduzindo o impacto ambiental negativo da queima em “flare”.
 - Desenvolvimento de combustíveis líquidos de alta qualidade (ambientalmente superiores). O GTL poderá produzir hidrocarbonetos de altíssima qualidade que poderiam ser utilizados diretamente como combustíveis ou misturados com derivados de óleo cru, que tem baixa qualidade, para obter conformação com as mais exigentes especificações ambientais e de desempenho.
- No caso de estudo, a jazida de Camisea no Peru aguarda a proposição de esquemas alternativos de desenvolvimento e exportação. Enquanto isso, vêm se desenvolvendo sistemas de produção e transporte para os mercados domésticos. Não havendo nenhuma infra-estrutura de distribuição de gás na região, esses mercados deverão concentrar-se prioritariamente na termelétrica.
- No Peru não existe um mercado de GN que seja capaz de viabilizar um sistema de produção, transporte e distribuição por si só. Para conseguir viabilizar a infra-estrutura necessária haverá a necessidade de grandes consumos de energia, o que se conseguirá unicamente com a exportação de GN ou dos líquidos de gás associados aos campos de Camisea.
- A experiência em outros países demonstra que existem grandes dificuldades técnicas e econômicas para promover os diferentes mercados de gás natural, pois isso envolve mudanças de cultura por parte dos consumidores, deslocamento de outros energéticos e perdas importantes por parte de outros agentes econômicos, que procurarão resistir em um mercado energético competitivo. Para se construir uma indústria de gás natural no Peru, com bases

sólidas e sustentáveis a longo prazo, deverão ser formuladas, o mais rápido possível, estratégias de desenvolvimento. Deverá ser introduzido um conjunto de políticas coerentes com o objetivo de concretizar as estratégias escolhidas, pois o desenvolvimento do gás natural precisa de diretrizes, não podendo desenvolver-se naturalmente somente pelas forças do mercado. Estas estratégias de desenvolvimento deverão ser elaboradas levando em conta a atual situação da indústria de hidrocarbonetos, a qual apresenta as seguintes características:

- Queda nas reservas de petróleo e baixo índice de reposição das mesmas;
- Bom nível de reservas de gás natural e de líquidos do gás natural;
- Déficit comercial crescente na balança de petróleo bruto;
- Déficit comercial crescente na balança de derivados líquidos;
- Produção das refinarias abaixo da capacidade instalada;
- Aumento contínuo da demanda de diesel 2; consumo equilibrado de gasolinas e residual; aumento no consumo de GLP e diminuição do consumo de querosene;

- No caso do Peru, a avaliação das reservas nos indica que haveria possibilidades para a exportação do GN aos mercados internacionais a partir da exploração de Camisea. O país poderia desenvolver e usar as reservas de gás por 20 anos. Segundo nossos cálculos, seriam consumidos nesse período, aproximadamente 68,01 bilhões de m³, ou seja 38% das reservas provadas. Isto permitiria que se exportassem aproximadamente 113,20 bilhões de m³, o seja, ao redor de 15,51 MMm³/dia, durante 20 anos.

- Dos resultados obtidos no presente trabalho pode-se concluir que os líquidos de gás natural poderão ser a ancora para o desenvolvimento do GN, nesse sentido, propõe-se concentrar-se na comercialização regional e internacional dos líquidos de gás natural.

- Dos resultados apresentados na modelagem deste estudo podemos concluir que a melhor alternativa para a jazida de Camisea num curto prazo é a construção de um gasoduto e de um poliduto, visando ao consumo de GN no mercado regional de Lima metropolitana e à exportação dos líquidos de gás natural, frisando-se que o sucesso será obtido na comercialização dos líquidos de gás natural e que todos os esforços deverão ser concentrados na alocação desses líquidos no mercado internacional. Num médio prazo, a implantação de uma planta de GTL apresenta a melhor performance econômica.

- Conforme os resultados obtidos na modelagem, não seria de interesse para o Peru a exportação do GN usando a tecnologia GNL. Se assumirmos esta hipótese como válida, não haveria nenhum problema para que a Bolívia pudesse exportar seu GN usando as infraestruturas portuárias de Peru ou do Chile. Isto é válido inclusive pelo fato de que o gasoduto irá de Camisea para Lima, sendo que não foi projetado nenhum gasoduto para o sul do Peru, onde se encontra o porto que seria utilizado pelo projeto da Bolívia. O fato de a Bolívia implantar uma planta de GNL no sul do Peru traz consigo vários aspectos positivos, sendo que o principal refere-se ao desenvolvimento dessa região.

- Caso o Peru decida implantar um projeto GNL ao mesmo tempo em que a Bolívia, não haverá problemas, dado que os mercados dos Estados Unidos e do México são o suficientemente grandes para a oferta de GNL de ambos países. Mesmo nessas circunstâncias, o GNL do Peru se apresentaria mais competitivo, pelo fato de se encontrar a uma distância menor do mercado final.

- Existe a possibilidade de implantação de um projeto de GNL ou de GTL visando à exportação dos produtos gerados com estas tecnologias. Ambas poderiam consumir até 14 MM m³ por dia. Existe viabilidade técnica e econômica, sendo que a construção de uma planta de GTL apresenta maiores probabilidades de sucesso. Os mercados para o GNL ou o GTL seriam os Estados Unidos e/ou o México.

8.2. Considerações finais

- Recomenda-se a continuidade das pesquisas que dizem respeito às alternativas para o melhor aproveitamento do gás natural, nos quesitos transporte e usos finais. No caso específico da aplicação do sistema GTL como alternativa para a viabilização de gases remotos, apresentam-se problemas técnicos e econômicos que precisam de respostas num curto prazo. São muitas as áreas envolvidas, que incluem engenharia química, engenharia de produção e economia. Por exemplo: se partimos do fato de que 50% das reservas mundiais de gás se encontram em campos offshore, há a necessidade de se estudar tudo o que se refere à construção e operação de plantas flutuantes de GTL.

- Também é preciso contribuir com pesquisas que avaliem os mercados para os produtos GTL em níveis mundial e regional, vinculando estes mercados às respectivas legislações ambientais, de forma que se possa determinar os mercados potenciais.

- Por outro lado, a avaliação dos riscos de um projeto é, sem dúvida, fundamental. O uso de um procedimento numérico, probabilístico, como o Método Monte Carlo é uma alternativa para a avaliação desse risco e para a seleção entre várias alternativas, com diferentes graus de incerteza. Encorajamos nossos colegas para que trabalhos futuros possam dar continuidade à metodologia agora apresentada, colocando novas considerações no tratamento matemático e evoluindo-se na utilização dos métodos probabilísticos, em especial do Método Monte Carlo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ackoff, Russel L. **A Concept of corporate planning**. John Wiley & Sons, mc., New York., 1970.
- Andrade, E.L. **Introdução à pesquisa operacional**. Rio de Janeiro, RJ: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 1990, 1998. 276p.
- Arthur D. Little Study, **Gas-to-Liquids: Ready for the 21st Century**, Disponível em: ADL Web-site: www.adltechnology.com/industrydocs/oillinks.htm, 1998.
- Benitez, A.P., **Minergia**, Diário El comercio, Lima, Peru, 27 de marzo, 2001.
- Boucinhas, J. F. **A aplicação de modelos ao processo de planejamento da empresa**. Tese de Doutorado. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, USP., São Paulo, 1972.
- Brkic, D., Verghese, J., **Identifying technologies and markets for the new GTL fuels.**, Gas-to-liquids, clean fuels strategy, ABB Lummus Global, London, November, 1998.
- Carrera, G., **Utilização do Gás Natural de Camisea (Peru) para a Viabilização de Sistemas Elétricos e de Gás no Norte e Centro Oeste do Brasil**. São Paulo. Dissertação (Mestrado) - Programa Interunidades de Pós-graduação em energia da Universidade de São Paulo, 1998.
- Carrera, G., Moutinho dos Santos, E. **New technical and economics solutions for gas exploitation in the amazon region (Peru-Brazil pipeline)**. Proceedings of IPC –2000, Internacional Pipeline Conference 2000, Calgary, Alberta, Canada, October, 2000.
- COFIDE - Corporación Financiera de desarrollo S.A., **Manual básico para la elaboración de perfiles económico – financieros y proyectos**. Asesoría líneas de financiamiento, COFIDE, Cusco, 1996.
- CONOCO, **Gas Solutions**, Disponível em: http://gassolutions.conoco.com/tech/conoco_process.asp, acesso em: April 2003.
- COPRI. **Contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el lote 88**. Comité especial del proyecto Camisea, República del Perú, Lima, 2000.
- Corke, M. J., **Economics favor GTL projects with condensate coproduction**, Oil & Gas Journal, Setember 28, 1998a.
- Corke, M. J., **GTL technologies focus on lowering costs**, Oil & Gas Journal, Setember 21, 1998b.
- Corrar, L. J. **O modelo econômico da empresa em condições de incerteza**. Caderno de estudos n08, São Paulo, FIPECAFI, 1993.

- Costa, L., Azevedo, M. **Análise Fundamentalista**. Rio de Janeiro, FGV/EPGE, 1996.
- Couvaras G., **Gas to liquids: a paradigm shift for the oil industry?**, Oil & Gas Journal, December 13, 1999.
- Danesh, Ali., **PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**, Elsevier, 1998
- Delay, J., **Alberta Energy & Utilities Board: Alberta Natural Gas Outlook**, Calgary, October 2002.
- DOE, **The global liquefied natural gas market: status & outlook**, Energy Information Administration, EIA 0637, U.S. Department of Energy, Washington, December, 2003.
- DTI – Department of Trade & Industry of The United Kingdom, **UK process plant capability: gas to liquids (GTL) conversion**, Crown Copyright, URN 01/1319, December 2001.
- Duncan, R. C., **The Peak of World Oil Production and the road to the Olduvai Gorge**, Pardee Keynote Symposia, Geological Society of America, Summit 2000, Reno, Nevada November 13, 2000
- Durbán, R., **Alternativas en el suministro de gas natural: proyectos de GNL**, VII Reunión Iberoamericana de reguladores de la energía, Comisión Nacional de Energía de España, Oaxaca, México, 25 a 28 de Mayo, 2003
- EIA, **Annual Energy Outlook 2002 with Projections to 2020**, disponible em: <http://www.eia.doe.gov>, 2003a
- EIA, **Mid-Term Natural Gas Supply: Analysis of Federal Access Restrictions**, disponible em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/natgas/chapter2.html>, December 2001.
- EIA, **Short-Term Energy Outlook**, September 2002.
- EIA, Office of oil and gas, **U.S. LNG Markets and Uses**, november 2002.
- EIA, Office of oil and gas, **U.S. LNG Markets and Uses**, january 2003b.
- EIA, **U.S. LNG Markets and Uses**, disponible em: http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2002/lng2002/lngnov6.htm, november 2002b.
- EIA, **Worldwide natural gas supply and demand and the outlook for global LNG trade**, Natural Gas Monthly, USA, august 1997.
- Eurogas, **Natural Gás in Western Europe**, Brussels, 1997
- Eurostat, Statistical Office of the European Commission, 1997
- Faid, M., **Le Gaz Naturel – Coûts et Contrats**, Institut Français du Pétrole, Ecole Nationale Supérieure du pétrole et des moteurs, France, Avril, 1995.

