

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN Y
EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO - GNL EN COLOMBIA**

**OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA
DAYANA BEATRIZ SARMENTO VARELA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2004

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN Y
EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO- GNL EN COLOMBIA**

**OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA
DAYANA BEATRIZ SARMIENTO VARELA**

**Trabajo de Grado para optar al título
de Ingeniero de Petróleos**

Director

JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO

Ingeniero de Petróleos

Codirector

MANUEL CABARCAS SIMANCAS

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2004

Con todo mi cariño a:

*Dios, padre, amigo y guía
La memoria de mi abuela Eva
Mis adorados padres, Oscar y Blanca
Las razones de mi vida, Juan Esteban y Diana
Mis queridos tíos, en especial a Gerardo y Esperanza
A todos mis amigos, especialmente Silvia, Fredy, Víctor y Dayana*

Oscar

*A Dios que me ha colmado de bendiciones y me ha dado la fuerza para alcanzar esta meta
A mis padres que con su amor e incansable esfuerzo me han conducido hasta aquí
A mis amados hermanos por su incondicional apoyo y su confianza en mí
A Guido por llegar a mi vida para regalarme todo su amor
A Maria Teresa, el regalo más bello de Dios
A mis amigos, siempre amigos.*

Dayana

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

Centro de Investigación del Gas (CIG) y todo su equipo de trabajo por el apoyo brindado, lo cual facilitó el desarrollo del proyecto.

Julio César Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos y Director del proyecto, por haber confiado en nuestras capacidades y por su colaboración a lo largo del trabajo.

Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Ingeniero de Petróleos y Codirector del proyecto, por su permanente guía y recomendaciones.

Profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos (EIP), por su valiosa contribución en nuestra formación como profesionales.

Guido Polo y Fredy Herrera, por su colaboración y aportes.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACION DE UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO-GNL EN COLOMBIA.*

AUTORES

OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA.
DAYANA BEATRIZ SARMIENTO VARELA**

PALABRAS CLAVES

Prefactibilidad, Gas Natural Licuado, reservas de gas, mercado, planta, almacenamiento, transporte.

DESCRIPCIÓN

Actualmente el Centro de Investigación del Gas – CIG esta dando con este estudio los primeros pasos en Colombia para estar en una posición estratégica con el fin de capturar la creciente demanda de gas en los mercados de la Costa Sur-Este de lo Estados Unidos, México y las Islas del Caribe, convirtiéndose en uno de los primeros exportadores de Gas Natural Licuado – GNL en Sur América, usando el gran potencial de 40 TPC de reservas probables de gas natural proyectados en la Costa Atlántica. La estructura del proyecto esta basada en la filosofía de un estudio de prefactibilidad donde los cuatro ejes temáticos fundamentales son; estudio de mercado, estudio técnico, estudio ambiental y estudio económico. El proyecto presenta en el Capítulo 1 todas las generalidades de la cadena del gas natural licuado. En el Capítulo 2 un estudio de mercado de GNL con el fin de encontrar la viabilidad comercial y la ventana de oportunidad para la exportación de GNL. En el Capítulo 3 un estudio técnico donde se plantean las alternativas de producción de gas natural licuado y la ingeniería conceptual de la alternativa seleccionada para la planta de producción de GNL. En el Capitulo 4 un análisis ambiental y de seguridad de la planta de GNL en Colombia y finalmente el Capítulo 5 un estudio económico y de la estructura característica del proyecto donde se da un concepto de viabilidad con base en parámetros económicos como el TIR y VPN. Además se han trabajado temas especiales de profundización en forma de anexos y aportes que beneficiaran a las partes interesadas en la visión del proyecto en fases más adelantadas y de mayor profundización, como de factibilidad y diseño básico de ingeniería.

* *Tesis de Grado*

** *Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Julio César Pérez Angulo. Codirector: Manuel Carbarcas*

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL PREFEASIBILITY ESTUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF A LIQUEFIED NATURAL GAS - LNG PRODUCTION AND EXPORT PROJECT IN COLOMBIA.*

AUTHORS

OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA.
DAYANA BEATRIZ SARMIENTO VARELA**

KEY WORDS

Prefeasibility, Liquefied Natural Gas, gas reserves, market, plant, storage, shipping.

DESCRIPTION

With this study, first steps are being taken now for Colombia in Centro de Investigación del Gas - CIG to be in position to capture a developing gas market demand on the South-Eastern Coast of North American, Mexico and the Caribbean Islands by becoming one of the first South American exporter of liquefied natural gas (LNG) using the great potential of 40 TCF probable gas reserves from the Atlantic Coast area. The structure of the project is based in the philosophy of Prefeasibility study where the fundamental four thematic axes are: market study, technical study, environmental study and economic study. The project presents in the Chapter 1 the entire commonality of the Liquefied Natural Gas chain. In the Chapter 2 LNG market study to find the commercial viability and window opportunity for the LNG exportation. In the Chapter 3 LNG technical study where are proposed the Liquefied Natural Gas production alternatives and conceptual engineering of the selected alternative for LNG plant. Inside Chapter 4 environment and security analyses of the LNG plant at Colombia and Chapter 5 economic study and project model structure with the viability concept based in parameter economics how IRR and NPV. Moreover the study presents special deep topics in the annexes form and contributions that would benefit to interested parts on the project vision in more advanced and major deep phases how feasibility and basic engineering design stages.

* Degree Project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: Eng. Julio César Pérez Angulo. Codirector: Manuel Cabarcas.

GLOSARIO

Auto refrigeración (Auto -refrigeration): proceso en el cual el GNL es mantenido en el punto de ebullición a presión constante, por esta razón cualquier calor adherido se pierde en forma de vapor o a causa de un proceso de regasificación.

Billones de pies cúbicos (Bcf - Billion Cubic Feet): unidad de medida del gas que es aproximadamente a un trillón (1, 000, 000, 000,000) de BTU.

Carga activa (commodity charge): porción de la carga o caudal basado en el volumen total o facturado.

Carga del Consumidor (customer charge): cantidad fijada para ser pagada periódicamente por el consumidor sin tener en cuenta el consumo activo o la demanda.

Carga de la demanda (Demand Charge): porción de la carga o caudal del servicio de gas basado en las características de demanda del consumidor.

Caudal diario (daily peak): máximo volumen de gas repartido durante el día de un periodo dado.

Demanda del Contrato (contract demand): volumen que el abastecedor del servicio de gas acuerda repartir, en general la cantidad por la que el consumidor acuerda pagar.

Carga mínima (Minimun Charge): una estipulación en la cual una carga durante cierto periodo prescrito no debería ser menor que la cantidad especificada.

Punto de regulación (City Gate): estación de medida, que incluye regulación en la presión, localizada en la llegada de la tubería a una ciudad.

Compañía de distribución o utilidad de gas (Distribution Company or Gas Utility): una compañía la cual obtienen la mayor porción de sus rentas operativas de gas de la operación por comercializar gas.

Componente (component): cualquier parte o sistema que funciona como una unidad; además que se encuentra incluido pero no limitado a tubería, equipo de procesamiento, contenedores, dispositivos de control, dispositivos de seguridad, equipo contra-incendio.

Contenedor (container): componente, diferente a la tubería, que almacena un fluido.

Criógeno o Líquido criogénico (Cryogenic Liquid or Cryogens): líquidos criogénicos son gases licuados mantenidos en estado líquido a bajas temperaturas y que tienen un punto normal de ebullición de -238°F (-150°C). Todos los líquidos criogénicos son gases a temperatura y presión ambiente. Estos líquidos son metano, oxígeno, nitrógeno, helio e hidrógeno. Los criogénicos son almacenados a bajas presiones.

Curva de Carga (Load Curve): gráfica en la cual el gas enviado de un sistema es dibujado contra los intervalos de tiempo.

Curva de la duración de Carga (Load Duration Curve): una curva de cargas, graficada en orden de magnitud descendente contra intervalos de tiempo para un periodo específico. Las coordenadas deben ser absolutas o en términos de porcentaje.

Demanda (Demanda Load): caudal de flujo en un intervalo de tiempo específico, usualmente expresada en pie cúbico o metro cúbico por hora, por día o por año.

Densidad de la Carga (Load Density): la concentración de la carga del gas para un área dada es expresada como el volumen de gas por unidad de tiempo y por unidad de área.

Dique (dike): es el perímetro de un espacio que forma una barrera para prevenir derrames de líquidos en una dirección no intencional.

Eficiencia térmica (Percent Thermal Efficiency): un balance total de energía en términos de la energía que entra a la planta – la energía total que sale de la planta dividido entre la energía que entra a la planta x 100.

Emergencia (emergency): es una desviación de las operaciones normales, falla estructural condiciones ambientales severas que causarían daño a personal humano o a la planta física.

Envío promedio diario (daily average send-out): volumen total de gas entregado durante un periodo de tiempo dividido por el número de días en el periodo.

Espacio de confinamiento (impounding space): volumen de espacio formado por diques y pisos diseñados para confinar un derrame de líquidos peligrosos.

Equipamiento de la facilidad (pipeline facility): está referido a la tubería, equipos de procesamiento o construcción usados en el transporte o tratamiento del gas.

Enfriadores (Chillers): intercambiadores de calor usados para refrigerar. La función primordial es la de enfriar el gas natural hasta alcanzar temperaturas criogénicas de -260°F .

Equipo de transferencia (transfer piping): sistema de equipos permanentes o temporales usados para transferir fluidos peligrosos en facilidades de procesamiento de GNL, tanques de almacenamiento, vaporizadores, compresores, etc.

Equipos (piping): está referido a la tubería, mangueras, accesorios, válvulas, bombas, conexiones, dispositivos de seguridad o componentes relacionados a contener el flujo de fluidos peligrosos.

Equipos de almacenamiento (Storage Facilities): equipos usados para almacenar principalmente gas natural o diversos fluidos presentes en una instalación.

Facilidad de GNL (LNG facility): instalación, compuesta por tubería y equipos de tratamiento, usados para licuar o solidificar gas natural o sintético, o también para transferir, almacenar o vaporizar el GNL.

Facilidad peak-shaving (Peak-Shaving Facility): complejo el cual almacena gas natural para ser usado como complemento de cantidades normales de despacho a consumidores en periodos de alta demanda.

Factor de Carga (Load Factor): porcentaje del promedio de carga designado sobre un periodo de tiempo en instante en que ocurre una carga pico. Usualmente expresada como porcentaje.

Factor de diversidad (Diversity factor): porcentaje de la suma de demandas máximas no coincidentes de dos o más cargas para su demanda máxima coincidente por el mismo periodo.

Fluido peligroso (hazardous fluid): se denomina así al gas o líquido peligroso.

Gas interrumpido (Interruptible Gas): Gas dispuesto bajo acuerdos, los cuales permiten ser que el suministro se interrumpa por ciertas causas.

Gas Natural (Natural Gas): hidrocarburo gaseoso que es obtenido de fuentes del subsuelo, usualmente asociado con depósitos de petróleo y carbón. Contiene altas cantidades de metano y gases inertes.

Gas natural asociado y no asociado (associated and non-associated natural gas): el gas natural es encontrado en estructuras del subsuelo similar a aquellas que contienen crudo. Existen tres tipos de reservorios de gas natural:

- Estructuras de las cuales sólo el gas puede ser producido económicamente llamado Gas no asociado.
- Yacimientos de condensados los cuales contienen grandes de gas por barril de líquido liviano a producir. Aunque muchos yacimientos de condensado producen principalmente por gas, existen casos en los cuales el gas es reciclado o re inyectado con el fin de mejorar la recuperación de líquido. Este gas también es llamado no asociado.
- Los yacimientos en donde el gas se encuentra disuelto en el crudo (gas en solución) y en algunos casos en contacto con gas saturado crudo subyacente, ambos son llamados Gas asociado.

Gas Natural Licuado, GNL (Liquefied Natural Gas, LNG): gas natural o sintético que tiene metano en gran proporción, el cual ha sido cambiado a líquido o semisólido. Este gas natural ha sido enfriado a -259°F (-161°C), es incoloro, inodoro, no corrosivo y no es tóxico.

Grado día (degree day): medida cuando la temperatura del medio cae por debajo de 65°F. Por eso cada grado por el cual la temperatura del medio para cualquier día es menor de 65°F representaría un grado día. En Europa se usa el °C en vez de °F, por tanto la temperatura base es 16°C equivalente a 60.8°F.

Intercambiador de calor (Heat Exchanger): aparato mecánico que transfiere energía de un fluido a otro, similar a como lo hace el radiador del carro.

Licuefacción (Liquefaction): proceso por el cual el gas natural es convertido en GNL.

Máxima presión admisible de trabajo (maximun allowable working pressurre): es la máxima presión permisible, medida en la parte superior de los diferentes equipos mientras se operan a una temperatura de diseño.

Metano (Methane): el metano (CH₄) es comúnmente conocido como gas natural, es incoloro y altamente inflamable.

Miles de pies cúbicos (Mcf - Thousand Cubic Feet): un millón de pies cúbicos equivale al poder calorífico de 1 MMBTU.

Millón de BTU (MMBtu): un millón de BTU.

Millón de pies cúbicos (MMcf): medida de volumen del gas natural un millón de pies cúbicos.

Millones de toneladas por año (Mmtpa): millones de toneladas por año o millones de toneladas métricas por año es equivalente a 2.47 m³ de GNL.

Off-peak: periodo durante un día, semana, mes año cuando la carga que está siendo entregada por un sistema de gas no está cerca del volumen máximo entregable por ese sistema.

Operación normal (normal operation): significa el funcionamiento dentro de los rangos permitidos de presión, flujo, temperatura u otros criterios de operación.

Peak-Shaving (Demanda pico): usando fuentes de energía como el gas natural, complementar las cantidades normales suministradas a los consumidores durante periodos de traumatismo. Al usar estas fuentes de suministro previene a las tuberías de tener que expandir sus facilidades solo para acomodarse en periodos de alta demanda.

Periodo de alta demanda (Peak Use Period): periodo de tiempo cuando el uso del gas sobre un sistema particular está al máximo. Este periodo es cuando el suministro de gas es probable a ser suspendido a los consumidores. Los distribuidores emplean técnicas tal como el Peak shaving para suavizar los impactos que pueda tener la alta demanda en el mercado.

Pie Cúbico (Cf - Cubic Foot): unidad de medida volumétrica que representa un área de un pie de largo, por un pie de ancho, por un pie de alto. El gas Natural es medido en términos de Cf, Mcf, Bcf, Tcf.

Planta de GNL (LNG plant): complejo de GNL o conjunto de facilidades de GNL que funcionan como una unidad.

Presión de diseño (design pressure): presión usada en el diseño de componentes, con el propósito de determinar el espesor mínimo permisible o características físicas de varias de sus partes.

Quad: abreviación de cuatrillón, el cual equivale a mil billones de BTU (1,000,000,000,000,000) Btu. Para el gas natural es equivalente a un millón de pies cúbicos o un tera pie cúbico (TCF).

Rata de suministro (deliverability Rate): medida de la cantidad de la cantidad de gas despachado diariamente desde una facilidad de GNL, se expresa en MMCFD millones de pies cúbicos por día.

Regasificación (Regasification): proceso por el cual el GNL es calentado, convirtiéndolo en estado gaseoso.

Reservas (Reserves): volumen hidrocarburos (medidos en BCF, TCF o billones de barriles) que son considerados económicamente recuperables utilizando la actual tecnología.

Sistema de confinamiento (impounding system): incluye el espacio de confinamiento.

Sistema de control (control system): componente o sistema de componentes, tales como válvulas de control y percepción, dispositivos de descarga, de emergencia y cierre, los cuales son activados manual o automáticamente para establecer o mantener el funcionamiento de otro componente.

Sistema de distribución (Distribution system): alimentadores, sistema de tuberías, medidores, equipos y servicios encargados de transportar y controlar el suministro de gas desde punto o puntos de suministro locales (citygate).

Sistema de distribución de gas a baja presión (Low Pressure Gas Distribution System): sistema de distribución que es operado a presiones menores a 15 inH₂O (0.6psi).

Sistema de falla – seguridad (fail-safe): condición de diseño, el cual mantendrá como seguro un evento de malfuncionamiento o falla de algún dispositivo de control o suministro de energía.

Sistema de transferencia de carga (cargo transfer system): componente o sistema de componentes que funcionan como una unidad, usado exclusivamente para transferir fluidos peligrosos entre un carro tanque y un camión tanque, o entre un contenedor marino y un tanque de almacenamiento.

Sistema de transferencia (transfer system): incluye el equipo de transferencia y el sistema de transferencia de carga.

Tanque de almacenamiento (storage tank): contenedor para almacenar un fluido peligroso, incluyendo una caverna bajo tierra.

Termia (Therm): 100,000 (Btu), Unidades térmicas. Es una medida común del gas vendido a consumidores residenciales.

Transición rápida de fase (Rapid Phase Transitions): el GNL experimenta una rápida transición al vapor cuando sucede un derrame sobre el agua. El volumen del GNL inicialmente se expande 600 veces, como resultado de una transición rápida de fase (RTF) o explosión física afectando las estructuras y personas cercanas al incidente. Esta explosión no involucra combustión. Cuando el

GNL se derrama sobre el agua el calor es transferido desde el agua al GNL, resultando en una rápida transformación de líquido a gas expulsando una gran cantidad de energía.

Unidad térmica británica (Btu - British thermal unit): el BTU es la unidad estándar con que se mide el calor. El BTU es definido como la cantidad de calor necesario para aumentar un grado la temperatura de una libra de agua desde 58.5 a 59.5 °F bajo condiciones de presión de 30 pulgadas de mercurio.

Vaporización (vaporization): es la adición de una energía térmica que cambia el estado de un líquido o semisólido a vapor o gas.

Vaporización o regasificación (Boil off): una pequeña cantidad de vapor se evapora del tanque de almacenamiento a presión constante y a temperatura de ebullición constante.

Vaporizador (vaporizer): es un equipo de transferencia de calor diseñado para introducir energía térmica de manera controlada para cambiar el estado semisólido o líquido a gaseoso.

Vaporizador (heated vaporizer): vaporizador que obtiene calor de fuentes naturales.

Vaporizador Ambiental (ambient vaporizer): vaporizador que obtiene calor de fuentes naturales como la atmósfera, agua de mar, agua superficial o aguas geotermiales.

Zona de exclusión (exclusion zone): área que rodea un complejo de GNL, en la cual un operador o una agencia de gobierno controla legalmente todas las actividades que se estén presentando.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL LICUADO	3
1.1 DESARROLLO HISTÓRICO DEL GAS NATURAL LICUADO	3
1.2 CONCEPTOS BÁSICOS DEL GAS NATURAL	4
1.2.1 Características del gas natural	5
1.2.2 Especificaciones de calidad para el gas natural	6
1.2.3 Especificaciones de calidad para la licuefacción del gas natural	6
1.3 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL)	7
1.3.1 Composición típica del gas de la Costa Atlántica colombiana	8
1.4 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL LICUADO	9
1.5 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL LICUADO	10
1.6 USOS DEL GAS NATURAL LICUADO	12
1.7 LA CADENA DEL GAS NATURAL LICUADO	14
1.7.1 Operaciones corriente arriba (Upstream)	15
1.7.2 Pretratamiento del gas natural	15
1.7.3 Licuefacción y almacenamiento del gas natural	16
1.7.4 Almacenamiento	17
1.7.5 Embarque y transporte del Gas Natural Licuado	18
1.7.6 Recepción y regasificación del Gas Natural Licuado	19

2.	ESTUDIO DE MERCADO DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL)	20
2.1	DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO Y SU MERCADO	21
2.1.1	Dinámica del negocio	21
2.1.1	Usos y aplicaciones	22
2.1.3	Descripción general del mercado	22
2.2	ANÁLISIS DE LA DEMANDA	27
2.2.1	Proyecciones de la demanda mundial	29
2.2.2	Demanda mundial de GNL aprovechable por Colombia	30
2.2.3	Selección del mercado o zona objetivo del proyecto en Colombia	35
2.3	ANÁLISIS DE LA OFERTA	36
2.3.1	Proyecciones de la oferta mundial	36
2.3.2	Oferta mundial de GNL en competencia con Colombia	38
2.2.3	Determinación de los competidores directos del proyecto en Colombia	40
2.4	BALANCE OFERTA-DEMANDA PARA LOS MERCADOS OBJETIVO	41
2.5	ANÁLISIS DE PRECIOS DEL GNL	41
2.5.1	Fluctuación de los precios de gas natural	41
2.5.2	Grupos de consumidores	42
2.5.3	Componentes del precio del gas natural	42
2.5.4	Volatilidad de precios	43
2.5.5	Evolución de los sistemas de precios del gas natural licuado	43
2.5.6	Sistemas de precios para el GNL actualmente en vigencia	44
2.6	DISPONIBILIDAD DE MATERIA PRIMA	47
2.6.1	Reservas probadas de gas natural en Colombia	47

2.6.2	Reservas de gas natural probables y posibles en Colombia	48
2.6.3	Demanda de gas natural en Colombia	49
2.6.4	Precios de la materia prima	50
2.7	CANALES DE COMERCIALIZACION	51
2.8	ANALISIS DE LOS MERCADOS OBJETIVO	52
2.8.1	Estados Unidos	52
2.8.2	México	56
2.8.3	Jamaica	58
2.9	ANALISIS DE LOS COMPETIDORES DIRECTOS	59
2.9.1	Trinidad y Tobago	59
2.9.2	Nigeria	61
2.9.3	Venezuela	62
2.10	CONCLUSIONES PREFACTIBILIDAD COMERCIAL DE GNL	63
3.	ESTUDIO TÉCNICO DE LA PLANTA DE GAS NATURAL LICUADO	65
3.1	TAMAÑO DE LA PLANTA	65
3.1.1	Análisis de factores	66
3.1.2	Conclusión del tamaño de la planta	70
3.2	LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA	70
3.2.1	Análisis preliminar	70
3.2.2	Metodología utilizada	71
3.2.3	Análisis de factores	74
3.2.4	Conclusión sobre la localización de la planta	78
3.3	INGENIERÍA CONCEPTUAL DEL PROYECTO	80

3.3.1	Descripción general del proceso	80
3.3.2	Tecnologías para la obtención de GNL	93
3.3.3	Selección del proceso	113
3.3.4	Determinación del número de equipos en el proceso	122
3.3.5	Obras Civiles	127

4. ANÁLISIS AMBIENTAL Y DE SEGURIDAD DE LA PLANTA DE GAS

NATURAL LICUADO – GNL		129
4.1	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	130
4.1.1	Construcción	130
4.1.2	Operación	131
4.2	DESCRIPCIÓN DEL MEDIO	132
4.2.1	Aspectos físicos	132
4.2.2	Aspectos bióticos	136
4.2.3	Aspectos socioeconómicos	137
4.2.4	Áreas sensibles	139
4.3	IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS	141
4.3.1	Emisiones atmosféricas	141
4.3.2	Aguas residuales	141
4.3.3	Desechos sólidos	142
4.3.4	Emisión de ruido	142
4.3.5	Impactos ecológicos	143
4.3.6	Impactos socioeconómicos y culturales	144
4.4	ESTANDARES DE SEGURIDAD PARA LAS FACILIDADES DE GAS	

NATURAL LICUADO – GNL	144
4.4.1 Planes y procedimientos	145
4.4.2 Requerimientos del sitio	146
4.4.3 Materiales	148
4.4.4 Diseño de componentes y edificaciones	148
4.4.5 Diseño y capacidad de contención	150
4.4.6 Tanques de almacenamiento	150
4.4.7 Diseño de sistemas de transferencia	152
4.4.8 Maquinaria y equipos	152
5. ANÁLISIS ECONÓMICO Y ESTRUCTURA DE UN PROYECTO DE GNL	
EN COLOMBIA	155
5.1 ESTRUCTURA DEL PROYECTO	156
5.1.1 Generalidades	156
5.1.2 Características económicas actuales y tendencias en los proyecto de GNL	157
5.1.3 Estructura del modelo comercial propuesto para el proyecto de GNL en Colombia	164
5.1.4 Descripción de la cadena de valor del proyecto de GNL en Colombia	168
5.1.5 Descripción de la cadena de valor por fuera de la estructura de GNL en Colombia	174
5.1.6 Precios de venta de GNL	176
5.1.7 Tiempo de evaluación del proyecto	176
5.1.8 Cronograma propuesto para el proyecto de GNL en Colombia	176
5.2 ANALISIS ECONOMICO	157
5.2.1 Definición de los conceptos económicos para la evaluación económica.	157
5.2.2 Análisis Netback.	157

5.3	EVALUACIÓN FINANCIERA	157
5.3.1	Valor Presente Neto – VPN (Net Present Value method - NPV).	157
5.3.2	Tasa Interna de Retorno – TIR (The Internal Rate of Return – IRR).	157
5.3.3	Resumen de indicadores de evaluación.	157
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		186
BIBLIOGRAFÍA		190
ANEXO A. ANÁLISIS CRONOLÓGICO DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL)		197
ANEXO B. CONVERTIDOR DE UNIDADES PARA EL GAS NATURAL LICUADO		205
ANEXO C. ANÁLISIS DETALLADO DEL ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DEL GAS NATURAL LICUADO		209
ANEXO D. ANÁLISIS DETALLADO DE LA RECEPCIÓN Y REGASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO		241
ANEXO E. ANÁLISIS DETALLADO DE RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL		258
ANEXO F. ANÁLISIS DETALLADO DEL MERCADO DE GNL		281
ANEXO G. DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LOS PROCESOS PARA LA LICUEFACCIÓN DEL GAS NATURAL		316

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Gas Natural Licuado	10
Figura 2. Planta de licuefacción Base Load	12
Figura 3. Planta de licuefacción Peak Shaving	13
Figura 4. Cadena del Gas Natural Licuado	14
Figura 5. Plataforma de producción y tratamiento de gas natural costa afuera	15
Figura 6. Planta de licuefacción Base Load de Gas Natural Licuado tipo cascada	17
Figura 7. Tanque de almacenamiento de GNL	18
Figura 8. Buque de GNL	18
Figura 9. Terminal de recepción y regasificación de GNL	19
Figura 10. Principales Mercados de GNL	23
Figura 11. Distribución del mercado mundial de GNL	24
Figura 12. Comercio mundial de GNL – Histórico	25
Figura 13. Actuales y futuros países exportadores e importadores	26
Figura 14. Demanda mundial GNL-2003 por países	27
Figura 15. Proyección Demanda mundial de GNL	29
Figura 16. Mercados o zonas objetivo para el proyecto en Colombia con su demanda al 2010	35
Figura 17. Oferta mundial de GNL-2003	36
Figura 18. Proyección Oferta mundial de GNL	38

Figura 19. Competidores directos del proyecto en Colombia	40
Figura 20 Variación en el consumo de gas natural en EE.UU.	42
Figura 21. Escenarios o estructuras de precios para el GNL	44
Figura 22. Histórico de precios de referencia para el GNL	46
Figura 23. Reservas probadas de gas natural en Colombia al 2002	47
Figura 24. Esquema de las reservas probables de gas natural en Colombia	48
Figura 25. Demanda de gas natural 2001-2020	49
Figura 26. Comparación entre reservas y demanda interna-proyecto de exportación	50
Figura 27. Proyecciones de precios de referencia para el gas en boca de pozo- Colombia	51
Figura 28. Fuentes de suministro de gas natural en Estados Unidos. Histórico y proyecciones	53
Figura 29. Terminales de recepción y regasificación de GNL en Estados Unidos, en operación y construcción	55
Figura 30. Comparación entre reservas y demanda interna-proyecto de exportación	56
Figura 31. Demanda estimada de gas natural en México	57
Figura 32. Terminales de recepción y regasificación en México	58
Figura 33. Planta de GNL. Trinidad y Tobago	60
Figura 34. Esquema general de los proyectos de GNL en Venezuela	63
Figura 35. Evolución de la capacidad de las plantas	68
Figura 36. Evolución de los costos de la planta y la tecnología en los procesos	69
Figura 37. Opciones de comercialización de GNL para Colombia	71
Figura 38. Ciudades alternativas para el montaje de la planta de GNL	72
Figura 39. Infraestructura de transporte de gas en las ciudades alternativas	75
Figura 40. Ciudad seleccionada preliminarmente para el montaje de la Planta de GNL	78

Figura 41. Ciclo simple de refrigeración por compresión de vapor	81
Figura 42. Aplicación del ciclo de refrigeración como un refrigerador	82
Figura 43. Ciclo del refrigerador de Carnot	85
Figura 44. Ciclo ideal de compresión de vapor	87
Figura 45. Planta real de compresión de vapor	89
Figura 46. Cantidad de calor removido en función de la temperatura para licuar 1 MPC de gas a 500 psi	91
Figura 47. Potencia teórica requerida para un sistema de refrigeración ideal con expulsión de calor a 38° C (100° F)	92
Figura 48. Diagrama simplificado del ciclo cascada	95
Figura 49. Curvas de enfriamiento típicas para el ciclo cascada	96
Figura 50. Diagrama de flujo del ciclo cascada optimizado	98
Figura 51. Curvas de enfriamiento típicas para el ciclo de refrigerantes mezclados	102
Figura 52. Diagrama simplificado del ciclo simple de refrigerantes mezclados	105
Figura 53. Ciclo de refrigerantes mezclados con sistema de pre-enfriamiento con propano	106
Figura 54. Líneas de entalpía constante y línea de inversión para una sustancia	110
Figura 55. Ciclo simple de expansión de gas refrigerante	111
Figura 56. Distribución de la planta de Gas Natural Licuado	128
Figura 57. Temperaturas que se registran a lo largo del año en la ciudad de Riohacha	133
Figura 58. Precipitación registrada a lo largo del año en la ciudad de Riohacha	134
Figura 59. Evaporación registrada mensualmente en la ciudad de Riohacha	134
Figura 60. Humedad relativa registrada mensualmente en la ciudad de Riohacha	135
Figura 61. Horas de brillo solar que se presentan a lo largo del año en la ciudad de Riohacha	135

Figura 62. Lugar de disposición de los residuos sólidos del municipio de Riohacha	139
Figura 63. Vertimiento de los residuos del matadero en las playas de Riohacha	140
Figura 64. Emisario final del sistema de alcantarillado del municipio de Riohacha	140
Figura 65. Cadena de valor genérica de GNL	156
Figura 66. Principales tendencias en la industria del GNL	157
Figura 67. Efecto de la Economía de Escala en los proyectos de producción de GNL	158
Figura 68. Proyección de gastos de capital en la cadena de valor del GNL	159
Figura 69. Proyección de gastos de capital en la cadena de valor del GNL	161
Figura 70. Cadena de valor del proyecto GNL en Colombia	165
Figura 71. Importancia relativa de la industria del GNL en compañías actualmente en la industria del GNL	166
Figura 72. Costos unitarios por capacidad de las plantas de GNL en operación	170
Figura 73. Distribución de los costos en las instalaciones de la planta de GNL	171
Figura 74. Histórico y proyecciones de precio de transporte de GNL por unidad de capacidad	173
Figura 75. Flujo de Caja del Proyecto de GNL en Colombia	179

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Especificaciones de calidad para el gas natural en Colombia	6
Tabla 2. Contaminantes en el gas natural para su licuefacción	7
Tabla 3. Composición de un gas natural antes y después de ser licuado	8
Tabla 4. Composición típica del gas natural en la Costa Atlántica colombiana	9
Tabla 5. Propiedades del metano	11
Tabla 6. Terminales en operación, construcción y planeación en Sur América	30
Tabla 7. Terminales en operación, construcción y planeación en El Caribe	31
Tabla 8. Terminales en operación, construcción y planeación en Centroamérica	32
Tabla 9. Terminales en operación, construcción y planeación en Norte América	33
Tabla 10. Terminales en operación, construcción y planeación en Europa	34
Tabla 11. Demanda en términos de capacidad de los terminales en la zona objetivo de Colombia	35
Tabla 12. Capacidad de licuefacción en construcción al 2003	37
Tabla 13. Plantas en competencia directa con la planta de GNL planeada para Colombia	38
Tabla 14. Oferta en términos de capacidad de las plantas de licuefacción en la zona objetivo de Colombia	40
Tabla 15. Oferta en términos de capacidad de las plantas de licuefacción en la zona objetivo de Colombia	41
Tabla 16. Precios de referencia para el GNL - 1985-2004	45

Tabla 17. Estado de los terminales actuales en Estados Unidos	54
Tabla 18. Estado de los terminales actuales en Jamaica	59
Tabla 19. Proyectos de exportación de GNL en Trinidad y Tobago	61
Tabla 20. Proyectos de exportación de GNL en Nigeria	62
Tabla 21. Proyectos de exportación de GNL en Venezuela	62
Tabla 22. Datos sobre la tasa de desempleo en el año 2002	76
Tabla 23. Costo de terreno en ciudades alternativas para el año 2001	78
Tabla 24. Método cualitativo de puntos para determinación de localización.	
Matriz de selección	79
Tabla 25. Evaluación del funcionamiento del proceso MCR de acuerdo al número de etapas	103
Tabla 26. Comparación de la eficiencia de los diferentes ciclos de licuefacción	115
Tabla 27. Comparación de la eficiencia de los procesos básicos de licuefacción de gas natural	116
Tabla 28. Evaluación de los ciclos de licuefacción de gas natural	117
Tabla 29. Costos de los ciclos de licuefacción de gas natural	119
Tabla 30. Comparación de la utilización actual de cada ciclo el mundo	120
Tabla 31. Matriz de selección de la tecnología para la planta de GNL	123
Tabla 32. Número de equipos en el proceso	124
Tabla 33. Niveles máximos de emisión de ruido por equipo de la planta	143
Tabla 34. Composición de un gas natural antes y después de ser licuado	146
Tabla 35. Comparación del diseño base para la estructuración del proyecto GNL en Colombia	160
Tabla 36. Principales entidades prestamistas durante los últimos años en el sector energético	163
Tabla 37. Costos asociados al segmento de la cadena de valor de desarrollo y producción de reservas	168
Tabla 38. Costos asociados al segmento de la cadena de interconexión campo de gas-planta GNL	169

Tabla 39. Costos de los ciclos de licuefacción de gas natural	169
Tabla 40. Costos asociados al segmento de la cadena de las facilidades de licuefacción	172
Tabla 41. Relación entre la distancia de viaje y duración para los buques de GNL	172
Tabla 42. Costos asociados al segmento de la cadena de transporte de GNL	174
Tabla 43. Costos asociados al segmento de la cadena de recepción y regasificación de GNL	175
Tabla 44. Costos asociados al segmento de la cadena de recepción y regasificación de GNL	175
Tabla 45. Cronograma Propuesto para el desarrollo de actividades del proyecto de producción y exportación de GNL	177
Tabla 46. Netback de un proyecto de GNL en Colombia	178
Tabla 47. Suposiciones de costos de servicios	183
Tabla 48. Resultados Generales de VPN y TIR	183

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Análisis cronológico del Gas Natural Licuado (GNL)	197
Anexo B. Convertidor de unidades para el Gas Natural Licuado	205
Anexo C. Análisis detallado del almacenamiento y transporte del Gas Natural Licuado	209
Anexo D. Análisis detallado de la recepción y regasificación del Gas Natural Licuado	241
Anexo E. Análisis detallado de reservas, producción y consumo de gas natural a nivel nacional e internacional	258
Anexo F. Análisis detallado del mercado de GNL	281
Anexo G. Descripción detallada de los procesos para la licuefacción del gas natural	316

INTRODUCCIÓN

Es aceptado que los combustibles fósiles seguirán siendo por muchas décadas el motor de desarrollo de la economía mundial. Dentro de los combustibles fósiles, el gas natural es el de mayor crecimiento en demanda. Ello, debido a sus propiedades de combustible limpio y no tóxico, y también gracias al descubrimiento - efectuado hace más de 90 años - de poder convertir el gas natural en líquido (GNL), lo que hace posible transportarlo hacia mercados distantes en forma económica.

Colombia es un país donde aun no se tiene experiencia con las tecnologías de la industria del GNL y además existe una tendencia hacia el planeamiento de megaproyectos energéticos como el expuesto por este proyecto, en países cercanos como Venezuela, Perú y Bolivia. Por esta razón resulta totalmente pertinente, comenzar a pensar en la viabilidad de un proyecto de producción y exportación de gas natural licuado, basados en el gran potencial de mas de 40 TPC de gas natural como reservas probables que tiene Colombia en la Costa Atlántica.

Por las razones anteriores se quiso desarrollar un “Estudio de Prefactibilidad Técnico - Económico para la implementación de un proyecto de producción y exportación de Gas Natural Licuado- GNL en Colombia”, con el cual se pretende analizar otra alternativa para ubicar el gas natural en mercados con perspectiva internacional. Este proyecto busca convertirse en un punto de partida para el gobierno y el sector privado, con proyecciones hacia negocios futuros relacionados con la exportación de energía, teniendo en cuenta que los retos mas grandes en el sector energético están basados en el desarrollo de esta fuente y sobre todo cuando se piensa en aumentar la cantidad de divisas para el país y en mejorar la balanza comercial. Otro aspecto importante es la apertura de una nueva línea de investigación en la Escuela de Ingeniería de Petróleos que implicará la revisión y optimización de los procesos existentes así como el uso de paquetes de simulación para evaluar las diferentes tecnologías de licuefacción del gas natural.

La estructura del proyecto esta basada en la filosofía de un estudio de prefactibilidad donde los cuatro ejes temáticos fundamentales son; estudio de mercado, estudio técnico, análisis ambiental y

estudio económico. El estudio presenta en el Capítulo 1 todas las generalidades de la cadena del gas natural licuado. En el Capítulo 2 un estudio de mercado de GNL con el fin de encontrar la viabilidad comercial y la ventana de oportunidad para la exportación de GNL. En el Capítulo 3 un estudio técnico donde se plantean las alternativas de producción de gas natural licuado y la ingeniería conceptual de la alternativa seleccionada para la planta de producción de GNL. En el Capítulo 4 un análisis ambiental y de seguridad de la planta de GNL en Colombia y finalmente el Capítulo 5 un estudio económico y de la estructura característica del proyecto donde se da un concepto de viabilidad con base en parámetros económicos como el TIR y VPN. Además se han trabajado temas especiales de profundización en forma de anexos y aportes que beneficiaran a las partes interesadas en la visión del proyecto en fases más adelantadas y de mayor profundización, como la factibilidad y el diseño básico de ingeniería.

1. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL LICUADO

Es importante antes de entrar al estudio desde el punto de vista económico y técnico de cualquier forma de energía, tener un conocimiento general de su evolución histórica, sus principales características, propiedades y usos. Por tal razón en este capítulo se explican rápidamente todos los temas mencionados, involucrados con el Gas Natural Licuado.

1.1 DESARROLLO HISTÓRICO DEL GAS NATURAL LICUADO¹

Una excelente forma para analizar la prospectiva de un futuro negocio es la realización de un Análisis Cronológico Detallado², que sirva como herramienta para las decisiones de inversión, al presentar la evolución de varios factores como mercado, economía, política y tecnología asociados a la cadena del sector en el cual se va a invertir. A continuación se presenta un análisis histórico general del GNL:

Los primeros desarrollos experimentales en GNL se dieron en EU en la década de los 50s, dándose el primer suministro de GNL desde Argelia hacia el Reino Unido (UK) en 1959 y el primero comercial hacia el Reino Unido y Francia en 1964 y 1965. La industria del GNL vio un notorio crecimiento con la apertura del mercado en Japón en 1969, con suministros desde Alaska y Brunei inicialmente y más tarde desde Indonesia, Malasia y Australia. Con la caída del precio del petróleo en 1973, se impulsó mucho más el desarrollo del GNL y su posicionamiento frente a los otros energéticos y además llevó a tasar los precios del GNL basados en el precio del petróleo en los contratos de suministro de GNL. Los primeros suministros desde Argelia hasta EU se dieron en 1972, pero a pesar de la construcción de cuatro terminales de regasificación, las ventas de GNL colapsaron y permanecieron a un bajo nivel durante las décadas de los 80s y 90s y solo retornaron a los picos del 79 hasta el año 2000. Durante los 80s y comienzos de los 90s, el mercado se desarrolló más en Europa, Corea y Taiwán. A finales de los 90s y principios del año 2000 se ha visto un rápido

¹ FLOWER, Andy. *LNG Today. The Energy Publishing Network*

² Ver Anexo A, *Análisis Cronológico del Gas Natural Licuado*

crecimiento de los mercados en EU, España, Portugal y Grecia, y nuevas facilidades de producción en Omán, Qatar, Nigeria y Trinidad.

El mercado mundial de GNL fue aproximadamente de 126 mtpa³ en el año 2001, con un mayor crecimiento del mercado en la región Asia-Pacífico, particularmente Japón, y un rápido crecimiento del mercado en la Cuenca Atlántica. A la fecha existen 12 complejos de licuefacción en el mundo, con 64 trenes o módulos y una capacidad de producción de 126 mtpa. Hay planes para añadir 16 trenes a estos complejos con una capacidad de 60 mtpa. Adicionalmente hay anuncios de por lo menos 20 nuevos proyectos programados para los próximos años, con capacidad de producir 130-160 mtpa. Si se planea que la demanda de gas natural crezca en el mundo a una tasa de 2.5 a 3 % por año, la demanda de GNL puede llegar a crecer el doble de dicha tasa. La participación del GNL en el mercado mundial del gas es hoy del orden de 21% y se espera que crezca a 30% hacia el año de 2010.

Teniendo en cuenta este desarrollo histórico y si se analizan los antecedentes de los últimos años en los países geográficamente ubicados hacia los mercados de Estados Unidos, México, las islas del Caribe y Europa, como lo son Trinidad y Tobago, Venezuela, Perú y Bolivia, donde ya existen plantas de GNL operando y varias en etapas de planeación, se puede concluir que para Colombia es totalmente estratégico pensar en GNL.

1.2 CONCEPTOS BÁSICOS DEL GAS NATURAL⁴

Es necesario partir de un conocimiento claro acerca del gas natural, energético que sirve como materia prima para la producción de GNL, aunque dejando claro que el proceso de producción de Gas Natural Licuado no se trata de una transformación del gas natural sino simplemente de un cambio de estado físico.

³ mtpa: millones de toneladas métricas por año. A lo largo de toda la cadena del GNL se utilizan diferentes unidades según la sección de su cadena en la cual se encuentre. Ver Anexo B. Convertidor de unidades de gas natural licuado.

⁴ Montemayor, Arthur. *Licuación y transporte de Gas Natural*. Publicado para la Facultad de Minas y Asociación Colombiana de Ingenieros, Geólogos de Minas, Metalurgia y Petróleos. 1979

1.2.1 Características del gas natural. El gas natural es una mezcla gaseosa de hidrocarburos cuyo principal componente es el metano. Además el gas natural contiene etano, propano, y C4+ en proporciones entre 5 y 15%, también contiene gases no hidrocarburos como oxígeno, nitrógeno, bióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, helio, vapor de agua, argón, criptón, xenón.

Los compuestos contenidos en la mayoría de las mezclas de gas natural pueden clasificarse en tres grupos: combustibles, diluentes y contaminantes. Los combustibles son los hidrocarburos saturados y alifáticos desde el metano hasta los compuestos más pesados, estos son los componentes deseables en las mezclas del gas natural. Metano, etano y propano llegan hasta el mercado en estado gaseoso por gasoducto y por transporte marítimo en buques cuando es GNL. Los líquidos del gas natural son condensados a alta presión o bajas temperaturas y separados cerca del pozo o en las plantas de gas. El propano, las mezclas del propano y butanos iso y normal, se venden como gas licuado del petróleo GLP. Algunos butanos, pentanos y otros de peso mayor se venden como gasolina natural.

Los diluentes son compuestos inertes sin la capacidad para quemar o producir calor, los cuales simplemente ocupan espacio en el gasoducto. Estos no contribuyen nada al valor calorífico del gas; es más, lo disminuyen. De aquí el nombre de diluentes. Entre los diluentes comunes se encuentran: bióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, vapor de agua, helio, argón, criptón, xenón, mercurio, etc. Normalmente hay que remover ciertos de éstos para cumplir con las especificaciones de calidad del consumidor. Se acostumbra hacer esta remoción en el campo, antes de que el gas ingrese al sistema de gasoductos. Y en el caso de que se vaya a transportar mediante buques, se debe purificar el gas natural, para poder someterlo al proceso de licuefacción.

Los contaminantes en las mezclas del gas natural pueden causarle daño al usuario como también a sus instalaciones y éstos se deben remover o se deben mantener en concentraciones muy bajas para cumplir con las normas de calidad. Algunos de los contaminantes principales son: Ácido Sulfhídrico, Bióxido de carbono, sulfuro de carbonilo, azufre orgánico y libre, cualquier líquido y sólido.

5 Se refiere al proceso de remoción de todos los compuestos del gas natural diferentes al metano, y que a la temperatura de ebullición del mismo se encontrarían congelados.

1.2.2 Especificaciones de calidad para el gas natural. Especificaciones para el transporte por Gasoducto: Contratos para la compra o la venta de gas contienen especificaciones sobre la calidad del gas en cuestión, y de acuerdo al Reglamento Único de Transporte de gas natural (RUT) en Colombia establece lo siguiente:

Tabla 1. Especificaciones de calidad para el gas natural en Colombia

Especificaciones	Valor
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	1150 BTU/SCF
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	950 BTU/SCF
Contenido líquido	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	0,25 granos/100 SCF
Contenido total de azufre máximo	1 granos/100 SCF
Contenido total de CO ₂ máximo en % volumen	2%
contenido de N ₂ máximo en % en volumen	3%
Contenido de inertes máximo en % en volumen	5%
Contenido de O ₂ máximo en %	0,10%
Contenido de H ₂ O máximo	6,0 Lb/MMSCF
Temperatura de entrega máxima	120° F
Temperatura de entrega mínima	40° F
Contenido máximo de polvos y material de suspensión	0,7 granos/MSCF

Fuente: Reglamento Único de Transporte (RUT). CREG Resolución de diciembre de 1999

1.2.3 Especificaciones de calidad para la licuefacción del gas natural. Una parte vital para la mayoría de las plantas de licuefacción es la sección de pretratamiento del gas. Varios constituyentes comunes del gas natural, si se les deja entrar a una unidad de licuefacción, pudieran congelarse, ensuciar, o taponar los intercambiadores de calor, acumulándose en los tanques de almacenamiento, y causando daño a bombas y tuberías. Estos compuestos incluyen el bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y otros compuestos de azufre, agua, hidrocarburos pesados (C₆⁺) y mercurio.

Concentraciones máximas típicamente permisibles de los compuestos mencionados en el gas de alimento para unidades de licuefacción se encuentran en la Tabla 2.

Tabla 2. Especificación de contaminantes en el gas natural para su licuefacción

Contaminante	Concentración
Acido Sulfhídrico	menos de 6 PPM (peso)
Agua	menos de 1 PPM (volumen)
Bióxido de carbono	menos de 100 PPM (volumen)
Hexanos C6+	máximo de 10 ⁻⁶ gr/m ³
Mercurio	máximo de 10 microgramos por metro cúbico (O C,760mm Hg)

Fuente: Montemayor, Arthur. *Licuación y transporte de Gas Natural*

1.3 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL)⁶

El GNL es gas natural llevado de la fase gaseosa a la fase líquida, por medio de procesos de enfriamiento criogénicos. El GNL tiene un punto de ebullición atmosférico de aproximadamente - 260 °F. Por lo cual el gas al ser enfriado hasta estas condiciones variará su composición, ya que los componentes como son el bióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, helio, argón, criptón y xenón, no pasarán a la fase líquida por tener puntos de ebullición más bajos, es decir son más livianos y por lo tanto necesitan una temperatura más baja para que puedan ser licuados. De la misma forma los compuestos con un punto de ebullición más alto que el del metano podrían encontrarse congelados a las condiciones del GNL. En la tabla 3 se muestra la composición de un gas natural antes de ser licuado (a) y después de ser licuado (b).

⁶ LOWENSTEIN, Walter. *Liquefied Natural Gas*. Published by JOHN WILEY & SONS.

Tabla 3. Composición de un gas natural antes y después de ser licuado

Composición de un gas natural antes y después de ser licuado	
(a) Composición del gas natural de alimento a la planta de licuefacción	
Compuesto	Fracción molar (%)
N ₂	2,96
C ₁	93,3
C ₂	2,9
C ₃	0,71
C ₄	0,32
C ₅	0,08
C ₆ ⁺	0,004
(b) Composición del natural después de ser licuado	
C ₁	95,9
C ₂	2,4
C ₃	0,63
C ₄	0,28
C ₅	0,07
C ₆ ⁺	0,0056

Fuente: Lowenstein, Walter. *Liquefied Natural Gas*

1.3.1 Composición típica del gas en la Costa Atlántica colombiana⁷. Dentro del planeamiento de un proyecto de producción y exportación de GNL, las características, propiedades y calidad que tenga el gas natural, que va a servir de alimento a la planta de licuefacción tales como; contenido de contaminantes, componentes, poder calorífico, son la base para determinar muchos factores técnicos y económicos esenciales para determinar la viabilidad del proyecto. Una fuente colombiana de gas natural de composición adecuada para una planta de licuefacción es por ejemplo la mostrada en la siguiente tabla.

⁷ TEXACO. Reporte Cromatógrafos. Distrito de la Guajira

Tabla 4. Composición típica del gas natural en la Costa Atlántica colombiana

Composición típica de una fuente de gas natural en Colombia		
Componente		Mol %
Metano	CH ₄	97,07
Etano	C ₂ H ₆	1,6
Propano	C ₃ H ₈	0,08
i-Butano	iC ₄ H ₁₀	0,02
n-Butano	nC ₄ H ₁₀	0,01
i-Pentano	iC ₅ H ₁₂	0,01
n-Pentano	nC ₅ H ₁₂	(61 ppmv)
Hexano	C ₆₊	0
Oxígeno	O ₂	0,04
Nitrógeno	N ₂	1,14
Bióxido de carbono	CO ₂	0,03
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	0
Total		100

Fuente: Cromatógrafo de Texaco. Distrito de La Guajira.

1.4 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL LICUADO

El GNL es gas natural purificado, es decir en un porcentaje casi total de metano, que ha sido refrigerado a -160° C (-260° F) mediante procesos de refrigeración y expansión.

El Gas Natural es eficientemente almacenado en su forma líquida. Un pie cúbico de GNL se vaporizara en 600 pies cúbicos de gas Natural a condiciones atmosféricas. (Proporción de almacenamiento de 600 a 1)

Figura 1. Gas Natural Licuado



Fuente: Oil and Gas Journal Julio 16, 2001

- El GNL no es toxico, es incoloro e inodoro.
- El GNL tiene un excelente registro en cuanto a seguridad, y tal como el gas natural es un mínimo contaminante de fuentes terrestres y marítimas.
- El GNL tiene aproximadamente 86,500 BTU por US galón, comparados con los 91,000 BTUs por US galón del propano.

1.5 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL LICUADO

Ya que el metano es el principal componente del GNL, las propiedades físicas son muy aproximadas a las propiedades físicas del metano variando en base a la composición del gas, pero normalmente no cambian demasiado.

Tabla 5. Propiedades del metano

Peso molecular	16,04
Gravedad específica del gas (relativa al aire)	0,555
Gravedad específica del líquido a -258,7° F y 14,7 psi	0,425
Densidad del gas a -258,7° F y 14,7 psi	0,11 lb/ft ³
Densidad de líquido a -258,7° F y 14,7 psi	26,6 lb/ft ³
Punto de ebullición a 14,7 psia	-258.7° F
Temperatura a la cual la densidad del gas es igual a la densidad del aire a 14,7 psia y 60° F	-155° F
Volumen estándar equivalente de 1ft ³ líquido saturado	625 SCF
Nivel inferior de inflamabilidad	5%
Nivel superior de inflamabilidad	15%
Temperatura de auto ignición	1000° F
Poder calorífico	24000BTU/Lb
Calor específico del líquido saturado a 14,7 psia	0.825BTU/(lb _m °R)
Presión crítica del líquido saturado a 14,7 psia	673 psia
Temperatura crítica del líquido saturado a 14,7 psia	-116.37° F
Viscosidad del líquido saturado a 14,7 psia	0.287 lb _m /(ft-h)
Calor de vaporización del líquido saturado a 14,7 psia	219.2 BTU/lb _m

Fuente: McDermott, Johns. *Liquefied Natural Gas Technology*.

Las propiedades del metano puro pueden verse en la Tabla 5. Por ejemplo, la gravedad específica del líquido relativo al agua es 0.425. El punto de ebullición atmosférico es aproximadamente -260° F, a la cual es la temperatura en que se transporta el GNL en forma líquida. Estas temperaturas criogénicas deciden la selección de los materiales a utilizar en los sistemas de almacenamiento y manejo. La temperatura en que el vapor de metano es boyante en el aire es -155 °F. El vapor, a una temperatura más alta que la mencionada, asciende y se dispersa en la atmósfera. Esta característica es importante en lo que se refiere a normas y derrames. El grado de inflamabilidad del metano

requiere un 5 a 15 por ciento en volumen de mezclado con aire para que sea inflamable. En cualquier otra forma la mezcla entonces es demasiado ligera, y no se quemará, ya que se encuentra fuera del punto de inflamabilidad. El nivel de 15 por ciento se ha denominado límite superior de inflamabilidad. El GNL, en estado líquido, no es muy inflamable. En general, las propiedades de cualquier GNL diferirán ligeramente de las del metano, dependiendo de la composición exacta del GNL.

1.6 USOS DEL GAS NATURAL LICUADO

En Estados Unidos se ha usado el GNL en operaciones tanto de suministro ordinario “*Base Load*” (Suministro continuo de gas natural) como extraordinario “*Peak Shaving*” (aumento en el requerimiento de gas natural por el invierno).

Figura 2. Planta de licuefacción Base Load



Fuente: LNG World Map. Petroleum Economist publication

El suministro “*Base Load*” involucra una continua operación de licuefacción y almacenamiento para transporte sobre tierra o agua, almacenamiento al punto de recibo, vaporización y odorización para el uso tradicional del gas. El GNL permite la transferencia de gas de áreas de sobreoferta a

áreas de deficiencia donde no puede ser llevado por tubería. En la Figura2 se puede observar un terminal de licuefacción y exportación “base load”.

Otro uso del GNL es como fuente de emergencia cuando el suministro regular de gas es interrumpido a pequeñas poblaciones que estén alejadas de las líneas de distribución de gas natural. Un carro tanque de GNL y un vaporizador portátil puede proveer el servicio hasta que se restaure el servicio regular.

El Gas Natural es muy deseable como combustible vehicular debido a su limpia combustión. Sistemas duales de combustible usando gas comprimido y gasolina están entrando al mercado de motores para vehículos. El GNL como combustible vehicular añade la ventaja de incrementar la capacidad de carga, pero requiere tanques más complejos de almacenamiento que para el gas comprimido debido a su capacidad de aislamiento y refrigeración.

Figura 3. Planta de Licuefacción Peak Shaving



Fuente: LNG World Map. Petroleum Economist publication

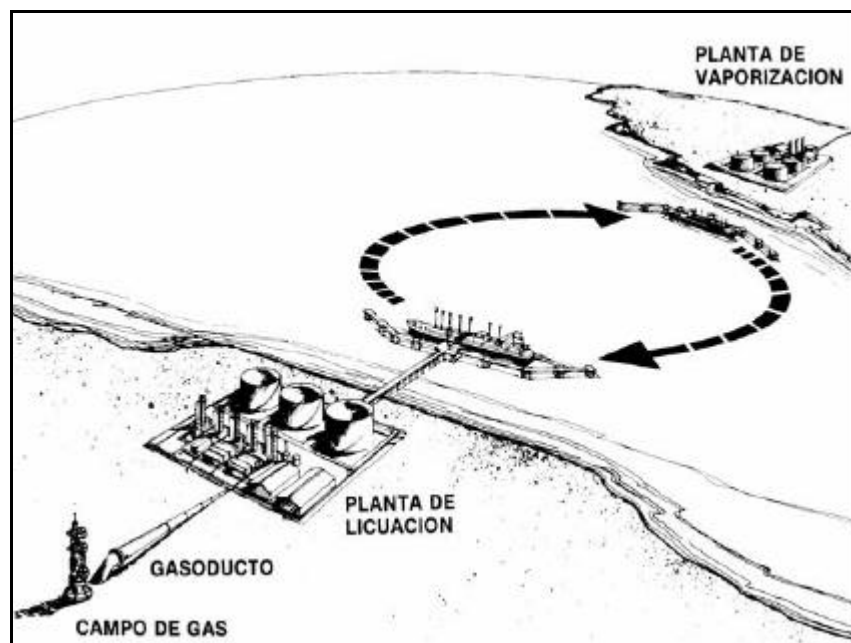
Las Plantas “Peak Shaving” reciben, licuan y almacenan el exceso de gas por encima de la demanda en el verano, cerca de áreas de consumo para la vaporización durante periodos pico en el invierno cuando la capacidad del gasoducto no es suficiente para satisfacer la tasa diaria de consumo. Esas plantas están generalmente equipadas con sistemas de pretratamiento, licuefacción, almacenamiento, vaporización y odorizante. Se caracterizan por una baja tasa de licuefacción sobre un periodo de tiempo relativamente largo y una tasa rápida de vaporización para desocupar los equipos de almacenamiento en pocos días. Algunas compañías han proveído el servicio de “Peak

Shaving” para solo una porción de su sistema total de distribución de gas natural con el uso de un tanque de almacenamiento, vaporizador y odorización con suministro de GNL por carrotanque desde una planta cercana. La Figura 3, ilustra una planta “Peak Shaving”.

1.7 LA CADENA DEL GAS NATURAL LICUADO⁸

Un proyecto de GNL consiste de una cadena continua de actividades que unen la producción del gas natural y su usuario final. Estos vínculos en la cadena de suministro de GNL incluyen; producción de gas y pretratamiento, proceso de licuefacción, embarque, regasificación y distribución como gas natural a los usuarios finales.

Figura 4. Cadena del Gas Natural Licuado



Fuente: Amos, Avidan. LNG links remote supplies and markets

⁸ FLOWER, Andy. LNG Today. The Energy Publishing Network

1.7.1 Operaciones corriente arriba (Upstream). La operación corriente arriba cubre la exploración, el desarrollo, producción y pretratamiento del gas. Los proyectos de GNL requieren grandes reservas de gas (en exceso de 10 TPC), capaces de producir gas a un nivel óptimo para por lo menos 20 años de contrato de venta en el caso de bs contratos a largo plazo, sin embargo actualmente esta surgiendo una nueva modalidad de contratos a corto plazo, en promedio entre 2 y 5 años.

La calidad del gas también es un factor importante para determinar si los proyectos de GNL son económicos, por esta razón si el gas no esta totalmente libre de impurezas y su composición no es en su mayor porcentaje metano (>90%), antes de entrar a la planta de licuefacción se debe someter a pretratamiento.

Figura 5. Plataforma de producción y tratamiento de gas natural costa afuera



Fuente: Foto por Oscar Arenas. Plataforma Chuchupa A

1.7.2 Pretratamiento del Gas Natural. Antes de permitir el ingreso de gas natural a la sección de licuefacción dentro de una planta de GNL, se debe asegurar que el gas de alimentación cumple con normas de calidad para evitar daños, corrosión y una operación ineficaz en la sección de

licuefacción. Existe la necesidad de establecer la garantía que los siguientes contaminantes no exceden las concentraciones máximas permisibles.

Líquidos y sólidos

Agua

Ácido sulfhídrico, Bióxido de Carbono y mercurio

La remoción de líquidos y sólidos se efectúa empleando separadores y filtros apropiados. La remoción de vapor de agua, sin embargo, es una operación que requiere un diseño de ingeniería específico. Dos procesos que se emplean comúnmente en la deshidratación de gas natural son: Absorción con Glicol y Adsorción con Tamices Moleculares.

1.7.3 Licuefacción y almacenamiento del gas natural.⁹ La licuefacción involucra el proceso criogénico de enfriamiento del Gas a -160°C (-260°F) de manera que pueda ser almacenado en tanques aislados. A la fecha existen 12 complejos de licuefacción en el mundo, con 64 trenes o módulos y una capacidad de producción de 126 mtpa. Hay planes para añadir 16 trenes a estos complejos con una capacidad de 60 mtpa. Existen tres procesos principales para licuar el gas natural, el proceso de Refrigeración Multicomponentes o Refrigerantes Mezclados, el proceso Phillips tipo Cascada y el proceso tipo Turbo-Expansión.

El metano como principal componente del gas natural no puede ser licuado por incremento de presión solamente, éste puede solo ser licuado por debajo de -110°C (-166°F) a alta presión, y a presión atmosférica tiene que ser enfriado hasta -160°C (-259°F) para convertirlo a líquido. La mayoría de las operaciones de GNL son manejadas a presión atmosférica (14,7 psia) y cuando se lleva a cabo la regasificación del GNL, un pie cúbico de metano ocupa alrededor de 600 pies cúbicos como gas a condiciones estándar (14.7 psia y 60°F).

⁹ Ver Capítulo 3. Estudio Técnico.

Figura 6. Planta de Licuefacción de Gas Natural Licuado tipo Cascada



Fuente: Página Web Atlantic LNG (Trinidad y Tobago)

1.7.4 Almacenamiento. El factor más importante que debe determinarse en el diseño de un sistema de almacenaje es el volumen total que será empleado. Este volumen se determina por medio del análisis de las operaciones de la flotilla utilizando modelos computacionales¹⁰. El paso siguiente es la determinación del número de tanques que proporcionen el almacenaje total—debe considerarse la flexibilidad de operación con uno o más tanques contra el costo unitario elevado de tanques pequeños.

Los tres tipos básicos de almacenamiento son: (1) sobre tierra con doble pared de metal; (2) almacenaje subterráneo; y (3) almacenaje de concreto previamente tensado.

La gran mayoría de tanques para almacenaje de GNL se encuentran en forma de metal de doble pared sobre tierra. (Figura 7) La pared interna es de un 9% de acero al níquel o de una aleación de aluminio, dependiendo del tamaño del tanque y del costo relativo de estos dos materiales criogénicos al tiempo de su construcción. La pared externa es de acero dulce y esta separada de la pared interna por aislamiento. El techo es generalmente de pared doble con una cubierta de aislamiento suspendida por debajo del mismo. El piso del tanque interior tiene una base de

¹⁰ Ver Anexo D. Análisis Detallado del almacenamiento y transporte de GNL.

concreto que se mantiene por encima de las temperaturas de congelación por medio de un sistema eléctrico de calefacción.

Figura 7. Tanque de almacenamiento de GNL



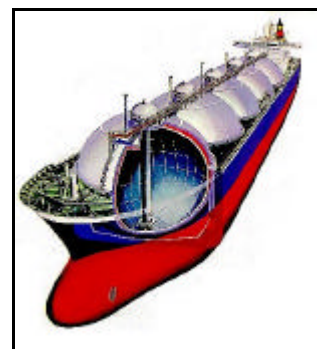
Fuente: Oil and Gas Journal Julio 16, 2001

1.7.5 Embarque y transporte del gas natural licuado¹¹. En la cadena, el embarque constituye un vínculo vital en el transporte de GNL. El GNL es llevado a presión atmosférica en tanqueros construidos especialmente para este fin.

Figura 8. (a) y (b) Buque de GNL



(a)



(b)

Fuente: Oil and Gas Journal Julio 16, 2001

¹¹ Ver Anexo C. Análisis Detallado del almacenamiento y transporte de GNL.

Actualmente existen alrededor de 130 barcos de GNL en operación con más de 50 planeados o en construcción. La mayoría de los barcos existentes tienen una capacidad de 120000 m³ a 140000 m³ de GNL. La vida útil de un barco es de 20 años, aunque existe un gran número de barcos que se encuentran en operación desde hace más de treinta años.

1.7.6 Recepción y regasificación del gas natural licuado.¹² Para retornar el GNL a su estado gaseoso, es descargado de los barcos a los terminales de recepción y regasificación (actualmente existen 38 terminales a nivel mundial) de GNL y así lograr su distribución a los usuarios finales. A su arribo el gas natural en su estado líquido, es bombeado primero a un tanque de almacenamiento, similar a aquellos utilizados usualmente en las plantas de licuefacción a presión atmosférica, luego es bombeado a alta presión a través de varios componentes del terminal donde es calentado en un ambiente controlado.

Figura 9. Terminal de recepción y regasificación de GNL



Fuente: Oil and Gas Journal Julio 16, 2001

El GNL es calentado mediante su paso por tuberías calentadas por fuego directo o agua. Luego el gas vaporizado es regulado a la presión necesaria para entrar al sistema de transporte donde es llevado a los consumidores comerciales y residenciales para los usos locales y la generación de energía eléctrica.

¹² Ver Anexo D. Análisis Detallado de la Regasificación del Gas Natural Licuado

2. ESTUDIO DE MERCADO DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL)

El estudio de mercado es una etapa crucial en la tarea de encontrar una ventana de oportunidad para la exportación de gas natural en forma de GNL desde una planta de licuefacción ubicada en Colombia, si tomamos como base que estamos tratando con una industria que desde sus comienzos se ha proyectado como un negocio a nivel internacional de gran competitividad frente a la búsqueda de mercados que demanden las capacidades de producción proyectadas y de la misma forma una industria intensiva en cuanto a las inversiones de capital. Esta fase es vital para poder evaluar la viabilidad comercial del proyecto en términos de diferentes factores de mercado, tales como: demanda, oferta, precios, esquemas de distribución y comercialización, antecedentes de los competidores y las tendencias del mercado. Cada uno de estos factores es importante y están estrechamente relacionados, por lo tanto deben ser analizados en conjunto.

Este estudio presenta en un comienzo, una conceptualización global del producto, en este caso gas natural licuado-GNL y su mercado, con el fin de entender su dinámica en la comercialización. También se analiza la demanda a nivel internacional¹³ y las proyecciones de consumo en los próximos años, con las cuales se determina los mercados o zonas objetivo. De la misma forma se presenta la oferta a nivel internacional, donde se determinan los competidores directos del proyecto. Más adelante se presenta la dinámica de los precios del GNL y del gas natural y se hace una evaluación de disponibilidad de materia prima, en este caso un análisis de reservas y producción de gas natural en Colombia, este último como requisito fundamental dentro de la planeación de un proyecto de GNL, junto con el análisis de los competidores directos y las ventanas de oportunidad (mercados objetivo), presentando sus principales características, antecedentes y proyecciones.

¹³ En el caso de un proyecto de estas características no se analiza la demanda a nivel nacional teniendo en cuenta que un megaproyecto de estas características se crea con intenciones de exportación de las reservas no comprometidas con la demanda interna de gas natural y unido a esto, no existe actualmente un mercado interno de GNL en Colombia.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO Y SU MERCADO

2.1.1 Dinámica del negocio. No existe actualmente una fuente de energía con un crecimiento semejante al del gas natural, y dentro de él, sus excelentes proyecciones con respecto a su comercialización en forma de gas natural licuado no son la excepción. Existen varios países y grandes compañías que ya plantean y tienen la visión de una economía basada en este energético¹⁴. Esta situación ha hecho que el mercado del gas natural a nivel mundial se haya convertido en un punto especial de discusión y con características muy definidas. Por esta razón en esta primera parte del estudio se presenta una descripción del mercado al 2003, con el fin de comprender su dinámica y características, y así al final poder identificar cual es la ventana de oportunidad para un proyecto de exportación de GNL en Colombia.

El GNL es un producto resultado del procesamiento del gas natural, mediante su refrigeración a temperaturas criogénicas¹⁵ por debajo de -160°C (-260°F), donde es licuado de manera que pueda ser almacenado en tanques con sistemas de aislamiento y transportado en buques de GNL, y por lo tanto ofreciendo una alternativa económicamente viable, para el transporte de esta fuente de energía a grandes distancias y desde campos de producción marginales y aislados.

En un proyecto internacional típico de GNL, el gas natural se transporta por medio de gasoducto desde los campos de gas hasta una planta de licuefacción localizada por lo general en la costa cerca de un puerto. Aquí mediante un proceso criogénico de refrigeración, logra un cambio de estado a líquido, disminuyendo su volumen 600 veces. El gas licuado se almacena a presión atmosférica en tanques aislados hasta que sea cargado en buques de GNL que han sido construidos para ese propósito. Los buques llevan el GNL hasta un terminal de recepción, donde se calienta, se regasifica y se entrega a un sistema de gasoductos para el transporte hasta el mercado consumidor (domiciliario, industrial y generación eléctrica). Es de destacar que el surgimiento de nuevas tecnologías en los procesos de generación eléctrica (plantas de ciclo combinado) y el mejoramiento de las existentes, unido al crecimiento de la industria del GNL ha hecho que la demanda de gas natural se dispare en los últimos años.

¹⁴ *Looking to the future - BP Amoco's gas-to-market outlook. SPE paper 68149 y Natural Gas the Revolution is coming. MJE Consultants. JPT mayo 2002.*

¹⁵ *Temperatura criogénica: temperaturas por debajo de -140°C . Cryosa.*

2.1.2 Usos y aplicaciones. La primera aplicación del GNL, se dio como fuente de energía complementaria cuando el suministro normal y regular de gas es interrumpido a pequeñas poblaciones que estén alejadas de las líneas de distribución de gas natural. Un carrotanque de GNL y un vaporizador portátil puede proveer el servicio hasta que se restaure el servicio regular. Este proceso se realiza mediante las plantas “Peak Shaving” que reciben, licuan y almacenan el exceso de gas por encima de la demanda en el verano, cerca de áreas de consumo para la vaporización durante periodos pico en el invierno cuando la capacidad del gasoducto no es suficiente para satisfacer la tasa diaria de consumo.

La segunda aplicación es el suministro “*Base Load*”, el cual involucra la construcción de una planta para la producción de grandes tasas de GNL y una continua operación de licuefacción y almacenamiento para transporte sobre agua a nivel interoceánico, almacenamiento al punto de recibo y vaporización y odorización para el uso tradicional del gas. El GNL permite la transferencia de gas de áreas en sobreoferta a áreas de deficiencia donde no puede ser llevado por tubería.

En los últimos años ha surgido una tercera aplicación, donde el gas natural en forma de GNL ha sido muy utilizado como combustible vehicular debido a su limpia combustión y mayor densidad energética que el gas comprimido. Mediante el uso de sistemas duales de combustible GNL-Gasolina se está logrando entrar al mercado de combustibles para vehículos. El GNL como combustible vehicular añade la ventaja de incrementar la capacidad de carga y por lo tanto la densidad energética, pero requiere tanques más complejos de almacenamiento en comparación del gas comprimido, debido a la necesidad de aislamiento y refrigeración del GNL.

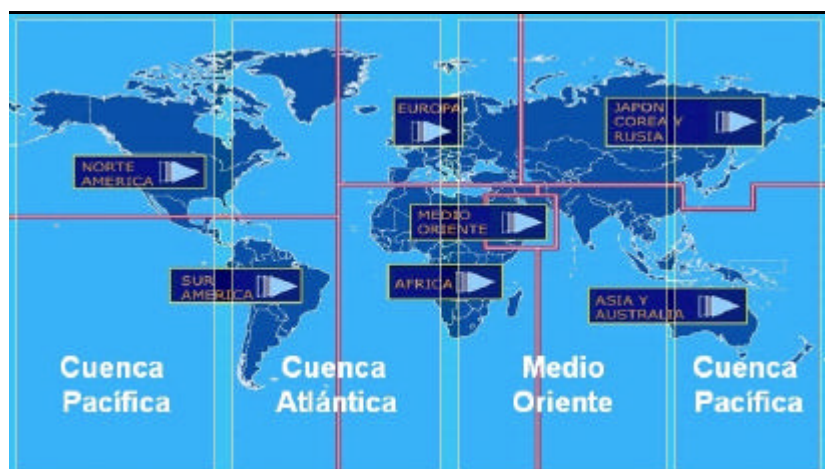
2.1.3 Descripción general del mercado. En principio debe tenerse claro que dentro del consumo mundial de energía, donde participan entre otros; el petróleo, el carbón, la energía nuclear y en los últimos años las energías renovables como la eólica y la solar, el gas natural está creciendo a tasas que nunca antes se habían presentado y aun más, con proyecciones mayores frente a los demás participantes de la torta mundial de energéticos. Se tiene proyectado una participación del gas natural igual o superior a la del petróleo hacia el 2025 según las estimaciones de la Energy Information Agency en su International Energy Outlook (ver Anexo E). Todo esto ha estado incentivado por varios factores dentro de los cuales se destaca; el aumento de reservas en los

últimos años en países que hasta entonces no contaban con estos recursos, el mejoramiento de las tecnologías en la industria del gas natural que han permitido la optimización de procesos y el aumento en las capacidades y el continuo crecimiento de la demanda en los países industrializados principalmente en Norte América y Europa.

Analizando el comportamiento del gas natural durante los años 2002 y 2003, se encuentra un crecimiento tan solo del 1%, en cuanto a la producción mundial de este combustible fósil, llegando a una producción acumulada en el 2002 de 2580 billones de metros cúbicos (91 TPC), dentro de esta cifra, el 26%, es decir 697 billones de metros cúbicos (24,6 TPC), han sido comercializados internacionalmente (exportaciones-importaciones). De esta cantidad, el GNL creció un 4.3% en el año llegando a 430 billones de metros cúbicos (15,1 TPC), esto representa el 27.4% del mercado mundial de gas natural. Además durante estos años se presentó un hito dentro del comercio de gas natural licuado, el 9% fue importado dentro de estructuras de contrato a corto plazo y entregas puntuales (spot), cifra record que marca la tendencia hacia un mercado más flexible.

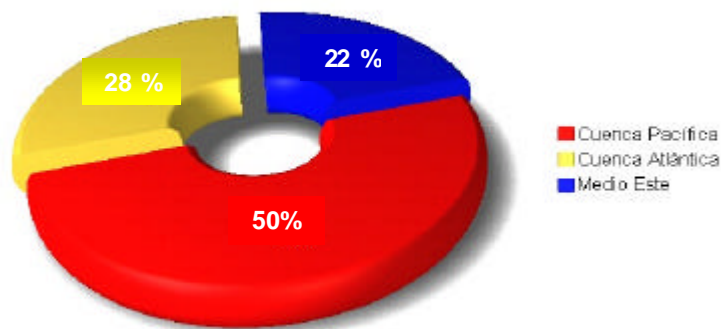
A través de las cuatro décadas de operación de las plantas de GNL, se han venido consolidando tres regiones de comercialización con características diferentes y bien definidas, esta situación debida principalmente al manejo de los precios del gas natural, en algunas zonas regulado y en otras con un mercado abierto de libre oferta y demanda. En la figura 10 se encuentran delimitadas geográficamente las tres zonas de comercialización de gas natural licuado.

Figura 10. Principales Mercados de GNL



Las tres grandes regiones que producen GNL son: región Asia-Pacífico que cuenta con un 50% de la producción al 2003, Cuenca Atlántica con un 28% y Medio Oriente con un 22%. La región Asia Pacífico es la región que produce y consume la mayor cantidad de GNL, cerca del 50% de la producción mundial. Mediante la Figura 11, se esquematiza esta situación actual del mercado.

Figura 11. Distribución del mercado mundial de GNL



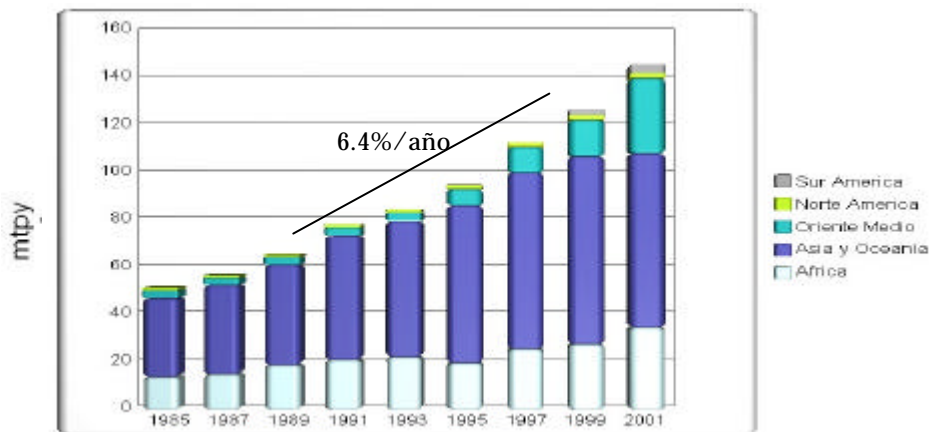
Fuente: LNGOneWorld

Teniendo en cuenta esta distribución de los mercados de GNL a nivel mundial, podemos observar que para el caso de Colombia, su ubicación geográfica le otorga grandes ventajas en cuanto a la búsqueda de un mercado potencial para el gas natural licuado que se produzca. Su ubicación le permite tener acceso a dos de las principales cuencas de comercialización de GNL; la cuenca Atlántica y la Cuenca Pacífica, donde se encuentran dos de los países con mayor crecimiento en la demanda de gas natural; Estados Unidos y Japón, además de otros que actualmente se están volviendo más atractivos, por su tendencia a la liberación de sus mercados y la necesidad de cubrimiento de pequeñas demandas que vienen en crecimiento.

El mercado mundial de GNL fue aproximadamente de 145 mtpa (millones de toneladas por año) en el año 2003, correspondiente al 27.4% del mercado global de gas natural, con un moderado crecimiento del mercado en la región Asia-Pacífico, particularmente Japón, y un rápido crecimiento del mercado en la Cuenca Atlántica.

Varios autores han coincidido en los últimos años en señalar que si la demanda de gas natural esta creciendo y se proyecta en el mundo a una tasa de 2.5 a 3% por año según predicciones de la Energy Information Administration (EIA), la demanda de GNL puede crecer el doble de dicha tasa y de hecho lo ha venido haciendo en los últimos años, como lo muestra la Figura12.

Figura 12. Comercio mundial de GNL– Histórico



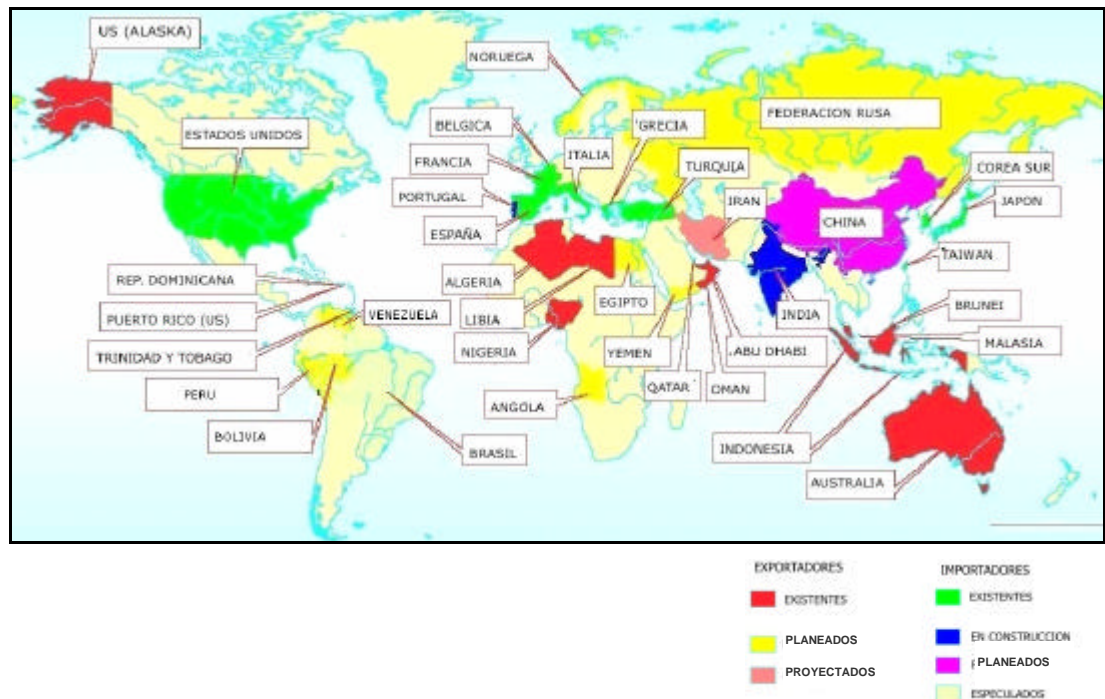
Fuente: LNGOneWorld

El crecimiento de los mercados de Estados Unidos y algunos países de Europa, y la reducción de costos en la cadena del GNL, hacen que el proyecto se convierta en un prospecto muy atractivo para cubrir aquellos mercados que vienen en crecimiento. Las oportunidades de los vendedores para comparar precios entre Estados Unidos y Europa ha hecho más rentable y atractivo el mercado en la Cuenca Atlántica. Durante la última década la demanda de la cuenca Atlántica creció un promedio de 12% al año, mientras que en la región Asia Pacífico el crecimiento fue solo de 5% al año en el mismo periodo. Existe un gran número de proyectos de plantas de GNL, en diversas regiones del planeta como lo son Rusia, Noruega, Irán, el Suroeste Africano (Nigeria, Guinea Ecuatorial y Angola), Venezuela, Perú y Bolivia. Estas tres últimas pertenecientes a la región de Sur América, donde Colombia también podría abrir nuevos mercados de gas natural licuado o participar en lo ya existentes y proyectados en aumento de capacidad a mediano y largo plazo. Es interesante observar y plantear que la tendencia hacia el planeamiento de proyectos de exportación de gas natural en forma de GNL de esta zona de Sur América, resulta para Colombia en un foco de empuje estratégico hacia la toma de decisiones que lleven a dar los primeros pasos para estar en una

posición privilegiada, con el fin de capturar la creciente demanda de gas en los mercados de la Costa Este y Oeste de lo Estados Unidos, México, las Islas del Caribe y los países de Europa Occidental, convirtiéndose en un posible exportador de gas natural licuado - GNL en Sur América. Probablemente y teniendo en cuenta las tendencias actuales, el futuro del comercio de GNL será dominado por:

- Cambios en la estructura corriente abajo (downstream) de los mercados, correspondiente al surgimiento de nuevos mercados que forzarán a los compradores a buscar suministros más flexibles que en el pasado. Es decir un viraje hacia contratos a corto plazo y suministros a mercados puntuales (spot), haciendo que los tradicionales contratos a largo plazo no sean la estructura predominante del negocio.
- Reducciones en los costos de GNL a un punto donde sea competitivo con el transporte de gas por tubería, en un gran número de mercados crecientes mostrados en la Figura 13.

