

**MATRIZ DE JERARQUIZACIÓN MULTIVARIABLE PARA LA SELECCIÓN DE  
TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL A NIVEL  
CONCEPTUAL**

**JOHANNA PAOLA DELGADO TORRES  
DARIO ALEXANDER QUINTERO VARGAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA  
2016**

**MATRIZ DE JERARQUIZACIÓN MULTIVARIABLE PARA LA SELECCIÓN DE  
TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL A NIVEL  
CONCEPTUAL**

**JOHANNA PAOLA DELGADO TORRES  
DARIO ALEXANDER QUINTERO VARGAS**

**Monografía para Optar al título de  
Especialista en Ingeniería del Gas**

**Director  
Ing. MANUEL ENRIQUE CABARCAS  
Ingeniero de Petróleos – Magister en Ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA  
2016**

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	155
1. MARCO TEMÁTICO GAS NATURAL LICUADO Y SUS TECNOLOGÍAS	200
1.1. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL	200
1.2. CONSUMO Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL	211
1.3. COMERCIO	244
1.4. REGULACIÓN	255
1.5. CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL LICUADO	26
1.6. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE LICUEFACCIÓN	32
1.6.1. Procesos Convencionales de Licuefacción.	344
1.6.2. Tecnologías de Licuefacción.	344
1.7. PLANTAS DE LICUEFACCIÓN A NIVEL INDUSTRIAL	37
2. TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL	400
2.1. C3-MR - PROCESO DE REFRIGERANTE MIXTO CON PRE-ENFRIAMIENTO CON PROPANO.	411
2.1.1 Aspectos a Considerar	433
2.2. DMR - PROCESO DE REFRIGERANTE MIXTO DUAL	433
2.2.1. Aspectos a Considerar	466
2.3. SMR PROCESO DE REFRIGERANTE MIXTO SIMPLE	466
2.3.1. Aspectos a Considerar	488
2.4. POC or POCP	49

2.4.1.	Aspectos a Considerar	511
2.5.	EXPANSIÓN CON NITRÓGENO (N2 EXPANDER) <b>¡Error! Marcador no definido.1</b>	
2.5.1.	Aspectos a Considerar	533
2.6.	AP-X	544
2.6.1.	Aspectos a Considerar	577
2.7.	PROCESO PRICO	577
2.7.1.	Aspectos a Considerar	588
2.8.	PMR PROCESO DE REFRIGERANTE MIXTO EN PARALELO	59
2.8.1.	Aspectos a Considerar	61
2.9.	CASCADA CON MEZCLA DE FLUIDO MFC	61
2.9.1.	Aspectos a Considerar	64
2.10.	LIQUEFIN	644
2.10.1.	Aspectos a Considerar	677
3.	VARIABLES DE DECISIÓN	688
3.1.	VARIABLES DE TIPO TÉCNICO	700
3.1.1.	Capacidad de la planta.	700
3.1.2.	Modularidad de la planta.	711
3.1.3.	Eficiencia Energética.	722
3.1.4.	Tipo de intercambiador.	722
3.1.5.	Tipo de Compresor.	744
3.1.6.	Potencia Específica.	744
3.1.7.	Tipo de refrigerante.	755

3.1.8. Futuras Expansiones.	766
3.2. VARIABLES DE TIPO ECONÓMICO	777
3.2.1. CapEx.	777
3.3. VARIABLES DE TIPO AMBIENTAL	79
3.4. VARIABLES DE SEGURIDAD	83
4. MATRIZ MULTIVARIABLE	864
4.1. HERRAMIENTAS DE SELECCIÓN MULTIVARIABLES	86
4.1.1. Costo de Beneficio.	877
4.1.2. Métodos Básicos.	877
4.1.3. Métodos Multicriterio.	888
4.1.4. Método de Utilidad Esperada..	888
4.1.5. Proceso de Jerarquización Analítica.	889
4.1.6. Proceso Teoría de Conjuntos Difusos.	889
4.1.7. Razonamiento Basado en Caos.	89
4.1.8. Análisis Envolvente de Datos.	900
4.1.9. Técnica Simple de Multi-Atributo.	900
4.2. TÉCNICA DE SELECCIÓN PARA LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL.	911
4.2.1. Valoración de los Criterios.	922
4.2.2. Valoración del Cliente.	933
4.3. RESULTADOS DE LA MATRIZ	955
5. CONCLUSIONES	977
BIBLIOGRAFÍA	988
ANEXOS	1000

## LISTAS DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Balance de oferta y demanda de gas natural en Colombia	16
Figura 2. Composición Normal de un gas de yacimiento	20
Figura 3. Consumo Mundial.	21
Figura 4. Reservas Probadas de Gas.	22
Figura 5. Relación entre reservas y producción.	22
Figura 6. Producción de Gas en Colombia.	23
Figura 7. Comercialización de gas a nivel mundial	24
Figura 8. Cadena de valor del GNL	27
Figura 9. Etapas de la operación del gas natural	27
Figura 10. Diagrama de proceso básico	32
Figura 11. Curva de refrigeración del gas natural.	37
Figura 12. Plantas de GNL por región	38
Figura 13. Capacidad de plantas por país	38
Figura 14. Número de plantas de GNL por país	39
Figura 15. Vista de alto nivel de los ciclos de refrigeración dentro de los Procesos de licuefacción	40
Figura 16. Esquema Típico (1) C3MR	41
Figura 17. Esquema Típico (2) C3MR	42
Figura 18. Esquema Típico (1) DMR	44
Figura 19. Esquema Típico (2) DMR	45