- Fama, R., Siqueira, J. Bruni, A. **Análise do risco na avaliação de projetos de investimento.** Caderno de pesquisas em administração, São Paulo, v.1, N.6, 1 Trim., 1998.
- Fleisch, T.H.; Sillsfi, R. A.; Briscoe, M. D., BP Upstream Technology Group, **Emergence of the Gas-to-Liquids Industry: a Review of Global GTL Developments**, Journal of Natural Gas Chemistry 11(2002)1-14, Houston, USA, April 15, 2002.
- Fleisch, T.H.; Quigley, T., **Technologies for the gas economy**, Presented at energy frontiers international members conference “Gas markets options”, Sheraton Palace Hotel, San Francisco, CA, USA, October 11-13, 2000.
- Gandarillas, M., Lohman M., Venta de gas, Centro de documentación e información, Bolivia, Junio 2002, disponível em www.cedib.org
- Gasnet, Disponível em: http://www.gasnet.com.br/gasnet_br/oque_gn/produto_completo.html, publicado em 2004.
- Ghaemmaghami, B., Clarke, S., **Study yields generic, coastal-based GTL Plant**, Oil & Gas Journal, Mar. 12, pag. 64, 2001.
- Godley N., Thijssen J. H. J., **GTL Technology: GTL Technology Update**, Disponível em: ADL Web-site: <www.adltechnology.com/industrydocs/oillinks.htm>, 2000
- Griffin K., **World LNG Imports by Origin**, Department of Energy USA, 2002.
- Griffin, K., Energy Information Administration, **Natural Gas Monthly**, www.eia.doe.gov
- Harmon, Harvey, **The dawn of new golden age for LNG**, IAEE Houston Meeting, February 2002.
- Hoel, P.G. **Estatística Elementar**. Editora Fundo de Cultura, Rio de Janeiro, 1963.
- IEA, **World Energy Outlook 2000**, disponível em <http://www.worldenergyoutlook.org/weo/pubs/weo2000/weo2000.asp>
- International Gas Report, April 27, pag. 28, 2001
- International Gas Report, July 23, pag. 4 – 5, 2001
- JP Engenharia, **O ciclo criogênico do GNL**, Technoplan, São Paulo, 1992.
- Markowitz, H.M., **Portfolio Selection**. The Journal of Finance, American Finance Association, v. VII, n.1, p.77-91, Chicago, USA, 1952.
- MEM, Ministerio de Energía y Minas. **Informe Anual de Reservas, Libro de Reservas 2001**. MEM, Lima, Perú, 2002a.
- MEM, Ministerio de Energía y Minas. **Plan referencial de electricidad**, MEM, Lima, Perú, 1998b.

- MEM, Ministerio de Energía y Minas. **Plan referencial de hidrocarburos 2003-2012, Mercado del gas natural**, MEM, Lima, Perú, 2003.
- Mercados Energéticos. **Jornada de Trabajo – Petrobras**. Mercados Energéticos, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.
- Ministerio de Energía y Minas. **Informe anual de reservas**. MEM, Lima, Perú, 2001.
- Ministerio de Energía y Minas. **Plan Referencial de Energía**. Capítulo 3, Mapa 2.2., Proyecciones, MEM, Lima, Perú, 2002b
- Ministerio de Energía y Minas. **Plan Referencial de Hidrocarburos**. Dirección General de Hidrocarburos, MEM, Lima, Perú, 2002c.
- Miranda, V. A. M., Pamplona, E. **Análise de projetos em condições de risco com a utilização da Arbitrage Pricing Theory (APT): uma aplicação no setor energético**. Revista de Administração, v. 35, n.3., p.21-26, São Paulo, Setembro 2000.
- Moritis, G., **GTL technology augments gas production options**, Oil & Gas Journal, December 6, 1999.
- Morse, Wayne J. **Cost Accounting: processing, evaluating, and using cost data**. Addison Wesley Publishing Company, 1978.
- Mossgas, Disponível em: Website: <<http://www.mossgas.com/frmain.htm>>, Acesso em 2002.
- Motal R. J., Shadiya S., Burleson R. C., Cameron E., Stud Surf Sci Catal, 136: 277, 2001
- Naylor, T.H.; Balintfy, J.L.; Burdick, D. S., Cru, K. **Computer Simulation Techniques**. Wiley & Sons, New York, 1966.
- NovacorpInternational, **A study to determine the economic feasibility of a natural gas pipeline system for the Infragás group of Brasil**, Novacorpinternational, São Paulo, 1992.
- Oil & Gas Journal, **LNG poised to consolidate its place in global gas trade**, June 23, pag. 73, 2003.
- OLADE, HQI, **Los mercados del gas natural en la comunidad andina: desarrollo y perspectivas de integración**, capítulo 5, **El Mercado del Gas Natural en Perú: Un análisis para la Promoción de su Desarrollo**, OLADE, Hydro Québec International (HQI), Cooperación Canadiense (ACDI), Ministerio de Energía y Minas (MEM) do Perú, Petrobrás, trabalho apresentado no seminário: **Políticas para el Gas Natural**, Lima, Perú, 7 al 9 de junio 2001.
- OLADE, CEPAL, GTZ, **Los mercados del gás natural em la comunidad andina: desarrollo y perspectivas de integración**, Proyecto E&D, publicado em www.olade.org, Quito, Ecuador, Julio 2001.

- Petroperu, Petroleos del Perú, **Proyecto Integral de desarrollo del gas de Camisea**, Lima, 1990.
- Poruban, S., **BG riding wave of LNG capacity expansion boom**, Oil & Gas Journal, Aug. 12, pag. 18, 2002.
- Ramirez, F. **Consumo de fertilizantes en el Perú**. Corporación Misti, Perú, 2000.
- Rifkin, J. **A Economia do hidrogênio**., M. Books do Brasil., São Paulo, 2003.
- Ross. S. A., Westerfield R.W., Jordan B. D. **Essentials of corporate finance**, Editora Atlas S.A., São Paulo, 1998.
- Ryan, R., Bowkley, C., Baruch, P., **Speed changes in world's LNG industry**, Oil & Gas Journal, July 16, pag. 60, 2001.
- Samsam Bakhtiari, A.M., **Gas-to-liquids: an option for OPEC countries?**, OPEC Review, Winter 1993.
- Samsam Bakhtiari, A. M., **Gas-to-liquids: much smoke, little fire**, Gulf Publishing Company, Tehran, Iran, 2001.
- Samsam Bakhtiari, A.M., **Hydrocarbon Processing**, September 2001, p. 21.
- Santos, E. M., Carrera G., Dondero L., Fagá M. **Gás Natural, Estratégias para uma energia nova no Brasil**. São Paulo, AnnaBlume, 2002.
- Sasol, Press Releases disponível em: site: <www.sasol.com>, acesso em agosto 2002.
- Sen, C., **Global LNG industry expanding to meet heightened gas-demand projections**, Oil & Gas Journal, Aug. 12, pag. 56, 2002.
- Sen, C., **LNG poised to consolidate its place in global gas trade**, Oil & Gas Journal, June 23, pag. 72, 2003.
- Schleede, G. R., **Why would an electric utility want to increase dependence on natural gas**, edited by Jacqueline Weaver, The Natural Gas Project, University of Houston, 1991.
- Schubert P. F., Bayens C. A., Weick L. H., Michael O., Stud Surf Sci Catal, 136: 459, 2001.
- Schubert P. F., Bayens C. A., Weick, L., **Development progresses for GTL fuels, specialty products**, Oil & Gas Journal, Mar. 12, pag. 69, 2001b.
- Senden M. M. G, Punt A. D., Hoek A., Stud Surf Sci Catal, 119: 961, 1998.
- Souza, A. A. **Gerenciamento de Risco em Projetos Inovativos**. Ciclo de Seminários de Pesquisa, Núcleo de Política e Gestão Tecnológica da Universidade de São Paulo, PGT, FEA, USP, 2000.

- Souza, A. A. **Gerenciamento do Risco em Projetos – Fluido nitrogenado na perfuração de reservatórios depletados.** III Seminário de engenharia de poço, Petrobras, Rio de Janeiro, 1999.
- Steynberg A. P., **Technology Targets for GTL Applications, Natural Gas Utilization Topical Conference Proceedings,** AIChE Spring National Meeting, 195, 2001.
- Syntroleum, “**Gas-to-Liquids. At-a-Glance Reference Guide 1999,**” Hart Gas-to-Liquids News, in association with Syntroleum, 1999.
- Syntroleum, Press Releases disponível em: site: <www.syntroleum.com>, acesso em agosto 2002.
- Todaro, J. **U.S. Natural Gas Imports and Exports – 2000.** U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, Natural Gas Monthly, U.S.A, August 2001
- Tomas, V., **LNG shifts course for new markets,** Financial Times International Gas Report, Nro. 321, pag. 33, april 18, 1997.
- Unión Fenosa, **Capacidades da Unión Fenosa – Espanha em projetos de GNL,** Espanha, 2001.
- University of Houston, Law Center – Institute for energy, law and enterprise., **Introducción al GNL, descripción general del GNL, sus propiedades, la industria del GNL y aspectos de seguridad,** Houston, 2003.
- Venkataraman, V.K.; Driscoll, D.J., Guthrie H.D., Avellanet, R.A., **Overview of U.S. DOE’s natural gas-to-liquids RD&D program and commercialization strategy.,** Gas-to-liquids, clean fuels strategy, London, November, 1998.
- Weeden, S. L., **2001 GTL prospects,** Oil & Gas Journal, Mar. 12, pag. 58, 2001.
- Williams, Bob.; **Trinidad and Tobago LNG follows initial success with aggressive expansion plans,** Oil & Gas Journal, March 11, 2002.
- Yonghun, Jung; **An outlook for natural gas market in the APEC region,** Symposium on Pacific Energy Cooperation, February 12-13, Tokyo, 2003.

BIBLIOGRAFIA

- Alvim, C. F., Ferreira, O. C. **A Depleção do Petróleo.,** Trabalho Base para Palestra na Associação Brasileira de Engenharia Automotiva – AEA no Seminário “Futuro do álcool num cenário de livre mercado”, São Paulo, 1997
- Cambridge Energy Research Associates, “**Gas-to-Liquids” Two Years Later—Still Just a Niche Opportunity?,** Cambridge, MA, October 1999

- Cambridge Energy Research Associates, **New Developments in Gas-to-Liquids Technology: Fundamental Change or Just a Niche Role?**, Cambridge, MA, August 1997.
- Chemlink, **Gas to liquids**, Disponível em Website: <<http://www.chemlink.com.au/>>, acesso em 2002.
- Eisenberg B., Fiato R. A., Stud Surf Sci Catal, 119: 943, 1998
- Fleisch T. H., **A New Clean Diesel Technology: Demonstration of ULEV Emissions on a1994 Model Diesel Engine Using Dimethyl Ether**, SAE Paper No. 950061, Detroit. Michigan. 1995
- Fleisch T. H., Puri R., Sills R. A. et al., Stud Surf Sci catal, 136: 423, 2001.
Gas-to-liquids News, **Advanced Technology Puts Sasol in GTL Driver's Seat**, July 1999, p. 6.
- Gitman, Lawrence J. **Casos em administração Financeira**. Saraiva, São Paulo, 1980.
- Griffin Karen, **World LNG Imports by Origin**, Department of Energy USA, 2002.
- Haid J., Koss U., Stud Surf Sci Catal, 136: 399, 2001.
- Hansen J. B., **Large Scale Manufacture of Dimethyl Ether: A New Alternative Diesel Fuel from Natural Gas**, SAE Paper No. 950063, 1995
- Howard, Weil, Labouisse, Friedrichs., **Fischer-Tropsch Technology**, Houston, TX, December 18, 1998, p. 44.
- Jager B., Stud Surf Sci Catal, 119: 25, 1998.
- Jager B., Van Berge P., Steynberg A. P. et al. Stud Surf Sci Catal, 2001, 136: 63
- Kapus P., Ofner H., **Development of Fuel Injection Equipment and Combustion System for Diesels Operated on Dimethyl Ether**, SAE paper 950062, 1995.
- Lapponi, J.C. **Avaliação de projetos de investimento: Modelos em Excel**. São Paulo, Lapponi, 1996.
- Marchionna M., Patrini R., Sanfilippo D., Stud Surf Sci Catal, 136: 489, 2001.
- NGSA – Natural Gas Supply Association, **Natural Gas Information and Educational Resources**, USA, 1997.
- Oliveira, A. **Por que os preços sobem e descem.**, Artigo publicado em: <<http://comciencia.br/reportagens/petroleo/pet17.shtml>>, Acesso em: Julho 2003
- Pinto, J. **Análise de risco nos projetos de grande porte de energia – parte I**. Artigo Canal Energia, www.canalenergia.com.br, SP, Brasil, 11/03/2003.