Figura 13. Actuales y futuros países exportadores e importadores

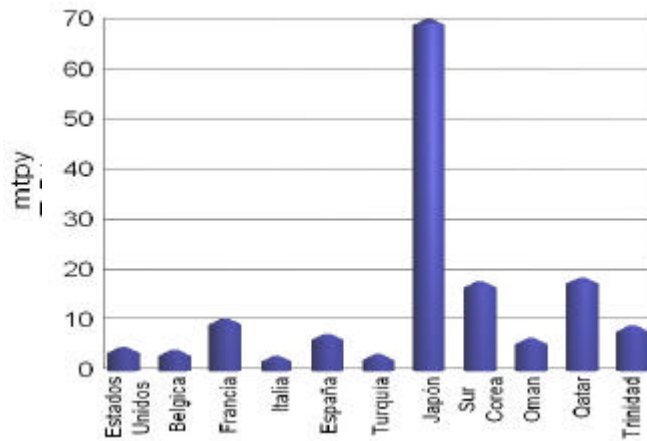


Fuente: World LNG. BP

2.2 ANALISIS DE LA DEMANDA¹⁶

La demanda mundial de GNL alcanzó los 112.94 mtpa (millones de toneladas por año) en el 2003, de este total el 71% perteneció a la región Asia Pacífico y el 29% a la Cuenca Atlántica. En la Cuenca Atlántica los principales mercados están en Europa, particularmente en España y Francia, estos mercados consumieron en el año 2003 un total de 23.3 mtpa, como puede ser observado en la Figura 14.

Figura 14. Demanda mundial GNL-2003 por países



Fuente: World LNG. BP

A la fecha existen 41 terminales de recepción y regasificación de gas natural licuado, con una capacidad de entrega (sendout) de 368 B mc/año (billones de metros cúbicos por año). Es importante señalar la tendencia que existe hacia el “libre acceso” (Open Access) en los terminales de importación de GNL, lo cual favorece ampliamente la flexibilidad del negocio y la evolución hacia mercados a corto plazo y entregas puntuales (spot).

La región de Asia-Pacífica es el mercado de GNL más grande en el mundo, donde Japón es el mayor importador de GNL. Alrededor del 70% de la demanda en Japón es proveniente de compañías de energía y distribuidores de gas que también compran directamente GNL. Durante los

¹⁶ La información detallada del mercado de GNL, puede ser ampliada con el Anexo F. de este estudio.

años del 2002 a 2003 este mercado creció un 2% llegando a 70.5 mtpa, esto representa el 68.5% del mercado total de GNL. En general el crecimiento de la demanda durante el 2003 fue lento en los mercados existentes de Japón con 2.2%, moderado en Corea del Sur con 11%, similar al de sus últimos años y elevado para Taiwán que prácticamente doblo su crecimiento.

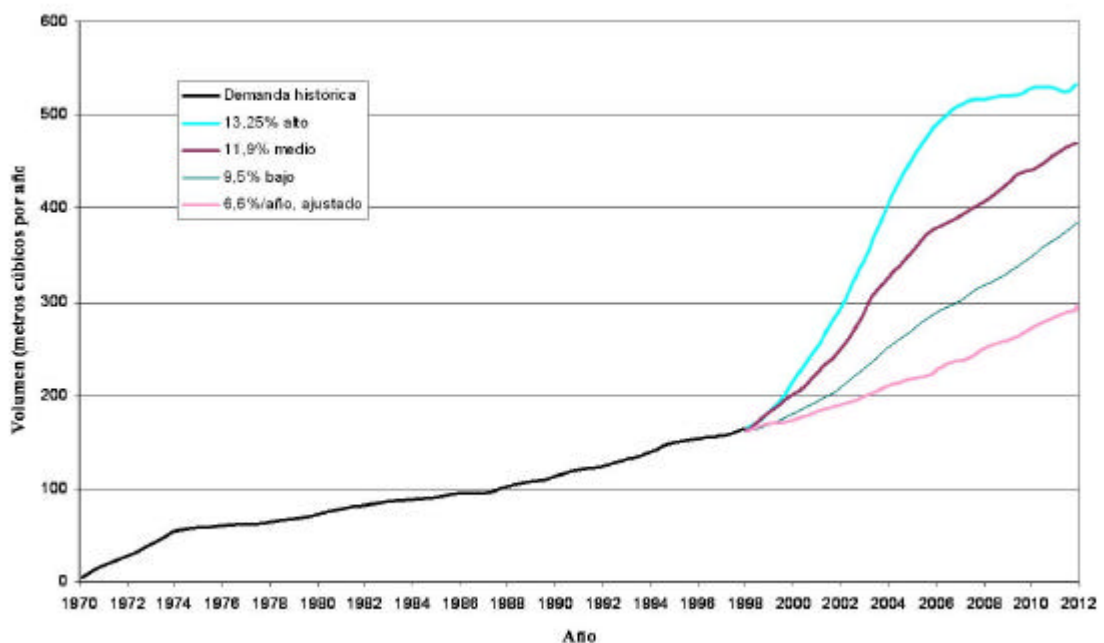
En términos de perspectiva del mercado se espera de Europa, que sea un mercado con un alto crecimiento gracias a los nuevos terminales en España, Turquía y Portugal, que actualmente se encuentran en construcción y otros terminales que se encuentran bajo planeación, dentro de los cuales están dos en España, dos en Italia, dos en Francia y uno en el Reino Unido. De hecho, durante el año 2002 fue la región de mayor crecimiento con el 19%, llegando a 30.2 mtpa correspondiente al 26.7% del GNL totalmente comerciado.

Dentro de esta región de Europa, existen dos países que vale la pena destacar; el primero de ellos es España, actualmente el país de mayor crecimiento en el último año, con un 30% que corresponde a 10.3 mtpa. Esta situación es debida principalmente a que solo esta conectado al sistema de distribución de gas europeo por una línea sencilla de gasoducto y por la obligación de ley que no le permite a un solo país exportador, contar con más del 60% del suministro a España, lo que ha significado una diversificación de países exportadores que lo suplan. El segundo país europeo al cual se refiere es Inglaterra, irónicamente fue el primer país en convertirse en importador de GNL (1964- Canvey Island), pero con el surgimiento de los suministros desde el Mar del Norte, sus terminales de recepción de GNL fueron desmantelados. Esta situación puede cambiar en los próximos años debido a la caída proyectada de estos suministros desde el Mar del Norte en más del 50% al 2020.

Aunque Estados Unidos es el mercado de gas más grande del mundo, el GNL tiene una baja proporción en el consumo de gas, cerca de 4.8 mtpa en el 2001, lo cual representa el 1% del mercado de gas total en este país. Sin embargo, dentro de los mercados de la Cuenca Atlántica tiene una gran influencia en cuanto a la estructura de precios, en casi todas las ocasiones ligadas a los niveles de precios Henry Hub (La.) y tasadas con base a un escenario "netback". Gracias al libre juego de oferta y demanda que se da en las estructuras comerciales de sus proyectos.

2.2.1 Proyecciones de la demanda mundial. El mercado de GNL ha crecido significativamente en años recientes y existen predicciones, que indican que se puede duplicar hacia el año 2010 y triplicar hacia el año 2015. Esta tendencia puede ser observada con la Figura 15. Donde se plantean varios escenarios de crecimiento, siendo el promedio de 6.6% al año el más adecuado para hacer predicciones económicas.

Figura 15. Proyección Demanda mundial de GNL (Billones de metros cúbicos)



Fuente: LNG World Trade and Technology. Yokogawa.

Durante el año 2002 la demanda de la cuenca Atlántica creció un promedio de 12% al año, mientras que en la región Asia Pacífico el crecimiento fue solo de 5% al año en el mismo periodo. Existe un gran número de proyectos de plantas de GNL, en diversas regiones del planeta como lo son Rusia, Noruega Irán, Venezuela, Perú, Bolivia y el Suroeste Africano, lo cual conlleva a una dura lucha por estos mercados. El desarrollo de los contratos a corto término continuará, sin embargo el mercado seguirá dependiendo de los contratos a largo término.

2.2.2 Demanda mundial de GNL aprovechable por Colombia. Existen propuestas para terminales en México, Centro América, Sur América, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Todos estos mercados están ubicados en la Cuenca Atlántica, que como lo mostraba anteriormente el estudio es la región de comercio de GNL con mayor crecimiento. Dentro de ella se encuentran los mercados más estratégicos frente a la posibilidad de construcción de una planta de licuefacción de gas natural en Colombia, ya que estaría en posición de competir directamente con los demás países exportadores, gracias a su cercanía geográfica. Esta oleada de nuevos terminales de regasificación en el radio de acción del proyecto en Colombia, se detalla mediante una serie de tablas en las cuales se hace un balance entre la demanda actual y la proyectada, con el fin de comprobar la cantidad de ventana de oportunidad para Colombia. Esta ventana de oportunidad determinada aquí, luego es combinada con la oferta mundial existente y planeada para estos mercados en particular, para así al final poder realizar el balance oferta-demanda de GNL.

La primera zona en ser presentada es Sur América, con el surgimiento de Brasil como el primer país importador de GNL en el continente y también en un corto plazo exportador, situación que lo convertirá en el segundo país con esta condición de importador-exportador a nivel internacional, después de Estados Unidos. Este mercado se encuentra a una distancia de 5000 millas náuticas de la posible planta en Colombia. Y en total presenta una ventana de oportunidad de 0.341 billones de pies cúbicos de gas natural equivalentes a 2.41 mtpa al 2006.

Tabla 6. Terminales en operación, construcción y planeación en Sur América

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (billones pies cúbicos diarios)
BRASIL	Suape	2005	Petrobras	0,141
BRASIL	Ceara	2004	BP, Repsol-YPF	0,2
			Total	0.341

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

La segunda región en ser analizada es la correspondiente al Caribe (distancia al mercado de 500 millas náuticas en promedio, aproximadamente 926 kilómetros) donde la mayoría de las islas están viendo crecer sus demandas energéticas rápidamente, como es el caso de Puerto Rico que a través

de Ecoelectrica, compañía generadora de energía eléctrica en este país, impulsó el primer proyecto de importación de GNL en la zona. La demanda total de esta región al 2006 se da en 3,834 billones de pies cúbicos de gas natural, equivalentes a 27.3 mtpa. Para Colombia existen dos mercados en esta zona atractivos en los cuales tendría la ventaja de cercanía sobre cualquier país que le compita, excepto con Trinidad y Venezuela, con los cuales se tiene prácticamente la misma distancia hasta las Islas del Caribe. Estos mercados son Jamaica y Republica Dominicana con 1.04 billones de pies cúbicos en demanda al 2007. Sin embargo no se puede descartar la demanda de 2.6 billones de pies cúbicos día en el 2006, planeada por Bahamas.

Tabla 7. Terminales en operación, construcción y planeación en El Caribe

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (billones pies cúbicos diarios)
PUERTO RICO	Penuelas	2000	EcoElectrica	0,194
REP. DOMINICANA	Andrés	2003	AES Corp.	0,5
REP. DOMINICANA	Punta Caucedo	2003	Unión Fenosa, Enron	0,4
BAHAMAS	Grand Bahamas	2006	Tractebel	0,8
BAHAMAS	Calypso	2005	El Paso	1
BAHAMAS	OceanCay, Bimini	2006	AES Corp.	0,8
JAMAICA	Jamaica	2007	Atlantic LNG	0,14
			Total	3.834

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

Dentro de la tercera región en análisis; Centroamérica, el caso particular de México es muy atractivo para la planta ubicada en Colombia, gracias a su cercanía geográfica de menos de 1000 millas náuticas hasta las plantas de recepción y regasificación planeadas para la costa del Mar Caribe ,que ningún otro país exportador actual o proyectado tiene. El gran crecimiento en demanda de esta zona esta repartida a lo largo de las dos costas; la Pacífica y la del Mar Caribe. Por lo tanto es de anotar, que en las Tablas 7 y 8, solamente se encuentran los mercados actuales y planeados hacia el Mar Caribe, donde Colombia podría ser muy competitiva en cuanto a precios. La demanda

al 2006 será de 1,7 billones de pies cúbicos en Centroamérica y de 3.834 billones de pies cúbicos en El Caribe.

Tabla 8. Terminales en operación, construcción y planeación en Centroamérica

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (billones pies cúbicos diarios)
HONDURAS	Puerto Cortes	2004	AES Corp.	0,2
MEXICO	Altamira	2006	Shell, Total	0,5
	Costa Azul	2006	Sempra	1
			Total	1.7

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

En esta cuarta región, Estados Unidos se mantiene como el objetivo potencial de mayor crecimiento en demanda de GNL. El suministro doméstico de gas natural esta disminuyendo dramáticamente y enfrentado contra las demandas a largo plazo que se proveen en el sector de generación eléctrica, no queda otro balance que la necesidad imperante de aumentar y diversificar las fuentes de suministro. Por esta razón el GNL es visto por las autoridades energéticas de Estados Unidos como la solución más óptima frente al suministro de gas por tubería desde Canadá, que en los últimos años ha decrecido en un 5%. Actualmente existen cuatro terminales con una capacidad de 16 mtpa. Se debe tener en cuenta que las capacidades de importación planeadas de casi 90 mtpa hacia el año 2010, en su gran mayoría se encuentran hacia la Costa Este de los Estados Unidos. Esta situación es excelente para las posibilidades de Colombia, si se analiza con base en la Tabla 9, que la ubicación de la mayoría de los terminales de recepción y regasificación se encuentra hacia el Estado de Texas y la Florida. Esto permite que Colombia compita en distancia a los mercados (1000 millas náuticas en promedio) y por lo tanto en costos de transporte, contra los grandes productores de GNL, que en contraste debido a su avanzado desarrollo en la industria y volúmenes producidos pueden ofrecer muy bajos precios de producción en sus plantas.

Tabla 9. Terminales en operación, construcción y planeación en Norte América

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (billones pies cúbicos diarios)
EE.UU.	Lake Charles, La	1981,2005	So. Unión	0,63
	Everett Mass	1971	Tractebel	0,435
	Cove Point	2003,2007	Dominion	0,75
	Elba Island, Ga	2001,2005	El Paso	0,445
	Pt. Pelican (GOM)	2007	Chevrontexaco	1
	Freeport, Tex	2007	Freeport LNG	1,5
	Corpus Christi	2007	Cheniere Energy	1,5
	Brownsville	2007	Cheniere Energy	1,5
	Florida	2007	BP	1
	Humboldt Bay	2007	Calpine	1
	GOM	2008	Shell	1
	Energy Bridge	2005	El Paso	0,5
	Energy Hub (GOM)	2007	Freeport mcMoran	1
	Harpswell, Me	2009	Conoco Phillips	0,5
			Total	12,76

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

En términos de perspectiva del mercado se espera que esta quinta zona comprendida por los países de Europa Occidental y en análisis como posible ventana de oportunidad para Colombia, sea un mercado con un alto crecimiento gracias a las grandes capacidades pensadas para los terminales en España, Turquía y Portugal, que actualmente se encuentran en construcción y otros terminales que se encuentran bajo planeación. Existe una demanda al 2010, similar a la presente en Norte América de 90 mtpa. Sin embargo, se deja claro que estos países frente a la búsqueda de un mercado para el

GNL producido en la planta planeada en Colombia, son los más lejanos en cuanto a posibilidades. Esto debido principalmente a que todos sus competidores directos tienen ventaja en cercanía con los mercados (para Colombia 4500 millas náuticas en promedio). Dentro de ellos se encuentra; Trinidad y Tobago, Nigeria y Argelia como actuales productores y Venezuela, Angola, Egipto y Guinea Ecuatorial como futuros exportadores de GNL con grandes capacidades de producción.

Tabla 10. Terminales en operación, construcción y planeación en Europa

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (billones pies cúbicos diarios)
REINO UNIDO	Isle of Grain	2005	Nat'1 Grid Transco	1
REINO UNIDO	Milford Haven	2007	Petroplus	1,5
REINO UNIDO	Milford Haven	2007	ExxonMobil	1
REINO UNIDO	Coryton	2008	BP	1
FRANCIA	Fos-sur-Mer	1972	Gaz de Francia	0,777
FRANCIA	Montoir de Bretagne	1980	Gaz de Francia	1,27
FRANCIA	Fos-Gavaou	2006	Gaz de Francia	1
FRANCIA	Fos-sur-Mer	2009	ExxonMobil	1
PORTUGAL	Sines	2003	Transgas	0,5
ESPAÑA	Barcelona	1969,2005	Enagas	0,76
ESPAÑA	Cartagena	1989,2005	Enagas	0,38
ESPAÑA	Huelva	1988,2004	Enagas	0,25
ESPAÑA	Bilboa	2003	Bahía de Bizkaino	0,68
ESPAÑA	El ferrol	2004	Unión Fenosa	1
ESPAÑA	Mugaridos	2004	Sonatrach	1
			Total	13,117

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

Con base en los datos suministrados en la serie de tablas anteriores. En la Tabla 11, se presenta la demanda neta al 2010. Esta demanda es utilizada junto con la oferta, para realizar un balance en las

siguientes etapas de este estudio y así cuantificar la verdadera ventana de oportunidad para Colombia, que indique hacia donde y cuanto GNL puede producir, la planta de gas natural licuado propuesta para Colombia en este estudio.

Tabla 11. Demanda en términos de capacidad de los terminales en la zona objetivo de Colombia.

Demanda	Capacidad (mtpa)
Demanda Actual.	66
Demanda Proyectada al 2010.	227
Demanda Neta.	170

2.2.3 Selección del mercado o zona objetivo del proyecto en Colombia. Tomando como base el análisis realizado en la sección anterior, donde se determinaron las ventajas y desventajas de cada una de las posibles regiones candidatas a convertirse en el mercado objetivo del proyecto planteado por este estudio. Se presentan en la Figura 16, los mercados seleccionados.

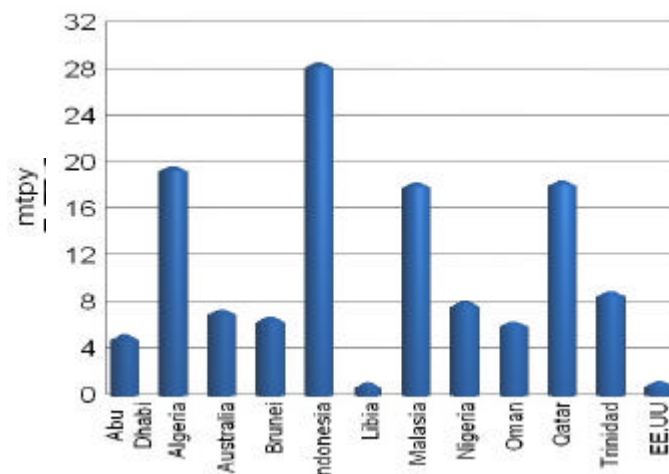
Figura 16. Mercados o zonas objetivo para el proyecto en Colombia con su demanda al 2010.



2.3 ANALISIS DE LA OFERTA

A la fecha existen 12 complejos de licuefacción en el mundo, con 64 trenes o módulos y una capacidad de producción de 160 mtpa. La Figura 22 muestra como esta repartida esta producción mundial de GNL.

Figura 17. Oferta mundial de GNL-2003



Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

2.3.1 Proyecciones de la oferta mundial. Existe la posibilidad que una nueva región exportadora de GNL se pueda desarrollar sobre la costa pacífica de Suramérica, la cual supliría el mercado de GNL para los potenciales compradores como México y la Costa californiana de los Estados Unidos. Estas grandes fuentes serían Perú y Bolivia. Aunque existe una fuerte competencia por parte de Asia-Pacífica, donde Indonesia, Australia, Brunei y Malasia son grandes productores de GNL, que pueden contar con costos de producción muy bajos con respecto a los generados por la nueva zona en Suramérica. Esta es una de las razones que puede influenciar la decisión de ubicación y selección de la vía de comercialización para la planta de GNL propuesta.

Hay planes para añadir 16 trenes a estos complejos con una capacidad de 55.3 mtpa, que pueden ser detallados en la Tabla 12. Adicionalmente hay anuncios de por lo menos 20 nuevos proyectos programados para los próximos años, con capacidad de producir 130-160 mtpa.

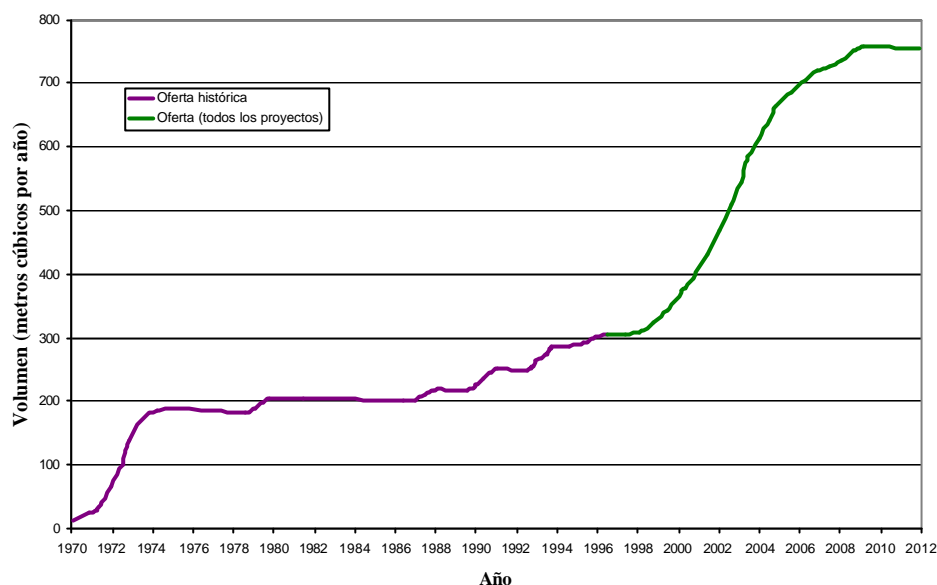
Tabla 12. Capacidad de licuefacción en construcción al 2003

Proyecto	Capacidad (mtpa)
Trinidad, Tren 4	5.2
Nigeria, Trenes 4 y 5	8.4
Egipto	12
Noruega (Snohvit)	4
Malasia Tiga (Tren 2)	3.4
Australia	8
Ras Laffan (Tren 4)	4.7
Sakhalin	9.6
Total	55.3

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

A continuación se presenta en la Figura 18, el crecimiento proyectado para la capacidad de licuefacción a nivel mundial, donde es claro que en menos de una década esta capacidad será doblada. Lo que marca una continua evolución y crecimiento de la industria del GNL en los próximos años, donde Colombia no puede estar fuera de este enfoque estratégico hacia la búsqueda de mercados internacionales para sus recursos energéticos.

Figura 18. Proyección Oferta mundial de GNL (Billones de metros cúbicos)



Fuente: LNG World Trade and Technology. Yokogawa.

2.3.2 Oferta mundial de GNL en competencia con Colombia. En esta sección se analizan los productores de GNL, que se encuentran actuando en el escenario de los mercados objetivo de Colombia en la Cuenca Atlántica, especificados durante la etapa anterior del estudio (demanda mundial de GNL aprovechable por Colombia). Mediante la Tabla 12, se detallan cada una de las plantas que pueden competir directamente con el proyecto planteado en este estudio.

Tabla 13. Plantas en competencia directa con la planta de GNL planeada para Colombia.

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (mtpa)
BRASIL	Green LNG	2007	Petrobras	5
Trinidad y Tobago	Point Fortin - Atlantic LNG	1999-2003	BG, BP	9,9
	Expansión Tren 3	2006		5,2
	Expansión Tren 4	2008		5,2
Venezuela	Deltana - Mariscal Sucre	2005	PDVSA, Shell, Mitsubishi	9,4
Angola	Luanda	2007	ChevronTexaco	4

Tabla 13. Plantas en competencia directa con la planta de GNL planeada para Colombia. (Continuación)

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (mtpa)
Guinea Ecuatorial		2007	Marathon Oil	3,4
Nigeria	Bonny Island	1999,2003	Nigeria National Petroleum	9
	Expansion	2005		4
	Expansion	2006		4
	Brass	2008		10
	Floating LNG	2006	Statoil, ChevronTexaco, total	4,5
Esravos-West-Niger delta		2008	NNPC, ChevronTexaco	9
Australia	North West Shelf	1989, 1993	Woodside Offshore Petroleum	7,5
	Expansion	2004,2005	Woodside Offshore Petroleum	4,2
Indonesia	Lumut	1972, 1977	Brunei LNG	7,2
	Bontang-PT Bodak	1977,1983, 1989, 1993, 1998, 2000, 2006	BP, Mitsubishi	22
	Donggi-Subwesi	2008	Pertamina	9
	Irian Joya (tangguh)	2007	BP, Mitsui.	7
Malasia	Arun	1978, 1984, 1980	Pertamina, ExxonMobil	9
			Total	148,5

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

Finalmente en la Tabla 14, se presenta la oferta neta de gas natural licuado que existe en la zona de interés para la planta que propone el estudio.

Tabla 14. Oferta en términos de capacidad de las plantas de licuefacción en la zona objetivo de Colombia.

Oferta	Capacidad (mtpa)
Oferta Actual.	58.9
Oferta Proyectada al 2010.	148.5
Oferta Neta.	89.6

2.2.3 Determinación de los competidores directos del proyecto en Colombia. Dentro de estas plantas de producción de gas natural licuado que actualmente se encuentran en un radio de acción al alcance de los mercados objetivo del proyecto propuesto para Colombia. Se destaca el caso de Trinidad y Tobago, Venezuela y Nigeria, que se han seleccionado como los competidores directos del proyecto. Se excluye de esta selección grandes productores como Australia, Malasia e Indonesia, por su lejanía a estos mercados, aunque no se puede omitir que pudiesen llegar con un precio competitivo a pesar de las distancias de más de 12000 millas náuticas que tienen que recorrer. Gracias a los altos volúmenes que producen sus plantas, les permite tener muy bajos costos unitarios de producción.

Figura 19. Competidores directos del proyecto en Colombia



2.4 BALANCE OFERTA-DEMANDA PARA LOS MERCADOS OBJETIVO

La tendencia que marcan los datos de la Tabla 15 es clara. La Cuenca Atlántica, donde se encuentran ubicada la ventana de oportunidad para una planta de GNL en Colombia, viene creciendo un 12% en los últimos años, sin embargo se puede ver que a partir del 2005 la demanda se disparará casi al doble de lo que se tiene planeado crezca la oferta en esta región. Esta situación es óptima para el caso de Colombia, pero depende del plazo en el que se de el proyecto (timing).

Tabla 15. Oferta en términos de capacidad de las plantas de licuefacción en la zona objetivo de Colombia.

Año	Oferta total (mtpa)	Demanda total (mtpa)	Balance Oferta-Demanda
2003	64.6	48.4	16.2
2004	68.8	65.54	3.26
2005	72.8	83.39	-10.59
2006	81.3	119.81	-38.51
2007	91.7	198.38	-106.68
2008	119.7	212.66	-92.96
2009	126	219.8	-93.8
2010	148.5	227	-78.5

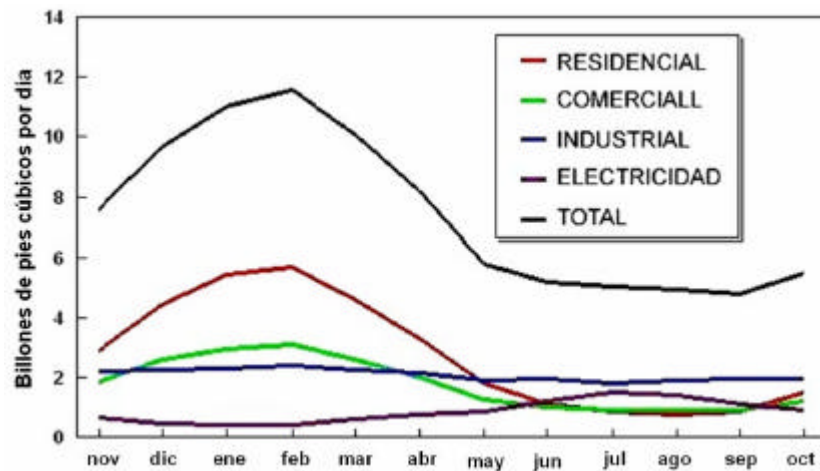
2.5 ANALISIS DE PRECIOS DEL GNL

El análisis llevado a cabo en esta sección toma en cuenta el comportamiento en principio de los precios del gas natural como tal, pero se hace un enfoque progresivo hacia los sistemas y características de precios del gas natural licuado dominantes a nivel internacional que lleven a obtener una perspectiva de los precios en el corto y mediano plazo dentro del cual se proyecta la planta de GNL en Colombia.

2.5.1 Fluctuación de los precios de gas natural. La oferta y demanda de gas natural varía a través del año, debido principalmente a los diferentes comportamientos de consumo presentados por los mercados, dependiendo de la estación climática que se este presentando. Este factor hace que los diferentes consumidores de gas; domiciliarios, industriales y generación eléctrica durante el

invierno aumenten la demanda, excediendo los niveles de producción e importación de gas natural para poder cumplir con sus requerimientos, mientras que durante el verano los niveles de demanda bajan a puntos en los cuales se presentan excesos de producción y de importación. Un claro ejemplo de esto se puede observar en el mercado de los Estados Unidos, uno de los mercados objetivo del proyecto de exportación en Colombia, como lo muestra la Figura 20.

Figura 20. Variación en el consumo de gas natural en EE.UU.



Fuente: EIA, Natural Gas División

2.5.2 Grupos de consumidores. Los consumidores residenciales y pequeños denominados dentro del llamado consumo domiciliario, tienden a pagar los precios más altos por unidad de gas, pero generalmente gozan de un servicio sin interrupciones. En contraparte los consumidores del sector industrial y eléctrico utilizan gas en grandes volúmenes, pagando generalmente bajos precios por unidad de gas pero con contratos de suministro a corto plazo y con interrupciones comunes.

2.5.3 Componentes del precio del gas natural. El precio del gas natural pagado por los consumidores en el caso de suministro mediante GNL, esta basado principalmente en el volumen de gas suministrado y su poder energético y esta constituido por estos elementos:

- Costos del gas. (producción de gas, pretratamiento, producción de GNL)
- Costos de transporte (marino-GNL y gasoducto)
- Costo de regasificación (importaciones)
- Costos de distribución.

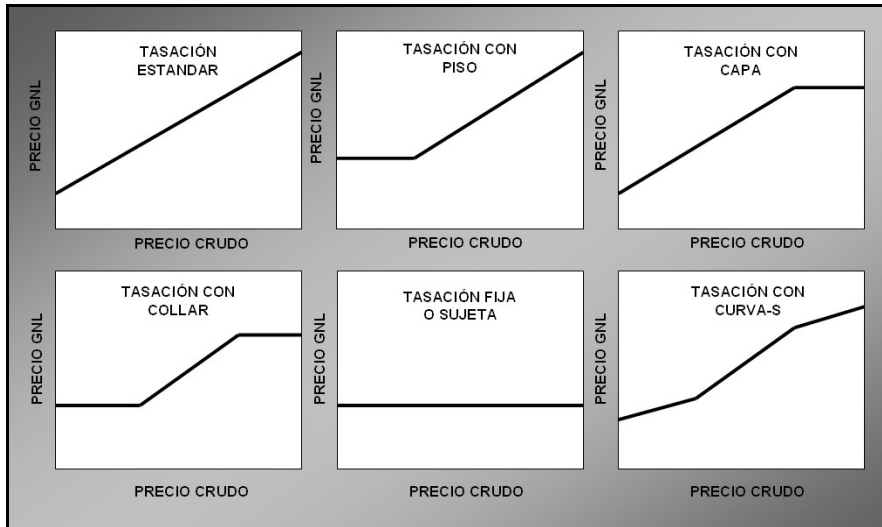
2.5.4 Volatilidad de precios. El termino “volatilidad de precios”, es usado para describir las rápidas fluctuaciones de los precios y es medida por la diferencia porcentual que día a día se presenta en los precios. El grado de variación define la volatilidad de un mercado, no los niveles de los precios.

2.5.5 Evolución de los sistemas de precios del gas natural licuado. Durante los primeros años del comercio oficial de gas natural licuado a nivel internacional, en la década de los años 40s, el precio del GNL producido por Argelia, en la primera planta tipo “Base load”, fue principalmente determinado por el costo de producción del mismo.

En el año de 1973, el GNL comenzó a ser tasado al mismo nivel de los hidrocarburos líquidos, tomando como base una equivalencia energética en Btu. Esta practica es generalmente conocida como “indexación con base en el crudo”. En este método el precio del GNL es proporcional al del aceite crudo más un factor de inflación. Los productores han tendido a usar diferentes referencias de precios de crudo dependiendo de la ubicación geográfica de sus mercados consumidores.

A medida que la industria del GNL ha crecido y evolucionado, se han tenido que diseñar nuevas alternativas a los mecanismos tradicionales de precios, todo esto para conseguir los requerimientos tanto de los compradores como de los vendedores. Las formulas de precios que están emergiendo han venido incorporando varias características de manejo de riesgos (risk- management), limitadas anteriormente solo para los productos combustibles finales. Los ejemplos de estas nuevas estructuras de precios pueden ser observados en la figura 21.

Figura 21. Escenarios o estructuras de precios para el GNL



Fuente: Oil & Gas Journal/June23, 2003

2.5.6 Sistemas de precios para el GNL actualmente en vigencia. Existen diferentes sistemas de precios localizados en las tres regiones de mayor mercado, Asia-Pacífico, Europa y Estados Unidos. De forma previsible otros nuevos sistemas surgirán en la región del Caribe basados en principios sencillos de mercado y economía. Los precios del GNL en Asia-Pacífico son manejados de acuerdo a los precios del crudo, aún en Japón e Indonesia, en algunos casos se utiliza un escenario con curva-S para limitar el impacto de los movimientos extremos del precio del petróleo.

El GNL en Europa compite con el gas de gasoductos y adopta factores de acuerdo al precio petróleo y sus derivados (gasolina y fuel oil), aunque también puede haber elementos como el carbón, la electricidad o el índice de inflación que influyan en el precio del GNL. Los precios del GNL en el mercado de Estados Unidos están basados en los precios del gas Henry Hub basados en la oferta y la demanda más o menos un porcentaje que refleja la base entre el punto de entrega del GNL y el Henry Hub. Los principales precios de referencia en el mundo, para el comercio del GNL, los presentados en la tabla siguiente.

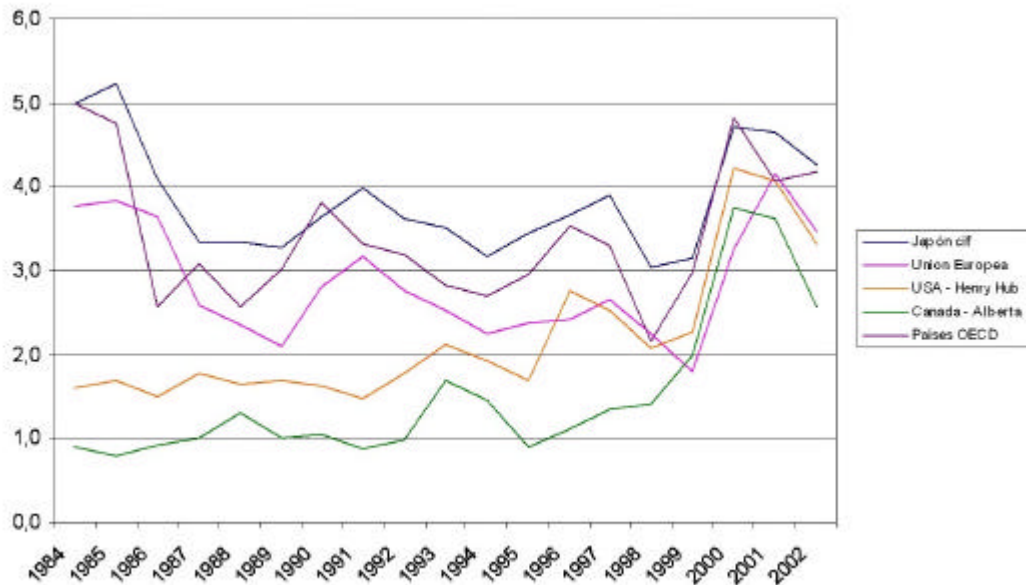
Tabla 16. Precios de referencia para el GNL - 1984-2002 (Dólares por Millón de BTU)

Años	US Dólares por millón de BTU				
	GNL	Gas Natural			Crudo
	Japón cif	Europea Unión cif	USA Henry Hub &	Canadá (Alberta) &	OECD Países cif
1984	-	3,76	-	-	5,00
1985	5,23	3,83	-	-	4,75
1986	4,10	3,65	-	-	2,57
1987	3,35	2,59	-	-	3,09
1988	3,34	2,36	-	-	2,56
1989	3,28	2,09	1,70	-	3,01
1990	3,64	2,82	1,64	1,05	3,82
1991	3,99	3,18	1,49	0,89	3,33
1992	3,62	2,76	1,77	0,98	3,19
1993	3,52	2,53	2,12	1,69	2,82
1994	3,18	2,24	1,92	1,45	2,70
1995	3,46	2,37	1,69	0,89	2,96
1996	3,66	2,43	2,76	1,12	3,54
1997	3,91	2,65	2,53	1,36	3,29
1998	3,05	2,26	2,08	1,42	2,16
1999	3,14	1,80	2,27	2,00	2,98
2000	4,72	3,25	4,23	3,75	4,83
2001	4,64	4,15	4,07	3,61	4,08
2002	4,27	3,47	3,33	2,57	4,17

Fuente: Heren Energy Ltda. Natural Gas Week

Como es observado, los precios del gas natural licuado son tasados con base a su poder calorífico, es decir se compra y vende en forma de energía y no de volumen, aunque el precio referenciado a volumen si es utilizado en otras etapas de la cadena como la producción y transporte. A nivel mundial existen algunos mercados con sobreoferta, donde se ha generado una fuerte disminución en el precio del GNL, un ejemplo claro de esto es el que se da con el mayor importador de GNL de Trinidad y Tobago (Distrigas), que pagó 3.72 US\$/MMBtu durante el primer semestre de 2002 y durante el segundo trimestre de 2002, esta misma empresa pagó 3.03 US\$/MMBtu, produciéndose una reducción del 18.5 %. Estos comportamientos han reflejado marcadas volatilidades en los precios del GNL en los últimos 5 años, que pueden ser observadas en la Figura22.

Figura 22. Histórico de precios de referencia para el GNL (Dólares por Millón de BTU)



Fuente: Heren Energy Ltda. Natural Gas Week

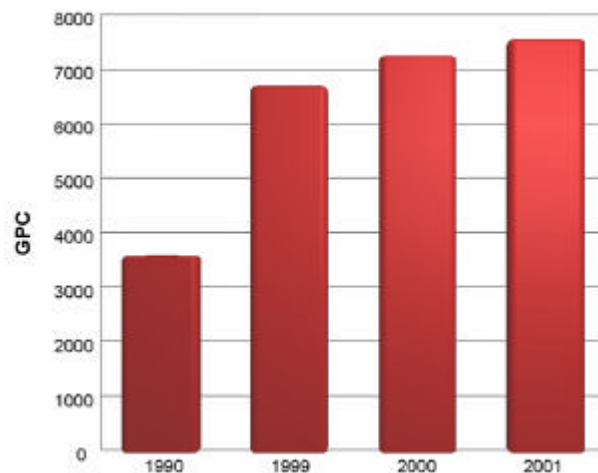
Según las estadísticas y proyecciones de la EIA (Energy Information Administration), se establece un comportamiento de los precios del GNL, con tendencia a mantenerse entre los 4 y 6 dólares en los mercados de Estados Unidos (Henry Hub) y la Unión Europea, entre 3 y 5 dólares en México y 2.5 a 3.5 dólares en el Caribe. Todas estas proyecciones hechas para los próximos 10 años. Es difícil el poder establecer un precio fijo base con el cual el proyecto de exportación en Colombia pueda estructurarse y proyectarse financieramente, sin embargo se tomaran en cuenta las proyecciones suministradas por la EIA, durante esta etapa de prefactibilidad del proyecto. En conclusión se establece en un escenario alto un precio de 6 dólares por millón de BTU, en un escenario medio un precio de 4.5 dólares por millón de BTU y en un escenario bajo un precio de 3 dólares por millón de BTU.

2.6 DISPONIBILIDAD DE MATERIA PRIMA

En esta fase del estudio de mercado, se determina la cantidad de reservas que se encuentran disponibles o en términos comerciales, sin esquema de distribución. Es decir reservas que no se encuentren comprometidas con la demanda interna del país y por lo tanto puedan ser introducidas dentro de un esquema de exportación. Es uno de los factores críticos en la determinación de la viabilidad comercial del proyecto, junto con el balance oferta-demanda del mercado objetivo, en donde se encuentra la ventana de oportunidad para la venta del GNL que sea producido en la planta propuesta para Colombia.

2.6.1 Reservas probadas de gas natural en Colombia. Los volúmenes remanentes de gas, a diciembre 31 de 2002, ascendieron a 7,489 GPC probados. De estos, 4,539 GPC tienen viabilidad concreta de comercialización - es decir, existe seguridad sobre su sventa futura- e incluye una parte de la reservas de los campos Cusiana y Cupiagua, que en un futuro podrán compensar la declinación de los campos ubicados en la costa norte del país.

Figura 23. Reservas probadas de gas natural en Colombia al 2002

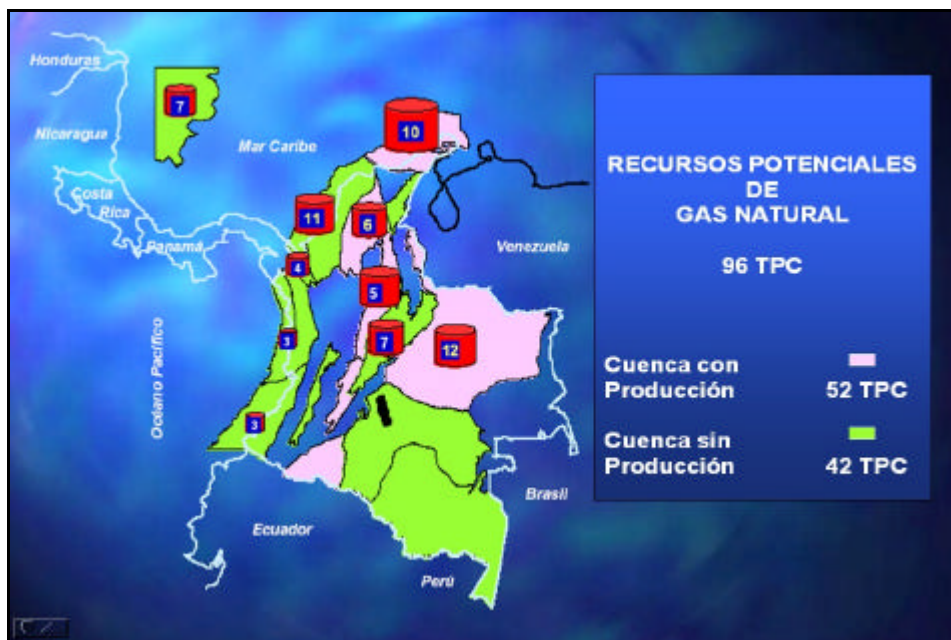


Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

Así mismo, 2,651 GPC de gas no tiene a la fecha definido un esquema de comercialización, entre los que se incluyen 1,000 GPC que serían consumidos en la operación propia de los campos (especialmente Cusiana y Cupiagua). Sin embargo, este volumen podría estar disponible para su utilización dependiendo de las condiciones que se presenten en el futuro. Puede ser concluido que no existen las reservas probadas suficientes para un proyecto estándar de exportación de GNL, que en la actualidad exige una capacidad de 4.5 mtpa, es decir una tasa diaria de alrededor de 600 MMPCD, y reservas promedio de 5 TPC. Y menos teniendo en cuenta el consumo actual y proyectado que posee Colombia.

2.6.2 Reservas de gas natural probables y posibles en Colombia. El potencial de hidrocarburos de las cuencas sedimentarias, contabiliza 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, los cuales representan 96 TPC de gas natural potencial, distribuidos de la siguiente manera: El 56% en las cuencas con Producción y el 44% en las que actualmente no presentan producción, como puede ser observado en la Figura 24.

Figura 24. Esquema de las reservas probables de gas natural en Colombia.



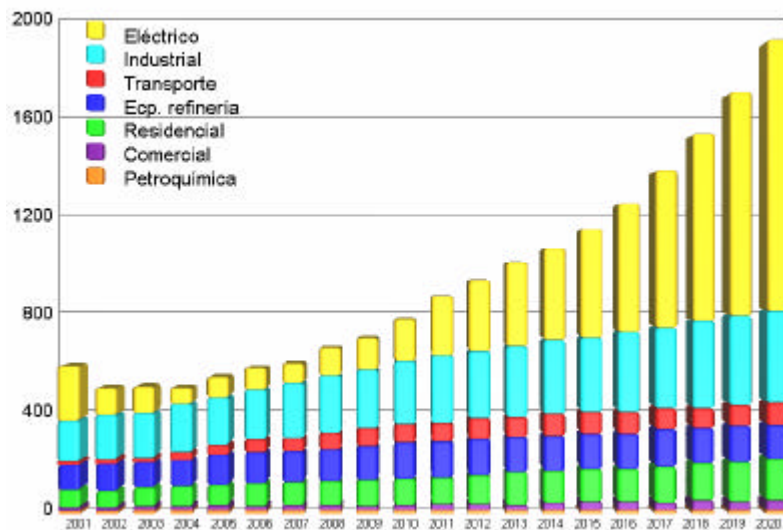
Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

La región de la Costa Atlántica, conocida como la Cuenca Colombia, cuenta con el mayor porcentaje de reservas probables en Colombia, con alrededor de 40 TPC de gas natural que de ser descubiertos pondrían al país en un escenario excelente para la exportación a través de GNL, de estas reservas. Es una razón más que justifica los mercados objetivo que la planta propuesta por este proyecto ha planteado en etapa anteriores de este estudio.

2.6.3 Demanda de gas natural en Colombia. El consumo de Gas Natural en la década de los noventa creció anualmente a una tasa del 3%, aunque si se toman los consumos a partir del año 1993, fecha en la que se inicia el Plan de Masificación de Gas Natural, la tasa de crecimiento anual sube al 5.2%.

- **Demanda proyectada.** En la actualidad la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, viene aplicando metodologías de proyección integrada de demanda, las cuales tiene como objetivo central, calcular los requerimientos energéticos de la economía nacional para un determinado escenario macroeconómico, dentro del horizonte de proyección especificado, mediante un programa de distribución del mercado entre competidores, los pronósticos suelen ser muy positivos como se muestra en la Figura 25.

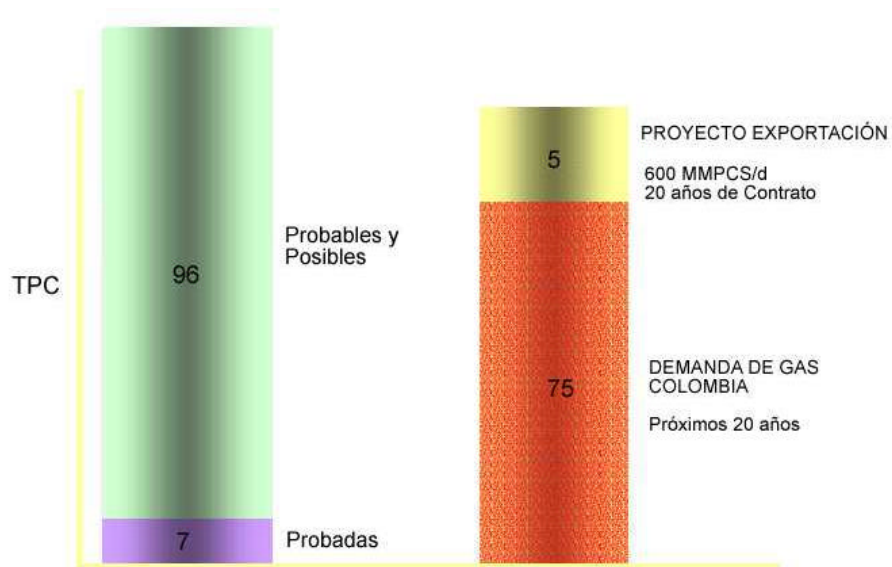
Figura 25. Demanda de gas natural 2001-2020. (Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Demanda de gas natura, escenario BAU. Business As Usual 2002-2015. UPME

Una comparación entre las reservas de gas natural en Colombia y la demanda nacional interna proyectada a 20 años, como para un proyecto de exportación de GNL de 4.5 mtpa, se muestra en la Figura 26. Con base en esta figura, puede ser observado que con las reservas probadas no se puede cubrir el proyecto de exportación. Solo con el descubrimiento de las reservas planteadas como probables

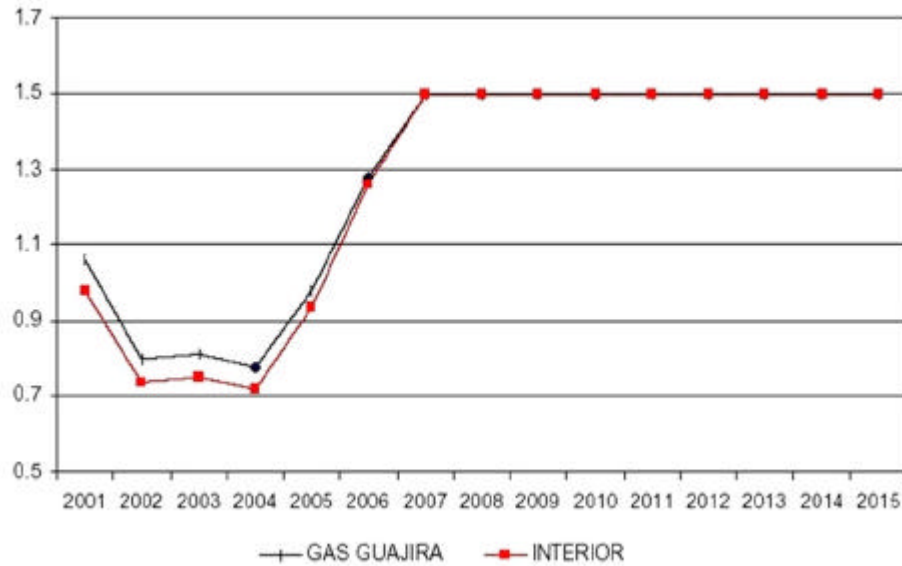
Figura 26. Comparación entre reservas y demanda interna-proyecto de exportación



2.6.4 Precios de la materia prima. Dentro de la estructura financiera de un proyecto de exportación de gas natural licuado, tanto el precio de venta, en el mercado consumidor, como el precio de compra en boca de pozo juegan un papel preponderante en el flujo de caja neto (netback) del proyecto. Por lo tanto, el poder establecer buenos escenarios para estas dos variables se convierte en una herramienta que puede marcar el éxito en la búsqueda de un concepto de viabilidad.

Con base en la Figura 27. Puede ser observado claramente, que gracias a la estructura regulada que existe actualmente en Colombia, no es difícil predecir el comportamiento de los precios del gas natural en boca de pozo. Por esta razón el precio de referencia a tomar dentro de las proyecciones de financieras será de 1.5 dólares por millón de BTU.

Figura 27. Proyecciones de precios de referencia para el gas en boca de pozo - Colombia (Dólares por Millón de BTU)



Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas - CREG

2.7 CANALES DE COMERCIALIZACION

La ruta estipulada para la distribución y comercialización del gas natural licuado en el proyecto, inicia con la producción del gas natural en los campos o cuencas descritos dentro del análisis de la materia prima perteneciente a este estudio y ampliado a través del análisis detallado de reservas y producción de gas en Colombia (Anexo E) y culmina con la entrega al terminal de recepción y regasificación de GNL, ubicado en el país comprador.

Este canal se basa primero, en el consumo de altas tasas de gas natural a nivel domiciliario, industrial y generación eléctrica por parte del país consumidor y segundo, la relación directa entre el país productor y el país comprador, sin tener en cuenta intermediarios ya que dentro de la estructura del proyecto de GNL en Colombia se plantea la infraestructura para transportar desde los campos de producción de gas hasta la planta de licuefacción y su posterior transporte por medio de buques hasta el comprador. Todo esto con el objetivo de reducir los costos de transacción intermedios.

2.8 ANALISIS DE LOS MERCADOS OBJETIVO

Los mercados determinados y analizados como la ventana de oportunidad más probable para el proyecto de GNL en Colombia, con base en las etapas previas de este estudio han sido:

Costa Este de los Estados Unidos: Corpus Christi, Cheniere Energy con 1,5 B pc (Billones de pies cúbicos) al 2007 y Brownsville, Cheniere Energy con 1,5 B pc (Billones de pies cúbicos) en el 2007 también.

México: Altamira, Shell y Total con 0,5 B pc (Billones de pies cúbicos) en el 2007.

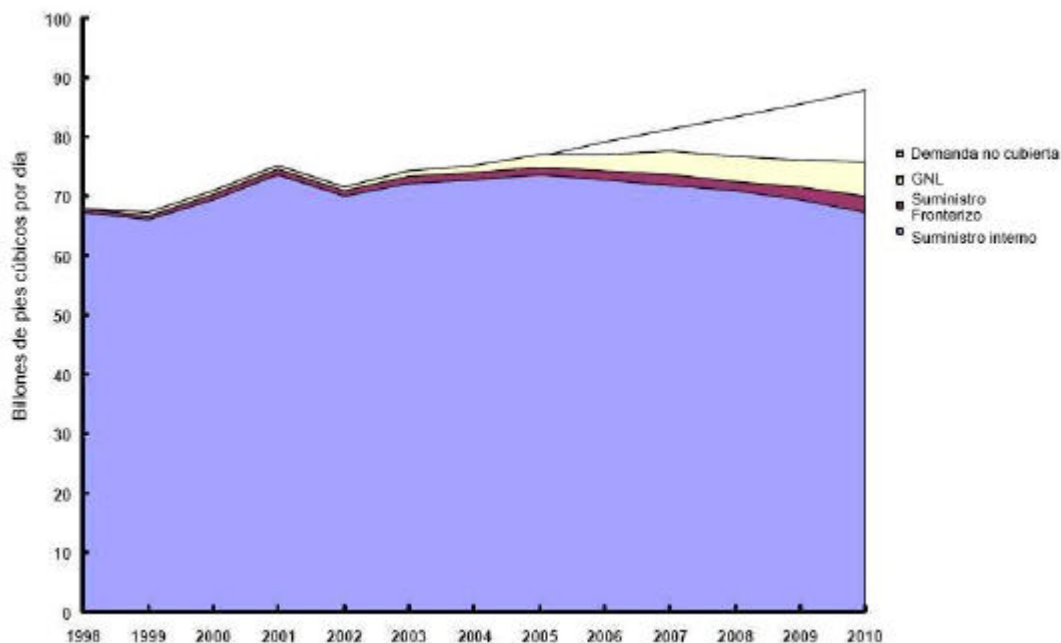
Jamaica: Jamaica con 0,14 B pc (Billones de pies cúbicos) en el 2006.

Los criterios utilizados en su selección han sido descritos a lo largo del estudio, dentro de estos se destacan el balance oferta-demanda de GNL, la distancia a los mercados y la ubicación de las reservas de gas (materia prima).

2.8.1 Estados Unidos. La industria de gas ha pronosticado por muchos años, una escasez en los abastecimientos de gas natural estadounidense. Estos pronósticos no se tomaron en serio hasta la que se dio la experiencia del invierno de los años 1976 y 1977. Quedando solamente un abastecimiento de reservas probadas de gas natural para unos once años.

El gas natural proporciona 30% de la energía consumida actualmente en los EE.UU. Más de la mitad de los 82 millones de hogares norteamericanos, unos 3.5 millones de comercios, y 170,000 plantas industriales utilizan el gas natural. Hoy, los EE.UU. esta utilizando el gas a la razón del doble de lo que se esta descubriendo. Este consumo se ve reflejado en la Figura 28.

Figura 28. Fuentes de suministro de gas natural en Estados Unidos. Histórico y proyecciones



Fuente: EIA, Natural Gas División

Para mejorar su situación, EE.UU. debe acudir a recursos adicionales de abastecimiento, tales como el gas de Alaska, importaciones desde México y Canadá, productos de la gasificación del carbón e hidrocarburos líquidos, y del GNL importado. Dado el hecho que el GNL puede estar disponible en menos tiempo y tiene ya una tecnología comprobada, la importación de GNL en los EE.UU. podría asumir un papel más significativo asegurando un abastecimiento futuro de gas.

Con las predicciones en los precios de gas alrededor de los \$4.00 por MMBtu según el índice Henry Hub, este mercado estará estimulado por varios proyectos de plantas de GNL. Actualmente existen cuatro terminales de recepción y regasificación de GNL, estas son detalladas en la Tabla 17.

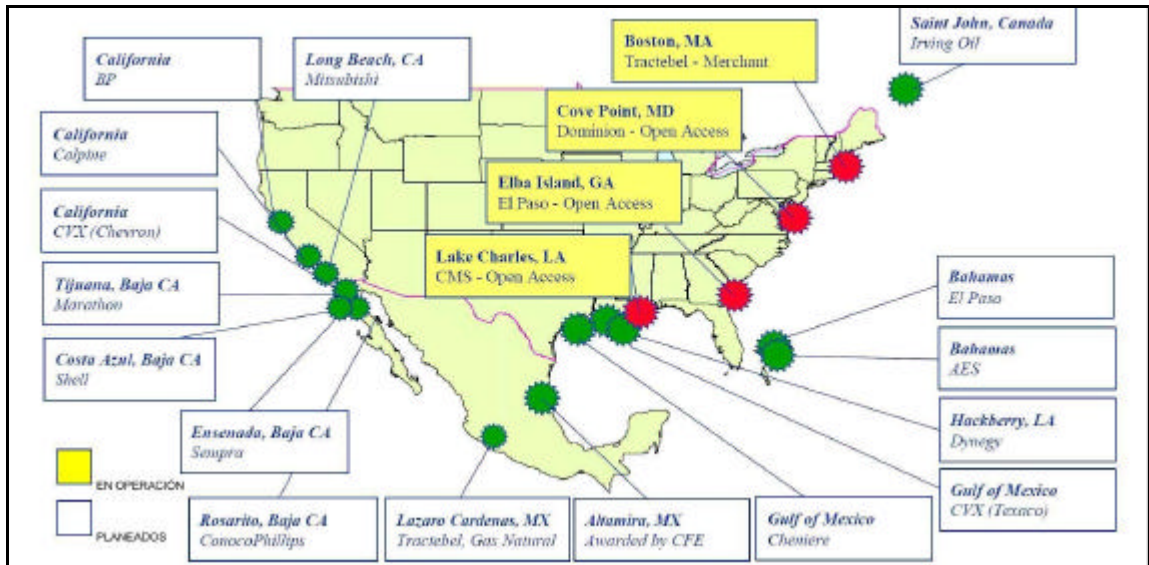
Tabla 17. Estado de los terminales actuales en Estados Unidos

Ubicación de las Facilidades (propietario)	Capacidad de almacenamiento (b pc)	Capacidad de entrega MMpc	
		Base	Picos
Everett, Mass. (Distrigas/Tractebel)			
Existente	3.5	435	550
Expansión	0.65	480	600
Capacidad expandida para el 2005	4.35	915	1150
Lake Charles, La. (Southern Union Panhandle)			
Existente	6.3	630	1000
Expansión	3	570	300
Capacidad expandida para el 2005	9.3	1200	1300
Cove Point, Md. (Dominion Resources)			
Existente	6	750	1000
Expansión	2.8	250	320
Capacidad expandida para el 2005	7.8	1000	1320
Elba Island, Ga. (El Paso/Southern LNG)			
Existente	4	445	675
Expansión	3.3	360	540
Capacidad expandida para el 2005	7.3	800	1215
Capacidad Total existente	18.8	2256	3225
Capacidad Total en expansión	28.75	3815	4985
Penuelas, Puerto Rico	3.5	188	-----

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

Las instalaciones de Everett, MA and Lake Charles, LA, han estado operando por décadas, mientras que las otras dos fueron recientemente reactivadas después de estar fuera de servicio por varios años. Además existen varias propuestas para la construcción de nuevos terminales de recepción y regasificación, como es esquematizado en la Figura 29, dentro de estos, el mercado objetivo para Colombia es el de Golfo de México (Cheniere).

Figura 29. Terminales de recepción y regasificación de GNL en Estados Unidos, en operación y construcción



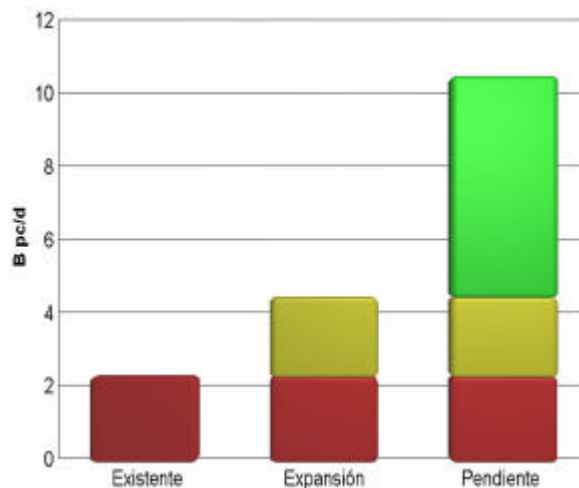
Fuente: Energy Information Administration (EIA)

Los países líderes en el suministro de GNL hacia Estados Unidos, organizados por el volumen de importaciones en el año 2003.

- Trinidad & Tobago
- Qatar
- Argelia
- Nigeria
- Omán

Mediante la Figura 30 se puede detallar específicamente las tendencias proyectadas en cuanto a capacidad de los terminales.

Figura 30. Comparación entre reservas y demanda interna-proyecto de exportación



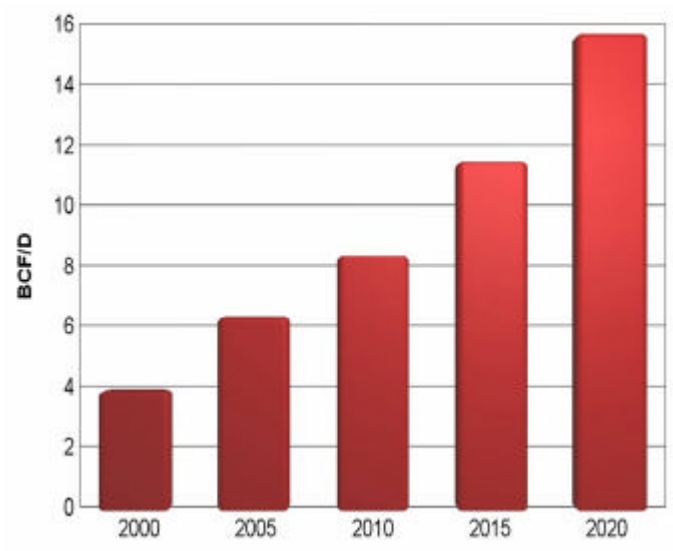
Fuente: Energy Information Administration (EIA)

Ha habido un creciente interés en GNL, en los últimos años a nivel nacional y regional en los Estados Unidos, con miras a lograr cubrir la demanda de gas natural y proveer así flexibilidad en el suministro.

2.8.2 México. Este país está tendiendo hacia un significativo crecimiento en la demanda de gas natural a medida que la generación eléctrica penetra el país y la economía se expande. Este crecimiento está provocado por la expansión de las instalaciones existentes y la construcción de plantas de generación de ciclo combinado alimentadas por gas natural.

En la Figura 30, se presenta un compendio del crecimiento de la demanda de gas natural proyectada para México. Históricamente este país ha cubierto su demanda interna con suministros desde sus mismas cuencas de producción, sin embargo la exploración ha sido descuidada por los últimos gobiernos, haciendo decaer dramáticamente el panorama de suministro interno. Así mismo las fuentes tradicionales de importaciones siempre han venido por gasoductos conectados con el Sur de Texas.

Figura 31. Demanda estimada de gas natural en México



Fuente: Energy Information Administration (EIA)

El mercado de México busca:

- Suministros adicionales
- Expansión de las plantas de generación de ciclo combinado
- Control de los eventuales picos de consumo
- Desarrollo regional
- Precios estabilizados

Los dos sitios más discutidos siempre por la construcción de terminales de importación de GNL son Altamira en la costa este y Lázaro Cárdenas en la costa oeste. Siendo el primero el más importante para Colombia, ya que es uno de sus mercados objetivo. La ubicación de estos terminales puede ser observada en la Figura 32.

Figura 32. Terminales de recepción y regasificación en México



Fuente: Energy Information Administration (EIA)

2.8.3 Jamaica. Un terminal de recepción y regasificación de gas natural licuado será construido para lograr cubrir los incrementos en la demanda de energía en el norte de esta Isla Caribeña. Los trabajos de construcción están previstos para el 2006.

Jamaica posee actualmente una debilidad de tipo político y de regulación centrada en el deseo de pagar un precio especial por el GNL, es decir no están de acuerdo con pagar un precio de GNL basado en índices internacionales. La expectativa esta centrada en poder tener los precios basados en los del gas natural en Trinidad y Tobago, más el costo de licuefacción, transporte y regasificación en los países del Caribe. El problema de esta situación es buscar un razonable retorno de la inversión que puedan lograr los productores teniendo en cuenta todos los riesgos asociados.

Existe un peligro asociado a esta tendencia de Jamaica. El precio bajo el escenario deseado por este país, es más bajo que el precio encontrado por la metodología de retorno neto (netback) aplicado por lo general en la estructura financiera de los proyectos de GNL. Y debido a que los márgenes de ganancia del GNL, no son muy amplios como si es el caso por ejemplo del metanol y el amoniaco es difícil entonces que los productores logren un retorno de sus inversiones óptimo.

Tabla 18. Estado de los terminales actuales en Jamaica

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (billones pies cúbicos diarios)
JAMAICA	Jamaica	2007	Atlantic LNG	0,14
	Expansión	2009		0.5
Total				0.64

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

En la Tabla 18, se especifica la expectativa planeada para Jamaica en cuanto a la entrada del GNL como fuente regular de suministro para suplir la demanda de generación eléctrica. Durante el último año fue finalizado el estudio de factibilidad, cuyos resultados indicaron que el proyecto ascendía a los \$250 millones de dólares y el tamaño económicamente viable sería de 1 mtpa, para suplir una demanda de generación eléctrica de 250 Mw. Pero se espera una futura expansión de 450 Mw. adicionales.

2.9 ANALISIS DE LOS COMPETIDORES DIRECTOS

Teniendo en cuenta los mercados objetivos definidos por el estudio a través del balance de oferta-demanda de GNL a nivel mundial y del análisis del canal de comercialización más óptimo para el proyecto en cuanto a distancia al mercado y número de productores de GNL que podrían ser competidores directos del proyecto en Colombia. Se han definido tres países que pueden abarcar también los mercados objetivo seleccionados, estos países son; Trinidad y Tobago, Nigeria y Venezuela. Los dos primeros son exportadores de GNL actualmente y tienen excelentes proyecciones en cuanto a la expansión de sus facilidades. Y en el caso de Venezuela, es un país que se proyecta como uno de los competidores más fuertes frente a la viabilidad del proyecto en Colombia.

2.9.1 Trinidad y Tobago. Son un par de islas gemelas conformadas como república, independizadas del Reino Unido en 1962. Atlantic LNG Company of Trinidad y Tobago fue el

consorcio fundado en julio de 1995 para desarrollar la primera planta de Gas Natural Licuado en el Caribe y Suramérica, que puede ser observada en la Figura 33.

Figura 33. *Planta de GNL. Trinidad y Tobago*



Fuente: 2003 *LNG World Trade and Technology*. Yokogawa

El proyecto fue creado por la compañía local NGC- Nacional Gas Company of Trinidad and Tobago y cuatro compañías internacionales: BP, BG, Repsol y Cabot. El Tren 1 en 1999, tuvo como asociados a BP (34%), BG (26%), Repsol (20%), Cabot (10%), NGC (10%), con un costo de US\$ 965 millones.

Esta primera fase de la planta fue diseñada para producir 3 millones de toneladas métricas de GNL por año y produce 6000 Bbl por día de líquidos del gas natural. Las instalaciones han producido por encima de la capacidad de diseño. La planta esta localizada sobre 120 acres de tierra en Point Fortin y tiene un muelle el cual puede acomodar 3 barcos de GNL.

La planta esta diseñada para recibir 452 MSCFD. BP Trinidad & Tobago suministra todo el gas de alimento a el Tren 1 por tuberías de 36 pulgadas desde los campos de gas localizados al sur-este de la costa. La construcción de este primer tren finalizó en 1999 y el primer cargamento hacia la planta Handover, fue despachado en junio del mismo año.

En la Tabla 19, se presenta el balance actual de planeación de las facilidades de exportación de Trinidad y Tobago, que muestra un total de capacidad al 2008 de 20.3 mtpa.

Tabla 19. Proyectos de exportación de GNL en Trinidad y Tobago

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (mtpa)
Trinidad y Tobago	Point Fortin - Atlantic LNG	1999	BG, BP	9,9
	Expansión Tren 2 y 3	2002-2004		5,2
	Expansión Tren 4	2008		5,2
			Total	20.3

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

Durante el año 2000 al 2001 comenzó la construcción de los trenes 2 y 3 y en agosto del año 2002 fue enviado el primer cargamento desde el tren 2. Finalmente en el año 2003 se adhirió a la producción el tren 3, aumentando la capacidad total de sus facilidades de GNL a 15,1 mtpa.

2.9.2 Nigeria. Actualmente Nigeria provee el 7% de la demanda internacional de GNL. Esta participación se elevará al 13% cuando los trenes en construcción entren en operación, haciendo que la compañía se convierta en el tercer exportador más grande a nivel mundial.

La planta NLNG esta localizada en Finima, Bonny Island. Esta desarrollada y planeada para ser uno de los más grandes exportadores de GNL, la locación de las facilidades tiene la capacidad para acomodar más de 6 trenes de licuefacción.

Nigeria LNG (NLNG) ha negociado un numero amplio de acuerdos de compra a largo plazo (22.5 años) antes de la entrada en operación del proyecto. Dentro de los acuerdos están; 2.5 mtpa con ENEL (Italia), 1.2 mtpa con ENAGAS (España), 0.8 mtpa con BOTAS, 0.4 mtpa con GAZ de FRANCE.

El proyecto base inició con la construcción de dos trenes con una capacidad de 7.22 bmc/año (5.9 mtpa), dos tanques de almacenamiento con capacidad para 168,000 metros cúbicos, 200 Km. de gasoducto de alimento a la planta, sistema de carga a los buques de GNL (jetty), oficinas, alojamientos, instalaciones de generación de electricidad y siete buques de GNL, fue completado en agosto de 1999, tal como es presentado en la Tabla 20, junto con los planes de expansión al 2008.

Tabla 20. *Proyectos de exportación de GNL en Nigeria*

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (mtpa)
Nigeria	Bonny Island tren 1,2 y 3	1999,2003	Nigeria National Petroleum	9
	Expansion tren 4 y 5	2005		4
	Expansion	2006		4
	Brass	2008		10
	Floating LNG	2006	Statoil, ChevronTexaco, total	4,5
			Total	31.5

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

2.9.3 Venezuela. Los grandes recursos en yacimientos de gas natural y el superávit de producción de gas proyectado a partir del año 2005, ha permitido la oportunidad de planear proyectos a mediano plazo para la exportación de gas natural licuado a gran escala.

Tabla 21. *Proyectos de exportación de GNL en Venezuela.*

PAIS	UBICACIÓN	AÑO DE INICIO	PROPIETARIO	CAPACIDAD DE ENTREGA (mtpa)
Venezuela	Deltana - Mariscal Sucre	2005	PDVSA, Shell, Mitsubishi	9,4
Venezuela	Norte Paría	2006	PDVSA, Shell, Mitsubishi	4.0
			Total	13.4

Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

En la Tabla 20, son presentados los proyectos para la exportación de GNL proyectados al 2006, dentro de los cuales está; el proyecto de GNL - Norte de Paria con capacidad de 4 MMT/año, con una producción de 1050 MMPCD de gas no asociado, inversión de \$2.5 billones de y fecha estimada de inicio de producción en el 2006. El segundo proyecto a más largo plazo es el de GNL en la Plataforma Deltana, posicionando a Venezuela como país exportador de GNL. Estos dos proyectos son esquematizados en la Figura 34.

Figura 34. Esquema general de los proyectos de GNL en Venezuela



3. ESTUDIO TÉCNICO DE LA PLANTA DE GAS NATURAL LICUADO - GNL

Este capítulo se enfoca en la selección y definición de los parámetros técnicos necesarios para la puesta en marcha de un proyecto de producción y exportación de Gas Natural Licuado (GNL), enfocándose principalmente al estudio del proceso de producción, mediante etapas consecutivas que surgen de la determinación de necesidades para el análisis de viabilidad de un proyecto de estas características y así mismo teniendo en cuenta que la cadena de producción y comercialización del GNL, es considerada mundialmente uno de los 5 proyectos de mayor envergadura tanto ingenieril como económicamente.

Dentro de la primera fase del estudio técnico se tratan dos factores fundamentales a la hora de definir la conveniencia del proyecto, ya que definen la cuantía en la inversión y finalmente los costos de operación. Estos factores son el tamaño de la planta y su localización.

3.1 TAMAÑO DE LA PLANTA

Esta sección contiene el análisis sobre el tamaño de una planta de Gas Natural Licuado (GNL) en Colombia, teniendo en cuenta diferentes factores que han sido analizados, con el fin de obtener una capacidad que supla la demanda de los mercados hacia los cuales esta dirigido el proyecto (ver estudio de mercado). El tamaño de la planta tiene una gran influencia, especialmente en el nivel de inversión, pues incide directamente en las variables de rentabilidad y tiempo de recuperación de la inversión, críticos en el momento de determinar su factibilidad.

El tamaño de la planta de GNL se refiere a la capacidad en términos de su producción, por lo general millones de toneladas de GNL por año (mtpa). La definición del tamaño es bastante compleja debido a que obedece a aspectos de tipo técnico, económico o legal que pueden tener cierta autonomía.

La capacidad de la planta de licuefacción de gas natural planteada en el presente proyecto se determinará teniendo en cuenta tres factores;

- ✓ Disponibilidad, tamaño y crecimiento de la demanda a cubrir.
- ✓ Disponibilidad de reservas de gas natural a tratar en la planta.
- ✓ La tecnología a utilizar, la cual define la capacidad de los equipos.

Además de estos factores anteriores se tendrán presentes los siguientes criterios de selección técnicos y económicos del tamaño de la planta:

- ✓ Necesidad, donde se selecciona el tamaño de acuerdo a la demanda en términos de volumen requerido.
- ✓ Productividad, en el que se selecciona el tamaño de mayor eficiencia técnica.
- ✓ Mayor rentabilidad.
- ✓ Menor costo promedio por unidad producida.
- ✓ Mayor relación costo/beneficio.

Para definir la capacidad definitiva se propondrá un primer tamaño de planta dependiendo de la demanda existente y la localización del mercado, después este podrá ser modificado con la disponibilidad de materia prima y con el análisis de los demás factores mencionados anteriormente. Por último se verificará si existen licenciatarios para una planta de producción de GNL del tamaño final determinado.

3.1.1 Análisis de factores

- ***Disponibilidad, tamaño y crecimiento de la demanda a cubrir.*** El concepto de demanda es de gran importancia, ya que este proyecto de GNL en Colombia, tiene como objetivo la cobertura de aquellos mercados que tengan una demanda energética en gas natural en su mayor parte proyectada a mediano plazo (6 años). La razón de esto es debida a que dentro de la estructura económica se prevee un tiempo de entrada en operación (timing) alrededor de los 5 años, desde que se den las dos condiciones primordiales; primero, un acuerdo de venta de GNL con el país o mercado comprador y

segundo, cantidad de reservas suficientes para sustentar las exportaciones con las cuales se compromete el proyecto.

Se utilizará el criterio de selección en cuanto a necesidad, donde se selecciona el tamaño de acuerdo a la demanda en términos de volumen requerido. Dentro del estudio de mercado se ha definido la cobertura del mercado que tendrá el proyecto, siendo Estados Unidos en su Costa Sur-Este, México y Jamaica, los países más favorecidos y con mayor número de ventajas para la importación de GNL desde Colombia.

Analizando el balance entre la ventana de oportunidad en los mercados objetivo seleccionados (30 mtpa) y la cantidad ofertada por los competidores directos (25 mtpa) resulta un margen de 5 mtpa. Se recomienda entonces, un tamaño igual al de este margen, que cubriría aproximadamente el 17% de la demanda en la zona objetivo que se proyecta en el estudio de mercado.

- ***Disponibilidad de reservas de gas natural (materia prima) a tratar en la planta.*** Por medio de un balance de masa para la producción de GNL escogida en la etapa anterior, se puede determinar que en estos procesos de licuefacción con una capacidad anual de 5 mtpa se necesitan alrededor de 700 MMpcps diarios de alimento en la planta, teniendo en cuenta tanto el gas necesario para utilizarlo como fuente de generación como el utilizado para ser convertido en GNL. Es decir que por cada millón de toneladas de GNL anuales se necesitan 140 MMpcps diarios.

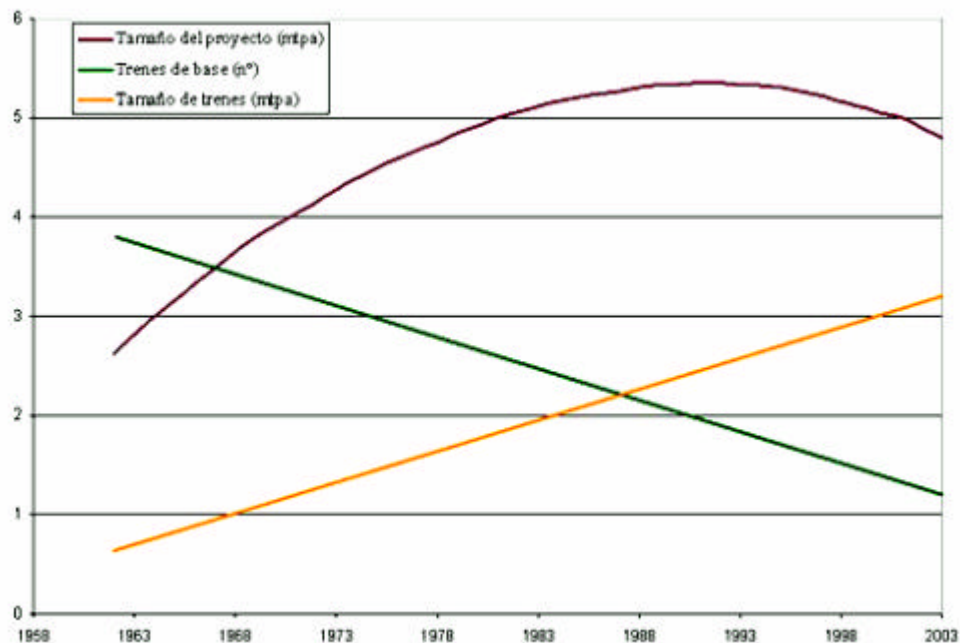
De acuerdo con estos requerimientos de producción de gas natural para alimentar la planta de GNL y con base en lo encontrado durante el estudio de mercado en el cual se determinó la cantidad de reservas que se encuentran disponibles o en términos comerciales, sin esquema de distribución. Y por lo tanto puedan ser introducidas dentro de un esquema de exportación se puede determinar que existen alrededor de 3 TPC de gas natural sin compromisos de comercialización, pero ubicadas en el interior del país, lo que las hace no utilizables para el proyecto planteado en este estudio. En conclusión solo se puede plantear el proyecto con base en las reservas probables y posibles con las que cuenta Colombia en la Costa Atlántica en la denominada Cuenca Colombia.