Figura 20. Esquema Típico SMR	47
Figura 21. Esquema Típico SMR con un Gas de Alimento con HC pesados	48
Figura 22. Esquema Típico (1) Proceso en Cascada	50
Figura 23. Esquema Típico General (2) Proceso en Cascada	50
Figura 24. Esquema Típico (1) N2 Expander	52
Figura 25. Esquema Típico (2) N2 Expander	53
Figura 26. Esquema Típico (1) AP-X™ Process	55
Figura 27. Esquema Típico (2) AP-X™ Process	56
Figura 28. Esquema Típico Proceso PRICO	58
Figura 29. Esquema Típico Proceso PMR	60
Figura 30. Esquema Típico Proceso MFC	622
Figura 31. Proceso MCF de Statoil/Linde	63
Figura 32. Esquema Típico (1) Proceso Liquefin	65
Figura 33 Numero de Mach vs Coeficiente de Flujo para la primera etapa del compresor (propano / MR1)	66
Figura 34. Volúmenes económicos para el transporte de gas	68
Figura 35. Plantas instaladas a nivel mundial, No Plantas por tecnología y capacidad.	69
Figura 36. Rangos de capacidad en MTPA para las diferentes tecnologías de GNL.	71
Figura 37. Distribución porcentual de costos de construcción para una planta de GNL	78
Figura 38. Costos por categoría en el desarrollo de proyectos de GNL	78
Figura 39. Relación de CapEx entre las tecnologías, considerando como referencia la tecnología C3/MR.	79

Figura 40. Emisiones de gas de invernadero asociadas a cada actividad. LNG	80
Figura 41. Porcentaje de las emisiones de gas de invernadero por actividad.	81
Figura 42. Emisiones de gas invernadero en el proceso de licuefacción de gas Natural.	81
Figura 43. Capas de protección anejo de GNL.	83

## LISTAS DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Especificaciones de calidad del Gas Natural en Colombia	25
Tabla 2. Concentraciones permisibles de componentes no deseados en el Gas Natural Licuado.	26
Tabla 3. Licenciantes de Tecnologías según el número de ciclos y tipo de refrigerantes	35
Tabla 4. Tecnologías de licuefacción y sus nombres típicos	36
Tabla 5. Eficiencia Energética Relativa	72
Tabla 6. Selección del tipo de Intercambiador según la tecnología de licuefacción.	73
Tabla 7. Tipo de Fuerza Motriz para los diferentes Procesos	74
Tabla 8. Consumo de Energía para los diferentes procesos.	75
Tabla 9. Índice de emisiones de gases de Invernadero para algunas plantas de GNL.	82
Tabla 10. Criterios de Selección y su Valoración	92
Tabla 11. Criterio de Selección- Prioridad según el cliente	93
Tabla 12. Resultados Según Ponderación y Prioridades del Cliente	94
Tabla 13. Recomendación Según Sumatoria de Valores Ponderados	96

## RESUMEN

**TITULO:** MATRIZ DE JERARQUIZACIÓN MULTIVARIABLE PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL A NIVEL CONCEPTUAL<sup>\*</sup>

**AUTOR:** JOHANNA PAOLA DELGADO TORRES<sup>\*\*</sup>  
DARIO ALEXANDER QUINTERO VARGAS<sup>\*\*</sup>

**PALABRAS CLAVE:** GNL, REFRIGERACIÓN, LICUEFACCIÓN, MATRIZ DE JERARQUIZACION, TÉCNICA SMART

### DESCRIPCIÓN:

La implementación de una matriz de Jerarquización multivariable para seleccionar de manera conceptual la mejor tecnología de licuefacción de gas natural, tiene como objetivo entregar una herramienta sencilla y válida a la hora de tomar decisiones en una etapa de visualización de proyectos.

Teniendo en cuenta la información obtenida de cada tecnología, de sus usos a nivel mundial, de los aspectos inherentes de cada proyecto y de las preferencias del cliente, se toma como base la técnica SMART para la selección de la tecnología a usar.

Los aspectos principales considerados en el análisis fueron: Técnicos, Económicos, Medioambientales, y de Riesgo. Dentro de estos aspectos se determinó que hay diferentes variables que son importantes para la selección y otras que no son un parámetro clave y dependiente a la hora de tomar una decisión, así como otras variables que no cuenta con información disponible para poderlas evaluar.

En la matriz se valora las tecnologías de licuefacción, y debido a que los diferentes criterios están en rangos distintos, se toma una escala común, de 1 a 5, siendo 1 el valor más bajo para un criterio, es decir, que existen, otras tecnologías que tienen un comportamiento mejor y por lo tanto una calificación mayor.

El diseñador, constructor o inversionista podrá identificar según sus propios criterios cual es el orden de prioridad de la realización su proyecto, y asignar pesos de relevancia hacia la obra a ejecutar. Con los criterios de selección y la prioridad según el cliente, la herramienta genera una calificación, ponderación y al final una recomendación de la tecnología a implementar.

En la medida que se aprende más sobre los proyectos que construyan a futuro y se pueda implementar la herramienta en proyectos de LNG, se podrá ir refinando las consideraciones hechas y entregar resultados más aterrizado.

---

<sup>\*</sup> Trabajo de Grado

<sup>\*\*</sup> Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas, Ingeniero de Petróleos – Magister en Ingeniería Química

## ABSTRACT

**TITLE:** MULTI-VARIABLE RANKING MATRIX FOR NATURAL GAS LIQUEFACTION TECHNOLOGIES SELECTION IN A CONCEPTUAL LEVEL<sup>\*</sup>

**AUTHOR:** JOHANNA PAOLA DELGADO TORRES<sup>\*\*</sup>  
DARIO ALEXANDER QUINTERO VARGAS<sup>\*\*</sup>

**KEY WORDS:** LNG, REFRIGERATION, LIQUEFACTION, RANKING MATRIX, SMART TECHNIQUE

### DESCRIPTION:

The implementation of a multi-variable ranking matrix for selecting the best natural gas liquefaction technology in a conceptual level aims to deliver a simple and valid tool in a project visualization stage.

Taking into account the information obtained from each technology, their worldwide usage, the inherent aspects of every project and the customer's preferences, the SMART technique is taken as a basis for selecting the technology to be used.

The main aspects considered in this analysis were: technical, economic, environmental and risk. It was determined that within these aspects there are different variables that are important for the selection and some others that are not a key and dependent parameter when making decisions, as well as other variables with not enough information available to be evaluated.

The matrix evaluates the liquefaction technologies and since the different criteria are in different ranges, a common scale is used, from 1 to 5, being 1 the lower value for a given criteria, meaning that there are other technologies with a better behavior and therefore a higher qualification.