Renat, L., **Configuration optimale d'un reseau de transport.**, Institut Français do Pétrole – Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs, France, Juin 1995.

Tijm P. J., **Natural Gas Utilization**, Topical Conference Proceedings, AIChE Spring National Meeting, Paper No. 57d, 376, 2001.

Veiga, L., Araújo, T. E. **Matemática Financeira.** Apostila, Escola Politecnica, Universidade de São Paulo, Poli Produção, 1998.

ANEXO I - GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL)

1. O gás natural liquefeito (GNL)

O gás natural liquefeito é um gás que foi resfriado até o ponto que se condensa em líquido, isto acontece a uma temperatura de aproximadamente $-161,5^{\circ}\text{C}$ e pressão atmosférica. A liquefação reduz o volume aproximadamente em 600 vezes¹, desta forma o combustível pode ser transportado de uma maneira econômica entre mercados regionais em navios especiais, onde sistemas de transporte por dutos tradicionais não seriam econômicos e poderiam ser técnica ou politicamente inviáveis. De esta forma, a tecnologia do GNL faz possível disponibilizar o gás natural em qualquer parte do mundo.

Como vimos, o GNL é um gás que foi convertido para um estado líquido, que permite armazenagem e transporte quando as distâncias entre as áreas de produção do gás e o mercado consumidor são longas ou quando o terreno se apresentar muito difícil para o transporte por gasodutos. A importação de qualquer quantidade considerável de GNL é associada a projetos de longa distância que levam o gás natural ao mercado via navios oceânicos.

Da jazida, o gás natural é geralmente transportado no seu estado gasoso pelos gasodutos para uma usina de liquefação, que é localizada no litoral ou em travessias navegáveis. O gás é liquefeito através de seu esfriamento à $-161,5^{\circ}\text{C}$, o que reduz o volume do gás para 1/600 de seu volume original. Isto é possível pelo resfriamento do gás natural com um refrigerador secundário e pela redução da pressão do gás natural. O criogênico ou gás muito frio é então chamado de GNL.

O GNL é transportado por sofisticados navios tanque, que são especialmente projetados para conter o criogênico GNL. Navios mais novos estão na classe de 133.000 metros cúbicos de GNL, medindo 274 m (900 pés) de comprimento e carregando aproximadamente 85 Milhões de metros cúbicos de GN (3 Bilhões de pés cúbicos) em cada carregamento. Os projetos

¹ A produção, transporte e estocagem de GNL são geralmente reportadas em toneladas métricas e metros cúbicos, enquanto que o gás natural es reportado em pés cúbicos ou metros cúbicos. Uma tonelada métrica de GNL é equivalente a 48.7 mil pés cúbicos.

estruturais variam, mas, geralmente há de 4 a 6 tanques isolados em cada navio. Estes tanques estão posicionados no corpo do navio, formando um sistema elaborado de tanques, barreiras e alinhamentos que asseguram a proteção contra vazamentos ou danos por possível colisão. Os tanques dos navios são feitos de metais especiais que não se tornam sensíveis em contato com o GNL. O navio é uma estrutura com o corpo dobrado, projetado para prevenir problemas de vazamento e minimizar o derramamento se houver problema com algum tanque de GNL. Os navios mais novos têm um sistema de auto-suficiência de combustível e a evaporação gradual e natural do GNL é usada como combustível para o sistema da propulsão do navio (turbinas) — é usado como combustível de apoio o óleo diesel.

O navio de GNL é descarregado no terminal de recebimento, que consiste em plataformas de ancoragem, docas, tanques de armazenamento e equipamentos de regasificação. O GNL é bombeado para tanques isolados de armazenamento, que suportam de 10 a 12 horas cargas de 133.000 metros cúbicos de GNL. O GNL é, então, bombeado em alta pressão para o aparelho de regasificação, onde ele é re-vaporizado para o seu estado gasoso. Ele pode ser combinado com outros suprimentos de gás no sistema de gasoduto e utilizado da mesma maneira que qualquer outro gás natural.

A geração, armazenamento e transporte do GNL em todos os estágios devem ser meticulosamente controlados e há rigorosos padrões de segurança para os projetos, construções, manutenção e operação do GNL. O aparelho de recebimento do GNL é considerado muito seguro em relação a outras indústrias de energia e pode ser situado facilmente próximo a outras indústrias. As características de segurança incluem válvulas de fechamento automático (que limitam o derramamento), sistemas primários e secundários de contenção dentro dos tanques de armazenamento e diques ao redor, bem como controle anti-fogo e outros sistemas de segurança.

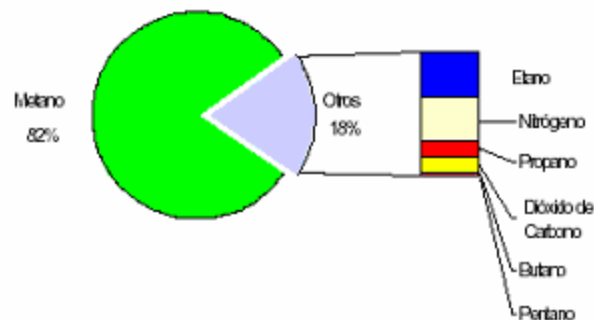
Em regiões onde o uso de GN é estacional, a liquefação e armazenamento do GNL ocorrem durante os períodos de baixa demanda. Desta forma, pode-se reduzir os custosos compromissos de compra de capacidade em gasodutos durante os períodos de alta demanda (EIA,2002).

Para fazer o GNL disponível num mercado regional, as companhias de energia devem investir em operações que estão relacionadas entre si e dependem umas das outras.

2. Composição do gás natural e GNL

O gás natural está composto principalmente por metano, mas também contém etano, propano e hidrocarbonetos mais pesados. Pequenas quantidades de nitrogênio, oxigênio, dióxido de carbono, composto de enxofre e água também podem ser encontrados no gás natural. A figura A-I-1, proporciona uma composição típica do gás natural (Danesh, 1998). O processo de liquefação do gás natural requer a extração de alguns componentes como a água e o dióxido de carbono para evitar que se façam sólidos quando o gás é resfriado à temperatura do GNL (-161,5°C). Como resultado, o GNL está composto na sua maioria de metano, como se mostra na figura A-I-2, seguinte. O GNL não tem cheiro ou cor, não é corrosivo nem tóxico. Embora, como qualquer material gasoso, o gás vaporizado do GNL pode causar asfixia num lugar sem ventilação.

Figura A-I-1 - Composição Típica do Gás Natural



Fonte: (University of Houston, 2003)

Figura A-I-2 - Composição do GNL



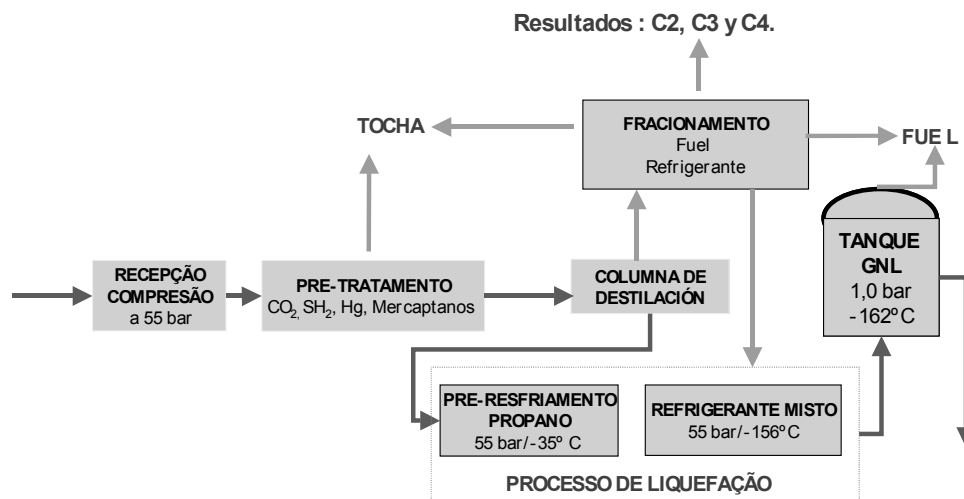
Fonte: (University of Houston, 2003)

3. Descrição do ciclo criogênico do GNL

O ciclo criogênico do GNL, envolve as seguintes etapas (JP Engenharia, 1992):

- Pré-tratamento do gás natural
- Liquefação
- Armazenamento em tanques no local de liquefação
- Transbordo para navios metaneiros
- Transporte marítimo por navios metaneiros
- Transbordo do navio para tanques de armazenamento
- Armazenamento em tanques no terminal de recebimento
- Bombeamento do GNL e vaporização para envio à rede de transporte terrestre.

Figura A-I-3– Processo de liquefação



Fonte: (Unión Fenosa, 2001)

Pré-tratamento de gás natural: o gás natural recebido para liquefação deve ser filtrado para remover impurezas a fim de impedir que, ao ser refrigerado, os poluentes se solidifiquem. Um poluente sólido pode causar entupimentos nos gasodutos e válvulas, desgastes nos trocadores de calor e corrosão de materiais. Os poluentes devem ser removidos e ter sua concentração reduzida a um nível aceitável, conforme regulamentos aceitos internacionalmente. Os principais poluentes são:

- Dióxido de carbono
- Compostos sulfurosos
- Óleos lubrificantes
- Hidrocarbonetos pesados
- Mercúrio
- Água

O gás natural geralmente tem 0,5 a 2% em volume de dióxido de carbono e o processo da sua remoção envolve o uso de filtros moleculares e soluções aquosas contendo amino-orgânicos como monoetanolamina capazes de reduzir o conteúdo de CO₂ para menos de 50 partes por milhão em volume.