Para proveer el alimento de una planta de 5 mtpa con 700 MMpcps diarios, a través de un horizonte de proyecto de 20 años, se necesitan 5 TPC de reservas probadas y desarrolladas de gas natural.

Esto puede ser posible, a un mediano plazo, gracias a la fuerte tendencia hacia la exploración en la Costa Atlántica, firmada en los últimos años entre ECOPETROL, la Shell y Petrobras, donde existe un potencial cercano a las 40 TPC de gas, con los cuales se podría pensar en un proyecto de GNL con esta capacidad. Se cambia entonces el primer tamaño de la planta propuesto anteriormente de 5 mtpa, por una capacidad menor de 3.5 mtpa, teniendo en cuenta solo las reservas con las que cuenta Colombia actualmente, pero aclarando que lo más óptimo es jugar con las reservas probables que en menos de 5 años pueden llegar a etapa de producción al 100%, si se da el descubrimiento de estas en los próximos 2 años.

- **Tecnología a utilizar.** En esta parte del análisis, se hará la última corrección a la capacidad de la planta de GNL, teniendo en cuenta la tendencia tecnológica tanto histórica como proyectada. En cuanto al montaje y configuración de la capacidad de la planta, en la Figura 35 se puede observar la evolución de las tecnologías utilizadas en proyectos de exportación de GNL.

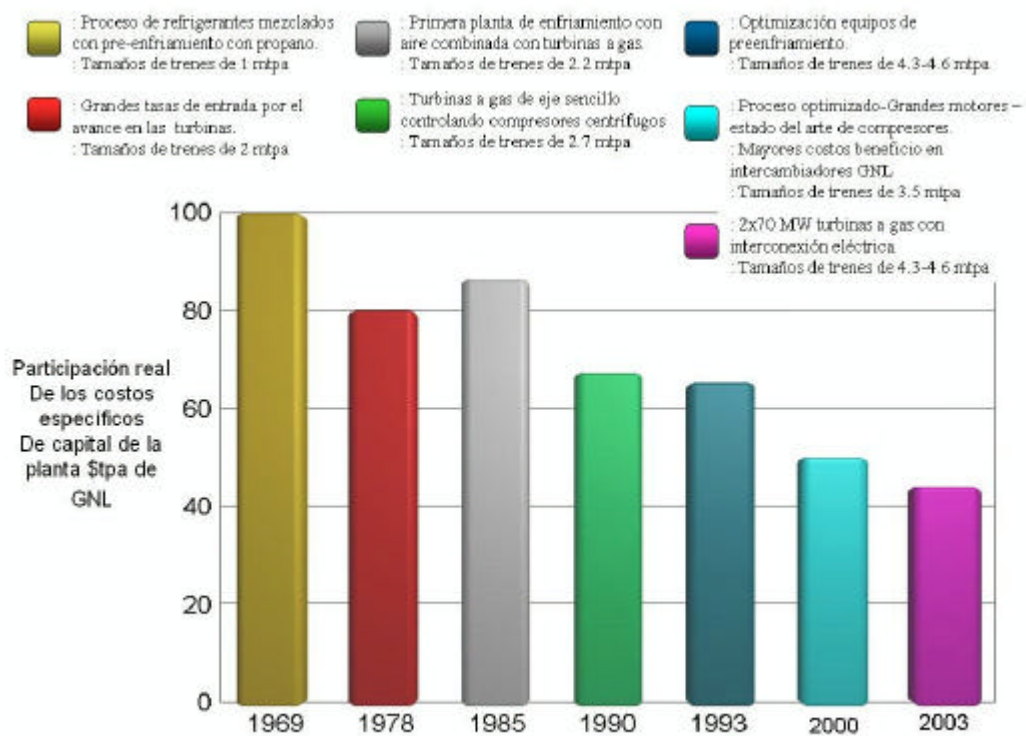
Figura 35. Evolución de la capacidad de las plantas



Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

Desde sus inicios en la década de 1960, la industria del GNL ha tenido un punto crítico dentro de su estructura. Este punto es la optimización de costos a lo largo de su cadena (producción, licuefacción, transporte, regasificación), pero especialmente en lo que se refiere a los costos asociados a la configuración y montaje de la planta que siempre ha tenido el mayor porcentaje sobre el total de costos de esta clase de proyectos, como puede ser observado en la Figura 36.

Figura 36. Evolución de los costos de la planta y la tecnología en los procesos



Fuente: Shell. *The Game Changer*

La configuración de la capacidad de la planta de licuefacción se establece con base en la relación capacidad de tren/número de trenes. Teniendo en cuenta estos dos factores se puede observar en las figuras anteriores que la tendencia tecnológica de los procesos de licuefacción esta dada hacia tamaños de trenes más grandes, pero con un menor numero de trenes. Por lo tanto para el proyecto de GNL en Colombia teniendo en cuenta la capacidad de 3.5 mtpa con la que se venia planteando en las etapas anteriores de este análisis, se puede hacer el último cambio a la capacidad y

establecerla en 4.5 mtpa que se muestra como la capacidad a estar en tendencia en los próximos años y sobre la cual se están realizando los diseños de las plantas que ya están en etapas de planeación (diseño básico de ingeniería) y construcción (Qatar, Trinidad y Tobago y Nigeria).

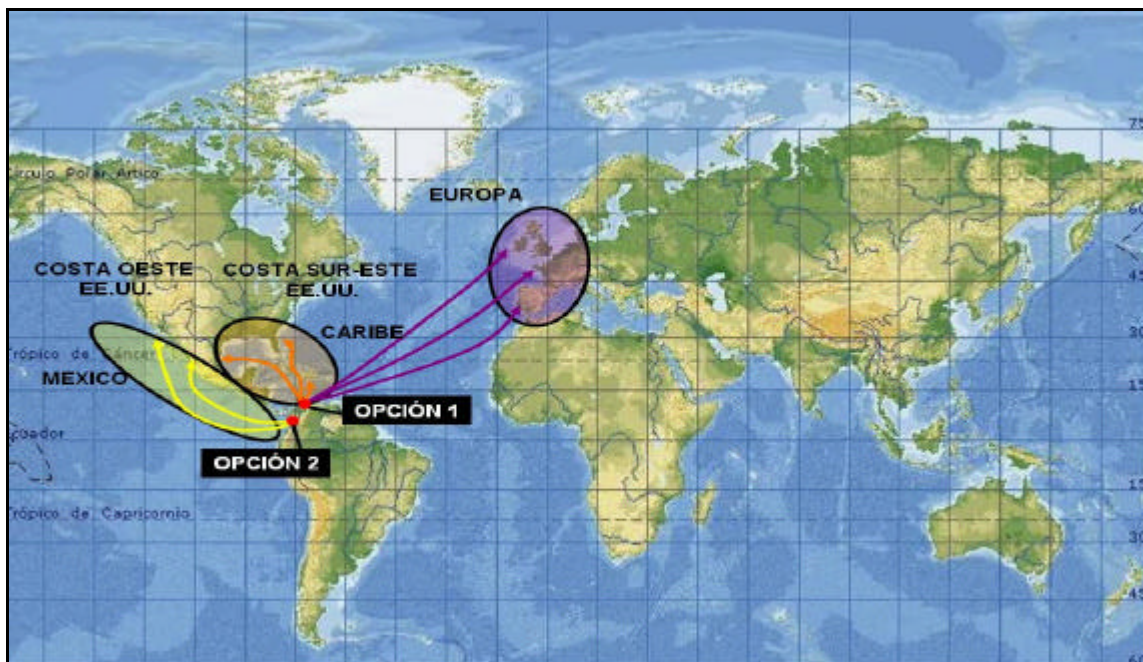
3.1.2 Conclusión del tamaño de la planta. El tamaño de la planta estipulado (4.5 mtpa) cubre un 15.5% la demanda de GNL prevista en los mercados objetivos del proyecto, además con miras al descubrimiento y ampliación de las reservas en la Costa Atlántica en unos 20 TPC de gas natural, sería un tamaño ideal, si se piensa tener expansiones en fases más adelantadas del proyecto con trenes de esta misma capacidad (2 trenes más es la tendencia). Tecnológicamente son varias las compañías que pueden construir una planta con esta capacidad dentro de las cuales se encuentran: Shell, BP, BG y ChevronTexaco. Y si se tiene en cuenta que de estas, tres participan en actividades de exploración, producción y comercialización de petróleo, gas y combustibles en Colombia, puede asegurarse que tecnológicamente el tamaño propuesto por este análisis fácilmente podría ser construido.

3.2 LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

La localización es el emplazamiento de la planta en un lugar específico. Comprende la macrolocalización o integración a un medio determinado y la microlocalización o sitio específico.

3.2.1 Análisis preliminar. Es necesario establecer que con base en el estudio de mercado llevado a cabo en la primera fase de este estudio, en la cual se han definido los mercados objetivos del proyecto teniendo en cuenta las ventajas que tiene la ubicación geográfica de Colombia, la demanda de GNL y los competidores con los cuales se interactuaría en los diferentes mercados. Se ha definido la opción de la Costa Atlántica (Cuenca Colombia) como la zona propicia para el montaje de la planta de licuefacción superando a la Costa Pacífica en gran parte por el bajo volumen de mercado y los fuertes competidores de la región Asia-Pacífica presentes en esta región. En la Figura 37 son presentadas las dos opciones de comercialización con las que cuenta Colombia para exportar GNL, identificadas como la Opción 1 en la Costa Atlántica y Opción 2 en la Costa Pacífica.

Figura 37. Opciones de comercialización de GNL para Colombia



La Opción 1, posee varias ventajas sobre la Opción 2, dentro de las cuales las más importantes son; mayor número de mercados (ventana de oportunidad), menor número de competidores fuertes y mayores perspectivas en reservas probables. Por esta razón ha sido la región seleccionada preliminarmente para el montaje de la planta de GNL.

3.2.2 Metodología utilizada¹⁷. Dentro de esta primera fase de prefactibilidad, se llevará a cabo una macrolocalización de la planta de GNL en Colombia, donde se buscará integrar una serie de variables llamadas fuerzas locacionales, cuyo análisis nos lleva al resultado de las mejores condiciones para la locación del proyecto.

La localización de la planta se definió según el modelo de puntos o matriz de selección (cualitativo), que consta principalmente de los siguientes pasos:

¹⁷ Evaluación de proyectos, Baca Urbina, Gabriel; editorial McGrawHill, Tercera Edición, México 1995. Pág. 13949.

➤ Primero se determinan las alternativas de ciudades donde es posible ubicar la planta de GNL de acuerdo con las condiciones como disponibilidad para la construcción industrial o que fuesen ciudades con tendencia industrial en puertos (costa) y cercanas a los bloques con producción de gas natural y mayor cantidad de reservas probables. Teniendo en cuenta estos factores se escogieron las ciudades de Riohacha, Santa Marta, Barranquilla y Cartagena como las más adecuadas para el posible montaje de la planta de licuefacción de gas natural en Colombia.

Figura 38. Ciudades alternativas para el montaje de la planta de GNL



➤ Análisis y determinación de los factores relevantes, que han sido el resultado de la combinación de las metodologías tradicionales o estándares para el montaje de plantas de procesos con algunos que son solo característicos de proyectos de exportación de GNL.

- Disponibilidad de gas natural.
- Cercanía del mercado disponible y grado de crecimiento.
- Transporte del gas natural y del GNL (facilidad, costo, eficiencia).
- Cantidad y calidad de mano de obra.
- Estímulos Fiscales.

- Disponibilidad de servicios.
- Costo de terrenos.

El análisis de la incidencia en cada alternativa por cada uno de estos ocho factores se presenta en la siguiente sección. Además es bueno presentar una serie de elementos que son característicos de la industria del GNL y que en etapas más adelantadas de factibilidad y diseño básico deben ser tenidos en cuenta para que conlleven a una disminución de los costos. A continuación se presentan estos factores:

- Las facilidades del puerto deben ser capaces de proveer un paso y atracadero seguro para buques de 95000 a 145000 m³.
 - El sitio debe contar al menos con 150 hectáreas de área, que permita un potencial de expansión al menos de 2 trenes (9 mtpa)
 - Debe existir una zona mínimo de un kilómetro de banda de protección entre la planta y el desarrollo de los alrededores.
 - Las propiedades geotécnicas del sitio deben proveer un adecuado asentamiento para soportar los equipos de la planta y los tanques de almacenamiento.
 - El sitio debe ser tectónicamente estable.
 - El sitio debe tener capacidad para recibir grandes y pesados embarques de equipos o módulos tanto por tierra como por mar.
 - El sitio debe ser localizado de manera que se asegure que habrá el mínimo de perturbaciones sobre la planta de GNL y las facilidades de embarque por parte del viento, las olas, las mareas y corrientes.
- Luego se realiza la estipulación del grado de ponderación a los factores relevantes donde se asigna el factor de peso a cada factor (el total de pesos asignados a cada factor debe ser igual a 1).

- Se define una escala que cuenta con 1 como el mínimo valor y 10 como el mayor valor que se tendría en una ciudad, que también es denominado como calificación a cada ciudad.
- Cálculo de la calificación ponderada, multiplicando el peso de cada factor, por la calificación definida para la ciudad.
- Por último se suman las calificaciones ponderadas. Se escogerá como mejor opción el sitio cuya suma sea la de mayor valor.

3.2.3 Análisis de factores. A continuación son analizados para las ciudades alternativas cada uno de los factores que van a determinar en conjunto en la matriz de puntos (factores de peso) la ubicación inicial propuesta por este estudio. Es necesario dejar claro que esta es una primera aproximación (macrolocalización) propia de una etapa de prefactibilidad e ingeniería conceptual.

- **Disponibilidad de gas natural (materia prima).** Como se ha podido observar a lo largo del estudio, para producir GNL a las tasas que manejan las plantas para su exportación, tanto históricamente como en la actualidad, es necesaria una corriente de gas natural continua que alimente la planta de licuefacción. Por lo general solo existe un promedio de 5 días al año en los cuales la planta se encuentra en cierre por mantenimiento, por lo tanto se habla de una corriente de alimento o materia prima diaria y con muy pocos paros (Shutdown) de 600 MMpc para la capacidad determinada en este estudio. Esta situación hace importante que la ciudad o zona en la cual se piense montar la planta además de contar con todos los demás factores, tenga una producción actual de este energético si es posible y buenas proyecciones de descubrimiento de las reservas probables en la exploración que se estén llevando a cabo. Por lo tanto en lo que se refiere a la disponibilidad de materia prima (gas natural), Riohacha es la ciudad con más preferencia para la ubicación de esta planta, pues cuenta con una producción actual de alrededor de 500 Mpc diarios y uno de los mejores bloques (Nazareth) en cuanto exploración. Otra de las ciudades con cierta facilidad en este factor sería Barranquilla y Cartagena ya que cerca de sus costas se encuentran los bloques con mayor estudio y de más grandes posibilidades exploratorias trabajados por Shell y Petrobras.

- **Cercanía del mercado disponible y grado de crecimiento.** El mercado consumidor del GNL que se produzca en la planta de licuefacción esta localizado a un promedio de 1000 millas náuticas hasta las costas de México, Jamaica y la Costa Sur-Este de los Estados Unidos en Texas y la Florida. Por lo tanto si se analizan las distancias entre las ciudades seleccionadas como alternativas se podría decir que no es un factor tan determinante, pero se puede establecer que Riohacha por estar más al norte puede tener cierta ventaja para el mercado de Jamaica y los de la Costa Sur-Este de los Estados Unidos y de igual manera Cartagena por estar hacia el oeste puede obtener una pequeña ventaja para el mercado de México. Por estas razones se han establecido las mejores calificaciones para estas ciudades.

- **Transporte del gas natural y del GNL (facilidad, costo, eficiencia).** Este factor tiene una relación directa con las vías de acceso e infraestructura existente para el transporte de gas natural y la disponibilidad de puerto para que los barcos puedan atracar o para que se facilite su ampliación. Todo esto de manera que permita la llegada de la materia prima en este caso el gas natural a la planta o en su reemplazo la facilidad para conectarlo a gasoductos ya existentes para evitar costos en la construcción y desarrollo de las reservas de gas natural.

Figura 39. Infraestructura de transporte de gas en las ciudades alternativas



Teniendo en cuenta que el terreno debería preferiblemente minimizar los trabajos requeridos para los trabajos de preparación y alteración del ambiente local, así mismo que los materiales para la construcción deben ser obtenibles en un sitio cercano a la ubicación de las instalaciones y la

infraestructura presentada en la Figura 39, se puede concluir que la ciudad de Riohacha presenta las mayores posibilidades seguida de Cartagena y Barranquilla.

- **Cantidad y calidad de mano de obra.** El indicador principal para la cantidad de mano de obra disponible en las ciudades de referencia (Riohacha, Santa Marta, Barranquilla y Cartagena), es la tasa de desempleo, que puede ser observada en la Tabla 22, en donde se refleja que la ciudad con mayor mano de obra disponible para la planta en lo corrido del año 2003 es Santa Marta y Riohacha, sin embargo debe tomarse en cuenta que estas dos ciudades también cuentan con las menores poblaciones totales. Por lo tanto Barranquilla es la mejor calificada en este factor seguida de Cartagena y Riohacha.

Tabla 22. Datos sobre la tasa de desempleo en el año 2002

Ciudad	Población total	Población en edad de trabajar (%)	Tasa de desempleo (%)
Cartagena	950000	74	15
Barranquilla	1500000	74	17
Riohacha	100000	78	18
Santa Marta	120000	71	25

Fuente: Datos estadísticos del DANE, 2002

Para el caso de este factor, las ciudades se ponderarán en orden ascendente tomando como valor máximo diez (la disminución se hará en un punto).

- **Estímulos Fiscales.** La locación en sitio de una planta de GNL debe ser ambientalmente aceptable tanto para el público en general como para las autoridades del gobierno. Por lo tanto el sitio propuesto debe estar en una zona clasificada por las autoridades ambientales como apta para el desarrollo industrial. Esto permite que se garantice una mayor facilidad en los trámites y aprobaciones necesarias y en los estímulos fiscales para la generación de empleo regional y

municipal. De las cuatro ciudades que involucra esta fase de localización en el proyecto solo dos tienen acuerdos aprobados en este sentido, las cuales son Cartagena y Barranquilla.

- **Disponibilidad de servicios.** En la disponibilidad de servicios públicos presente en cada una de las ciudades del estudio se tendrá en cuenta como criterio de selección, los principales servicios utilizados en una planta de producción de GNL como son; energía eléctrica, agua y gas como combustible. Por lo tanto es necesario dejar claro que dentro de la planta, de la misma alimentación de gas natural proveniente de los bloques productores, se saca la corriente de gas para la generación de poder tanto para los compresores como turbinas y la generación de electricidad para la planta. Por lo tanto el servicio público a tener en cuenta es el de agua ya que los demás son requisito fundamental para el montaje y fueron analizados en otros factores. A pesar de que en las ciudades de Cartagena, Barranquilla, Santa Marta y Riohacha los costos de servicio del agua no son tan diferentes, la ciudad que tiene el menor costo para la prestación del servicio de agua es Riohacha. Dentro de un análisis global del cubrimiento que tienen cada una de las ciudades en cuanto a servicios se tiene que; la ciudad de Barranquilla cuenta con el mayor cubrimiento con un 72.2%, seguida de Cartagena con un 67%. En último lugar encontramos a Santa Marta y Riohacha con un 50%, pero teniendo en cuenta que esta última ciudad tiene ventajas en cuanto al suministro de gas natural, lo cual la hace igualarse prácticamente a las primeras calificadas.

- **Costo de terrenos.** Antes de analizar el costo de terrenos en cada una de las ciudades de interés para la localización de la planta, se tuvo en cuenta la disponibilidad de terrenos en dichas ciudades, encontrando que Barranquilla y Riohacha son respectivamente las ciudades con mayor cantidad de terrenos aprobados para la construcción industrial y la ciudad de Santa Marta sería la ciudad que no tendría prácticamente la opción de construcción según este criterio, por ser el lugar con menos disponibilidad de área industrial.

Tabla 23. Costo de terreno en ciudades alternativas para el año 2001

Ciudad	Costo \$/m2
Cartagena	60000-70000
Barranquilla	60000-100000
Riohacha	20000-50000

Para el análisis del costo de terrenos se muestra que el mejor balance teniendo en cuenta la disponibilidad de área para construcción industrial y los costos de esos terrenos, Riohacha se muestra como la ciudad más óptima para lograr un montaje con una relación costo-beneficio bastante llamativa. Le siguen Cartagena y Barranquilla en esta relación.

3.2.4 Conclusión sobre la localización de la planta. De acuerdo con lo expuesto anteriormente, se realizó la asignación de ponderaciones a cada una de las ciudades, tal como se muestra en la Tabla 24. Dando como resultado que la ciudad de Riohacha es la más adecuada para el montaje de la planta de GNL.

Figura 40. Ciudad seleccionada preliminarmente para el montaje de la Planta de GNL

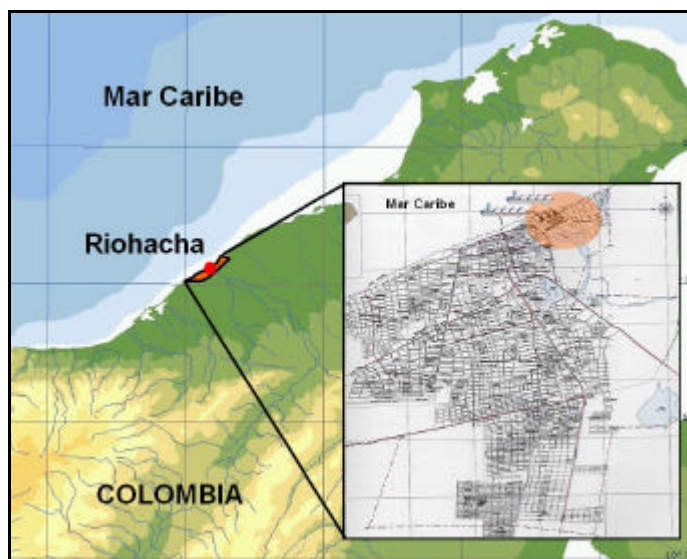


Tabla 24. Método cualitativo de puntos para determinación de localización - Matriz de selección

		Riohacha		Santa Marta		Barranquilla		Cartagena	
Factor relevante	Peso Asignado	Calificación	Calificación ponderada	Calificación	Calificación ponderada	Calificación	Calificación ponderada	Calificación	Calificación ponderada
Disponibilidad de gas natural (materia prima)	20	10	200	5	100	3	60	8	160
Cercanía del mercado disponible y grado de crecimiento	12	10	120	6	72	8	96	9	108
Transporte del gas natural y del GNL (facilidad, costo, eficiencia)	12	7	84	6	100	5	102	10	112
Cantidad y calidad de mano de obra	15	8	120	7	105	9	135	10	150
Estímulos Fiscales	8	6	48	8	64	10	80	0	0
Disponibilidad de servicios públicos	16	10	160	8	128	9	144	8	128
Costo de los terrenos	17	10	170	0	0	10	170	9	153
Totales			902		649		787		811

3.3 INGENIERÍA CONCEPTUAL DEL PROYECTO

Este capítulo está orientado hacia la definición preliminar de los parámetros técnicos de una planta de Gas Natural Licuado (GNL), con el objetivo de seleccionar, entre las opciones posibles, la que ofrezca las mejores condiciones tecnológicas.

Los proyectos de producción y exportación de GNL requieren de un capital de inversión demasiado alto, del cual, el proceso de licuefacción del gas natural representa entre el 45% y 50% del costo total. El único modo de lograr un ahorro de capital es con un diseño óptimo que enfatice en la eficiencia termodinámica del proceso. Mediante esta optimización se han desarrollado tecnologías que permiten la viabilidad de proyectos más fáciles de implementar.

3.3.1 Descripción general del proceso. La base del proceso de obtención de Gas Natural Licuado (GNL) es enfriar el gas natural hasta que se condense, lo cual se logra mediante un ciclo de refrigeración que disminuya la temperatura del gas hasta -160°C (-260°F) a presión atmosférica; esta refrigeración puede llevarse a cabo con la utilización de varias opciones tecnológicas.

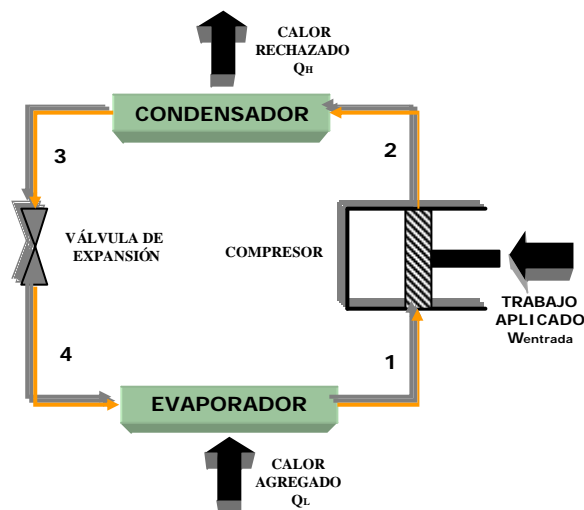
- **Refrigeración.** La refrigeración puede definirse como el proceso de reducción o mantenimiento de la temperatura de un cuerpo a una temperatura inferior a la de sus alrededores. Para lograr esto, debe sustraerse calor del cuerpo que va a ser refrigerado para transferirlo a otro cuerpo cuya temperatura sea mayor.

Las plantas de refrigeración pueden clasificarse, según su función, como refrigeradores o como bombas de calor. Cuando lo que interesa es la extracción de energía térmica del recipiente o cuerpo de baja temperatura, a la planta de refrigeración así descrita se le denomina refrigerador. En cambio, cuando lo que importa es el suministro de calor al recipiente o cuerpo que se encuentra a alta temperatura, se acostumbra describir a la planta, aunque de forma incorrecta, como bomba de calor. Termodinámicamente vienen siendo lo mismo y ambos suelen caer en la clasificación general de

refrigeradores. Para nuestro estudio, el interés principal es el de remover calor del gas natural por lo cual nos enfocaremos en el estudio de refrigeradores propiamente dichos.

El método más utilizado para llevar a cabo un proceso de refrigeración es la vaporización de un líquido refrigerante. Un sistema simple de refrigeración por compresión de vapor consta de varios elementos cada uno de los cuales tiene una función y ubicación específica dentro del ciclo de refrigeración. El fluido refrigerante, el evaporador, el compresor, el condensador y la válvula de expansión son los principales componentes del sistema. En la Figura 41 se muestra la distribución de un sistema simple de refrigeración por compresión.

Figura 41. Ciclo simple de refrigeración por compresión de vapor

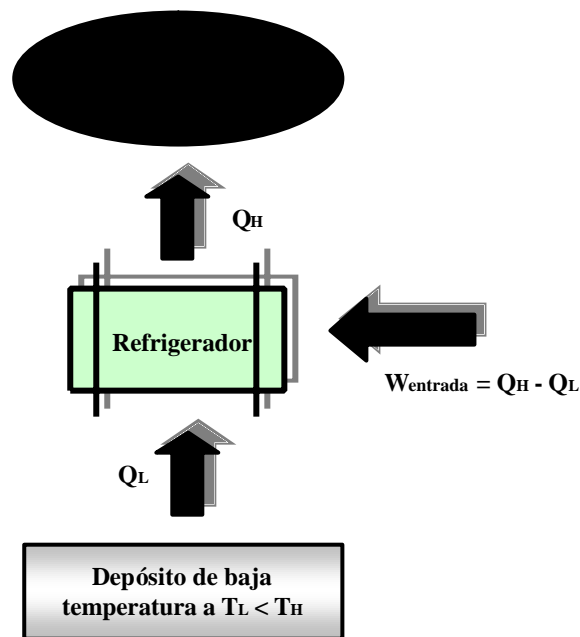


Fuente: Haywood, *Ciclos Termodinámicos de Potencia y Refrigeración*

A medida que el refrigerante circula a través del sistema, pasa por un número de cambios en su estado o condición; el refrigerante atraviesa una serie de procesos en una secuencia definida y regresa a su condición original, formando un ciclo. El evaporador proporciona una superficie para la transferencia del calor que fluye desde el producto refrigerado hacia el vaporizante. El compresor tiene la función de succionar el vapor del evaporador y elevar su temperatura y presión hasta las condiciones de condensación; este elemento se ocupa de mantener la diferencia entre la zona de alta y baja presión del sistema. El condensador ofrece una superficie para la transferencia de calor desde

el refrigerante hasta el medio condensante disponible. Y por último, la válvula de expansión se encarga principalmente de controlar el flujo de refrigerante y reducir la presión al líquido que se dirige al evaporador; esta reducción conlleva a que parte del refrigerante en estado líquido se vaporice y la temperatura disminuya a las condiciones que maneja el evaporador.

Figura 42. Aplicación del ciclo de refrigeración como un refrigerador



Fuente: Jones y Dugan, Ingeniería Termodinámica

Si un refrigerador opera cíclicamente, de modo que no hay cambio neto en su energía almacenada, las transferencias de energía se llevan a cabo como se muestra en la Figura 42, la primera ley de la termodinámica nos dice que:

$$W_{entrada} = Q_H - Q_L$$

Ecuación 1

Y la segunda ley dice que $W_{entrada} > 0$. Tenemos que $Q_H = T_H \Delta s$ y $Q_L = T_L \Delta s$, donde Δs es el diferencial de entropía¹⁸, entonces podemos llegar a que:

$$W = s(T_H - T_L) \quad \text{Ecuación 2}$$

Para un ciclo de refrigeración es importante conocer cuanta refrigeración, Q_L , puede ser producida por el trabajo requerido, $W_{entrada}$, para la operación del ciclo. Para el proceso ideal, esta relación se puede derivar, directamente, del diagrama temperatura – entropía.

En un sistema de refrigeración por compresión de vapor, todos los elementos que lo constituyen se encuentran relacionados entre si, de tal forma que las condiciones a la entrada de un elemento constituyente del ciclo son impuestas por el elemento que lo precede y este a su vez le impone sus condiciones de salida como condiciones de entrada al elemento siguiente. Aunque los componentes del ciclo de refrigeración están ligados mutuamente, cada uno de ellos posee relaciones térmicas y termodinámicas de capacidad que se cumplen en forma independiente.

- **Parámetros de rendimiento de la refrigeración.** El propósito de un refrigerador es extraer calor de una región a temperatura menor a la del ambiente. Hacer esto requiere de una entrada de energía, en forma de trabajo, desde un punto externo. Rendimiento óptimo es la eliminación de una cantidad de calor requerida utilizando una mínima entrada de energía al refrigerador.

Como se pudo observar en la Figura 42, en el ciclo de compresión de vapor se realiza un trabajo sobre el refrigerante durante el proceso de compresión de éste. Luego, en el condensador se elimina calor para la condensación del fluido trabajo; y en el evaporador se presenta flujo de calor de la zona de baja temperatura hacia el refrigerante, para que este se vaporice.

¹⁸ La entropía (s) es una función de estado que mide el desorden de un sistema, y por tanto su proximidad al equilibrio térmico. Se define, en términos de un proceso reversible, de acuerdo con la relación $dS = \left(\frac{\partial Q}{T} \right)_{rev}$. VAN WYLEN Gordon, Fundamentos de Termodinámica.

El refrigerador constituye un sistema cerrado¹⁹ que opera cíclicamente, de modo que no hay cambio en su energía almacenada. Partiendo de esto y aplicando la primera ley de la termodinámica obtenemos la Ecuación 1, donde queremos maximizar el calor sustraído de la región de baja temperatura, y minimizar el trabajo de entrada. El coeficiente de rendimiento de un refrigerador se define entonces como:

$$CR_R = \frac{Q_L}{W_{entrada}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Puede ser que haya una transferencia de calor al refrigerador que provenga de otras fuentes, de modo que Q_L no es necesariamente la transferencia total de calor que entra al sistema.

El ciclo de Carnot invertido se usa como estándar de comparación para refrigeradores, esto debido al corolario de la segunda ley de la termodinámica que establece que el coeficiente de rendimiento de una planta cíclica de refrigeración que trabaja entre dos fuentes de energía térmica, cada una a temperatura uniforme, no puede ser mayor que el de la planta ideal reversible²⁰ que trabaje entre las mismas dos fuentes.

La máquina de Carnot es una máquina que convierte calor en trabajo con la mayor eficiencia posible. Esta opera intercambiando calor con dos depósitos de energía y siempre involucra cuatro procesos, dos isotérmicos reversibles y dos adiabáticos²¹ reversibles. La máquina de calor operada a la inversa es un refrigerador o bomba de calor. Absorbe calor del depósito de baja temperatura y libera este calor a un depósito de temperatura mayor. Para realizar esta labor requiere trabajo de su entorno.

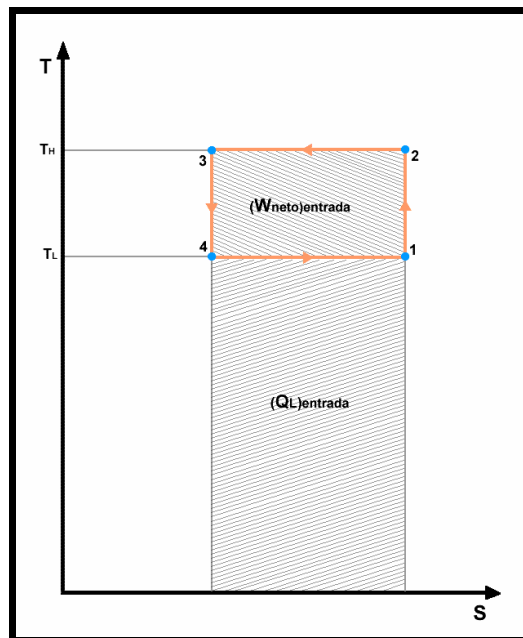
¹⁹ Sistema cerrado: volumen de control cuya superficie está cerrada al flujo de masa, de manera que el sistema termodinámico contiene la misma cantidad de materia en todo momento, ésta se conoce como masa de control. VAN WYLEN Gordon, Fundamentos de Termodinámica

²⁰ Un proceso reversible para un sistema se define como un proceso que una vez que se realiza se puede invertir sin dejar cambio en el sistema ni en el entorno. VAN WYLEN Gordon, Fundamentos de Termodinámica.

²¹ Un proceso es adiabático cuando no hay transferencia de calor hacia el entorno o desde este ($Q = 0$). VAN WYLEN Gordon, Fundamentos de Termodinámica.

El fluido trabajo en un ciclo de Carnot absorbe el calor Q_L durante un proceso isotérmico a T_L . Luego se aumenta su temperatura adiabáticamente a T_H . Durante un proceso isotérmico a T_H , se emite calor, Q_H al depósito de alta temperatura. Luego se completa el ciclo mediante un proceso adiabático que reduce la temperatura del fluido trabajo y la devuelve a su estado inicial. Todos estos procesos son reversibles. En la Figura 43 se muestra la trayectoria que sigue el ciclo de Carnot en un diagrama temperatura – entropía, T-s. El proceso siempre involucra dos procesos isotérmicos y dos isentrópicos²² para cualquier sustancia de trabajo que se utilice.

Figura 43. Ciclo del refrigerador de Carnot



Fuente: Haywood, *Ciclos Termodinámicos de Potencia y Refrigeración*

Con la aplicación de la primera ley y de la relación establecida en la Ecuación 4 se llega a la definición del coeficiente de rendimiento del refrigerador de Carnot que se muestra en la Ecuación 5.

²² Un proceso con entropía constante se llama isentrópico. VAN WYLEN Gordon, *Fundamentos de Termodinámica*.

$$\frac{Q_H}{Q_L} = \frac{T_H}{T_L} \quad \text{Ecuación 4}$$

$$CR_{R-Carnot} = \frac{T_L}{T_H - T_L} \quad \text{Ecuación 5}$$

Otro parámetro de desempeño que puede ser útil para evaluar sistemas de refrigeración es la capacidad de refrigeración, que se define como la cantidad de calor realmente absorbida por todo el flujo másico de refrigerante que circula por el evaporador; el cálculo de la capacidad de refrigeración se realiza mediante la ecuación:

$$CAP_R = m_r * ER \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

m_r es el flujo másico del refrigerante definido por $m_r = \dot{V}_v * \rho_{real}$.

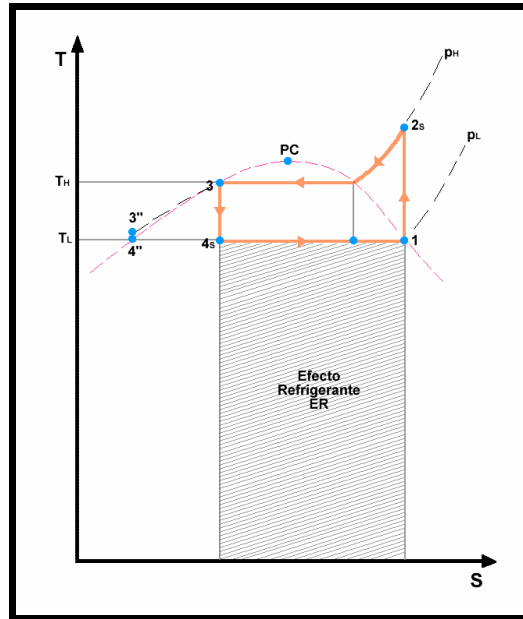
ER es el efecto refrigerante, que se define como la cantidad de calor que se transfiere en el evaporador, expresada, ya sea por unidad de masa de refrigerante que ha circulado, o por unidad de volumen de vapor refrigerante llevado al compresor. Cuando se expresa por unidad de masa, no es más que la diferencia entre las entalpías²³ a la entrada y salida del evaporador.

- **Ciclo ideal de compresión de vapor.** Por lo general, como fluido trabajo en una planta de refrigeración, se utiliza un fluido condensable, con lo que la planta opera con ciclo parecido al ciclo invertido de Rankine, el cual es conocido como ciclo de compresión de vapor. En la Figura 44 la trayectoria 4'' 3'' 2s 1 4'' representa el ciclo ideal reversible de Rankine. Si una planta de refrigeración operara con el ciclo de Rankine invertido el estado del fluido seguiría esta trayectoria en dirección contraria, el fluido se comprimiría isentrópicamente de 1 a 2, en un compresor, que toma el lugar de la turbina del ciclo Rankine, y se expandiría isentrópicamente de 3'' hasta 4'' en un expansor o turbina, que tomará el lugar de la bomba de alimentación del ciclo en mención. La

²³ Entalpía (h) es una propiedad de las sustancias que representa la cantidad de energía que un sistema termodinámico puede intercambiar con su entorno. Se define como $h = u + Pv$, donde u es la energía interna específica, P es la presión del sistema y v es el volumen específico. VAN WYLEN Gordon, *Fundamentos de Termodinámica*.

evaporación del fluido ocurriría entre 4'' y 1, mientras el enfriamiento y la condensación se llevarían a cabo en un condensador, desde 2_s a 3''.

Figura 44. Ciclo ideal de compresión de vapor



Fuente: Haywood, *Ciclos Termodinámicos de Potencia y Refrigeración*

Aunque este ciclo internamente es reversible, no se adaptaría bien como para usarse en una planta de refrigeración, debido a que el fluido externo al que se transmitiría el calor del refrigerante que pasa por el condensador tendría que estar por lo menos a la entrada, a una temperatura menor a la del punto 3'', mientras que la fuente fría de la que se transmite el calor al refrigerante que pasa por el evaporador tendría que estar a una temperatura mayor que la del punto 4''. Por lo tanto cualquier subenfriamiento por debajo de de la temperatura de saturación del refrigerante que sale del condensador debe, necesariamente, ser muy limitado. Para propósitos de estudio, este subenfriamiento se considera con valor cero, de manera que el líquido saturado saldrá del condensador en el estado 3 y se expandirá isentrópicamente hasta 4_s; el ciclo seguirá entonces la trayectoria 1 2_s 3 4_s 1.

Del mismo modo, podría presentarse sobrecalentamiento del refrigerante que sale del evaporador, o bien, podría estar húmedo. En la práctica, el alejamiento de la condición de vapor saturado es pequeño, por lo tanto, se considera que el vapor sale del evaporador como vapor saturado seco.

Un ciclo ideal de compresión de vapor es un ciclo teórico en el que se supone que no se presenta subenfriamiento ni sobrecalentamiento. Esto es, que el refrigerante en estado líquido que sale del condensador y entra a la válvula, lo hace como líquido saturado a la presión y temperatura de saturación; y el vapor refrigerante que sale del evaporador para entrar al compresor, es vapor saturado a la presión y temperatura de saturación.

El coeficiente de rendimiento del ciclo ideal de compresión de vapor, cuando funciona como refrigerador, está dado por la expresión:

$$CR_R = \frac{Q_L}{Q_H - Q_L} = \frac{h_1 - h_{4_s}}{(h_{2_s} - h_3) - (h_1 - h_{4_s})} \quad \text{Ecuación 7}$$

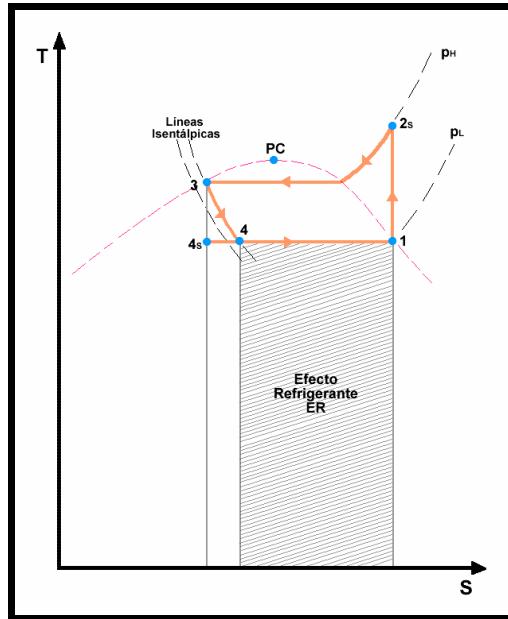
- **Ciclos reales de compresión de vapor.** En la práctica, el funcionamiento de las plantas de refrigeración difiere del ciclo ideal considerado en la sección anterior, en los siguientes puntos:

- 1) La expansión se lleva a cabo mediante un dispositivo simple de estrangulamiento, y no se da lugar a la expansión opuesta que ocurre, en el ciclo ideal, en un expansor o turbina. Debido a que el volumen específico del fluido que se expande de 3 a 4_s, en la Figura 44, es menor que el del fluido que se comprime de 1 hasta 2_s; el trabajo generado por una turbina que operara de 3 hasta 4_s, sería pequeño en relación con el trabajo suministrado al compresor que trabajaría entre 1 y 2_s, y aunque no en todos los casos es despreciable, no llega a representar una gran reducción en el suministro de trabajo neto al ciclo.

Corriente arriba y corriente abajo del proceso completo de estrangulamiento las velocidades de flujo son bajas, por lo que existe una diferencia despreciable entre las energías cinéticas de flujo; si el proceso es adiabático, entonces, la entalpía del fluido corriente abajo, que se tiene a la entrada del evaporador, es la entalpía del fluido corriente arriba, en la salida del condensador. Si suponemos que

sale líquido saturado de en el estado 3 de la Figura 45, el punto 4 (estado a la entrada al evaporador) quedará en una línea isentálpica que pase por 3.

Figura 45. Planta real de compresión de vapor



Fuente: Haywood, *Ciclos Termodinámicos de Potencia y Refrigeración*

La introducción de la expansión por estrangulamiento en lugar de la expansión opuesta reduce el efecto refrigerante del sistema, esto se puede notar recordando la definición de este parámetro, que ya habíamos tratado en la sección anterior y comparando las Figuras 45 y 66, en las que el efecto refrigerante representa el área bajo la curva de cambio de estado del fluido refrigerante en el evaporador para cada caso (4_s a 1 para el ciclo ideal y 4 a 1 para el real). La diferencia entre estas dos áreas representa la cantidad de trabajo que realiza el expansor o turbina en el ciclo ideal, así como el incremento en el trabajo neto de entrada en el ciclo real; este incremento disminuye el coeficiente de rendimiento.

2) En la planta real, todos los procesos son, en cierto modo, irreversibles. Además del proceso de estrangulamiento que acabamos de ver, hay que considerar la irreversibilidad que ocurre en el proceso de compresión; este proceso da lugar a un incremento en la entropía, si la compresión es

adiabática o si el compresor no se enfría en grado tal que compense el incremento de entropía debido a la irreversibilidad. El trabajo que requiere el compresor se incrementa como resultado de la irreversibilidad y, en consecuencia, se reduce el coeficiente de rendimiento.

3) En la planta real se presenta sobrecalentamiento del vapor que sale del evaporador, esto se debe a que luego que el líquido refrigerante ha sido vaporizado por completo en el evaporador, el vapor saturado sigue absorbiendo calor, de tal manera que llega a la succión del compresor como vapor sobrecalentado. La presión del vapor se considera constante durante el sobrecalentamiento, debido a que se desprecia cualquier caída de presión en la tubería, es decir, la presión a la entrada del compresor es la misma del evaporador.

La presencia de este factor en el ciclo ocasiona un aumento del efecto refrigerante, garantiza que a la succión del compresor llegue refrigerante totalmente vaporizado y así se evitan fallas en el compresor ocasionadas por el golpe de líquido. Por otro lado, en el ciclo sobrecalentado el trabajo de compresión es ligeramente mayor que en el ciclo saturado; el tamaño del condensador debe ser mayor, debido a que aumenta el calor eliminado por libra de refrigerante; disminuye la capacidad del sistema, ya que la densidad del refrigerante a la entrada del compresor es menor para el ciclo sobrecalentado que para el saturado, disminuyendo así el flujo másico de refrigerante que circula por el sistema.

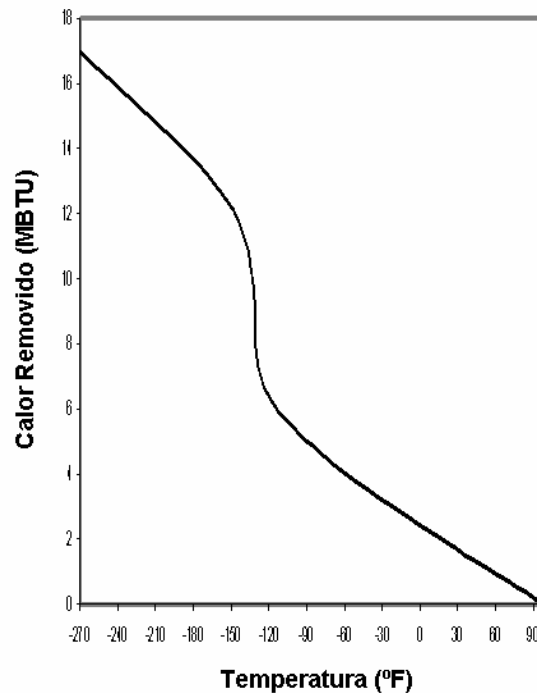
4) En el ciclo saturado simple, el refrigerante abandona el condensador como líquido saturado; en el ciclo real este refrigerante se puede subenfriar, ya sea mientras está almacenado en el tanque, mientras circula a través de la tubería de líquido o, en la parte final del condensador.

La principal ventaja que ofrece la presencia de este fenómeno es el aumento del efecto refrigerante. Por otro lado, tenemos un aumento en la capacidad del sistema, sin aumentar el trabajo suministrado por el compresor. Otra ventaja es la garantía que a la válvula de expansión sólo llegue líquido, lo cual asegura su óptimo funcionamiento.

- **Parámetros de funcionamiento del sistema de refrigeración de gas natural.** La Figura 46 es un gráfico que muestra relación entre la cantidad acumulada de calor removido y temperatura en el proceso de licuefacción de 1 MPCS de gas natural típico a 500 psia. Esta representa la curva de

enfriamiento y define el trabajo que se requiere para licuar el gas; por otro lado, su forma depende de la composición del gas y de la presión de operación.

Figura 46. Cantidad de calor removido en función de la temperatura, para licuar 1 MPC de gas a 500 psi

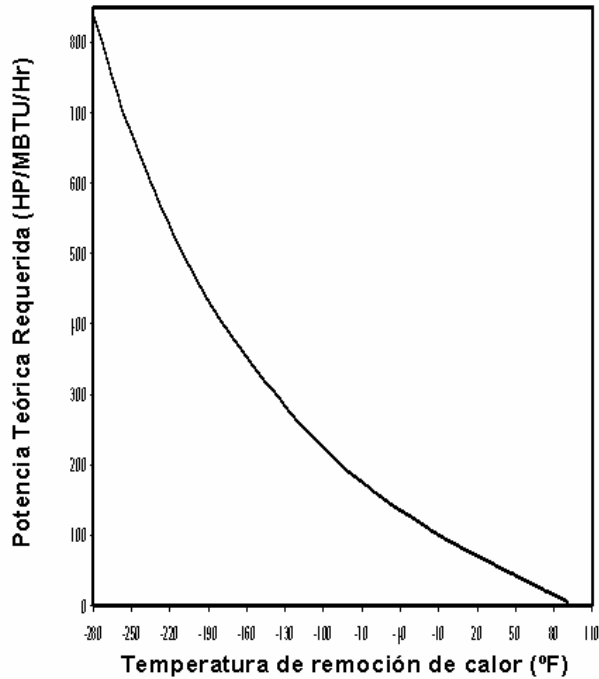


Fuente: Cortés y Vargas, *Estudio de viabilidad del transporte terrestre del Gas Natural Licuado*

La Figura 47 es un gráfico que representa la potencia teórica en función de la temperatura, para un ciclo ideal de refrigeración en el que se presenta remoción de 1 MBTU/hr (millón de BTU por hora), para rechazar el calor a un depósito a 38° C (100° F); podemos ver como para cada temperatura de remoción de calor del cuerpo que va a ser enfriado, se requiere una determinada potencia, de modo que, entre mayor sea el diferencial de temperaturas entre el cuerpo que se va a enfriar y el depósito de alta temperatura, mayor será la potencia necesaria para efectuar el proceso.

Utilizando las Figuras 47 y 48 podrán calcularse los requisitos teóricos de fuerza necesarios para licuar gas natural típico a 500 psia en varios sistemas de licuación. Es importante identificar la relación existente entre los requerimientos de potencia de un sistema de refrigeración y la forma de la curva de refrigeración; con estos dos gráficos es posible determinar la potencia total que requiere el sistema para su funcionamiento.

Figura 47. Potencia teórica requerida para un sistema de refrigeración ideal con expulsión de calor a 38° C (100° F)



Fuente: Cortés y Vargas, Estudio de viabilidad del transporte terrestre del Gas Natural Licuado

Para ilustrar el modo en el que se usan las Figuras 47 y 48 consideraremos dos ejemplos en los que se licua gas natural en condiciones diferentes.

Supongamos que 1 MPCs/hr (millón de pies cúbicos por hora) de gas natural van a ser licuados en un sistema de refrigeración que utiliza nitrógeno líquido a -168° C (-270 F) como refrigerante. Aquí, todo el calor sería removido a -168° C (-270 F) y expulsado a 38° C (100 F). De la Figura 47 podemos determinar la potencia requerida por el sistema de refrigeración para llevar a cabo el proceso, 765 HP/MBTU/hr (caballos de fuerza por millones de BTU's por hora). De la Figura 46 se obtiene la medida de remoción de calor para licuar 1 MPCs de gas natural, que es de 16.86 MBTU/hr. De modo que la fuerza teórica requerida para el proceso resultaría de multiplicar los datos que obtuvimos de las Figuras 47 y 48, lo que nos lleva a 112898 HP.

Ahora, considerando el mismo proceso, pero en lugar de usar un solo refrigerante se dispone de dos etapas de enfriamiento, la primera de las cuales se lleva a cabo a -98°C (-145°F) con un refrigerante tal como el etileno a -101°C (-150°F), y luego la segunda etapa, en la que se enfría el gas hasta -166°C (-267°F) con nitrógeno líquido a -168°C (-270°F). Nuevamente, con las Figuras 47 y 48 es posible hallar la fuerza teórica requerida para que se lleve a cabo el proceso. De la Figura 47 se obtienen los datos de 317 HP/MBTU/hr para el etileno y de 765 HP/MBTU/hr para el nitrógeno líquido, como valores de potencia teórica necesaria para el sistema de enfriamiento. Del mismo modo, de la Figura 46 se determinan los valores de medida de remoción de calor para 1 MPCS de gas, desde 38°C (100°F) hasta -98°C (-145°F) tenemos 11.94 MBTU/hr, y de -98°C (-145°F) hasta -166°C (-267°F) requerimos 4.92 MBTU/hr. La fuerza teórica requerida para el proceso sería la suma de la potencia necesaria para cada etapa de refrigeración. Tendremos entonces, para la etapa de etileno 3785 HP, y para la etapa de nitrógeno 3764 HP. La suma de estos valores nos da un resultado correspondiente a 7549 HP. Este valor es bastante menor al que se obtuvo para el sólo ciclo de nitrógeno líquido.

Con el análisis de estos dos procesos podemos ver que el aumento de etapas de refrigeración produce una disminución en la fuerza requerida para el proceso. La unidad de licuefacción ideal tendría un número infinito de etapas de refrigeración, cada una removiendo una cantidad infinitesimal de calor en un rango mínimo de temperatura. Tal sistema para licuar un millón de pies cúbicos estándar por hora de gas natural, como se muestra en la Figura 46, requeriría 4,553 HP. Los sistemas de licuación reales utilizan de 2.5 a 4 veces más fuerza que un sistema ideal.

Por otro lado, la presión con la que se alimenta el gas natural al sistema, también tiene incidencia sobre la potencia requerida para el proceso, de modo que, la fuerza requerida decrece a altas presiones debido a que las características del gas a estas condiciones permite remover más calor a temperaturas mayores.

3.3.2 Tecnologías para la obtención de GNL. La licuefacción del gas natural se lleva a cabo mediante la remoción del calor sensible y latente del gas, principalmente en dos formas: mediante transferencia de calor a causa de refrigerantes o permitiendo que el gas realice un trabajo mediante el uso de un expansor. El primer método, conocido como ciclo cascada, utiliza refrigerantes de puntos de burbuja sucesivamente menores, por otro lado, el segundo método, conocido como ciclo

de expansión utiliza el efecto refrigerante que se obtienen mediante la expansión de una corriente de gas comprimido debido a una turbina o a una máquina extractora de trabajo. También es muy usada una variación del ciclo cascada que usa una mezcla multi-componente de refrigerantes.

Antes que una corriente de gas natural sea licuada es necesario remover o reducir a cantidades insignificantes cualquier componente que se encuentre en estado sólido a las bajas temperaturas que se alcanzan en el sistema de licuefacción. Algunos de los componentes que es necesario remover de la corriente de gas que será licuada son agua, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, aceites lubricantes y partículas. Además, se requiere remover los hidrocarburos pesados.

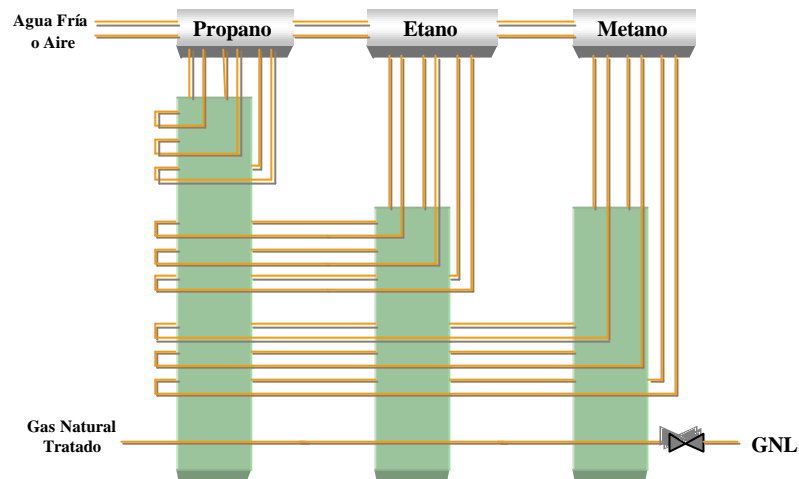
La fracción del costo total de inversión debida a la maquinaria de un proceso de licuefacción, siempre es alta. Por ello se han desarrollado nuevas tecnologías que hacen modificaciones a alguno de estos procesos en busca de optimizar el diseño del ciclo para mejorar la eficiencia termodinámica y reducir los requerimientos de potencia y maquinaria para ahorrar capital de inversión y operación de la planta.

- ***Ciclo de refrigeración en Cascada.*** En un ciclo simple de refrigeración por compresión de vapor la temperatura más baja se tiene en el evaporador. Para un refrigerante dado, mientras más baja sea la temperatura de refrigeración requerida, más baja será la presión de saturación necesaria para el refrigerante del evaporador, y al mismo tiempo, será mayor el volumen específico del vapor que entra al compresor y, también, aumentará el tamaño físico de la planta. Esta situación puede remediarse, hasta cierto punto, si se elige un refrigerante que tenga las propiedades más adecuadas, pero existe un límite para la temperatura más baja que sea tanto obtenible, como económicamente aceptable para una planta cíclica que utilice un solo refrigerante. Sin embargo, pueden obtenerse temperaturas mucho más bajas si se trabajan en cascada dos o más de estas plantas para dar origen a ciclos múltiples de compresión de vapor.

La planta de refrigeración en cascada que se emplea en la licuefacción del gas natural consta de un ciclo ternario en que se utiliza propano (C_3H_8), etano (C_2H_6), y metano (CH_4), cuyos puntos de ebullición a la presión atmosférica normal son, respectivamente, $-42.05^\circ C$, ($-43.69^\circ F$), $-88.65^\circ C$, ($-127.57^\circ F$), $-161.45^\circ C$, ($-258.61^\circ F$). En algunas plantas de licuefacción se usa etileno (C_2H_4), con punto de ebullición de $-103.75^\circ C$ ($-154.75^\circ F$) a presión atmosférica normal, en sustitución del etano, como refrigerante de la segunda etapa.

En el ciclo de refrigeración en cascada el gas natural es enfriado, condensado y sub-enfriado en intercambio de calor con propano, etano (o etileno) y finalmente metano en tres etapas continuas como se muestra en la Figura 48. Generalmente, los tres circuitos de refrigeración constan de varias etapas de expansión y compresión, cada una operando a tres niveles de temperatura de evaporación. Después de la compresión, el propano se condensa al enfriarlo con agua o aire, el etano se condensa mediante la evaporación del propano y el metano se condensa con la evaporación del etano.

Figura 48. Diagrama simplificado del ciclo cascada



Fuente: Finn, Johnson y Tomlinson, *Developments in natural gas liquefaction*

Cada uno de los circuitos opera flasheando el refrigerante condensado a alta presión a través de una válvula, causándole un enfriamiento significativo. En cada circuito una porción del refrigerante se expande en cada una de las tres etapas, a tres presiones diferentes, flasheando gradualmente hasta la presión más baja, y por consiguiente la menor temperatura.

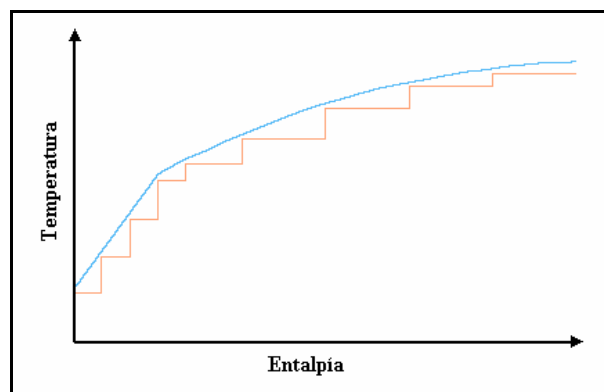
El circuito de propano enfría el etano o etileno, el metano y el gas natural de alimento hasta una temperatura de aproximadamente -35°C (-31°F). De allí el gas natural se envía a fraccionamiento para la remoción de los componentes pesados que se puedan solidificar a en este rango de temperaturas bajas. El gas natural regresa luego al ciclo, y junto con la corriente de metano refrigerante, se refrigera por el etileno en evaporación hasta una temperatura de aproximadamente

-100° C (-148° F). Finalmente se licúa el gas natural en el circuito de evaporación del metano, a una temperatura de unos -161° C (-260° F).

El gas natural que se puede usar en este proceso puede tener entre el 20% y 25% molar de hidrocarburos pesados, 20% molar de nitrógeno y un 5% molar de CO₂ o H₂S, pero usualmente la cantidad de metano excede del 75% u 80% molar y la mayoría de las veces está sobre el 90% molar del gas natural.

Dentro de las ventajas principales de la operación en cascada están el intervalo de presión relativamente pequeño del refrigerante en cualquiera de los ciclos; además, el ciclo cascada es el de menor requerimiento energético de todos los procesos de licuefacción, principalmente por que el flujo de refrigerante es menor. Es de operación flexible, siempre que cada circuito refrigerante se pueda controlar separadamente y en comparación con los otros ciclos, requiere, un área de intercambio de calor relativamente baja debido a que los diferenciales de temperatura, que se pueden ver en la curva de enfriamiento de la Figura 49, son grandes.

Figura 49. Curvas de enfriamiento típicas para el ciclo cascada



Fuente: Finn, Johnson y Tomlinson, *Development in natural gas liquefaction*

La mayor desventaja del ciclo cascada es el alto costo debido al número de circuitos de refrigeración, cada uno de los cuales requiere su propio compresor y sistema de almacenamiento de refrigerante. Los costos de mantenimiento y reparación de los equipos tienden a ser altos debido al

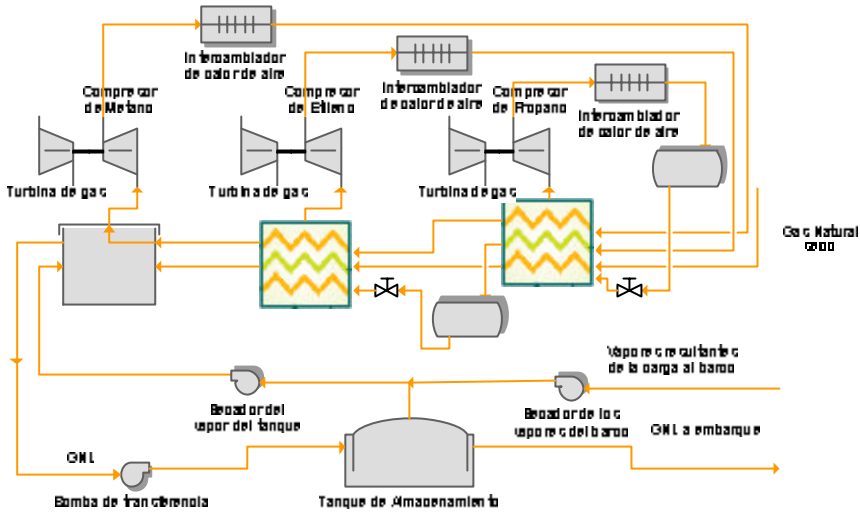
gran número de máquinas. El ciclo cascada requiere relativamente poca energía y baja área superficial, pero incrementa la complejidad en la configuración de la maquinaria.

Análisis económicos muestran que este ciclo es el más apropiado para trenes de gran capacidad donde la poca área de intercambio de calor y los bajos requerimientos de energía compensen el costo de tener múltiples máquinas. Mediante optimización de la selección de maquinaria este ciclo puede ser competitivo con el ciclo refrigerantes mezclados con pre-enfriamiento con propano, que es el proceso dominante en las plantas base-load en las últimas décadas. Una optimización del ciclo cascada conocida como ciclo cascada optimizado, patentado por Phillips, ha propiciado en la industria una reevaluación del uso de la tecnología de licuefacción en cascada.

- ***Ciclo cascada mejorado***²⁴. Este proceso, el cual se puede apreciar en la Figura 50, constituye un método para mejorar la eficiencia del ciclo cascada abierto para la producción de Gas natural Licuado (GNL) mediante la utilización de un expansor de líquido para recuperar la energía mecánica asociada con el flasheo de la corriente presurizada del GNL producido y empleando directamente dicha energía para comprimir la corriente de vapores producto del flasheo en el ciclo abierto del proceso de licuefacción.

²⁴ *Efficiency improvement of open-cycle cascaded refrigeration process for LNG production, Patente de los Estados Unidos US6289692B1.*

Figura 50. Diagrama de flujo del ciclo cascada optimizado



- a) Flasheando la corriente presurizada de GNL producido en un expansor de modo que genere una corriente bifásica y energía.
- b) Separando la corriente bifásica en una corriente de gas y otra de GNL a menor presión.
- c) Comprimiendo la corriente de gas mencionada en un compresor para producir una corriente de gas presurizada, donde dicho compresor es alimentado, al menos parcialmente, con la energía generada en el paso a); y
- d) Retornando la corriente de gas presurizada al compresor multi-etapa utilizado en el ciclo de refrigeración abierto de metano.

En este proceso se licúa una corriente de gas natural a alta presión, 650 psi aproximadamente, enfriando secuencialmente la corriente de gas, haciéndola pasar a través de un ciclo multi-etapa de propano, un ciclo multi-etapa de etano o etileno y finalmente, un ciclo abierto de metano, el cual utiliza una fracción del gas de alimento como fuente de metano y que incluye un ciclo de expansión multi-etapa para enfriar aún más el gas y reducir la presión a un valor cercano a la presión atmosférica. En la secuencia de ciclos de enfriamiento se usa primero el refrigerante con el mayor punto de ebullición, luego se usa un refrigerante con punto de ebullición intermedio y, finalmente, el refrigerante que tenga el menor punto de ebullición.

Se requiere de tratamiento previo al proceso de licuefacción para remover componentes indeseables tales como gases ácidos, mercaptanos, mercurio o humedad de la corriente de gas natural. La composición del gas natural puede variar, sin embargo, por lo general esta formado principalmente por metano, generalmente sobre un 85% en volumen, y el porcentaje restante de etano, hidrocarburos más pesados, nitrógeno dióxido de carbono y pequeñas cantidades de otros contaminantes. El pre-tratamiento puede realizarse aguas arriba de los ciclos de enfriamiento o aguas abajo de una de las primeras etapas del ciclo inicial de enfriamiento.

La corriente de gas natural entra al proceso de licuefacción a presión elevada, entre 500 y 900 psi, y su temperatura típicamente está ligeramente sobre la temperatura ambiente, entre 16° C y 49° C (60° F y 120° F).

Como se ha dicho anteriormente, el gas natural se enfría en varios ciclos multi-etapa mediante intercambio de calor indirecto con varios refrigerantes, preferiblemente tres. La eficiencia global de enfriamiento para un ciclo dado mejora a medida que el número de etapas incrementa, pero este incremento en eficiencia está acompañado de los correspondientes aumentos en costos y complejidad del proceso. Lo que se desea es hacer pasar la corriente de gas natural a través de un número óptimo de etapas de refrigeración, la configuración más efectiva para todos los ciclos de refrigeración, generalmente está entre dos y cuatro etapas.

En el primer ciclo cerrado casi siempre se elige que sean tres etapas de refrigeración y se usa un refrigerante con un punto de burbuja relativamente alto, este refrigerante puede estar constituido por una mezcla de propano y propileno con mayor porción del primer componente, pero se prefiere que el refrigerante sea esencialmente propano. En el segundo ciclo cerrado de refrigeración es más efectivo optar por dos o tres etapas de intercambio de calor con el refrigerante de punto de ebullición intermedio, tal refrigerante puede estar compuesto por una mezcla de etano y etileno y es preferible que sea solamente etileno.

En la última etapa del segundo ciclo de refrigeración, la corriente de gas, compuesta predominantemente por metano, es licuada totalmente o, por lo menos, en su mayoría, así que resulta una corriente de GNL producido a presión elevada. La presión en este punto solo es ligeramente menor a la presión a la cual el gas se alimenta a la primera etapa del primer ciclo de refrigeración.

La corriente presurizada de GNL producido se enfría más aún en un ciclo abierto de refrigeración con metano. En este tercer paso de refrigeración, la corriente de GNL se enfría mediante contacto, en el economizador de metano principal, con la corriente de gas flash generado en este tercer paso, y con la subsiguiente expansión de la corriente de gas licuado hasta una presión cercana a la atmosférica. Durante esta expansión, la corriente presurizada de GNL producido se enfría a través de al menos una, pero preferiblemente de dos a cuatro y por lo general tres etapas de expansión donde cada etapa emplea como medio de reducción de presión ya sea válvulas de expansión o expansores de líquido.

El elemento novedoso de este proceso radica en la forma en la que la energía generada por los expansores, se emplea directamente en el ciclo abierto de refrigeración con metano. Cada expansión

de la corriente presurizada de GNL producto está seguida por un separador donde ocurre la separación del gas y el líquido producido. En una variación, es posible un enfriamiento adicional de esta corriente antes del flasheo, flasheando primero en su totalidad una porción de corriente, mediante una o varias etapas de expansión y luego a través de un medio de intercambio de calor indirecto, empleando dicha corriente o corrientes flasheadas para enfriar la corriente presurizada de GNL producido antes de someterla a flasheo. El producto del flasheo luego es recirculado y, según consideraciones de presión y temperatura, regresa a un lugar apropiado dentro del ciclo abierto de metano para ser recomprimido.

Cuando hablamos de la corriente del ciclo abierto de metano nos referimos a una corriente compuesta principalmente por metano y originada en mayor proporción por los vapores flash de la corriente o corrientes a alta presión de GNL producido. Ciclo abierto de metano se refiere al ciclo abierto de refrigeración que emplea dicha corriente.

Cuando la corriente de GNL producido entra al tercer ciclo lleva una presión de unos 600 psia, las presiones para las tres etapas de expansión del proceso son de aproximadamente 190, 61 y 24.7 psia. Los vapores generados en la separación de nitrógeno y en la expansión son utilizados en el economizador de metano principal para enfriar el producto licuado del segundo ciclo antes de la expansión y para enfriar la corriente comprimida del ciclo abierto de metano. La expansión de la corriente presurizada de GNL producido hasta una presión cercana a la atmosférica, produce un GNL a temperatura de -240°C (-260°F).

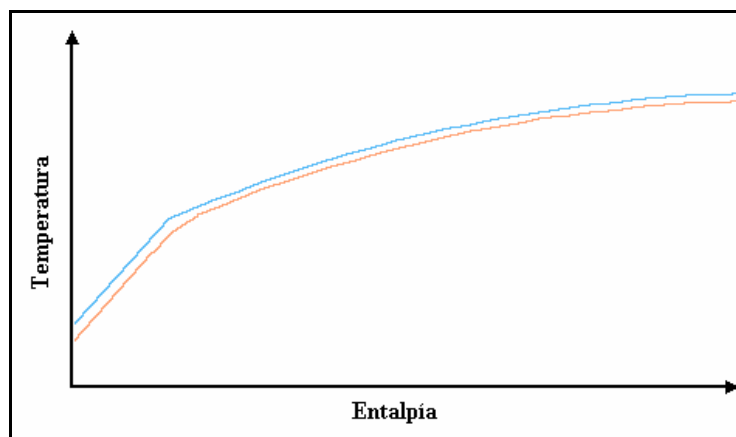
El proceso cascada optimizado de Phillips fue usado para los 3.2 mtpa del proyecto Atlantic GNL en Trinidad, el cual fue puesto en marcha en el verano de 1999, y ha sido usado también para el segundo y tercer tren. El éxito de este proyecto se debe a un gran número de factores, pero ha iniciado una reevaluación del uso correcto de la tecnología de refrigeración en cascada en la industria del GNL.

- **Ciclo de refrigerantes mezclados.** El ciclo de refrigerantes mezclados (MRC) usa un solo ciclo de una mezcla de refrigerantes en lugar de los múltiples refrigerantes puros del ciclo cascada. La composición de la mezcla se especifica para que el refrigerante líquido se evapore en el rango de temperatura en el que se licúa el gas natural y proporcione un mejor ajuste de las curvas de

calentamiento, como se muestra en la Figura 51. Se usa una mezcla de nitrógeno e hidrocarburos (usualmente de C1 al C5) para suministrar las características de refrigeración óptima.

Pequeños diferenciales de temperatura proporcionan una operación cercana a la reversibilidad, conduciendo a una estupenda eficiencia termodinámica, bajos requerimientos de potencia y menos maquinaria. Sin embargo, un MCR típico, usualmente, tiene menor eficiencia que el ciclo cascada, debido a que, aunque los diferenciales de temperatura son pequeños, el flujo de refrigerante es mucho mayor y las pérdidas termodinámicas asociadas conllevan a ineficiencias. El MCR tiene la ventaja de una configuración más simple y la minimización de la cantidad de equipo necesario ya que el ciclo requiere sólo un compresor y necesita menos recipientes para la separación del refrigerante.

Figura 51. Curvas de enfriamiento típicas para el ciclo de refrigerantes mezclados



Fuente: Finn, Johnson y Tomlinson, *Development in natural gas liquefaction*

Un problema de operación de las plantas MRC es su sensibilidad a cambios en la composición del gas de alimento. Se requieren ajustes en la composición de la mezcla refrigerante para mantener la eficiencia y asegurar total capacidad. La habilidad para cambiar la composición del refrigerante hace al MRC razonablemente sensible a las variaciones de las condiciones del gas de alimento y de la temperatura del ambiente, pero es difícil evaluar cuál composición se necesita. Las plantas modernas de gas utilizan procesos de modelamiento y optimización en tiempo real para mejorar la estabilidad y funcionamiento de la planta. Tales técnicas, aplicadas a plantas de Gas Natural

Licuado (GNL), pueden ayudar a predecir la composición óptima del refrigerante cuando varíen las condiciones del alimento y/o del ambiente y, por consiguiente, hacerlas más eficientes.

A diferencia del ciclo cascada de componentes puros, en un sistema refrigeración multi-componentes, la composición del refrigerante, y por lo tanto la presión de vapor, varía alrededor del circuito a medida que los componentes del refrigerante se separan. La simulación dinámica puede calcular las presiones de diseño muy exactamente, evitando costos innecesarios.

El número óptimo de etapas para una condensación parcial, separación y expansión depende de la relativa importancia de los costos, la complejidad o flexibilidad de la operación y los costos de operación. Más etapas incrementan la eficiencia energética, pero aumentan la complejidad. Por ejemplo, un proceso de dos etapas consume menos potencia que un proceso de una etapa y la reducción en costos de operación, normalmente, compensa los costos del equipo adicional, resultando en una reducción del capital global. A medida que el número de etapas incrementa, se alcanza un óptimo a partir del cual cualquier aumento en las etapas ocasiona un incremento mínimo en la potencia de la maquinaria, y sólo, incrementa la complejidad del proceso y los costos globales.

El resultado de una evaluación del funcionamiento del MRC muestra el efecto que tiene el incremento del número de etapas en los requerimientos de potencia del ciclo (ver Tabla 25). En general, un proceso de tres etapas proporciona un buen balance entre la eficiencia energética y la complejidad, y esta cerca a ser óptimo.

Tabla 25. Evaluación del funcionamiento del proceso MCR de acuerdo al número de etapas

Número de Etapas	Potencia requerida en relación a una etapa
1	1,00
2	0,93
3	0,90
4	0,88
5	0,87

Fuente: Finn, Johnson y Tomlinson, *Developments in natural gas liquefaction*

Recientemente se han desarrollado mejoras al proceso MRC que usan intercambiadores de calor compactos con aletas de aluminio para reducir el consumo de energía. Los intercambiadores de aleta para varias corrientes brindan una alta eficiencia termodinámica, debido a que se hacen posibles pequeños diferenciales de temperatura permitiendo un buen ajuste en las curvas de enfriamiento. Múltiples etapas de separación requieren un flujo de refrigerante menor, en comparación con el proceso MRC simple y, por lo tanto, un consumo de potencia menor, tal como se puede ver en la Tabla 25. Consecuentemente, es posible alcanzar requerimientos de potencia aproximados a los del ciclo cascada con una configuración más simple de la maquinaria.

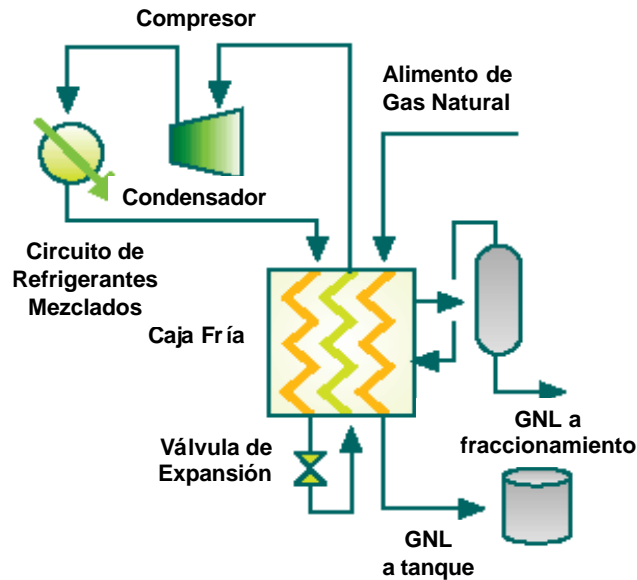
Varias formas del proceso MRC han sido usados para plantas de GNL. El factor más importante en el éxito de un ciclo es su alta eficiencia, y consecuentemente, su bajo consumo de energía, sin la complejidad del ciclo cascada.

- ***Ciclo simple de refrigerantes mezclados (SMR).*** La corriente de refrigerantes mezclados (MR) es comprimida y parcialmente condensada antes de entrar al recipiente aislado con los intercambiadores de calor de aleta de alta eficiencia conocido como “caja fría”. La caja fría contiene un número de intercambiadores de calor de tipo aleta permitiendo que múltiples corrientes sean enfriadas y/o calentadas con diferenciales de temperatura sumamente pequeños. Luego la corriente de MR se condensa completamente antes de ser flasheada a través de una válvula de expansión que causa una reducción drástica en la temperatura. Este vapor frío se usa para condensar la corriente MR así como la corriente de gas natural de alimento.

El vapor de la corriente de MR a baja presión luego se envía al compresor para recompresión. La corriente de gas natural de alimento entra a la caja fría y se enfría inicialmente hasta -35°C (-31°F). El gas se envía a un separador para remoción de los elementos pesados, los cuales se envían a la planta de fraccionamiento.

La corriente expandida de MR, luego, enfría los componentes ligeros, principalmente metano, hasta la temperatura de licuefacción. En la Figura 52 se observa un diagrama simplificado de este proceso del cual fue patentado por la empresa Black and Veatch Pritchard.

Figura 52. Diagrama simplificado del ciclo simple de refrigerantes mezclados

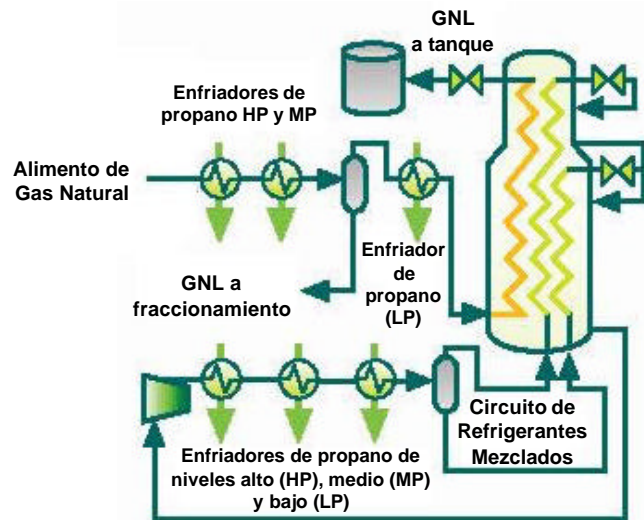


Fuente: Sawchuck y Howard, LNG Technology

- **Ciclo de refrigerantes mezclados con pre-enfriamiento con propano (C3MRC).** Pre-enfriar el gas de alimento usando un sistema separado de refrigeración con propano, es una opción económica para plantas grandes y ha sido usada en la mayoría de las plantas base-load en los últimos 25 años; es común usar un sistema de refrigeración de tres etapas, como el que se muestra en la Figura 53, para enfriar el gas natural antes de licuarlo con la mezcla refrigerante.