The designer, builder or investor will be able to identify according to their own judgment which is the priority order of its project development and to assign relevance weights towards the job to be executed. With the selection criteria and the customer-given priority, the tool can issue a qualification, weighing and a final recommendation on the technology to be implemented.

While more is learnt about the projects to be constructed in the future and the tool can be implemented within LNG projects, the considerations can be refined and the results will be more realistic.

---

\*-Degree Project

\*\* Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas, Petroleum Engineer – Magister in Chemical Engineering

## INTRODUCCIÓN

Las tecnologías de licuefacción del gas natural se basan en el ciclo de refrigeración, donde el refrigerante puede ser parte de la corriente de alimentación o un fluido separado que recircula en el proceso, y puede ser puro o mezclas de hidrocarburos o fluidos inertes como el Nitrógeno que entran al proceso a una o varias presiones.

Las tecnologías desarrolladas en general alrededor del mundo comprenden: El proceso en Cascada Optimizada de ConocoPhillips, los procesos SMR, DMR, PMR, desarrollados por Shell, Liquefin y Air Products, Los Procesos C3MR, APX, desarrollado por Air Products, y procesos de Expansión.

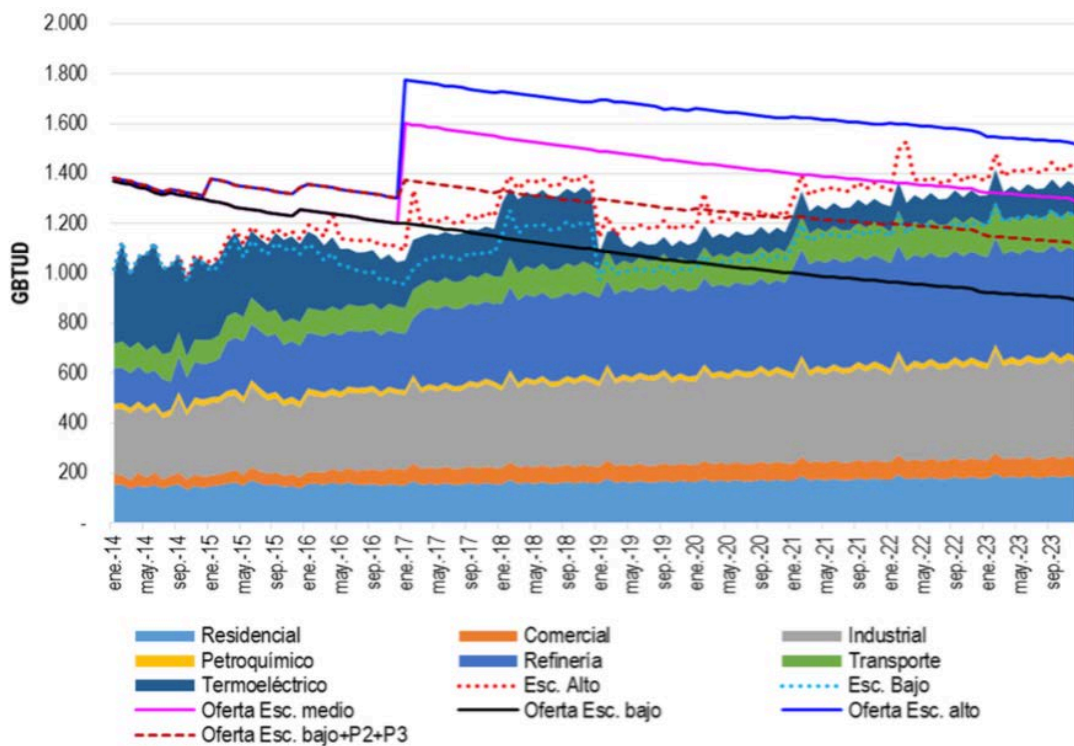
La industria y la tecnología de Licuefacción de Gas Natural, LNG a nivel mundial ha madurado considerablemente, sin embargo en Colombia todavía no se usa esta tecnología y el manejo del gas se sigue realizando de manera convencional. Por eso es importante contar con herramientas sencillas e información actual de las tecnologías usadas para la licuefacción, los diferentes procesos de refrigeración usados para estos sistemas, e identificar los pro y contras de esas tecnologías en el mundo, tomando como base importante que ya la industria tiene unas preferencias a la hora de aplicar algunas tecnologías en estos procesos. Para dar un ejemplo relacionado a las preferencias de algunas tecnologías se reconoce, que el Proceso de Refrigeración Mixta con Pre-enfriamiento con Propano (C3MR) es la tecnología que se encuentra aplicada en más plantas construidas y que están operando en el mundo, pero con las mejoras que han tenido y siguen teniendo otros procesos, esa relación puede reducirse.

En este trabajo además de describir de manera sencilla e identificar los pros y contras de cada tecnología, se quiere entregar una herramienta de fácil uso y que de manera sencilla se evidencie los aspectos más relevantes a considerar a la hora de implementar un sistema de licuefacción de gas natural, teniendo en cuenta que cada proyecto tiene consideraciones y valoraciones diferentes dependiendo de sus necesidades y requerimientos. Por eso aprovechando que actualmente se encuentran muchas herramientas para toma de decisiones involucrando múltiples variables, se realiza una matriz por medio de un análisis SMART, para identificar la mejor o mejores alternativas para el proceso de licuefacción de gas, en donde se involucran aspectos técnicos, económicos, ambientales y de riesgos para la toma de decisión.

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA<sup>1</sup>

Actualmente Colombia no cuenta con tecnologías de manejo de gas natural que permitan ser un país atractivo para el mercado de importación y exportación. Según el último informe realizado por la UPME (Febrero 2015) se evidencia tres escenarios posibles para el País en lo que respecta a producción y abastecimiento de gas, ver Figura 1 durante el periodo comprendido entre el año 2014 y el año 2023.