Os compostos sulfurosos, tais como ácido sulfídrico e mercaptano de enxofre, utilizado como odorante, podem ser removidos também por filtros moleculares e purificadores na base de aminos. O mercúrio pode ser removido por filtros de carvão vegetal impregnado de composto de enxofre que devem ser colocados antes da unidade removedora de CO₂. O sistema de pré-tratamento deve também eliminar os poluentes criados pelo próprio sistema de purificação do gás.

Liquefação do gás natural: a liquefação do gás natural é realizada somente após um pré-tratamento de gás natural disponível. A temperatura de liquefação é de 161,5°C negativos.

Os três processos de liquefação do gás natural mais utilizados no mundo são:

Ciclo de refrigeração em cascata (CRC)

Ciclo de refrigeração mista (MRC)

Ciclo de refrigeração por turbo-expansão (ERC)

O processo CRC envolve o uso de um único refrigerante e se compõe de:

Compressão multi-estágio

Expansão multi-estágio de líquido refrigerante, permitindo a re-compressão do vapor nas várias pressões intermediárias. Troca de calor entre o gás natural e o vapor ou líquido refrigerante, permitindo a recuperação do calor sensível contido no vapor frio.

O processo de MRC é uma variação do CRC e envolve uma mistura de refrigerantes, tais como, butano, propano, etano, metano e nitrogênio. O uso de diversos líquidos simplifica o trabalho de compressão e de trocas de calor de modo que implica em menores investimentos.

O processo de turbo- expansão (ERC) é muito utilizado na maioria das usinas separadoras de ar. Contudo, este processo é raramente utilizado em liquefação de gás natural dado a grande quantidade de energia necessária.

Transporte do GNL; o transporte do GNL é feito por navios especializados, projetados e operados conforme as normas estabelecidas pelo *Inter-Governmental Maritime Consultative Organizations* – IMCO. Estas normas são severas no que tange aos requisitos de projeto, construção, instrumentação, proteção contra incêndio, inspeção e certificação.

Além disso, existem requisitos bastante rígidos de operação do navio nos portos, inspeções, escolha de roteiros de viagem e de seleção e treinamento dos tripulantes. (Convenção sobre Padrões de Treinamento, Certificação e Observações da IMCO, de 1978).

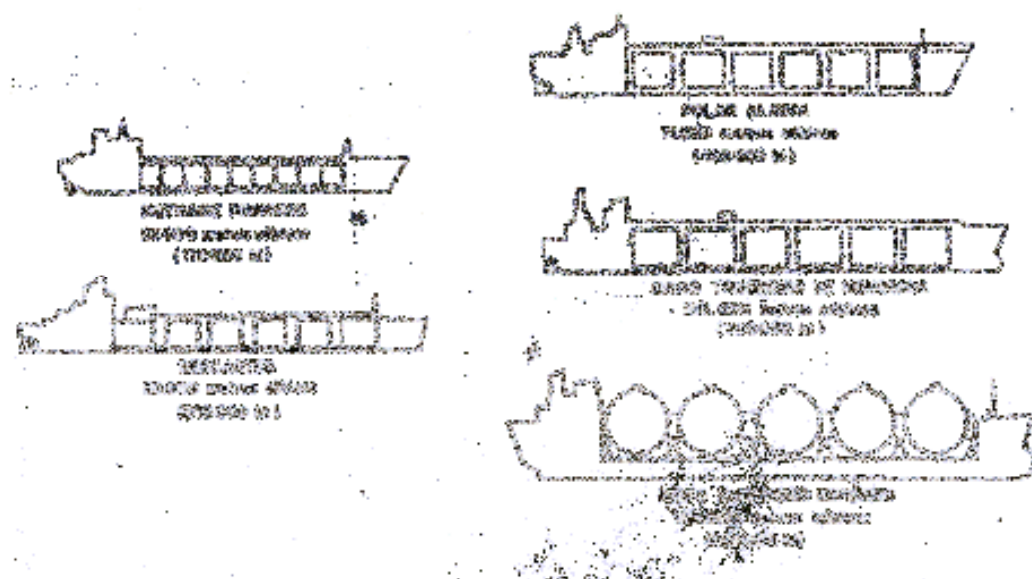
Os terminais de atracação “pier” desses navios são projetados com severas regras de engenharia portuária após uma cuidadosa análise de correntes marinhas, ventos, altura das marés e projeto dos “piers”.

A Figura A-I-4 mostra os 5 principais tipos de navios metaneiros. Atualmente, o tipo preferido é o navio esférico (tipo Moss Rosenberg). As características principais desse tipo de embarcação são as seguintes :

- Bulbo de proa permite maior amplitude de manobras em baixa velocidade.
- A seção anterior longa do navio proporciona uma proteção contra colisões.
- Debaixo das esferas ocas de estocagem do GNL, existem espaços de contenção, suficientemente amplos para acolher possíveis vazamentos do GNL.
- Estruturas multicamadas de chapa de aço protegem as esferas de estocagem contra danos estruturais.

- As colunas centrais cilíndricas das esferas de estocagem contêm sensores de temperatura, pressão, nível do líquido e cabos de controle e informações.
- As paredes das esferas de estocagem são de aço inoxidável com 9% de níquel, ou de alumínio espesso.
- O isolamento entre as duas paredes de contenção é feito com perlita, ou lã de rocha, ou lã de vidro, seguros por estruturas de fiber glass.
- A cobertura externa de aço carbono protege o interior contra as intempéries.
- Na parte superior das esferas encontram-se tubos de alívio de pressão.
- Os tanques esféricos se apóiam sobre cilindros conectados na altura do equador.
- O casco duplo protege a esfera contra danos de colisão ou encalhamento, e contém espaço para acolher o impacto das ondas.
- A sala de controle se encontra, nestes navios, entre a 2ª e a 3ª esferas contadas da proa para a popa.
- “Cotovelos” mecânicos com gasodutos para a transferência do GNL do navio para o terminal de recebimento, ou da usina de liquefação para o navio, são flexíveis para acomodar possíveis deslocamentos verticais e horizontais.
- A ponte de comando se encontra na extremidade posterior do navio.
- Os compartimentos para acomodação dos tripulantes encontram-se sob a ponte.
- Debaixo desses compartimentos encontra-se a casa de máquinas.

Figura A-I-4 – Principais tipos de navios metaneiros



Fonte: (JP Engenharia, 1992)

Os navios metaneiros antigos tinham capacidade de transportar 25.000 a 65.000 metros cúbicos de GNL mas, atualmente, são tipicamente de 120.000 ou 125.000 m³. Eles medem cerca de 270 m de comprimento. O gás evaporado naturalmente (“boil-off”) é usado para a propulsão do metaneiro, com óleo diesel como reserva de combustível. O carregamento de um navio de 125.000 m³ leva de 10 a 12 horas.

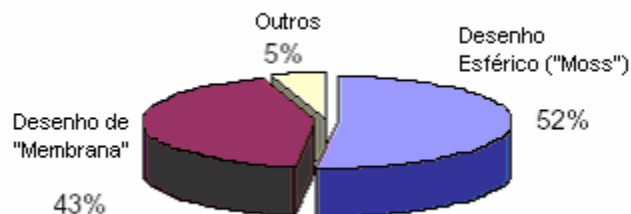
Atualmente, existem em operação grandes metaneiros de cerca de 125.000 m³ de capacidade, além de uma dúzia de tamanho médio (75.000 m³) e outra dúzia de tamanho pequeno (25.000 a 50.000 m³). O custo de um navio metaneiro de 125.000 m³ tem sido de \$165 a \$220 milhões de dólares.

Geralmente, os navios metaneiros são de propriedade das companhias exportadoras ou importadoras de GNL. A sua construção, tipicamente, toma 3 anos para entrega e os fabricantes são do Japão, EUA e Europa/Escandinávia.

Três tipos de sistemas de armazenamento têm evoluído e tem se convertido em standard. Estes são:

- O desenho esférico ("Moss")
- O desenho de membrana
- O desenho estrutural prismático

Figura A-I-5- Sistema de Armazenamento dos Transportadores de GNL

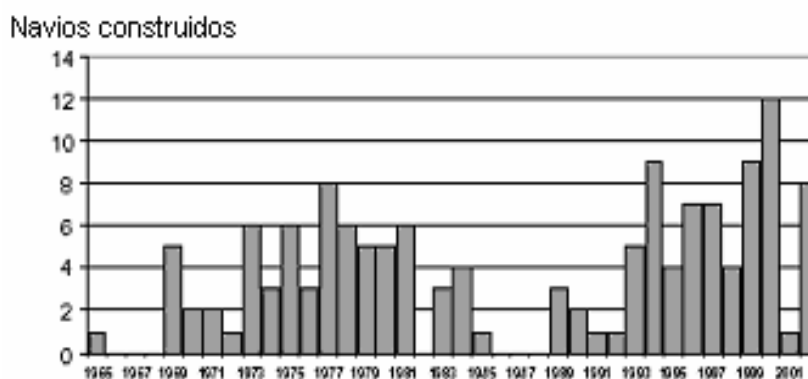


Fonte: (LNGOneWorld, apud: University of Houston, 2003)

A figura A-I-5 mostra que atualmente a maioria dos navios de GNL usam os tanques esféricos ("Moss"). Estes são reconhecidos facilmente porque a parte superior dos tanques é visível. O transportador típico de GNL pode transportar entorno de 125,000 – 138,000 metros cúbicos de GNL², o qual é convertido entre 2.6 – 2.8 bilhões de pés cúbicos de gás natural. Os transportadores de GNL são geralmente menos poluentes que outros navios porque utilizam gás natural como fonte de energia para a propulsão.

O mercado de transporte de GNL esta crescendo. Segundo “LNGOneWorld”³, em Dezembro do 2002 tinha 136 transportadores em operação e 57 em ordem de compra. Doze novos navios de GNL foram solicitados em 2002. Aproximadamente 20% da frota têm menos de cinco anos. Estima-se que a frota de navios de GNL continuará a crescer e chegará a 193 navios no ano 2006.

Figura A-I-6- Número de Navios de GNL



Fonte: (LNGOneWorld, apud: University of Houston, 2003)

Terminais de recebimento de GNL: o gás natural liquefeito é recebido nos locais de consumo em terminais localizados em portos projetados especialmente para esta finalidade ou junto a portos convencionais, para o aproveitamento das condições marítimas e da infra-estrutura existente.

Tipicamente, um terminal de recebimento de GNL é composto de:

- “Pier” de atracação.
- Sistema de manuseio de GNL junto ao “pier”.

² Tipicamente, un barco de transporte de GNL se diseña en metros cúbicos de capacidad líquida.

³ “LNGOneWorld: <http://www.lngoneworld.com/LNGV1.nsf/Members/Index.html>.”

- Gasodutos de transferência de GNL e retorno de vapor de GNL.
- Tanques de armazenamento cercados de muros de contenção na eventualidade de vazamentos.
- Vaso de contato vapor-líquido.
- Canais de contenção de GNL, abaixo e ao longo dos gasodutos
- Bombas de alta pressão para GNL.
- Vaporizador.
- Odorizantes (ou aromatizantes).
- Gasoduto para envio de gás natural para o gasoduto externo.

Para o armazenamento estacionário do GNL em grandes reservatórios (7.200 a 100.000 metros cúbicos de capacidade), geralmente, os tanques são cilíndricos de dupla parede isolados entre si por uma parede de material inorgânico, inerte, quase sempre de perlita entrecortada por uma estrutura de “fiber glass” ou outro material que seja, ao mesmo tempo, resistente e capaz de compensar os efeitos térmicos. A pressão interna nesses tanques é de 0,5 psi. O tanque interno deve ser de aço inoxidável com 9% de níquel, ou de alumínio.