El ciclo de refrigerantes mezclados con sistema de pre-enfriamiento con propano (C3MRC) es similar al ciclo simple de refrigerantes mezclados (SMR) en que utiliza una corriente multi-componente de refrigerante, la cual, sin embargo, tiene un menor peso molecular y se compone de nitrógeno, metano, etano y propano.

Figura 53. Ciclo de refrigerantes mezclados con sistema de pre-enfriamiento con propano



Fuente: Sawchuck y Howard, *LNG Technology*.

En la Figura 53 podemos ver el diagrama de flujo del proceso C3MRC; en este el pre-enfriamiento se alcanza mediante un ciclo de propano de tres etapas, que se llevan a cabo por el primer compresor y tres intercambiadores de calor, que además de llevar el gas desde las condiciones ambiente hasta los -35°C (-31°F), enfría la corriente de refrigerantes mezclados. A estas condiciones de temperatura los componentes pesados del gas de alimento se condensan y son enviados a fraccionamiento. La licuefacción y subenfriamiento se cumplen gracias a dos etapas de compresión de la corriente de refrigerantes mezclados (MR), y de licuefacción y subenfriamiento a través del intercambiador de calor criogénico y de un sub-enfriador, que llevan el gas hasta -160°C (-256°F).

El intercambiador de calor criogénico principal está compuesto por una serie de tubos en espiral que permiten diferenciales de temperatura muy pequeños entre las corrientes en condensación y las de ebullición.

La corriente MR se condensa parcialmente en el nivel de baja presión del ciclo de propano y luego se separa en una corriente liviana y otra corriente pesada de líquido. La corriente MR pesada se

sub-enfría en los niveles de alta y media temperatura del intercambiador de calor criogénico principal. A esta corriente, luego, se le disminuye la presión en un expansor o turbina de líquido y se dirige hacia la carcasa del intercambiador de calor para sub-enfriar el gas.

La corriente MR ligera es licuada y sub-enfriada en los niveles de alta, media y baja temperatura del intercambiador de calor criogénico principal. A esta corriente, luego, se le disminuye la presión en un expansor o turbina de líquido y se dirige hacia la carcasa del intercambiador de calor.

El GNL producido, se separa del gas, relativamente rico, en el scrubber y luego se dirige hacia la unidad de fraccionamiento.

El proceso C3MRC es uno de los más comúnmente usados para el diseño de plantas de GNL. La empresa Air Products and Chemicals, Inc. (APCI) posee la licencia de esta tecnología.

- ***Ciclo doble de refrigerantes mezclados (DMR).*** En los últimos años, ha tenido gran aceptación para la implementación de nuevos proyectos el ciclo de doble mezcla de refrigerantes (DMR), como es el caso del proyecto Sakhalin en Rusia; este proceso usa dos mezclas separadas de refrigerantes la primera para pre-enfriar el gas y la segunda para licuarlo.

La principal diferencia entre el ciclo de refrigerantes mezclados con pre-enfriamiento con propano (C3MRC) y el proceso DMR radica en el ciclo de pre-enfriamiento. En el proceso DMR, el refrigerante de pre-enfriamiento es una mezcla de etano, propano y pequeñas cantidades de metano y butano. El proceso DMR requiere de menos equipos que el C3MRC, además, ofrece mayor flexibilidad, lo que permite un amplio rango de operación.

Por otro lado, tenemos que el DMR ofrece entre 10 y 15% más de capacidad de producción de Gas Natural Licuado (GNL) que el C3MRC. Esto se debe a que en el proceso DMR el ciclo de pre-enfriamiento tiene una flexibilidad que permite total aprovechamiento de la turbina de gas y ayuda a la potencia del motor. La energía de compresión en el ciclo de propano se limita debido a las limitaciones del flujo de succión del compresor. El proceso DMR, por consiguiente tiene un 11% más de energía aprovechable.

El uso de una mezcla de refrigerantes en el ciclo de pre-enfriamiento permite reducir la maquinaria del proceso y, además, minimiza o elimina las pérdidas de energía del sistema. Este proceso muestra que es benéfico usar un componente más pesado que el propano, por ejemplo el butano, en la mezcla refrigerante del ciclo de pre-enfriamiento. Aunque se debe controlar la vaporización del refrigerante líquido en el intercambiador de calor mientras se está enfriando el gas de alimento, y además, se debe evitar el incremento en la concentración de hidrocarburos pesados en función de prevenir variaciones en la temperatura de intercambio de calor donde tiene lugar la vaporización. Por lo tanto, los intercambiadores de calor tradicionales (rehervidores tipo carcaza) que se podían utilizar en el proceso de pre-enfriamiento con un componente puro, no son eficientes para el caso de una mezcla binaria de refrigerante, tales como el propano y el butano. Se encontró que los intercambiadores de aleta son esenciales para el adecuado funcionamiento del proceso DMR.

Este proceso consta de dos circuitos cerrados de refrigeración con refrigerantes multi-componentes, en donde la corriente que se alimenta a elevada presión es pre-enfriada por la primera corriente de refrigerantes mezclados (MR1) en un intercambiador de calor que permite el flujo de las corrientes de líquido y vapor de refrigerantes mezclados (MR) impidiendo que se mezclen. La corriente de gas pre-enfriada es refrigerada y licuada por la segunda corriente de refrigerantes mezclados (MR2), compuesta por nitrógeno, metano, etano, propano y butano. La corriente de gas licuada luego se sub-enfría contra la corriente MR2 antes de que se le reduzca la presión para recuperar una corriente de los vapores de gases combustibles y una corriente de GNL producido.

Después de enfriar la corriente de alimento, corriente MR1 se recomprime hasta una presión lo suficientemente alta como para resultar en una condensación total del refrigerante cuando éste entre al intercambiador de agua. El refrigerante luego se enfría y se separa en dos corrientes, una secundaria y una principal, a esta última se le reduce la presión mediante flasheo para que, antes de ser recirculada, pre-enfríe la corriente de alimento. A la corriente secundaria también se le reduce la presión y se separa en dos subdivisiones, una secundaria y otra principal, la cual es flashada a temperatura intermedia y también pre-enfría la corriente de alimento antes de ser recirculada. A la subdivisión secundaria se le reduce la presión mediante flasheo para procurar el nivel de pre-enfriamiento de baja temperatura del gas de alimento antes de que ser recirculada para recompresión. Este es un ciclo de refrigeración flash en el que se alcanza la reducción de temperatura mediante una reducción de presión por flasheo, sin intercambio de calor del refrigerante contra él mismo.

La corriente MR2 se comprime hasta una presión entre 550 y 800 psia y se enfría contra un fluido externo de enfriamiento y, además, contra la corriente MR1. El fluido MR2 se enfría en intercambio de calor contra sí misma y reduce su presión para procurar la etapa enfriamiento de bajo nivel de temperatura de la corriente de alimento, necesaria para licuar y sub-enfriar el gas natural antes de recircular el refrigerante para recompresión.

Es preferible que tanto la primera como la segunda corriente de MR se recompriman en etapas y que, para pre-enfriar el gas natural de alimento, la corriente de MR1 fluya de modo descendente a través de un intercambiador de calor de aleta.

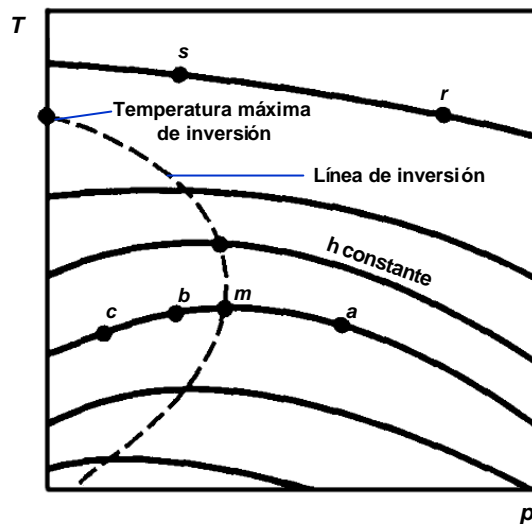
- **Ciclo de Expansión.** Este es el proceso más simple para la licuefacción de gas natural. Existen dos formas diferentes del ciclo de expansión, en la primera se usa un refrigerante que es comprimido y luego realiza trabajo mediante expansión cediendo toda su refrigeración al gas natural para licuarlo; la segunda forma es permitir que el gas natural, que en primera instancia se comprime, realice un trabajo mediante el uso de etapas de expansión y aprovechar la refrigeración que se obtiene debido al efecto Joule – Thomson.

La base de estos procesos de expansión es la disminución de temperatura que puede obtenerse gracias al efecto Joule – Thomson. El coeficiente de Joule – Thomson de un fluido se mide permitiendo que éste se expanda establemente a través de un tapón poroso de modo que la entalpía permanezca constante en todo el proceso. Si se mantienen constantes la presión y temperatura de entrada y se varía la presión a la salida del tapón, midiendo la temperatura para cada presión de salida, al graficar estas mediciones en un diagrama temperatura – presión se obtiene una línea de entalpía constante cuya pendiente en cualquier punto representa el coeficiente de Joule – Thomson.

Para obtener el coeficiente de Joule – Thomson a diversas presiones y temperaturas se requiere usar varias combinaciones de presiones y temperaturas iniciales, en donde cada combinación lleva a una línea diferente de entalpía constante como se ve en la Figura 54. En esta figura también podemos ver la línea de inversión que pasa a través de los puntos de temperatura máxima de las líneas de entalpía constante. A la izquierda de esta línea, el coeficiente de Joule – Thomson es positivo y las expansiones que ocurren de modo isentálpico en esta región resultan en una disminución de temperatura, en tanto que a la derecha de la línea de inversión el coeficiente de Joule – Thomson es

negativo y las expansiones resultan en un aumento de temperatura. La temperatura máxima de inversión es el punto en el que la parte superior de la curva de inversión corta el eje de temperatura.

Figura 54. Líneas de entalpía constante y línea de inversión para una sustancia

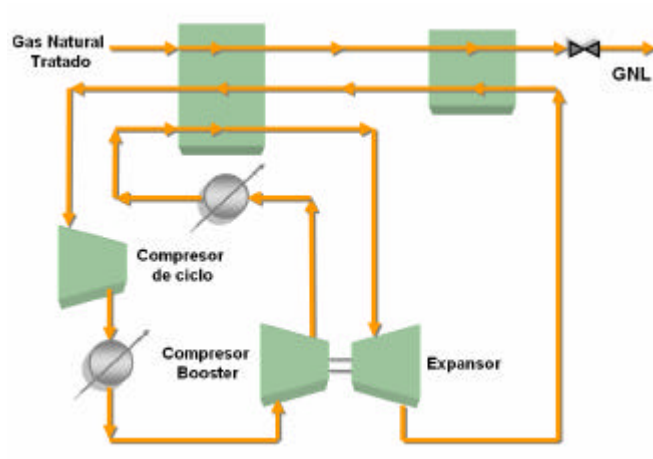


Fuente: Haywood, Ingeniería Termodinámica.

Un gas puede enfriarse por medio de la expansión de Joule – Thomson, es decir, por estrangulación, únicamente cuando la temperatura inicial del gas es menor a su máxima temperatura de inversión. Un proceso de estrangulamiento resultará en licuefacción si en el estado final la sustancia se encuentra en la región de equilibrio de fase, líquido saturado o líquido sub-enfriado.

- **Ciclo de expansión de gas refrigerante.** La refrigeración se lleva a cabo mediante la compresión y expansión de una corriente de gas de un solo componente. Como se ve en la Figura 55, en el ciclo el gas a alta presión se enfría en intercambio de calor en contra corriente con el gas refrigerante que ya ha realizado el ciclo. A la temperatura apropiada el gas refrigerante se expande, de modo casi isentrópico, a través de una turbina de expansión, reduciendo su temperatura hasta una menor a la que se puede lograr por la expansión a través de una válvula Joule-Thomson. El trabajo útil generado se recupera mediante un compresor booster, el cual trabaja en el ciclo principal de compresión.

Figura 55. Ciclo simple de expansión de gas refrigerante



Fuente: Finn, Johnson y Tomlinson, *Development s in natural gas liquefaction*

La corriente de gas frío, a baja presión, regresa desde el expansor pasando a través de varias etapas de intercambio de calor, donde le cede su refrigeración al gas natural que entra al ciclo y al gas refrigerante comprimido. El gas refrigerante se recomprime en el compresor principal y el compresor booster. El gas refrigerante usado en el ciclo puede ser metano o nitrógeno. El uso de nitrógeno permite sub-enfriar a temperaturas suficientemente bajas para eliminar el flasheo cuando disminuye la presión del GNL.

Esta forma de ciclo de expansión tiene varias ventajas sobre los ciclos cascada y de refrigerantes mezclados. Este permite una puesta en marcha y cierres de un modo relativamente rápido y simple. Esto es importante cuando se anticipan cierres frecuentes de la planta, tal como sucede con las plantas Peak-Shave. Debido a que el refrigerante siempre es gaseoso y el intercambiador de calor opera en un rango relativamente amplio de diferencias de temperatura, el ciclo expansión de gas refrigerante, tolera cambios en la composición del gas de alimento con una mínima necesidad de cambios del circuito refrigerante. El control de temperatura no es tan crucial como para las plantas con MRC y el comportamiento del ciclo es más estable. El fluido del ciclo se mantiene en fase gaseosa, por lo cual se elimina el problema de la distribución de las fases líquida y de vapor dentro del intercambiador de calor.

La mayor desventaja de este ciclo de expansión es su consumo de energía alto en comparación con los ciclos cascada y MRC. La simplicidad del proceso puede, sin embargo, opacar el gran consumo de energía, principalmente para plantas pequeñas, en las que el requerimiento de potencia tiene menor importancia.

Se pueden hacer cambios en el ciclo simple de expansión para incrementar su eficiencia. Por ejemplo, el consumo de potencia se puede reducir en aproximadamente un 20% usando gas natural pre-enfriado con un ciclo convencional de compresión de vapor, típicamente de propano. Esto introduce una complejidad extra, pero puede ser económicamente efectivo si el costo del equipo extra puede compensarse con la reducción en el tamaño y costos de la maquinaria del ciclo.

Otra alternativa para el ciclo de propano es usar dos expansores, operando a diferentes niveles de temperatura. El uso de dos expansores permite un mejor ajuste de las curvas de enfriamiento, provocando una reducción en el diferencial de temperatura y aumentando la eficiencia termodinámica. Se puede obtener un consumo de energía similar al ciclo simple de expansión con pre-enfriamiento, con el ciclo doble sin usar un sistema separado de refrigeración.

El ciclo expansión de refrigerante es la mejor elección para plantas pequeñas, siempre que tengan requerimientos de energía relativamente altos. Este proceso ha sido usado cuando se requiere de un periodo de operación anual corto y cuando es importante una rápida puesta en marcha y cierre de la planta, tal como en el caso de las facilidades Peak-Shave. En plantas offshore, este ciclo expansión es adecuado para cualquier tamaño de planta.

- ***Ciclo de expansión de gas natural.*** En este proceso el gas natural primero es comprimido y luego se permite que realice un trabajo mediante el uso de etapas de expansión de modo que se obtenga refrigeración debido al efecto Joule – Thomson. En este proceso no se suministra refrigeración externa, toda la refrigeración necesaria se lleva a cabo mediante trabajo de expansión de la corriente de proceso.

Cuando hablamos de trabajo de expansión, nos referimos al paso del gas presurizado a través de una máquina apropiada, tal como una turbina, donde el gas se expande hasta una presión lo suficientemente baja para extraer energía y enfriarse apreciablemente.

El gas comprimido se alimenta a presión subcrítica y una porción del mismo realiza trabajo de expansión a nivel intermedio de temperatura y baja presión.

Una evaluación reciente de los proyectos de GNL de capacidades de aproximadamente 100 toneladas por día estableció que el ciclo de expansión, normalmente, es el óptimo comparado con los otros ciclos para esta capacidad. A capacidades mayores, la elección de la tecnología está altamente influenciada por los costos de energía pero es improbable que una planta con el ciclo de expansión se pueda justificar para plantas de más de 200 toneladas por día.

3.3.3 Selección del proceso. En esta primera parte del estudio de ingeniería se han retomado las principales alternativas tecnológicas que a nivel mundial se usan para la licuefacción de gas natural, con el fin de evaluar cada una y definir la que mejor se ajuste a las condiciones de nuestro estudio.

Los proyectos de Gas Natural Licuado (GNL) requieren de un capital de inversión muy alto, donde el proceso de licuefacción demanda alrededor del 50% del costo total del proyecto, por ende, la licuefacción es un área clave donde el diseño del proceso puede conllevar a un gran ahorro en los costos e influir en la viabilidad del proyecto.

El creciente interés en plantas de GNL con facilidades medianas y el hecho de que sean económicamente más rentables que las plantas grandes, ha propiciado innovaciones en los procesos tradicionales de refrigeración. Métodos de diseño modernos pueden reducir el costo de las facilidades para plantas GNL. Por ejemplo el uso de análisis exergético²⁵ en el diseño conceptual, un mejor modelamiento del proceso mediante el uso de simulación dinámica, el uso de márgenes de diseño y estándares de ingeniería apropiados y la aplicación de ingeniería modular y técnicas de construcción; prácticas que unidas a una tecnología de licuefacción optimizada resultan en ahorros significativos en los costos, mientras que mejoran la seguridad y confiabilidad de la planta.

²⁵ Exergía o disponibilidad de flujo es el trabajo reversible máximo por unidad de flujo en masa sin transferencias de calor adicionales. VAN WYLEN Gordon, *Fundamentos de Termodinámica*.

La selección de una tecnología de licuefacción esta altamente influenciada por la capacidad de la planta de modo que el proceso óptimo para plantas pequeñas es diferente a el apropiado para plantas base-load.

Los ciclos de licuefacción varían tanto en complejidad como en consumo de energía. Escoger el ciclo óptimo es crucial para el capital de inversión y de operación de la planta. La elección de un ciclo de licuefacción depende de varios factores entre los que se incluyen:

- ✓ Configuración de la maquinaria.
- ✓ Requerimientos específicos de energía (afecta tanto los costos de maquinaria como los costos de operación).
- ✓ Recobro de GNL.
- ✓ Tipo de intercambiadores de calor y área superficial.
- ✓ Requerimientos de flexibilidad.
- ✓ Facilidad de cierres y arranques de operación.

Además, la selección y diseño de un proceso de GNL esta influenciado por el sitio de emplazamiento de la planta, las condiciones ambientales y la disponibilidad de utilidades así como las condiciones específicas del gas de alimento.

• ***Comparación de los ciclos de licuefacción.*** La elección de una determinada tecnología entre los métodos de obtención de Gas Natural Licuado (GNL) implica un análisis con cierto orden de prioridades, de modo tal que asegure la mejor decisión; por ende exige considerar no sólo factores técnicos, sino también, factores económicos, y además, valorar características como la aceptación de la tecnología en el mercado mundial, el grado de riesgo que se puede tener por obsolescencia o por la novedad y la efectividad de la misma.

La comparación de los aspectos de cada proceso de licuefacción que tienen mayor influencia en la selección de la tecnología a implementar, es un arma crucial para tomar la mejor decisión.

1) **Eficiencia termodinámica.** En la Tabla 26 se puede ver el consumo aproximado de energía para cada ciclo relativo al ciclo cascada. Una comparación de los requerimientos de energía de los ciclos de licuefacción no es del todo precisa, ya que el consumo energético depende de parámetros como la composición y condiciones del gas de alimento, las condiciones ambiente y la eficiencia del compresor, que a su vez depende del tipo y tamaño del mismo; cualquier cambio en estos factores puede tener efectos diferentes en cada ciclo.

Tabla 26. Comparación de la eficiencia de los diferentes ciclos de licuefacción

Ciclo	Consumo aproximado de energía comparado con el ciclo cascada
Ciclo cascada	1,00
Ciclo simple de refrigerantes mezclados	1,25
Ciclo de refrigerantes mezclados con pre-enfriamiento con propano	1,15
Ciclo multi-etapa de refrigerantes mezclados	1,05
Ciclo simple de expansión	2,00
Ciclo simple de expansión con pre-enfriamiento con propano	1,70
Ciclo doble de expansión	1,70

Fuente: Finn, Johnson y Tomlinson, *LNG technology for offshore and mid-scale plants*

La diferencia en consumo de energía entre el ciclo cascada y el ciclo de refrigerantes mezclados más eficiente es muy pequeña y dependiendo la efectividad del trabajo de optimización del proceso, puede llegar a ser despreciable. Si tomamos en cuenta la complejidad del ciclo cascada y el gran número de maquinaria que requiere, nos podemos dar cuenta que este sólo es económicamente competitivo para plantas de capacidades muy grandes.

El consumo de energía típico para un ciclo cascada está alrededor de 0.33 kilowatt-hora por kilogramo de GNL (kWh/kg). El consumo de energía para las otras opciones tecnológicas se obtiene con la ayuda de la Tabla 26 y con estos datos se puede realizar una evaluación económica preliminar y la selección del ciclo antes de realizar el diseño del proceso.

En general, si nos referimos a las tres tecnologías principales nos puede ser útil la Tabla 27, en la que se resume una comparación de la eficiencia termodinámica de estas tres tecnologías.

Tabla 27. Comparación de la eficiencia de los procesos básicos de licuefacción de gas natural

Proceso	Eficiencia	Observaciones
Ciclo cascada	Alta	Debido al bajo flujo de refrigerantes su requerimiento energético es el menor. El ciclo optimizado aumenta aún más la eficiencia.
Ciclo de refrigerantes mezclados	Moderada/Alta	Aunque los diferenciales de temperatura son bajos, el alto flujo de refrigerante conlleva a ineficiencias; la inclusión de etapas en el ciclo aumenta la eficiencia.
Ciclo de expansión	Baja	Alto consumo energético y alto flujo de refrigerante; el aumento de etapas incrementa la eficiencia.

2) **Capacidad de planta.** Debido a las propiedades diferentes de cada ciclo, más de uno puede ser aplicado a un tamaño dado de planta. En general para plantas de Gas Natural Licuado (GNL) pequeñas o para facilidades Peak-Shave, el ciclo de expansión o el ciclo simple de refrigerantes mezclados (SMR) son los indicados. Para plantas base-load medianas, los diseños de refrigerantes mezclados con ciclo de pre-enfriamiento con propano (C3MRC) o doble mezcla de refrigerantes (DMR) son los mejores debido a la alta eficiencia que se puede obtener con una configuración relativamente simple; con las optimizaciones correspondientes, estos procesos también se pueden usar en plantas mas grandes. Debido a la complejidad de su configuración y la cantidad de maquinaria, las plantas con ciclo cascada son apropiadas para las plantas base-load con los trenes de capacidades mayores.

3) **Otros parámetros técnicos.** Una comparación de algunos aspectos de los ciclos de licuefacción que puede ayudar en la selección está resumida en la Tabla 28. Estos son parámetros de la instalación y operación de cada ciclo y tienen, además, influencia en los costos del proyecto.

Tabla 28. Evaluación de los ciclos de licuefacción de gas natural

Criterio	Ciclo cascada	MRC	Ciclo de expansión
Complejidad	Alta	Moderada	Baja
Área de intercambio de calor	Baja	Alta	Baja/Moderada
Flexibilidad	Alta	Moderada	Alta
Seguridad	Alta	Alta	Alta

Fuente: Finn, Johnson y Tomlinson, *LNG technology for offshore and mid-scale plants*.

Como vemos, la complejidad del ciclo cascada es alta, esto se debe a la gran cantidad de maquinaria que requiere el proceso ya que necesita sistemas de compresión y de almacenamiento de refrigerante para cada uno de los tres circuitos de refrigeración. En el ciclo de refrigerantes mezclados (MRC) la configuración es más simple, pero para aumentar la eficiencia se requiere de la inclusión de etapas de refrigeración, o de pre-enfriamiento, que añaden mayor complejidad al proceso, es necesario determinar el número óptimo de etapas para un determinado caso de modo que el aumento en complejidad del ciclo se compense con el incremento en su eficiencia. El ciclo de expansión es el de configuración más simple de todas las tecnologías disponibles, su complejidad puede aumentar si se adicionan etapas de refrigeración o pre-enfriamiento para incrementar la eficiencia, pero seguirá siendo el más sencillo de todos los procesos.

Por otro lado tenemos el requerimiento de área de intercambio de calor de cada ciclo. El ciclo cascada requiere de un área superficial del intercambiador de calor pequeña; para el MRC el requerimiento de área superficial es mayor; y para el ciclo de expansión el área superficial de intercambio de calor puede ser pequeña o mediana dependiendo de la configuración y características del ciclo.

La flexibilidad de la planta es un aspecto importantísimo en el funcionamiento de la misma, tenemos que el ciclo cascada es de operación flexible, siempre que cada circuito refrigerante se pueda controlar separadamente, se puede decir que es relativamente insensible a los cambios de composición de la corriente de gas natural de alimento ya que puede seguir con un buen funcionamiento si esta varía.

Las plantas MRC tienen una alta sensibilidad a cambios en la composición y condiciones del gas de alimento y del medio ambiente, lo cual constituye un gran problema y hace que se requieran ajustes en la composición de la mezcla refrigerante para mantener la eficiencia y asegurar total capacidad, sin embargo, es difícil determinar la composición necesaria para unas condiciones dadas por lo que se requiere la ayuda de técnicas de modelamiento dinámico y de optimización del proceso.

El ciclo de expansión permite una puesta en marcha y cierres de un modo relativamente rápido y simple. Esto es importante cuando se anticipan cierres frecuentes de la planta, tal como sucede con las plantas Peak-Shave; este ciclo tolera cambios en la composición del gas de alimento con una mínima necesidad de cambios del circuito refrigerante y, además, el control de temperatura no es tan crucial como para otras plantas.

En cuanto a la seguridad, los tres procesos constituyen tecnologías probadas y seguras, el ciclo de expansión de gas refrigerante, cuando utiliza nitrógeno, no requiere compresión de hidrocarburos.

4) **Costos de inversión y operación.** El factor económico es muy importante a la hora de elegir un proceso, en la Tabla 29 vemos una comparación de los costos de inversión y operación para las tres tecnologías básicas.

El ciclo cascada tiene unos costos de inversión altos debido al número de equipos con partes móviles necesarios y a los sistemas de compresión y almacenamiento de refrigerantes. Sus costos de operación también son altos y variables debido a que las tarifas de mantenimiento y reparación de equipos tienden a ser altas debido al gran número de máquinas, lo mismo pasa con el valor de los repuestos. La inversión en mantenimiento y repuestos es necesaria para reducir el tiempo de cierre en caso que se requiera reparación y prevenir deterioro de los equipos. Por otro lado, los costos de consumo de energía son los menores.

Tabla 29. Costos de los ciclos de licuefacción de gas natural

Criterio	Ciclo cascada	MRC	Ciclo de expansión
Costos de inversión	Altos	Moderados/Altos	Altos
Costos de operación	Altos	Moderados/Altos	Bajos

Fuente: LNG One World, sitio web.

Los costos de inversión del ciclo de refrigerantes mezclados (MRC) son moderados, pero tienden a aumentar si se adicionan etapas al ciclo en busca incrementar la eficiencia, ya que se requiere de mayor número de equipos que aumentan la complejidad del proceso. Contrario sucede con los costos de operación, los cuales son menores entre mayor eficiencia ofrezca la planta; así, podemos decir que tratan de compensarse los costos en maquinaria con el ahorro en el consumo de energía de la planta.

Para el ciclo de expansión los costos de inversión tienden a ser altos por los equipos móviles; pero, los costos de operación son bajos debido a la simplicidad del proceso y a que en caso cierres, responde con rapidez evitando pérdidas; aunque, por otro lado, el consumo de energía es alto.

5) **Aceptación mundial de cada tecnología.** La aceptación de la tecnología en el mercado mundial es otro factor a considerar para la selección, en la Tabla 30 se dan los datos de la utilización de cada tecnología en las plantas que actualmente están en etapa de operación, construcción o planeación. Podemos ver que el proceso de refrigerantes mezclados es el que tiene mayor aceptación en la industria, con un total de 21 plantas constituye casi la totalidad de los proyectos en el mundo.

Las primeras dos plantas base-load fueron las de Arzew en Argelia y Kenai en Alaska, estos proyectos utilizan el ciclo cascada convencional, iniciaron operación en los años de 1964 y 1969, respectivamente, y aún están operando. Debido a su complejidad, el ciclo cascada convencional no es usado por ninguna otra planta en el mundo, pero gracias a las reevaluaciones y modificaciones a que ha sido sometido, ha dado lugar al ciclo cascada optimizado que fue usado para el proyecto Atlantic GNL en Trinidad, el cual inició operación en 1999, y ha sido usado también para los

nuevos trenes y para los proyectos Bayu-Undan y Darwin en Australia. El ciclo cascada optimizado constituye una nueva alternativa tecnológica que mejora la eficiencia del ciclo cascada convencional y que se ha desempeñado con éxito en el caso Atlantic GNL por lo que está en la mira de la industria y es muy seguro que los nuevos proyectos la consideren como una de las opciones más acertadas.

Tabla 30. Comparación de la utilización actual de cada ciclo el mundo

Aceptación a nivel mundial de cada ciclo²⁶	
Ciclo	Plantas que lo usan
Ciclo cascada convencional	2
Ciclo cascada optimizado	4
Ciclo simple de refrigerantes mezclados	3
Ciclo de refrigerantes mezclados con pre-enfriamiento con propano	17
Ciclo de doble mezcla de refrigerantes	1
Ciclo de expansión	2

El ciclo de expansión ha sido elegido para dos proyectos, el Northwest Shelf I en Australia, cuya capacidad es de 4.2 mtpa y está en etapa de construcción; y el Melkoya Island en Noruega, cuya capacidad sería de 4.3 mtpa y hasta ahora se encuentra en etapa de planeación. Estos son proyectos recientes y han nacido de la reevaluación y optimización del ciclo de expansión de gas natural, todavía no hay ninguna planta base-load funcionando con este proceso por lo cual su elección sería una decisión muy riesgosa, además las capacidades para las que están diseñados no son tan altas y, por ende, no están en el rango de nuestro proyecto.

Considerando nuevamente la tecnología de refrigerantes mezclados, vemos que es la que tiene mayor aceptación en el mundo; aunque sólo 3 plantas operan con el ciclo simple (SMR), esto se debe a que por su simplicidad es el más ineficiente de los ciclos con refrigerantes mezclados, sin embargo, este diseño ha sido optimizado para brindar mayor eficiencia dando lugar al ciclo de refrigerantes mezclados con pre-enfriamiento con propano (C3MRC), el cual ha sido usado por la gran mayoría de los proyectos de GNL en los últimos 20 años. El ciclo de doble mezcla de

²⁶ Incluye plantas en operación, en construcción y en planeación.

refrigerantes (DMR), es otro proceso novedoso que también esta en la mira de la industria del GNL, actualmente se usa en una sola planta pero constituye una tecnología que mejora la eficiencia del C3MRC requiriendo de una configuración más simple debido a que se suprime el ciclo de compresión de propano. La capacidad de producción del proceso con DMR es mayor que el C3MRC para las mismas turbinas de gas y el mismo tamaño de motores auxiliares, y los costos correspondientes son menores.

Aunque el C3MRC es el proceso más usado en la industria, la tecnología disponible para proyectos de GNL ha sido sometida a una constante reevaluación de los principales aspectos que tienen influencia en los costos de inversión y operación, de modo que los proyectos más recientes han optado por otros procesos como el ciclo cascada optimizado de los proyectos Atlantic y Darwin; y el DMR del proyecto Sakhalin.

El proceso en cascada de Phillips se ha probado para condiciones tropicales similares a las de nuestro proyecto, como es el caso de Trinidad y ha tenido excelentes resultados. El proceso DMR sólo se ha seleccionado para las condiciones árticas del proyecto Sakhalin en Rusia, pero en un estudio hecho por la empresa Shell²⁷ se evalúa este proceso para ambientes tropicales, encontrándose como una alternativa viable para dichas condiciones.

- **Matriz de selección.** Luego de haber evaluado y comparado los aspectos más importantes de cada tecnología de licuefacción podemos elaborar una matriz que nos permita priorizar las alternativas tecnológicas, en función de la ponderación de los criterios que afectan a dichas alternativas. Para construir tal gráfico, conocido como matriz de selección o de relación, es necesario cumplir con un procedimiento lógico.

El procedimiento para elaborar una matriz de selección es el siguiente:

1. Definir las alternativas que van a ser jerarquizadas.
2. Definir los criterios de evaluación.
3. Definir el peso de cada uno de los criterios de acuerdo con su importancia en la decisión.

²⁷ *Double mixed refrigerant LNG process provides viable alternative for tropical conditions.*

4. Definir la escala de cada criterio.
5. Construir la matriz.
6. Valorar cada alternativa con cada criterio (usando la escala definida en el paso 4).
7. Multiplicar el valor asignado a cada alternativa para un determinado criterio por el factor de peso de dicho criterio.
8. Sumar todos los valores ponderados y anotar el resultado en la casilla Total.
9. Ordenar las alternativas de mayor a menor.

Aplicando este procedimiento a nuestras condiciones podemos construir la matriz. Las alternativas que vamos a jerarquizar no son más que las tecnologías que hasta el momento hemos estudiado. Los criterios de evaluación corresponden a los factores que estudiamos en la sección anterior, en la que comparamos los aspectos de cada tecnología que mayor incidencia tienen a la hora de tomar una decisión. La ponderación para cada uno de estos factores se asignó de acuerdo a la influencia de cada uno en la selección de la tecnología. Para cada criterio elaboramos una escala que va de menor a mayor a medida que las condiciones son más cercanas o similares a las de nuestro proyecto, de modo que la mayor calificación será la de la alternativa que mejor opere en estas condiciones.

En la Tabla 31 se puede observar la matriz de selección de la tecnología para la planta de Gas Natural Licuado (GNL), las alternativas tecnológicas que se analizan son el ciclo cascada convencional, el ciclo cascada optimizado, el ciclo de refrigerantes mezclados con pre-enfriamiento con propano (C3MRC), el ciclo de doble mezcla de refrigerantes (DMR), el ciclo simple de refrigerantes mezclados (SMR) y el ciclo de expansión.

Del análisis de las características más importantes de cada tecnología y la evaluación hecha para cada una en la matriz de selección se llega a la conclusión que la alternativa tecnológica más adecuada para nuestro proyecto es el ciclo cascada optimizado.

3.3.4 Determinación del número de equipos en el proceso. Ya definida la tecnología a implementar para la planta de licuefacción de gas natural de nuestro proyecto es necesario definir el equipamiento necesario para su implementación. Para tal motivo se debe tener en cuenta que la planta estará constituida por un tren de capacidad de 4.5 mtpa. En la Tabla 32 se muestra el estimativo de maquinaria necesaria para el ciclo de licuefacción con sus respectivas características.

Tabla 31. Matriz de selección de la tecnología para la planta de GNL

Criterio	Factor de Peso	Grados por factor	Puntaje por grado	Evaluación de alternativas tecnológicas											
				Ciclo cascada convencional		Ciclo cascada optimizado		C3MRC		DMR		SMR		Ciclo de expansión	
				Puntaje	Ponderado	Puntaje	Ponderado	Puntaje	Ponderado	Puntaje	Ponderado	Puntaje	Ponderado	Puntaje	Ponderado
Capacidad de la planta	0,15	Peak shave	10	40	6	40	6	30	4,5	40	6	30	4,5	20	3
		Base load pequeñas	20												
		Base load medianas	30												
		Base load grandes	40												
Eficiencia termodinámica	0,15	Muy baja	10	40	6	50	7,5	35	5,25	40	6	30	4,5	20	3
		Baja	20												
		Moderada	30												
		Alta	40												
		Muy alta	50												
Complejidad del proceso	0,1	Muy alta	10	10	1	20	2	30	3	40	4	30	3	40	4
		Alta	20												
		Moderada	30												
		Baja	40												
		Muy baja	50												
Flexibilidad del proceso	0,1	Muy baja	10	40	4	40	4	30	3	30	3	30	3	40	4
		Baja	20												
		Moderada	30												
		Alta	40												
		Muy alta	50												
Area de los intercambiadores de calor	0,1	Muy alta	10	50	5	50	5	20	2	20	2	20	2	30	3
		Alta	20												
		Moderada	30												
		Baja	40												
		Muy baja	50												
Costos inversión	0,15	Muy altos	10	10	1,5	10	1,5	20	3	30	4,5	30	4,5	20	3
		Altos	20												
		Moderados	30												
		Bajos	40												
		Muy bajos	50												
Costos operación	0,15	Muy altos	10	20	3	20	3	30	4,5	30	4,5	30	4,5	40	6
		Altos	20												
		Moderados	30												
		Bajos	40												
		Muy bajos	50												
Aceptación de la tecnología	0,1	Muy baja	10	30	3	30	3	50	5	10	1	20	2	10	1
		Baja	20												
		Moderada	30												
		Alta	40												
		Muy alta	50												
Totales	1			29,5		32		30,25		31		28		27	
Orden de prioridad de las alternativas tecnológicas				4 ^a		1 ^a		3 ^a		2 ^a		5 ^a		6 ^a	

Tabla 32. Número de equipos en el proceso


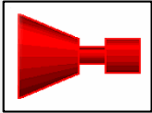

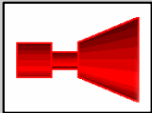

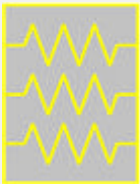
PLANTA DE GAS NATURAL LICUADO					
CAPACIDAD: 4.5 mtpa			PROCESO: Ciclo Cascada Optimizado Phillips		
Equipo	Número	Función	Características	Gráfico	
Compresores	3	Cada compresor se utiliza para comprimir cada uno de los refrigerantes del ciclo; propano, etano o etileno y metano respectivamente. Para la compresión de cada uno de los componentes puros se requieren características específicas para el equipo.	Temperatura de entrada: -125° a -90° C (-200° a -130°) Presión de salida: 2,000 psig		
Turbinas de gas	3	Se requiere una turbina de gas para que empuje cada uno de los compresores. Las turbinas de gas contienen una cámara de combustión de gas y una turbina expansora multi-etapa.	Potencia generada de 1,000 a 370,000 HP (750 a 276,000 KW)		
Intercambiadores de calor criogénicos	6	Tres de estos intercambiadores se conocen como economizadores y son los de mayor nivel de enfriamiento. Permiten el contacto en intercambio de calor varias corrientes a temperaturas criogénicas. En ellos se alcanzan las temperaturas que dan lugar a la licuefacción del gas natural.	Rango de temperatura: de 100° a -269° C (212° a -462° F) Rango de presión: de 217 a 650 psig		

Tabla 32. Número de equipos en el proceso (continuación)




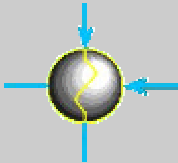






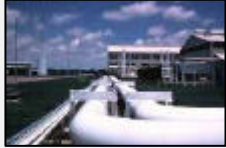

PLANTA DE GAS NATURAL LICUADO					
CAPACIDAD: 4.5 mtpa			PROCESO: Ciclo Cascada Optimizado Phillips		
Equipo	Número	Función	Características	Gráfico	
Enfriadores de aire	3	Los niveles de temperatura que se pueden alcanzar en estos enfriadores son suficientes para condensar el propano, pero en el caso del etano y el metano no se presenta condensación, sólo enfriamiento.	Presión de diseño: 150 a 200 psig		
Intercambiadores de calor de tubo y carcasa	6	Se encargan de poner en relación de intercambio de calor la corriente refrigerante con otro fluido.	El rango de área de transferencia de calor está entre 80 y 9,730 pies ² (7,5 a 870 m ²)		
Válvulas	7	Las válvulas proporcionan un medio de reducción de presión y flasheo de las corrientes en el proceso.	Pueden trabajar hasta temperaturas de -268° C (-450° F)		

Tabla 32. Número de equipos en el proceso (continuación)

PLANTA DE GAS NATURAL LICUADO					
CAPACIDAD: 4.5 mtpa			PROCESO: Ciclo Cascada Optimizado Phillips		
Equipo	Número	Función	Características	Gráfico	
Cilindros de flasheo	4	Sirve como medio para el flasheo y separación de las fases líquida y vapor de las corrientes del proceso	La presión de operación debe ser lo suficientemente baja para promover la separación de la fase vapor.		
Separadores bifásicos	4	Separan la fase líquida y la fase vapor de una corriente.	Se ubican después de que la corriente es flasheada.		
Tuberías		Sirven como medio para la transferencia de las corrientes del proceso hacia todos los sistemas. Están especialmente diseñadas con aislamiento.	El sistema de tubería debe tener conexiones para facilitar despresurizaciones y purgas. Cada sistema de tubería para fluidos criogénicos y peligrosos debe ser codificado.		

3.3.5 Obras Civiles. En esta sección nos enfocaremos en la definición de las zonas que conformarían la infraestructura de las instalaciones de la planta de Gas Natural Licuado (GNL). Este es un punto de partida para el diseño de la distribución de las edificaciones, del cual se espera que sea, ante todo, funcional y que proporcione flexibilidad para posibles ampliaciones futuras.

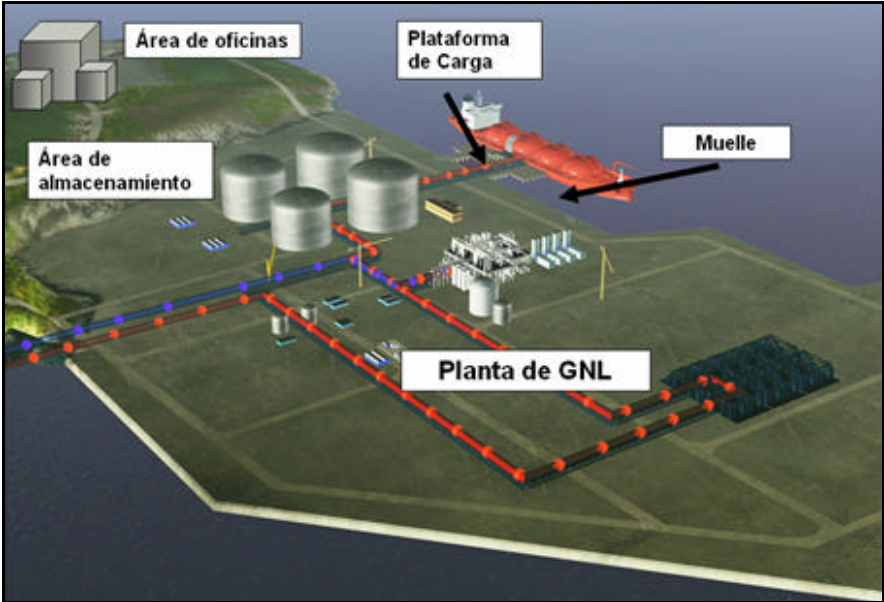
Las edificaciones para un proyecto de GNL deben ser diseñadas, elaboradas y dispuestas de acuerdo a las normas de seguridad establecidas. (Ver capítulo 4, Análisis ambiental y de seguridad). El área requerida para la construcción de los elementos mayores que constituyen el proyecto es de aproximadamente 800,000 metros cuadrados (m²).

Las obras requeridas para la implementación de nuestro proyecto son:

- ✓ Área de oficinas: comprende los lugares de trabajo del personal administrativo, así como los de servicios, tales como baños, cafeterías, salas de reuniones y áreas de circulación.
- ✓ La planta de GNL: comprende facilidades requeridas para la entrada y el pretratamiento del gas natural y un tren de licuefacción de capacidad de producción de 4.5 mtpa.
- ✓ Área de almacenamiento: el GNL producto del proceso de licuefacción se recoge en los tanques de almacenamiento. Ésta zona, además, incluye bombas para impulsar el GNL hasta los buques de carga.
- ✓ La plataforma de carga: comprende las facilidades necesarias para transferir el GNL producido desde los tanques de almacenamiento hasta los buques de carga.
- ✓ Muelle: para el arribo y atracado de los tanqueros de transporte de GNL.

Por la naturaleza del proceso la distribución de la planta debe ser por línea; esto es que el equipo se dispone de tal manera que coincide con la secuencia de operaciones que es necesario realizar hasta llevarlo al producto final. Un diagrama ilustrativo de la distribución física de la planta de GNL se muestra en la Figura 56.

Figura 56. Distribución de la planta de Gas Natural Licuado



4. ANÁLISIS AMBIENTAL Y DE SEGURIDAD DE LA PLANTA DE GAS NATURAL LICUADO - GNL

En esta etapa del estudio de prefactibilidad, se presenta un Análisis Ambiental (AA) de la propuesta de implementación de una planta de Gas Natural Licuado (GNL) de capacidad de producción de 4.5 millones de toneladas por año (mtpa), localizada en la ciudad de Riohacha en el departamento de la Guajira en la Costa Atlántica Colombiana.

En el desarrollo del proyecto el Análisis Ambiental (AA) tiene por objeto identificar los impactos del proyecto sobre el ambiente. Los resultados de la evaluación constituyen la base para orientar la gestión tendiente a prevenir, mitigar o compensar los impactos, de tal modo que se logre minimizar los efectos negativos del proyecto y potencializar aquellos que reviertan beneficios tangibles en el ámbito local, regional y nacional.

Esta evaluación permite planificar ambientalmente el proyecto para tomar decisiones no sólo con criterios técnicos y financieros, sino bajo parámetros sociales y ambientales como elemento vital del diseño.

El proceso de identificación de impactos se inicia con la realización de dos actividades simultáneas: la enumeración y descripción de las actividades del proyecto susceptibles a alterar el medio y la profundización en el conocimiento de este para identificar los componentes potencialmente afectables. El cruce de acciones y componentes conduce a la identificación de impactos.

El ministerio del medio ambiente de nuestro país dispone de ciertos términos de referencia que se aplican a cada sector de la industria, por sus características este proyecto debe seguir la plantilla HTER500 que expone las pautas para el diagnóstico ambiental de alternativas para nuevas plantas de refinación y petroquímicas.

Debido a que este es un estudio preliminar el análisis ambiental no incluye todos los tópicos que se plantean en esta plantilla sino que presenta una descripción general de cada elemento y además sugiere algunos aspectos que debe incluir un estudio en una fase más avanzada del proyecto.

4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto en consideración envuelve la construcción y operación de los siguientes componentes mayores:

- ✓ Desarrollo de los bloques productores de gas en los cuales se haya comprobado la existencia de reservas suficientes para soportar el proyecto.
- ✓ Construcción de gasoductos desde una distancia promedio (20 kilómetros) de los bloques exploratorios hasta la planta de licuefacción.
- ✓ Una planta de Gas Natural Licuado (GNL) con infraestructura para una capacidad de 4.5 mtpa y que comprende facilidades de procesamiento para remoción de impurezas y licuefacción de gas y tanques para el almacenamiento de los productos.
- ✓ Un muelle de carga para conducir los productos desde los tanques hasta los buques.
- ✓ Una flota de barcos dedicada al transporte del GNL producido en la planta hasta los puertos de descargue.

En el capítulo 3 definimos que el área requerida para el desarrollo de las instalaciones de la planta de GNL es de aproximadamente 800,000 metros cuadrados (m²).

4.1.1 Construcción. Antes del inicio de los trabajos en el sitio, se deben examinar en detalle los alrededores de los componentes mayores de la planta para generar cartas topográficas y batimétricas exactas de la zona de trabajo.

Se requiere de la construcción de vías de acceso para transportar hasta el sitio de emplazamiento los equipos, los materiales de construcción y el personal. Es necesario construir tuberías para el

suministro de agua potable a la planta. Una vez se prepara el terreno para la construcción, se requiere de instalaciones para el suministro temporal de energía eléctrica para la planta.

Luego de la preparación del terreno sigue la etapa de construcción de la planta de Gas Natural Licuado (GNL). Durante esta fase se construyen los tanques de GNL, los trenes de la planta, los sistemas de almacenamiento y carga y las facilidades para el embarque de los productos.

La fase final de la construcción es el arranque y la habilitación de las facilidades del proyecto. Los equipos y sistemas complementarios se ponen en marcha primero, siguen los trenes de la planta de GNL y luego las facilidades de almacenamiento y carga. El arranque y habilitación de facilidades antecede la fase de operación.

La construcción de un tren de una planta de GNL y de las facilidades asociadas toma alrededor de tres años. El itinerario de construcción depende de las condiciones del mercado de GNL. La fuerza laboral necesaria puede alcanzar los 400 trabajadores. La mayoría de los trabajos de construcción están asociados a una fase particular del trabajo y no se extienden durante todo el período de construcción.

4.1.2 Operación. La operación del proyecto envuelve básicamente el tratamiento del gas natural para remover hidrocarburos pesados, humedad y cualquier otro tipo de impurezas; y luego la licuefacción del gas para producir Gas Natural Licuado (GNL), el cual se almacena en los tanques. Este proceso produce algunas emisiones atmosféricas, principalmente de dióxido de carbono, y un bajo volumen de aguas residuales.

Una planta de GNL constituye un complejo industrial muy limpio. La planta utiliza gas natural para los requerimientos de energía, agua potable para el proceso y para uso doméstico y necesita además electricidad, telecomunicaciones y un sistema de almacenamiento de combustible. La mayoría de los desechos producidos en una planta de GNL se tratan dentro de la misma planta.

Una planta de GNL con las características de la de nuestro proyecto esta diseñada para 24 horas continuas de operación, con cierres planeados únicamente para mantenimiento preventivo de los equipos o los tanques. Y para la operación de sus facilidades requiere de un personal de aproximadamente 50 trabajadores en tiempo completo.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL MEDIO

La caracterización ambiental debe contener la descripción y análisis de los diferentes componentes ambientales, con miras a identificar las áreas sensibles, críticas y de manejo especial.

4.2.1 Aspectos físicos. El municipio de Riohacha esta ubicado al sur occidente del departamento de la Guajira, limita al norte con el Mar Caribe, al nororiente con el municipio de Manaure, al oriente con Maicao, al sur oriente con Barrancas y Fonseca, al sur con San Juan del Cesar y el departamento del Cesar y al occidente con el municipio de Dibulla y el Mar Caribe.

El municipio de Riohacha cuenta con un área total de 4,913 kilómetros cuadrados (Km²), de los cuales un 27% corresponden a la parte urbana (1,352 Km²); se ubica a los 11°33' de latitud norte y 72°57' de longitud oeste.

- **Geoesférico.** La media Guajira, dentro de la que se encuentra el municipio de Riohacha, esta constituida principalmente por tierras semidesérticas con escasez de vegetación arbórea. Esta región presenta déficit hídrico, por las bajas precipitaciones y deficiencias de aguas superficiales.

Algunos pocos suelos de esta región son aptos para la agricultura, y no obstante su baja fertilidad, es posible conseguir de ellos buenos rendimientos. La otra parte son aptos para la ganadería, evitando el sobre pastoreo, controlando la erosión, utilizando pastos mejorados resistentes a condiciones de salinidad y sodicidad. La fertilidad en general es baja; salvo pocas excepciones, todos los perfiles son salino-sódicos en el subsuelo; los contenidos de fósforo aprovechable y material orgánico son bajos; la reacción es de ácida a alcalina.

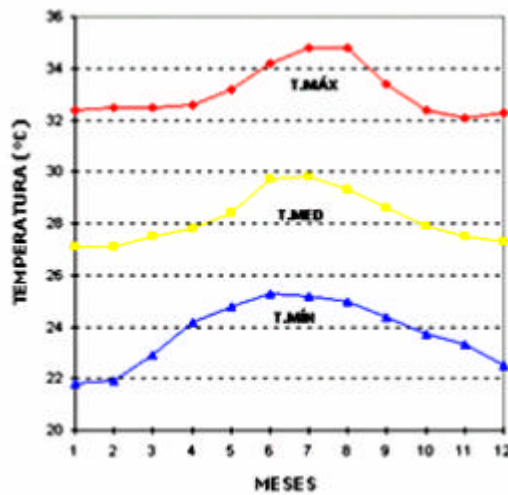
La mayor parte del ecosistema está afectado por un proceso de semidesertificación. Los vientos favorecen la erosión y las escasas aguas tienden a presentar cierto grado de salinidad.

Sus accidentes orográficos más relevantes son la Sierra de Agua Fría, los Páramos de Chimalongo, Taquina y Macotama, los Cerros de Cuba, Bistautama y los Solanos y las Cuchillas de Carrizal, Caracas, Chivilongüe, el Mico, Guayabital, Güimalaca, Sapagangüega, Turumutal y Vainillal.

- **Climatológico y calidad del aire.** Con base en información suministrada por el Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) se estudian, en forma general, las características climáticas del área de estudio.

Según los términos de referencia que ofrece el ministerio del medio ambiente, un diagnóstico ambiental completo debe incluir como parámetros de análisis: temperatura, distribución espacial y temporal de las lluvias, humedad relativa, velocidad y dirección de vientos, brillo solar y balance hídrico. Además se requiere identificar y describir las fuentes de emisiones atmosféricas existentes en la zona y recopilar, en caso de existir, datos de calidad de aire correspondientes a monitoreos y diagnósticos ambientales que otras industrias y entidades hayan adelantado en la zona.

Figura 57. Temperaturas que se registran a lo largo del año en la ciudad de Riohacha

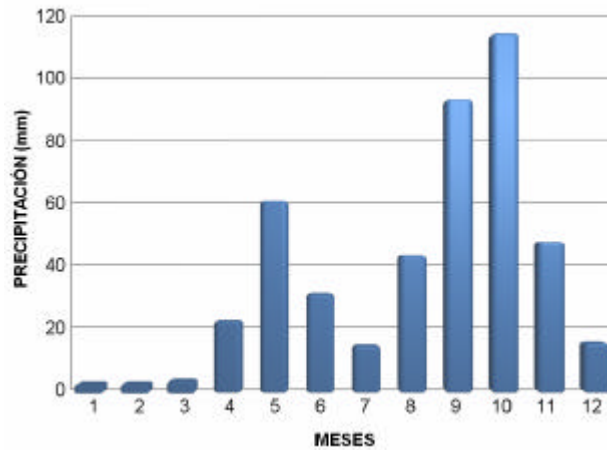


Fuente: Programa de meteorología aeronáutica del IDEAM

El clima del área de estudio se caracteriza por una temperatura promedio de 28.3° C y una precipitación pluvial promedio anual de 401.6 milímetros (mm), correspondientes a una provincia

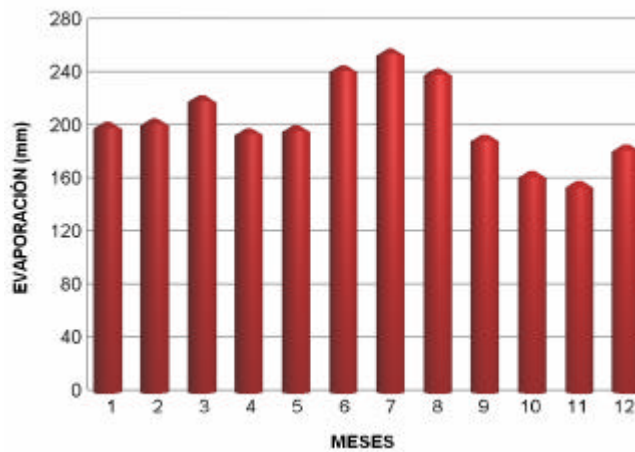
de unidad semi-árida, en la Figura 57 se muestran los registros de temperaturas máximas, medias y mínimas que se presentan en el área en el transcurso del año.

Figura 58. Precipitación registrada a lo largo del año en la ciudad de Riohacha



Fuente: Programa de meteorología aeronáutica del IDEAM

Figura 59. Evaporación registrada mensualmente en la ciudad de Riohacha

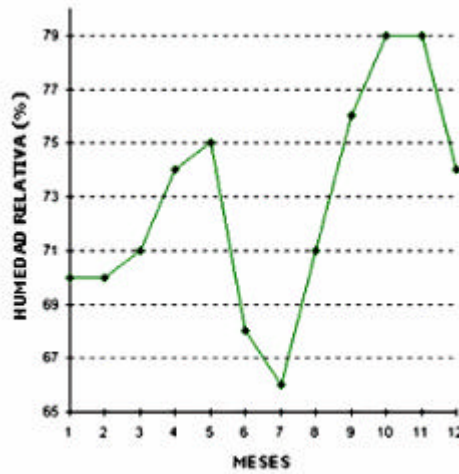


Fuente: Programa de meteorología aeronáutica del IDEAM

Los registros climáticos definen que esta zona tiene un régimen de lluvias de tipo bimodal con un período de lluvias altas de mayo a noviembre y otro de lluvias bajas de diciembre a abril, en esta

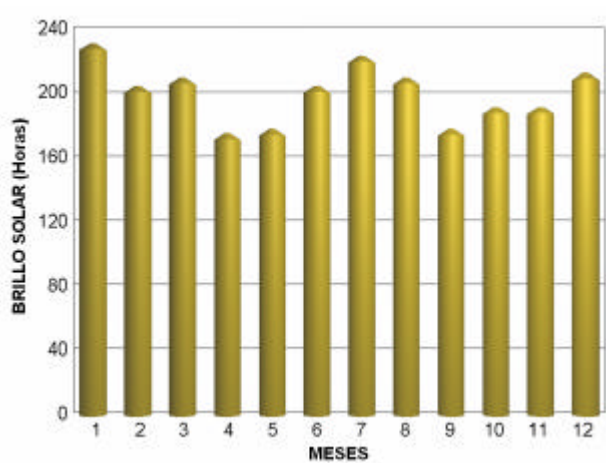
zona la evaporación es mayor que la precipitación, en las Figuras 58 y 59 se muestran, respectivamente, los registros de precipitación y evaporación que se presentan en esta zona.

Figura 60. Humedad relativa registrada mensualmente en la ciudad de Riohacha



Fuente: Programa de meteorología aeronáutica del IDEAM

Figura 61. Horas de brillo solar que se presentan a lo largo del año en la ciudad de Riohacha



Fuente: Programa de meteorología aeronáutica del IDEAM

El promedio anual registrado de humedad relativa es de 73%, en la Figura 60 se presenta la distribución de los registros mensuales de valores de humedad relativa. El brillo solar alcanza

valores altos, tal como se puede ver en la Figura 61. En el municipio de Riohacha, así como en el departamento de la Guajira, predominan los vientos Alisios coincidiendo con los períodos de invierno y verano y modificando los altos niveles de temperatura.

- **Hidrológico y calidad del agua.** La ciudad se levanta sobre el brazo izquierdo del delta que forma el río Ranchería en su desembocadura y alcanza lagunas como la Salada y Jarajirama. Entre sus zonas naturales se distingue la planicie central enmarcada entre los ríos Camarones y Ranchería, el mar caribe y la zona del arroyo El Soldado.

Como ya habíamos mencionado esta región presenta déficit hídrico, por las bajas precipitaciones y deficiencias de aguas superficiales las cuales tienden a presentar cierto grado de salinidad.

En esta sección además de identificar y describir las cuencas hidrográficas, se requiere analizar la información hidrológica existente de las corrientes principales (caudales y niveles máximos y mínimos) para establecer su dinámica de comportamiento según la época climática.

4.2.2 Aspectos bióticos. El municipio de Riohacha se encuentra localizado dentro de la zona de vida bosque seco subtropical (bs-ST), según la clasificación ecológica de Holdridge. Dos terceras partes del ecosistema se ven afectadas por un proceso de desertificación y la otra parte del ecosistema es vulnerable y de fertilidad relativamente limitada.

Predomina el paisaje de aridez que cambia en las cortas épocas de lluvias cuando aparecen pastos naturales que dan lugar al pastoreo de ganado y algunas siembras de rápido crecimiento, principalmente a orillas del Río Ranchería, única corriente de importancia con que cuenta esta zona.

El área urbana de la ciudad limita al este y sudeste con los resguardos indígenas Wayú de la Alta y Media Guajira y el de las Delicias. En su jurisdicción, el municipio, tiene el santuario de fauna y flora Los Flamencos, que es un área protegida y de manejo especial establecida por la legislación vigente en nuestro país, este espacio natural está ubicado en la costa caribeña del municipio, abarca cuatro ciénagas costeras que cubren 70 Km² aproximadamente, las cuales conforman una comunidad biológica compuesta principalmente de algas, moluscos, crustáceos y peces. En el

santuario existe una especie conocida como camarones peinados, y además, otros crustáceos, como la jaiba y la artemia salina, así como una gran variedad de aves acuáticas residentes y migratorias, entre ellas gaviotas, garzas blancas, arenarias, chorlitos, patos zambullidores, cormoranes, mariamulatas, águilas pescadoras y el extraordinario flamenco que da nombre al parque.

4.2.3 Aspectos socioeconómicos. En esta parte del estudio se identifican los asentamientos humanos presentes en el área de interés, se realiza una descripción de las principales actividades productivas, se analizan las variables demográfica, económica, cultural y de estructura de servicios básicos, de tal manera que permitan identificar y caracterizar las áreas sensibles y de manejo especial.

La ciudad de Riohacha cuenta con aproximadamente 828,226 habitantes²⁸, que representan el 20.6% de la población total del departamento; de esta población un 93.4% constituye la población urbana y el 6.6% se ubica en el área rural; un 15.2% son indígenas pertenecientes al grupo étnico Wayúú, el cual se dedica básicamente a la agricultura y a la ganadería caprina de subsistencia, ambas actividades afectadas por las condiciones físico-ambientales del departamento. La ciudad ha registrado en los últimos años un importante flujo migratorio desde las zonas rurales del municipio hacia su cabecera y en menor medida desde otros departamentos de la Costa Caribe y el interior del país.

La aridez de la zona hace que el desarrollo económico sea lento. Un renglón importante de la economía es la ganadería: vacunos, porcinos, equinos, mulares, asnales, caprinos y ovinos. La agricultura alcanza algún desarrollo principalmente con cultivos de algodón, maíz, sorgo, arroz, yuca, frijón, ajonjolí, cacao, coco, plátano, café.

El sector de comercio y de servicios se ha concentrado básicamente en la micro y pequeña empresa. Riohacha es la segunda ciudad comercial del departamento después de Maicao y, por otro lado, carece de industria manufacturera.

El servicio de acueducto en el municipio no es cien por ciento eficiente, presenta carencias tanto en la calidad como en la cantidad de agua suministrada. Tiene un 85% de cobertura de redes, pero

²⁸ DANE, proyecciones de población de 1997.

debido a las deficiencias en la frecuencia y presión principalmente, se puede decir que el servicio es prestado el 60% del tiempo en algunos sectores. La cobertura del servicio es de aproximadamente el 80% con las deficiencias antes mencionadas. Sus dificultades mayores radican en la regular continuidad, baja presión, la falta de una cobertura total y la contaminación por filtración de agua residual.

El municipio de Riohacha cuenta con un sistema de alcantarillado sanitario con una cobertura de servicio del 51%, que tiene problemas de tramos colmatados impidiendo el flujo normal de las aguas servidas, ocasionando emisiones de olores ofensivos a través de las tapas de las cámaras de inspección que impactan negativamente el entorno.

El servicio de Aseo en la cabecera municipal posee una cobertura del 40%, es por esto que la otra parte de la población se ve en la obligación de arrojar sus basuras en campos abiertos, quemarla o algunas veces esperar a que vehículos de tracción animal para deshacerse de ellas.

La cobertura del servicio de gas para uso doméstico en Riohacha alcanza el 49.9% mientras que la del servicio de teléfono es del 56.9% y la de energía eléctrica es del 79%.

El examen de algunos indicadores sociales muestra que el 51.8% de la población del municipio se halla bajo la línea de pobreza medida por NBI y el porcentaje de miseria es de 20% de la población.²⁹

En el aspecto cultural se observa que las transformaciones físicas, demográficas, económicas políticas y sociales de la ciudad han conllevado a que elementos característicos de las manifestaciones de la Riohacha tradicional hayan sido enajenados, en tanto, que se han adoptado otros, provenientes de otras regiones. Entre los eventos culturales más importantes de la ciudad están el famoso Festival y Reinado Nacional del Dividivi y las Fiestas de Nuestra Señora de los Remedios.

²⁹ Cuadernos regionales, departamento de La Guajira.

4.2.4 Áreas sensibles. La falta de una sólida planeación ha dado origen a diversos problemas ambientales que afectan la ciudad. Las principales áreas críticas son: el delta del río Ranchería, especialmente sus bosques de manglares, bocas y lagunas, sometidos a una alta intervención humana, la Laguna Salada, el mercado público, el matadero municipal, el relleno sanitario, los botaderos de basura y las playas de la ciudad.

Debido a que el porcentaje de la población que no cuenta con un servicio de aseo permanente es alto, es común encontrar acumulaciones grandes de basuras en zonas aledañas a ecosistemas como el de la Laguna Salada, provocando alteraciones negativas en dichos ecosistemas y la proliferación de vectores sanitarios ocasionando riesgos a la salud pública.

Figura 62. Lugar de disposición de los residuos sólidos del municipio de Riohacha



Fuente: Levantamiento sanitario de las cabeceras municipales de Riohacha, Uribia, Albania, El Molino y Urumita del departamento de la Guajira.

Los residuos sólidos son transportados y descargados en un botadero a cielo abierto ubicado en las afueras del perímetro urbano, una foto de este se puede observar en la Figura 62. El botadero no tiene ningún tipo de aviso ni cerramiento, por lo que todos los días es visitado por recicladores informales, los cuales se convierten en vectores transmisores de enfermedades al no tener ningún tipo de protección; también es visitado por animales como ganado, perros, aves, algunos de los cuales son consumidos por los pobladores cercanos, creándose así otro foco de infección y

problemas de salud principalmente para la población Wayuú, quienes son los que mas frecuentan el botadero.

En cuanto al matadero, tenemos que éste es operado por la administración municipal, la cual, al parecer, no está ejerciendo un control adecuado a las condiciones sanitarias bajo las cuales son sacrificadas las reses ya que se ha detectado presencia de animales como perros, proliferación permanente de moscas, además de la generación de olores ofensivos que afectan a los pobladores cercanos.

Figura 63. Vertimiento de residuos del matadero en las playas de Riohacha



Fuente: Levantamiento sanitario de las cabeceras municipales de Riohacha, Uribia, Albania, El Molino y Urumita del departamento de la Guajira

Figura 64. Emisario final del sistema de alcantarillado del municipio de Riohacha



Fuente: Levantamiento sanitario de las cabeceras municipales de Riohacha, Uribia, Albania, El Molino y Urumita del departamento de la Guajira

Por otro lado, tenemos que las playas de la ciudad sirven como depósito de algunos de los residuos sólidos y líquidos del matadero público, los cuales son arrojados directamente al mar sin ningún tratamiento previo. Igualmente, las aguas residuales del sistema de alcantarillado son vertidas al mar sin recibir ningún tipo de tratamiento. En las Figuras 63 y 64 se muestran fotografías de ambas situaciones, en ellas se puede apreciar el deterioro ocasionado en el paisaje.

Existen otros aspectos críticos relacionados con las redes de agua y alcantarillado de la ciudad y que obedecen principalmente al deterioro de la infraestructura de dichas redes en las cuales es notorio el taponamiento, fugas permanentes y vertimientos regulares del agua servida a las calles del casco urbano, especialmente en las zonas más bajas. Estos vertimientos permanentes de agua residual sobre las calles impactan negativamente la salud de los pobladores, quienes con frecuencia se ven afectados por epidemias de dengue, infecciones cutáneas, cólera, virosis, entre otras.

4.3 IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS

En esta sección se identificarán, de manera preliminar, los impactos ambientales posibles debidos a la ejecución del proyecto.

4.3.1 Emisiones atmosféricas. Las emisiones que se espera que libere una planta de Gas Natural Licuado (GNL) en condiciones normales de operación, se componen principalmente por dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x , principalmente NO_2), dióxido de azufre (SO_2), material particulado (diámetro menos a 10 micrómetro), metano (CH_4) y componentes orgánicos volátiles (VOC).

4.3.2 Aguas residuales. Existen básicamente tres fuentes de corrientes de aguas residuales en la planta:

✓ El agua de lluvia que moja las partes limpias de la planta que se debe descargar mediante desagües hasta el cuerpo de agua seleccionado.

- ✓ Pequeñas cantidades de materiales semisólidos, como por ejemplo fangos, que se remueven de la planta con el uso de medios aprobados.
- ✓ Volúmenes muy bajos de aguas residuales del proceso y volúmenes menores de aguas usadas en operaciones de limpieza o en pruebas de equipos, y aguas de lluvia que caen sobre áreas de la planta que pueden contaminarla; se recogen y se llevan a un separador para tratamiento. Luego de ser tratadas, estas aguas residuales se dirigen a un sistema de irrigación para su vertimiento.

Generalmente, se acondicionan contenedores para el agua efluente del sistema de tratamiento para asegurar que la calidad del agua es la adecuada para vertimiento o irrigación.

4.3.3 Desechos sólidos. Los materiales de desecho generados por las actividades de construcción de la planta Gas Natural Licuado (GNL) deberán ser dispuestos apropiadamente y según la legislación al respecto. Los materiales de desecho que es posible obtener son restos de la vegetación talada, escombros y materiales de construcción, basura doméstica, desechos sanitarios, restos de aceites y lubricantes y algunos materiales peligrosos.

Por otro lado tenemos que los desechos de una planta de GNL en operación se clasifican como peligrosos y no peligrosos y entre las fuentes de dichos desechos tenemos los edificios administrativos, el área de operación de la planta, las unidades de deshidratación y pretratamiento del gas, la planta de tratamiento de aguas residuales y la planta de desmineralización. Estos residuos se deben tratar y descontaminar para su disposición final de acuerdo a la legislación establecida.

4.3.4 Emisión de ruido. No se esperan mayores impactos en los niveles de ruido de la zona. El ruido en la fase de construcción es generado por el tráfico de vehículos y los equipos y operaciones de construcción. Se espera que los niveles de ruido en la zona contigua al sitio se mantengan entre 80 y 90 decibeles (dBA).

En una planta de Gas Natural Licuado (GNL) en condiciones normales de operación, las principales fuentes de ruido son los compresores de refrigerante, turbinas de gas y los enfriadores de aire de tipo aleta. La Tabla 33 muestra los niveles de emisión máximos de ruido para cada equipo de planta.

Tabla 33. Niveles máximos de emisión de ruido por equipo de la planta.

Equipo	Nivel de ruido (dBA)
Enfriadores tipo aleta	89
Válvulas de gas	89
Compresores	89
Sistema de tuberías	89
Motor eléctrico	90
Válvulas para líquido	92
Bombas	92
Turbinas	92
Otros	92

Fuente: Darwin 10 mtpa LNG facility public environmental report.

En condiciones de emergencia se presentan otras fuentes sonoras, como por ejemplo válvulas de alivio, y sus niveles asociados de ruido tienden a ser más altos que los predichos para condiciones normales de operación. Sin embargo, estos episodios sonoros son de corta duración y muy poco frecuentes.

4.3.5 Impactos ecológicos. La construcción y operación de una planta de Gas Natural Licuado (GNL) alterará permanentemente el ambiente biofísico del área de estudio.

Debido a los trabajos de construcción de la planta, se modificarán algunos aspectos de la topografía del área y de la distribución batimétrica de las aguas adyacentes. El mayor impacto biológico de la fase de construcción será la pérdida del hábitat existente en el sitio de emplazamiento de la planta.

Pueden ocurrir una serie de efectos temporales durante el período de construcción de la planta. Tales efectos incluyen incrementos localizados en la turbidez del agua como resultado de los drenajes y de la disposición de desechos de la construcción. También se puede presentar generación de polvo, ruido y emisiones vehiculares asociadas con la maquinaria.

La pérdida de vegetación para la preparación del terreno para la construcción de la planta no es un efecto tan drástico debido a la aridez de la región, en la que la vegetación es escasa. En cuanto a la fauna se espera la migración de las especies asociadas al hábitat que se perdería con la construcción de la planta, del mismo modo, dada la naturaleza del terreno, se presume que este efecto no sea tan violento.

4.3.6 Impactos socioeconómicos y culturales. Los impactos de la fase de construcción de la planta de Gas Natural Licuado (GNL) en el entorno socio-económico resultarán de:

- ✓ La generación de los empleos necesarios para los trabajos de construcción de la planta.
- ✓ Incremento del tránsito naval en el puerto.
- ✓ Incremento del tráfico vehicular hacia el sitio de emplazamiento de la planta de GNL.
- ✓ Impactos visuales y modificación del paisaje.

Los beneficios económicos de la construcción del proyecto serán, principalmente, el incremento de las oportunidades de empleo y el aumento de la actividad económica de la región.

Los efectos de la operación de la planta propuesta producen beneficios económicos sustanciales a la región a un costo muy bajo para la comunidad local.

Los mayores beneficios del proyecto son:

- ✓ La planta de GNL proporcionará un incremento en las oportunidades laborales mientras que diversifica la economía de la zona.
- ✓ La planta contribuirá sustancialmente con los ingresos de la región gracias a los beneficios de producción compartidos con los productores del gas, los impuestos sobre las ganancias de la operación de la planta y los salarios de los empleados; y
- ✓ La planta generará divisas debidas a la exportación.

Los costos socio-económicos que la comunidad deberá pagar serán:

- ✓ Restricciones de acceso a la zona de la planta y a una zona de exclusión alrededor de las facilidades de carga y transporte durante los periodos en que dichas facilidades estén en uso. Estas restricciones son necesarias por razones de seguridad durante la operación.

- ✓ Incrementos mínimos en la demanda de servicios públicos de la comunidad para satisfacer las necesidades del personal que habite en la planta.
- ✓ Impactos visuales y modificación del paisaje.
- ✓ Tránsito regular de las embarcaciones de transporte de GNL.

Todos los riesgos potenciales que se pueden derivar de la operación de una planta de GNL deben ser tomados en cuenta en el diseño, y medidos en la práctica con el fin de prevenir que se presenten incidentes peligrosos.

4.4 ESTANDARES DE SEGURIDAD PARA LAS FACILIDADES DE GAS NATURAL LICUADO - GNL

El enfoque en cuanto a seguridad esta basado en el conocimiento de las características del Gas Natural Licuado (GNL). Estas características constituyen un factor principal en el diseño, construcción y operación de flotilla de buques de GNL y las instalaciones en tierra, de la misma forma tanto para la licuefacción como para la regasificación. El reconocimiento experimentado de estas características garantiza un nivel de seguridad adecuado en el proyecto, y una continua y eficiente operación.

El componente principal del GNL es metano (Tabla 34). Existe también, pero en menor proporción, etano, propano, butanos y pentanos. Se puede decir entonces, que prácticamente, la naturaleza y el comportamiento del gas natural es esencialmente la misma que la del metano para Propósitos de diseño de los estándares de seguridad.

El vapor de metano no significa riesgo alguno a la salud, al medio ambiente, o de reactividad. El único riesgo es el de incendio, por la alta inflamabilidad de los vapores de metano cuando se mezclan con el aire en las proporciones apropiadas. Sin embargo, cuando se toma en cuenta el límite inferior favorable de inflamabilidad del metano hay que aceptar entonces el hecho que significa un riesgo de incendio mucho menor que el de otras cargas marítimas.

Tabla 34. Composición de un gas natural antes y después de ser licuado

Composición del gas natural de alimento a la planta de licuefacción	
Compuesto	Fracción molar (%)
N2	2,96
C1	93,3
C2	2,9
C3	0,71
C4	0,32
C5	0,08
C6+	0,004
Composición del gas natural después de ser licuado	
C1	90,9
C2	4,1
C3	3,8
C4	0,28
C5	0,07
C6+	0,0056

Fuente: Montemayor, Arthur. *Licuación y transporte de Gas Natural*

Las premisas básicas de seguridad para facilidades de almacenamiento son, (1) que el tanque no llegará a fallar completa o catastróficamente y (2) que la facilidad será diseñada para proveer alta integridad así como minimizar la posibilidad de liberación incontrolada de cantidades excesivas de líquido o vapor.

El interés por la seguridad, como es natural, se hace máximo cuando el GNL se almacena en zonas densamente pobladas o muy industrializadas. El grado de precauciones de seguridad a tomar y su costo es variable y depende de lo que se pudiera afectar cerca a la instalación de GNL, si ocurriera un serio accidente.

Un método para conseguir el deseado grado de seguridad consiste en considerar las posibles causas de los accidentes y prever la debida protección contra ellos. Las estimaciones de costos demuestran que con un modesto aumento de inversión del capital, puede asegurarse la protección contra la mayor parte de los peligros.

El aumento del número de instalaciones de producción y almacenamiento de GNL y la cantidad de éste almacenado en ellas, obliga a que los propietarios, los poderes legislativos y el público se preocupen más por la seguridad. El Instituto Americano de Petróleo (API) y La Asociación Nacional de Protección Contra el Fuego (NFPA) han desarrollado estándares para el diseño de facilidades de almacenamiento de GNL, plantas de licuefacción y construcciones complementarias. El reporte NFPA No. 59A en su parte 193 (Liquefied Natural Gas Facilities – Federal Safety Standards) y el API 2510A tienen secciones dedicadas a la seguridad en la construcción de tanques y plantas para GNL.

Dentro de los aspectos fundamentales de seguridad a tener en cuenta en este proyecto, en donde se planea fundamentalmente la etapa inicial de construcción y operación de la planta de GNL, buscando una futura utilización de esta información como base para entrar en etapas de factibilidad y diseño básico, se encuentra; los planes y procedimientos, los requerimientos del sitio, los materiales, diseño de componentes y edificaciones, diseño y capacidad de contención, tanques de almacenamiento, diseño de los sistemas de transferencia.

4.4.1 Planes y procedimientos. Cada operador deberá mantener en cada planta de GNL, ciertos planes y procedimientos requeridos para el funcionamiento normal de la misma. Los planes y procedimientos deben ser dispuestos a revisiones e inspecciones realizados por el administrador o cualquier agencia del estado, que este autorizada para realizar la auditoria.

4.4.2 Requerimientos del sitio. Está relacionado con los contenedores, sistemas de transferencia, sistemas de control y emergencia, sistemas de control contra incendio, sistemas de ayuda de facilidades eléctricas y de soporte necesarias para mantener la seguridad.

Una facilidad de GNL debe estar localizada en un sitio de buen tamaño, excelente topografía y la configuración de la misma debe ser la óptima para disminuir riesgos profesionales, tales como derrames, apagones y demás situaciones que se salgan de la condición normal de operación. Al seleccionar el sitio, cada operador deberá determinar todas las características que podrían poner en peligro la integridad y seguridad del complejo.

Un sitio debe estar provisto de fácil acceso al personal, equipos y materiales desde locaciones lejanas, además debe presentar rápidas salidas de evacuación en caso de presentarse una emergencia como un incendio.

- **Protección contra la radiación térmica.** Cada contenedor y sistema de transferencia de GNL debe tener una zona de exclusión térmica. La distancia “d” de exclusión, es la distancia horizontal medida desde el área de contención hasta el objetivo. La máxima distancia de exclusión calculada para cada nivel térmico de flujo deberá ser usada.

- **Investigación sísmica.** Cada operador determinará basado en estudios de fallas, régimen hidrológico y condiciones del suelo, si existe un potencial fallamiento de la superficie o licuefacción del suelo. Las facilidades de GNL deben ser diseñadas y construidas para resistir fuerzas sísmicas sin alterar su estructura o integridad funcional.

- **Características del suelo.** Deben ser realizados investigaciones al suelo en cada facilidad de GNL con el fin de determinar las características de asentamiento, potencial de erosión y otras características aplicables a la integridad de la facilidad.

- **Fuerzas del viento.** Las facilidades de GNL deben ser diseñadas para soportar el efecto directo de las fuerzas del viento, la presión diferencial de una estructura de confinamiento y en el caso de sistemas de contención para tanques de almacenamiento, para evitar las fuerzas de impacto y posibles penetraciones causadas por ráfagas de viento.