Figura 1. Balance de oferta y demanda de gas natural en Colombia



Fuente: Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023, UPME

La figura anterior muestra el escenario de oferta y demanda para Colombia, considerando un escenario optimista; Oferta Escenario Alto (línea azul), desde el 2017 Colombia tendrá un excedente de aproximadamente 200 MMSCFD de gas natural que eventualmente es atractivo para comercializar en mercados internacionales.

<sup>1</sup> UPME. Balance de gas natural en Colombia 2015-2013, 2015

La historia de exportación de gas para Colombia es reciente y se concentra especialmente en las exportaciones hacia Venezuela. El tratado de exportación entre Colombia y Venezuela es con base a transporte a través de gasoducto, método usado principalmente por la cercanía física entre los dos países; no obstante, buscando acceder a mercados internacionales es necesario contemplar otros métodos de transporte que sean accesibles a diferentes clientes y sean económicamente viables.

Transportar gas en estado líquido es una opción que viabiliza la comercialización entre productor y consumidor cuando ambos se encuentran geográficamente distantes. Este tipo de acuerdo comercial requiere de infraestructura especializada que permite poner en estado líquido el gas para el que produce o vende el gas y almacenamiento y regasificación del gas líquido para el que compra o consume.

De esta manera si en Colombia existe interés en comercializar gas con otros países, es importante empezar a plantear infraestructura que permita el manejo de gas natural licuado, de ahí la importancia de conocer el corazón del proceso de licuefacción. Hoy en día existen numerosas tecnologías; las cuales se usan dependiendo de la necesidad del proyecto. Por lo tanto es nuestro interés reflejar en una matriz las variables de importancia y parámetros que permitan una selección de la tecnología adecuada para una etapa del proyecto conceptual, herramienta que sea útil para la gerencia técnica y administrativa, así como para determinar una alternativa viable a la importación y exportación de gas en Colombia.

## JUSTIFICACIÓN

El uso de esta matriz de jerarquización permitirá contemplar de manera general algunas de las tecnologías de licuefacción de gas y brindará características básicas a tener en cuenta cuando se haya seleccionado una de estas tecnologías para su implementación. Esta matriz será una herramienta para ser usada por los ejecutores de un proyecto de comercialización de gas, diseñadores y los constructores de la infraestructura.

Por último generará un valor agregado al diseñador, en donde de manera resumida encuentra varias alternativas para su objetivo que será obtener un gas en estado líquido de manera eficiente, rápida, segura y económica.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar una Matriz de Jerarquización Multivariable para la selección de tecnologías de licuefacción de gas natural a nivel conceptual.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

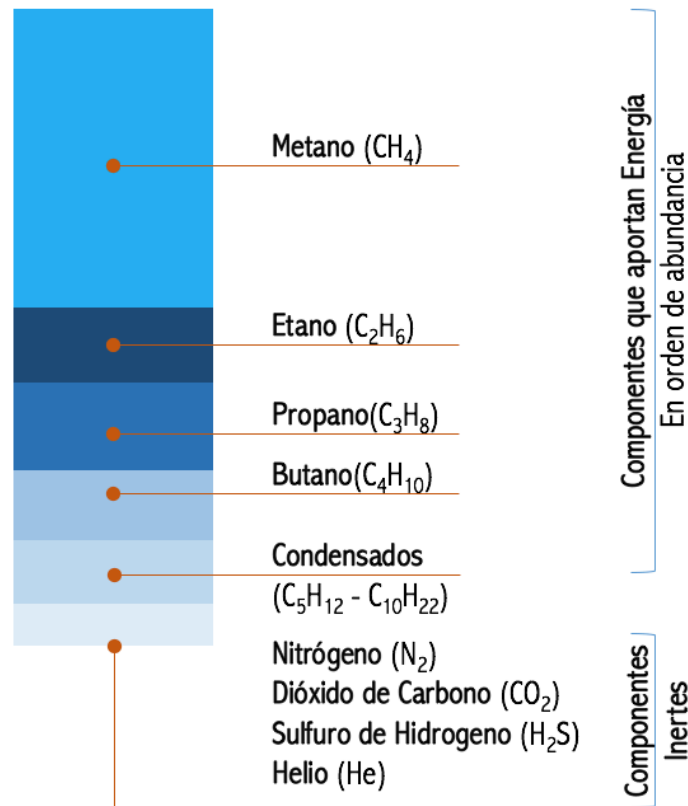
1. Revisión bibliográfica de los diferentes métodos de licuefacción de gas natural y su implementación industrial.
2. Descripción de cada una de las tecnologías de licuefacción de gas natural teniendo en cuenta aspectos ambientales, económicos, de seguridad y técnicos.
3. Identificar las diferentes variables que tienen mayor influencia en la selección de las tecnologías.
4. Diseñar una matriz de Jerarquización Multivariable para seleccionar la tecnología de licuefacción a un caso base.
5. Determinar el desempeño de la matriz de Jerarquización Multivariable para la selección de tecnologías de licuefacción.

# 1. MARCO TEMÁTICO GAS NATURAL LICUADO Y SUS TECNOLOGÍAS

## 1.1. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL

El gas natural es un hidrocarburo que puede encontrarse en los yacimientos solo o con crudo asociado. Es una mezcla de hidrocarburos en donde predomina principalmente el metano, los otros hidrocarburos incluyen etano, propano y butano. Agua, azufre, dióxido de carbono, nitrógeno y otras impurezas que pueden estar mezcladas con el gas cuando sale de la tierra.