Tanques de concreto armado também podem ser utilizados com cobertura de aço inoxidável com 9% de níquel. Esses tanques estão se tornando economicamente competitivos frente aos tanques metálicos, especialmente quando esses tanques de armazenamento são parcial ou totalmente enterrados. A Figura A-I-7 apresenta um tanque típico.

Figura A-I-7 – Tanque típico de GNL



Fonte: (JPEngenharia, 1992)

O vaporizador é o principal componente do terminal de recebimento do GNL, pois, funcionalmente é nele que o GNL é transportado em gás para envio à rede de transmissão. Tipicamente, o vaporizador é composto de gasoduto, por onde passa o GNL, imerso em banho de água. Existem, atualmente, dois principais tipos:

Tipo painel aberto

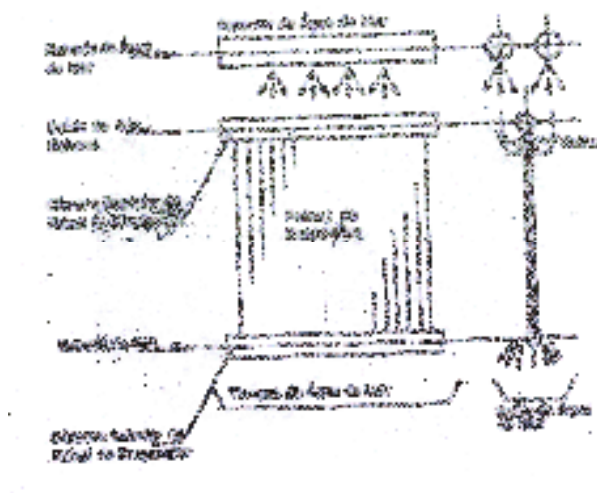
Utiliza água do mar como fonte de calor para aquecimento do GNL. A Figura A-I-8 mostra um desenho esquemático de um vaporizador deste tipo. É econômico por utilizar água do mar e, portanto, não necessita de aquecimento do banho d'água. Tem altíssima confiabilidade e é muito seguro. A condutividade na parte externa dos tubos é de 5.000 kcal/m².h°C. Exemplo de características básicas.

- Taxa de evaporação 60-130 t/h de GNL
- Pressão de operação 70 bar-8,5 bar
- Pressão de projeto 120 bar-23 bar
- Temperatura de GNL -161,5°C
- Vazão de água do mar 2.700-5.500 m³/h (para temperatura de 12°C)

Tipo de combustão submersa

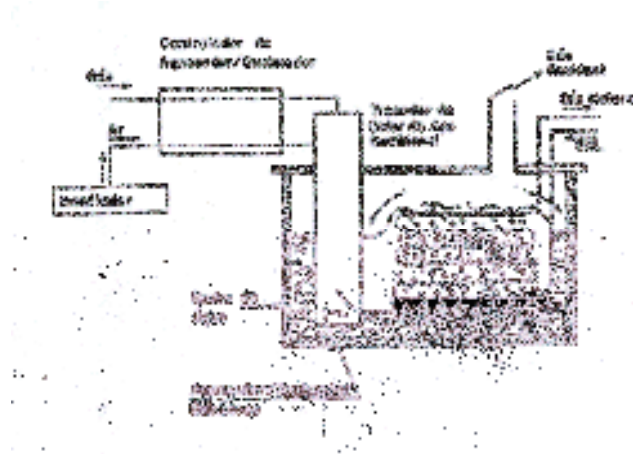
A Figura A-I-9 apresenta o esquema de operação deste tipo de vaporizador que se caracteriza, principalmente, pelo baixo investimento e pela possibilidade de parar ou partir imediatamente em casos de emergência. Neste tipo, a fonte de calor provém de queima de gás natural submerso no banho de água. A sua operação e manutenção são simples, o porte é pequeno e a eficiência bastante alta (mais de 95%). A condutividade externa ao tubo é de 5.000-7.000 kcal/m².h°C. Após a vaporização o gás é aromatizado (odorizado) com mercaptanos, antes do seu envio à rede de transmissão já na pressão correta.

Figura A-I-8 – Tipo painel aberto



Fonte: (JPEngenharia, 1992)

Figura A-I-9 – Tipo de combustão submersa



Fonte: (JPEngenharia, 1992)

4. Aplicações correlatas ao GNL

Durante o processo de volta ao estado gasoso, o GNL tem a capacidade de esfriar os materiais ao seu redor, ou seja, absorver calor desses materiais. Para aumentar a temperatura do GNL do seu estado líquido, cerca de $-161,5^{\circ}\text{C}$, para o estado gasoso a 0°C é necessário absorver aproximadamente 200 kcal por kg de GNL. Nessas 200 kcal estão incluídas 120 kcal de calor latente mais 80 kcal de calor sensível.

É importante assinalar que a energia gasta para gerar temperaturas baixas cresce drasticamente quanto mais baixa for a temperatura final. Portanto, quanto mais baixa a temperatura em que é usada a capacidade de absorção de calor do GNL maior o mérito termodinâmico do seu uso.

A Tabela A.I.1 mostra os diversos usos dessa “energia fria” (absorvida pelo GNL ao re-gaseificar) segundo a temperatura de processo. Em termos práticos, as aplicações estão comercialmente comprovadas:

- Aplicação em frigoríficos
- Fabricação de oxigênio, nitrogênio e dióxido de carbono líquido
- Fabricação de gelo seco
- Geração de energia elétrica
- Complexos de alimentos congelados.

A utilização do GNL como fonte de “energia fria” é bastante difundida no Japão, por se tratar do país que mais recebe GNL no mundo e onde o aproveitamento de energias residuais é levado ao extremo.

Liquefação de oxigênio e nitrogênio

A liquefação de oxigênio e nitrogênio a partir da separação do ar por liquefação foi o primeiro processo de utilização da “energia fria” do GNL. Este processo é composto basicamente de três estágios: purificação, liquefação/separação e estágio de refrigeração adicional. Sob o ponto de vista econômico, a fabricação do nitrogênio e oxigênio líquidos é a aplicação de maior sucesso.

Tabela A.I.1 – Uso da “Energia Fria”

USO DO “FRIO” TRANSPORTADO	TEMPERATURA	USO DIRETO DE GNL
	(°C)	
Preservação de alimentos –	0	- Dessalinização de água do mar -
Esmagamento de alimentos –	-50	- Usos frigoríficos - Produção de dióxidos de carbono
--- Tratamentos em sub-zeros – Congelamento de alimento – Esmagamento de materiais – plásticos de borracha	-100	- - Complexo industrial de alimentos - Purificação de etileno
Esmagamento de carros velhos –	-150	-
Super condutividade de alta – temperatura --- Construção de túnel via – congelamento de solo	-200	- Separação de ar por liquefação
	-250	- Produção de hidrogênio líquido
Super condutividade em – baixa temperatura	-273	- Produção de hélio líquido

Fonte: (JP Engenharia, 1992)

Enquanto nos processos convencionais de manufatura de oxigênio e nitrogênio líquidos se gasta 1,1 a 1,2 kwh/Nm³, no caso de se usar GNL esses números abaixam para 0,7 kwh/Nm³. No Japão, existem 7 usinas de oxigênio e nitrogênio líquidos que utilizam a “energia fria” do GNL.

Dióxido de carbono

As vantagens de se usar GNL provêm do fato de não se necessitar de congeladores (freezers) e se gastar muito menos energia de compressores devido à possibilidade de se comprimir o líquido e não o gás de dióxido de carbono. A energia elétrica usada é reduzida à metade, quando comparada com os processos convencionais de produzir dióxido de carbono líquido ou sólido (gelo seco). O consumo de GNL (gaseificado) é de 6 t/h para se produzir 86 t/d de dióxido de carbono líquido e 47 t/d de gelo seco. Há três usinas desse tipo no Japão.

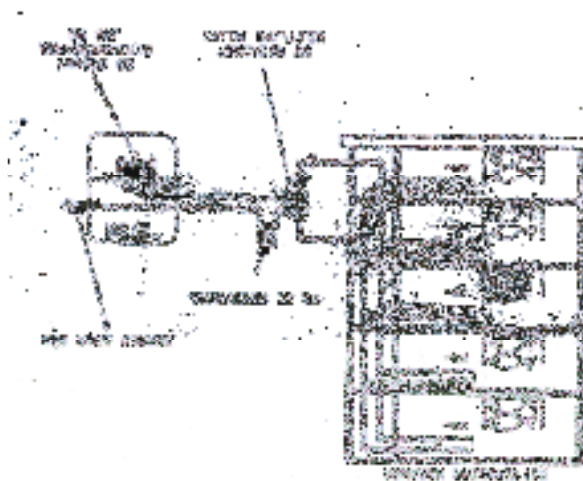
Armazéns frigoríficos

O armazenamento de peixes, ou outros tipos de carnes, pode ser realizado utilizando-se a “energia fria” do GNL durante o seu processo de gaseificação. Esta aplicação torna-se importante levando-se em consideração que, no Peru, a indústria de peixes e frutos do mar congelados para exportação é um importante setor da economia. Um frigorífico junto a um porto exportador, onde poderia estar localizado um terminal de recebimento de GNL, é um item a ser considerado.

Os exemplos em operação no mundo são as três usinas em operação no Japão. O processo da Negishi Techno Utility pode ser visto esquematicamente na Figura A-I-10.

Tipicamente, com a utilização da “energia fria” do GNL, o consumo de eletricidade cai para um terço se comparado ao armazenamento frigorífico convencional. Outras vantagens são provenientes do menor custo de construção por não exigirem refrigeradores convencionais, apresentarem poluição sonora quase nula, inexistência de vibração e fácil operação e manutenção.

Figura A-I-10 – Armazém frigorífico - Esquema



Fonte: (JPEngenharia, 1992)

Geração Elétrica

Toda máquina de geração termoelétrica possui uma fonte de calor e o reservatório infinito de calor como fonte fria. No caso de se usar um terminal de GNL, esta é a fonte fria, e o meio ambiente externo, a fonte de calor. O elemento principal é o fluido térmico que deve vaporizar na temperatura ambiente, utilizando-se um trocador de calor em que a água do mar ou rio é a fonte de calor, e condensar a uma temperatura bastante baixa.

A Tokyo Gas desenvolveu um fluido multicomponente desse tipo chamado MFR. O ciclo termodinâmico adotado é o Ciclo Rankine. Existem hoje, sete usinas desse tipo em operação no Japão, desde 1979, com capacidade instalada variando de 400 kW a 9,4 MW.

ANEXO II – DESCRIÇÃO DOS PROCESSOS DA TECNOLOGIA GTL – FT

PROCESSOS GTL - FT

Todos os processos usam os seguintes passos.