Se determinará de archivos históricos y estudios de ingeniería realizados en cuanto a las condiciones naturales y climáticas, la posibilidad de que se presentes catástrofes o problemas que afecten la seguridad del sitio donde está localizada la planta.

- **Separación de los complejos.** El sitio de cada facilidad de GNL debe ser lo suficientemente grande para proporcionar una separación mínima entre equipos, a su vez para permitir el libre

movimiento del personal, equipo de emergencia y equipo de mantenimiento alrededor del complejo. Estas distancias mínimas podrán observarse en la norma 59A ANSI/NFPA.

4.4.3 Materiales. Los materiales para todos los componentes deben ser capaces de mantener su integridad estructural bajo condiciones reales de carga, incluyendo fuerzas de la naturaleza.

- **Temperaturas extremas: operaciones normales.** Se debe determinar el rango de temperatura de todos los componentes expuestos a condiciones normales de operación y de prueba.
- **Aislantes.** Durante operaciones normales, los materiales aislantes deben mantener los valores de aislamiento, soportar cargas mecánicas y térmicas y deben ser cubiertos con un material que sea no combustible en estado inerte, que no sea sometido a daños por rayos ultravioleta y por último que pueda soportar las fuerzas del viento.
- **Cajas frías.** Todas las cajas frías deben ser hechas de material no combustible y aislante.
- **Equipos.** Los equipos hechos de hierro fundido, hierro maleable o dúctil, no pueden ser usados para llevar cualquier fluido criogénico y peligroso. Los materiales del sistema de tubería y equipos usados a temperaturas por debajo de -28.9°C (-20°F) deben ser calificados por la norma B 32.3 ASME/ANSI.

4.4.4 Diseño de componentes y edificaciones. Los componentes deben ser diseñados e instalados para soportar cargas que no pongan en peligro la integridad estructural.

- **Válvulas.** Cada válvula incluyendo, válvulas de control y descarga, deben ser diseñadas, fabricadas y probadas basándose en las normas B31.3 ASME/ANSI, B31.5 ASME/ANSI, B31.8 ASME/ANSI o la norma 6D Standard API.

- **Válvulas de cierre automático.** Cada válvula de cierre automático o válvula combinada deben tener un diseño de seguridad por si falla en caso de presentarse una emergencia, operando el cierre del flujo de fluido en caso de poner en peligro la integridad operacional del equipo de la planta y el cierre a cierta rata con el fin de evitar el golpeteo causado por el fluido.
- **Equipos y maquinaria.** El sistema de tubería y la maquinaria deben ser diseñados, fabricados y probados basándose en la norma B31.3 ASME/ANSI. Todos los equipos que manejan fluidos criogénicos y peligrosos deben tener conexiones para facilitar despresurizaciones y purgas. Cada sistema de tubería para fluidos criogénicos y peligrosos debe ser codificado utilizando códigos, pintura o sellos.
- **Diseños de las construcciones.** Construcciones o estructuras cercanas, en las cuales exista cantidades alarmantes de materiales inflamables que sean manejados, deben ser diseñados y construidos, minimizando los riesgos que presentaría un incendio. Estas construcciones que manejan fluidos peligrosos y criogénicos deberán presentar paredes de poco peso, no combustibles y sin cargas localizadas.
- **Escarchas.** Se determinará cuales componentes pueden ser puestos en peligro por causa de la escarcha, consecuencia de temperaturas de operación de los componentes, y se proporcionará protección contra este problema que afecta la integridad estructural de los componentes.
- **Relámpagos.** El operador instalará revestimientos necesarios para minimizar el riesgo sobre el personal y componentes a causa de relámpagos.
- **Contenedores y calderas.** Las calderas deben ser diseñadas y fabricadas de acuerdo con la sección I y IV del código de contenedores y calderas del ASME.
- **Motores de combustión y turbinas.** Los motores de combustión y las turbinas deben ser instalada de acuerdo a la norma 37 ANSI/NFPA.

4.4.5 Diseño y capacidad de contención. Se debe usar un sistema de confinamiento para tanques de almacenamiento, con el fin de contener potenciales derrames de GNL u otros fluidos peligrosos. Del mismo modo un sistema de nivelación, drenaje o sistema de contención debe ser proporcionado para asegurar que los derrames accidentales o fugas no pongan en peligro áreas y componentes como: el equipo de licuefacción u otro proceso utilizado, vaporizadores, sistemas de transferencia, áreas de parqueo para carro tanques o camiones, áreas para carga y descargas de contenedores que almacenan GNL; propiedades contiguas y por último vías navegables. Estos sistemas de contención deben ser diseñados y construidos de acuerdo a la norma 30 ANSI/NFPA.

4.4.6 Tanques de almacenamiento. Los tanques deben ser diseñados e instalados para que no presenten fallas en su integridad estructural

- **Fuerzas de carga.** Cada parte de un tanque de almacenamiento de GNL debe ser diseñado para soportar, sin pérdida de integridad estructural, cualquier combinación de fuerzas que resultarían de esfuerzos como: presión interna y externa de diseño, peso de la estructura, peso del líquido almacenado.
- **Estratificación.** Los tanques de almacenamiento de GNL con una capacidad de 5000 barriles (795 metros cúbicos) o más deben ser equipados con medios para mitigar una potencial sobrepresión.
- **Presión interna de diseño.** Se debe establecer la presión interna de diseño en el tope de cada tanque de almacenamiento de GNL, teniendo un margen de error por encima de la presión de trabajo máxima permitida. La presión interna del tanque no puede ser más baja que la presión más alta en la zona de vapor que resulta de los procesos que puedan ocurrir en el dispositivo, para lo cual es bueno instalar equipos que manejen el vapor y aparatos de descarga.
- **Presión externa de diseño.** Se debe establecer la presión externa de diseño en el tope de cada tanque de almacenamiento de GNL, teniendo un margen de error por debajo de la presión de trabajo mínima permitida. La presión externa del tanque no puede ser más alta que la presión mas baja en la

zona de vapor que resulta de los procesos que puedan ocurrir en el dispositivo, para lo cual es bueno instalar equipo mezcladores de gas y aparatos de vacío.

- **Temperatura interna.** El contenedor de cada tanque de GNL debe ser diseñado para trabajar a una temperatura igual o un poco más baja que la temperatura del líquido almacenado.
- **Cimientos.** Cada tanque de GNL debe tener cimientos estables diseñados de acuerdo a estudios estructurales realizados por ingenieros especializados en esta práctica.
- **Aislamiento.** El aislamiento sobre el recubrimiento externo del tanque de almacenamiento no puede ser usado para mantener almacenado el GNL a una temperatura operativa durante una operación normal. Al aislamiento entre un contenedor externo y uno interno debe ser compatible con el líquido y vapor almacenados, no debe ser combustible y no deben perder las propiedades significativamente por causa de la fundición, pintura u otros medios que puedan ser causantes de un incendio, fuga, derrame sobre el suelo del espacio de contención o algún otro desastre que pueda ocurrir.
- **Instrumentación para tanques de almacenamiento de GNL.** Los tanques que tienen capacidad para almacenar 70000 galones (265000 litros) deben estar equipados con un suficiente número dispositivos de alta sensibilidad, personal de emergencia necesario para operar el tanque continuamente y evitar condiciones de potencial peligro.
- **Tanques de almacenamiento hechos de metal.** Estos tanques cuya presión interna de diseño no puede ser mayor de 15 psi deben ser diseñados de acuerdo a la norma 620 API Standard; mientras que los tanques cuya presión se encuentra por encima de 15 psi deben ser diseñados de acuerdo a la sección VIII del código ASME para contenedores y calderas.
- **Tanques de concreto.** Estos tanques deben ser diseñados de acuerdo a la norma 59 A ANSI/NFPA sección 4-3.

- **Codificación.** Cada operador instalará el nombre y algunas propiedades en una lámina sobre cada tanque de almacenamiento con el fin de poder reconocerlos fácilmente y prevenir posibles confusiones que acarrearían un desastre.

4.4.7 Diseño de los sistemas de transferencia. El diseño de los sistemas de transferencia debe ser eficiente para prevenir deficiencias que puedan ser causadas por causa de la frecuencia del ciclo térmico y el uso intermitente de estos sistemas.

- **Reflujo.** Cada sistema de transferencia debe prevenir el reflujo de líquido de un contenedor receptor, tanque, carro tanque, debido a que puede causar una condición peligrosa. También se debe mantener una sola vía de flujo, en pro de la seguridad e integridad de la facilidad de GNL.

- **Sistema de Transferencia de carga.** Cada sistema debe tener un medio o dispositivo de despresurización y venteo. Durante la transferencia de carga; los equipos de transferencia, bombas y compresores deben ser localizados y protegidos por barreras que los escuden de posibles movimientos. Cada sistema de transferencia debe presentar una señal luminosa con el fin de reconocer si se encuentra prendido o no.

- **Área de transferencia de carga.** El área de un sistema de transferencia de carga debe ser diseñada con el fin de acomodar los buques banqueros de GNL sin necesidad de realizar demasiadas maniobras, y así permitir que el GNL sea cargado o descargado fácilmente.

4.4.8 Maquinaria y equipos. Esta parte establece el requerimiento para el diseño, fabricación e instalación de los equipos de licuefacción y sistemas de control.

- ***Equipo de licuefacción.***

- ✓ Control del gas de entrada. Una válvula de cierre debe ser ubicada en el manifold de entrada de gas para cada sistema de licuefacción, con el fin de prevenir fugas.

- ✓ Reflujo. Cada sistema de tuberías conectado al equipo de licuefacción debe tener dispositivos para prevenir el reflujo, lo cual causaría una condición peligrosa.

- ✓ Cajas Frías. Cada caja fría en un sistema de licuefacción debe ser equipada con medios de monitoreo o detección de la concentración de gas natural en el espacio aislado. Si el espacio aislado en una caja fría está diseñado para operar con un gas rico atmosférico, el gas adicionado debe presentar una concentración de gas del 30%; mientras que si esta diseñado para operar con un gas libre de aire, el adicional debe tener el 25%.

- ✓ Aire en el Gas. Cuando el gas de entrada contiene aire, se deben proporcionar medios para prevenir una mezcla que no sea inflamable bajo condiciones normales de operación.

- ***Sistemas de control.*** Cada sistema de control debe ser capaz de realizar la función para la cual fue diseñado bajo condiciones de operación. A su vez deben ser diseñados e instalados de manera tal que el mantenimiento, inspección o puesta a prueba sea de fácil acceso.

- ✓ Dispositivos de descarga. Cada componente que contiene un fluido peligroso debe ser equipado con un sistema de dispositivos automáticos de descarga, los cuales liberaran la suficiente cantidad de fluido para prevenir una sobrepresión que exceda el 110 % de la presión de trabajo máximo permitida.

- ✓ Dispositivos sensibles. Se utilizan dispositivos de alta sensibilidad con el fin de monitorear la operación y detectar el malfuncionamiento que pueda ocurrir durante una condición normal de operación. También se utilizan para detectar la presencia de incendios o gas combustible en áreas determinadas. Todos estos dispositivos deben ser localizados de acuerdo a la norma 70 ANSI/NFPA sección 500-5.

- ✓ Dispositivos de alarma. Se deben instalar dispositivos de alarma con el fin de avisar a todo el personal en caso de que se presente alguna emergencia; estos dispositivos deben ser visibles a todo el personal y deben saber como usarlos.

- ✓ Controles sobre bombas y compresores. Cada bomba y compresor debe ser equipado con: un sistema de control operado local o remotamente para cerrar estos dispositivos en caso de presentarse alguna emergencia; una señal visual en la bomba o compresor que indique si está prendido o apagado; un sistema de válvulas que permitan realizarle mantenimiento; un válvula cheque que prevenga el reflujo y deben presentar controles de cierre automático operados local y remotamente desde áreas de carga y descarga o desde el sitio de ubicación de la bomba y el compresor.

- ✓ Sistemas de control de apagado de emergencia. Cada sistema de transferencia, vaporizador, sistema de licuefacción, sistema de almacenamiento debe presentar algún tipo de sistema de apagado. El control debe ser automático para actuar en caso de que se presente alguna anomalía en una operación normal. Cada planta de GNL debe tener un sistema de este tipo para apagar todas las operaciones que se estén realizando en la planta.

- ✓ Control central. En una planta de GNL debe haber un control central en el cual todas las operaciones y dispositivos de seguridad y de alarma sean monitoreados.

- ✓ Control de seguridad. Los sistemas de control de componentes deben tener un sistema de seguridad por si existe un malfuncionamiento de equipos. Esto sirve hasta que el personal capacitado actúe y controle la falla que ocurrió en los sistemas.

- ✓ Fuentes de poder. Los sistemas de control eléctrico, medios de comunicación, luces de emergencia y sistemas contra incendio deben tener por lo menos dos fuentes de poder, para que cuando una falle actúe la otra. Algunos generadores auxiliares son utilizados como una segunda fuente de poder. Estas fuentes deben ser localizadas lejos de la facilidad y protegidas, además el suministro de combustible debe ser protegido de ciertos peligros.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO Y ESTRUCTURA DE UN PROYECTO DE GAS NATURAL LICUADO EN COLOMBIA

Esta sección esta dedicada al análisis económico y la estructuración de un proyecto de GNL ubicado en Colombia, con las especificaciones características de este tipo de megaproyectos definidas en los capítulos anteriores y las descripciones detalladas realizadas en los Anexos del presente estudio.

Durante la primera parte se describirá el modelo comercial del proyecto que ha sido diseñado para Colombia, con base en las tendencias a nivel mundial en la estructuración de esta clase de proyectos propuestas por las firmas asesoras más importantes. Así mismo se detalla cada uno de los elementos que integran la cadena de valor del proyecto y se especifican los costos asociados a cada uno de ellos.

En la parte correspondiente al análisis económico se presentan las proyecciones de los principales conceptos de egresos e ingresos (flujo de caja) ocasionados durante la vida útil de la planta que en este caso fue planeada para 20 años en etapa de operación con base en el promedio de duración histórico de los contratos de suministro de GNL y de las plantas tanto en operación como en construcción y planeación. Dentro de estos conceptos se encuentran; los costos de producción unitarios, los costos de administración y venta, la inversión total inicial fija y diferida junto con el cronograma de actividades propuesto por este estudio para las siguientes etapas más avanzadas del proyecto, así mismo el capital de trabajo requerido para el funcionamiento del proyecto de forma anual, finalizando con la proyección de flujo neto de efectivo.

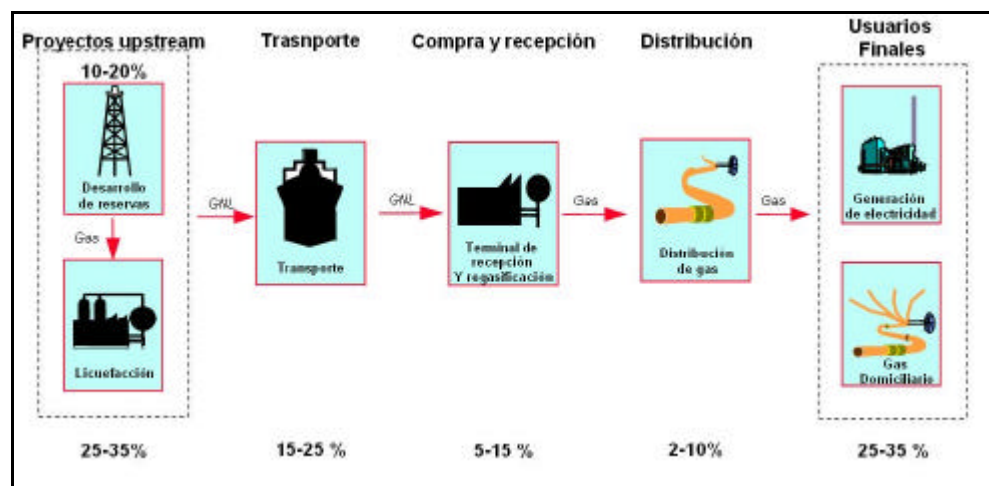
Por último se presenta la evaluación económica del proyecto mediante el calculo y análisis de de indicadores estándar como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), así como también con parámetros especiales y específicos para la evaluación de proyectos de producción y exportación de GNL, como los costos de servicio (Cost Of Service - COS) y la metodología Netback.

5.1 ESTRUCTURA DEL PROYECTO

5.1.1 Generalidades. Los proyectos en el sector energético se caracterizan por las grandes cantidades de capital de inversión que son necesarias desde sus etapas de planeación hasta llegar a su ejecución, operación y mantenimiento, así mismo como los largos periodos de retorno en las inversiones.

En este sentido los proyectos de exportación GNL son considerados a nivel mundial como megaproyectos que necesitan no solo un gran capital de inversión sino el montaje de toda una cadena que reúna a las principales compañías a nivel mundial relacionadas con la industria y la cadena del gas natural en el país y fuertes grupos bancarios internacionales, con lo cual se logre el financiamiento de la inversiones totales. Esta estructura es debida a que el montaje del proyecto obliga no solo a la construcción de una planta de licuefacción sino de toda la cadena desde el desarrollo de las reservas y producción del gas natural hasta la recepción y regasificación del GNL y distribución a los consumidores finales. Por lo tanto a continuación en la Figura 65, se muestra la estructura típica de un proyecto de GNL, con su respectiva cadena de valor y participación de cada sector dentro de los costos globales.

Figura 65. Cadena de valor genérica de GNL



Fuente: Gas Technology Institute, GTI

Como puede ser observado, todos los segmentos de la cadena de GNL cuentan con una concentración de capital alta (poco personal y gran inversión en maquinaria), de tal modo que la cadena esta definida por la interdependencia de los proyectos (riesgos compartidos) y mantenida como una unidad por su estructura comercial.

5.1.2 Características económicas actuales y tendencias en los proyecto de GNL. Aunque existen tendencias hacia un mercado más flexible con contratos a corto tiempo y entregas puntuales (spot), los contratos duraderos (long-term) siguen siendo ideales para poder asegurar suministros competitivos y soportar las inversiones y compromisos contractuales de esta clase de proyectos, sobre todo en el desarrollo de los segmentos corriente arriba (upstream). Además la alta graduación de crédito (credit-rating) ha hecho del financiamiento un proceso de mayor disponibilidad, debido a la creciente importancia de este factor en toda la cadena de valor, especialmente los segmentos de desarrollo de reservas (producción de gas) y planta de licuefacción.

- **Tendencias comerciales en la industria del GNL.** Los agentes involucrados en el negocio necesitan cada vez más; gran capacidad de desarrollo de los proyectos, poder financiero y acceso al capital de los mercados, debido al aumento en la intensidad de capital en cada uno de los segmentos de la cadena de valor del GNL. Este proceso esta sustentado en tres tendencias observadas en la Figura 66.

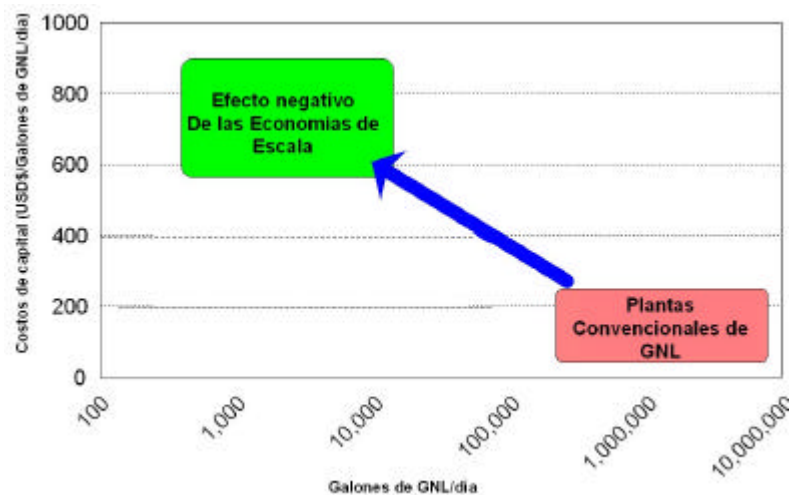
Figura 66. Principales tendencias en la industria del GNL



Fuente: Gas Technology Institute. GTI

Las tendencias presentadas en el esquema de la Figura anterior, junto con el incremento en el número de fuentes de suministro competitivas técnicamente, han incrementado el fenómeno de la economía de escala (economy of scale). Este fenómeno ha hecho que los proyectos de GNL sean cada vez más grandes en cuanto a su capacidad de producción, situación no muy atractiva para el montaje de plantas de tamaños pequeños e inclusive medianos, como lo presenta la Figura 67.

Figura 67. Efecto de la Economía de Escala en los proyectos de producción de GNL



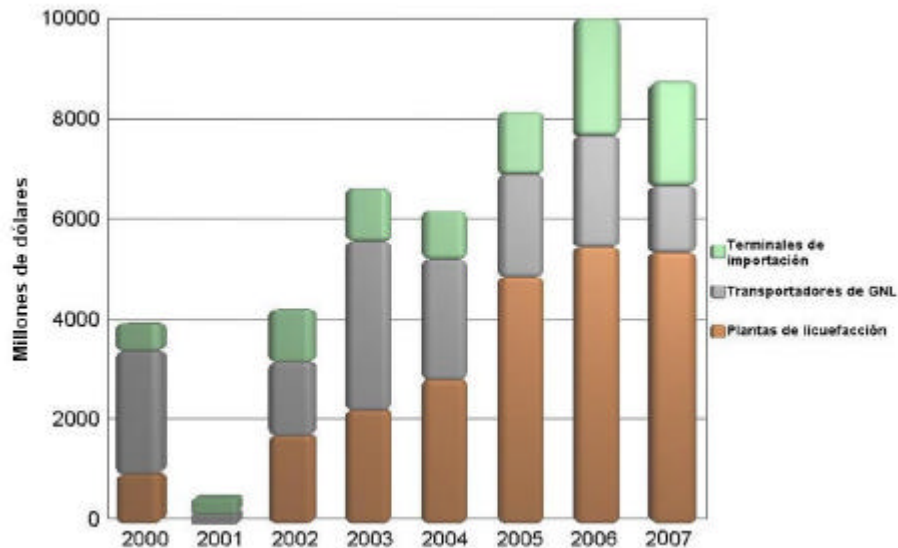
Fuente: Gas Technology Institute. GTI

Un paradigma fundamental de cambio se está dando en la estructura comercial de la industria del GNL, históricamente tratada como un producto utilitario. En donde el negocio se está convirtiendo hacia un esquema más parecido al del comercio de petróleo, es decir un mercado de activos (commodity market). Las señales más marcadas de este cambio son; las preferencias de los compradores hacia contratos más flexibles con términos a corto y mediano plazo y del mismo modo precios más alineados con el del gas natural en comparación con la actual fijación de precios del GNL con base en el comportamiento del petróleo.

- **Comportamiento de los costos y las inversiones en la industria del GNL.** En el análisis del comportamiento económico de un proyecto de GNL, el primer paso es establecer los costos primarios (maquinaria, instalación, etc.) y los costos periódicos de operación y mantenimiento. Un elemento dentro de los costos tendrá un mayor impacto económicamente si cuenta con una

combinación de; magnitud esperada, frecuencia y variabilidad. La suma de todos estos elementos determina los gastos de capital en los proyectos. En la Figura 68, se puede observar la variabilidad y crecimiento del capital a invertir dentro de esta clase de proyectos en los próximos 4 años.

Figura 68. Proyección de gastos de capital en la cadena de valor del GNL.



Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

La anterior figura, presenta los tres segmentos de la cadena de valor de GNL más críticos en cuanto a los niveles de inversión de capital y los costos de operación y mantenimiento. Como puede ser observado la tendencia en cuanto a los gastos de capital para el montaje de plantas de licuefacción se mantiene igual, con un alto grado de inversión por encima de los 5 billones anuales, que muestra la tendencia marcada hacia el crecimiento de la industria. Como es de esperarse las cuantías en capital de inversión en el segmento del transporte tienden a caer debido los bajos costos de nuevas tecnologías y el aumento de competitividad en el mercado de la construcción de buques de GNL. Por último al igual que la tendencia en las plantas de GNL, los terminales de recepción y regasificación también se mantienen en un muy buen nivel de inversión de alrededor de los 2 billones de dólares, inversión que garantiza la suficiente evolución de los mercados para atender la oferta en los próximos años.

Tabla 35. Comparación del diseño base para la estructuración del proyecto GNL en Colombia.

Características del proyecto	Localización del proyecto					
	Oman LNG	Nigeria LNG	RasGas	Qatargas	Atlantic LNG	Colombia LNG ³⁰
Características del proyecto	Qalhat, Oman	Bonny Island, Nigeria	Ras Laffan, Qatar	Ras Laffan, Qatar	Point Fortin, Trinidad y Tobago	Riohacha, Colombia
Producción de GNL (mtpa)	6,9	6,1	6,4	4,8	2,9	4,5
Número de trenes	2	2	2	2	1	1
Año de diseño	1995	1993	1995	1992	1995	2004
Fecha de arranque	Febrero, 2000	Septiembre, 1999	Junio, 1999	Diciembre, 1996	Marzo, 1999	2010
Tecnología de licuefacción	C3MRC	C3MRC	C3MRC	C3MRC	Phillips	Phillips
CO ₂ % molar	1	1,8	2,28	2,1	0,75	0,03
H ₂ S % molar	--	--	0,82	0,5	--	--
Tasa de flujo, MMpcd	1030	940	1070	855	480	700
Poder calorífico del GNL producido (BTU/pc)	1142	1110	1110	1109	1057	1100

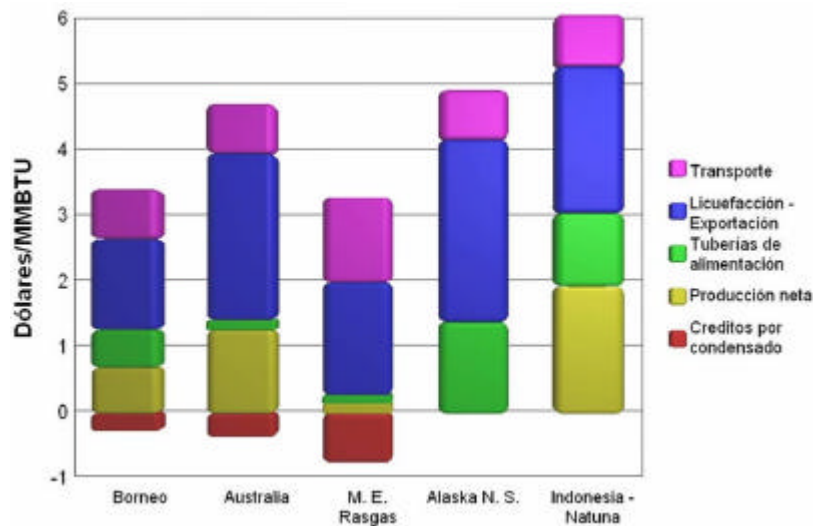
Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

³⁰ Análisis del presente proyecto.

- **Estructura de varios proyectos a nivel mundial.** Es imprescindible para tener un idea clara de las implicaciones económicas del modelo de estructura propuesto para el proyecto de GNL en Colombia, tomar en cuenta los diseños que han realizado varios de los proyectos de GNL más fructíferos financieramente a nivel mundial. Es por esta razón que en la Tabla 35, del presente estudio se realiza una comparación entre varios de estos proyectos y el diseñado para Colombia, con base en los aspectos básicos de diseño que afectan directamente la economía de la cadena de valor.

- **Análisis de Costos en Proyectos de GNL.** Recientes análisis de costos fijos y costos de servicio (COS - Cost Of Service) en proyectos de GNL, han mostrado que a pesar de los bajos precios de la energía en los más grandes mercados a nivel mundial, la mayoría de los proyectos de ampliación y varios de los proyectos de montaje son económicamente viables bajo escenarios de precios conservadores. Esto ha sido verificado por dos de las principales firmas en el análisis económico de proyectos de GNL, Poten & Partners Inc. New York y Merlin Associates, Houston, las cuales ya han realizado estudios de costos y competencias de los principales proyectos de GNL tanto planeados como en ejecución. Estos análisis de los precios y costos en cada uno de los segmentos de la cadena son presentados en la Figura 69.

Figura 69. Proyección de gastos de capital en la cadena de valor del GNL.



Fuente: *The Challenges Facing LNG. Oil & Gas Journal. 1999*

El estudio estima los costos y costos-de-servicio (Cost Of Service) para el proyecto de GNL, sin embargo es necesario dejar claro que existen incertidumbres en cuanto a varios ítems, dentro de ellos se encuentran; la viabilidad económica de los proyectos de GNL planeados a los precios esperados, el respaldo que pueda dar la estructura actual de precios a los nuevos suministros requeridos, la competitividad de esta estructura en un mercado de vendedores como es el que se plantea a futuro, la estrategia para que los proyectos prospectivos de GNL puedan posicionarse económicamente para competir con los demás vendedores dentro de los mercados emergentes de importación de GNL y la forma de comparar los elementos claves de cada proyecto como: COS, FOB, costos técnicos, condensados y GLP.

- **Estructuras de los contratos de venta de GNL.** Las estructuras del proyecto pueden ser agrupadas en tres modelos genéricos: proyectos integrados, arreglos de transferencia de precios y distribuciones por producción total.

- **Estructura integrada.** En un proyecto integrado existe un dueño común de las reservas de gas, la planta de licuefacción y en la mayoría de los casos los buques de GNL. Un proyecto integrado tiene la ventaja de alinear los intereses de las diferentes partes involucradas y así evitar las negociaciones de transferencia de precios. Existe un caso de estudio particular con esta estructura en el proyecto integrado RasGas (Qatar, tren 1 y 2). Una estructura integrada no es posible en algunas ocasiones debido a que los propietarios de las reservas de gas difieren con los dueños de la planta de licuefacción. En estos casos la alternativa más común es un acuerdo de transferencia de precios.

- **Estructura con arreglos en la transferencia de precios.** Los socios en cada segmento acuerdan un precio de transferencia (precio al cual un segmento de la cadena vende al siguiente segmento el gas natural o GNL). Estos arreglos en los precios de transferencia pueden llevar a conflictos, particularmente cuando las condiciones del mercado cambian el balance riesgo/ganancias entre los diferentes socios. En esta estructura existe un caso de estudio en Malasia LNG.

- **Estructura de arreglo con base en la producción total.** La tercera forma en la estructura de los proyectos es un arreglo en la producción total cuando los socios en el segmento

upstream pagan aranceles, es decir un cargo por utilizar la planta de GNL y luego comerciar el GNL a su propio riesgo. Existe actualmente un proyecto operando sobre esta estructura, en los trenes 2 y 3 del proyecto de GNL en Trinidad y Tobago.

- **Financiación de los proyectos de GNL.** La tendencia cambiante en el comercio de GNL, esta incrementando la complejidad en cuanto a los tópicos comerciales, fiscales y financieros. Los riesgos inherentes a la industria del GNL, a lo largo de toda su cadena de valor, se ha vuelto después de 4 décadas bien reconocidos y aceptados por toda la comunidad financiera internacional.

La robustez total de los proyectos de GNL en cuanto a los aspectos económicos unido con el hecho de no haberse presentado ningún fracaso financiero, ni para los miembros de los consorcios ni para las entidades financieras hasta la fecha, a incrementado en las entidades financieras (prestamistas) el compromiso de proveer financiamiento a estos proyectos multi-billonarios.

Existen también nuevos cambios en los paradigmas de los mercados de deuda (debt markets). Uno de ellos y tal vez el más crítico es la reducción dramática en los últimos 5 años en el número de entidades financieras que actúan como financiadoras (prestamistas) en la mayoría de los proyectos del sector energético formando los consorcios bancarios a nivel mundial. En la Tabla 36 se puede observar un poco esta tendencia hacia la disminución de las entidades financieras, si embargo se puede notar un aumento del 5% en la cantidad de los préstamos.

Tabla 36. Principales entidades prestamistas durante los últimos años en el sector energético

Puesto 2000	Puesto 1999	Prestamistas	Cantidad prestada	Número de negocios
1	3	JP Morgan	970,25	7
2	5	Bank of America	774,78	7
3	na	Commerbank	517,22	3
4	14	Barclays Bank	474,58	5
5	42	Mizuno Financial Group	468,54	12
6	10	WestLB	441,93	4
7	6	Credit Suisse Firs Boston	376,58	4
8	17	Bank of Nova Scotia	363,33	3

Tabla 36. Principales entidades prestamistas durante los últimos años en el sector energético (continuación)

Puesto 2000	Puesto 1999	Prestamistas	Cantidad prestada	Número de negocios
9	9	Dresdner Bank	354,63	6
10	13	BPN Paribas	305,02	9
11	2	ABN Amor Bank	301,33	7
12	33	Credit Lyonnais	294,7	3
13	39	Royal Bank of Scotland	288,57	3
14	8	ANZ Banking Group	278,11	4
15	26	Societe Generale	264,7	4
16	na	Bank of Montreal	255,4	4
17	1	Citigroup	244,98	5
18	4	Deutsche Bank	221,25	4
19	na	Japan BIC	212,1	1
20	24	Commonwealth Bank of Australia	208,02	2
Total prestado para proyectos (MU\$)			1999	2000
			10527,7	11148,75

Fuente: The Challenges Facing LNG. Oil & Gas Journal. 1999

5.13 Estructura del modelo comercial propuesto para el proyecto de GNL en Colombia. La definición de la estructura comercial es una parte clave en el desarrollo del proyecto de GNL en Colombia. La estructura del proyecto deben satisfacer varios objetivos que incluyen; garantía de estabilidad en la operación, riesgos compartidos y remuneración equitativa entre los socios del consorcio, satisfacción de los requerimientos del gobierno anfitrión y minimización del potencial por conflicto y demora. Las estructuras del proyecto pueden ser agrupadas en tres modelos genéricos como se menciono anteriormente: proyectos integrados, arreglos de transferencia de precios y distribuciones por producción total.

Además de estas estructuras mencionadas, existe una tendencia actual en la cual la estructura de los proyectos de GNL está abarcando toda la cadena de valor hasta la construcción del terminal de recepción y regasificación debido a que en algunas ocasiones el país comprador no cuenta con el

capital necesario para construirlo pero si con la demanda energética de gas natural necesaria para sustentar las inversiones. Sin embargo para el caso de este proyecto diseñado para Colombia se mantiene la tendencia hacia el control propio de la infraestructura de recepción y regasificación por parte de los importadores, principalmente debido a que los mercados objetivos definidos por este estudio ya tienen planeados todos sus terminales. Por lo cual queda definido para el proyecto de GNL en Colombia propuesto por este estudio una cadena de valor como la presentada en la Figura 70, basada en la primera estructura presentada denominada proyecto integrado de GNL.

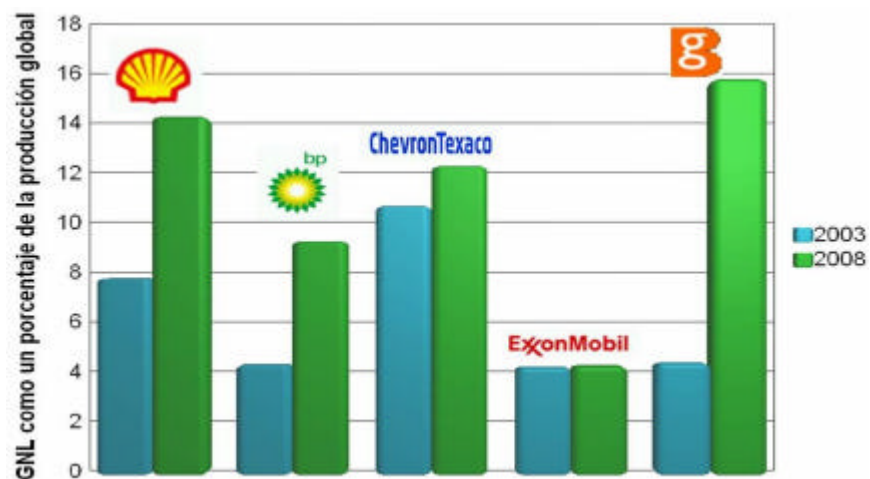
Figura 70. Cadena de valor del proyecto GNL en Colombia.



- **Consortio propuesto para el montaje del proyecto (propietarios).** El competitivo campo del comercio internacional de gas y GNL ha sido profundamente alterado en los últimos años. Este cambio comenzó con la adquisición de Amoco hecha por BP en 1998 y culminó con la reciente fusión entre Chevron y Texaco en el 2001. En los próximos 5 a 10 años, el negocio del GNL será dominado, no por una, sino por varias compañías claves dentro de las cuales están; BP, ChevronTexaco, ExxonMobil, Shell y TotalFinaElf. Todas estas compañías fruto de exitosas combinaciones, fusiones, adquisiciones y reestructuraciones están ahora bien establecidas y posicionadas en todas las regiones para liderar el campo del gas en los próximos años. Estas compañías están formando consorcios con países como Trinidad y Tobago, Venezuela, Perú y Bolivia para el desarrollo de proyectos de GNL.

Unido a esto en Colombia actualmente se encuentran actuando dentro del sector energético; ChevronTexaco en la operación y producción de los campos de gas de La Guajira, Shell en la exploración de los bloques de la Cuenca Colombia en la Costa Atlántica y también en la comercialización de combustibles y BP en la operación y producción de los campos del Piedemonte Llanero (Cusiana y Cupiagua). En la Figura 71 es presentado el porcentaje de GNL dentro de los negocios de las principales compañías a tener en cuenta para la formación del consorcio denominado por este estudio Colombia LNG.

Figura 71. Importancia relativa de la industria del GNL en compañías actualmente en la industria del GNL.



Fuente: Global LNG Online. Wood Mackenzie

Por lo tanto Chevrontexaco, Shell y BP en unión con al menos otras dos fuertes compañías en la industria del Gas Natural Licuado y la Empresa Estatal Colombiana ECOPETROL, deberían ser las candidatas y más interesadas en formar parte del consorcio Colombia LNG que debe formar el proyecto cuando se inicien las inversiones iniciales.

- ***Supuestos de la estructura del proyecto - Caso base propuesto.*** Los supuestos sobre los cuales son construidas las proyecciones se constituyen en las piezas fundamentales para entender los resultados de este ejercicio. La característica principal que determina el caso base es la cobertura de la cadena de suministro que con base en la estructura definida para el proyecto en las secciones anteriores ha quedado especificada solo hasta el transporte de GNL hacia los mercados objetivo.

El gas de alimento a la planta es la primera gran suposición que ha sido tomada en cuenta para la estructuración del proyecto. Con base en la calidad del gas actualmente producido en la Costa Atlántica, el estudio propone una composición similar para el gas de alimento que la planta de licuefacción puede llegar a tener. Esto repercute directamente en los costos ya que debido a la composición del 98% en metano de este gas natural, se puede afirmar que no se tendrían productos condensados secundarios como resultado del proceso de licuefacción, reduciendo los costos de los equipos ya que no se tendrían instalaciones paralelas para la recolección, almacenamiento y transporte de estos productos blancos. Aunque también este hecho hace que se pierda una buena posibilidad de ganancia extra y financiamiento con base en la producción proyectada de estos productos condensados.

La segunda suposición hecha es que los costos de la cadena de suministro (Cost Of Service) o costos de operación más costos de mantenimiento son asumidos como un 15% de los gastos de capital de cada uno de los segmentos de la cadena de valor.

Con respecto al transporte de GNL se han realizado varias suposiciones, entre ellas; las operaciones marítimas en los puertos de carga y de descarga se llevan a cabo las veinticuatro horas del día, del mismo modo hay disponible suficiente espacio en dique e instalaciones de mantenimiento para prestar servicio a la flotilla dentro de las horas especificadas.

5.1.4 Descripción de la cadena de valor del proyecto de GNL en Colombia. En esta sección del estudio, después de tener definido el modelo estructural del proyecto de GNL para Colombia denominado en la etapa del análisis del consorcio como Colombia LNG. Se presenta entonces en forma detallada cada uno de los elementos que integran la cadena de valor del proyecto y se especifican los costos asociados a cada uno de ellos. Dentro las características comunes tenidos en cuenta se encuentra; la localización de los puertos y características de las rutas comerciales, la distancia entre los puertos, el volumen del proyecto, la calidad del gas, el numero de trenes de licuefacción, la capacidad de producción de GNL por tren y las características de la llegada a los terminales marítimos y procedimientos de operación.

- **Desarrollo de las reservas de gas natural (upstream) y precios en cabeza de pozo.** De acuerdo al análisis de precios de la materia prima para la producción de GNL en este caso gas natural, se estableció para el periodo 2006 a 2020 un precio único nacional con base en las expectativas de los productores y una evaluación netback partiendo de precios de carbón como competidor en la industria y en la generación de electricidad. Finalmente se escogió un valor de US\$ 1,5 constantes por MMBtu. En la Tabla 37, se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto.

Tabla 37. Costos asociados al segmento de la cadena de valor de desarrollo y producción de reservas

Desarrollo de reservas (upstream). Producción de Gas= 700 MMpcsd	0.15
Costos de desarrollo del campo - perforación (US\$ millones)	300
Costos de producción, recolección, separación (US\$ millones)	50
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	350
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	53
Producción anual (Bpc)	250
Costo por MMpc (US\$) en cabeza de pozo	0.15

- **Gasoducto de interconexión campos de gas-planta de GNL.** La proyección del precio del transporte por gasoducto y de la distribución del gas natural, considera las resoluciones vigentes expedidas por la CREG. En la Tabla 38 se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto.

Tabla 38. Costos asociados al segmento de la cadena de interconexión campo de gas-planta GNL

Gasoducto de interconexión entre el campo de gas y la planta de licuefacción	0,25
Trazado y montaje de la tubería (US\$ millones)	200
Planta de pretratamiento central en este caso solo Deshidratación (US\$ millones)	50
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	250
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	38
Transporte anual (Bpc)	250
Costo por MMpc (US\$) del transporte	0,25

- **Planta de Liquefacción y almacenamiento de GNL.** El factor económico es muy importante a la hora de elegir un proceso, en la Tabla 39 vemos una comparación de los costos de inversión y operación para las tres tecnologías básicas que fueron tenidas en cuenta durante el estudio técnico.

Tabla 39. Costos de los ciclos de licuefacción de gas natural

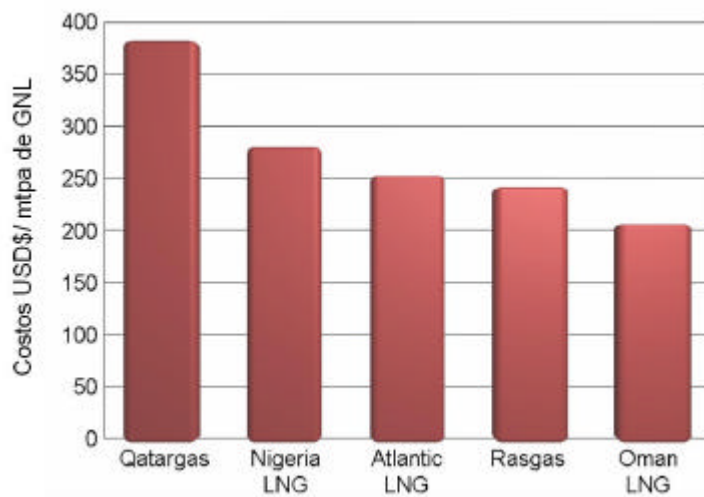
Costos de los ciclos de licuefacción			
Criterio	Ciclo cascada	MRC	Ciclo de expansión
Costos de inversión	Altos	Moderados/Altos	Altos
Costos de operación	Altos	Moderados/Altos	Bajos

El ciclo cascada elegido durante el estudio técnico como la tecnología seleccionada para el la planta en Colombia, tiene unos costos de inversión altos debido al número de equipos con partes móviles necesarios y a los sistemas de compresión y almacenamiento de refrigerantes. Sus costos de operación también son altos y variables debido a que las tarifas de mantenimiento y reparación de

equipos tienden a ser altas debido al gran número de máquinas, lo mismo pasa con el valor de los repuestos. La inversión en mantenimiento y repuestos es necesaria para reducir el tiempo de cierre en caso que se requiera reparación y prevenir deterioro de los equipos. Por otro lado, los costos de consumo de energía son los menores. El consumo de energía típico para un ciclo cascada está alrededor de 0.33 kilowatt-hora por kilogramo de GNL (kWh/kg)

En la figura 72, son presentados los diferentes costos unitarios que se han generado en los últimos proyectos de GNL que han entrado en funcionamiento.

Figura 72. Costos unitarios por capacidad de las plantas de GNL en operación

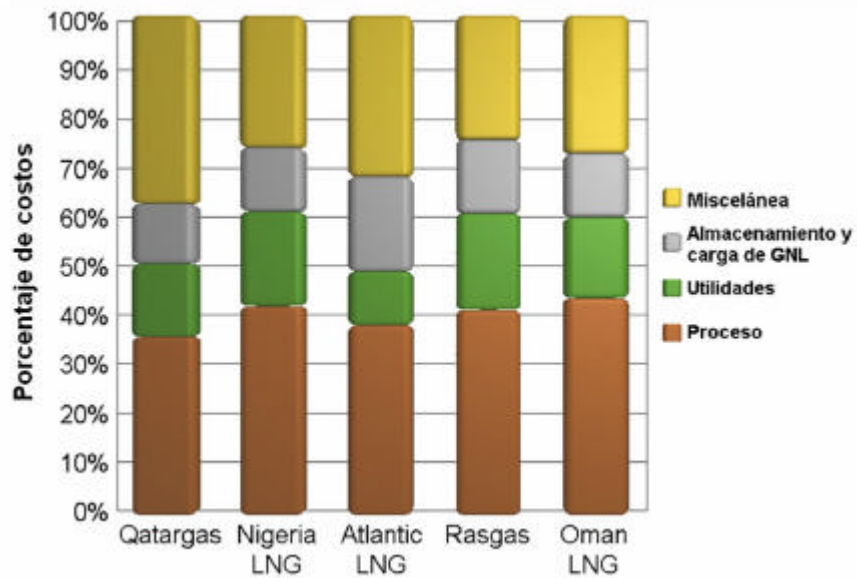


Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

Para el caso específico del proyecto diseñado por este estudio se puede hacer una correlación de costos con la planta de licuefacción ubicada en Trinidad y Tobago, que cuenta con una infraestructura parecida a la diseñada para el proyecto en Colombia. Por lo tanto se totalizan unos gastos de capital (Capex) de aproximadamente 1,2 Billones de dólares para las instalaciones de la planta de GNL en Colombia.

Este capital es distribuido principalmente dentro de cuatro conceptos, estos son; misceláneos, facilidades para el almacenamiento y carga del GNL, utilitarios y tecnología para el proceso de licuefacción. Los porcentajes en los cuales son repartidos el capital total, teniendo en cuenta el proyecto de Atlantic LNG en Trinidad y Tobago, se muestra en la Figura 73.

Figura 73. Distribución de los costos en las instalaciones de la planta de GNL



Fuente: 2003 LNG World Trade and Technology. Yokogawa

- **Almacenamiento del GNL producido.** El factor más importante que debe determinarse en el diseño de un sistema de almacenamiento es el volumen total de almacenamiento que será empleado.

Este volumen se determina por medio de un análisis de las operaciones de la flotilla de barcos utilizando una computadora, y con base en la cantidad de barcos disponibles, la distancia al mercado (terminal de recepción y regasificación) y la demanda o capacidad de licuefacción de la planta. El paso siguiente es la determinación del número de tanques que proporcionen el almacenamiento total

Los costos de capital de inversión, para estas especificaciones y teniendo en cuenta que existe la necesidad de construir un solo tanque para lograr almacenar durante un tiempo de retención exacto, que este en relación con el programa de viajes diseñado para la flotilla de buques que transportaran el GNL producido en la planta de licuefacción hacia los terminales de recepción y regasificación, se tasa en los 1000 millones de dólares por tanque, para el montaje total de la sección de almacenamiento en la planta. En la Tabla 40 se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto incluyendo el almacenamiento.

Tabla 40. Costos asociados al segmento de la cadena de las facilidades de licuefacción.

Planta de Licuefacción	0.83
Numero de trenes (Unidades)	1
Capacidad de los trenes (mtpa)	4.5
Planta con tecnología seleccionada (Cascada Optimizado Phillips) (US\$millones)	1000
Muelle, equipo de carga a los buques y equipos auxiliares	100
Tanques de almacenamiento (Unidades)	1
Capacidad de Almacenamiento (m ³)	140000
Costos por tanque (US\$ millones)	100
Costos Totales de Almacenamiento (US\$ millones)	100
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	1200
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	180
Gas natural tratado anual (Bpc)	250
Costo por MMpc (US\$) de licuefacción	0.83

- **Transporte desde la planta de GNL.** Dentro de las características más importantes del transporte de GNL se encuentran; cada buque cisterna de GNL está en servicio un promedio de 330 días al año. Los restantes 35 días se utilizan para el plan de mantenimiento y para otras reparaciones y demoras. Además todos los buques cisterna son mecánicamente similares e idénticos en términos de capacidad de cargamento, velocidad de servicio y características de operación. Por último, la proporción de regasificación diaria del cargamento de GNL debido a pérdida por calor, será de 0.25%, y el tiempo de los viajes a océano abierto es el parámetro más importante, se debe poner toda la atención en el desarrollo de tiempos exactos.

Tabla 41. Relación entre la distancia de viaje y duración para los buques de GNL.

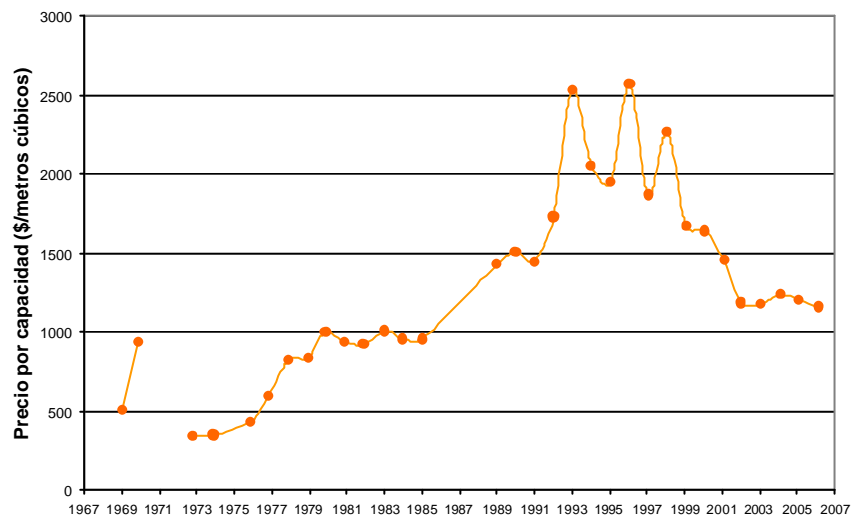
Velocidad promedio de los barcos= 18 nudos	
Distancia (Millas náuticas)	Duración (días)
500	1,157
1000	2,314
1500	3,472
2000	4,629
2500	5,787

Fuente: Montemayor, Arthur. Licuación y transporte de Gas Natural

Los costos del embarque de GNL son función de la distancia entre la planta de licuefacción y la planta de regasificación. Estos costos incluyen: costos fijos (costos de capital, costos de tripulación y el aseguramiento), costos variables del viaje (combustible, costo del puerto, pérdidas por regasificación del GNL). Los costos fijos generalmente cuentan las dos terceras partes del costo total.

Los costos de los buques de GNL se encuentran alrededor de los US\$ 175 millones cada uno en promedio. Las fluctuaciones de estos costos dependen principalmente de la competencia existente en el mercado, pero actualmente existen tendencias hacia la disminución. Es posible determinar que para un tamaño de tanques de almacenamiento en la planta de licuefacción de 138.000 m³, exista una tasa de costos diaria por barco de US\$ 63.000. En la Figura 74, se puede observar la tendencia hacia esta disminución de los costos en el transporte de GNL.

Figura 74. Histórico y proyecciones de precio de transporte de GNL por unidad de capacidad



Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltda.

Los costos de concesión en los puertos varían en un alto porcentaje de un puerto a otro. Estos costos son anualizados, ya que son tenidos en cuenta el clima (estaciones), los retrasos en los puertos (contra lo estimado) e inusuales tiempos de viaje en los buques. Por lo tanto a grandes rasgos los costos para un viaje de 3000 millas náuticas están en \$0.45 por MMBtu, 4000 \$0.57 por MMBtu y

7000 \$1.00 por MMBtu. En la Tabla 42 se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto.

Tabla 42. Costos asociados al segmento de la cadena de transporte de GNL.

Transporte del GNL	0.91
Numero de buques de GNL	4
Capacidad de almacenamiento por barco (m3)	140000
Costos por buque (US\$ millones)	150
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	600
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	90
Capacidad Total de almacenamiento (Bpc)	250
Millas náuticas por día	720
Distancia promedio a los mercados objetivo (una vía en millas náuticas)	1000
Tiempo de Carga/Descarga de GNL por buque (días)	4
Tiempo total de viaje ida y vuelta por buque	7
Idas y Vuelta por año por buque	7
Costo por MMpc (US\$) del transporte	0.91

5.1.5 Descripción de la cadena de valor por fuera de la estructura de GNL en Colombia. En esta sección del estudio, después de tener definido los costos de la cadena de valor asociada directamente a la estructura del proyecto de GNL en Colombia se presentan a continuación los dos últimos segmentos que cierran esta cadena.

- **Recepción y regasificación de GNL.** El costo de un terminal de importación de GNL, varía considerablemente, pero se encuentra alrededor de U\$ 400 millones y depende de muchos factores.

El calendario para la construcción de una terminal de GNL es aproximadamente 48 meses desde el diseño de ingeniería o de 33 a 36 meses desde la ejecución del contrato. Y dentro de todo el calendario el punto crítico se da en la construcción de los tanques de almacenamiento de GNL, esto toma alrededor de 32 a 34 meses.

En la Tabla 43 se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto.

Tabla 43. Costos asociados al segmento de la cadena de recepción y regasificación de GNL.

Terminal de recepción, regasificación y almacenamiento	
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	400
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	60
GNL regasificado anual (Bpc)	250
Factor de reducción (Shrinkage Factor)	38
GNL regasificado neto	212
Costo por MMpc (US\$) de regasificación	0.22

- **Consumo de gas natural.** En la Tabla 44 se presentan todos los costos asociados a este segmento de la cadena de valor del proyecto.

Tabla 44. Costos asociados al segmento de la cadena de recepción y regasificación de GNL

Consumo de gas natural	
Generación Eléctrica	
Líneas de transmisión - Tubería:	
Longitud (millas)	50
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones/milla)	1.75
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	88
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	13.30
Costo por MMpc (US\$)	0.41
Precio en el mercado de combustible por MMpc (US\$)	4.44
Planta Eléctrica:	
Tamaño de la generación (MW's)	500
GTCC - Capex (US\$ millones)	300
Entrega neta de energía anual (Gwh)	4117
Línea de transmisión hasta City Gate	
Longitud (millas)	300
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones/milla)	1
Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	300
Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%
Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	45
Costo por MMpc (US\$)	0.20
Precio en el mercado por MMpc (entregado a City Gate)	3.75

5.1.6 Precios de venta de GNL. Según las estadísticas y proyecciones de la EIA (Energy Information Administration), se establece un comportamiento de los precios del GNL, con tendencia a mantenerse entre los 4 y 6 dólares en los mercados de Estados Unidos (Henry Hub) y la Unión Europea, entre 3 y 5 dólares en México y 2.5 a 3.5 dólares en el Caribe. Todas estas proyecciones hechas para los próximos 10 años. Es difícil el poder establecer un precio fijo base con el cual el proyecto de exportación en Colombia pueda estructurarse y proyectarse financieramente, sin embargo se tomaran en cuenta las proyecciones suministradas por la EIA, durante esta etapa de prefactibilidad del proyecto. En conclusión se establece en un escenario alto un precio de 6 dólares por millón de BTU, en un escenario medio un precio de 4.5 dólares por millón de BTU y en un escenario bajo un precio de 3 dólares por millón de BTU.

5.1.7 Tiempo de evaluación del proyecto. Este tiempo se determino con base en el promedio de duración histórico de 4 años para la construcción de toda la infraestructura de la cadena de suministro de GNL y la vida útil de la planta que por lo general es establecida en 20 años para todas las tecnologías de licuefacción. El año cero, corresponde al momento cero, en el cual se efectúa el desembolso. Los años 1, 2, 3 y 4 corresponden al periodo de desarrollo de los campos para la producción del gas natural de alimento a la planta, construcción de las líneas de gasoducto para transportar el gas hacia la planta y la construcción e instalación de la capacidad de licuefacción (planta) y de almacenamiento (tanques). El año 5 corresponde al primer año de funcionamiento del proyecto, el cual tendría un horizonte de 20 años.

5.1.8 Cronograma propuesto para el proyecto de GNL en Colombia. El tiempo que se toma en llevar a operación plena un proyecto de GNL, desde los primeros estudios de prefactibilidad como es el caso de este proyecto, históricamente va desde 7 a 30 años. A manera de guía es probable que tome entre 2 y 7 años desde que se piensa por primera vez en la posibilidad hasta el momento en que todos los diseños y etapas de planeación están finalizados y listos para entrar en etapa de construcción. En la Tabla 45, se presenta el cronograma propuesto para la ejecución futura y los pasos siguientes en la consolidación de un proyecto de producción y exportación de GNL:

Tabla 45. Cronograma Propuesto para el desarrollo de actividades del proyecto de producción y exportación de GNL

Plan del proyecto GNL Colombia	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Tiempo de entrada en operación de Colombia LNG								
Condiciones iniciales para lograr la viabilidad completa del proyecto	Descubrimiento de reservas probadas							
			Acuerdo de compra venta de GNL SPA					
Factibilidad y diseño básico de ingeniería		Factibilidad del Proyecto						
			Diseño básico de ingeniería					
				Consecución ingenieril para la construcción (contrato EPC)				
Desarrollo de los campos de gas y líneas de gasoducto de transferencia		Desarrollo de reservas - Perforación						
			Sistemas submarinos - Ingeniería y Construcción					
					Construcción de gasoductos campo-planta			Producción de gas
Construcción de la planta de GNL y Sistema de Transporte					Trabajos de construcción muelle y sistema de carga (jetty)			
						Construcción de los tanques de almacenamiento		
					Construcción de la planta de GNL			
						Construcción de los Buques de GNL		
								Comienzo de suministro de GNL

5.2 ANALISIS ECONOMICO

En esta sección se realizan todos los cálculos necesarios para elaborar el flujo de caja (ingresos y egresos) durante la vida útil del proyecto para la producción y exportación de Gas Natural Licuado. Para efectos de la financiación se trabajó con una tasa de interés del 30% efectivo anual. Todos los valores presentados se encuentran en dólares.

5.2.1 Definición de los conceptos económicos para la evaluación económica del proyecto.

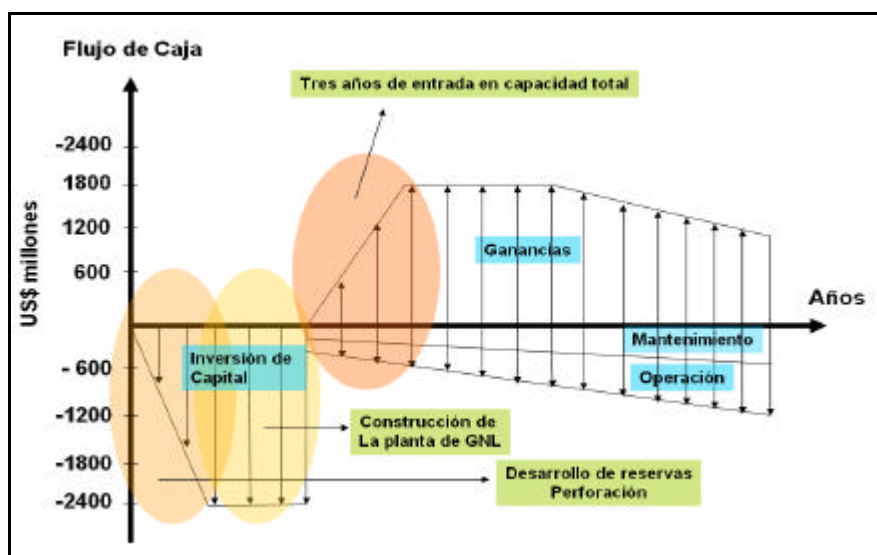
Existen varios parámetros económicos cuya definición y forma de calcularse debe estar especialmente diseñada para proyectos del sector energético. A continuación se presentan los conceptos económicos que son tenidos en cuenta a la hora de evaluar proyectos de producción y exportación de GNL y su forma de ser determinados.

- **Gastos de Capital (*Capital Expenditure – CAPEX*)**. Recursos usados por el consorcio del proyecto GNL para adquirir o ampliar los activos físicos tales como propiedades, construcciones industriales o equipos y maquinaria.
- **Gastos de Operación (*Operation Expenditure – OPEX*)**. Recursos usados por el consorcio del proyecto GNL para mantener en funcionamiento las facilidades.
- **Costos de la cadena de suministro o servicio (*Cost Of Service – COS*)**. En cierto sentido tiene el mismo significado que el OPEX, dejando claro que para cada segmento de la cadena se establece un COS, en el cual se ven reflejados los costos anuales por concepto de operación y manteniendo generados en cada segmento de la cadena de valor del GNL en particular.

5.2.2 Análisis Netback. Es usualmente utilizado durante las etapas iniciales de planeación como soporte en la toma de decisiones entre diferentes alternativas. Se define para los proyectos de GNL como la diferencia entre el precio de este producto energético en el mercado menos los costos generados durante los segmentos de su cadena de valor. Actualmente se define como el precio que

se paga por el GNL suministrado en el punto de distribución (offtake) menos los costos en el régimen FOB (Free On Board) que significa que el suministrador o vendedor asume todos los costos de los segmentos de la cadena de valor de GNL hasta el transporte. Su evaluación es muy importante en la comparación con las estructuras comerciales de otros competidores de la industria del GNL. En la Figura 75, se presenta los resultados de flujo de caja para el proyecto de GNL

Figura 75. Flujo de Caja del Proyecto de GNL en Colombia



Para la determinación del presupuesto de costos de producción se tuvo en cuenta que la producción de la planta aumenta paulatinamente, pasando del 70% en el primer año de operación, al 80% en el segundo año, incrementándose desde entonces la producción al año siguiente al 100% de la capacidad de la planta y manteniéndose constante el nivel de producción de la planta por el resto del periodo proyectado, pero teniendo en cuenta la disminución de la capacidad en el horizonte del proyecto.

A continuación en la Tabla 46, se presenta su análisis económico detallado para el proyecto de GNL propuesto para Colombia.

Tabla 46. Netback de un proyecto de GNL en Colombia

	Conceptos	Entrada de datos	Resultado
	Calcular el netback en cabe de pozo (conociendo el precio de mercado)		
		5.5	1.21
	Producción Anual (mtpa)	4.5	
	Factor de reducción (Shrinkage Factor)	15%	
	Igualdad de Retorno (Return on Equity ROE)	15%	
1	Desarrollo de reservas (upstream). Producción de Gas= 700 MMpcsd		1.50
	Costos de desarrollo del campo - perforación (US\$ millones)	300	
	Costos de producción, recolección, separación (US\$ millones)	50	
	Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	350	
	Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%	
	Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	53	
	Producción anual (Bpc)	250	
	Costo por MMpc (US\$) en cabeza de pozo	1.50	
2	Gasoducto de interconexión entre el campo de gas y la planta de licuefacción		0.25
	Trazado y montaje de la tubería (US\$ millones)	200	
	Planta de pretratamiento central en este caso solo Deshidratación (US\$ millones)	50	
	Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	250	
	Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%	

	Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	38	
	Transporte anual (Bpc)	250	
	Costo por MMpc (US\$) del transporte	0.25	
3	Planta de Licuefacción		0.83
	Numero de trenes (Unidades)	1	
	Capacidad de los trenes (mtpa)	4.5	
	Planta con tecnología seleccionada (Cascada Optimizado Phillips) (US\$millones)	1000	
	Muelle, equipo de carga a los buques y equipos auxiliares	100	
	Tanques de almacenamiento (Unidades)	1	
	Capacidad de Almacenamiento (m ³)	140000	
	Costos por tanque (US\$ millones)	100	
	Costos Totales de Almacenamiento (US\$ millones)	100	
	Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	1200	
	Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%	
	Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	180	
	Gas natural tratado anual (Bpc)	250	
	Costo por MMpc (US\$) de licuefacción	0.83	
4	Transporte del GNL		0.91
	Numero de buques de GNL	4	
	Capacidad de almacenamiento por barco (m3)	140000	
	Costos por buque (US\$ millones)	150	
	Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	600	
	Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%	
	Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	90	
	Capacidad Total de almacenamiento (Bpc)	250	
	Millas náuticas por día	720	
	Distancia promedio a los mercados objetivo (una vía en millas náuticas)	1000	
	Tiempo de Carga/Descarga de GNL por buque (días)	4	

	Tiempo total de viaje ida y vuelta por buque	7	
	Idas y Vuelta por año por buque	7	
	Costo por MMpc (US\$) del transporte	0.91	
5	Terminal de recepción, regasificación y almacenamiento		0.22
	Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	400	
	Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%	
	Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	60	
	GNL regasificado anual (Bpc)	250	
	Factor de reducción (Shrinkage Factor)	38	
	GNL regasificado neto	212	
	Costo por MMpc (US\$) de regasificación	0.22	
6	Consumo de gas natural		0.31
6a	Generación Eléctrica		0.41
	Líneas de transmisión - Tubería:		
	Longitud (millas)	50	
	Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones/milla)	1.75	
	Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	88	
	Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%	
	Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	13.30	
	Costo por MMpc (US\$)	0.41	
	Precio en el mercado de combustible por MMpc (US\$)	5.5	
	Planta Eléctrica:		
	Tamaño de la generación (MW's)	500	
	GTCC - Capex (US\$ millones)	300	
	Entrega neta de energía anual (Gwh)	4117	
	Entrada de gas anual	32	
6b	Línea de transmisión hasta City Gate		0.2
	Longitud (millas)	300	
	Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones/milla)	1	

	Gastos de Capital (Capex) (US\$ millones)	300	
	Costos anuales de operación (Opex) COS %	15%	
	Costos anuales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones)	45	
	Trasnporte de gas anual anual (Bpc)	229	
	Costo por MMpc (US\$)	0.20	
	Precio en el mercado (entregado a City Gate)	5.5	
	Otros costos		
	Comercialización y gastos fijos de aranceles y tarifas	15%	0.14
	Factor de reducción a través de toda la cadena (Shrinkage Factor)	15%	0.14
	Netback estimado		
	Gastos de Capital Totales (Capex) (US\$ millones) Caso A	2400	
	Costos anuales Totales de servicio de la cadena de suministro COS (US\$ millones) Caso A	361	
			Netback
	Costo Total de la cadena por MMpc (US\$) para suministro a Mercado Objetivo	4.30	1.21

La inversión necesaria de capital (Capex) para el montaje del proyecto de GNL en Colombia, asciende a los \$2.4 billones de dólares, con un gasto operacional y de mantenimiento (Opex) de \$360 millones de dólares. Estas inversiones de capital generan un margen de utilidad a lo largo de la cadena de servicio o suministro (Cost Of Service – COS) determinado por el análisis Netback de \$1.21 dólares correspondiente a un costo total de la cadena por MMpc (US\$) para suministro al mercado de \$4.19 dólares.

5.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

Habiéndose establecido ya todos los parámetros requeridos para la evaluación económica del proyecto de GNL en Colombia, se procede al análisis y evaluación de la cadena de valor de servicio del proyecto propuesto con base en dos parámetros económicos; el Valor Presente Neto – VPN y la Tasa Interna de Retorno – TIR.

5.2.1 Valor Presente Neto – VPN (Net Present Value method - NPV). Es un método tradicional de evaluación. El resultado de un modelo económico es el ciclo de vida de los costos después de impuestos. Este balance según el estudio provee suficientes ganancias sobre un periodo de 12 años para lograr recobrar todos los costos iniciales y periódicos en términos del valor presente.

Como resultado de los cálculos se encontró un VPN del proyecto de cero, este valor indica que el proyecto estará rindiendo la Tasa de oportunidad, establecida por el inversionista y es mejor hacer otro tipo de evaluaciones y decisiones antes de tomar la decisión de invertir.

5.2.2 Tasa Interna de Retorno – TIR (The Internal Rate of Return – IRR). Este parámetro de evaluación económica representa la rentabilidad de la inversión del proyecto para los accionistas del proyecto. Para la planta de GNL, la TIR resultante de los cálculos iterativos da un 12%, datos que ofrecen al inversionista una eficiencia en la inversión de 1.00 (valor considerado como mínimo para la viabilidad financiera del proyecto).

5.2.3 Resumen de indicadores de evaluación. En las Tablas 46 y 47 se presentan correspondientemente a las suposiciones realizadas en la cadena de costos de servicio del proyecto de GNL en Colombia y el resumen de resultados de VPN y TIR con los parámetros necesarios para su evaluación. Dichos indicadores surgen del análisis para la viabilidad financiera del estudio, con una producción de 4.5 mtpa

Tabla 46. Suposiciones de costos de servicios

Suposiciones de vida del proyecto y volumen		
Vida del proyecto	20 años	
Valor residual	Ninguno	
Tiempo de construcción de la capacidad en un tren	3 años	
Tasas de retorno requeridas	Nominal, %anual	Real, %anual
FOB de la cadena	13	12

Tabla 47. Resultados Generales

PESPECTIVA DEL PROYECTO				PERSPECTIVA DEL INVERSIONISTA			
VPN	TIR	Periodo de repago	Eficiencia de la Inversión	VPN	TIR	Periodo de repago	Eficiencia de la Inversión
(KUS\$)	(%)	Años		(KUS\$)	(%)	Años	
0.00	12.00	13.60	1.00	0.00	12.00	13.60	1.00

Según el análisis económico, el proyecto es viable con precios del gas natural por encima de los US\$ 5.5 por MMBtu en los mercados objetivo del proyecto, tasado dentro de la referencia Henry Hub, LA en Estados Unidos. Y Con un precio del gas natural de US\$ 1.5 por MMBtu en boca de pozo. Solo con estos precios de puede asegurar un Netback competitivo frente a los competidores directos del proyecto y un margen de ganancias y flujo de caja que genere la rentabilidad esperada por los inversionistas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El “Estudio de Prefactibilidad Técnico – Económico para la implementación de un Proyecto de Producción y Exportación de Gas Natural Licuado – GNL en Colombia”, presenta las siguientes conclusiones:

Estudio de Mercado

➤ *General “Condiciones críticas necesarias para el montaje”*

El proyecto es viable con respecto a la disponibilidad de ventanas de oportunidad en los mercados existentes y proyectados y con amplias posibilidades comerciales y ventaja sobre sus competidores (transporte por gasoducto y gas natural comprimido GNC) en la Cuenca Atlántica, donde según el estudio deberán estar situados precisamente los mercados objetivos de una planta montada en Colombia. Sin embargo es también un proyecto incierto, debido a las condiciones actuales de reservas con las que cuenta Colombia, con las cuales no se puede dar viabilidad a un proyecto de esta magnitud. Para esto es necesario el descubrimiento y desarrollo de mínimo 5 de los 40 TPC de reservas de gas natural probable existentes en la Cuenca Colombia, exclusivas para el proyecto.

➤ *Mercados Objetivo*

Los mercados determinados y analizados como la ventana de oportunidad más probable para el proyecto de GNL en Colombia, con base en el estudio de mercado son; la Costa Este de los Estados Unidos (Corpus Christi, Cheniere Energy con 1,5 billones de pies cúbicos y Brownsville, Cheniere Energy con 1,5 billones de pies cúbicos al 2007), México (Altamira, Shell y Total con 0,5 billones de pies cúbicos en el 2007) y Jamaica con 0,14 B billones de pies cúbicos en el 2006.

➤ ***Competidores directos***

Dentro de las plantas de producción de gas natural licuado que actualmente se encuentran en un radio de acción al alcance de los mercados objetivo del proyecto propuesto para Colombia y a las cuales se les debe realizar un seguimiento detenido en los próximos años, se encuentran los siguientes competidores directos; Trinidad y Tobago (20.3 mtpa al 2008), Venezuela (13.3 mtpa al 2006) y Nigeria (18 mtpa al 2008).

Estudio Técnico

➤ ***Tamaño de la planta***

Se ha estipulado un tamaño de la planta de 4.5 mtpa, el cual cubriría un 15.5% la demanda de GNL prevista en los mercados objetivos del proyecto, además es un tamaño ideal con miras al descubrimiento y ampliación de las reservas en la Costa Atlántica en 20 TPC de gas natural, si se piensa tener expansiones en fases más adelantadas del proyecto con trenes de esta misma capacidad (2 trenes). Y por último apoyada en la evolución tecnológica y la tendencia en el diseño de la capacidad en los últimos proyectos de GNL planeados y en construcción.

➤ ***Localización del Proyecto***

La localización de la planta se definió en una primera instancia con base en la comparación de las dos opciones con las que cuenta Colombia; una por la Costa Pacífica y otra por la Costa Atlántica, siendo esta última elegida como la zona con mayor número de ventajas en mercado y competidores. De la misma forma, según el modelo de puntos o matriz de selección (cualitativo) enfocado a la macrolocalización, la ciudad de Riohacha resultó como la más adecuada para el montaje de la planta de GNL, frente a Cartagena, Barranquilla y Santa Marta. Para fases más avanzadas del proyecto se requerirá de un análisis que defina la microlocalización de la planta.

➤ ***Tecnología de licuefacción seleccionada***

El proceso de licuefacción demanda el mayor porcentaje del capital de inversión en un proyecto de GNL, por ende es necesario enfatizar en la selección de un diseño óptimo que conlleve a ahorros

significativos en los costos. En la selección de una tecnología de licuefacción se utilizaron variables tales como la capacidad de la planta, la complejidad del proceso, los requerimientos específicos de energía y de flexibilidad, además de otros aspectos como lo son, las condiciones del sitio, las condiciones específicas del gas de alimentación, la aceptación de la tecnología en el mercado mundial, el grado de riesgo que presente por obsolescencia o por la novedad y la eficiencia de la misma.

Para el caso de nuestro estudio y según el análisis ingenieril desarrollado por nosotros la alternativa tecnológica que mayores bondades brinda es el ciclo cascada optimizado de Phillips. Cabe aclarar que para fases más avanzadas del proyecto se requiere de métodos de diseño modernos que utilicen técnicas como modelamiento del proceso mediante herramientas de simulación dinámica, balances de materia y energía, análisis exergéticos y todas las prácticas que aseguren una tecnología de licuefacción optimizada.

Análisis Ambiental y de Seguridad

En el análisis ambiental se describió de modo general el medio ambiente de la ciudad de Riohacha, sitio de emplazamiento de la planta de Gas Natural Licuado, y la incidencia que la implementación del proyecto tendría sobre el. Sin embargo se requiere de un estudio más detallado que identifique la interacción entre el medio y el proyecto de modo que establezca cuantitativamente los impactos positivos y negativos la construcción y operación de la planta de GNL; y que además determine las medidas de mitigación de los impactos negativos y los procedimientos en caso de condiciones de emergencia, siguiendo los estándares de seguridad internacionales especialmente diseñados para esta clase de proyectos.

Estudio Económico y estructuración del proyecto

➤ Modelo estructural y económico diseñado

La definición de la estructura comercial es una parte clave en el desarrollo del proyecto de GNL en Colombia. Por lo cual ha sido definida por este estudio una cadena de valor basada en la estructura denominada proyecto integrado de GNL, en la cual el Consorcio operador del proyecto será el

dueño y encargado de operar la cadena hasta el transporte de GNL, dejando el manejo de la recepción y regasificación al comprador.

Aunque el proyecto de GNL en Colombia no presenta barreras legales en lo que respecta a la exportación de gas. Existen aspectos que deben ser reglamentados y/o aclarados y también flexibilizados para aumentar el atractivo inversionista. Pero los mismos pueden ser solventados por los entes reguladores o los organismos encargados de regular el Sector Gas.

➤ ***Análisis económico y Financiero***

La inversión necesaria de capital (Capex) para el montaje del proyecto de GNL en Colombia, asciende a los \$2.4 billones de dólares, con un gasto operacional y de mantenimiento (Opex) de \$360 millones de dólares. Estas inversiones de capital generan un margen de utilidad a lo largo de la cadena de servicio o suministro (Cost Of Service – COS) determinado por el análisis Netback de \$1.21 dólares correspondiente a un costo total de la cadena por MMpc (US\$) para suministro al mercado de \$4.19 dólares.

Según el análisis económico, el proyecto es viable con precios del gas natural por encima de los US\$ 5.5 por MMBtu en los mercados objetivo del proyecto, tasado dentro de la referencia Henry Hub, LA en Estados Unidos. Y Con un precio del gas natural de US\$ 1.5 por MMBtu en boca de pozo. Solo con estos precios se puede asegurar un Netback competitivo frente a los competidores directos del proyecto y un margen de ganancias y flujo de caja que genere un Valor presente Neto neutral (cero) y una Tasa Interna de Retorno de aproximadamente el 12%.

Conclusión General de prefactibilidad del proyecto

Por todas las razones anteriores expuestas en cada uno de las conclusiones de las diferentes etapas del estudio de prefactibilidad técnico-económico, se da un concepto favorable de viabilidad técnica y comercial para un proyecto de GNL en Colombia con las características presentadas por el estudio, pero al mismo tiempo se presenta una incertidumbre en cuanto a varios factores económicos, dentro de los más importantes esta la estabilidad y crecimiento de los precios del gas natural en los mercados objetivo y el descubrimiento del potencial de reservas existente en la Costa Atlántica Colombiana Colombia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AOKI, ICHIZO; KIKKAWA, YOSHITSUGI. Technical efforts focus on cutting LNG plant costs. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Date: Jul 3, 1995 p: 43-7
- ACORD, H. KENT. LNG ventures raise economic, technical, partnership issues. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Date: Jul 3, 1995 p: 33-6.
- Applied LNG Technologies ALT. Disponible en Internet: <http://www.altlngusa.com/>
- Atlantic LNG. Company of Trinidad y Tobago. Disponible en Internet: <http://www.atlanticlng.com/index.html>
- Australia LNG. Disponible en Internet: <http://www.australialng.com.au/>
- AVIDAN, AMOS A.; GARDNER, Robert E.; Nelson, Daniel. LNG links remote supplies and markets. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Date: Jun 2, 1997 p: 54-6+.
- AVIDAN, AMOS A. Resurgent LNG rides wave of new projects. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. ISSN: 50, Diciembre 13, 1999 p: 97-8+.
- BELLOW, Edward J. Jr.; GHAZAL, Fouad P. SILVERMAN, Alan J. Technology advances keeping LNG cost-competitive. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388, Junio 2, 1997 p: 74-6+.
- BERKOE, Jon. Fluid dynamics visualization solves LNG plant recirculation problem. Oil and gas journal; Marzo de 1999.

- Biblioteca de Consulta Microsoft Encarta 2003. 1993-2002 Microsoft Corporation.
- Biblioteca virtual Luis Ángel Arango. Banco de la República. Colombia. Disponible en Internet:<http://www.banrep.org:8088/compass?browsecategory=Regiones%20y%20Departamentos%20de%20Colombia%3AREgi%F3n%20Caribe%3ALa%20Guajira>
- BP Doug Rotenberg, Business Unit Leader Global LNG. Citibank N.A Rufus Beldam, Managing Director global energy and mining. World LNG Map CD. ISBN: 1-8618-6191-5.
- BP. Liquefied Natural Gas. Disponible en Internet: <http://www.bpenergy.com/products/liquefied.html>
- BP, “BP statistical review of world energy 2003”, 2003”. Disponible en Internet: <http://www.bp.com/subsection.do?categoryId=95&contentId=2006480>
- CAMPBELL, Wanda. LNG production in plants. Elcor Corporation [US/US]; Wellington Centre, Suite 1000, 14643 Dallas Parkway, Dallas, TX 75240-8871. Clasificación de patentes Internacionales: F25J 3/00 International.
- CANTONI, Alexander. Simulador del comportamiento de un sistema de refrigeración. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 1999.
- CLARENCE, G; RONG-JWYN, L.; NED, B. Efficiency improvement of open-cycle cascaded refrigeration process for LNG production. Assignee: Phillips Petroleum Company, Bartlesville, OK (US).
- CORTES, J. VARGAS, E. Estudio de viabilidad del transporte terrestre del Gas Natural Licuado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2000.
- Cuadernos regionales, departamento de La Guajira. Disponible en Internet: <http://www.pnud.org.co/publicaciones/internet-PDF/02-guajira.pdf>

- CH-IV CRYOGENICS. Disponible en Internet: <http://www.ch-iv.com/cryo/>
- Chive Fuels Ltd. Disponible en Internet: <http://www.lng-cng.com/>
- Darwin 10 mtpa LNG facility public environmental report. Phillips Petroleum Company; Marzo de 2002. Disponible en internet: <http://www.darwinlng.com/>
- DE LURY, James. RUSSELL Alexander. BODLE, William W. Method and apparatus for liquefaction of natural gas. Patente de Febrero de 1962.
- DEANNE, J; AFSANEH, M. The economics of natural gas. Published by Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies 1990. ISBN 0-19-730011-1.
- DUREMBERG, Christian. FLESCH, Emmanuel. RAILLARD, Jean-Christophe. Cost reduction of LNG Caín: development of a new liquefaction process.
- El Paso Corporation. Disponible en Internet: <http://www.elpaso.com/>
- FINN, A. J. JONHSON, G. L. TOMLINSON, T. R. Developments in natural gas liquefaction. Hydrocarbon processing; Abril de 1999
- FINN, A. J. JONHSON, G. L. TOMLINSON, T. R. LNG Technology for offshore and mid-scale plants. Constain oil, gas and process limited; Manchester, UK.
- FLOWER, ANDY. Market access remains key for LNG producers. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Abril 22, 2002 p: 74-80.
- FLOWER, ANDY. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. LNG's evolution. 99. Julio 16, 2001 p: 60-72.