Figura 2. Composición Normal de un gas de yacimiento

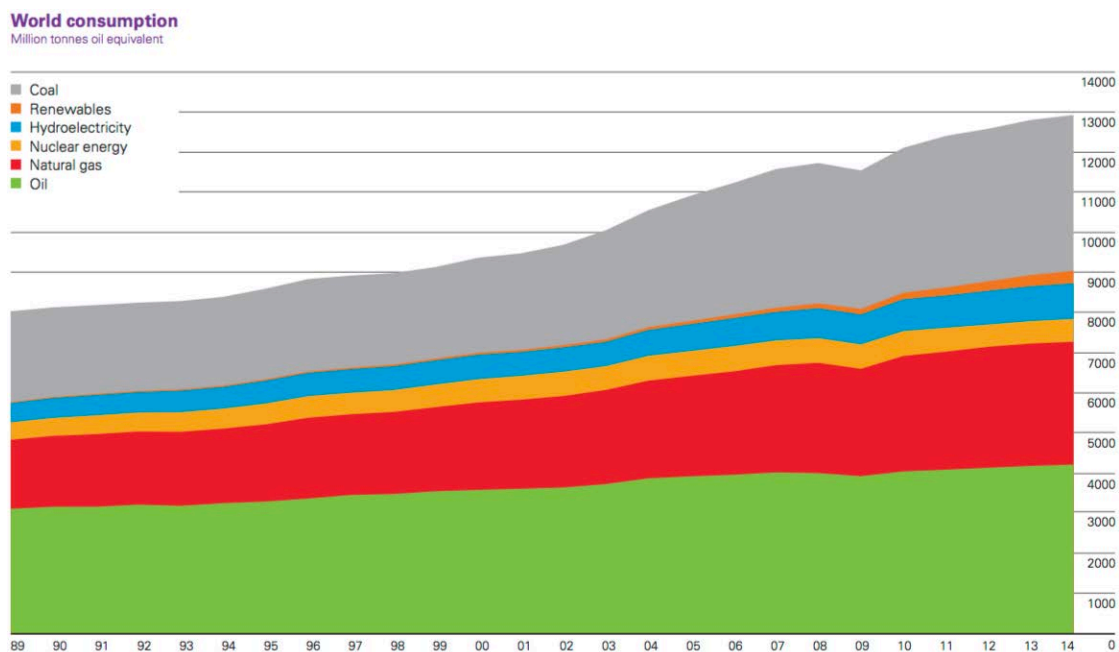


El gas extraído de yacimientos de petrolero normalmente está compuesto por varios hidrocarburos desde C<sub>1</sub> hasta C<sub>7</sub> y una mezcla de sustancias como agua, gases inertes como Nitrógeno y CO<sub>2</sub> entre otros. Dependiendo de la caracterización propia de cada yacimiento de gas, será definido el proceso por el cual se realizara

su tratamiento. Así mismo, su uso, aplicación y forma de transporte serán factores determinantes para elegir su procesamiento.

Una vez es extraído de un yacimiento, el gas natural es generalmente transferido a una planta de procesamiento de gas para eliminar las impurezas y subproductos. Algunos de estos subproductos, incluyendo etano, propano, butano, y azufre, se extraen para otros usos. Después de ser procesado, el gas natural limpio (casi metano puro) se transporta a través de gasoductos o por camiones hasta su cliente. El hecho de que el gas natural es combustible y se quema de manera más limpia que otras fuentes de energía, ayuda a reforzar su posición como una de las fuentes de energía más utilizadas. Ver Figura 2.

Figura 3. Consumo Mundial.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2015

## 1.2. CONSUMO Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

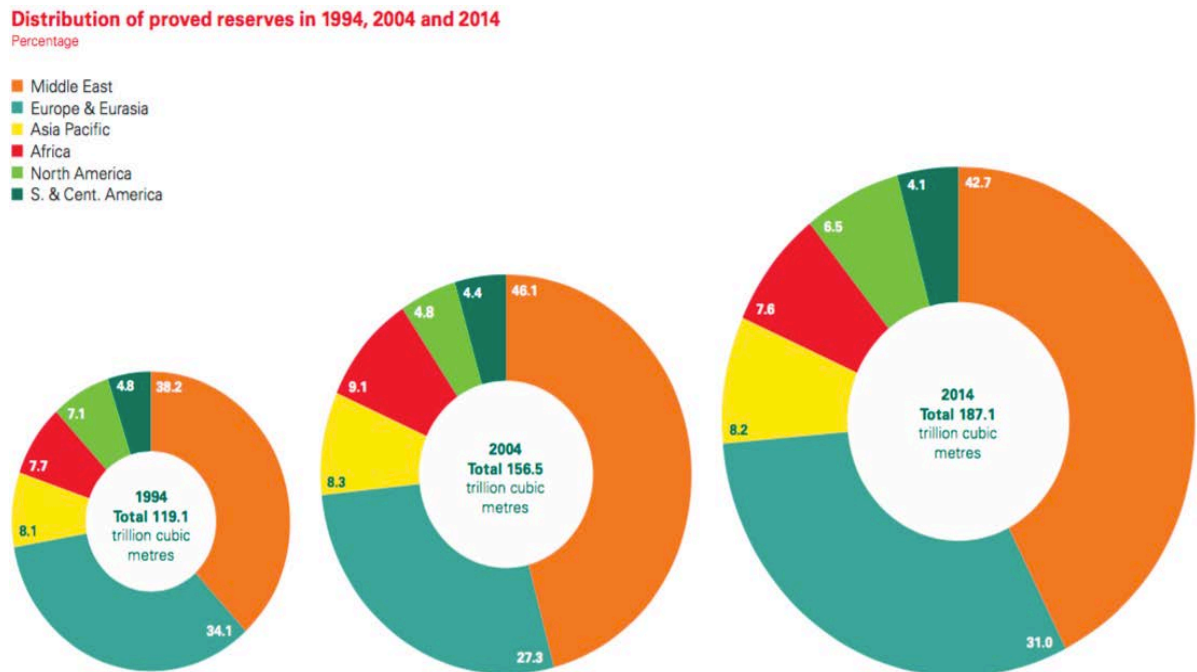
El consumo mundial de gas natural en el 2014 creció sólo un 0,4%, debajo de la media de los últimos 10 años que es del 2,4%. La UE (-11,6%) experimento su mayor disminución en % Volumétrico de la historia. La región de Europa y Eurasia (-4,8%) ocupo el puesto No 5 en descenso de consumo de gas con Alemania, Italia,

Ucrania, Francia y el Reino Unido. Por otro lado, Los EE.UU. (+ 2,9%), China (+ 8,6%) e Irán (+ 6,8%) registraron los mayores incrementos de crecimiento en consumo de gas. A nivel mundial, el gas natural representó el 23,7% del consumo de energía primaria.