- Pré-tratamento do gás,
- Produção do syngas,
- Conversão do syngas para cru sintético ou oxigenado,
- Produção de oxigênio, e
- Refino do cru sintético por hidroprocesso para obtenção de produtos comerciais.

a) Pré-Tratamento do Gás

O GN, quando é primeiramente produzido, é uma mistura complexa. Embora consista principalmente de hidrocarbonetos, existem outros gases presentes como: nitrogênio, dióxido de carbono, sulfeto de hidrogênio, hélio e também vapor d'água. Enquanto alguns destes são removidos na produção normal de óleo e gás, o gás que chega à planta de conversão pode requerer limpeza adicional antes de poder ser convertido. Os principais componentes que precisam ser removidos são aqueles que contêm enxofre, dado que estes componentes podem gerar problemas no catalisador usado. Os outros podem ser resolvidos no processo de conversão.

São usados dois diferentes tipos de pré-tratamento, dependendo da quantidade de gás a ser tratado (DTI, 2001):

- Para pequenos volumes, o gás é limpo usando absorventes líquidos ou sólidos. Estes são injetados no gás (absorventes líquidos) ou o gás passa através de uma coluna contendo absorventes líquidos ou sólidos. Os absorventes usados são então coletados e removidos.

O custo de capital é baixo, mas os custos de operação são relativamente altos, desde que o absorvente não possa ser facilmente reciclado e ser suprido continuamente.

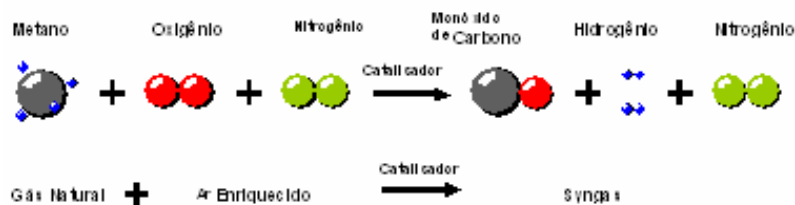
- Para grandes volumes são usadas lavagens com amina. O gás flui ascendentemente em uma coluna contendo um conjunto de pratos com comportas para o excesso de fluxo. A amina líquida flui descendemente, sendo coletada em cada prato e excesso de fluxo segue descendo na coluna. As bolhas de gás atravessam o líquido nos pratos, garantindo bom contato, e os compostos de enxofre são dissolvidos no líquido. Apenas quando o líquido atinge a base da coluna ele é removido e enviado a um sistema de recuperação onde é reciclado, removendo-se as impurezas. Ele pode então ser enviado novamente ao topo da coluna. A vantagem deste sistema é que ele funciona em ciclo contínuo e a amina líquida não precisa ser substituída. Seu custo de operação é relativamente baixo, mas um significativo investimento de capital é necessário inicialmente, tanto na coluna quanto no sistema de regeneração da amina.

b) Produção de Syngas

O processo de reforma no qual o syngas é produzido, é uma reação química na qual as moléculas de hidrocarbonetos do gás natural são quebradas e são removidos seus átomos de hidrogênio. O oxigênio, introduzido tanto através do vapor como no ar ou como gás puro, é seu substituto, produzindo a mistura de monóxido de carbono e hidrogênio. Tanto o processo catalítico quanto o não catalítico já estão desenvolvidos (vide figura A.II.1)

Existem três tipos básicos de reforma e todas as plantas industriais usam tanto variações quanto combinações destes. Eles são; reforma por vapor-metano, reforma autotérmica e o reator de oxidação parcial (DTI, 2001).

Figura A.II.1 – Produção de Syngas



Fonte: (Technology Initiatives Ltd. / Syntroleum Corporation, apud: DTI, 2001)

i) Reforma por Vapor-Metano

Na reforma por vapor-metano, o gás natural e o vapor são passados sobre o catalisador, tipicamente níquel, contido em tubos localizados em uma caldeira. Calor para a reação é fornecido pela queima de parte do gás alimentado. Esta é a tecnologia mais utilizada para a produção de syngas, sendo utilizada na indústria química de base, para a produção de metanol e outros químicos. Em combinação com um segundo estágio, ela é também usada para a produção de amônia. Este caso não necessita um suprimento separado de ar ou oxigênio, embora o vapor deva ser suprido. Entretanto, a composição do syngas produzido não é idealmente adequada para a produção de combustíveis líquidos.

ii) Reforma Autotérmica

Em um reator autotérmica normal, o gás é queimado com oxigênio e vapor, e então passado através de um leito de níquel que está localizado no mesmo vaso. A reação de combustão é muito rápida e produz temperaturas muito altas. Nenhuma fonte adicional de calor é necessária; daí o termo autotérmica. Ela produz syngas apropriado para a maioria dos processos de conversão. Entretanto, a exigência de alimentação de oxigênio significa que uma planta de separação de ar é necessária.

Reatores do tipo “Air-blown”, os quais utilizam ar melhor que oxigênio, tem sido desenvolvidos e evitam a necessidade de uma planta de separação de ar. Entretanto, eles produzem um syngas diluído em nitrogênio, o que exige um processo especial para a conversão, bem como os equipamentos devem ser maiores.

iii) Reator de Oxidação Parcial

O processo de oxidação parcial é a simples e direta reação entre oxigênio e gás de hidrocarboneto. Ele não usa vapor e não necessita de catalisador. Ele opera em temperaturas muito altas, tornando-o muito eficiente, mas é requerido o oxigênio.

c) Conversão do Syngas

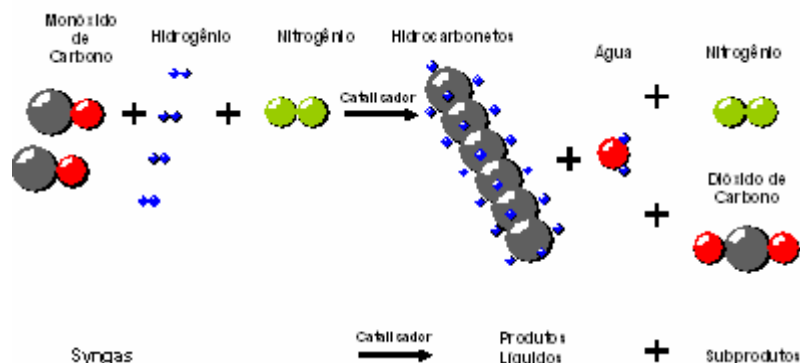
Se apenas o syngas foi produzido, o próximo passo é converter o monóxido de carbono e o hidrogênio no produto requerido. Todos os processos atuais comercialmente disponíveis são baseados na conversão catalítica de Fischer-Tropsch. O produto é geralmente dependente do catalisador utilizado, do tipo de reator e das condições de operação. Tipicamente catalisadores incluem ferro e cobalto. O níquel também já foi estudado.

A reação se processa através do crescimento das cadeias de hidrocarbonetos. Se o crescimento da cadeia é limitado, então hidrocarbonetos mais leves predominarão. Entretanto, se o crescimento da cadeia é alto, então hidrocarbonetos mais pesados e parafínicos serão formados. Tipicamente, o crescimento da cadeia está relacionado com o tempo de reação.

O ferro foi um dos primeiros catalisadores usados. Ele é relativamente barato e funciona com um largo espectro de composições de syngas. Ele produz hidrocarbonetos de baixo peso molecular.

O cobalto é mais caro e tem que ser suportado em um material inerte como sílica ou alumina. Ele produz hidrocarbonetos de maior peso molecular que exigem menos em um eventual processamento.

Figura A.II.2 – Conversão de Syngas



Fonte: (Technology Initiatives Ltd. / Syntrolcoem Corporation, apud: DTI, 2001)

Os reatores usados para este passo de conversão incluem o reator autotermica descrito anteriormente, o reator tubular com leito fixo, o reator em fase colóide (slurry-bubble) e o reator de leito fluidizado.

i) Reator tubular de leito fixo

O reator tubular de leito fixo, também conhecido como reator tipo Arge, usa um catalisador empacotado em tubos verticais. O syngas flui descendentemente através dos tubos. O calor é removido através das paredes do tubo para produzir vapor. O controle de temperatura é crítico, uma vez que alta temperatura resulta em boa conversão, mas uma temperatura muito alta envenena o catalisador.

ii) Reator em Fase Colóide (Slurry-Bubble)

O reator em fase colóide (slurry-bubble) contém um colóide, constituído de cera líquida e do catalisador disperso nela. O syngas é borbulhado através da mistura onde é convertido. O calor é recuperado do colóide via uma serpentina, gerando vapor. O colóide é bem homogêneo, o que significa que o reator opera a aproximadamente temperatura constante. Isto resulta em altas temperaturas médias de operação, e a velocidade da reação e o processo são mais fáceis de controlar.

iii) Reator de Leito Fluidizado

O reator de leito fluidizado é similar ao reator em fase colóide exceto que ele não contém líquidos. O gás é soprado através das partículas sólidas do catalisador, causando a elevação e separação das partículas, melhorando a mistura. Desde que isto ocorre com todas as partículas, se diz que elas estão fluidizadas. Novamente, a temperatura de operação é aproximadamente constante e o processo é prontamente controlado. Neste caso, os líquidos não são precisam ser removidos da corrente de processo.

Na saída de todos estes reatores, os hidrocarbonetos leves juntamente com o gás não convertido, são enviados a um condensador. Os produtos pesados são então removidos, bem como qualquer catalisador sólido que foi arrastado. O gás não convertido é reciclado e enviado de volta ao reator, deixando os produtos primários.

d) Produção de Oxigênio

Enquanto o vapor produzido precisa apenas de um boiler (caso o vapor seja necessário), a produção de oxigênio é um processo mais complexo. Como as tecnologias de remoção de enxofre, o processo usado depende do volume de gás a ser convertido e também da quantidade de oxigênio necessária.