- FOGLIETTA, Jorge. LNG production using dual independent expander refrigeration cycles. ABB Lummus Global, Inc. - Randall Division (Houston, TX). International patent. Current U.S. Class:62/611; 62/619.
- FÖRG, Wolfgang. BACH, Wilfried. STOCKMANN Rudolf. HEIERSTED, Roy. PAUROLA, Pentti. FREDHEIM, Arne. A new LNG baseload process and manufacturing of the main heat exchanger. Reports on science and technology; 1999.
- Golar LNG Limited. Disponible en Internet: <http://www.golargas.com/index2.html>
- GONZALEZ, H, Luis. Principios sobre la formulación y evaluación de proyectos económicos. Ediciones UIS. 3a Ed. 1996. Bucaramanga, Colombia.
- HAYWOOD Richard Wilson, Ciclos Termodinámicos de Potencia y Refrigeración. Editorial Limusa. 2da ed. México; 2000.
- HOUSER, Clarence G. LEE, Rong – Jwyn. BAUDAT, Ned. Efficiency Improvement of open-cycle cascaded refrigeration process for LNG production. Patente de Septiembre de 2001.
- Información básica departamental de La Guajira. Departamento nacional de planeación. República de Colombia; Agosto de 2002. Disponible en Internet: <http://www.dnp.gov.co/>
- JONES J. B. DUGAN R. E, Ingeniería Termodinámica. Prentice – Hall Hispanoamericana 1ra ed. México; 1997.
- Levantamiento sanitario de las cabeceras municipales de Riohacha, Uribia, Albania, El Molino y Urumita del departamento de La Guajira (Colombia). Disponible en Internet: <http://www.roboroz.ca/guajirafiles/guajira-general.htm>
- LNG One World. Disponible en Internet: <http://www.lngoneworld.com/lngv1.nsf/portal/index.html>

- LNG Japon Corporation. Disponible en Internet: <http://www.lngjapan.com/en/index.html>
- MCDERMOTT, J. Liquefied Natural Gas Technology. Noyes Data Corporation, London England. 1973. ISBN: 0-8155-0486-1.
- MINYARD, Robert J.; STRODE, Michael O. Project financing knits parts of costly LNG supply chain. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Date: Jun 2, 1997 p: 66+.
- MONTEMAYOR, A. Licuación y transporte de Gas Natural. El Paso ING Company. Publicado para la Facultad de Minas y Asociación Colombiana de Ingenieros, Geólogos de Minas, Metalurgia y Petróleos. 1979.
- NIBBELKE, Rob. KAUFFMAN, Steve. PEK, Bared. Doble mixed refrigerant LNG process provides viable alternative for tropical conditions. Oil and gas journal; Julio de 2002.
- Nigeria LNG Limited. Disponible en Internet: <http://www.nigerialng.com/>
- NISSEN, DAVID; DINAPOLI, ROBERT N. Strategic evaluation central to LNG project formation. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Date: Jul 3, 1995 p: 37-40+
- OLSZEWSKI, Walter J. Gas liquefaction process and apparatus, Patente de Julio de 1972.
- Omán LNG'. Disponible en Internet: <http://www.oman-lng.com/>
- Petronet LNG Limited Disponible en Internet: <http://www.petronetlng.com/>
- Programa de meteorología aeronáutica. Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). Disponible en Internet: <http://bart.ideam.gov.co/climatol.htm>
- Rasgas. Ras Laffan Liquefied Natural Gas Co. Disponible en Internet: <http://www.rasgas.com/>

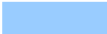


- ROBERT, L.; CLARY, R. World economic growth pushing LNG use. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Junio 2, 1997 p: 60+
- RYAN, ROBERT G.; BOWKLEY, COLIN; BARUCH, PETER. Technology, commercial developments speed changes in world's LNG industry. 99 Iss: 29. Julio 16, 2001 p: 60-7. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388.
- SAWCHUCK, Jeff. HOWARD, Mark. LNG Technology. A gas economy brief; Disponible en Internet: <http://www.bpgaseconomy.com>.
- Shell. Liquefied Natural Gas. Disponible en Internet: http://www.shellglobalsolutions.com/solutions_for_gas_and_lng/gasmain.htm
- STUBER, Wayne G. NEWTON Charles L. Double mixed refrigerant liquefaction process for natural gas. Patente de Marzo de 1985.
- Términos de referencia para diagnostico ambiental de alternativas para nuevas plantas de refinación y petroquímicas. Ministerio del medio ambiente. Disponible en Internet: <http://web.minambiente.gov.co/html/plimpia/botones/hidrocarburos.htm>
- TORRES, Mónica. Estudio de prefactibilidad técnico – económica para el montaje de una planta productora de dimetil tereftalato. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2001.
- TRUE, WARREN R. LNG demand, shipping will expand through 2010. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Febrero 9, 1998 p: 53-4+.
- TRUE, WARREN R. Reducing scale, increasing flexibility are targets of new LNG designs. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. Iss: 49. Diciembre 6, 1999 p: 54-8+.

- VAN WYLEN Gordon, Fundamentos de Termodinámica. Limusa – Wiley. 2da ed. México; 1999.

Anexo A. Análisis cronológico del gas natural licuado (GNL)

Los proyectos en el sector energético se caracterizan por las grandes cantidades de capital de inversión que son necesarias desde sus etapas de planeación hasta llegar a su ejecución, operación y mantenimiento. En este sentido los proyectos de GNL son considerados a nivel mundial como megaproyectos que necesitan no solo un gran capital de inversión sino el montaje de un consorcio que reúna a las principales compañías a nivel mundial relacionadas con la industria y fuertes grupos bancarios internacionales, este comportamiento se ha reflejado desde el surgimiento de este negocio formalmente, hace ya casi cuatro décadas y en la totalidad de los proyectos de GNL que están en etapas tanto de operación como de planeación. Por esta razón *“es muy importante antes de entrar a analizar la viabilidad económica y técnica que lleve a una decisión de inversión en un megaproyecto energético, tener un conocimiento detallado de su evolución histórica desde el punto de vista de todos los factores involucrados en su desarrollo”*³¹. Por esta razón se ha diseñado una línea de tiempo cronológica detallada del gas natural licuado donde se recopiló toda su historia desde los comienzos experimentales hasta su situación actual. La estrategia fundamental consistió en gran parte en una búsqueda en revistas internacionales relacionadas con el gas natural debido a la inexistencia de un trabajo global realizado en este aspecto. La clasificación de los aspectos que se tuvieron en cuenta para la recopilación y la relación de colores utilizada se presentan en la siguiente tabla.

Tabla A.1. Convenciones

	Conceptos Técnicos
	Conceptos de Mercado
	Conceptos Económicos

³¹ Roberto Sancho. M.Sc en Historia de la Universidad Industrial de Santander.

EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO - GNL	
Año	Suceso
1914	Godfrey L Cabot en Estados Unidos, patentó un barco con capacidad de transportar y manejar Gas Natural Licuado
1917	Entró en operación la primera planta de licuefacción de gas natural en el Oeste de Virginia, USA
1950	Un noruego, Dr. Oivind Lorentzen, produce el primer diseño de un tanquero de GNL con capacidad de 17000 toneladas métricas
1954	Conch diseña el tanque de membrana, que consistía de una membrana impermeable que aislaba los tanques del exterior
	Gaz de France estudia por primera vez la factibilidad de importar gas por tubería o por medio de barco en forma de GNL
1956	Union Stockyard y Transit Company of Chicago comienzan a construir un barco capaz de transportar GNL
1957	Continental Oil se une a Stockyard y Transit para formar Constock Liquid Methane, y su propósito es desarrollar tanqueros pero a nivel de transporte oceánico
	Shell adquiere un 40% de las acciones de Constock, nombre que cambia a Conch International Methane
1959	El histórico viaje del Methane Pioneer. En febrero, es transportado un cargamento de 2000 ton. métricas de GNL desde Louisiana a través del Atlántico y desembarcado en el Reino Unido
	Conch toma un 40% de la Compañía Argelina de Metano Líquido (CAMEL) y diseña los dos primeros tanqueros comerciales, para transportar metano; el Methane Princess y Methane Progress
1960	Grandes reservas son descubiertas en el Sahara francés. El principal campo Hassi R'Mel, del mundo, presentaba reservas recuperables por 35 TPC
1961	El reino unido planea recibir importaciones de GNL desde Argelia. Este se convertiría en el primer contrato por venta de GNL para transporte por océano a nivel mundial
1962	Argelia consuma un acuerdo con Gaz de France, para que desde 1964, 420 millones de m ³ diarios de gas fueran transportados por mar a Francia en la forma de 335000 tpa de GNL

Es establecida CAMEL. Como una compañía operadora de la planta de licuefacción en Arzew, Argelia, con una capacidad de 1500x106 m³/año

EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO - GNL	
Año	Suceso
1964	Ocurre el primer movimiento comercial de GNL en el mundo entre Argelia y el Reino Unido (UK). Inaugurándose la primera planta de licuefacción de gas natural en Arzew, Argelia
	La planta de Arzew presenta una capacidad de 1.1 millones de tpy, dividida en tres trenes de procesamiento. Conch diseña los primeros tanqueros de GNL con fines comerciales el Methane princess y Methane progress de capacidad 27500 m ³
	Francia se da el lanzamiento del primer tanquero de GNL, llamado The Jules Verne que posee una capacidad de 25000 m ³ de GNL
1965	Se realiza el primer viaje, aplicando la tecnología de tanquero de membrana diseñado por Conch llevando un cargamento de 125 toneladas desde Argelia a Francia
1967	Brunei se convierte en el primer exportador de GNL en Asia. Sus exportaciones se realizaron a Japón, dándose la necesidad de construir una planta y unos cargueros con el fin de suministrar a Japón cerca de 2 billones de m ³ /año
1968	Alaska se convierte en el mayor abastecedor de GNL a Japón
1969	Libia comienza a exportar GNL hasta España e Italia, 110 y 235 millones de ft ³ /día
	Argelia se encuentra exportando 2 billones de m ³ de GNL por año, 1.5 billones a UK y 0.5 billones a Francia
	Después de años de negociaciones entre Shell Brunei y Tokio Gas y Tokio Electric, se firmó un contrato de venta por 65 millones de toneladas métricas de GNL por un periodo de 20 años
	Se comienza el envío de GNL desde Alaska hasta Japón. El negocio necesita una capacidad de licuefacción de 173x106 SCFD, tres tanques de almacenamiento de 225000 bbls c/u. Dos tanqueros construidos en Suecia, diseñados por Gaz de France fueron usados, cada uno con una capacidad de 440000 bbls de GNL, igual a 1.5 billones SCF de gas en seis tanques
	Se encuentran bajo operación 9 barcos y todavía en licitación 5
	El viaje con el cargamento desde Libia a España lo realiza el tanquero Aritotle
	Japón tiene proyectado importar gas desde Alaska en 1971, Brunei 1972, Abu Dhabi 1973 y Sakhalin 1973. Bridgestone Liquefied Gas y Mitsui discuten la posibilidad de importar GNL desde Abu Dhabi

Francia se comprometió a comprar 1.5 billones de m³/ año de gas, comenzando en 1971, alcanzando un máximo de 3.5 billones de m³ en 1975. Además de los 500 millones de m³/año de GNL que estaban siendo exportados a Francia desde Arzew

EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO - GNL	
Año	Suceso
1970	La Comisión Federal de Energía de USA aprueba la importación de 1billón de ft ³ de gas por día desde Argelia, para lo cual sería necesario emplear de 9 a 11 tanqueros con capacidad de 600000 a 750000 bbls de GNL. Para el proyecto se construiría el tanquero más grande del mundo, el Descartes, cuya capacidad oscilaría por los 472000 bbls, sería construido por el astillero francés Clotat y se esperaba que estuviese listo en 1974
	BP y Shell discuten llevar GNL hasta Japón desde Nigeria, y desde Rusia de los campos de Yakust
	Shell ordena la construcción de 7 tanqueros a los astilleros franceses, con capacidad de 75000 m ³ de GNL, aproximadamente 100000 ton. y se estima que costar entre U\$ 27 y 30 millones
	Los primeros barcos como el Methane Progress y el Methane Pioneer podían almacenar hasta 28000 ton. de GNL, igual a 173000 barriles de líquido. Los nuevos tanqueros el Polar Alaska y el Arctic Tokio, tienen la capacidad de almacenar hasta 70000 ton. métricas de GNL
	Se pone en operación la planta de Led-Marsa el -Bregaen Libia propiedad de Exxon corp. cuya tecnología utilizada es la de refrigerantes mezclados
	Navieras noruegas comienzan la construcción de tres tanqueros de 86700 m ³ los cuales entrarían en mercado en 1973,1974 y 1975; cada uno tendría un costo de U\$28 millones
	Compañías como Philadelphia Gas Works y Exxon planean importar gas desde Venezuela hacia USA, mientras que Amoco estudia la posibilidad de comprar Gas a Trinidad
1972	Con las importaciones de GNL desde Argelia, se firmó un contrato a largo plazo, específicamente 20 años, para entregar suministros de 50 millones de ft ³ / día en Boston (USA), cuya compañía administradora sería Distrigas y cuyo tanquero traería las entregas de GNL desde la Planta de Skidda en Argelia utilizando el tanquero Descartes
	Sonatrach en Argelia, firma el contrato de exportación individual de GNL más grande del mundo con un consorcio de 5 compañías europeas. El contrato de 20 años abastecería 260 billones de m ³ /año de gas

Se pone en marcha la planta de Brunei (Asia) BLNG, cuenta con 5 trenes de más de 1 mtpa c/u, teniendo una capacidad total de 5.5 tpy. Aplica la tecnología de refrigerantes mezclados utilizando antes propano preenfriado

EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO - GNL	
Año	Suceso
1976	Japón discutía con Irán sobre el proyecto de Kalingas, el cual era un acuerdo de riesgos compartidos entre National Iranian Gas, Estados Unidos y algunas compañías Noruegas. El propósito era producir 5.8 millones de ton. métricas de GNL por año para exportar a Japón, alcanzando una máxima capacidad de 11 mtpa
1977	Indonesia, comienza su primer embarco, en un contrato de 20 años con Japón. Localizado en East Kalimantan, las instalaciones de Bontang tienen un rendimiento de 530 millones de ft ³ por día y el gas era proveniente del campo Badak descubierto en 1972
1978	Arun la segunda planta de GNL de Indonesia hace su primera entrega en Octubre de este año. Las instalaciones que cuentan con tres trenes, estaban localizadas en el Norte de Sumatra, la cual toma gas del campo Arun de la Mobil, descubierto en 1971
	El contrato a 15 años entre Argelia y el Reino Unido expira
1979	Las entregas mundiales de GNL aumentan en un tercio y las ventas aumentan un 60%. Aunque el mercado presenta graves problemas de disputas entre los precios, rupturas de contratos y cancelaciones abruptas de contratos
1984	La compañía Fluor planea la utilización de gas desde un campo localizado en el Norte de Qatar. Para el cual una producción de 800 millones de ft ³ /día iría encaminada para el montaje de un proyecto de GNL
	Indonesia comienza contactos con Taiwán, para venderle GNL en una cantidad de hasta 2 mtpa
1985	Se firmó el proyecto australiano North West Shelf, que sería desarrollado por Woodside Petroleum. El proyecto costaría US\$ 7 billones, e involucraría la construcción de una segunda plataforma offshore en el campo Goodwyn y una tercera en el campo Rankin
1986	Argelia suspende la indexación del precio del GNL a los precios de ocho crudos
1987	Comienza a operar la planta de Zeebrugge en Bélgica cuya capacidad está en 600 millones de ft ³ /D, el GNL es importado desde Argelia
1989	Venezuela planea la construcción de una planta de licuefacción de gas natural cuya capacidad estaría en 5 mtpa

1995	Shell y sus socios de Nigeria GNL firmaron un contrato de construcción de una planta, que comenzaría a exportar en el año 2000. El costo incluyendo los barcos fue de U\$3.8 billones. Los socios son Shell 25.6%, Elf 15%, AGIP 10.4% y NNPC 49%. Los compradores son Enel de Italia, con 3.5 billones de m ³ /año de GNL, Botas en Turquía con 900 millones de m ³ /año de GNL y Gaz de France 500 millones de m ³ /año de GNL. La capacidad de la planta es de 7 billones de m ³ /año de GNL
-------------	---

EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO - GNL

Año	Suceso
1996	Se firma un contrato entre Mobil 30% y Qatar Petroleum Company 70%, el proyecto se denominó Ras Laffan GNL (Rasgas), el cual es considerado como el segundo mayor proyecto de GNL. El costo de la planta fue de U\$2.5 billones El comprador es Corea cuyo suministro es de 2.4 millones de toneladas métricas de GNL por año
	Se considera a Egipto como uno de los últimos países en convertirse en exportador de GNL, se firma un memorando de entendimiento por Egyptian General Petroleum, Amoco Egypt y Botas Petroleum Pipeline para suministrar GNL a Turquía. El costo del proyecto estaría entre U\$2 y U\$4 billones
	En este año se termina la construcción de dos trenes de una planta de licuefacción de Gas en el Sur de Omán. El costo del proyecto fue de U\$2.55 billones, y fue financiado por ocho fuertes grupos bancarios internacionales
	El proyecto de GNL en Trinidad entraba en ejecución, y el consorcio Atlantic LNG comienza la construcción de la planta. A la fecha de terminación, se convertiría en uno de los proyectos que más rápido se haya construido
1997	En INDONESIA, Arco expresa sus planes para construir inicialmente una planta de licuefacción con dos trenes que podría operar entre 900 millones y 1 billón de ft ³ de gas. Se estima que las reservas entre probadas y probables están alrededor de 10 a 12 trillones de ft ³ . El costo de la planta estaría alrededor de U\$2 billones
	En AUSTRALIA, BHP y Philips planean construir una planta de GNL debido a los descubrimientos realizados por Philips en el campo offshore de Bayu undan. Se estimó que este campo presentaba reservas por 5 trillones de ft ³
	El gobierno de India aprobó la construcción de cuatro terminales Cochin (kerala), Ennore (Tamil Nadu), Mangalore (Karnataka) y Asirá o Dahej (Gujarat)
	En TRINIDAD se hacen estudios para construir otros dos trenes en la planta de licuefacción. La capacidad de los trenes es de aproximadamente 1.3 billones de ft ³ /D de gas
	En Australia, Shell y Woodside revelan propuestas para la construcción de una planta de GNL en Darwin. Propusieron una planta de \$7.5 billones de dólares, con 7.5 millones de toneladas métricas de GNL por año

Indonesia espera extender la planta de GNL de Inti Karya Persada Teknik/Pertamina a 2.3 millones de ton. métricas de GNL por año. El proyecto sería desarrollado por Chiyoda de Japón

En MALASIA se espera construir el proyecto de Tiga GNL; la planta está proyectada para producir 6.8 millones de ton. Métricas /año de GNL

En MALASIA, Petronas firmó un contrato de producción compartida con Sarawak Shell y Petronas Carigali para el continuo suministro de Gas Natural a la Planta de GNL de Malasia en Bintulu

EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO - GNL

Año	Suceso
1997	En Papua Nueva Guinea BP busca compradores para un posible proyecto de GNL, cuyo gas sería obtenido del campo Hides. El operador BP tiene una participación de 45%, Exxon 47.5% y una firma local Oil Search tienen el restante 7.5%
	En AUSTRALIA Petronas lanzó el último de sus cinco buques, el Puteri Virus de 13000 m3, construido por una firma francesa Chantiers de L`Atlantique
	La compañía francesa Sofregaz anuncia la terminación de dos de los cinco trenes de licuefacción en el complejo de GNL Skikda de Sonatrach
	Qatargas firma un contrato de compra venta por 25 años con Japón para suplir con 4 millones de ton métricas de GNL.
	En QATAR se firma un contrato para abastecer a Enagas de España con 420000 toneladas métricas de GNL en un periodo de 13 meses.
	Amoco y Essar firmaron un acuerdo para comprar GNL del proyecto de Rasgas en Qatar.
	BP, Essso Australia y Oil search suscribieron un estudio de impacto de un proyecto de GNL al gobierno de Papua, Nueva Guinea. La propuesta sugería un solo tren produciendo 4 mtpa, basado en las reservas el campo Hides de BP
1998	En TAIWAN se planea construir un segundo terminal de importación en Tatan, comenzando con una capacidad de 2 mtpa de GNL en 2002, llegando a una capacidad total de 6 mtpa de GNL en el 2007.
	MALASIA el país aumenta sustancialmente su capacidad. El complejo MGNL, trabajaría a una capacidad máxima de 25.8 mtpa, convirtiéndolo en el complejo más grande del mundo
	La planta de GNL en Omán se encuentra bajo construcción en Qalhat, y contará con una capacidad de 6.6 millones de ton./ año. La planta comenzará la producción en el 2000
	Corea del Sur planea importar 1.6 mton métricas de GNL, comparadas con las 11.6 de 1997 y las 9.2 m ton métricas de 1996. Corea del Sur a la fecha contaba con dos terminales de importación; las plantas de Pyontaek e Inchon.
Un consorcio liderado por Kvaerner Oil y Gas Australia gana el contrato de diseño e ingeniería para la construcción del proyecto Gorgon GNL en el oeste Australiano	

En el de Italia firma un contrato con la empresa NIGERIA GNL para comprar 3.5 billones de m³/año de GNL, el cual comenzaría en octubre de 1999 y continuaría por 22 años.

Se planea construir una segunda planta en Rusia, Sakhalin 2 para comenzar en 2005. La planta de GNL sería construida sobre una bahía cercana al Puerto de Korsakov. Los accionistas serían, Marathon (30%), Shell (20%), Mcdermott (20%), Mitsui (20%) y Diammond (20%)

Snam se une a Amoco y EGPC en el proyecto de exportación planeado de GNL, Egipto GNL; compartiendo accionariamente así: Amoco 45%, Snam 45% y EGPC 10%

EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO - GNL

Año	Suceso
1999	Un acuerdo de compraventa entre Omán GNL y Total es firmado, para cubrir el suministro de 130000 ton métricas de GNL en un periodo de 18 meses
	Se crea la fusión Franco-Belga de TotalFinaElf, convirtiéndose en la cuarta compañía petrolera más grande a nivel mundial
	En BRASIL Shell y Cruogaz Technologies firman un memorando de entendimiento que cubre el desarrollo conjunto de terminales de GNL y GLP. El primer proyecto sería la construcción del terminal de regasificación en Recife
	El primer cargamento de GNL sale de Nigeria GNL. El cargamento de 122000 m ³ de GNL, es entregado en Montoir, al primer comprador, Enel de Italia
	Los miembros del consorcio Nigeria GNL, incluyendo NNPC, Shell Gas Elf y Agip International, confirman la construcción de un tercer tren de producción con una capacidad de 2.9 mtpa de GNL
2000	Se firma un contrato de compraventa entre Omán GNL y ENAGAS de España, para el cubrimiento de 17 cargamentos de 125000 m ³ de GNL cada uno
	BP reporta el descubrimiento de un campo gasífero en la costa de Trinidad y Tobago, el cual posee reservas de gas por 2 trillones de pies cúbicos
2001	Shell anuncia sus intenciones de invertir en el desarrollo de las reservas de gas en el campo de Sakhalin, Rusia para desarrollar un proyecto de GNL con ellas
	Se crea la alianza o fusión entre Chevron y Texaco, convirtiéndose en la cuarta petrolera más grande del mundo
	BP Amoco anuncia planes para comenzar el suministro de Gas Natural desde la Península de Alaska a los 48 estados de USA en el 2007
2002	Shell firma un contrato con EGPC para la construcción de un tren de producción de GNL basados en las reservas de gas de ese país en el Mediterráneo. Shell planea vender GNL a los países de Mediterráneo cuando concluya la fase de construcción a mediados del 2004

2003

BG y ChevronTexaco, han expresado sus intereses en Atlantic LNG, BG se ha comprometido a suministrar 240 millones de pies cúbicos en un periodo de 20 años, a cualquier mercado que así lo requiera

Anexo B. Convertidor de unidades para gas natural licuado³²

B.1 JUSTIFICACIÓN

La industria del gas natural licuado (GNL), implica una cadena que incluye varias actividades tanto corriente arriba (upstream) como corriente abajo (downstream); en las cuales se destacan la producción del campo, el transporte por gasoducto hasta la planta de licuefacción, el proceso de licuefacción con tecnologías de refrigeración criogénica, el almacenamiento, carga a los buques de GNL, el transporte y la recepción del mismo y regasificación en el país comprador. Se deben entonces manejar con bastante cuidado las unidades del energético en cuestión, en este caso el gas natural, ya que en cada una de estas partes de la cadena se manejan unidades diferentes dependiendo si su volumen encuentra en estado gaseoso o se halla en su forma líquida o en ciertas ocasiones en las cuales es comercializado en unidades de energía. Para lograr solucionar esta diferencia de unidades se ha diseñado y programado un algoritmo en Visual Basic, que maneja en gran parte toda la cadena del GNL.

Figura B.1 Vista general del convertidor de unidades para GNL



Fuente: Proyecto GNL. Centro de Investigación del Gas

³² Shell. Converter Factors to LNG.

B.2 BASE TEORICA

Dentro de la industria del GNL se manejan en cada una de las etapas que conforman su cadena las siguientes unidades.

Tabla B.1. Factores de conversión.

Factores	LIQUIDO					GAS		MASA		CAPACIDAD CALORIFICA	
	Toneladas Métricas	Pies Cúbicos	Metro Cúbico	Galones Americanos	Barriles	MMSCF	Nm3	lb. mol	Kg mol	MMBTUs	MMKcals
Toneladas Métricas	1	77,9381	2,2072	583,05476	13,8823	0,0477	1274	125,97	57,14	51,66944	13,02048
Pies Cúbicos	0,01283	1	0,0283	7,481	0,1781	0,0006	16,3	1,6163	0,7331	0,66295	0,16706
Metro Cúbico	0,45311	35,3147	1	264,173	6,28981	0,0216	577	5707	25,891	23,41204	5,89973
Galones Americanos	0,00172	0,1337	0,0038	1	0,0238	8E-05	2,19	0,2161	0,098	0,08862	0,02233
Barriles	0,07203	5,614	0,159	42	1	0,0034	91,8	9,0742	4,116	3,72198	0,93792
MMSCF	20,94567	1632,46	46,226	12212,4728	290,773	1	22.3	2638,5	1196,8	1082,251	272,7226
Nm3	0,00078	0,06117	0,0017	0,45759	0,01089	4E-05	1	0,0932	0,0423	0,04055	0,01022
lb. mol	0,00794	0,6187	0,0175	4,62853	0,1102	0,0004	10,1	1	0,4536	0,41017	0,10336
Kg mol	0,0175	1,364	0,0386	10,20405	0,24295	0,0008	23	2,2046	1	0,90427	0,22787
MMBTUs	0,01935	1,5084	0,0427	11,28433	0,26867	0,0009	24,7	2,438	1,1059	1	0,252
MMKcals	0,0768	5,98581	0,1695	44,77983	1,06619	0,0037	97,9	9,6748	4,3884	3,96832	1

Tabla B.2. Unidades utilizadas a lo largo de la cadena del GNL.

ETAPAS DE LA CADENA	UNIDADES UTILIZADAS				Capacidad calorífica
	Líquido		Gas		
Reservas			Tera pies cúbicos (Gas)		
Producción de gas			Millones de pies cúbicos (Gas)	Billones de pies cúbicos (Gas)	Millones de BTU (Capacidad Calorífica)
Transporte por gasoducto			Millones de pies cúbicos (Gas)	Billones de pies cúbicos (Gas)	Millones de BTU (Capacidad Calorífica)
Licuefacción	Toneladas Métricas (Líquido)	Millones de metros cúbicos (Líquido)			
Almacenamiento	Miles de barriles (líquido)	Metros Cúbicos (Líquido)			
Transporte en buques	Toneladas Métricas (Líquido)	Metros Cúbicos (Líquido)			
Regasificación			Billones de pies cúbicos (Gas)	Millones de pies cúbicos (Gas)	
Consumidores			Pies cúbicos (Gas domiciliario)	Miles y Millones de pies cúbicos (Gas industrial)	

Tabla B.3. Unidades de uso general.

1 tonelada métrica = 2204.62 lb = 1.1023 pequeñas toneladas	
1 millón de tpa de GNL = 140 MMSCFD	
1 millón de toneladas de GNL = 2.2 millones de metros cúbicos de GNL	
1 millón de metros cúbicos de GNL = 6.29 millones de bbl de GNL = 460000 toneladas de GNL	
1 metro cúbico de GNL = 600 metros cúbicos de gas natural = 21200 pies cúbicos de gas	
1 British thermal unit (Btu) = 0.252 kcal = 1.055 kJ	
1 kilowatt-hour (kWh) = 860 kcal = 3600 kJ = 3412 Btu	
Conversión de gas a energía	
100 MMSCDF	4200 MMBTU/hora
	1200 MW (calor)
	700 MW equiv. (ciclo combinado)
	500 MW equiv. (ciclo de vapor)
Conversión de gas a líquido	
100 MMSCDF	730000 tpa de GNL
	2100 tpd de GNL

	Para obtener				
	Billones de metros cúbicos GN	Billones de pies cúbicos de GN	Millones de toneladas de GNL	Trillones de BTU	Millones de barriles de petróleo equivalente
Desde	Multiplícase por				
1 Billón de metros cúbicos GN	1	35,3	0,73	36	6,29
1 Billón de pies cúbicos de GN	0,028	1	0,021	1,03	0,18
1 Millón de toneladas de GNL	1,38	48,7	1	52,0	8,68
1 Trillones de BTU	0,028	0,98	0,02	1	0,17
1 Millón de barriles de petróleo equivalente	0,16	5,61	0,12	5,8	1

Anexo C. Análisis detallado del almacenamiento y transporte del gas natural licuado

C.1 INTRODUCCIÓN

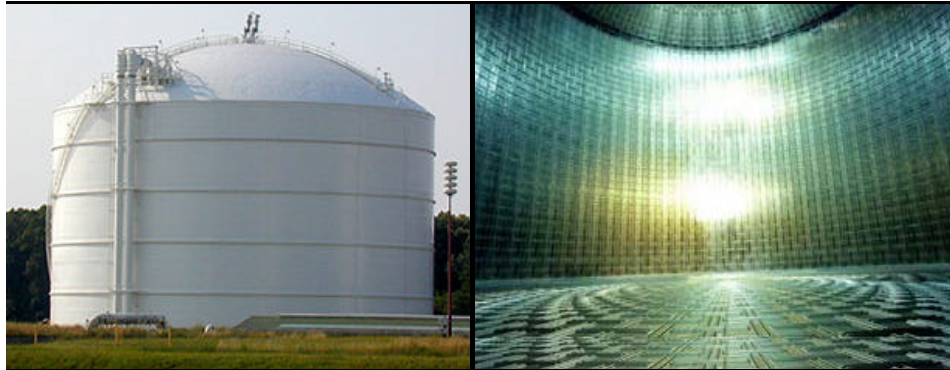
Dentro de las cinco etapas de la cadena del gas natural licuado, el almacenamiento y transporte de GNL, ocupa el tercer lugar. Por lo general hacen parte de la estructura económica del negocio por parte del país productor, al ser almacenado el GNL producido en la planta para su futura carga a los buques, así como también del país comprador al ser almacenado el GNL que es extraído de los buques, para su futura regasificación. Por lo tanto son factores críticos en el momento del cálculo económico del proyecto, al estar enlazando la cadena productor-consumidor del GNL y por su participación en el 25% promedio, dentro del capital de inversión.

C.2 ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO

C.2.1 Descripción general. Los tanques de almacenamiento de GNL son construidos siempre con doble pared; un tanque interno en contacto directo con el GNL y uno externo generalmente denominado coraza. Entre estas paredes se ubica un sistema de aislamiento extremadamente eficiente (perlita y fibra de vidrio generalmente) para evitar las pérdidas diarias por la evaporación de gas dentro del tanque al ganar calor por el contacto con la atmósfera.

Los grandes tanques tienen una baja relación de esbeltez (alto vs. ancho) y un diseño cilíndrico con techos en domo. La presión de almacenamiento en estos tanques es muy baja, menos de 5 psi, ya que el GNL debe ser mantenido frío a una temperatura de por lo menos (-260°F, -160°C) para mantenerlo como líquido, independientemente de la presión.

Figura C.1 Tanque típico de almacenamiento de GNL



Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

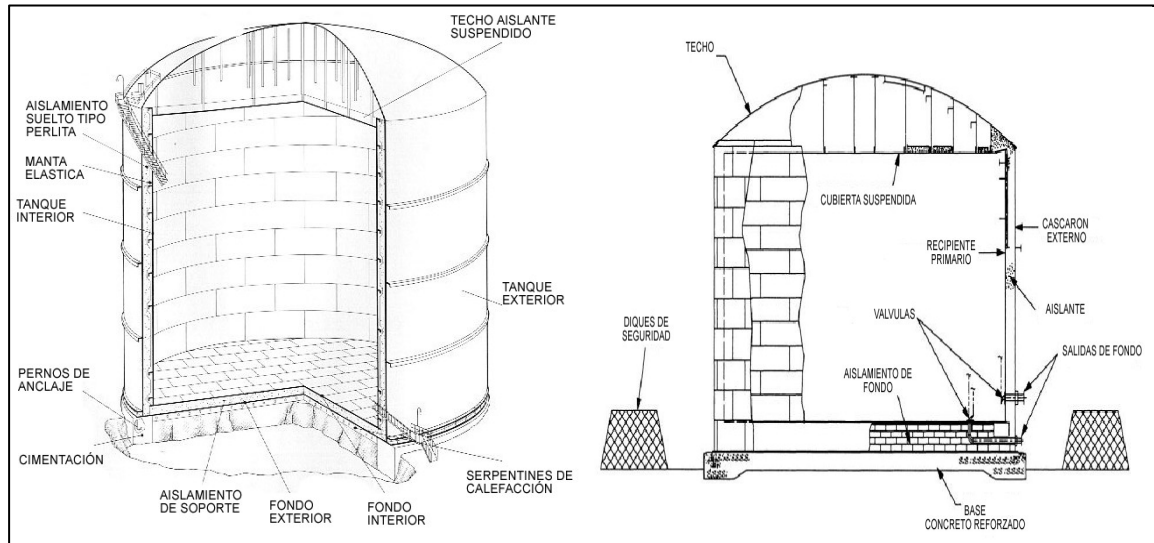
C.2.2 Sistema de aislamiento y refrigeración. Aunque el aislamiento puede llegar a ser muy eficiente implementando varias capas de fibra de vidrio y perlita expandida, no se puede mantener la temperatura del GNL fría por sí sola. Por esta razón el GNL es almacenado como una sustancia criogénica hirviendo “boiling cryogen”. Esto es, un líquido frío a su temperatura de ebullición o regasificación para la presión a la cual está almacenado. De manera que el GNL se mantiene a temperatura constante si es mantenido a una presión constante también, este fenómeno es conocido como “autorefrigeración”. Mientras que el vapor generado dentro del tanque (boil off gas-BOG) sea extraído, la temperatura se mantendrá constante, de lo contrario la presión y la temperatura en el tanque se elevará. El gas evaporado es recolectado y usado como una fuente de combustible en las instalaciones de la planta de licuefacción, así mismo durante el transporte del mismo.

C.2.3 Estructura de los tanques. La construcción de los tanques de almacenamiento de GNL incluye trabajos en la parte de tubería, electricidad e instrumentación así como obras civiles para el establecimiento de la estructura de los tanques en el suelo y el diseño de las zonas de exclusión y diques de seguridad.

Un tanque de almacenamiento de GNL consiste de un sistema lleno de líquido con una línea de descarga, una línea de recirculación, un dispositivo de venteo-alivio y un circuito de presión. Dentro de la instrumentación de los tanques se encuentran medidores de presión mecánicos y

eléctricos e indicadores de nivel. Los indicadores electrónicos proveen una interfase hacia el sistema de control que permite un monitoreo remoto de la presión y el nivel de los tanques. Las partes de un tanque típico de almacenamiento de GNL pueden ser observadas en la Figura C.2.

Figura C.2 Partes de un tanque de almacenamiento de GNL



Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

La gran mayoría de tanques para almacenamiento de GNL se encuentran en forma de metal de doble pared sobre tierra. La pared interna es de un 9% de acero al níquel o de una aleación de aluminio, dependiendo del tamaño del tanque y del costo relativo de estos dos materiales criogénicos al tiempo de su construcción. La pared externa es de acero dulce (al carbono) y esta separada de la pared interna por un material de aislamiento. El techo es generalmente una pared doble con una cubierta de aislamiento suspendida por debajo del mismo. El piso del tanque interior esta sostenido en un soporte de carga con aislamiento, sobre una base de concreto que se mantiene por encima de las temperaturas de congelación por medio de un sistema eléctrico de calefacción.

C.2.4 Seguridad en el almacenamiento. Dentro de las características de seguridad de los tanques de almacenamiento de GNL las más importantes son las válvulas de bloqueo de fuego, que pueden ser operadas manualmente en todas las líneas que entran o salen del tanque por debajo del nivel del

líquido, debido a que esta es la principal característica a tener controlada y es denominada “Liquid trycocks” que indica un sobrenivel de líquido que debe ser controlado para evitar derrames de GNL. Unido a esto cada tanque debe tener diseñado con base en su capacidad y nivel de líquido normal un sistema de contención en caso de derrame o falla del mismo.

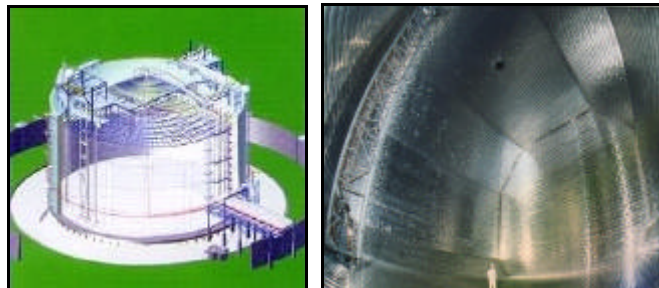
Los tanques deben contar con la siguiente identificación permanente:

1. La capacidad total del tanque en galones.
2. Todas las entradas y salidas están marcadas para designar si estas, se comunican con vapor o líquido.

El gas natural debe ser venteado a la atmósfera en un punto de descarga seguro y la terminación de la tubería de venteo debe ser protegida con una cubierta para prevenir la entrada del agua, nieve u otros materiales extraños.

C.2.5 Tipos de tanques. Los tres tipos básicos de almacenamiento son: (1) sobre tierra con doble pared de metal; (2) almacenamiento subterráneo; y (3) almacenamiento de concreto prefabricado.

Figura C.3 Tanque de almacenamiento sobre tierra con doble pared de metal

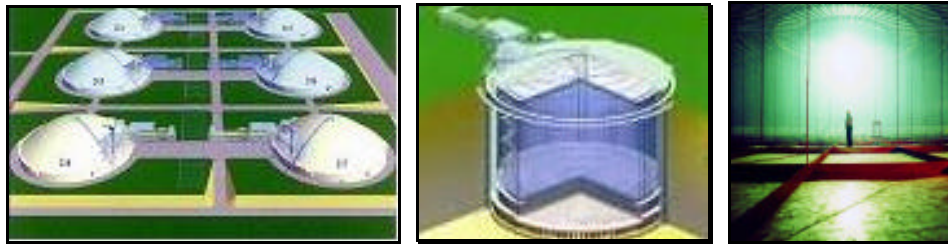


Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

Con la posible excepción de un descubrimiento nuevo en la tecnología del almacenamiento subterráneo y en vista del grado de conocimiento actual en esta área, el almacenamiento de doble pared de metal sobre tierra parece más deseable y evidentemente, más seguro. De manera que es

esta la tecnología seleccionada para el almacenamiento del gas natural licuado producido en la planta de licuefacción que se ha seleccionado para Colombia.

Figura C.4 Tanque de almacenamiento subterráneo

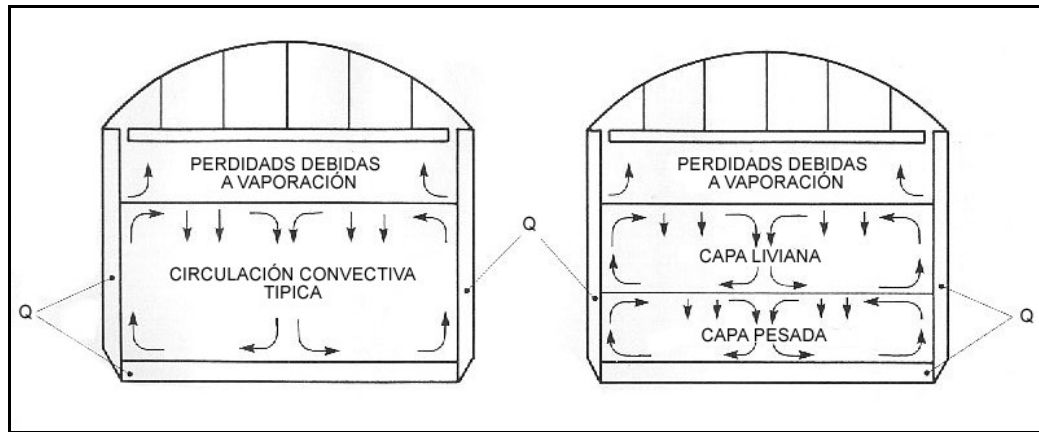


Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

Hasta ahora, el almacenamiento subterráneo se ha usado sin éxito en varios lugares. El problema básico es el de las fugas que se generan por el calor ganado en el tanque, que resulta en una alta regasificación de GNL. Sin embargo, se ha desarrollado un nuevo revestimiento aislador, que se fijaría a la pared de tierra. Este concepto posiblemente cambie la actitud actual y permita el ahorro en construcción en este tipo de almacenamiento subterráneo.

C.2.6 Problemas operacionales más comunes. Existe un fenómeno importante durante la operación que debe tenerse en cuenta a la hora de determinar la clase de tanques y su dimensionamiento. Este fenómeno ha sido denominado inversión de líquidos en el almacenamiento ("rollover"). En primer lugar, ¿qué es "rollover"? (Ver Figura C.5) Las condiciones que lo permiten ocurren cuando por cualquier razón el GNL en los tanques de almacenamiento se separa en dos capas diferentes, fácilmente detectables y de diferentes densidades. Una de las circunstancias que puede causar esta situación se presenta cuando es descargado GNL liviano a un fondo de almacenamiento de GNL que se ha vuelto más denso a medida que sus componentes más volátiles (N₂, CH₄) se hayan vaporizado. Las dos capas de GNL se separan porque el líquido de fondo original es más pesado. Una segunda situación que puede causar la formación de dos capas es la introducción de cargamentos de GNL provenientes desde dos campos diferentes, uno de los cuales produce gas liviano (o pobre) y el otro produce un gas más pesado (o rico). De nuevo, como en lo anterior, ocurre la estratificación.

Figura C.5 Fenómeno de inversión de líquidos



Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

Las consecuencias de este proceso de estratificación pueden resultar en una sobrepresión del tanque y posible derrame sobre la zona de contención. Sin embargo, un operador de tanques de almacenamiento bien entrenado puede detectar esta situación al notar una diferencia en temperatura en las capas del GNL utilizando los sensores instalados dentro de los tanques de almacenamiento. Para evitar el fenómeno de "rollover", se pueden mezclar las dos capas utilizando bombas de recirculación o enviar el líquido hacia regasificación. Sin embargo, es de destacar que en una operación de día a día, como es la que se va a dar en la planta ubicada en Colombia, el GNL nunca está en el tanque el tiempo suficiente para que su densidad sufra un cambio considerable.

C.2.7 Determinación de la capacidad de almacenamiento. El factor más importante que debe determinarse en el diseño de un sistema de almacenamiento es el volumen total de almacenamiento que será empleado.

Este volumen se determina por medio de un análisis de las operaciones de la flotilla de barcos utilizando una computadora, y con base en la cantidad de barcos disponibles, la distancia al mercado (terminal de recepción y regasificación) y la demanda o capacidad de licuefacción de la planta. El paso siguiente es la determinación del número de tanques que proporcionen el

almacenamiento total, según nuestro concepto, debe considerarse la flexibilidad de la operación con uno o más tanques contra el costo unitario elevado de varios tanques pequeños.

Dentro de un proyecto que necesita manejar alrededor de los 3.4 a 4.5 mtpa (700 MMSCFD) y tiene establecido un mercado entre las 2000 y 4000 millas nauticas (3500-7000 Km.), es necesario establecer con base a la tabla C.1 la necesidad de dos tanques, cada uno con una capacidad de almacenamiento de 100000 m³ (3.4 mtpa) o dos tanques de 140000 m³ (4.5 mtpa).

➤ **Las dimensiones de los tanques para el caso de una capacidad de 100000 m³ serían:**

Diámetro interno: 68.0m
Diámetro externo: 70.0m
Altura: 36.0m

➤ **Las características estructurales serían:**

Tipo: Tanque de almacenamiento de GNL sobre el suelo (aboveground) de acero al 9% Ni

Techo: Techo domo en concreto y cubierta suspendida.

Barrera primaria: Acero al 9% Ni

Estructura Lateral: Paredes de concreto prefabricado.

Tasa de pérdidas (Boil Off - BOG rate): menos de 0.075%/día

Máx. Nivel del líquido: 29.94m

Tabla C.1 Relación entre la capacidad de producción y almacenamiento de plantas en operación

Planta	Capacidad de producción de GNL (mtpa)	MMSCFD	Tanques de almacenamiento de GNL necesarios (m3)	Total
Bonny Island, Nigeria LNG	2,90	406,00	1x80000	80000
Bontang, Indonesia	2,95	413,00	1x127200	127200
Skikda, Argelia	3,50	490,00	3x560000	168000
North West Shelf, Australia	4,30	602,00	2x100000	200000

Tabla C.1 Relación entre la capacidad de producción y almacenamiento de plantas en operación
(continuación)

Planta	Capacidad de producción de GNL (mtpa)	MMSCFD	Tanques de almacenamiento de GNL necesarios (m3)	Total
Ras Laffan, Qatar LNG	4,50	630,00	2x140000	280000
Ras Laffan, Qatar LNG	5,00	700,00	2x140000	280000
Bonny Island, Nigeria LNG	5,80	812,00	2x80000	160000

Fuente: Halliburton, Kellogg Brown and Root, Inc. KBR

➤ **Las dimensiones de los tanques para el caso de una capacidad de 140000 m3 serían:**

Diámetro interno: 84.0m

Diámetro externo: 86.0m

Altura: 34.4m

➤ **Las características estructurales serían:**

Tipo: Tanque de almacenamiento de GNL sobre el suelo (aboveground) de acero al 9% Ni

Techo: Techo domo en concreto y cubierta suspendida.

Barrera primaria: Acero al 9% Ni

Estructura Lateral: Paredes de concreto pretensado

Tasa de pérdidas (Boil Off - BOG rate): menos de 0.075%/día

Máx. Nivel del líquido: 27.68m

Los costos de capital de inversión, para estas especificaciones y teniendo en cuenta que existe la necesidad de construir dos tanques para lograr almacenar durante un tiempo de retención exacto, que este en relación con el programa de viajes diseñado para la flotilla de buques que transportaran el GNL producido en la planta de licuefacción hacia los terminales de recepción y regasificación, se tasa en los 90 millones de dólares por tanque, es decir 180 millones de dólares para el montaje total

de la sección de almacenamiento en la planta. Es de apreciar que solo se tiene en cuenta para el caso del proyecto propuesto aquí, el almacenamiento en la planta de licuefacción, esto debido a que la estructura económica del proyecto determina que el encargado de los gastos de capital para la recepción, almacenamiento y regasificación del GNL será el país que cuenta con el mercado objetivo del proyecto (ver estudio económico y estructuración del proyecto), en este caso; Estados Unidos, México y las Islas del Caribe como lo ha determinado el estudio de mercado.

C.3 TRANSPORTE DE GAS NATURAL LICUADO

La dinámica del negocio ha tenido durante toda la historia de la industria del GNL un elemento crítico en cuanto a desarrollo tecnológico y capital de inversión. Este elemento es el transporte de GNL por medio de buques especialmente diseñados para este proceso.

Dentro de la descripción detallada que se realiza en esta etapa del proyecto, se tuvo como objetivo diseñar y dejar establecida una metodología que pueda ser utilizada, en el momento que se vaya a diseñar la flotilla de barcos necesarios para transportar el GNL a los mercados, en próximas etapas de factibilidad e ingeniería básica.

C.3.1 Descripción general. Los buques de GNL pueden transportar este energético a lo largo de grandes distancias de más de diez mil millas náuticas, es decir unos treinta mil kilómetros, como es el caso del viaje más largo que es realizado en estos momentos desde Indonesia hasta los mercados de la Costa Este de Los Estados Unidos pasando por el sur del continente africano. De la misma forma los buques están contruidos con materiales especiales y equipados con sistemas de seguridad y control que logran mantener el GNL bajo temperaturas de $-260\text{ }^{\circ}\text{F}$ ($-162.2\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Todos los buques de GNL son contruidos con doble casco. Esta característica de construcción incrementa la integridad de la estructura del buque, provee aislamiento para el GNL y protección para los tanques en caso de un accidente.

C.3.2 Descripción del proceso de transporte de GNL. El escenario de operaciones comienza cuando la planta de licuefacción recibe gas continuamente de la tubería de alimentación para licuarlo y transferirlo hacia el almacenaje de GNL. El GNL permanece en el tanque de almacenaje hasta ser cargado en un buque.

Figura C.6 Esquema del transporte de GNL



Fuente: Montemayor, Arthur. Licuación y transporte de Gas Natural

El papel que juega la flotilla de buques de GNL en el escenario de operaciones, consiste en una secuencia de eventos en el puerto y en la travesía marítima. Cada operación se termina en un período de tiempo especificado. Se puede seguir la ruta de cada buque cisterna de GNL estadísticamente en un viaje de ida y vuelta.

- **Planta de licuefacción.** Las operaciones comienzan cuando el buque llega al terminal marítimo de la planta de licuefacción. Cuando el puerto está cerrado por razones de clima, condiciones del mar o visibilidad, el buque cisterna de GNL debe esperar mar afuera en un ancladero hasta eliminarse las condiciones adversas. Bajo condiciones normales, el buque cisterna procede hacia el puerto y es amarrado si hay un atracadero disponible. Si este no es el caso, el buque debe esperar hasta poder ocupar un atracadero.

Cada buque cisterna de GNL es enfriado en el terminal marítimo de la planta de licuefacción después de su regreso del dique seco y antes de ser cargado con GNL, si es que llega del terminal marítimo de la planta de regasificación con los tanques al ambiente. Si este no es el caso, el buque cisterna comienza normalmente su cargamento de GNL después de que los brazos de carga se conectan a los centrales del buque y las tuberías de transferencia de cargamento se hacen disponibles. Se puede cargar el buque de GNL sin ninguna demora si la suma del volumen de GNL almacenado, más el volumen producido por la planta durante la carga, resulta mayor que el volumen mínimo requerido para residuo en el tanque de almacenaje.

- **Viaje a mar abierto.** El buque cisterna zarpa una vez que ha sido cargado y si lo permiten las condiciones del clima, con dirección hacia el terminal marítimo de la planta de regasificación. Ocasionalmente un buque se demora debido a reparaciones no previstas o alguna interrupción no anticipada.

El tiempo calculado de llegada a la planta de regasificación se basa en el promedio efectivo de la velocidad que se espera que el buque alcance. Esta velocidad esta influenciada por variaciones en el clima y en las corrientes del mar de acuerdo con la estación del año.

Tabla C.2 Relación entre la distancia y el tiempo de viaje de un buque de GNL

Velocidad promedio de los barcos= 18 nudos	
Distancia (Millas náuticas)	Duración (días)
500	1,157
1000	2,314
1500	3,472
2000	4,629
2500	5,787
3000	6,944
3500	8,101
4000	9,259
4500	10,416
5000	11,574

Fuente: Montemayor, Arthur. *Licuación y transporte de Gas Natural*

El tiempo de los viajes a océano abierto es el parámetro más importante, se debe poner toda la atención en el desarrollo de tiempos exactos. Para una ruta de 4,000 millas, se requiere aproximadamente 20 días para un viaje de ida y vuelta, mientras que un viaje de 1,800 millas requiere 8 días ida y vuelta, incluyendo el tiempo para cargar y descargar.

- **Planta de recepción y regasificación.** La contribución de la planta de regasificación comienza cuando el GNL, entregado por los buques, se retira del almacén y se vaporiza. Al vaporizarse, el gas se inyecta en la tubería de transmisión de entrega para ser distribuido.

Al llegar al terminal marítimo de la planta de regasificación, cada buque de GNL pasa, una vez más, por un escenario o secuencia de eventos similares a los que experimento en el terminal marítimo de la planta de licuefacción, con la excepción de que esta vez el GNL será descargado.

- **Operaciones paralelas.** Mientras que los buques cisterna proceden en la ruta comercial y pasan por las operaciones del puerto, la planta de licuefacción licua el gas natural proveniente del gasoducto de alimentación y las plantas de regasificación abastecen el gasoducto de entrega de alta presión con GNL vaporizado.

La proporción en la que las plantas producen o vaporizan el GNL depende de la capacidad de cada planta, el nivel del inventario en los tanques de almacenaje y el número de buques que se encuentren atracados o en ruta a cada terminal marítimo. Las proporciones de producción en todas las plantas se mantienen de tal manera que reducen a un mínimo tanto las demoras de las flotillas como las fluctuaciones de flujo en los gasoductos.

- **Etapas de Mantenimiento.** El plan de mantenimiento de cada tren de licuefacción, así como el servicio anual en dique seco para cada buque de GNL, tiene un efecto importante en la capacidad del sistema del transporte y, consecuentemente, en el rendimiento de cada una de las plantas y los terminales marítimos.

El plan de mantenimiento para los trenes de licuefacción principia generalmente después de la máxima demanda de gas cuando se suspende el servicio de los trenes, uno por uno, en una secuencia sin interrupción, hasta terminar el plan de mantenimiento. El plan de mantenimiento de servicio de dique seco para los buques cisterna de GNL comienza inmediatamente antes del

mantenimiento anual de los trenes. Se suspende el servicio de los buques cisterna, uno por uno, hasta completar el plan de mantenimiento. El servicio de dique seco del buque cisterna de GNL requiere un período mínimo de 20 días al año. El período de tiempo efectivo depende del plan de operaciones que se llevará a cabo cada año.

C.3.3 Diseño y optimización de la operación de los buques de GNL. La definición de la flotilla de buques de GNL y su interconexión con las instalaciones de las plantas de licuefacción y con las instalaciones del terminal marítimo de recepción y regasificación se derivan por medio de un proceso detallado de optimización que consta de varias fases:

- 1) Definición del sistema de GNL que debe ser optimizado.
 - 2) Definición de las características operacionales, especialmente de las suposiciones principales y los datos esenciales del estudio que sean particulares al proyecto. Y la Incorporación de los mismos al escenario de optimización.
 - 3) Construcción de un arreglo de combinaciones razonables de las variables del diseño de la flotilla, y/o el terminal, y/o la planta.
 - 4) Simulación de las operaciones para todas las combinaciones.
 - 5) Por último, evaluación de las combinaciones, y selección de la combinación óptima.
- ***Descripción del proceso de optimización.*** La optimización del sistema marítimo de transporte del GNL implica un nuevo reto para la industria tradicional del gas natural. Los sistemas convencionales de transporte de gas natural por gasoductos que se han diseñado y se han construido durante los últimos cincuenta años han sido basados en un flujo continuo de gas desde el cabezal del pozo hasta el usuario final. Este tipo de sistema está diseñado para poder suplir la demanda diaria con capacidad suficiente para abastecer la demanda máxima cuando esta ocurra. Cuando se introduce el elemento de transporte marítimo (la flotilla de buques de GNL) entre el terminal marítimo de la planta de licuefacción y el terminal marítimo de la planta de regasificación, aparece

un nuevo problema de diseño. Se introduce un proceso de flujo intermitente entre dos procesos de flujo continuo.

El problema de interconexión se complica más debido a la naturaleza de las operaciones de la flotilla. Cuando cada buque está en el mar, su funcionamiento se encuentra afectado por variaciones del viento, del oleaje, de las corrientes, y de visibilidad reducida. Además, cada buque experimenta demoras y reparaciones inesperadas tanto en el puerto como durante su viaje. Las variaciones de la flotilla afectan las operaciones de los terminales marítimos, de las plantas de licuefacción, de regasificación y de los gasoductos, tanto corriente arriba como corriente abajo.

Figura C.7 Esquema de optimización del transporte de GNL en el proyecto



Fuente: Montemayor, Arthur. Licuación y transporte de Gas Natural

Observando la Figura C.7 se puede anotar que el proceso de optimización de la flotilla incluye varias fases en secuencia que son: el establecimiento de suposiciones particulares a dicho proyecto; la definición y adquisición de los datos esenciales para el estudio; la definición de las variables del sistema de transporte marítimo; la simulación y evaluación de las operaciones de transporte marítimo; y la definición del sistema optimizado.

Para ilustrar mejor esta situación a continuación se presenta una de tabla con las suposiciones que son particulares a un proyecto típico de GNL y los datos esenciales requeridos para iniciar un estudio de transporte de del mismo:

Tabla C.3 *Suposiciones particulares a un proyecto típico de GNL*

Las operaciones marítimas en los puertos de carga y de descarga se llevan a cabo las veinticuatro horas del día.
Hay disponible suficiente espacio en dique seco e instalaciones de mantenimiento para prestar servicio a la flotilla dentro de las horas especificadas.
Cada buque cisterna de GNL está en servicio un promedio de 330 días al año. Los restantes 35 días se utilizan para el plan de mantenimiento y para otras reparaciones y demoras.
Todos los buques cisterna son mecánicamente similares. Así mismo idénticos en términos de capacidad de cargamento, velocidad de servicio y características de operación.
La proporción de regasificación diaria del cargamento de GNL debido a pérdida por calor, será de 0.25%.
La flotilla de buques cisterna de GNL presta servicio solamente a una ruta comercial de GNL, aunque esta visión en los últimos años ha cambiado, debido al surgimiento de contratos cortos (short-term) y contratos puntuales (spot).

Fuente: Montemayor, Arthur. *Licucción y transporte de Gas Natural*

- **Variables asociadas al proceso de optimización del transporte de GNL.** Las variables que definen la flotilla de buques cisterna de GNL son: el numero de buques en la flotilla, la capacidad de cargamento de cada buque, y la velocidad de servicio de los buques—o sea, la velocidad promedio lograda por un buque de GNL durante su vida, tomándose en cuenta los efectos del viento, el oleaje, las corrientes, el desgaste de maquinaria y el ensuciamiento del fondo del buque.

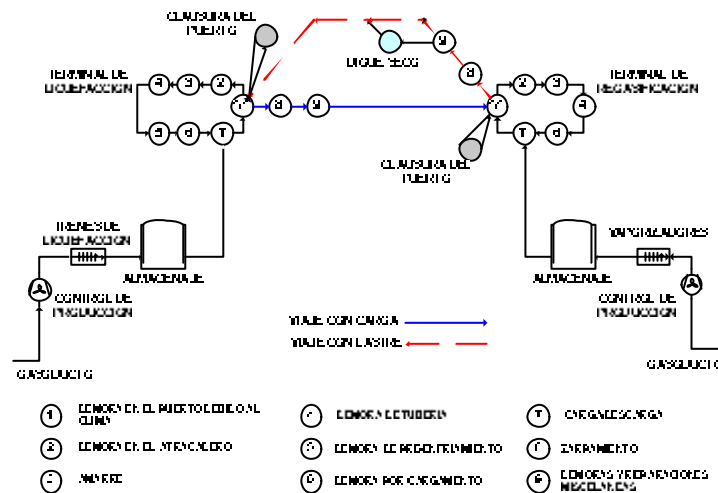
Las variables de la planta de licuefacción y de los terminales marítimos incluyen la proporción diaria de licuefacción, la capacidad de almacenaje de GNL, el número de atracaderos y el número de buques cisterna que pueden ser cargados simultáneamente desde la instalación de almacenaje.

Las variables de las plantas de regasificación y los terminales marítimos incluyen el número de vaporizadores, la capacidad para almacenaje de GNL, el número de atracaderos y el número de buques cisterna que pueden descargar simultáneamente desde los atracaderos hasta las instalaciones de almacenaje.

- **Simulación del transporte de GNL.** La fase de simulación y evaluación es un proceso reiterativo que requiere el establecimiento de combinaciones razonables de variables para la flotilla, los terminales y las plantas.

Los efectos operacionales del proceso de flujo intermitente (la flotilla) en las demás instalaciones del sistema, no se aclaran hasta que se conecte la operación de las plantas y los terminales marítimos con las operaciones de la flotilla a través de un período largo de tiempo. El análisis y la evaluación de las operaciones simultáneas de la flotilla y de la planta se efectúan por medio de un avanzado modelo de simulación a base de computadora.

Figura C.8 Simulación del transporte de GNL



El modelo de simulación es más correctamente descrito en términos de las actividades operacionales que reproduce. La planta de licuefacción y las actividades de los buques cisterna de GNL en el puerto de embarque están representadas en la parte superior de la Figura C.8. La parte de abajo representa el terminal marítimo de la planta de regasificación, incluyendo las instalaciones de almacenaje y regasificación de GNL.

El resultado de la simulación de flotilla rinde un número de combinaciones posibles de configuración de flotilla, de planta y de terminal que proporcionan la capacidad de transporte necesaria para cargar el volumen del proyecto. En este momento, cada combinación factible debe ser evaluada en términos de los objetivos originales del estudio.

La evaluación de la flotilla requiere que cada combinación factible se evalúe, tanto por el costo capital inicial como por los gastos anuales de operación. Las flotillas que resultan con el menor costo de transporte unitario (que incluye los gastos de operación, combustible y gastos de recuperación de capital) se seleccionan para mayor evaluación. Los factores de operación que afectan el costo anual también deben ser evaluados para observar la sensibilidad de cada flotilla para con variaciones y suposiciones del proyecto. El factor de operación significativo que afecta la selección de flotilla es el consumo de combustible. Normalmente se efectúa un análisis de sensibilidad en cada una de las flotillas restantes para determinar el impacto de la variación en precios de petróleo sobre el costo de transporte unitario.

El resultado final del proceso de optimización debe indicar cual es la flotilla que rinde un costo de entrega anual mínimo por cada millón de Btu. La mayoría del software comercial para modelar el proceso de transporte del GNL, utiliza prueba y error para determinar la cantidad exacta de barcos a utilizar en un proyecto específico.

C.3.4 Características de los buques de GNL. Los buques cisterna de GNL se parecen, en muchos aspectos, a los buques convencionales de carga con la maquinaria de propulsión, facilidades de personal y timonera localizadas en la popa (Figura C.9), mientras que la sala de control de cargamento y los compresores están localizados al centro del buque (Figura C.10).

Figura C.9 Panorámica de un buque de GNL

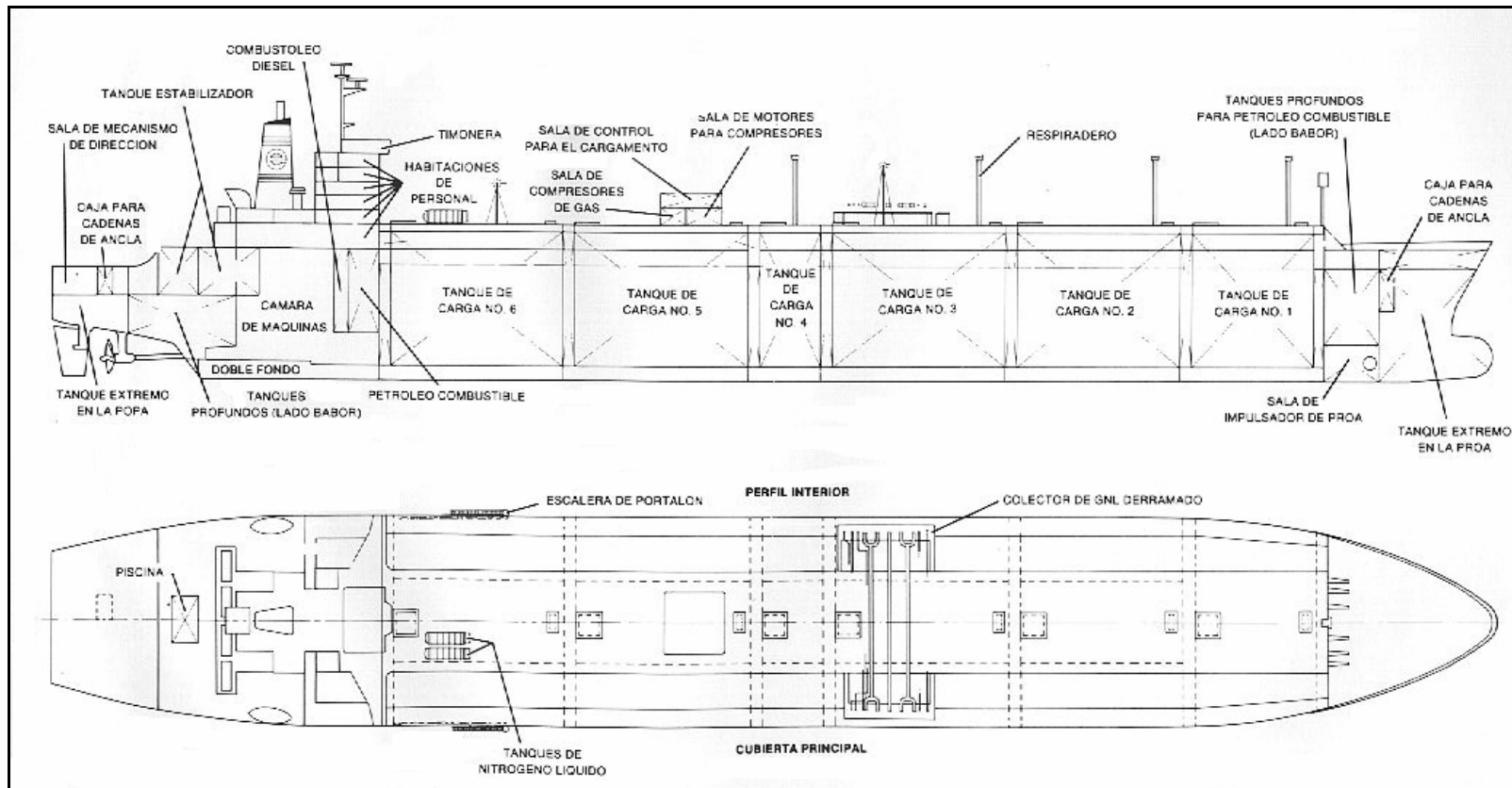


Fuente: *Oil and Gas Journal* Julio 16, 2001

En otros aspectos, sin embargo, los buques de GNL son embarcaciones altamente especializadas, cuyo diseño ha sido en gran parte influenciado por la naturaleza de su cargamento. Por ejemplo, la reducción volumétrica que ocurre cuando el gas natural (a 60 F y a presión atmosférica) es reducido a forma líquida (a -260 F y a presión atmosférica) hace posible el transporte de GNL y tiene una gran influencia en el tamaño de las embarcaciones. La baja temperatura del GNL hace que los tanques de cargamento deban ser construidos de aleaciones especiales que puedan mantenerse fuertes y resistentes cuando son expuestas a temperaturas criogénicas. Esto significa que ciertas estructuras de casco—las más propensas a experimentar temperaturas frías durante la operación del buque--también deben ser construidas de materiales que mantengan su integridad estructural cuando son expuestos a bajas temperaturas.

Hay tres centros principales de control a bordo de cada buque cisterna de GNL. La timonera es el centro principal de comando y de control de navegación. La sala de control de cargamento es el centro de manejo y supervisión del cargamento. La sala de control de máquinas es el centro de control de propulsión.

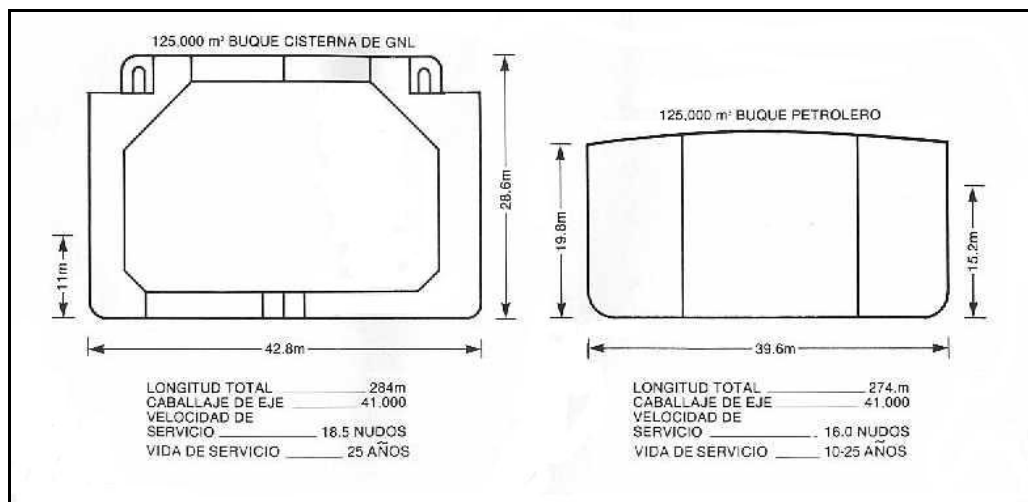
Figura C.10 Partes de un buque de GNL



Fuente: Montemayor, Arthur. Licuación y transporte de Gas Natural

La baja gravedad específica de GNL (aproximadamente la mitad de la del agua) establece límites dinámicos de cargamento para el diseño estructural de las cisternas y las estructuras del casco, y resulta en un buque especializado que cuenta con un calado substancialmente menos profundo, y consecuentemente un bordo libre mayor, que el de buques petroleros comparables. Por ejemplo, el calado con carga de los buques cisterna de la France-Dunkerque en Francia es de 11 metros, y el bordo libre de aproximadamente 17.6 metros. El calado con carga de un buque petrolero de dimensiones comparables es de 19.8 metros, y el bordo libre aproximadamente 4.6 metros. (Figura C.11)

Figura C.11 Comparación entre un buque petrolero y uno de GNL



Fuente: Montemayor, Arthur. *Licuación y transporte de Gas Natural*

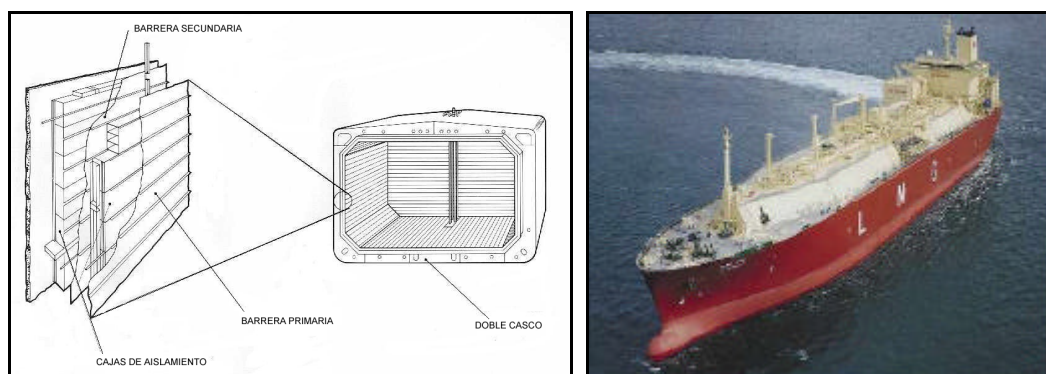
Los reglamentos de la International Maritime Consultative Organization y del Servicio de Guardacostas de los EE. UU., requieren que los buques cisterna de GNL sean construidos con casco doble. Este casco doble proporciona una mayor integridad estructural en caso de colisión, y ayuda a proteger las cisternas. Los espacios entre los cascos se usan para lastre, lo cual elimina cualquier necesidad de introducir agua a las cisternas, una práctica muy común en los buques petroleros, pero que no es aceptable para los buques cisterna de GNL. El diseño permite también la transferencia simultánea de cargamento y deslastre, lo cual reduce la permanencia en el puerto y mejora el factor económico de la operación.

La regasificación del GNL dentro de las cisternas durante el viaje provocó la incorporación de un sistema de dúo-combustible para las calderas principales, las cuales generan el vapor necesario para impulsar las turbinas de vapor del buque cisterna. Las calderas del buque cisterna de GNL, a diferencia de las calderas de un buque típico que pueden quemar un solo combustible, pueden quemar combustóleo o vapores de GNL, ya sea singularmente o en combinación. Se proporciona un sistema de condensación de vapor para cada una de las calderas en caso de que las cantidades de vapor de GNL excedan los requisitos de combustible y los mismos no puedan ser desechados directamente a la atmósfera.

C.3.5 Tipos de buques. La clasificación de los buques de GNL se hace con base en el tipo de almacenamiento que tengan. Existen tres diseños de tanques de almacenamiento para buques de GNL; prismático, esférico y de membrana. Todos estos son construidos bajo las normas establecidas en la reglamentación "*International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk*" (*Gas Tanker Code*). Las Figuras C.6 y C.7 presentan algunos de los buques característicos de GNL.

Tres diseños dominan el mercado actualmente y estas son; las cisternas tipo membrana de GAZ-Transport y Technigaz, y los tanques esféricos "Moss". En la tecnología "GAZ-Transport", por ejemplo, la construcción tipo membrana de las cisternas consiste en dos capas de aislamiento y dos barreras de una aleación de metal. (Figura C.12)

Figura C.12 Buque con cisterna GAZ-Transport

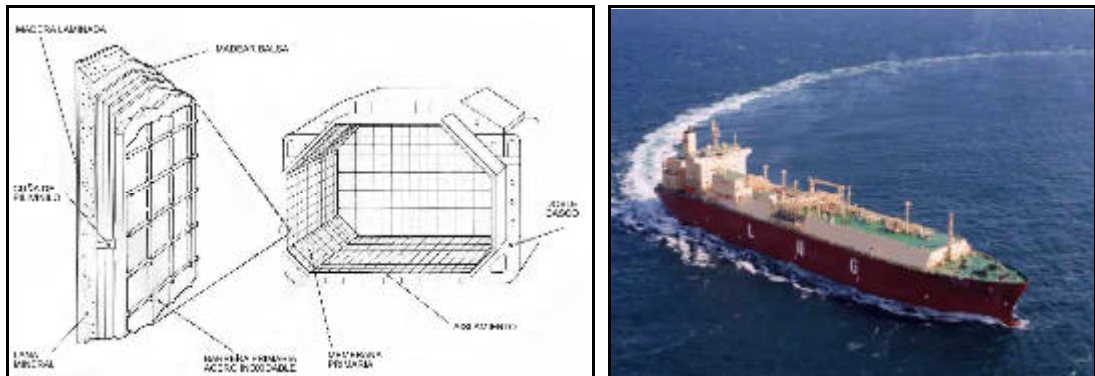


Fuente: Montemayor, Arthur. *Licuefacción y transporte de Gas Natural*

Una capa de aislamiento cubre la parte interior (cargamento) del casco interno del buque. El aislamiento esta cubierto a su vez, por una barrera tipo membrana compuesta de un aleación de metal. Esta barrera esta cubierta por una segunda capa de aislamiento que, a su vez, esta cubierta por una segunda barrera tipo membrana.

La tecnología de cisterna tipo "Technigaz" esta igualmente provista con membrana, pero a diferencia del diseño "Gas-Transport" (Figura C.12), este sistema consiste en una barrera primaria de acero inoxidable, un aislamiento de madera de balsa y una barrera secundaria de madera laminada.

Figura C.13 Buque con cisterna Technigaz

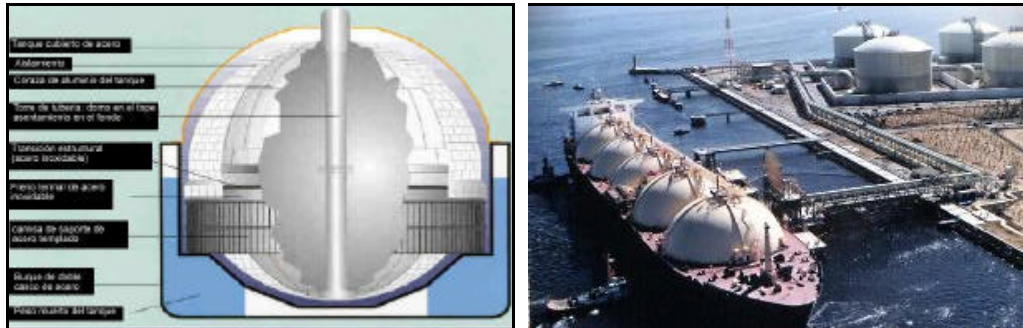


Fuente: Montemayor, Arthur. *Licueción y transporte de Gas Natural*

El sistema de almacenamiento mas usado es el tipo "Moss", autoestable, que emplea un tanque aislado con madera de balsa y espuma de poliuretano. (Figura C.14)

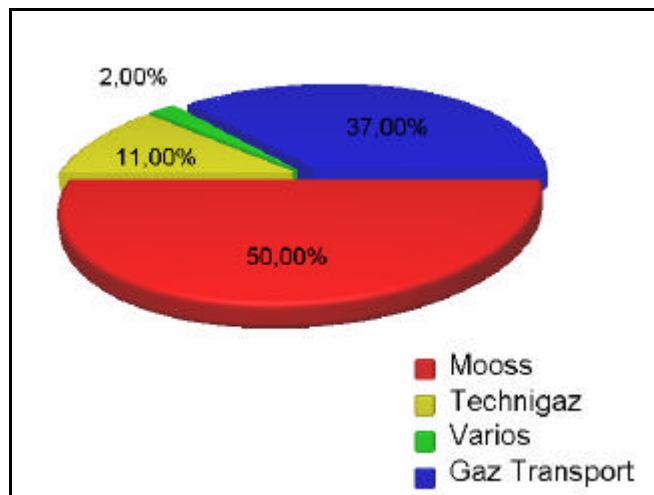
La tecnología de membrana para las cisternas de los buques de GNL, sigue siendo con el 64% de las órdenes de construcción al 2002 y con el 50% del mercado actual, la líder frente a las demás tecnologías de almacenamiento.