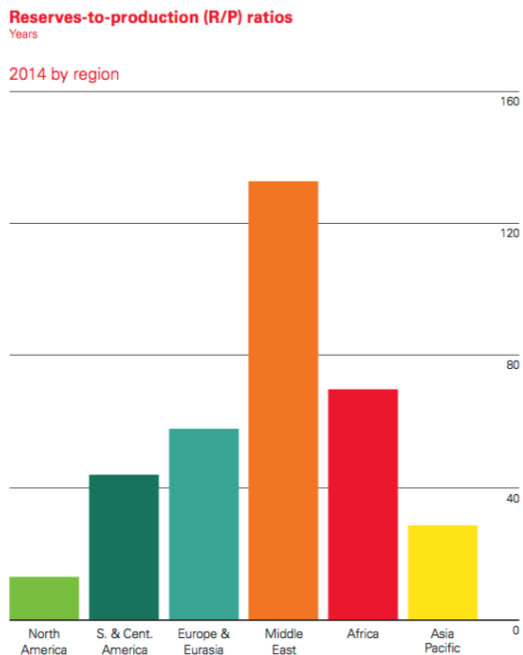
La producción mundial de gas natural creció un 1,6%, por debajo de su promedio de 10 años del 2,5%. El crecimiento fue inferior a la media en todas las regiones, excepto América del Norte. La producción de la UE se redujo drásticamente (-9,8%) a su nivel más bajo desde 1971. Los Estados Unidos (+ 6,1%) registraron aumento más importante del mundo, que representan el 77% del crecimiento global neta. Las disminuciones volumétricas mayores se observaron en Rusia (-4,3%) y los Países Bajos (-18,7%).

En las Figuras 3, 4 y 5 se evidencian las reservas probadas por continente, la relación entre las reservas y la producción mundial y la producción de gas en nuestro país, Colombia.

Figura 4. Reservas Probadas de Gas.

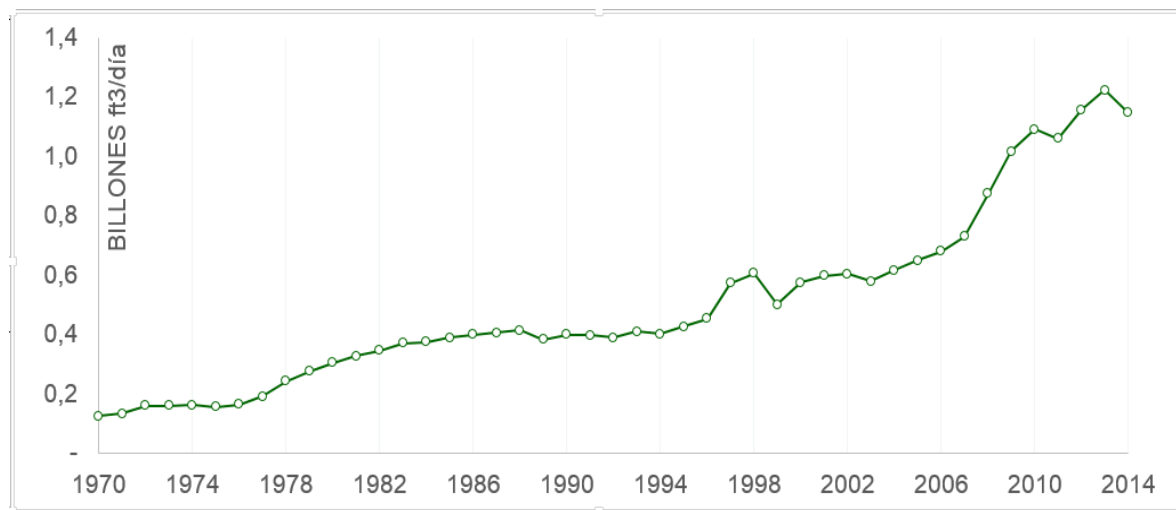


Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2015  
Figura 5. Relación entre reservas y producción.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2015

Figura 6. Producción de Gas en Colombia.



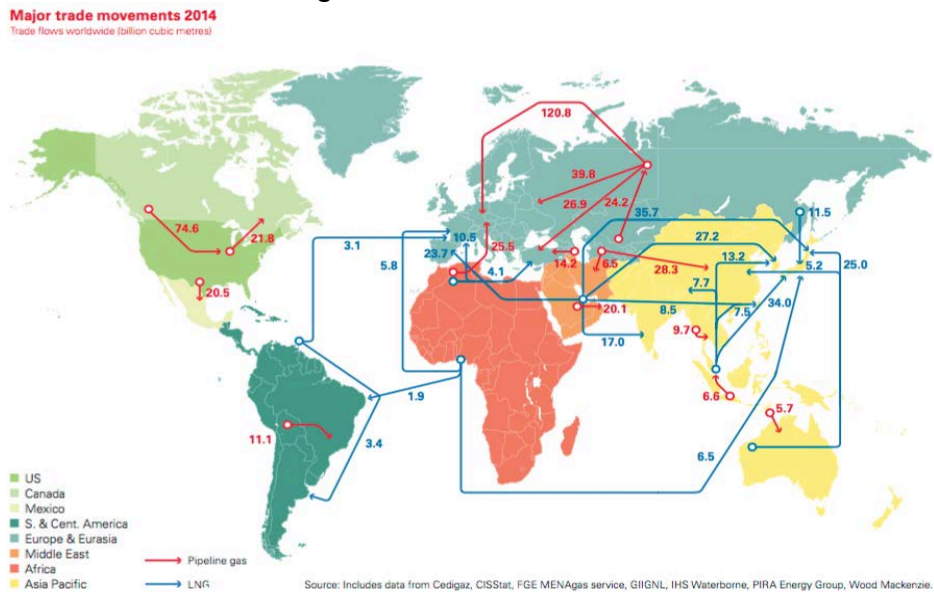
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2015

### 1.3. COMERCIO

El transporte y comercialización de gas natural desde el productor hacia el consumidor se realiza por medio de una extensa red de gasoductos interconectados, diseñados para mover el gas natural con rapidez y eficacia, a veces a grandes distancias; no obstante, la rentabilidad de la venta de gas se ve afectada directamente por la distancia entre la fuente y el consumidor, siendo en muchos casos imposible físicamente contar con infraestructura que interconecte a los interesados. En estos casos se hace atractivo comercializar el gas en estado líquido, considerando que el volumen a transportar se reduce aproximadamente en 600 veces con una reducción significativa en las presiones de operación. Al gas natural en estado líquido se lo llama normalmente GNL.