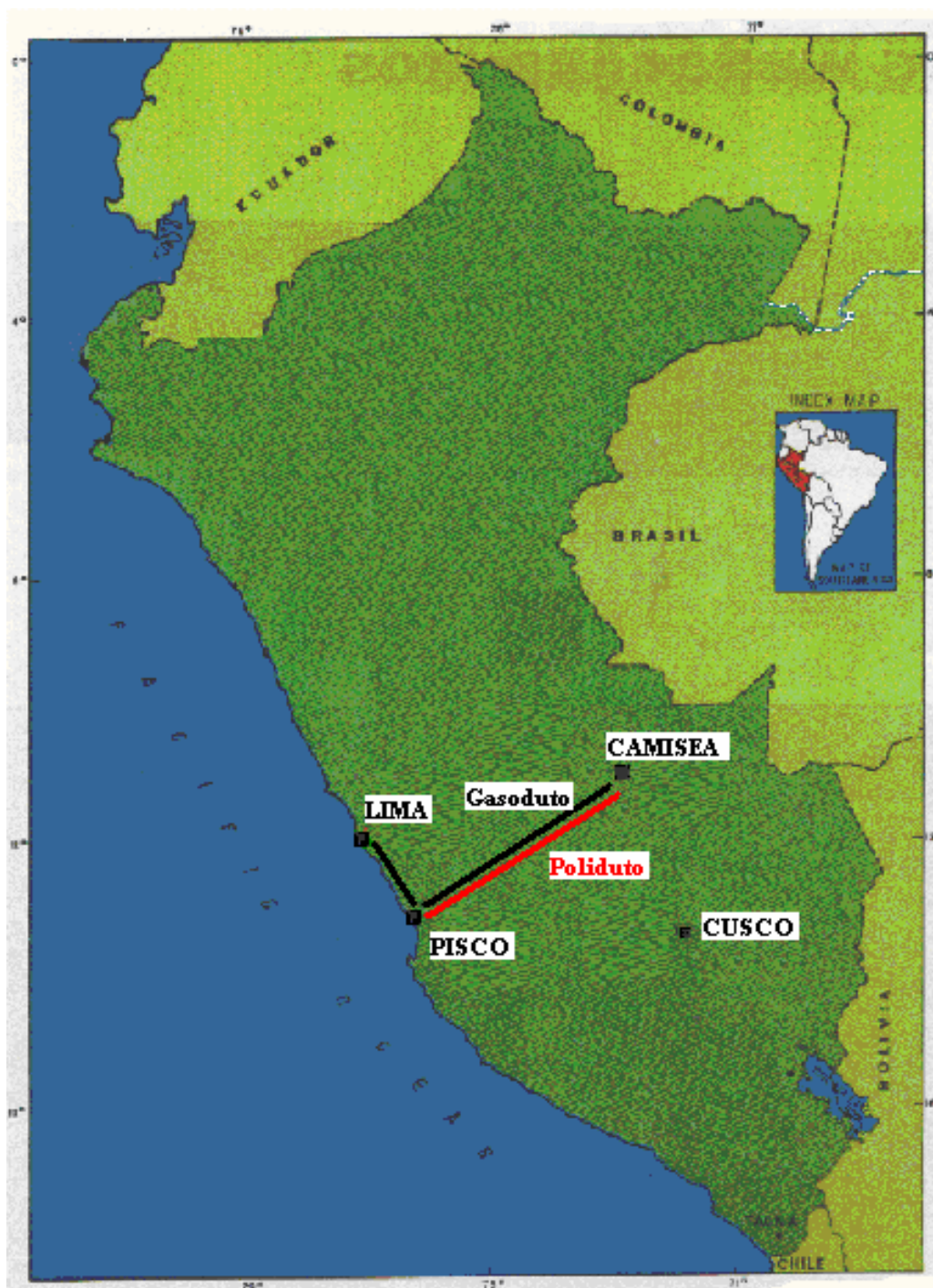
Para produção de pequena escala, os sistemas de separação comercialmente disponíveis utilizam diferenças nas propriedades físicas dos gases que são constituintes do ar. Estas incluem:

- Processo de absorção em pressão (PSA), o qual usa materiais absorventes projetados especialmente, que retém preferencialmente ou oxigênio ou nitrogênio que é pressurizado por um gerador de pressão atmosférica.
- Geradores de adsorção no vácuo (PVSA), os quais usam dois leitos de absorção, com um leito produzindo oxigênio enquanto outro leito regenera, então a produção é continuamente disponível.
- Sistemas de membranas, as quais dispostas em polímeros especiais ou cerâmicas, resultando em uma difusão mais rápida do oxigênio, deixando uma alta concentração de nitrogênio no outro lado da membrana.

Todos estes sistemas exigem eletricidade.

Para grandes volumes, é empregado um processo de baixa temperatura. O ar é refrigerado até que ele se liquefaça e a mistura é separada em componentes individuais usando a destilação fracionada. Uma coluna simples ou múltipla pode ser requerida, dependendo do volume de oxigênio a ser produzido. Plantas de destilação criogênica são grandes consumidores de energia e tem altos custos de operação e capital. Entretanto, os outros gases produzidos podem ser vendidos separadamente para prover receita adicional (DTI, 2001).

Anexo III – Localização da Jazida de Camisea, a cidade de Lima e a rota dos dutos



ANEXO IV

DESCRIÇÃO DO SISTEMA (CADEIA DE GN) DO PROJETO CAMISEA

1. Produção e processamento do GN e LGN

Desenvolvimento dos poços de avaliação e sísmica tridimensional: é a etapa inicial do processo e consiste em duas fases: (1) a pesquisa — onde é feito o reconhecimento e o estudo das estruturas propícias ao acúmulo de petróleo e/ou gás natural — e (2) a perfuração do poço — para comprovar a existência desses produtos em nível comercial. No presente estudo serão consideradas as seguintes atividades:

- Perfuração de quatro (4) poços de avaliação na jazida de Camisea (nas estruturas de San Martín e Cashiriari) para trasladar a maior parte das reservas classificadas como prováveis a condição de provadas.
- Levantamento sísmico tridimensional para precisar o número e a localização dos poços de desenvolvimento. (700 Km de linhas sísmicas (3D), para alcançar a cobertura total das estruturas de San Martín e Cashiriari.)

O desenvolvimento das jazidas é facilitado pela informação obtida durante a perfuração de avaliação e dos levantamentos de sísmica 3D. Na tabela A.IV.1 apresentam-se os investimentos nesta fase.

Desenvolvimento dos poços produtores e de re-injeção: Antes de iniciar a produção deverá perfurar-se os poços produtores e os reinjetores. Nos anos seguintes ao início da produção poderão ser perfurados poços adicionais para manter o esquema de reinjeção-produção. No presente estudo estão previstos 25 poços produtores (14 iniciais e 11 adicionais) e 13 poços injetores (11 iniciais e 2 adicionais). Na tabela A.IV.1 são apresentados os investimentos necessários.

Tabela A.IV.1 – Investimentos no desenvolvimento da jazida

Desenvolvimento da jazida			
Item	Atividade	Quantidade/Unidade	Investimentos (MM US\$)
1	Poços de avaliação	4 poços	38,75
2	Sísmica tridimensional	700 km	11,24
3	Poços produtores	25 poços	156,24
4	Poços de re-injeção	13 poços	81,24

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de: (Petroperu, 1990)

1.2. Sistemas de produção e reinjeção de gás

Ao ser produzido, o gás deve passar inicialmente por vasos separadores (“baterias de campo”), que são equipamentos projetados para retirar a água, os hidrocarbonetos que estiverem em estado líquido e as partículas sólidas (pó, produtos de corrosão, etc.). Uma parte do gás é utilizada no processo de reinjeção, com a finalidade de aumentar a recuperação de líquidos do gás ou petróleo do reservatório. O restante do gás é enviado para processamento, que é a separação de seus componentes em produtos especificados e prontos para utilização.

Sistema de produção de gás

O sistema completo de produção de gás, além dos dutos, inclui “*manifolds*” de campo com suas respectivas válvulas, separadores de campo e de teste com os acessórios e instrumentação necessários. Na jazida de Camisea será instalado um sistema de produção dos poços produtores que transportará o gás até a planta de processamento.

Serão instalados *manifolds* que coletarão a produção de cada vaso separador (bateria) que a sua vez estará conectada com a planta de processamento de gás com dois dutos, um para gás e outro para os líquidos de gás (condensados). Os dutos serão instalados a uma profundidade de 1.2 m.

Foram considerados dois sistemas:

Sistema de produção de gás da estrutura San Martín: É composto de uma rede de tubulações e demais equipamentos de campo para coletar o gás de 17 poços produtores (no início do projeto 12 poços) e transportá-lo – por sua própria energia – a 3 vasos separadores (baterias). A cada bateria estarão conectados aproximadamente 6 poços. A distância média dos poços à bateria é de 1,5 km.. Os dutos a serem instalados terão as seguintes características:

Tabela A.IV.2 – Estrutura de “San Martín”

	BATERIA 1	BATERIA 2	BATERIA 3
Número de poços	6	5	6
Dutos de coleta de poços a bateria.			
Longitude total, km	8.9	7.4	8.9
Diâmetro, polegadas.	6	6	6
Dutos de conexão de bateria a <i>manifold</i> de campo			
Para o gás			
Longitude, km	3.8	-	4.4
Diâmetro, polegadas.	12	-	12
Para o condensado			
Longitude, km	3.8	-	4.4
Diâmetro, polegadas.	4	-	4
Duto troncal (de <i>manifold</i> de campo) a Plantas de Processamento de gás			
Para o gás			
Longitude, km	-	8.8	-
Diâmetro, polegadas.	-	20	-
Para o condensado			
Longitude, km	-	8.8	-
Diâmetro, polegadas.	-	6	-

Fonte: (Petroperu, 1990)

Nota: O *manifold* de coleta da produção das Baterias estará instalado na Bateria 2.

Sistema de produção de gás da estrutura Cashiriari: Esta composto por uma rede de tubulações e demais facilidades de campo para coletar o gás de 14 poços produtores (no início do projeto 13 poços) e transportá-lo – por sua própria energia – a 3 baterias de produção. A cada bateria estarão conectados 5 poços. A distância média dos poços a Bateria é de 2,5 km. Os dutos a serem instalados terão as seguintes características:

Tabela A.IV.3- Estrutura Cashiriari

	BATERIA 4	BATERIA 5	BATERIA 6
Número de poços	5	4	5
Dutos de coleta de poços a bateria. Longitude total, km Diâmetro, polegadas.	12.5 6	10 6	12.5 6
Dutos de conexão de bateria a manifold de campo			
Para o gás Longitude, km Diâmetro, polegadas.	8.2 12	- -	9.6 12
Para o condensado Longitude, km Diâmetro, polegadas.	8.2 4	- -	9.6 4
Duto troncal (de manifold de campo) a Plantas de Processamento de gás			
Para o gás Longitude, km Diâmetro, polegadas.	- -	8.2 20	- -
Para o condensado Longitude, km Diâmetro, polegadas.	- -	8.2 6	- -

Fonte: (Petroperu, 1990)

Nota: O *manifold* de coleta da produção das Baterias estará instalado na Bateria 5

Sistema de reinjeção de gás

A planta de compressão para acondicionar o gás para sua re-injeção deverá elevar a pressão do gás obtido na planta de processamento, até a necessária para seu retorno e entregar a uma pressão máxima de re-injeção, na cabeça do poço, de 4,000 psig (272 kg/cm² man). Para isso, é necessária uma capacidade de compressão total de 93000 HP.

O sistema de re-injeção permitirá injetar gás as jazidas em média de 1,56 MM m³/dia em cada poço, totalizando em San Martín 10,90 MM m³/dia e em Cashiriari 8,50 MM m³/dia. Todo o gás produzido na planta de processamento, que não seja usado nas operações de venda, como combustível ou como matéria prima, poderá ser re-injetado.

Para a re-injeção do gás, é necessário um gasoduto desde a planta de compressão às imediações de cada jazida de onde, por intermédio de um *manifold* de distribuição, partirão

duto aos poços. Estes dutos, assim como os do sistema de coleta, serão instalados a 1.2 m de profundidade e estarão conectados às respectivas cabeças dos poços.

Sistema de re-injeção de gás em San Martín: é composto de uma rede de tubulações para injetar o gás através de 7 poços injetores.