Figura C.14 Buque de GNL tipo esférico (Moss)



Fuente: Montemayor, Arthur. *Licueción y transporte de Gas Natural*

Figura C.15 Distribución de las tecnologías de cisterna en los buques de GNL actualmente en operación

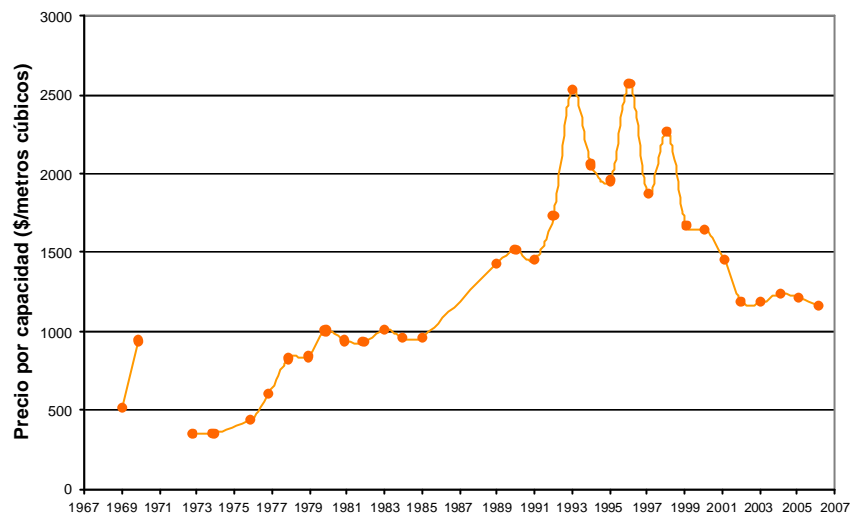


Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

C.3.6 Costos en el transporte de GNL. Los costos del embarque de GNL son función de la distancia entre la planta de licuefacción y la planta de regasificación. Estos costos incluyen: costos fijos (costos de capital, costos de tripulación y el aseguramiento), costos variables del viaje (combustible, costo del puerto, pérdidas por regasificación del GNL). Los costos fijos generalmente cuentan las dos terceras partes del costo total.

Los costos de los buques de GNL se encuentran alrededor de los US\$ 175 millones cada uno en promedio. Las fluctuaciones de estos costos dependen principalmente de la competencia existente en el mercado, pero actualmente existen tendencias hacia la disminución. Es posible determinar que para un tamaño de tanques de almacenamiento en la planta de licuefacción de 138.000 m³, exista una tasa de costos diaria por barco de US\$ 63.000. En la Figura C.16 se puede observar la tendencia hacia esta disminución de los costos en el transporte de GNL.

Figura C.16 Histórico y proyecciones de precio de transporte de GNL por unidad de capacidad

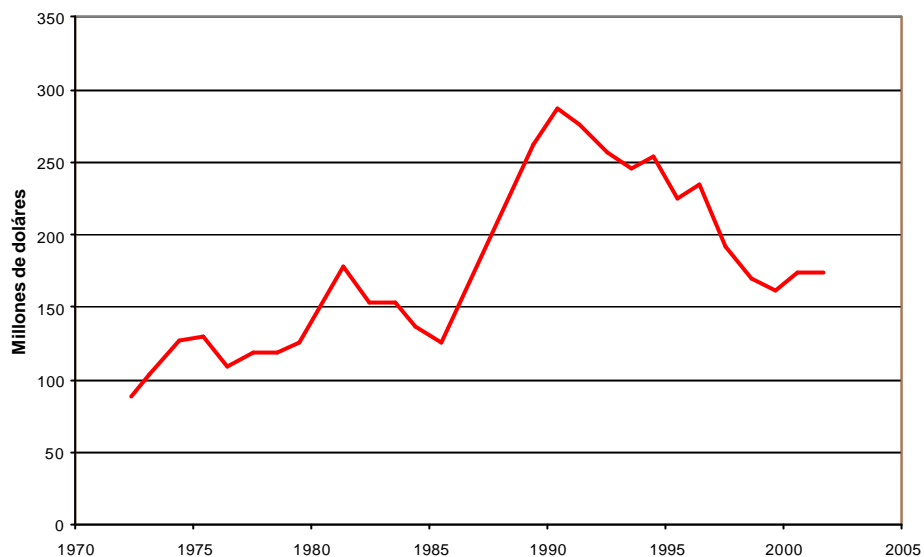


Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

Los costos de concesión en los puertos varían en un alto porcentaje de un puerto a otro. Estos costos son anualizados, ya que son tenidos en cuenta el clima (estaciones), los retrasos en los puertos (contra lo estimado) e inusuales tiempos de viaje en los buques. Por lo tanto a grandes rasgos los costos para un viaje de 3000 millas náuticas están en \$0.45 por MMBtu, 4000 \$0.57 por MMBtu y 7000 \$1.00 por MMBtu.

Mientras los precios de los nuevos barcos en construcción han marcado una tendencia al incremento, no se proyecta que sean tan altos como los picos históricos. Además la competencia del mercado parece ser que retornará, con el surgimiento de nuevos astilleros y el retorno de de varios en Corea del Sur, en búsqueda de nuevas ordenes

Figura C.17 Evolución de costos de los buques de GNL



Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

La Figura C.17 muestra la tendencia en los precios de los buques de GNL, donde se puede observar la tendencia hacia la disminución durante los años 1992 y 2000, en los cuales se dieron los grandes pedidos por parte de varios países europeos especialmente España. Actualmente existen rumores que indican una tendencia hacia el descenso en los precios, en la misma magnitud de los años mencionados.

C.3.7 Descripción actual y proyecciones de la industria del transporte de GNL.

- **Tendencias de la tecnología en el transporte de GNL.** Actualmente se están desarrollando tecnologías para la relicuefacción del gas que se logra evaporar durante los largos trayectos hacia los terminales de regasificación. Estos esfuerzos tienen las más grandes expectativas al reducir prácticamente las pérdidas de GNL durante los viajes a cero.

Un típico carguero actualmente de GNL con capacidad de 135000 metros cúbicos de GNL, tiene 300 metros de longitud, 50 metros de ancho y tiene un calado de 11 a 12 metros por lo cual requiere una profundidad de agua mínima de 15 metros. Los últimos barcos que se ha diseñado y que se planean construir, están en el rango de hasta 250000 metros cúbicos de capacidad. Estos barcos son más largos y más anchos que los de capacidad 135000; pero tienen un calado similar por lo que puede utilizarse en cualquiera de los diferentes terminales existentes en todo el mundo.

Las dimensiones de las cisternas en los buques de GNL, han se han mantenido constante en los últimos años, sin embargo a finales de 2002, el mercado ha considerado el uso de barcos aproximadamente de 200000 metros cúbicos en promedio de GNL, para los grandes transportes de GNL en rutas totalmente dedicadas. Dependiendo del precio de estos nuevos buques, podría representar un ahorro en costos de transporte alrededor de 10 al 15%.

Gas de Francia rompió la estructura tradicional en la construcción de buques de GNL, cuando fue ordenado por parte de Chantiers de l'Atlantique el primer buque con motores de propulsión duales diesel-eléctricos, en vez del tradicional fuel oil-gas vapor. Este buque de 74.000 metros cúbicos de capacidad esta para ser entregado a comienzos del año 2005. Sin embargo no solo el sistema de propulsión fue la novedad, también fue usado un nuevo tipo de sistema de almacenamiento. El sistema CS1, un híbrido de dos tecnologías de membrana existentes, la GT96 y la TGZIII, que ofrece un ahorro en los costos para el constructor y optimiza la capacidad de carga para el propietario.

- ***Tendencias y evolución del mercado de buques de GNL.*** Actualmente se cuenta con una flotilla de 194 buques de GNL, tanto en rutas dedicadas como el mercados spot y de corto plazo. En la Tabla C.3 se presenta una discretización de esta flotilla con base en su capacidad.

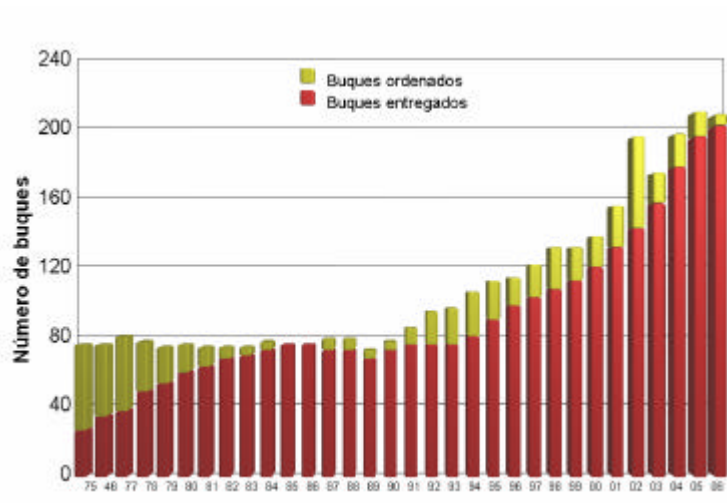
Tabla C.5 Descripción de la flotilla actual de buques de GNL.

Pequeño:	Capacidades desde 18,000 a 50,000 m3	Total: 16
Mediano:	Capacidades desde 51,000 a 100,000 m3	Total: 15
Grande:	Capacidades por encima de 100,000 m3	Total: 159

Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

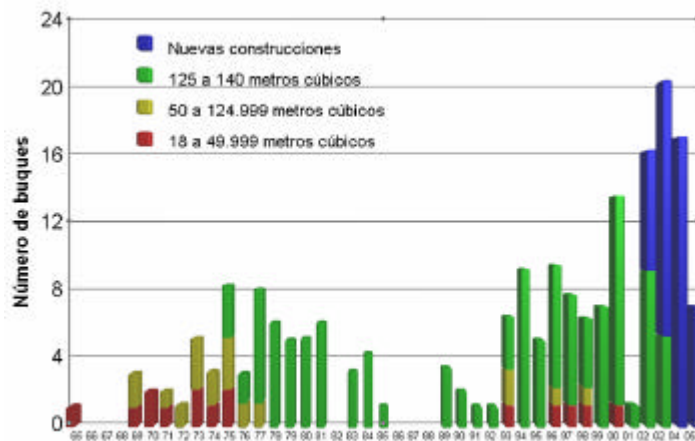
Los astilleros de buques de GNL, históricamente hasta comienzos de la década de los 90s, mantuvieron una tendencia constante dentro del balance de la construcción de buques y el pedido de los mismos, durante los primeros años, los actuales y los cercanamente proyectados, gracias al crecimiento disparado en la demanda de GNL a nivel mundial, especialmente Europa, se ha mantenido un crecimiento constante en el mercado de buques de GNL cercano al 1.3%. Esta situación puede ser observada en la Figura C.19 y en la Figura C.20.

Figura C.18 Histórico en la construcción y pedidos de buques de GNL



Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

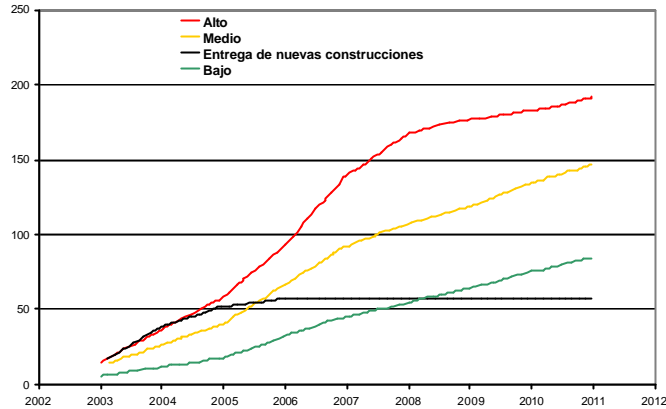
Figura C.19 Descripción del histórico y proyecciones de construcción de buques de GNL por año al 2005



Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

Planteando varios escenarios en la oferta-demanda del suministro de buques de GNL, con un promedio en capacidad de 138000 metro cúbicos de capacidad. Se pueden obtener las siguientes proyecciones al año 2012.

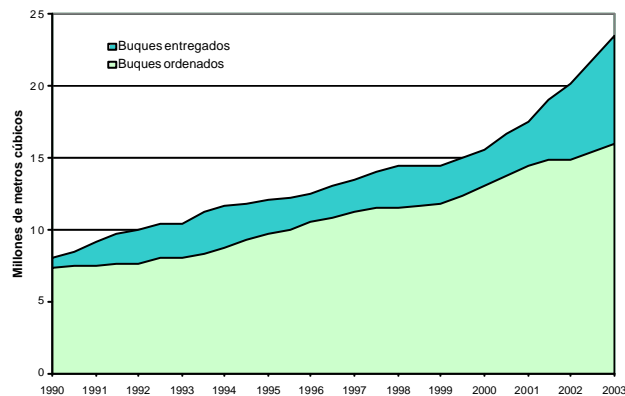
Figura C.20 Escenarios de proyección en la construcción de nuevos buques de GNL al 2012



Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

Un factor importante que en gran parte ha determinado la evolución del mercado del GNL a nivel mundial ha sido la capacidad total de carga de la flota de buques. Hacia mediados del 2002 se ha roto la barrera de los 20000 millones de metros cúbicos, y con las tendencias actuales del mercado del transporte rápidamente se llegará a doblar esta cifra en los próximos 5 años. La Figura C.21 muestra la evolución en capacidad del transporte de GNL.

Figura C.21 Histórico de la capacidad total de almacenamiento en la flota de buques de GNL



Fuente: Gas Liquids Engineering, Ltd.

C.3.8 Detalles de la industria de transporte de gas natural licuado

Tabla C.6 Algunos Buques transportadores de GNL, en servicio

<i>OPERADOR</i>	<i>PROPIETARIO</i>	<i>NOMBRE DEL BUQUE</i>	<i>PRODUCCION</i>	<i>CAPACIDAD (m3)</i>	<i>SISTEMA</i>	<i>PRECIO (\$mm)</i>	<i>MERCADO</i>	<i>CONSTRUC-TOR</i>
ALSOC	Australia LNG	NW Sarnpetrel	Dec-94	127,443	Moss	240	Australia-Japón	Mitsubishi Nagasaki
Bergesen	Bergesen	Berge Bosan	Jan-03	138,000	GT	150	Importaciones a U.S.	Daewoo
BP Shipping	National Gas Shipping	Ghasha	Jun-95	137,514	Moss	271	Abu Dhabi-Japón	Mitsui Chiba
BP Shipping	BP Shipping	British Merchant	Apr-03	138,200	GT	160	Qatar-España	Samsung
BP Shipping	BP Shipping	British Innovaar	Jul-03	138,200	GT	160	Abu Dhabi-España	Samsung
Golar LNG	Golar LNG	Golar Mazo	Jan-00	138,867	Moss	245	Indonesia-Taiwan	Mitsubishi Nagasaki
Hanjin Line	Hanjin Shipping	Hanjin Pyeong Taek	Sep-95	130,600	GT	235	Indonesia-Korea	Hanjin
Hanjin Line	Hanjin Shipping	Hanjin Muscat	Jul-99	138,200	GT	219	Indonesia-Korea	Hanjin
Hanjin Line	Hanjin Shipping	Hanjin Sur	Jan-00	138,333	GT	219	Qatar-Korea	Hanjin
Humolco	Cometco Shipping	Ekaputra	Jan-90	137,012	Moss	178	Indonesia-Taiwan	Mitsubishi Nagasaki
Hyundai MM	Hyundai MM	Hyundai Technopia	Jul-99	137,300	Moss	219	Qatar-Korea	Hyundai
Hyundai MM	Hyundai MM	Hyundai Cosmopia	Jan-00	137,300	Moss	219	Qatar-Korea	Hyundai
Hyundai MM	Hyundai MM	Hyundai Aquapia	Mar-00	137,300	Moss	219	Oman-Korea	Hyundai
Hyundai MM	Hyundai MM	Hyundai Oceanpia	Jul-00	137,300	Moss	219	Indonesia-Korea	Hyundai
Leif Hoegh	Tractebel	Matthew	Jun-79	126,540	TZM	88	Trinidad-USA	Newport News
M.I.S.C.	M.I.S.C.	Tenaga Empat	Mar-81	130,000	GT	120	Mundial	La Seyne

Tabla C.6 Algunos Buques transportadores de GNL, en servicio (Continuación)

<i>OPERADOR</i>	<i>PROPIETARIO</i>	<i>NOMBRE DEL BUQUE</i>	<i>PRODUCIDO</i>	<i>CAPACIDAD (m³)</i>	<i>SISTEMA</i>	<i>PRECIO (\$mm)</i>	<i>MERCADO</i>	<i>CONSTRUC-TOR</i>
M.I.S.C.	M.I.S.C.	Puteri Intan Satu	Dec-01	137,489	GT	180	Malasia-Japón	Mitsubishi Nagasaki
Mitsui OSK Line	Greenfield Shipping	Sohar LNG (ex-Lakshmi)	Oct-01	137,248	Moss	200	Oman-India	Mitsubishi Nagasaki
Nav. F. Tapias	Nav. F. Tapias	Fernando Tapias	Nov-02	138,000	GT	150	Importaciones a España	Daewoo
Nav. F. Tapias	Nav. F. Tapias	Inigo Tapias	Mar-03	138,000	GT	171	Trinidad-U.S.	IZAR Sestao
NYK Line	Mitsui OSK Line	Senshu Maru	Feb-84	125,000	Moss	125	Indonesia-Japón	Mitsui Chiba
NYK Line	Japonesa Consortium	NW Swift	Sep-89	127,427	Moss	180	Australia-Japón	Mitsubishi Nagasaki
NYK Line	Japonesa Consortium	Al Jasra	Jul-00	137,227	Moss	250	Qatar-Japón	Mitsubishi Nagasaki
NYK Line	Osaka Gas et al.	LNG Jamal	Oct-00	136,967	Moss	200	Oman-Japón	Mitsubishi Nagasaki
Polar Tankers	Marathon Oil	Arctic Sun	Dec-03	89,880	IHI	184	Alaska-Japón	IHI
ProNav Ship Mgmt.	MOL/LNG Japón	LNG Gemini	Sep-78	126,300	Moss	109	Indonesia-Japón	GD Quincy
SK Shipping	Yukong Line	YK Sovereign	Dec-94	125,000	Moss	290	Malasia-Korea	Hyundai
SK Shipping	SK Shipping	SK Stellar	Dec-00	138,200	GT	219	Qatar-Korea	Samsung
SNAM	AGIP S.p.A.	LNG Lerici	Mar-98	65,000	GT	200	Algeria-Italia	Italcantieri Sestri
SNTM-Hyproc	SNTM-Hyproc	Larbi Ben M'Hidi	Jun-77	129,767	GT	112	Algeria-USA	La Seyne
STASCO	Nigeria LNG Ltd.	LNG Rivers	Jun-02	137,300	Moss	160	Exportaciones desde Nigeria	Hyundai
STASCO	Shell Group	Gallina	Mar-03	137,001	Moss	165	Mundial	Mitsubishi Nagasaki

Tabla C.7 Algunos Buques transportadores de GNL, en construcción

CONSTRUCAR	FECHA DE ENTRADA	PROPIETARIO	CAPACIDAD (m3.)	SISTEMA	PRECIO (\$mm)	MERCADO
Atlantique	Dec-06	Gaz de Francia	153,000	GT	227	Egipto-Francia
Bijlsma	Oct-03	Knutsen OAS	1,100		11	Costa de Noruega
Daewoo	Nov-04	Exmar/MOL	138,000	GT w/regas	147	Importaciones a U.S.
Daewoo	Apr-04	Nav. F. Tapias	140,500	GT	152	Egipto-España
Daewoo	Dec-03	Mitsui OSK Line	138,000	GT	158	Qatar-India
Daewoo	Dec-04	Mitsui OSK Line	138,000	GT	155	Qatar-India
Daewoo	Jul-04	Bergesen	138,000	GT	160	Exportaciones desde Algeria
Daewoo	Mar-06	Bergesen	145,000	GT	178	Exportaciones desde Nigeria
Daewoo		Australia LNG	138,000	GT	160	Australia-Japón
Daewoo		Australia LNG	138,000	GT	160	Australia-Japón
IZAR Puera Real	Aug-04	Knutsen/Marpetrol	138,000	GT	171	Importaciones a España
Kawasaki	Apr-06	K Line	140,000	Moss	165	Exportaciones desde Noruega
Mitsui	Oct-04	Mitsui OSK Line	137,000	Moss	170	Qatar-Japón
Mitsui	Apr-05	M.I.S.C.	137,000	GT	165	Malasia-Japón
Samsung	May-04	British Gas	138,200	GT	164	Trinidad/USA
Samsung	May-05	MOL/K Line/NYK Line/Exmar	138,200	GT	160	Qatar-Korea
Samsung	2006	British Gas	138,200	GT	163	Egipto-U.S.
Samsung	2006	British Gas	138,200	GT	163	Eq. Guinea-U.S.

Tabla C.8 Buques transportadores de GNL, fuera de servicio

<i>NOMBRE DEL BUQUE</i>	<i>AÑO DE CONSTRUCCIÓN</i>	<i># DE VIAJES</i>	<i>AÑO DE RETIRO</i>	<i>CONSTRUCAR</i>	<i>CAPACIDAD (m3)</i>	<i>SISTEMA</i>	<i>DISPOSICION</i>
Ben Franklin	1975	5	1980	La Ciotat	120,000	TZM	Scrapped in 1980
El Paso Paul Keyser	1976	12	1980	Dunkerque	129,500	GT	Scrapped in 1985
El Paso Sonatrach	1977	26	1980	Dunkerque	129,500	GT	Scrapped in 1985
El Paso Consolidated	1977	15	1980	Dunkerque	129,500	GT	Scrapped in 1987
El Paso Columbia	1979	0	1979	Avondale	130,000	Conch	Converted a OBO
El Paso Savannah	1979	0	1979	Avondale	130,000	Conch	Converted a OA
Esso Poravenere	1971	335	1984	Italcantieri	40,000	Esso	Scrapped in 1984
Methane Progress	1964	467	1992	Harland & Wolff	27,400	Conch	Scrapped in 1992
Methane Princess	1964	500+	1998	Vickers-Armstrong	27,400	Conch	Scrapped in 1998
Methane (barge)	1955	0	1955	Ingalls	5,550	Morrison	Converted a an oil barge
Arisatle (ex Methane Pioneer)	1958	30	1972	Alabama	5,000	Morrison	Converted a LPG
Beauvais	1962	0	1962	Atlantique	640	Mixed	Scrapped
Pythagore	1964	1	1964	Le Havre	610	TZM	Converted a fish
Euclides	1971	14	1973	Le Havre	4,000	TZM	Converted a LPG
Sanko Ethylene	1974	0	1974	Hitachi	1,100	Hitachi	Disposition
Sant Jordi	1975	0	1975	Bilbao	5,000	Sener	Sank off España in 1995

Anexo D. Análisis detallado de la recepción y regasificación del gas natural licuado

D.1 INTRODUCCIÓN

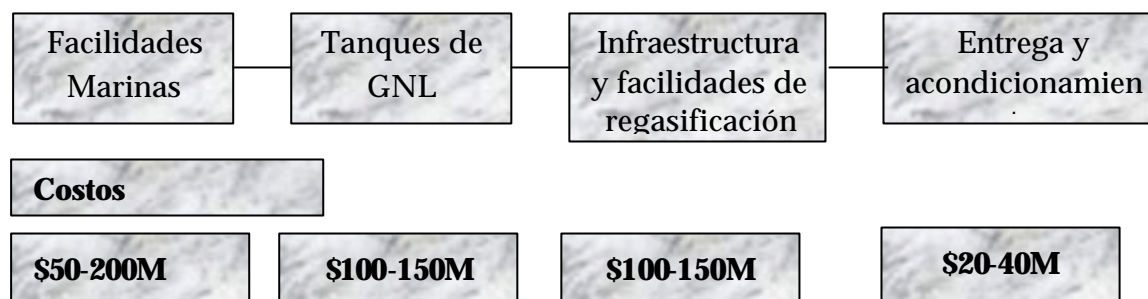
Dentro de las cinco etapas de la cadena del gas natural licuado, la recepción y regasificación de GNL, ocupa el cuarto lugar. Y por lo general hace parte de la estructura económica del negocio del país comprador de GNL. Por lo tanto ha sido siempre una parte fundamental en el crecimiento del comercio de GNL a nivel mundial, al depender de estos la apertura de nuevos mercados y la ampliación de los existentes.

El crecimiento actual de los terminales de recepción y regasificación de GNL, no es un fenómeno nuevo, existen 40 terminales en todo el mundo, con una capacidad actual de 112,94 mtpy (mirar estudio de mercado) y han estado en funcionamiento por más de 30 años. Aunque actualmente, existe un renovado interés en cuanto a la construcción de estos terminales en varios mercados, fuera de Japón que cuenta actualmente con 26 terminales y casi el 50% de las importaciones. Esto debido a un incremento en la demanda de energía limpia y al crecimiento de las reservas de gas natural en el mundo.

Actualmente, existen por lo menos 50 nuevos proyectos de construcción de terminales de regasificación a nivel mundial que doblarían la capacidad actual; además más del 70% de estos proyectos en construcción y planeación han sido identificados solamente para los mercados de Norte América, México y el Caribe, todos estos mercados potenciales para el GNL que planea exportar desde Colombia.

El costo de un terminal de importación de GNL, varía considerablemente, pero se encuentra alrededor de U\$ 400 millones y depende de muchos factores. Los principales elementos de una terminal de importación de GNL y el rango de costos para una planta de capacidad de 3 millones de toneladas por año (MTPA) se muestran en la figura D.1

Figura D.1 Principales elementos de una terminal de importación de GNL



Fuente: SPE 84257

El calendario para la construcción de una terminal de GNL es aproximadamente 48 meses desde el diseño de ingeniería o de 33 a 36 meses desde la ejecución del contrato. Y dentro de todo el calendario el punto crítico se da en la construcción de los tanques de almacenamiento de GNL, esto toma alrededor de 32 a 34 meses.

D.2 CRITERIOS EN EL DISEÑO DE LAS FACILIDAD DE RECEPCIÓN Y REGASIFICACIÓN DE GNL

Los parámetros claves que gobiernan el diseño y el costo de una facilidad de recepción y regasificación son:

- Localización geográfica.
- Requerimientos regulatorios y códigos de diseño utilizados.
- Características del sitio (condiciones del suelo, condición potencial de terremotos, batimetría marina y condiciones ambientales).
- Disponibilidad de la infraestructura local incluyendo mano de obra.
- Capacidad de procesamiento de la planta.
- Tópicos de operación: confiabilidad y disponibilidad requerida para la facilidad.
- Características y fuentes de suministro de GNL.
- Características del gas suministrado.

- Consideraciones de seguridad y garantía.
- Requerimientos de riesgo del propietario.

D.2.1 Localización geográfica. A la fecha todas las plantas de regasificación y recepción de GNL han sido construidas en tierra (figura D.2). Aunque actualmente existen varios problemas como; la oposición generalmente realizada por la población de las zonas cercanas, la falta de terreno no explorado, el costo de la tierra y diversos obstáculos más. Por esta razón es probable que los nuevos proyectos de construcción de terminales de recepción y regasificación sean tenidos en cuenta para ser construidos costa afuera, especialmente en los Estados Unidos, donde se ha presentado más avance en este tipo de tecnologías.

Estas nuevas facilidades podrían ser encontradas sobre el lecho marino llamadas GBS, o flotantes con anclas al suelo marino. Las facilidades GBS serían localizadas en aguas cuya profundidad no excede los 35 metros, mientras que los terminales flotantes pueden ser localizados en aguas cuya profundidad sea superior a 1500 metros.

Figura D.2 Típico terminal de recepción y regasificación de GNL



Fuente: Cortesía de ENAGAS

En la figura D.3 se muestra una facilidad GBS, mientras que en la figura D.4 Se muestra una estructura flotante.

Figura D.3 Terminal GBS de GNL



Fuente: SPE 84257

Los tópicos elementales y más sobresalientes asociados con los terminales costa afuera, comparados con los terminales en tierra son la contención secundaria de los tanques de GNL, la seguridad asociada con las facilidades, el almacenamiento del GNL y el personal requerido para operar las terminales tanto flotantes como GBS .

Figura D.4 Terminal flotante de GNL



Fuente: SPE 84257

La opción de terminal flotante presenta cierto inconveniente, debido al movimiento relativo que se presenta entre los buques que descargan el GNL y los terminales con relación al equipamiento de descarga de GNL; este problema no se ha podido subsanar debido a que todavía no se ha construido este sistema por lo cual no se han podido realizar pruebas reales. Aunque existen avances en el desarrollo de esta tecnología y la solución de estos problemas, se puede decir que a corto plazo no es una solución para la recepción de GNL.

Por otra parte y contrariamente a los terminales flotantes, los terminales GBS de GNL tienen una alta probabilidad de concretarse en uno o dos años, debido a que la tecnología en tierra es similar a la tecnología que se utilizaría en este tipo de terminales.

D.2.2 Requerimientos regulatorios y códigos de diseño. Un asunto importante para un terminal de recepción y regasificación de GNL es la utilización de códigos, que sirven para realizar su diseño. Generalmente en los terminales de Norte América se utilizará el código 59A del 2001 de la NFPA (Asociación nacional de protección contra el fuego); mientras que en los terminales afuera de Norte América se utilizará el código 1473 de 1997 de la EN (Euronorma). Ambos códigos son similares, aunque difieren en los tipos de tanques para el almacenamiento de GNL. Otros códigos, propios de cada región o país, serán utilizados para diseñar algunas facilidades de superficie.

D.2.3 Tópicos operacionales. La filosofía económica de mantenimiento y de personal de trabajo para una terminal debe ser determinada por el propietario en conjunto con las entidades reguladoras y los ingenieros diseñadores del proyecto, antes de comenzar el proceso de diseño. Esto asegura que la confiabilidad, el costo y el impacto del proyecto sobre una comunidad sean evaluadas durante el trabajo de diseño detallado del proyecto.

El personal de operación normal para terminal de GNL es de 25-50 personas dependiendo de la ubicación del proyecto en el mundo. Esta clase de instalaciones no tienen en cuenta la construcción de facilidades de hospedaje para los trabajadores del terminal. Por esto el proyecto debería estar cerca de algunas zonas pobladas para proveer la mano de obra. No es este el caso de una terminal de GNL costa afuera, la cual debería operarse de manera similar a una plataforma petrolera con el personal asentado en la misma.

D.2.4 Seguridad. Los tópicos de seguridad han sido siempre una consideración importante para las terminales de recepción y regasificación de GNL, aunque últimamente han tomado un nivel alto de cuidado e importancia por la tendencia de construcción de estos terminales costa afuera. El requerimiento de las facilidades para que sean construidas cerca de vías navegables hace que el diseño sea mucho más difícil e importante de evaluar.

Una instalación costa afuera tiene la ventaja de estar lejos del continente y también está lejos de ser alcanzable por cualquier buque. A pesar de esto se hace indispensable el uso de zonas de exclusión y medidas en todos los niveles de seguridad para lograr que se convierta en un proyecto seguro.

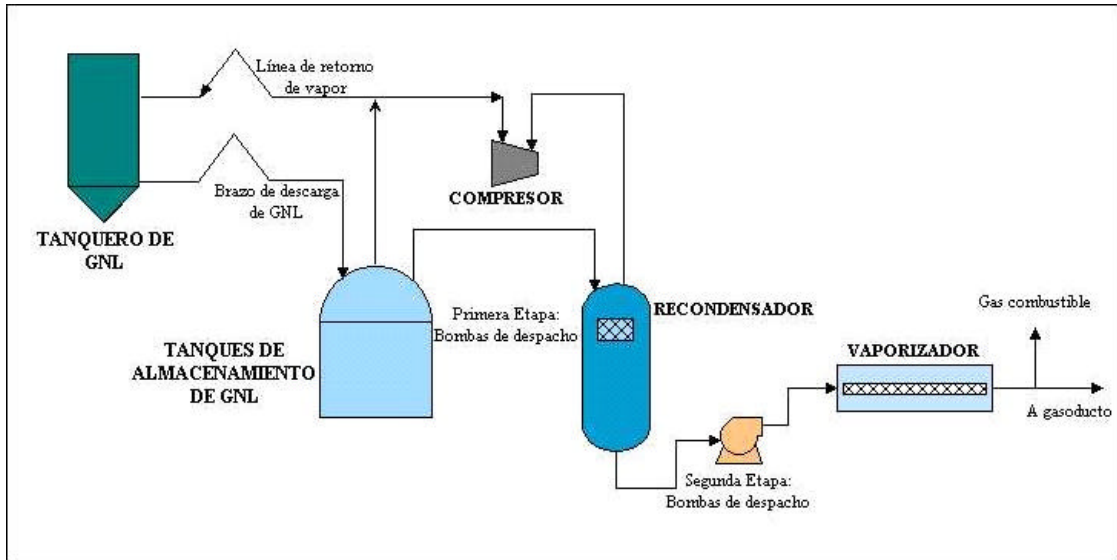
D.2.5 Riesgo. Otra área para anterior al diseño del proyecto es la tolerancia de riesgo tanto del propietario como de las entidades reguladoras. Esto dependerá de la experiencia de las partes; así se tenga buena, mala o no se tenga experiencia en el negocio, la cual puede ser mitigada tan pronto como se alcance un buen entendimiento por parte del diseñador del proyecto.

D.2.6 Componentes claves en una terminal de recepción y de regasificación de GNL. Los componentes más importantes de una terminal de recepción y de regasificación de GNL son:

- Facilidades marinas incluyendo sistema de descarga de GNL
- Tanques de almacenamiento de GNL
- Proceso de regasificación incluyendo vaporizadores.
- Utilidades y otros requerimientos de infraestructura.

Estos son mostrados en la figura D.5

Figura D.5 Componentes de una terminal de GNL



El proceso básico para una terminal de GNL es un simple intercambio de calor. El GNL es transportado desde la planta productora hasta el terminal vía buque especial para el transporte de GNL, se descarga el GNL ayudándose con brazos mecánicos, (en la figura D.7 se pueden ver los brazos para una terminal GBS, mientras que en la figura D.8 se puede ver para una plataforma flotante.), y es almacenado aproximadamente a -160°C (-256°F). Por esta razón una característica del manejo del GNL es que las partes de la instalación serán sometidas a severas condiciones criogénicas.

El GNL es entonces bombeado hacia los intercambiadores de calor llamados vaporizadores, donde el gas es calentado aproximadamente a 15°C (59°F); este proceso expande el volumen del gas 600 veces. Por último el gas es enviado a los diferentes usuarios, utilizando un sistema de tubería de 500 a 1200 psi dependiendo del usuario final.

➤ **Instalaciones marinas y descarga de GNL.** El ítem principal de costo que pueda tener un impacto significativo en toda la estructura económica de un terminal de GNL son las facilidades marinas, incluyendo el sistema de descarga. Las variables de diseño de un sistema de descarga son:

- Distancia desde el barco hasta los tanques.
- Capacidad de descarga de la bomba del barco.
- Elevación de los tanques.
- Rata de descarga deseada.
- Llenado de los tanque de GNL desde el tope hasta el fondo.
- Numero de líneas de confiabilidad
- Diseño hidráulico de las líneas.
- Diseño estructural de las líneas (inclinación).

Figura D.6 Brazos de descarga GBS o en tierra



Fuente: Cortesía de FMC

Un típico carguero de GNL con capacidad de 135000 metros cúbicos de GNL, tiene 300 metros de longitud, 50 metros de ancho y tiene un calado de 11 a 12 metros por lo cual requiere una profundidad de agua mínima de 15 metros. Los últimos barcos que se ha diseñado están en el rango de hasta 250000 metros cúbicos de capacidad. Estos barcos son más largos y más anchos que los de

capacidad 135000; pero tienen un calado similar por lo que puede utilizarse en cualquiera de los diferentes terminales existentes en todo el mundo.

Figura D.7 Equipo de descarga costa afuera para facilidades flotantes



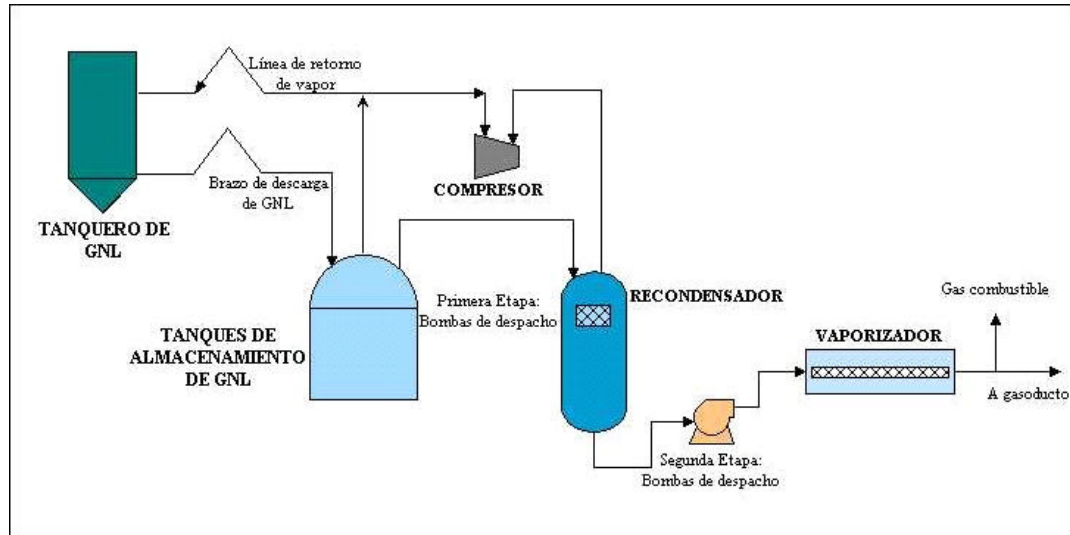
Fuente: Cortesía de FMC

La frecuencia deseada de viajes y el tamaño de los barcos de GNL usualmente determinarán el número y la capacidad de los tanques de almacenamiento de GNL, la segunda parte más cara de una terminal de GNL, la cual puede costar U\$50-60 millones por tanque. Dentro de esta parte es necesaria la corrida de varias simulaciones para determinar el número de barcos y la cantidad de tanques de almacenamiento exacto y así asegurar la disponibilidad de las facilidades para que la cadena de GNL no se vea comprometida.

Uno de los consideraciones claves de diseño durante la operación del terminal de GNL es el manejo de los vapores de GNL durante el proceso de descarga y mientras el GNL es almacenado en los tanques. El manejo de este vapor es crítico debido al costo de las pérdidas del vapor y a que algún venteo o quema del mismo está prohibido por regulaciones ambientales.

El vapor es producido como resultado de un escape de calor del sistema durante las operaciones y durante el proceso de descarga. Un esquema típico de manejo de vapor se muestra en la figura D.9.

Figura D.8 Sistema de manejo del vapor



➤ **Tanques de almacenamiento de GNL.** Los diseños de los tanques son típicamente definidos así:

- Contención simple.
- Contención doble.
- Contención total.

Los tanques de contención simple tienen solo un cascarón y usan un muro de contención o dique secundario para delimitar una fuga de GNL. Los tanques de contención doble tienen un escudo exterior que contiene los derrames y en los tanques de contención total se tiene una estructura característica de tejado que contendrá los vapores que se emanen por un algún periodo de tiempo. Los tanques pueden ser circulares, de membrana o de tipo prismático auto-soportados.

Los tanques de almacenamiento y contención de GNL presentan dos tanques; uno interno, que es construido en acero al níquel 9%, acero inoxidable o aluminio debido a la temperatura de operación (-160 °C; -256 °F) y otro externo que puede ser construido en concreto reforzado o acero, dependiendo de las preferencias del propietario y de los requerimientos de las entidades reguladoras. Además se debe tener en cuenta que los tanques en tierra han sido construidos usando

un tipo de membrana lineal sobre una pared de concreto. Todos estos tanques han sido utilizados en varias locaciones y son técnicamente aceptados. Además, los tanques de contención simple cuestan aproximadamente 30% menos que los tanques de contención total, y los tanques de contención doble cuestan 10% menos que los tanques de contención total.

Los tanques prismático de auto soporte o Tanque SPB, también podrían ser una opción, aunque ninguno ha sido construido para terminales de GNL; si se han utilizado en los cargueros de GNL dando muy buenos resultados. En la figura D.10 se puede ver un tanque de almacenamiento de GNL.

Figura D.9 Tanques de GNL



El uso de una terminal de GNL costa afuera o en tierra es también una parte crítica del proceso de decisión. Debido al costo, el tanque de GNL de níquel al 9% no es viable financieramente para una facilidad costa afuera, y generalmente solo los tanques con membrana o SPB han sido considerados para este diseño, utilizando materiales como aluminio o acero inoxidable.

Dentro del montaje del terminal de regasificación existe un criterio importante a tener en cuenta para la determinación de los costos de capital. Este criterio es establecido por la relación entre la capacidad de entrega con la cual se va a diseñar el terminal y la capacidad de almacenamiento necesitada. Pero se debe tener en cuenta que estas relaciones están directamente afectadas por las distancias existentes entre la planta productora y el terminal de recepción y regasificación, es decir la distancia que recorren los barcos tanqueros de GNL.

La capacidad de entrega del terminal, esta asociada al contrato de venta de gas entre el país productor y el país comprador, donde se especifica las tasas anuales y diarias a ser recibidas dependiendo de la demanda existente. De la misma forma la capacidad de almacenamiento definida como la relación del número de tanques necesarios por la capacidad de los tanques esta ligada al comportamiento de la demanda del mercado que determina los tiempos de almacenaje.

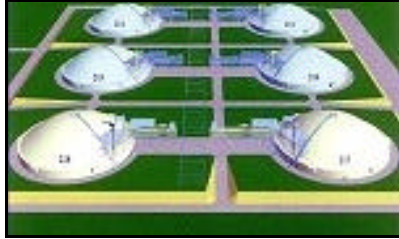
Tabla D.1 Relación e capacidad de entrega del terminal y almacenamiento

Capacidad de Regasificación (máxima tasa de entrega mtpy)	Capacidad de almacenamiento en el terminal de regasificación (tanquesxcapacidad m3)	Total m3	Capacidad en MMSCFD
2,74	2x105000	210000	383,6
3	2x160000	320000	420
3,03	3x85000	255000	424,2
3,1	1x100000	100000	434
3,4	4x100000	400000	490
3,6	1x200000	200000	504
4,7	2x200000	400000	658
5	2x132000	264000	700
5,1	3x150000	450000	714
5,68	3x95400	286200	795,2
6	1x160000	160000	840
6,45	4x76500	306000	903
8,07	4x60000	240000	1129,8

Fuente: Halliburton, Kellogg Brown and Root, Inc. KBR

Con base en estas relaciones se establece que para una capacidad de recepción del terminal de 3.4 a 4.5 mtpy es necesaria la construcción de dos tanques de almacenamiento de de GNL con capacidad cada uno para 200000 m³.

Figura D.10 Tanques de GNL enterrados – capacidad 200000 m³



➤ **Las dimensiones de los tanques serían:**

Diametro interno: 72.0m

Diamtro externo: 78.6m

Altura: 53.0m

➤ **Las características estructurales serían:**

Tipo: Tanque de almacenamiento de GNL enterrado (inground) con membrana.

Techo: Techo domo de concreto con cubierta suspendida.

Barrera primaria: Membrana (acero inoxidable 18-8 - 2.0mm)

Estructura de la base: Fondo Fuerte

Tasa de perdidas (BOG rate): menos de 0.1%/dia

Máx. Nivel del líquido: 49.2m

Figura D.11 Configuración de los tanques de almacenamiento en un terminal de regasificación



➤ **Regasificación.** El GNL es enviado a la sección de regasificación por medio de bombas de alta presión. Las bombas proporcionan toda la presión requerida en el sistema evitando la utilización de compresores. Estas bombas son tipo centrífugas; multietapas con motores eléctricos sumergidos que utilizan un sistema eléctrico diseñado para áreas peligrosas y presentan un tanque de succión propio. Un esquema típico de una bomba se muestra en la figura D.11.

Figura D.12 Diagrama de una bomba de envío de GNL



La regasificación o vaporización del GNL puede ser realizada por varios métodos. Estos son:

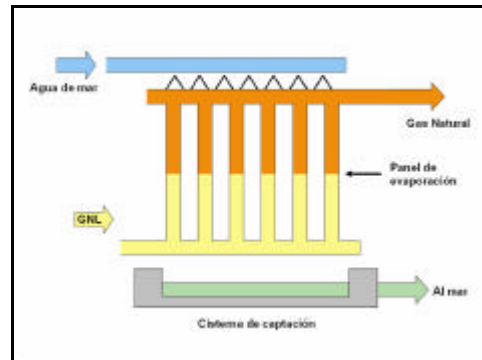
- Intercambiadores de calor con agua de mar, llamados ORV (Open Rack Vaporizers).
- Intercambiadores de calor con baño de agua caliente, llamados vapor SCV (Submerged Combustion Vaporizers).
- Sistemas combinados de intercambio de potencia y calor CHP.

Cada uno de los vaporizadores anteriormente mencionados tiene ventajas y desventajas. A continuación se describirán.

➤ Vaporizadores Open Rack (ORV)

- Costo de capital más alto.
- Costo de operación bajo.
- Usan grandes cantidades de agua de mar (25000-65000 metros cúbicos por hora, por tanto es requerido un gran sistema de manejo de agua de mar).
- La calidad del agua de mar es importante (no debe haber presencia de metales pesados y baja cantidad de sólidos presentes).
- El agua de mar es retornada al sistema de 5 a 8 °C más fría que en la entrada, impacto potencial al medio ambiente.
- Ninguna emisión al aire.
- De fácil operación y mantenimiento.

Figura D.13 Vaporizador ORV

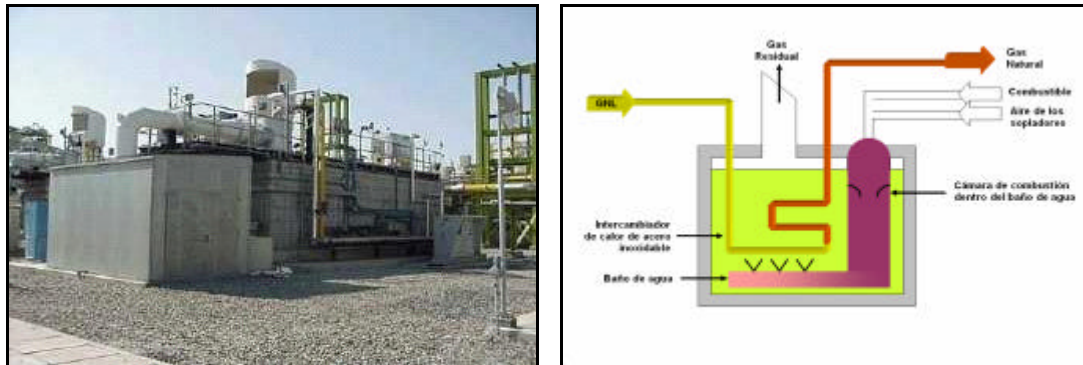


➤ Vaporizadores Submerged Combustion (SCV)

- Costo de capital más alto.
- Más pequeño en tamaño, requieren menos espacio.
- Eficiencia térmica alta, 95%.
- Amplia variabilidad para la rata de envío.
- Se requiere gas para ser consumido al calentar el agua.
- Emisiones al aire (NO_x es producido, alrededor de 30-80 partes por millón).

- El agua caliente requerirá tratamiento antes de ser eliminada.
- El calor de vaporización produce agua en exceso, la cual requiere tratamiento.

Figura D.14 Vaporizador SCV



➤ Combined heat and power (CHP)

- Proceso muy eficiente utilizando chimeneas de gas.
- Requiere menos capital que ORV, pero más que SCV
- Más emisiones al aire que los sistemas ORV, pero menos que los sistemas SCV.
- Para una completa confiabilidad puede tener el 100% del sistema de vaporización de soporte, cuando la planta eléctrica está fuera de servicio.
- Es posible tener un fuente de ingreso desde una central eléctrica (aproximadamente 80 MW son requeridos para una instalación cuya capacidad sea 1000 MMSCFD).

Como regla del dedo gordo, si el precio del gas de venta está por encima de U\$3 por millón de BTU, el sistema ORV será el más efectivo en cuanto a costo. Sin embargo existen otros factores como la disponibilidad y calidad del agua de mar, la temperatura del agua de mar, las zonas en donde la sensibilidad medioambiental no permite que grandes cantidades de agua fría sean vertidas al mar, las normas de emisión de aire, etc; deben todas ser evaluadas antes de elegir el mejor sistema de vaporización.

Además, también podría usarse el sistema de fluido intermedio que se caracteriza por usar un fluido que sustituye al agua de mar en sistemas ORV y SCV. Estos sistemas son primariamente aplicables

para sistemas de flotación costa afuera debido al movimiento del tanque lo cual resulta en una incompleta transferencia de calor desde los sistemas tradicionales de ORV y SCV.

➤ ***Acondicionamiento del Gas.*** La última parte de la facilidad es el sistema de acondicionamiento de gas. En algunas áreas del mundo, tal como el mercado norteamericano, virtualmente todo el GNL producido de las plantas de licuefacción no encontrará en todas las ocasiones las especificaciones requeridas para el poder calorífico de los componentes etano (C2) y propano (C3) sin un tratamiento adicional. Existen varias formas de alcanzar esto, tal como la utilización de columnas fraccionamiento, la adición de gases inertes como nitrógeno, o la adición de aire comprimido. Dependiendo de las especificaciones del gas de despacho y de la cantidad a ser procesado, estas opciones pueden ser técnicamente y/o comercialmente factibles.

Un beneficio adicional es separar cierta corriente de entrada con el fin de vender esos productos a otras industrias como plantas petroquímicas. Sin embargo si las instalaciones no son cerca de las terminales de regasificación, el costo por transporte de líquidos es muy alto.

El área remanente es aquel en donde la infraestructura del terminal de GNL, involucra ítems como servicios públicos y albergues para trabajadores. La generación de poder, el tratamiento de agua y otras utilidades tendrán que ser proporcionadas en el complejo, para así hacerlo más autosuficiente y alcance la confiabilidad deseada. El suministro de energía requerido para un terminal típico de GNL es aproximadamente 15 MW.

Anexo E. Análisis detallado de reservas, producción y consumo de gas natural a nivel nacional e internacional

Dentro de la planeación de un proyecto de exportación de gas natural licuado, existen dos factores esenciales y críticos que al ser alcanzados y comprobar su fiabilidad, pueden hacer del proyecto una realidad, al permitir desembolsar y financiar los capitales necesarios por parte del consorcio formado para el montaje del proyecto y los entes seleccionados para el financiamiento de las inversiones.

La característica fundamental de estos dos factores es la relación directa que tienen entre sí. El primero de ellos tiene que ver con la búsqueda y cierre del negocio de compra-venta de gas natural en forma de GNL, con un mercado o varios y dentro de los esquemas actuales de contratos para el comercio de GNL (corto, puntual -spot- y largo plazo) que demande los niveles de consumo por lo menos al 80% de la capacidad de producción del proyecto. Para este primer paso debemos tener previamente aseguradas las reservas de gas natural necesarias y no comprometidas con la demanda interna que puedan cubrir el horizonte por el cual se firma el contrato de venta (generalmente 20 años en promedio) con el mercado comprador.

Por esta razón en esta sección se realiza un análisis de las reservas de gas, necesario para que el proyecto de exportación de GNL en Colombia pueda tener una viabilidad comercial ya sea en un horizonte de mediano plazo (reservas probadas) o largo plazo (reservas probables y posibles).

Es necesario comprender que además de estos dos factores anteriormente mencionados, la estructura y regulación del sector del gas natural en el país determina en gran parte las decisiones de inversión extranjera, dependiendo de ella el diseño de políticas flexibles y atractivas y la estabilidad regulatoria que permita unas reglas claras y fijas de negocio. Pero antes es también necesario tener una visión general y clara del estado actual y las proyecciones de consumo de la energía mundial, teniendo en cuenta no solo el gas natural sino también los demás energéticos que

compiten con él y que sustentan la economía mundial e influyen directamente en su comportamiento y crecimiento.

E.1 CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA

Según las proyecciones realizadas por la Energy Information Agency, en su International Energy Outlook 2000 - IEO2000 - el consumo mundial de energía se incrementará un 60% sobre un periodo de proyección de 23 años (1997 a 2020) desde 380 cuatrillones de BTU en 1997 hasta 608 cuatrillones de BTU en el 2020.

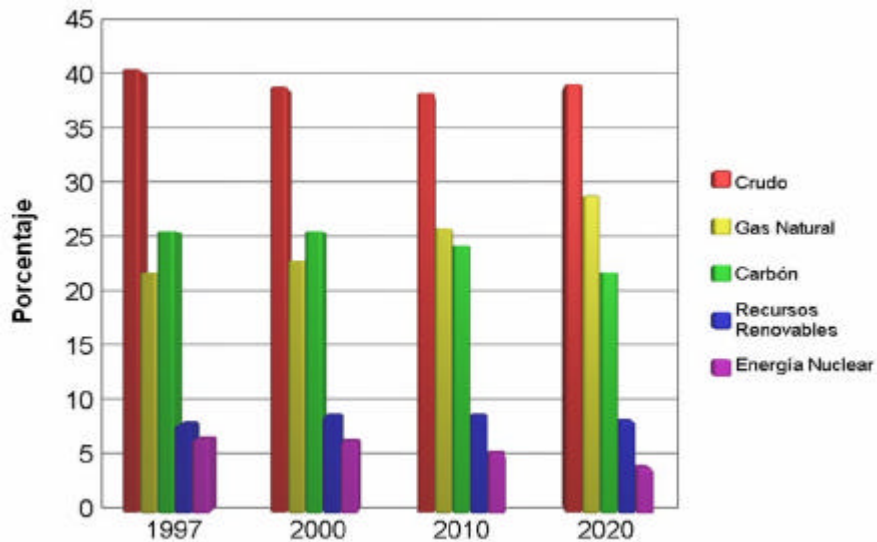
En el periodo de análisis, el mayor crecimiento en el consumo de energía, 144%, lo presenta la Región de América Central el Caribe y América del Sur, que hace parte del grupo de países en desarrollo y con mayores perspectivas en cuanto a la demanda de gas natural en forma de GNL. Dentro del crecimiento de la demanda en estos países puede estar la ventana de oportunidad para posesionar nuestras reservas de gas en Colombia y así lograr monetizarlas. De otro lado los países industrializados muestran un consumo de energía en el año 2020 de 260 cuatrillones de BTU que refleja un aumento del 28% con respecto al presentado por la misma región en 1997.

En las proyecciones realizadas IEO2000, con respecto a la participación por tipo de combustible en el consumo mundial se reconoce al gas natural como el combustible que presenta la mayor tasa de crecimiento (114%) o 3.5% anual, en el horizonte de análisis 1997-2020, pasando de un consumo en 1997 de 80 cuatrillones de BTU, a 171 cuatrillones en el año 2020. Esta tendencia es observada claramente en la Figura E.1.

La misma agencia tiene establecido que el gas natural licuado GNL, actualmente participe del 21% dentro del consumo mundial de gas natural, puede crecer al doble (6% anual) de la tasa actual de crecimiento del gas natural, que esta alrededor del 3% anual y para el 2010 llegar al 30% dentro del comercio del gas natural. Este tendencia esta siendo impulsada por el crecimiento de la demanda de energía mundial y dentro de esta la del gas natural versus los demás energéticos que dominan el panorama energético internacional, así mismo la disminución de costos a lo largo de la cadena del gas natural licuado GNL y su tendencia hacia la flexibilidad del negocio, debido al surgimiento de

nuevos jugadores de la industria del GNL en el panorama mundial y nuevos fuentes de suministro que han mejorado la competitividad.

Figura E.1 Proyección de Consumo mundial de energía. Participación por tipo de combustible.



Fuente: Energy Information Agency. *International Energy Outlook*

El mayor incremento que se contabiliza en el consumo de gas natural es para generación de electricidad. En la región de países industrializados el consumo de este combustible tiene el mayor incremento proyectado. Se espera que los incrementos en el uso del gas natural en los países en desarrollo suplan la generación eléctrica y otros usos como el abastecimiento de gas para las ciudades y combustible para la industria. Esta situación es muy propicia para la industria del GNL, gracias al surgimiento de tecnologías de generación de ciclo combinado para las cuales el GNL es el combustible más apropiado y ventajoso al ser amigable totalmente con el ambiente y eficiente termodinámicamente.

E.2 RESERVAS Y PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL

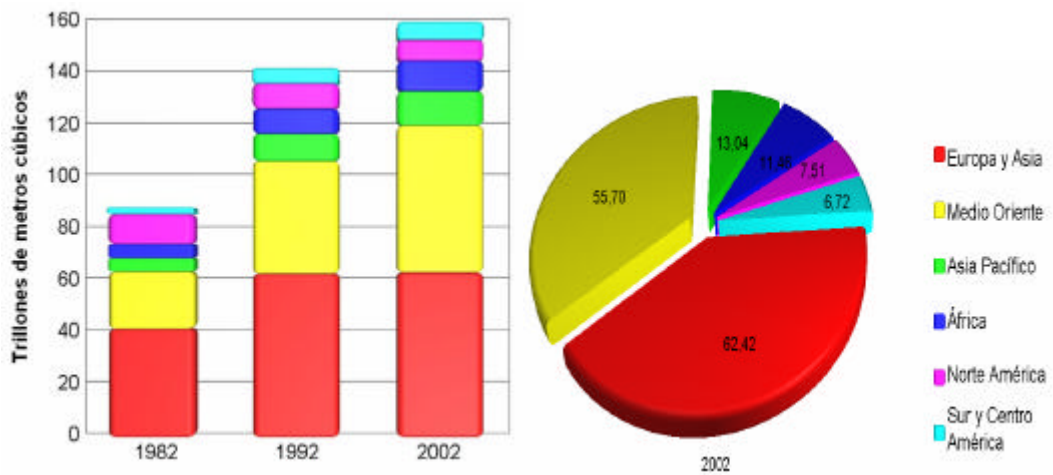
A nivel mundial el gas natural licuado se ha convertido en la fuente de mayor viabilidad para abastecer los futuros suministros de gas natural en los mercados más crecientes, gracias al

crecimiento de las reservas mundiales de gas natural y la significativa declinación en los costos de cada uno de los segmentos de la cadena de valor del GNL.

Para junio de 2003, 10 países mantenían el 77% de las reservas mundiales de gas (4,043 TPC de 5,501 TPC). De estos Rusia, Irán y Qatar contaban con más del 55% (2,906 TPC). Dada esta concentración de recursos y la necesidad de los países de monetizar sus reservas, el incremento en la cantidad de gas comercializado a través de mercados internacionales es inevitable.

E.2.1 Reservas mundiales. Oil & Gas Journal estimó las reservas mundiales probadas de gas natural al 1° de enero del año 2003 en 5,501 TPC, lo que representa un incremento de 1.5 TPC sobre el estimado del año anterior. En los últimos 20 años, las reservas estimadas han crecido rápidamente en la Comunidad de Estados Independientes y en los países en desarrollo en el Oriente Medio, América Central, América del Sur y la región de Asia - Pacífico.

Figura E.2 Reservas mundiales de Gas. Participación por región.



Fuente: Energy Information Agency. International Energy Outlook

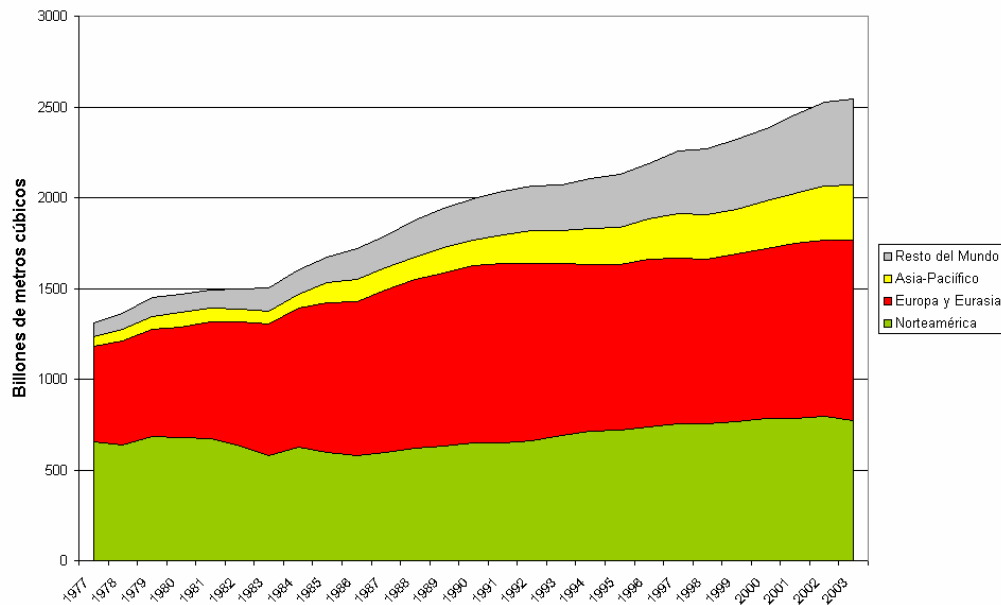
Tabla E.1 Reservas mundiales de Gas.

REGIÓN	RESERVAS (TPC)	% DEL TOTAL
Mundo	5501	100
25 Países Principales	4903	92,58
Resto del mundo	598	7,42

Fuente: Energy Information Agency. *International Energy Outlook*

E.2.2 Producción mundial. La producción acumulada durante el año de 2002 estuvo alrededor de los 2527.6 Billones de metros cúbicos que corresponde a un promedio de 6.9 Billones de metros cúbicos diarios O 248.2 Billones de pies cúbicos diarios. Estos datos significan un aumento en 1.5% respecto al año 2001.

Figura E.3 Producción mundial de gas natural.



Fuente: Energy Information Agency. *International Energy Outlook*

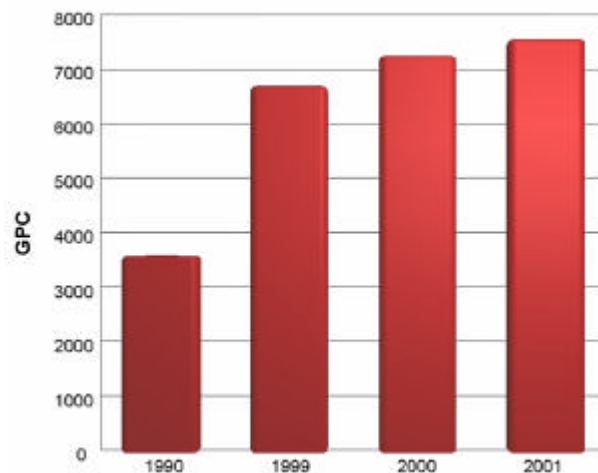
E.3 RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Esta descripción de las reservas probadas, probables y posibles, representa para el proyecto uno de los dos factores críticos al momento de tomar la decisión de inversión para el proyecto.

E.3.1 Reservas probadas de gas natural en Colombia. Los volúmenes remanentes de gas, a diciembre 31 de 2002, ascendieron a 7,489 GPC. De estos, 4,539 GPC tienen viabilidad concreta de comercialización - es decir, existe seguridad sobre su venta futura- e incluye una parte de la reservas de los campos Cusiana y Cupiagua, que en un futuro podrán compensar la declinación de los campos ubicados en la costa norte del país.

Así mismo, 2,651 GPC de gas no tiene a la fecha definido un esquema de comercialización, entre los que se incluyen 1,000 GPC que serían consumidos en la operación propia de los campos (especialmente Cusiana y Cupiagua). Sin embargo, este volumen podría estar disponible para su utilización dependiendo de las condiciones que se presenten en el futuro.

Figura E.4 Reservas probadas de gas natural en Colombia al 2002.



Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

El interior del país cuenta con unas reservas totales de 4,479.94 GPC, de las cuales, los campos de Cusiana y Cupiagua aportan aproximadamente el 48%, y los de Floreña, Pauto y Volcánera un 9%. También contribuyen a las reservas del interior del país los campos de Río Ceibas, Payoa, La Salina y Opón entre otros. De otro lado, las reservas de gas de la Costa Atlántica, que al 31 de Diciembre de 2002 sumaban 2,709.54 GPC, corresponden a los campos de Ballena, Chuchupa, Riohacha y Guapaje.

Tabla E.2 Reservas probadas de gas natural en Colombia al 2002 por zona.

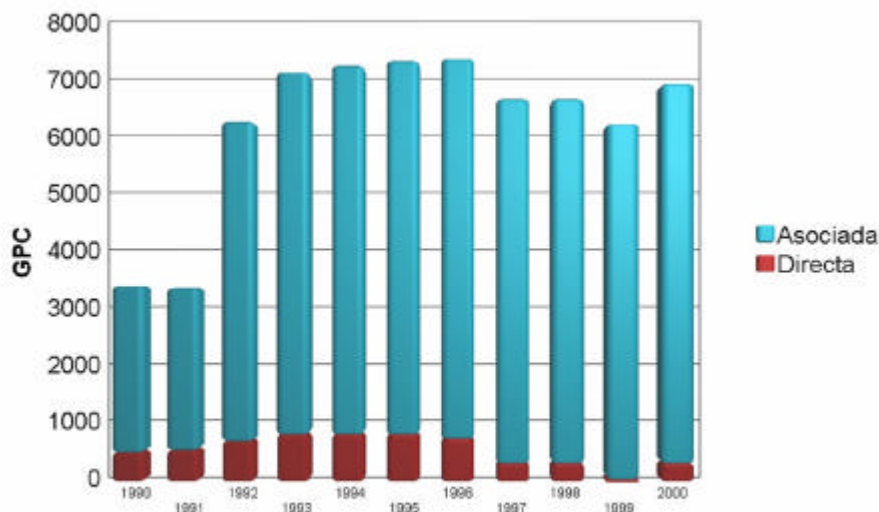
REGIÓN	DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS	TOTAL
Costa Atlántica	2485,81	238,6	2724,41
Interior del país	2021,39	2743,94	4765,32
Total País	4507,2	2982,54	7489,74

Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

La Costa Atlántica participa con el 36% de las Reservas Probadas, concentrando el 99% de ellas en la zona del Contrato Guajira. El interior del país, cuenta con el 64% de las Reservas Probadas, concentrando el 80% de ellas en la zona del Contrato Santiago de las Atalayas - Tauramena - Río Chitamena.

Tomando como base las reservas probadas se puede inferir que la región más viable en cuanto a la disponibilidad de gas natural para un proyecto de exportación de gas es la perteneciente a la del interior del país. Sin embargo debe tenerse en cuenta un factor que marca en gran medida los niveles de inversión al pensar en GNL, este factor es la calidad y propiedades del gas producido, que en este caso no llevaría a la necesidad de una inversión de gran nivel para el pretratamiento del gas natural antes de poderlo alimentar a la planta de licuefacción.

Figura E.5 Evolución de las reservas de gas natural en Colombia.



Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

La evolución de reservas en el país en comparación con los demás países de Sur América, ha sido conservadora pero sin embargo sigue siendo alentadora a los niveles de producción actuales, al proyectar más de 25 años para la relación reservas/producción.

Durante el 2002 de presento un incremento del 4% en el nivel de reservas, motivado principalmente por la reevaluación de las reservas en Guajira y Cusiana.

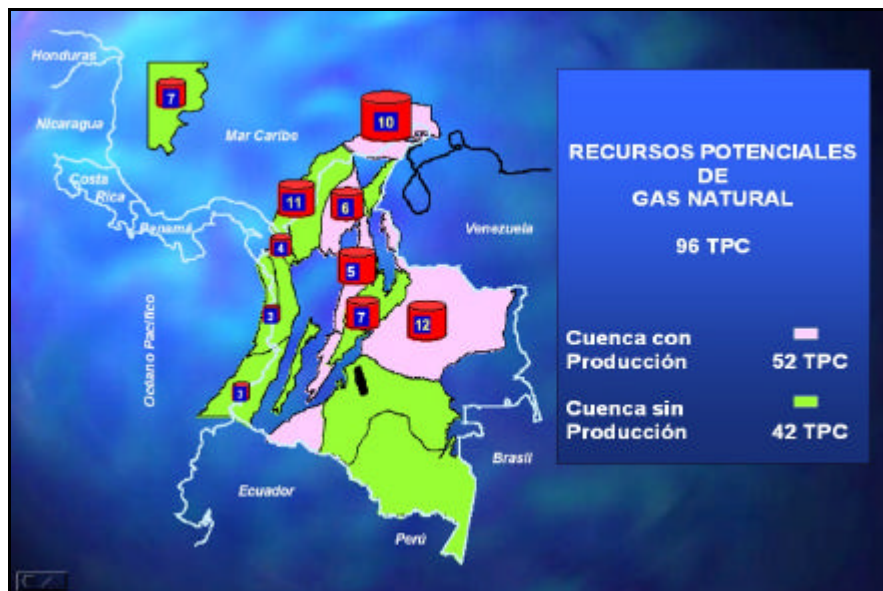
E.3.2 Reservas de gas natural probables y posibles en Colombia. El potencial de hidrocarburos de las cuencas sedimentarias, contabiliza 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, los cuales representan 96 TPC de potencial de gas, distribuidos de la siguiente manera: El 56% en las cuencas con Producción y el 44% en las que actualmente no presentan producción, como puede ser observado en la Tabla E.3.

Tabla E.3 Reservas probables y posibles de gas natural en Colombia al 2002 por cuencas.

CUENCA	MILLONES DE BLS.	TPC DE GAS	MILLONES DE BPE*
<i>Cuencas con producción actual</i>			
Llanos Orientales	7040	12,3	8800
Valle Superior del Magdalena	1320	0,5	1400
Valle Medio del Magdalena	6400	11	8000
Valle Inferior del Magdalena	400	8,4	1600
Putumayo	1440	1,8	1700
Catatumbo	700	-	1700
Guajira	-	20	2800
<i>Subtotal</i>	<i>18300</i>	<i>54</i>	<i>26000</i>
<i>Cuencas sin producción actual</i>			
Cordillera Oriental	1300	9	2600
Sinú	1500	11	3000
Uraba	250	4	800
César-Ranchería	70	0,7	800
Caguán-Vaupés	400	0,5	500
Cauca	100	2	400
Chocó	200	2	500
Pacífico	200	2,5	500
Tumaco	150	2,5	500
Cayos (Area de San Andrés y Providencia)	-	7	1000
Amazonas	250	0,8	400
<i>Subtotal</i>	<i>5000</i>	<i>42</i>	<i>11000</i>
<i>Total</i>	<i>23000</i>	<i>96</i>	<i>37000</i>

Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

Figura E.6 Esquema de las reservas potenciales de gas natural en Colombia.



E.3.3 Exploración de gas natural costa afuera en Colombia. La exploración marina en aguas profundas ha sido una de las estrategias de ECOPETROL para aumentar las reservas de hidrocarburos. La campaña exploratoria en aguas del Caribe se ha realizado desde Venezuela hasta Panamá, mediante la alianza con compañías como Texas, Shell, Amoco y Arco, en el año 1999; cuatro compañías de talla mundial y avanzada tecnología en este tipo de operación marina, las cuales conformaron uniones para desarrollar la tarea exploratoria en un área total de 10 millones de hectáreas, distribuida en cuatro bloques que promedian entre 2.4 y 2.5 millones de hectáreas cada uno.

La exploración se ha realizado desde aguas someras sobre la línea costera, hasta profundidades de 3.000 metros, mar adentro. Es lo máximo a lo que ha avanzado la tecnología petrolera y algo que nunca antes había intentado el país. Los bloques asignados tienen denominaciones propias de las regiones costeras frente a las cuales se desarrollarán, entre ellas; Macuira, Nazareth, Fragata y Galeones.

Los estudios preliminares indican que en el Caribe existen probabilidades de encontrar gas, aunque no se excluye la posibilidad de hallar hidrocarburos líquidos. Las expectativas de desarrollo son

para toda la cadena de gas, desde su producción hasta la generación de energía eléctrica. El gas es un energético que cada vez cobra mayor importancia. Sin embargo en los últimos años se ha dado la devolución de las áreas de los contratos Macuira, Nazareth, Los Galeones y Fragata. A raíz de esta situación ECOPETROL dividió en el año en curso la Costa Caribe en ocho bloques de explotación que van desde La Guajira hasta Santa Marta, así:

Tabla E.4 Nuevos Bloques de exploración en la Costa Atlántica.

Localidad	Área (Hectárea)
Fortete Norte	209.700
Fortete Sur	351.700
Cuisa	1.449.800
Oca	911.900
Bahía	1.089.200
Ensenada	1.048.000
Águila	1.461.600
Fuerte	1.257.800

Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

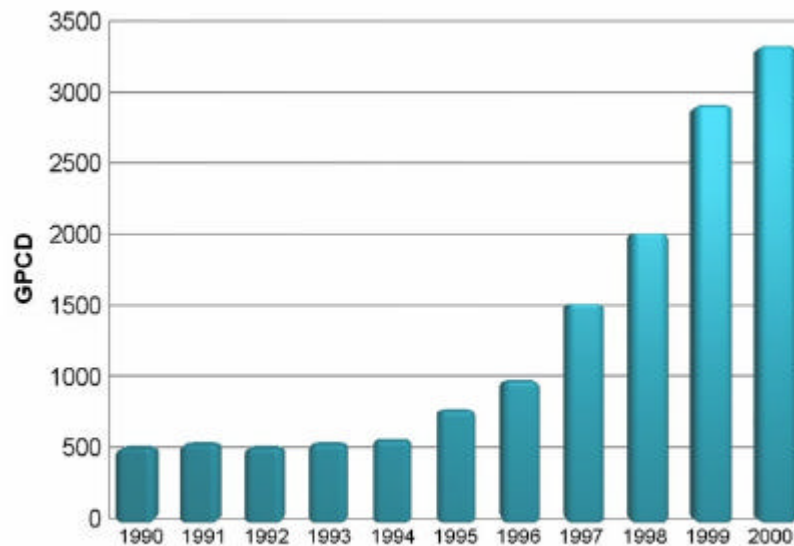
De concretarse las expectativas de hallazgo de nuevos campos gasíferos costa afuera en el Caribe colombiano, Esto reforzaría la idea de convertir a Colombia en exportador de gas natural.

E.3.2 Producción de gas natural en Colombia. La producción total de gas durante el año 2002 es del orden de los 231,1 millones de Kpc de gas, en donde el Departamento con mayor producción es el de La Guajira con un volumen de 180.0 millones de Kpc lo que representa el 78.0% del total, seguido por el Departamento de Santander con una producción de 23.8 millones de Kpc y una participación del 10.30%, posteriormente aparece el Departamento del Casanare con una producción de 10.51 millones de Kpc lo que representa un 4.55%, seguidamente se encuentra el Departamento del Meta con una producción de 5.1 millones de Kpc y una participación del 2.21%, en quinto lugar y con una producción de 4.15 millones de Kpc lo que corresponde a un porcentaje del 1.96% se encuentra el Departamento del Huila, en sexto lugar aparece el Departamento de Sucre con una producción de 3.7 millones de Kpc y un porcentaje del 1.61% sobre la producción total del País. La producción de los restantes Departamentos se encuentra por debajo del 1% de la

producción total de gas en todo el país. La producción mensual de gas total del país para la vigencia del 2.001, no presenta fluctuaciones significativas, con una variación entre los 18 y 20 millones de Kpc por mes.

La producción fiscalizada de gas natural de 2002 con respecto al año inmediatamente anterior presentó un crecimiento del 13%, motivado principalmente por el incremento de la producción de la Cuenca de los Llanos Orientales, que pasó de producir durante 2001 un volumen de 2.34 GPCD a 2.67 GPCD en el 2002.

Figura E.7 Producción fiscalizada de gas natural en Colombia.



Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

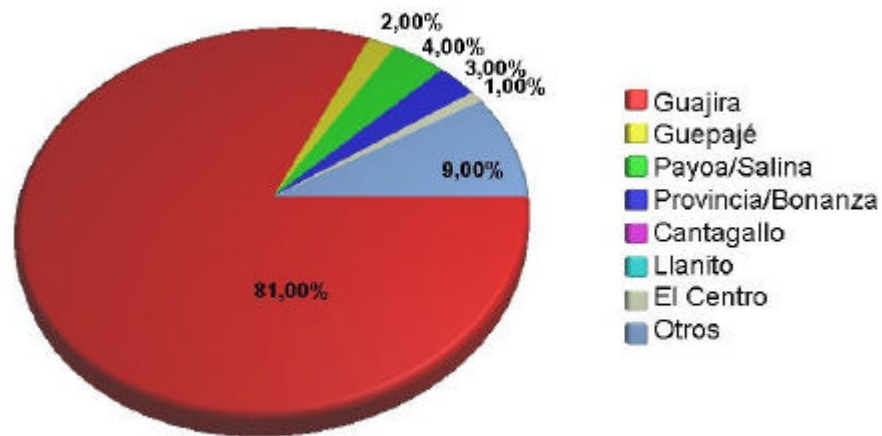
La producción fiscalizada de gas natural en el año 2002 fue de 1,205 GPC, donde las principales cuencas productoras que aportaron, en orden de importancia fueron: Llanos Orientales, Guajira y Valle Medio del Magdalena, con participaciones respectivas de 81%, 14% y 2.5%.

En los Llanos Orientales se destaca la producción de los campos de Cusiana y Cupiagua; en la cuenca de la Guajira, los campos de Ballena, Chuchupa y Riohacha; y en el Valle Medio del Magdalena, los de Opón y Payoa.

E.3.3 Suministro de gas natural en Colombia. Con relación al suministro de gas natural, durante el 2002, el promedio se mantuvo en 578,062 MBTU/Día, un 14% superior al promedio de 2001.

Durante el 2002, los principales campos que participaron en el suministro de gas natural, se mencionan Guajira, Payoa/ La Salina, Provincia/Bonanza y Cusiana, con el 80.6%, 4.1%, 2.91% y 2.61% respectivamente, que corresponde a unas producciones promedio de 466 GBTU/ día; 24 GBTU/día, 17 GBTU/ día y 15 GBTU/ día.

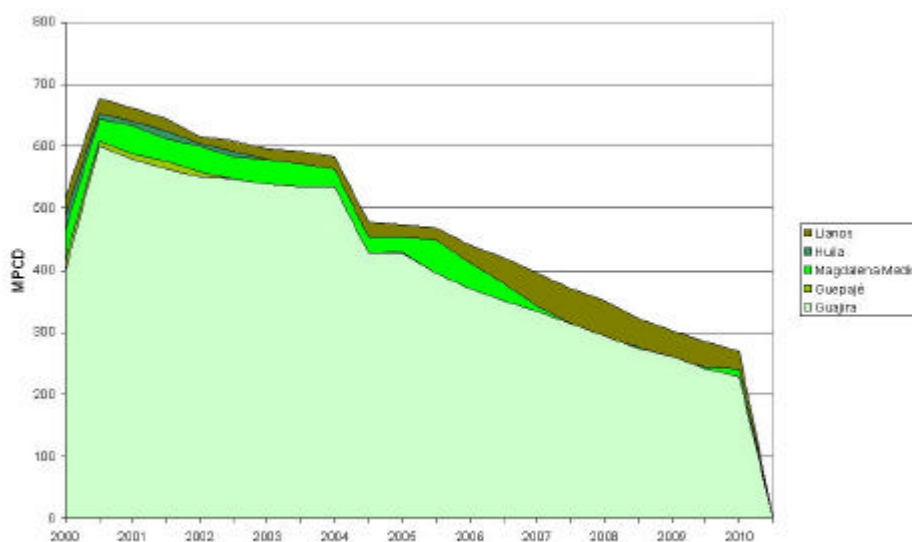
Figura E.8 Suministro de gas natural por campos.



Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

De acuerdo con los escenarios de producción que se han venido evaluando por campo, dado el esquema de desarrollo que tienen, la siguiente grafica muestra a manera referencial el comportamiento de cada uno de las áreas hacia el futuro, sin incluir reservas no desarrolladas.

Figura E.9 Producción de gas natural por zona 2000-2010.



Fuente: Demanda de gas natural, escenario BAU. Business As Usual 2002-2015. UPME

E.3.4 Demanda de gas natural en Colombia. El consumo de Gas Natural en la década de los noventa creció anualmente a una tasa del 3%, aunque si se toman los consumos a partir del año 1993, fecha en la que se inicia el Plan de Masificación de Gas Natural, la tasa de crecimiento anual sube al 5.2%.

Tabla E.5 Consumo nacional de gas natural.

Sector	Ene-Dic 2002 Acumulado	Ene-Dic 2001 Acumulado	% Ene-Dic 02/01
Doméstico	76,937	70,043	9,80%
ECOPETROL	122,607	124,54	-1,60%
GNC	7,135	6,3	13,30%
Industrial	115,919	113,124	2,50%
Petroquímico	10,715	9,461	13,30%
Termoeléctrico	243,318	183,794	32,40%

Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

En términos generales todos los sectores consumidores de gas natural presentaron variaciones positivas, siendo el sector industrial el que menor crecimiento presentó con 2.5%. Vale la pena resaltar el incremento en el consumo de gas natural vehicular, GNC., el cual registró un aumento del 13.3%.

➤ ***Demanda histórica.***

Tabla E.6 Demanda histórica por sectores.