El comercio mundial de gas natural registró una contracción en 2014, cayendo un 3,4%. El transporte por gasoductos disminuyó un 6,2%, la mayor caída de la historia, impulsada por las caídas de las exportaciones netas de los gasoductos en Rusia (-11.8%) y los Países Bajos (-29,9%). El Reino Unido (-28,2%), Alemania (-10,1%) y Ucrania (-29,9%), todos redujeron sus importaciones netas por gasoductos notablemente. El comercio mundial de GNL aumentó un 2,4%. Las mayores importaciones de China (+ 10,8%) y el Reino Unido (+ 20,1%) fueron parcialmente compensados por disminuciones en Corea del Sur (-6,0%) y España (-15,7%). El comercio internacional de gas natural representó el 29,4% del consumo mundial; de esta manera la participación en el comercio mundial de gas GNL se elevó a 33,4%.

Figura 7. Comercialización de gas a nivel mundial



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2015

## 1.4. REGULACIÓN

Cada país determina el reglamento por el cual se basan sus relaciones comerciales internamente y con otros países. Siendo la calidad un factor importante por seguridad y aprovechamiento energético. Para el caso de Colombia el transporte de gas está sujeto al cumplimiento del Reglamento Único de Transporte (RUT), emitido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Por lo tanto, el gas que sea comercializado a través de gasoductos, deberán cumplir con los parámetros establecidos en el reglamento (ver **Tabla 1**); no obstante, si el gas no requiere ser transportado por un gasoducto o su uso no es para consumo doméstico, es posible manejar otra calidad de gas dependiendo de la necesidad y del acuerdo entre cliente y proveedor.

Tabla 1. Especificaciones de calidad del Gas Natural en Colombia

ESPECIFICACIONES	SISTEMA DE MEDICIÓN	
	Internacional	Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m <sup>3</sup>	1.150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m <sup>3</sup>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos 0.25
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo	6 mg/m <sup>3</sup>	grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m <sup>3</sup>	1.0 grano/100PCS
Contenido CO <sub>2</sub> , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N <sub>2</sub> , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m <sup>3</sup>	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m <sup>3</sup>	0.7 grano/1000 pc

Fuente: CREG, Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema de transporte, 2007

Para el caso del gas natural licuado GNL, el transporte de gas en estado líquido exige operar a temperaturas cercanas a -165 C y requiere que las condiciones del gas antes de ser licuado cumpla con las características de la **Tabla 2** . Condiciones más rigurosas que las planteadas por la CREG para transporte en estado gaseoso.

Tabla 2. Concentraciones permisibles de componentes no deseados en el Gas Natural Licuado.

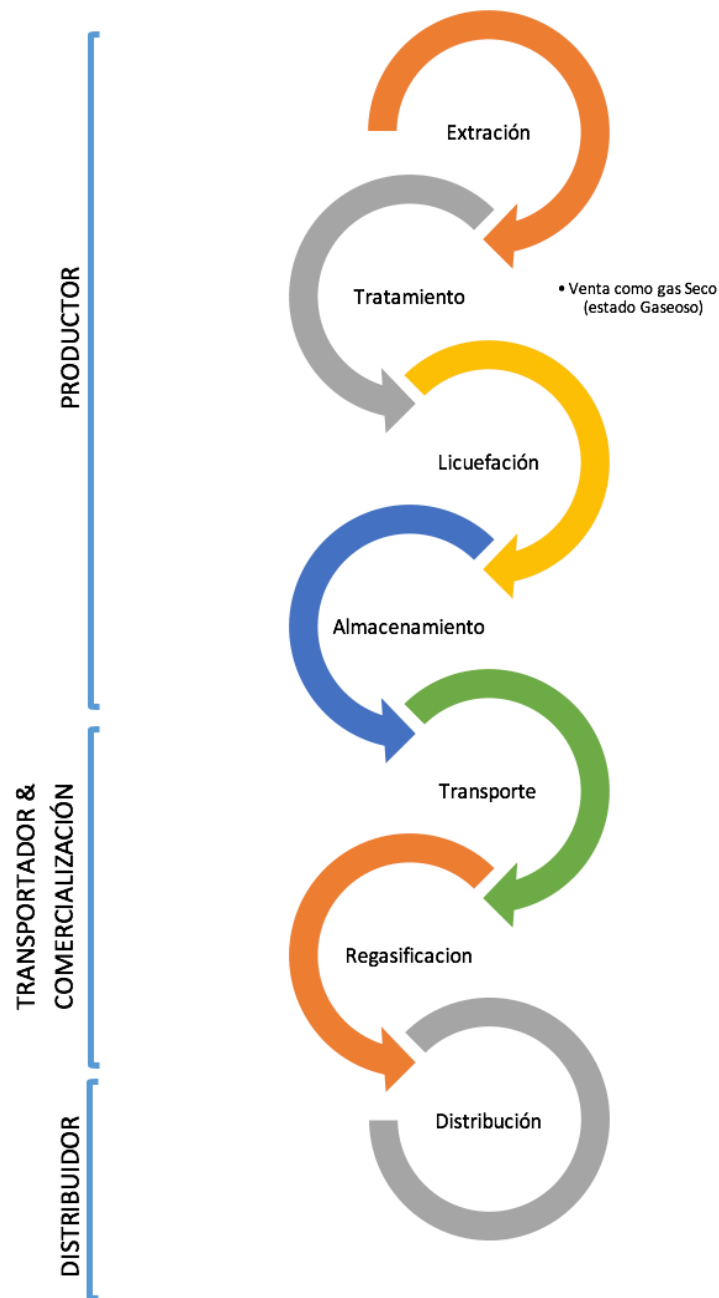
<b>CONTAMINANTE</b>	<b>CONCENTRACIÓN</b>
Ácido Sulfídrico	< 6 PPM (peso)
Agua	< 1 PPM (volumen)
Bióxido de carbono	< 100 PPM (volumen)
Hexanos C6+	máximo 10 - 6 gr/m3
Mercurio	máximo 10 microgramos/m3 )(O C, 760 mm Hg)