Os dutos a serem instalados terão as seguintes características:

Tabela A.IV.4

Número de poços	7
Duto de injeção	
Longitude total (km)	12.4
Diâmetro (polegadas)	6
Duto troncal à planta de compressão	
Longitude (km)	8.8
Diâmetro (polegadas)	18

Fonte: (Petroperu, 1990)

Sistema de re-injeção de gás em Cashiriari: é composto de uma rede de tubulações para injetar o gás através de 6 poços injetores. Os dutos a serem instalados terão as seguintes características:

Tabela A.IV.5

Número de poços	6
Duto de injeção	
Longitude total (km)	20
Diâmetro (polegadas)	8
Duto troncal à planta de compressão	
Longitude (km)	8.2
Diâmetro (polegadas)	18

Fonte: (Petroperu, 1990)

Investimentos:

Tabela A.IV.6 – Investimentos dos sistemas de produção e re-injeção

Sistemas de produção e re-injeção			
Item	Atividade	Unidade	Investimentos (MM US\$)
1	Materiais	MM US\$	17,67
2	Instalação	MM US\$	35,79
3	Equipamentos (Baterias de separação, manifolds, válvulas, etc)	MM US\$	4,09
4	Direitos de via	MM US\$	11,23

(*) Elaborado pelo autor a partir de (Perupetro, 1990)

1.3. Sistema para o processamento do gás natural

Nesta etapa, o gás segue para unidades industriais, conhecidas como UPGN (Unidades de processamento de GN), onde ele será desidratado (isto é, será retirado o vapor d'água) e fracionado, gerando as seguintes correntes: (1) metano e etano (que formam o gás processado); (2) propano e butano (que formam o GLP – gás liquefeito de petróleo ou gás de cozinha); (3) e um produto na faixa da gasolina, denominado C5+ ou gasolina natural.

Na jazida de Camisea o gás natural ao ser produzido nas estruturas de San Martín e Cashiriari será coletado e transportado para a usina de processamento que estará localizada na zona de produção, com o propósito de recuperar os hidrocarbonetos condensáveis (propano e mais pesados), separando-os do gás seco. O processo usado permitirá produzir GLP e Condensados, conforme mostra a tabela A.IV.7.

Tabela A.IV.7 – Produção de GLP e Condensados

Produção de GLP (Barris/dia)				Produção de Condensados (Barris/dia)			
Ano	Produção Mínima	Produção média	Produção Máxima	Ano	Produção Mínima	Produção média	Produção Máxima
1	14700	19600	24500	1	25920	32400	38880
2	14550	19400	24250	2	25520	31900	38280
3	14175	18900	23625	3	24480	30600	36720
4	13725	18300	22875	4	23200	29000	34800
5	15225	20300	25375	5	25600	32000	38400
6	19350	25800	32250	6	31920	39900	47880
7	20100	26800	33500	7	31920	39900	47880
8	21450	28600	35750	8	33280	41600	49920
9	22200	29600	37000	9	29360	36700	44040
10	22350	29800	37250	10	29120	36400	43680
11	20325	27100	33875	11	25520	31900	38280
12	19500	26000	32500	12	22800	28500	34200
13	20700	27600	34500	13	19920	24900	29880
14	18750	25000	31250	14	17040	21300	25560
15	19200	25600	32000	15	19040	23800	28560
16	19425	25900	32375	16	20000	25000	30000
17	18375	24500	30625	17	20080	25100	30120
18	17700	23600	29500	18	19120	23900	28680
19	16575	22100	27625	19	17040	21300	25560
20	14025	18700	23375	20	14800	18500	22200

(*) Elaborado pelo autor a partir de: (Perupetro, 1990)

Foi previsto o processamento inicial ao redor de 22,65 MM m³/dia de gás natural, em dois módulos de 11,33 MM m³/dia c/u, um terceiro módulo será adicionado ao quinto ano com o qual a capacidade máxima de processamento será incrementada a 33,98 MM m³/dia. Os sistemas de re-injeção também são propostas em módulos de 2,83 MM m³/dia, com a finalidade de poder ser instalada de forma progressiva. A concepção modular das plantas de processamento e do sistema de re-injeção, permite um desenvolvimento de acordo a as necessidades do mercado de GN e LGN.

Investimentos

- Capacidade do processamento: 33,98 MM m³/dia (em três módulos).
- Capacidade de re-injeção: 19,82 MM m³/dia (em sete módulos).
- A re-compressão auxiliar é incluída já que as plantas entregam o gás a 1000 psig, o qual deve ser recomprimido até 1.500 psig para seu transporte através do gasoduto.

Tabela A.IV.8 – Investimentos dos sistemas de processamento de GN

Sistemas de processamento de GN			
Item	Atividade	Quantidade/Unidade	Investimentos (MM US\$)
1	Planta de processamento	3 módulos	300
2	Facilidades reinjeção	7 módulos	175
3	Recompressão auxiliar	1 sistema	18,76

(*) Elaborado pelo autor a partir de (Perupetro, 1990)

2. Sistema de transporte do gás natural e dos líquidos do gás

Neste item apresenta-se o sistema de transporte do gás natural e dos líquidos de gás natural da jazida de Camisea até o litoral peruano. Para isto considera-se um gasoduto para o gás natural e um poliduto para os líquidos do gás natural.

É importante observar que há muitas opções para a seleção de rotas e características técnicas dos dutos, não entanto, neste trabalho usaremos a proposta feita pela PETROPERU o ano 1990.

Considerações de pressão nos gasodutos: a pressão de gás disponível na saída da planta de processamento em Camisea é de aproximadamente 970 psig. Para efetuar o dimensionamento dos dutos foi usada uma pressão de desenho de 1500 psig (aprox. 100 kg/cm³), portanto considera-se que haverá um sistema de compressão. A pressão no ponto de chegada dos gasodutos é estimada em 450 psig.

Considerações de pressão nos polidutos: foi assumida uma pressão de entrega do condensado em Camisea de 150 psig. A estação inicial de bombeio estará em Camisea. Considera-se uma pressão mínima no duto de 225 psig a fim de evitar a vaporização do líquido. Foi minimizado o número de estações de bombeio e procurado localizá-las coincidentes com as estações de compressão e no possível perto a zonas com facilidades de acesso.

Considerações de fluxo do gasoduto: baseando-se nas estimativas de mercado realizado para os primeiros vinte anos do projeto, o gasoduto deve estar capacitado para transportar um máximo de 16 a 20 MM m³/dia.

Considerações de fluxo do poliduto: quanto ao transporte de condensados, o duto para a região litoral central deve ser desenhado para poder transportar um máximo de 80 Mbd.

Descrição dos dutos para GN: o transporte de gás foi conceituado como um duto desde Camisea até Lima, com uma distancia aproximada de 582 km. Como melhor opção de desenvolvimento temos a instalação de um gasoduto de 26" de diâmetro e sete (7) estações de compressão como uma primeira etapa; com estas instalações pode-se atender a demanda total do mercado de gás durante os primeiros anos do projeto. Para uma segunda etapa e de acordo com o comportamento real do mercado, deverá ser decidido pelo emprego de uma tubulação paralela ("loop"), ou instalação de estações de compressão adicionais ou ainda uma solução intermediária. Este desenvolvimento por etapas, permitirá minimizar os investimentos iniciais e postergar um montante considerável de investimentos para o momento em que as necessidades reais do mercado os exijam.

Tabela A.IV.9 - Características dos gasodutos ao litoral - Sistema de 1500 psig

Duto	Distancia (km)	Diâmetro (polegadas)	Peso (Ton)	Estações de Compressão (número)	Potencia Instalada (HP)
Principal	582	26	103.697,88	7	317.750

Fonte: (Perupetro, 1990)

Descrição do poliduto: o poliduto parte de Camisea e segue paralelo ao duto de gás até a cidade de Pisco. Estas alternativas não são as únicas possíveis nem tem sido otimizadas, no entanto a informação obtida delas é suficiente para conseguir uma valorização adequada para a modelagem.

A capacidade de transporte máxima é de 80 Mbd. Este duto para condensado consiste em um poliduto 12" de diâmetro (487 Km) com um peso total de 34,470 Ton. Serão requeridas 5 estações de bombeio, com uma potência total instalada de 27.920 HP.

Investimentos

As tabelas mostram o resumo dos montantes de investimento necessários, com o total de estações requeridas. Nestas tabelas são incluídas no item “estações de compressão e bombeio” tanto o custo da estação como dos acampamentos necessários.

Tabela A.IV.10 – Investimentos em gasodutos e poliduto

Transporte por dutos (gasoduto e poliduto)			
Item	Atividade	Unidade	Investimentos (MM US\$)
1	Gasoduto (26’’)	MM US\$	515,10
2	Poliduto (14’’)	MM US\$	228,61
3	Estações de compressão	MM US\$	250,00
4	Estações de bombeio	MM US\$	62,54

(*) Elaborado pelo autor a partir de (Perupetro, 1990)

1.3. Planta de fracionamento de líquidos

Na cidade de Pisco serão recepcionados e processados os líquidos do gás natural. Para isso será instalada uma “Unidade de Fracionamento”, com uma capacidade de desenho de 60 Mbpd, que permitirá obter propano, butano, gasolina, nafta e querosene. Todos estes produtos serão armazenados em tanques para sua respectiva comercialização.

Considera-se que o pátio de tanques terá uma capacidade total de 1.625.000 Barril, para o armazenamento de 600.000 Barril de líquidos do gás natural (equivalentes a 10 dias de armazenamento de matéria prima proveniente da planta de separação de Camisea) e para armazenar 1.025.000 Barril de produtos da unidade de fracionamento (equivalentes a 20 dias de armazenamento da produção, exceto para GLP que se considera com armazenamento para 13 dias de produção).

Produtos da Unidade

Estima-se que a Unidade de Fracionamento entregará os seguintes produtos: GLP (propano e butano comerciais), gasolina, nafta, querosene e diesel. Para uma carga de uma unidade de 60 Mbpd seriam obtidos os seguintes volumes de produtos:

- 24200 bpd de GLP.
- 17400 bpd de gasolina natural.
- 12200 bpd de nafta.
- 6200 bpd de corte destilado adicionável ao pool de querosene.

Investimentos

A construção da “Planta de Fracionamento de Líquidos” tem um custo base de 160 MMUS\$. Na tabela apresenta-se a distribuição do investimento total por atividades principais.

Tabela A.IV.11 – Investimentos planta de fracionamento

Planta de fracionamento			
Item	Atividade	Unidade	Investimentos (MM US\$)
1	Engenharia e estudos	MM US\$	8,38
2	Maquinaria e equipamentos	MM US\$	103,26
3	Obras	MM US\$	88,38

(*) Elaborado pelo autor a partir de (Perupetro, 1990)

1.4. Rede de distribuição - Lima

A rede de distribuição de gás natural combustível consistirá em um conjunto de tubulações e estações reguladoras de pressão para o abastecimento de gás às empresas industriais e do setor residencial de Lima. O gás proveniente de Camisea será descomprimido até uma pressão de operação de 375 psig (mais ou menos 25 Kg/cm²) em duas estações de regulação primária. Desde tais estações o gás será enviado para os diferentes usuários industriais, comerciais e domésticos por meio de uma rede de tubulações de distribuição. Em cada empresa industrial será instalado um módulo de redução de pressão, assim como um sistema de medição do fluxo entregue ao cliente.

Pressão de operação

A pressão de desenho das tubulações será de 375 psig. A pressão final de entrega ao usuário será de 60 psig.

Investimentos

Foi utilizado na análise dos investimentos uma pressão de operação de 375 psig. O investimento necessário é de 30 MMUS\$, incluindo os custos de instalação, fretes e seguros dos bens a serem importados, assim como o pagamento dos direitos de importação dos materiais e equipamentos importados.

Tabela A.IV.12 – Investimentos distribuição

Sistema de distribuição			
Item	Atividade	Unidade	Investimentos (MM US\$)
1	Materiais e obras	MM US\$	29,54
2	Engenharia	MM US\$	1,51
3	Outros	MM US\$	0,13
4	Contingências	MM US\$	6,31

(*) Elaborado pelo autor a partir de (Perupetro, 1990)