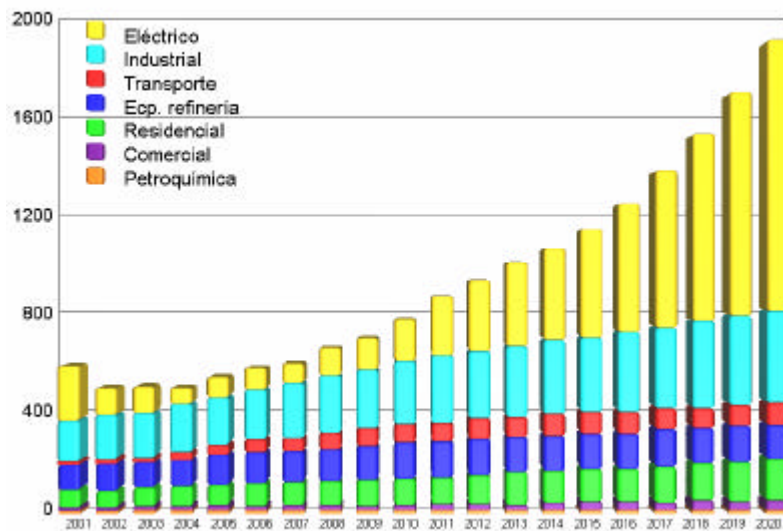
Año	Doméstico	ECOPETROL	GNC	Industrial	Petroquímico	Térmico	Total (MPC)
1986	2,48	95,71	0	77,08	10,51	188,25	374,04
1987	3,61	106,55	0	80,71	10,51	173,34	374,73
1988	5,37	106,11	0	88,35	9,97	165,55	375,35
1989	6,96	110,71	0,3	86,21	9,72	170,52	384,42
1990	9,45	104,7	0,33	90,8	9,87	170,57	385,71
1991	10,79	100,96	0,79	91,51	11,13	152,25	367,43
1992	13,94	100,61	1,67	92,84	14,14	161,74	384,94
1993	18,68	93,43	2,57	93,24	14,07	172,05	394,05
1994	21,89	77,87	3,54	93,26	13,3	177,13	386,99
1995	26,31	75,55	4,16	92,42	10,52	195,75	404,7
1996	30,19	71,59	4,36	101,72	11,96	177,86	397,68
1997	34,61	66,88	4,82	105,87	11,3	199,62	423,1
1998	38,15	107,29	5,5	106,09	16,08	176,99	450,1
1999	47,48	115,14	5,8	102,95	15,34	281,25	567,96
2000	58,6	113,64	5,92	107,89	11,5	298,31	595,87
2001	70,9	123	6,3	113	9,3	184,5	507
2002	93,11	122,67	7,2	119,19	10,02	225,63	577,83

Fuente: Cadena del gas natural 2002. UPME

➤ ***Demanda proyectada.*** En general, las proyecciones de demanda de energía tienen un apoyo importante en la historia de los consumos pues de su análisis se desprenden relaciones matemáticas precisas entre la variable que se estudia y uno o más determinantes que explican su comportamiento en el tiempo.

En el caso del gas natural en Colombia, dada su historia reciente en el ámbito nacional, no es posible emplear herramientas econométricas, y para sus proyecciones se requiere de otro tipo de herramientas o metodologías. En la actualidad la UPME viene aplicando metodologías de proyección integrada de demanda, las cuales tiene como objetivo central, calcular los requerimientos energéticos de la economía nacional para un determinado escenario macroeconómico, dentro del horizonte de proyección especificado, mediante un programa de distribución del mercado entre competidores.

Figura E.10 Demanda de gas natural 2001-2020.

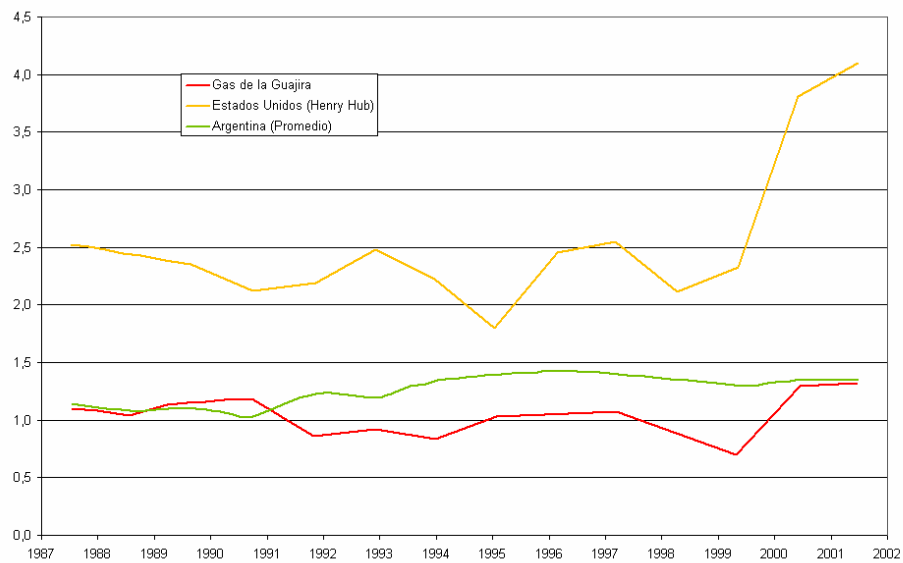


Fuente: Demanda de gas natural, escenario BAU. Business As Usual 2002-2015. UPME

E.3.5 Precios de gas natural en Colombia. Dentro de la estructura financiera de un proyecto de exportación de gas natural licuado, tanto el precio de venta, en el mercado consumidor, como el precio de compra en boca de pozo juegan un papel preponderante en el flujo de caja neto (netback) del proyecto, todo esto siempre teniendo en cuenta que hablamos de precios de gas natural en boca de pozo y precios de gas natural pero en forma de liquido en el mercado consumidor. Por lo tanto, el poder establecer buenos escenarios para estas dos variables se convierte en una herramienta que puede marcar el éxito en la búsqueda de un concepto de viabilidad.

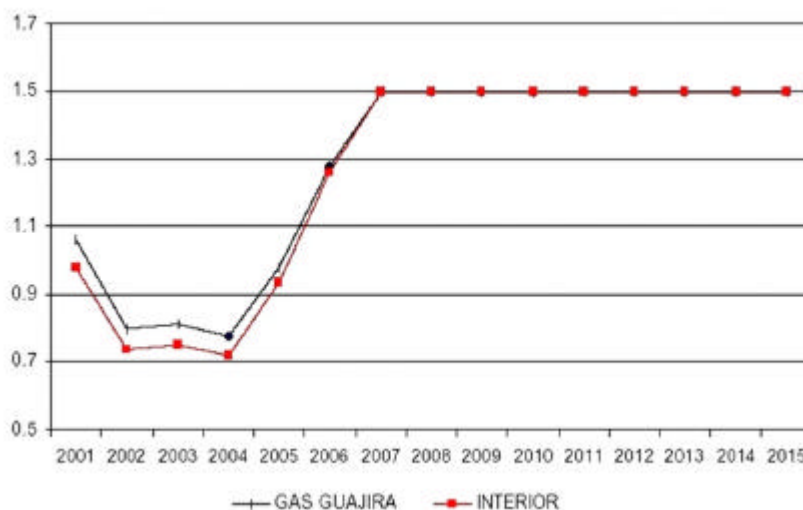
Con base en la Figura E.12. puede ser observado claramente, que gracias a la estructura regulada que existe actualmente en Colombia, no es difícil predecir el comportamiento de los precios del gas natural en boca de pozo. Por esta razón el precio de referencia a tomar dentro de las proyecciones de financieras será de 1.5 dólares por millón de BTU.

Figura E.11 Histórico de precios de referencia para el gas en boca de pozo - Colombia (Dólares por Millón de BTU)



Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas - CREG

Figura E.12 Proyecciones de precios de referencia para el gas en boca de pozo- Colombia (Dólares por Millón de BTU)



Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas - CREG

Dentro de la estructura de los precios del gas natural en Colombia, existe un problema de desfase en el valor económico del gas, provocado por la regulación a la que está sometido el sector. Esta situación en parte puede llegar a representar una ventaja, por los bajos precios en boca de pozo que podríamos tener dentro del netback o flujo de caja del proyecto, pero lo más probable es que esta característica no se manifieste positivamente dentro de la flexibilidad que necesita la industria del sector gas.

Tabla E.7 Desfase del Valor Económico del Gas

	Gas USA Henry Hub	Gas Colombia Guajira	Crudo WTI
Valor Calórico	6 KPC	6 KPC	1 Barril
	6 MMBTU	6 MMBTU	6 MMBTU
Valor Económico	6 KPC	6 KPC	1 Barril
	x U\$3,5	x U\$1,5	x U\$30,5

E.3.6 Análisis estructural de gas natural en Colombia. Dentro de esta etapa se analiza la infraestructura de la industria del gas natural en Colombia, como una de las variables de mayor peso

a la hora de determinar la ubicación de la planta de licuefacción de gas natural junto con la determinación de la región de mayores perspectivas y reservas actuales de gas natural. Se comienza por un vistazo general a la infraestructura del gas natural observada en la siguiente Figura.

Figura E.13 Infraestructura de la industria del gas natural en Colombia.

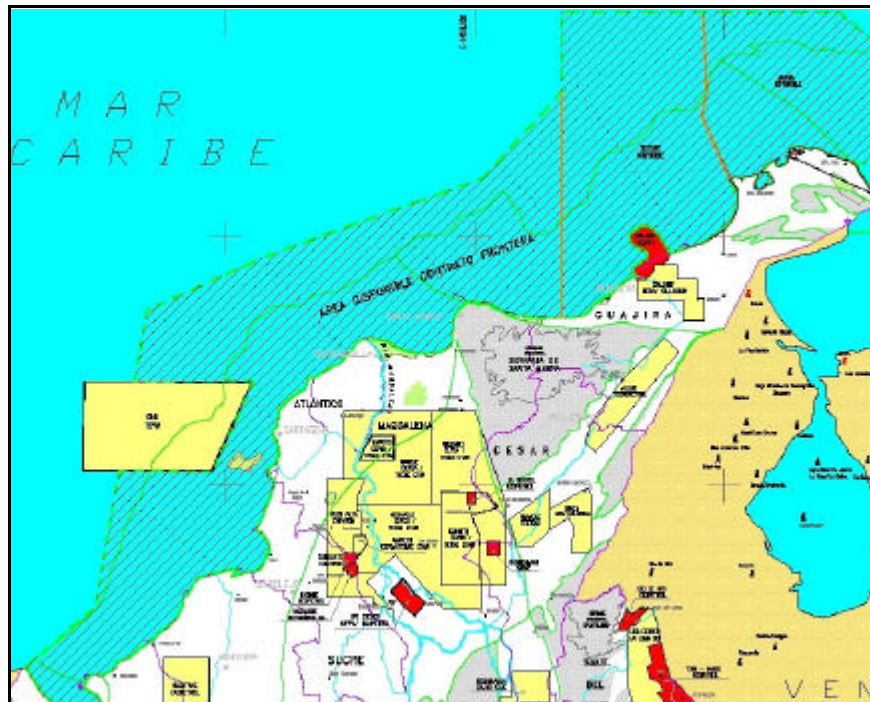


Fuente: ChevronTexaco.

Desde el punto de vista del estudio de reservas, producción y consumo de gas natural. La región de la Costa Atlántica que produce el 80% del gas consumido en país y el 25% de la energía eléctrica y que cuenta con reservas probables cercanas a los 40 TPC junto con más de 300 Km. de gasoductos se considera como la zona a elegir dentro de la planeación de ubicación para la planta de licuefacción. Esto unido a los conceptos de mercado y técnicos que han determinado en primer lugar que la ventana de oportunidad se encuentra hacia la Costa Este de los Estados Unidos, México y el Caribe y en segundo lugar que el gas natural con mejores condiciones de explotación y características en cuanto a su composición y propiedades, es el explotado y posiblemente encontrado en la cuenca de la Costa Atlántica.

Por esta razón a continuación se presentan una serie de figuras con las cuales se pretende detallar la estructura y el comportamiento actual de la industria del gas natural en la región de la Costa Atlántica y más específicamente en el distrito actualmente en etapa de explotación, como lo es el de la Guajira.

Figura E.14 Zonas en exploración y explotación en la Costa Atlántica.

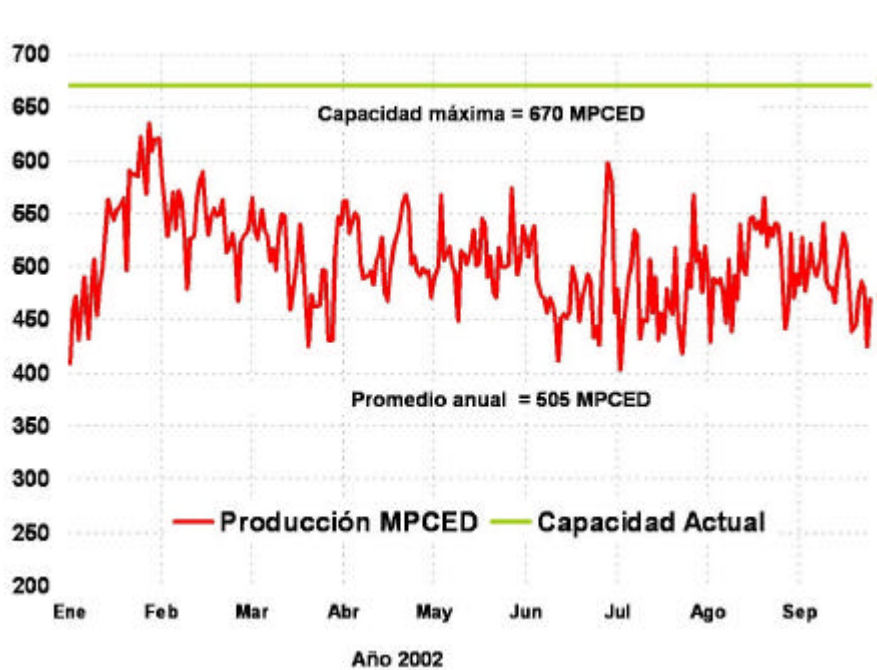


Fuente: ChevronTexaco.

Tabla E.8 Capacidad y producción actual. La Guajira

CAMPO/ INSTALACIÓN	# POZOS	PRODUCCIÓN ACTUAL*	CAPACIDAD ACTUAL*
BALLENA	12	95	95
CHUCHUPA "A"	9	174	210
CHUCHUPA "B"	3	235	365
RIOHACHA	1	0	0
TOTAL	25	504	670

Figura E.15 Comportamiento de la producción de gas natural en el año 2002. La Guajira.



Fuente: ChevronTexaco.

E.3.6 Análisis regulatorio de gas natural en Colombia. Colombia no tiene una larga tradición en el uso del gas natural, como la tienen los países del norte o Argentina. Solo a partir de la década del 70 con el descubrimiento de los campos de La Guajira se inició su uso masivo en la Costa Atlántica y hasta mediados de los 90 se inicia la masificación en el interior del país con la construcción de gasoductos.

Este estudio participa y colabora en la determinación de la evolución futura más probable del mercado tanto nacional como internacional, si se pretende establecer un proyecto de la magnitud propuesta. Para esto es necesario el análisis y la solución de los problemas que enfrenta el pleno desarrollo del potencial de gas en el país.

Es indudable que la consolidación del mercado del gas natural (tanto en el ámbito nacional como internacional) dependerá en gran medida de la capacidad regulatoria del Estado para mantener reglas estables en el largo plazo que acompañen los distintos cambios tecnológicos, y que permitan

ajustar la regulación a las tendencias mundiales y a las reales necesidades del país. En Colombia se ha determinado que tenemos un potencial de reservas de gas natural del orden de 94 TCF pero esta energía difícilmente saldrá a la superficie si no se ofrecen las condiciones necesarias para promover inversión privada en este tipo de proyectos.

El Plan de Masificación de gas, ordenado por el CONPES en 1993, es uno de los proyectos de política energética más exitosos del país y un ejemplo excelente del procedimiento a seguir en la planeación del proyecto de exportación de GNL. En aquel momento, se definieron claramente un objetivo general, unas metas intermedias, unos instrumentos, un presupuesto y unas entidades responsables, en un horizonte temporal. ECOPETROL fue el ente encargado de su coordinación e implantación.

El objetivo principal fue crear las condiciones para ampliar el consumo del gas natural en el interior del país. Para ello, era necesario construir la red de gasoductos que conectara el principal campo de producción en La Guajira con los grandes centros de consumo en el interior del país; esta construcción fue posible gracias a la celebración de contratos con compañías que operarían los gasoductos a cambio de una remuneración que incluía los costos de financiación y de operación. Al final de un período determinado, estos activos serían transferidos a la estatal petrolera.

Las características regulatorias (Regulatory framework) en el sector del gas natural tiene las siguientes características:

- Costos relativamente bajos en el nivel de usuario residencial del gas natural, en el orden de US\$7.00 por MBTU, comparado con sectores desregulados como el de la electricidad que se encuentra entre 25 y 30 US\$ por MBTU.
- Precios regulados en boca de pozo, aún cuando se prevé un proceso de desregulación hacia el futuro y precios regulados en transporte, distribución y comercialización
- En boca de pozo existen varias modalidades reguladas, en las cuales el precio varía con referencia al precio de mercado de un sustituto (Fuel-Oil).

- Las actividades en exploración y en la expansión del sistema de transporte continúan en niveles mínimos como resultado de la falta de reglas de largo plazo y la incertidumbre del marco legal y regulatorio.

- El combustible que más paga impuestos hoy en Colombia es el gas natural (regalías, dos impuestos al transporte, contribuciones, etc.).

En materia institucional y regulatoria se debe resaltar la expedición del Decreto 2225 de Octubre 30 de 2000, mediante el cual el Ministerio de Minas y Energía reglamentó el funcionamiento del Consejo Nacional de Operación del Gas Natural (CNO-Gas). Este nuevo órgano, en el cual están representados todos los agentes del mercado del gas natural, se constituye en una pieza fundamental para optimizar la operación conjunta de los sectores de energía eléctrica y de gas natural con miras a la exportación.

Es un hecho que la exploración en búsqueda de gas natural no ha sido ajena a la falta de competitividad del país, que le resta posibilidades para atraer capital extranjero. Aunque a finales del año 2000 fue sancionada la Ley de Regalías, la cual incentiva la búsqueda de gas natural al reconocer, por primera vez, que existen grandes diferencias entre los negocios del gas natural y del petróleo, todavía no es posible evaluar la manera en que dicha Ley repercutirá en la reactivación de la exploración de gas natural. Más aún: dicha Ley fue demandada ante la Corte Constitucional y existe una alta probabilidad que sea declarada inexecutable.

En cuanto al propósito primario del proyecto de Ley 308 de la Cámara de Representantes, que es adoptar una política nacional de exportaciones de gas natural, se demuestra en este estudio las grandes ventajas que representa para el país la posibilidad de exportar gas natural. Es así como, en el caso de un primer proyecto planeado de exportación a Panamá, los beneficios serían los siguientes: a) inversión del orden de US\$ 400 millones; b) importación de divisas entre US\$70 y US\$100 millones anuales; c) creación de cerca de 2.500 nuevos empleos directos e indirectos; d) incremento significativo en la actividad de exploración en el mar Caribe; y e) mayores perspectivas para todo el sector del gas natural. Bajo estos principios y considerando tales beneficios, conviene para el país y la economía apoyar las posibilidades de exportar gas natural.

Anexo F. Descripción detallada del mercado de GNL

El objetivo principal de este anexo es el de presentar todos los datos actuales del mercado de GNL, a través de varias estrategias o ayudas, estas son:

- Un atlas mundial donde se muestra en detalle todas las plantas de licuefacción de gas natural y terminales de recepción y regasificación actualmente en operación, junto con las capacidades que se encuentran en construcción y en etapas de planeación.
- Tablas con datos específicos en cuanto al movimiento del GNL producido a nivel mundial, detallando quienes son los compradores y vendedores actuales y en que cantidades es comercializado actualmente el GNL.

Todas estas ayudas se encuentran condensadas dentro de una herramienta construida en PowerPoint de Microsoft, como fruto de la investigación, actualización e integración de datos llevada a cabo.

Es de aclarar que el atlas fue construido con base en el World LNG Map, realizado por BP para el año 2000, pero en este proyecto fue actualizado y cambiado de diseño con datos al 2003, como parte del estudio detallado del mercado de gas natural licuado. Para la interpretación de esta serie de mapas en donde se muestra la demanda, oferta y canales de comercialización actuales, se utilizan las siguientes convenciones presentadas en la Figura F.1.

Figura F.1. Convenciones generales

★ Planta Existente	● Campos de Gas o Gas/Condensado
★ Planta en Construcción	— Gasoductos
★ Planta Planeada	- - - Gasoductos en construcción
★ Planta Especulada	- - - - Gasoductos Planeados o propuestos
★ Terminal Existente	
★ Terminal en Construcción	
★ Terminal Planeado	
★ Terminal Especulado	

F.1 ATLAS MUNDIAL DE GNL

PAISES COMPRADORES DE GNL

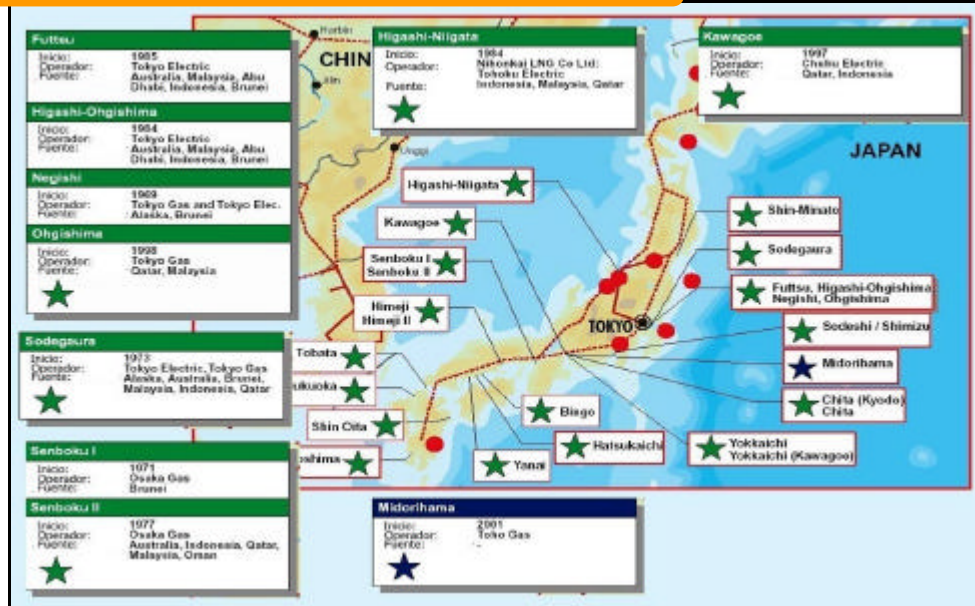
Terminales en la región de Asia-Pacífica



Terminales en Japón



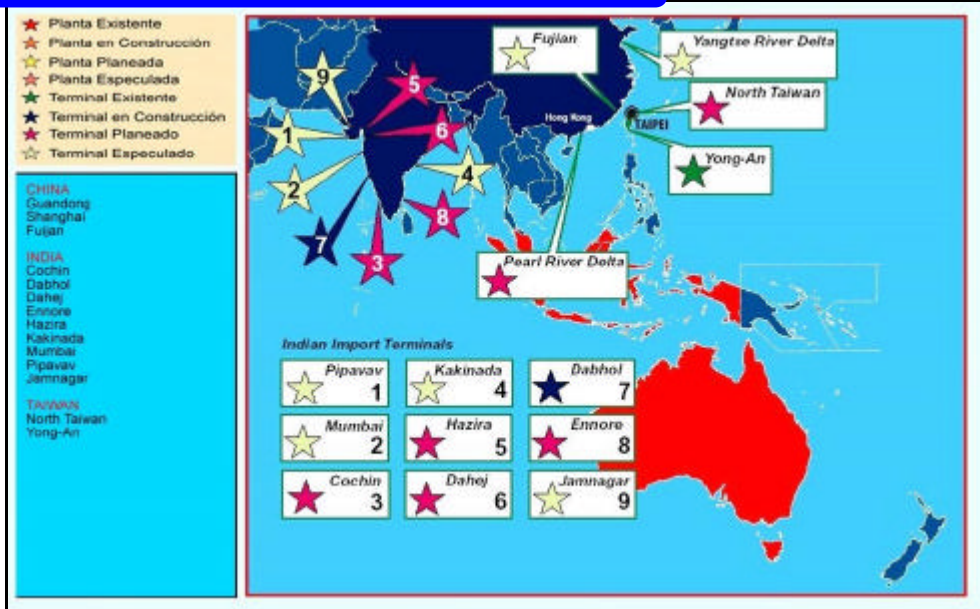
Terminales en Japón



Terminales en Corea del Sur



Terminales en la región de Australia-Oceanía



Terminales en India



Terminales en China y Taiwán



Terminales en la región de Europa



Terminales en Francia y Bélgica



Terminales en España



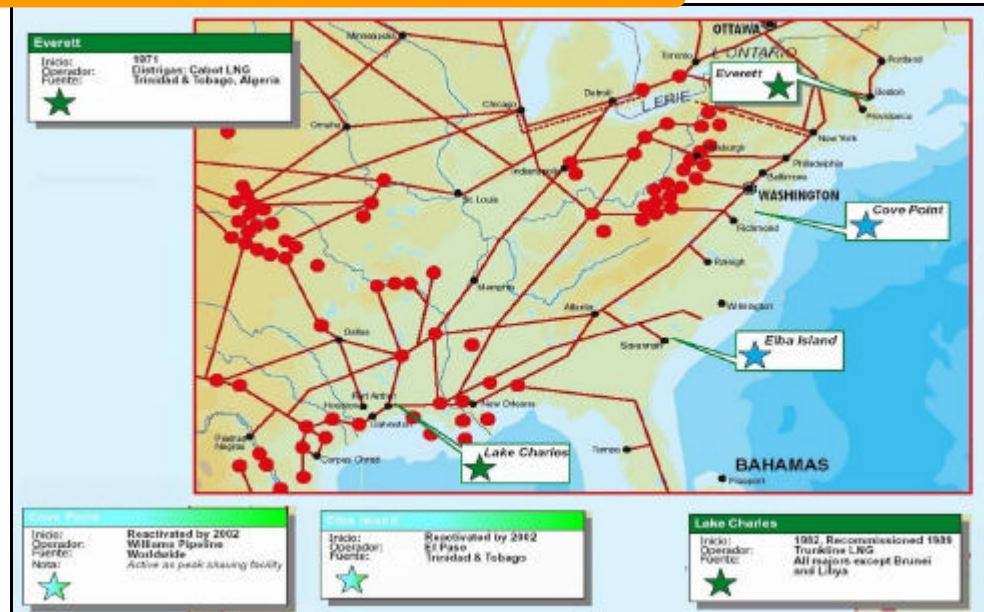
Terminales en Italia, Grecia y Turquía



Terminales en la región de Norte América



Terminales en Estados Unidos



Terminales en la región de Sur América

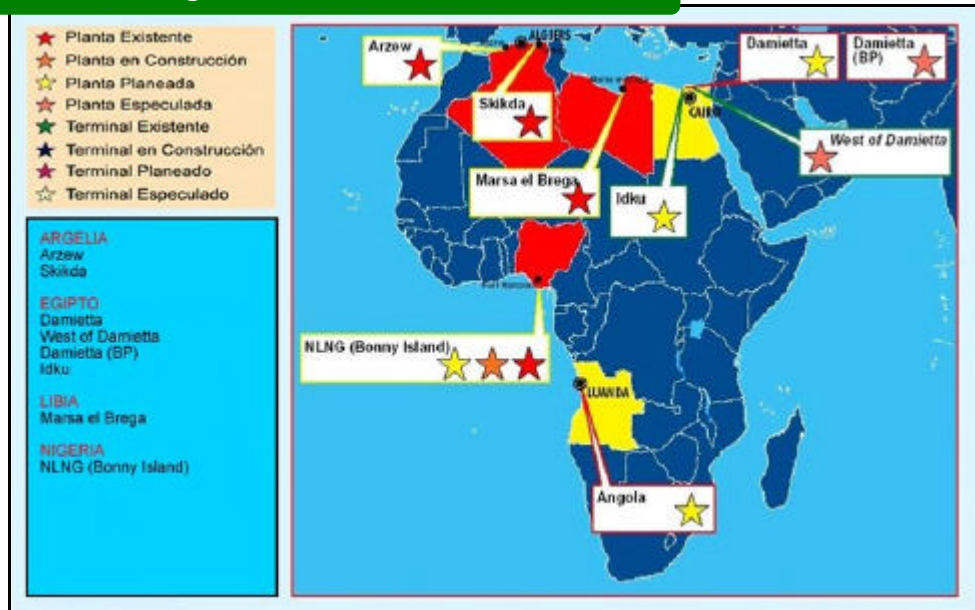


Terminales en República Dominicana y Puerto



PAISES PRODUCTORES DE GNL

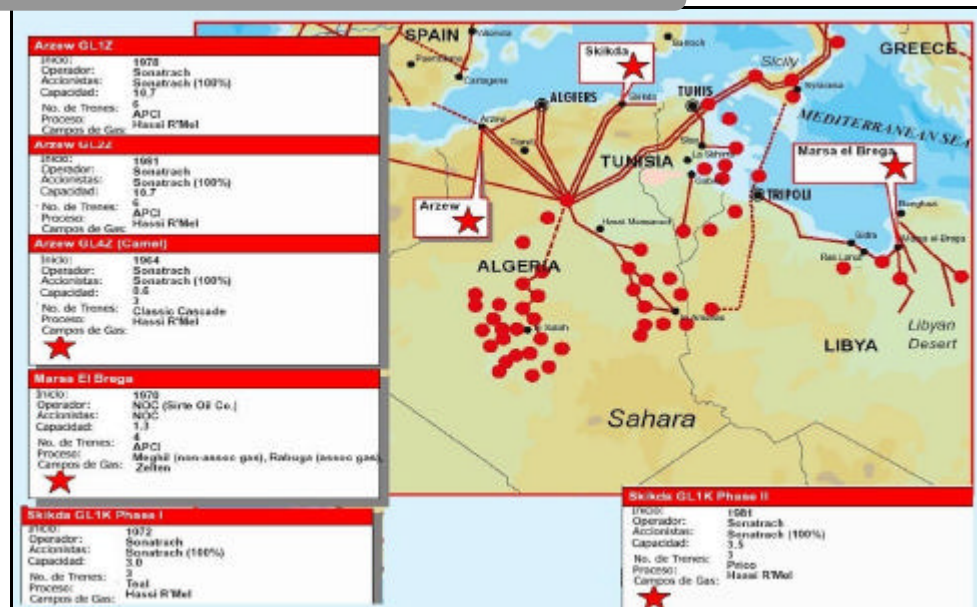
Plantas en la región de Africa



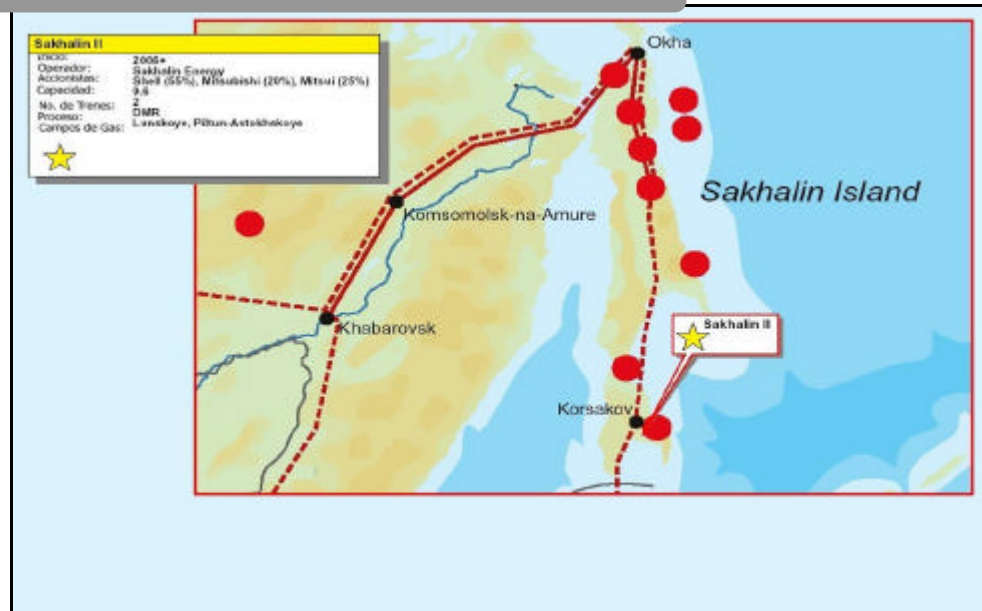
Plantas en Nigeria y Angola



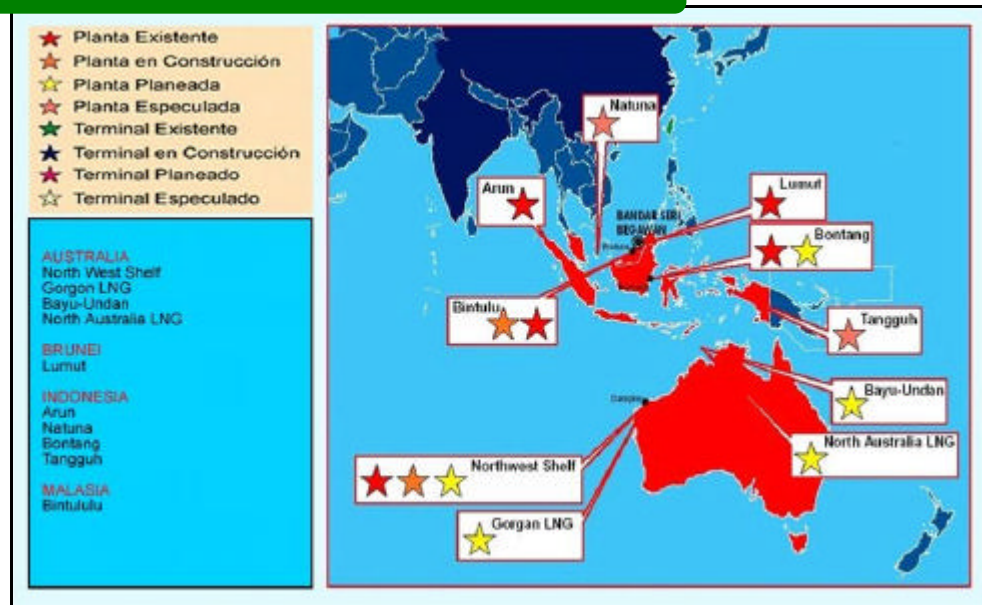
Plantas en Argelia y Libia



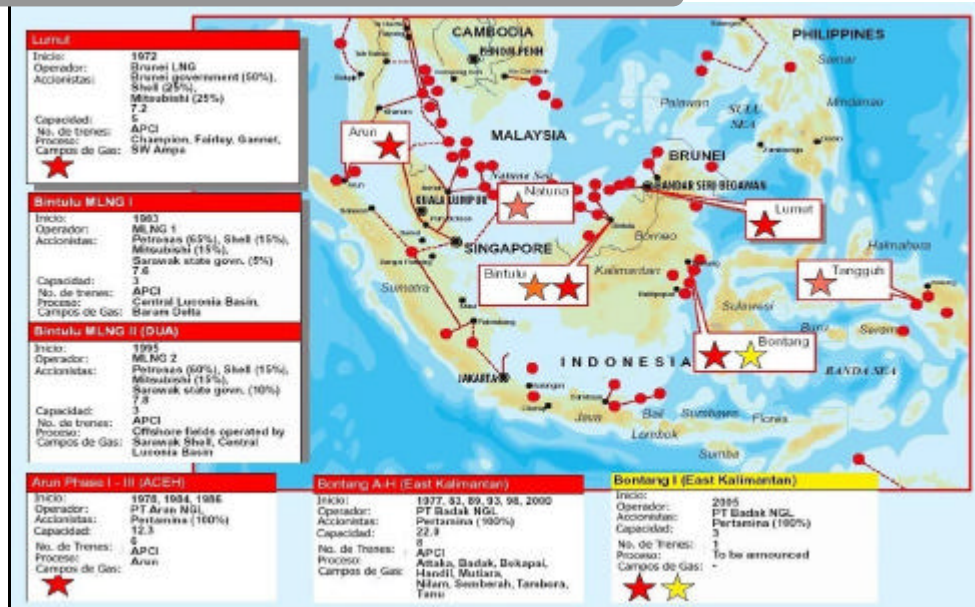
Plantas en Rusia



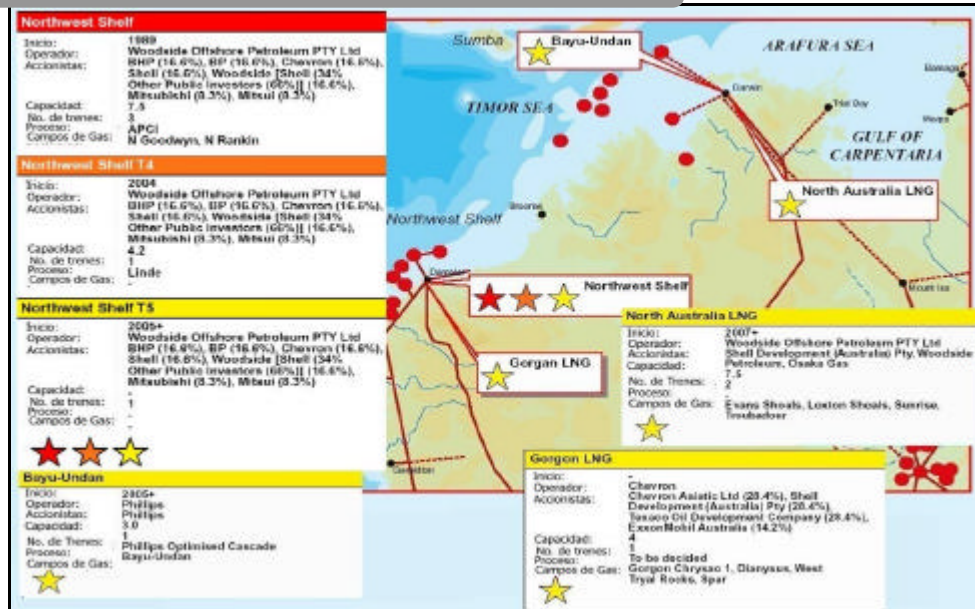
Plantas en la región de Australia-Oceanía



Plantas en Brunei, Malasia e Indonesia



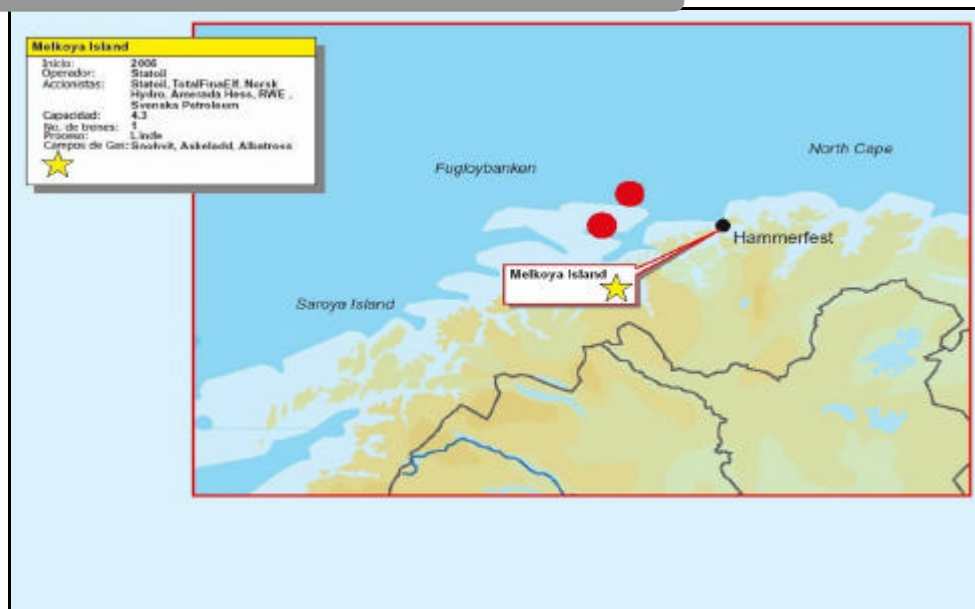
Plantas en Australia



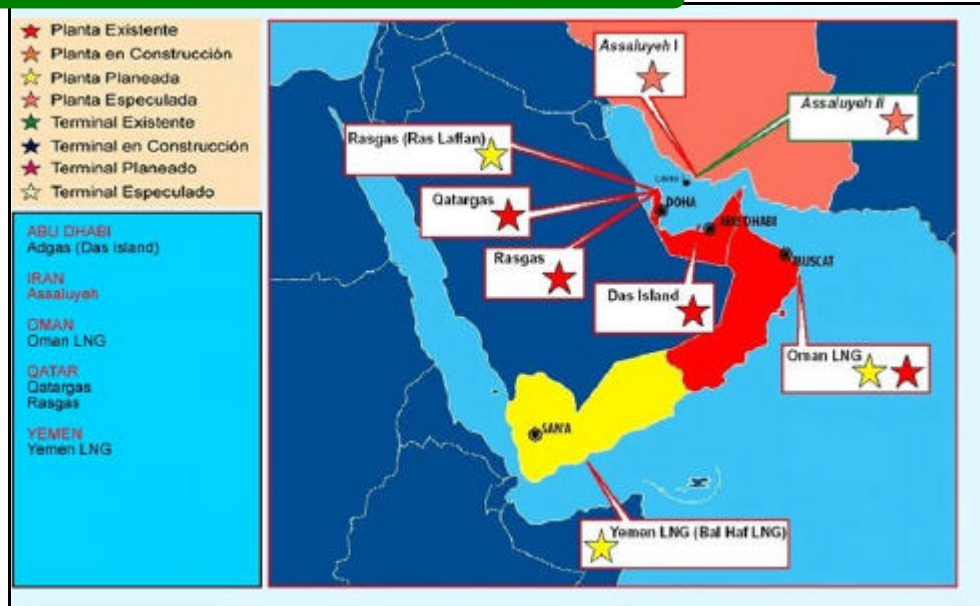
Plantas en la región de Europa



Plantas en Noruega



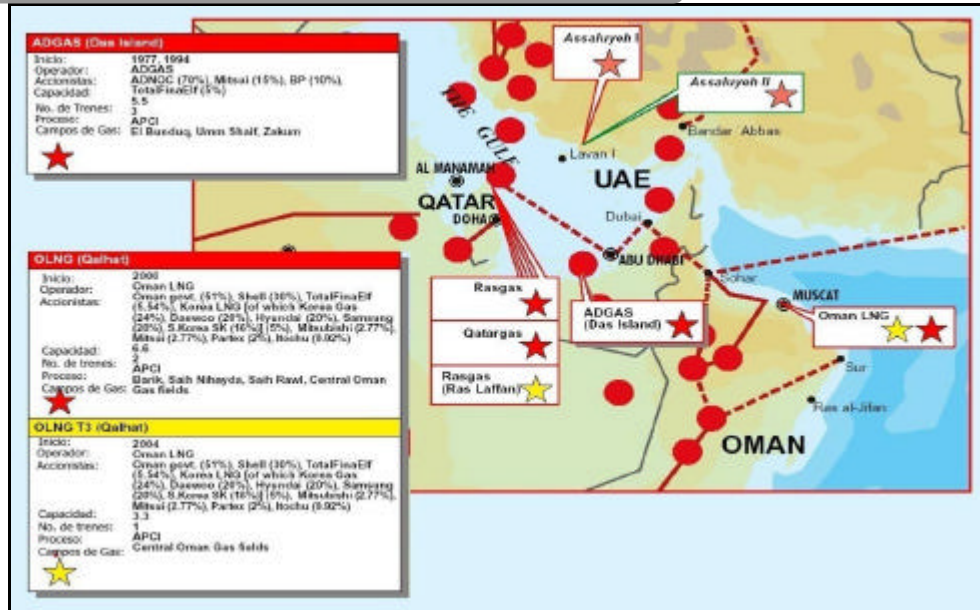
Plantas en la región de Medio Oriente



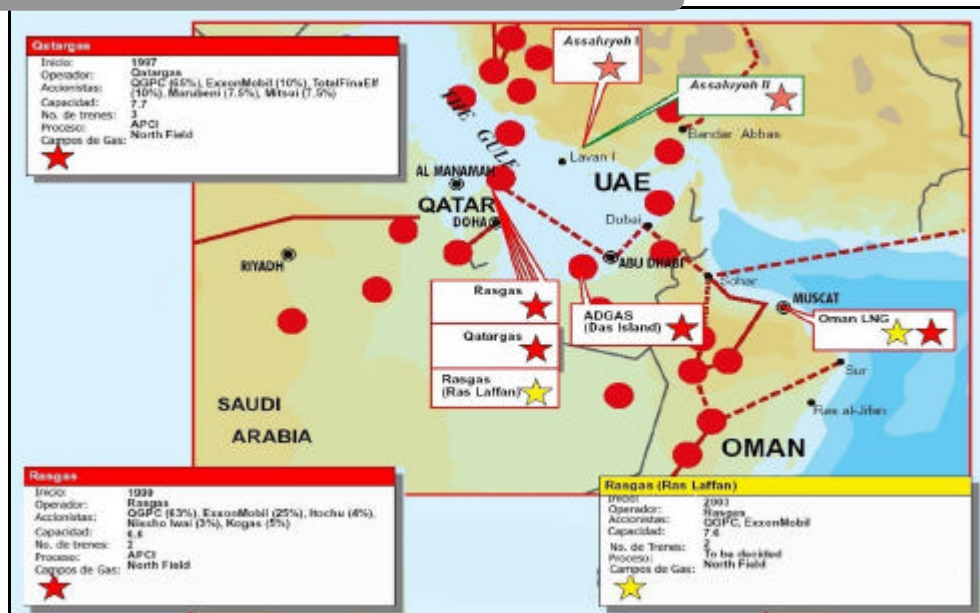
Plantas en Yemen



Plantas en Abu Dhabi y Omán



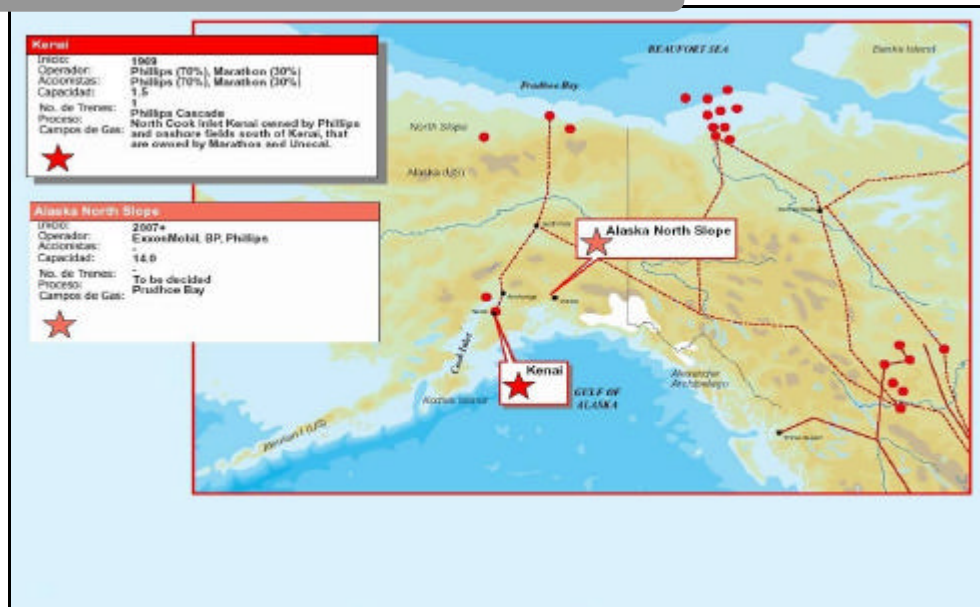
Plantas en Qatar



Plantas en la región de Norte América



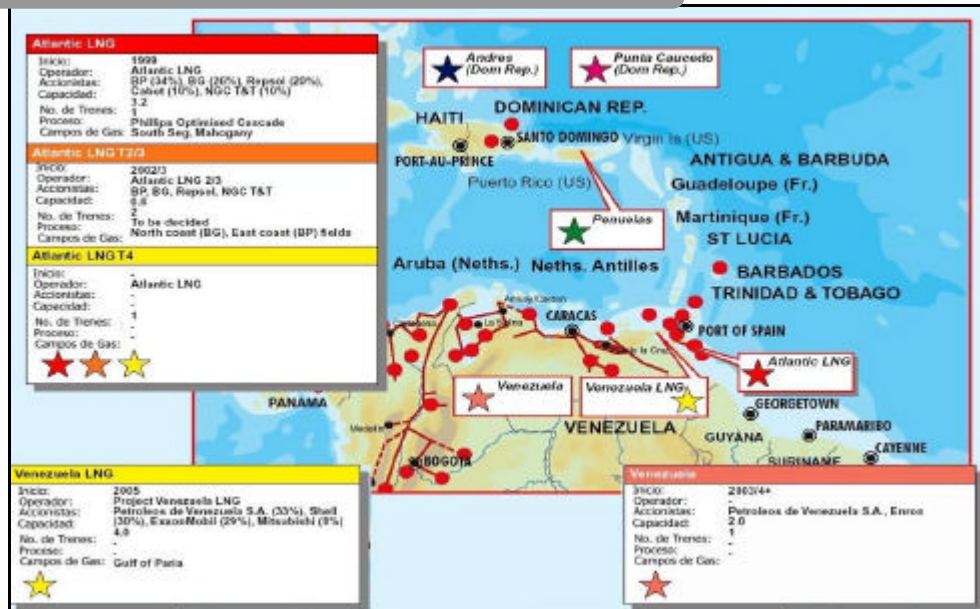
Plantas en Alaska – Estados Unidos



Plantas en la región de Sur América



Plantas en Trinidad y Tobago y Venezuela



F.2 TABLAS DEL MERCADO DE GNL

F.2.1 Demanda.

Tabla F.1. Comercio mundial de GNL - Importaciones

	Asia y Oceanía Bn cm	Europa Bn cm	Norte América Bn cm	Norte América Bn cm
1986	37,2	13	0,7	50,9
1987	38,3	12,9	0,1	51,2
1988	41,3	14,8	0	56,1
1989	44,6	15,3	0,6	60,5
1990	46,3	17	1,2	64,5
1991	51,9	17,7	2,5	72,1
1992	56,3	18,8	1,9	77
1993	59,5	20,2	1,2	80,9
1994	61,2	19,6	2,3	83
1995	67,8	18,7	1,4	87,9
1996	71,8	20,8	0,6	93,2
1997	78,4	21	1,1	100,5
1998	83,8	25	2,2	101,1
1999	85,2	25,6	2,4	113,2
2000	92,3	27,5	4,6	124,4
2001	99	28	6	138,4
2002	107,03	28,7	7,22	142,88
2003	108	29,78	7,24	145,02

Tabla F.2. Demanda existente en la región de Asia-Pacífica

<i>País</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Productor</i>
JAPON	5,20m	Abu Dhabi
	9,74m	Australia
	1,05m	Brunei
	1,05m	Indonesia
	1,05m	Malasia
	0,68m	Omán
	0,21m	Qatar
	1,05m	EE.UU.
	57,028m	
COREA SUR	0,7m	Brunei
	7,50m	Indonesia
	2,74m	Malasia
	4,80m	Qatar
	15,74m	

Tabla F.3. Demanda existente en la región de Australia y Oceanía

<i>País</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Productor</i>
INDIA	0,5m	Abu Dhabi
	1,60m	Oman
	7,50m	Qatar
	9,6m	
TAIWAN	1,50m	Indonesia
	1,84m	
	2,25m	Malasia
	5,59m	

Tabla F.4. Demanda existente en la región de Europa

<i>País</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Productor</i>
<i>BELGICA</i>	<i>3,33m</i>	<i>Argelia</i>
	<i>3,33m</i>	
<i>FRANCIA</i>	<i>7,28m</i>	<i>Argelia</i>
	<i>0,37m</i>	<i>Nigeria</i>
	<i>7,65m</i>	
<i>ESPAÑA</i>	<i>2,40m</i>	<i>Argelia</i>
	<i>1,10m</i>	<i>Libia</i>
	<i>3,19m</i>	<i>Nigeria</i>
		<i>Trinidad y Tobago</i>
	<i>5,70m</i>	<i>Trinidad y Tobago</i>
	<i>11,39m</i>	
<i>TURQUÍA</i>	<i>2,96m</i>	<i>Argelia</i>
	<i>0,89m</i>	<i>Nigeria</i>
	<i>3,85m</i>	
<i>ITALIA</i>	<i>2,59m</i>	<i>Argelia</i>
	<i>1,33m</i>	<i>Nigeria</i>
	<i>3,92m</i>	
<i>GRECIA</i>	<i>0,52m</i>	<i>Argelia</i>
	<i>0,52m</i>	
<i>PORTUGAL</i>	<i>1,74m</i>	<i>Nigeria</i>
	<i>1m</i>	

Tabla F.5. Demanda existente en la región de Norte América

<i>País</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Productor</i>
<i>US</i>	<i>0,89m</i>	<i>Argelia</i>
	<i>0,59m</i>	
	<i>1,80m</i>	<i>Trinidad y Tobago</i>
	<i>2,10m</i>	
	<i>5,68m</i>	

F.2.1 Oferta.

Tabla F.6. Comercio mundial de GNL - Exportaciones

	Africa Bn cm	Asia y Oceanía Bn cm	Oriente Medio Bn cm	Norte América Bn cm	Sur América Bn cm	Total Bn cm
1986	13,7	32,7	3,1	1,4	0	50,9
1987	12,9	34,1	2,9	1,3	0	51,2
1988	14,8	37,1	2,9	1,3	0	56,1
1989	15,9	40,1	3,2	1,3	0	60,5
1990	18,5	41,6	3,1	1,3	0	64,5
1991	20,3	47,3	3,2	1,4	0	72,1
1992	20,7	51,5	3,5	1,3	0	77
1993	21,4	54,7	3,4	1,4	0	80,9
1994	21,9	56,4	3,4	1,4	0	83
1995	19,6	62,5	4,3	1,6	0	87,9
1996	19,4	65,2	7	1,7	0	93,2
1997	20,7	71	7,2	1,8	0	100,5
1998	25,3	7,3	10,7	1,8	0	101,1
1999	25,8	73,6	12	1,9	0	113,2
2000	27,3	77,8	15,2	1,8	2,2	124,4
2001	31	75	27	1,79	3,65	138,44
2002	34,14	72,25	31,05	1,79	3,65	142,88
2003	35	73	31,56	1,79	3,65	145

Tabla F.7. Oferta existente en la región de África

País	Comprador	Cantidad	Contrato (años)
<i>Argelia</i>	<i>Distrigaz (Bélgica)</i>	<i>3,33m</i>	<i>-</i>
	<i>Gaz de France (Francia)</i>	<i>0,39m</i>	<i>-</i>
	<i>Gaz de France (Francia)</i>	<i>3,81m</i>	<i>-</i>
	<i>Gaz de France (Francia)</i>	<i>2,59m</i>	<i>-</i>
	<i>Gaz de France (Francia)</i>	<i>0,49m</i>	<i>21</i>
	<i>Enagas (España)</i>	<i>2,40m</i>	<i>-</i>
	<i>Botas (Turquía)</i>	<i>2,96m</i>	<i>19</i>
	<i>Distrigas (US)</i>	<i>0,89m</i>	<i>-</i>
	<i>Panhandle (US)</i>	<i>0,59m</i>	<i>16</i>
	<i>Snam (Italia)</i>	<i>1,33m</i>	<i>16</i>
	<i>Depa (Grecia)</i>	<i>0,52m</i>	<i>15</i>
	<i>Total</i>	<i>19,52m</i>	
<i>Libia</i>	<i>Enagas (España)</i>	<i>1,10m</i>	<i>-</i>
	<i>Total</i>	<i>1,10m</i>	
<i>Nigeria</i>	<i>Enel (Italia)</i>	<i>2,59m</i>	<i>20</i>
	<i>Gas de France (Francia)</i>	<i>0,37m</i>	<i>20</i>
	<i>Botas (Turquía)</i>	<i>0,89m</i>	<i>20</i>
	<i>Transgas (Portugal)</i>	<i>0,26m</i>	<i>19</i>
	<i>Enagas (España)</i>	<i>2,00m</i>	<i>20</i>
	<i>Transgas (Portugal)</i>	<i>0,74m</i>	<i>20</i>
	<i>Total</i>	<i>8,04</i>	

Tabla F.8. Oferta existente en la región de Australia y Oceanía

<i>País</i>	<i>Comprador</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Contrato (años)</i>
<i>Australia</i>	<i>Chubu Electric (Japón)</i>	<i>1,05m</i>	<i>-</i>
	<i>Chugoku Electric (Japón)</i>	<i>1,05m</i>	<i>-</i>
	<i>Kansai Electric (Japón)</i>	<i>1,05m</i>	<i>-</i>
	<i>Kyushu Electric (Japón)</i>	<i>1,05m</i>	<i>-</i>
	<i>Osaka Gas (Japón)</i>	<i>0,68m</i>	<i>-</i>
	<i>Toho Gas (Japón)</i>	<i>0,21m</i>	<i>-</i>
	<i>Tokyo Electric (Japón)</i>	<i>1,05m</i>	<i>-</i>
	<i>Tokyo Gas (Japón)</i>	<i>0,68m</i>	<i>-</i>
	<i>Chugoku Electric (Japón)</i>	<i>0,11m</i>	<i>13</i>
	<i>Kansai Electric (Japón)</i>	<i>0,11m</i>	<i>13</i>
	<i>Osaka Gas (Japón)</i>	<i>0,07m</i>	<i>13</i>
	<i>Toho Gas (Japón)</i>	<i>0,02m</i>	<i>13</i>
	<i>Tokyo Electric (Japón)</i>	<i>0,11m</i>	<i>13</i>
	<i>Tokyo Gas (Japón)</i>	<i>0,07m</i>	<i>13</i>
	<i>Total</i>	<i>7,32m</i>	
<i>Brunei</i>	<i>Tokyo Electric (Japón)</i>	<i>4,03m</i>	<i>-</i>
	<i>Tokyo Gas (Japón)</i>	<i>1,24m</i>	<i>-</i>
	<i>Osaka Gas (Japón)</i>	<i>0,74m</i>	<i>-</i>
	<i>Kogas (Corea del Sur)</i>	<i>0,7m</i>	<i>-</i>
	<i>Total</i>	<i>6,71</i>	
<i>Indonesia</i>	<i>Chubu Electric (Japón)</i>	<i>2,15m</i>	<i>-</i>
	<i>Kansai Electric (Japón)</i>	<i>2,57m</i>	<i>-</i>
	<i>Osaka Gas (Japón)</i>	<i>1,30m</i>	<i>-</i>
	<i>Kyushu Electric (Japón)</i>	<i>1,56m</i>	<i>-</i>

Tabla F.8. Oferta existente en la región de Australia y Oceanía (continuación)

<i>País</i>	<i>Comprador</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Contrato (años)</i>
<i>Indonesia</i>	<i>Nippon Steel Cop. (Japón)</i>	<i>0,55m</i>	<i>-</i>
	<i>Toho Gas (Japón)</i>	<i>0,05m</i>	<i>-</i>
	<i>Chubu Electric (Japón)</i>	<i>1,68m</i>	<i>-</i>
	<i>Kansai Electric (Japón)</i>	<i>0,89m</i>	<i>-</i>
	<i>Osaka Gas (Japón)</i>	<i>0,45m</i>	<i>-</i>
	<i>Toho Gas (Japón)</i>	<i>0,56m</i>	<i>-</i>
	<i>Tokyo Electric (Japón)</i>	<i>0,52m</i>	<i>20</i>
	<i>Tohoku Electric (Japón)</i>	<i>3,00m</i>	<i>20</i>
	<i>Osaka Gas (Japón)</i>	<i>1,10m</i>	<i>20</i>
	<i>Tokyo Gas (Japón)</i>	<i>0,80m</i>	<i>20</i>
	<i>Toho Gas (Japón)</i>	<i>0,10m</i>	<i>20</i>
	<i>HNT Gas (Japón)</i>	<i>0,20m</i>	<i>-</i>
	<i>Kogas (Corea del Sur)</i>	<i>2,30m</i>	<i>-</i>
	<i>Kogas (Corea del Sur)</i>	<i>2,00m</i>	<i>20</i>
	<i>Kogas (Corea del Sur)</i>	<i>1,20m</i>	<i>4</i>
	<i>Kogas (Corea del Sur)</i>	<i>1,00m</i>	<i>3</i>
	<i>CPC (Taiwan)</i>	<i>1,50m</i>	<i>-</i>
	<i>CPC (Taiwan)</i>	<i>1,84m</i>	<i>20</i>
	<i>Kogas (Corea del Sur)</i>	<i>1,00m</i>	<i>20</i>
	<i>Total</i>	<i>28,31m</i>	
<i>Malasia</i>	<i>Tokyo Electric (Japón)</i>	<i>4,80m</i>	<i>-</i>
	<i>Tokyo Gas (Japón)</i>	<i>2,60m</i>	<i>-</i>
	<i>Saibu Gas (Japón)</i>	<i>0,42m</i>	<i>-</i>
	<i>Tokyo Gas (Japón)</i>	<i>0,80m</i>	<i>-</i>
	<i>Osaka Gas (Japón)</i>	<i>0,60m</i>	<i>-</i>

Tabla F.8. Oferta existente en la región de Australia y Oceanía (continuación)

País	Comprador	Cantidad	Contrato (años)
Malasia	Kansai Electric (Japón)	0,42m	-
	Toho Gas (Japón)	0,28m	-
	Tohoku Electric (Japón)	0,50m	-
	Shizuoka Gas (Japón)	0,45m	-
	Kogas (Corea del Sur)	2,00m	-
	Kogas (Corea del Sur)	0,74m	-
	CPC (Taiwan)	2,25m	-
	Sendai (Japón)	0,15m	-
	Japex (Japón)	0,50m	-
	Osaka Gas/Toho Gas/Tokio Gas	1,60m	-
	Total	18,13m	

Tabla F.9. Oferta existente en la región de Medio Oriente

País	Comprador	Cantidad	Contrato (años)
Abu Dhabi	Tokio Electric (Japón)	5,20m	-
	Dabhol (India)	0,5m	-
	Total	5,2m	-
Oman	Corea Gas Corp. (Corea sur)	4,06m	25
	Osaka Gas (Japón)	0,67m	25
	Dabhol Enron (India)	1,60m	20
	Total	6,33	

Tabla F.9. Oferta existente en la región de Medio Oriente (continuación)

<i>País</i>	<i>Comprador</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Contrato (años)</i>
<i>Qatar</i>	<i>Chubu Electric (Japón)</i>	<i>4,00m</i>	<i>25</i>
	<i>Tokyo Gas (Japón)</i>	<i>0,35m</i>	<i>24</i>
	<i>Osaka Gas (Japón)</i>	<i>0,35m</i>	<i>24</i>
	<i>Tohoku Electric (Japón)</i>	<i>0,52m</i>	<i>23</i>
	<i>Kansai Electric (Japón)</i>	<i>0,29m</i>	<i>23</i>
	<i>Tokyo Electric (Japón)</i>	<i>0,20m</i>	<i>23</i>
	<i>Chugoku Electric (Japón)</i>	<i>0,12m</i>	<i>23</i>
	<i>Toho Gas (Japón)</i>	<i>0,17m</i>	<i>22</i>
	<i>Corea Gas Corp. (Corea sur)</i>	<i>4,80m</i>	<i>25</i>
	<i>Petronet (India)</i>	<i>7,50m</i>	<i>25</i>
<i>Total</i>	<i>18,30m</i>		

Tabla F.10. Oferta existente en la región de Norte América

<i>País</i>	<i>Comprador</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Contrato (años)</i>	<i>Comienzo</i>
<i>Estados Unidos</i>	<i>Tokyo Electric (Japón)</i>	<i>0,92m</i>	<i>25</i>	<i>1969</i>
	<i>Tokyo Gas (Japón)</i>	<i>0,31m</i>	<i>25</i>	<i>1969</i>
	<i>Total</i>	<i>1,23m</i>		

Tabla F.11. Oferta existente en la región de Sur América

<i>País</i>	<i>Comprador</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Contrato (años)</i>	<i>Comienzo</i>
<i>Trinidad y Tobago</i>	<i>Cabot (Estados Unidos)</i>	<i>1,80m</i>	<i>20</i>	<i>1999</i>
	<i>Gas Natural (España)</i>	<i>1,20m</i>	<i>20</i>	<i>1999</i>
	<i>Gas Natural (España)</i>	<i>0,70m</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
	<i>Gas d`Euskadi (España)</i>	<i>0,70m</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
	<i>Repsol (España)</i>	<i>2,10m</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
	<i>BG (Estados Unidos)</i>	<i>2,10m</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
	<i>Cabot (Estados Unidos)</i>	<i>0,3m</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
	<i>Total</i>	<i>8,9m</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

Tabla F.12. Flujo del comercio mundial de GNL- 2003 (Millones de toneladas por año-mtpa)

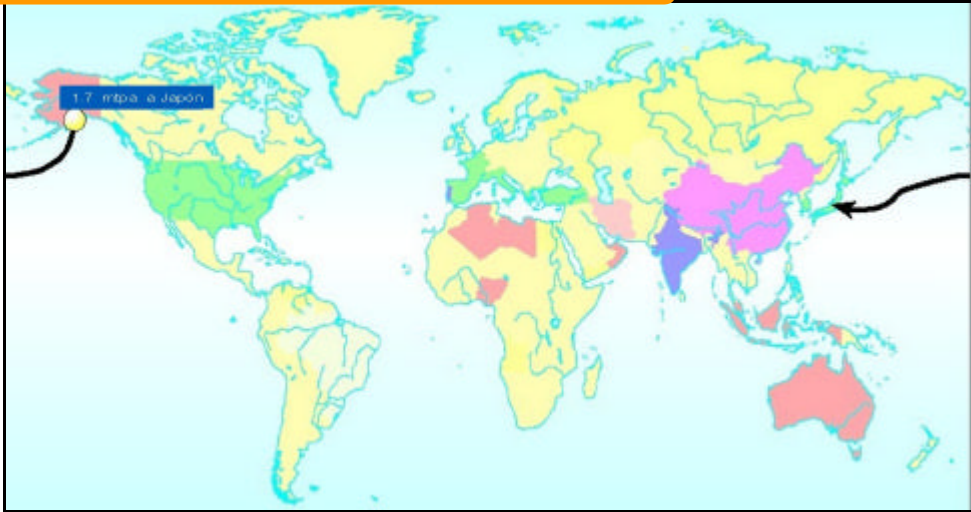
	Importaciones Desde												
Importaciones Hacia	EE.UU.	T&T	Qatar	Abu Dhabi	Nigeria	Omán	Libia	Argelia	Australia	Brunei	Indonesia	Malasia	de Total importaciones
EE.UU.	-	4,28	0,9	-	0,23	0,09	-	0,75	-	0,07	-	0,07	6,48
Bélgica	-	-	-	0,10			-	3,20	-	-	-	-	3,30
Francia	-	-	-	-	0,8	0,54	-	10,20	-	-	-	-	11,54
Italia	-	-	-	-	3,4	2,20	-	-	-	-	-	-	5,70
España	-	0,46	2,2	-	1,61	0,76	0,63	5,95	0,07	0,08	-	-	12,26
Turquía	-	-	-	-	1,20		-	3,6	-	-	-	-	3,18
Japón	1,7	-	8,4	5,9	-	1,09	-	-	9,72	7,95	23,4	14,5	69,28
Corea del Sur	-	-	6,9	0,32	-	5,48	-	-	0,24	1,04	6,78	3,10	17,52
Taiwán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,15	2,85	5,35
Puerto Rico	-	0,58	-	-	-	0,05	-	-	-	-	-	-	0,63
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,43
Grecia	-	-	-	-	-	0,50	-	-	-	-	-	-	0,50
Totales	1,7	5,32	18,59	6,85	7,77	7,96	0,63	26,40	10,03	9,14	34,33	20,52	149,4

F.3 VÍAS DE COMERCIALIZACIÓN Y TRANSPORTE DE GNL

VÍAS DE COMERCIALIZACIÓN Y TRANSPORTE DE GNL

Norte América

Desde Estados Unidos



Norte América

Desde Trinidad y Tobago



Medio Oriente

Desde Abu Dhabi



Desde Qatar



Desde Omán



África

Desde Argelia



Desde Libia



Desde Nigeria



Asia Pacífica

Desde Brunei



Desde Indonesia



Desde Australia



Desde Malasia



Anexo G. Descripción detallada del proceso seleccionado para la planta de Gas Natural Licuado en Colombia

G.1 CICLO CASCADA OPTIMIZADO³³.

Este proceso se ilustra en la Figura G2. Una corriente de gas de alimento se introduce al sistema a través de la línea 100. El propano gaseoso se comprime en el compresor multi-etapa 18, el cual funciona con una turbina de gas. Se prefiere que las tres etapas formen una sola unidad, aunque pueden ser unidades separadas acopladas mecánicamente para ser empujadas por un solo mecanismo. Después de la compresión el propano sale por el conducto 300 hacia el enfriador 20 donde es licuado. Condiciones representativas de temperatura y presión para el propano licuado antes del flasheo son aproximadamente 38° C (100° F) y 190 psia. Es beneficioso ubicar un separador aguas abajo del enfriador 20 y aguas arriba de la válvula de expansión 12 para remover los componentes ligeros residuales de la corriente de propano licuado. La corriente proveniente, ya sea del separador o del enfriador 20, según sea el caso, pasa a través de la línea 302 hacia la válvula de expansión 12 donde se reduce la presión del propano licuado por la evaporación o flasheo de una fracción del mismo. La corriente bifásica resultante fluye por la línea 304 hasta el enfriador de propano de alto nivel 2 donde intercambia calor indirectamente con el metano refrigerante gaseoso de la línea 152, con el gas natural de alimento de la línea 100 y con el etano refrigerante gaseoso que entra por la línea 202 para producir las corrientes de gas frío 154, 102 y 204, respectivamente.

El gas propano flasheado que sale del enfriador 2 regresa al compresor 18 a través de la línea 30. Este gas se alimenta al puerto de entrada de la fase alta del compresor 18. El propano líquido remanente pasa a través de la línea 308, la presión nuevamente se reduce pasando a través de un medio de reducción de presión tal como la válvula de expansión 14, con lo cual se flashea una porción adicional del propano. La corriente bifásica resultante se alimenta luego por la tubería 310 al enfriador 22 para ser usada como refrigerante.

³³ *Efficiency Improvement of open-cycle cascaded refrigeration process for LNG production, Patente de los Estados Unidos US6289692B1.*

La corriente fría de gas natural de alimento sale del enfriador 2 por la línea 102 al contenedor knock-out 10 donde se separan las fases gaseosa y líquida. La fase líquida, rica en C_3+ se remueve por la línea 103. La fase gaseosa sale por la línea 104 hasta el enfriador de propano 22. El etileno refrigerante entra al enfriador 22 por la tubería 204. En el enfriador, la corriente proceso rica en metano y la corriente de etileno refrigerante se enfrían en relación de intercambio indirecto de calor para luego salir por los conductos 110 y 206, respectivamente. La porción de propano evaporada se separa y sale por la línea 311 a la entrada de la etapa intermedia del compresor 18. El propano líquido pasa a la corriente 312, la presión se reduce mediante el paso a través de un medio de reducción de presión, tal como la válvula de expansión 16, con lo cual es flasheada una fracción adicional del propano licuado. La corriente bifásica resultante se alimenta al enfriador 28 para ser usada como refrigerante.

La corriente proceso rica en metano fluye, a través de la línea 110, desde la fase intermedia del enfriador de propano 22 hacia la etapa de baja temperatura del condensador de propano 28 donde es enfriada. Del mismo modo, la corriente de etileno refrigerante fluye, por la línea 206, desde la etapa intermedia del enfriador de propano 22 hacia la etapa de baja temperatura del condensador de propano 28. En este último, se condensa el etileno refrigerante en casi su totalidad. El propano vaporizado se remueve de la fase de baja del condensador de propano 28 y regresa por la línea 320 a la entrada de la fase baja del compresor 18. Aunque la Figura G2 muestra que el enfriamiento de las corrientes 110 y 206 se lleva a cabo en el mismo contenedor, este puede llevarse a cabo en recipientes separados.

Una porción de la corriente fría recirculada de metano comprimido se alimenta por la línea 156, combinada con la corriente proceso rica en metano que sale de la fase baja del enfriador de propano por la línea 102 y la corriente proceso combinada se introduce, por la línea 114, a la etapa de alto nivel del enfriador de etileno 42. El etileno refrigerante sale de la etapa de baja del enfriador de propano 28 por la línea 208 y se alimenta al separador 37, donde los componentes ligeros se remueven por el conducto 209 y el etileno condensado sale por la línea 210. El etileno refrigerante en este punto del proceso se encuentra generalmente a temperatura de aproximadamente $-31^\circ C$ ($-24^\circ F$) y a presión de unos 285 psia. El etileno refrigerante por medio de la tubería 210 fluye entonces hacia el economizador principal de etileno 34 donde se enfría en relación indirecta de intercambio de calor para salir por la línea 211 y pasar por la válvula de expansión 40 con lo que el refrigerante es flasheado a una temperatura y presión preseleccionada y luego se alimenta por la

línea 212 a la fase alta del enfriador de etileno 42. Los vapores se remueven de este enfriador por la línea 214 y se dirige hacia el economizador principal de etileno 34 para actuar como refrigerante.

El vapor de etileno sale del economizador de etileno por la línea 216 y se alimenta a la fase alta del compresor de etileno 48. El etileno refrigerante que no se vaporiza en la fase alta del enfriador 42 se remueve por la línea 218 y regresa al economizador principal de etileno 34 para ser enfriado y salir por el conducto 220 y luego ser flasheado a través de la válvula de expansión 52, con lo que resulta una corriente bifásica que se introduce a través de la línea 222 a la fase baja del enfriador de etileno 54. La corriente proceso combinada se remueve de la fase alta del enfriador de etileno 42 por la línea 116 y se alimenta directamente a la etapa baja del enfriador 54 donde experimenta un enfriamiento adicional y una condensación parcial. La corriente bifásica resultante fluye luego por la línea 118 hacia el separador bifásico 60, en el cual se produce una corriente de vapor rica en metano por la línea 119 y por la línea 117, una corriente líquida compuesta, en su mayor parte, por C_2+ , la cual luego es flasheada o sometida a fraccionamiento en el recipiente 67, con lo que resulta por la línea 123 una corriente de componentes pesados y una segunda corriente rica en metano que sale por la línea 121 y luego se combina con una segunda corriente en la tubería 128 y se alimenta a la entrada de alta presión del compresor de metano 83.

La corriente 119 y la corriente fría y recirculada de metano comprimido que va la línea 158 se combinan y se alimentan, a través de la línea 120, a la fase baja del condensador de etileno 68 donde estas corrientes intercambian calor con el líquido efluente de la fase baja del enfriador de etano 54, el cual entra a la etapa baja del condensador de etileno 68 por medio de la línea 226. En este condensador, las corrientes combinadas intercambian calor para salir condensadas por la línea 122. El vapor que sale de la etapa baja del enfriador de etileno 54 por la línea 224 y el que sale de la fase baja del condensador de etileno 68 por la tubería 228 se combinan y se dirigen, a través del conducto 230, hacia el economizador principal de etileno 34 para funcionar como refrigerantes. La corriente se dirige luego por la línea 232 hasta la fase baja del compresor de etileno 48. La corriente de vapor que entra a la fase baja del compresor 48 sale de este por la línea 234, es refrigerada en un enfriador inter-etapas 71 y regresa al compresor 48 por la línea 236 para ser inyectada junto con la corriente de la etapa alta de la línea 216. El etileno comprimido producto del compresor se dirige por la línea 200 hacia el enfriador 72. El producto del enfriador fluye por la línea 202 y entra, como se describió anteriormente, a la etapa alta del enfriador de propano 2.

La corriente licuada en la línea 122 se encuentra, generalmente, a una temperatura de aproximadamente -85°C (-125°F) y presión de unos 600 psi. Esta corriente pasa por la tubería 122 hacia el economizador principal de metano 74 donde se vuelve a enfriar. La corriente licuada sale del economizador por la línea 124 y se le reduce la presión haciéndola pasar a través de la válvula de expansión 78, con lo que se evapora o flashea una porción de la corriente de gas. La corriente flasheada pasa luego a la etapa alta del cilindro de flasheo de metano 80 donde se separa en una fase gaseosa que se descarga por la tubería 126 y una fase líquida que sale por la línea 130. La fase gaseosa se lleva hacia el economizador principal de metano para funcionar como refrigerante. El vapor sale del economizador 74 por la línea 128 donde se combina con la corriente de gas entregada por el cilindro de flasheo 67 a través de la tubería 121. Estas corrientes se alimentan entonces a la fase alta del compresor 83. La fase líquida en la línea 130 pasa a través del segundo economizador de metano 87 donde el líquido se vuelve a enfriar. El líquido frío sale del economizador 87 por la línea 132 y es flasheado a través de la válvula de expansión 91 para reducir la presión y, al mismo tiempo, evaporar o flashear una segunda fracción de la corriente. Esta corriente flasheada pasa luego a la etapa intermedia del cilindro de flasheo de metano 92 donde se separa en una fase gaseosa que sale por la línea 136 y una fase líquida que sale por la línea 134. La corriente gaseosa 136 fluye al segundo economizador de metano 87 donde los vapores enfrían el líquido que entra de la línea 130. Los vapores luego del intercambio de calor salen del segundo economizador de metano por la línea 138 y se dirigen hacia el economizador principal de metano 74, de donde salen por la línea 140 que va a la entrada de la etapa intermedia del compresor de metano 83. La fase líquida sale de la etapa intermedia del cilindro de flasheo 92 por la línea 134 y pasa a través de la válvula de expansión 93 donde se le reduce la presión hasta unos 25 psia. Una tercera porción del gas natural es evaporado o flasheado. Los fluidos de la válvula 93 pasan a la etapa final o baja del cilindro de flasheo 94. En el cilindro 94, se separa una fase vapor y sale por la línea 144 hasta el segundo economizador de metano 87, donde los vapores funcionan como refrigerante y salen por la línea 146 que se conecta al primer economizador de metano 74 donde también son usados como refrigerante para, por último, salir de él por la línea 148 para dirigirse a la entrada de baja presión del compresor 83. El gas natural licuado producto del cilindro de flasheo 94, a presión aproximada a la atmosférica, pasa a través de la línea 142 a la unidad de almacenamiento. La corriente a baja presión y baja temperatura de los vapores de GNL liberados en la unidad de almacenamiento se recupera y combina con una de las corrientes de vapores flash a baja presión 144, 146 o 148; la selección se hace con base en el deseo de que las temperaturas de las corrientes sean lo más cercana posibles.

El gas comprimido que sale de la fase baja del compresor 83 pasa a través del enfriador inter-etapas 85 y se combina con el gas a presión intermedia de la línea 140 antes de la segunda etapa de compresión. El gas comprimido que sale de la etapa intermedia del compresor 83 pasa a través del enfriador inter-etapas 84 y se combina, antes de la tercera etapa de compresión, con el gas a alta presión que viene de las líneas 121 y 128. El gas comprimido se descarga de la etapa alta del compresor de metano por la línea 150, se refrigera en el enfriador 86 y se dirige, por la tubería 152, hacia al enfriador de propano de alta presión 2. La corriente se enfría en el enfriador 2 y fluye por el conducto 154 hacia el economizador principal de metano.

La corriente entra al economizador principal de metano 74 donde se enfría totalmente. Una fracción de la corriente refrigerada se remueve por la tubería 156 y regresa a la corriente de gas natural de alimento que se procesa aguas arriba del enfriador de etileno. La corriente remanente en el economizador 74 se enfría en relación indirecta de intercambio de calor y deja el economizador a través de la línea 158. Esta corriente se combina con la corriente de gas natural que se procesa en un punto de la etapa final de enfriamiento de etileno, preferiblemente aguas abajo del enfriador de etileno 54 y aguas arriba del condensador de etileno 68. Luego, la corriente combinada se licúa, en su mayoría, en el condensador 68.

Figura G1. Ciclo cascada optimizado