Fuente: Montemayor 1997 citado por Sarmiento y Arenas, 2004

### **1.5. CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL LICUADO**

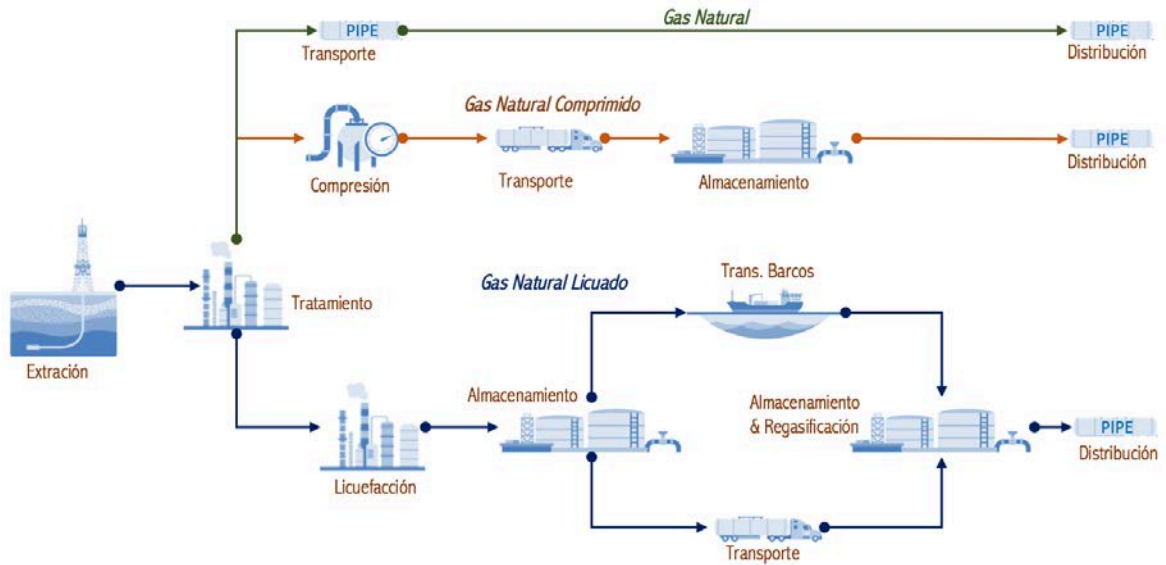
La cadena de valor del gas natural licuado cuenta con todo un proceso a partir de su extracción desde los yacimientos, producción, pasando posteriormente al proceso de tratamiento y procesamiento para eliminar los componentes no deseados, seguido de la etapa de licuefacción, almacenamiento, transporte, regasificación y distribución hasta el consumidor final.

Figura 8. Cadena de valor del GNL



Desde un punto de vista de diagrama de flujo, el gas extraído de los yacimientos puede tener tres posibles manipulaciones hasta ser entregado al cliente final. Es así como dependiendo del cliente, localización, volumen y uso final; podremos operar el gas por medio de un gasoducto, como gas comprimido o como GNL.

Figura 9. Etapas de la operación del gas natural



Fuente: Montemayor 1997 citado por Sarmiento y Arenas, 2004

Las etapas generales de manejo de gas natural licuado desde el yacimiento hasta entregarlo al cliente final son las siguientes:

**Extracción y producción:** Es proceso de llevar a la superficie el gas natural, para posteriormente ser tratado y/o procesado dependiendo de las impurezas que traiga. En pozos de gas, normalmente la presión del yacimiento es suficiente para transportar el fluido desde el pozo hasta la facilidad de tratamiento.

**El tratamiento:** o procesamiento de gas natural consiste en separar todos los diversos hidrocarburos y líquidos del gas natural puro, para obtener el gas natural seco. Los principales gasoductos de transporte por lo general imponen restricciones a la composición del gas natural que se permite en la tubería. De esta manera antes de que el gas natural puede ser transportado debe ser "purificado".

Los hidrocarburos como el etano, propano, butano, y pentanos deben ser retirados a partir del gas natural, esto no quiere decir que sean un producto "desecho" del proceso, de hecho, los hidrocarburos asociados, conocidos como "líquidos de gas natural (LGN) pueden ser muy valiosos subproductos de procesamiento de gas natural. Estos líquidos de gas natural se venden por separado y tienen una variedad de usos diferentes; incluida la mejora de la recuperación de petróleo en los pozos de petróleo, proporcionando materias primas para refinerías de petróleo o plantas petroquímicas, y como fuentes de energía.

Mientras que algunos de los tratamientos necesarios se pueden lograr cerca de la boca del pozo (procesamiento de campo), la transformación completa del gas

natural se lleva a cabo en una planta de procesamiento central. El gas natural extraído es transportado a estas plantas de procesamiento a través de una red de recolección de tuberías, que son de pequeño diámetro.

El proceso o procesos para obtener calidad de gas seco puede ser bastante complejo, pero por lo general consiste en cuatro procesos principales para eliminar las diversas impurezas:

- ✓ Extracción de petróleo y condensados
- ✓ Remoción de agua
- ✓ Separación de Líquidos de Gas Natural
- ✓ Remoción de azufre y el dióxido de carbono

Además de los cuatro procedimientos anteriores, en ocasiones es requerido instalar calentadores y scrubbers. Los scrubbers sirven principalmente para eliminar la arena y otras impurezas. Los calentadores aseguran que la temperatura del gas no baje demasiado, debido a la posible formación de hidratos incluso con gas natural que contenga una cantidad menor de agua. En caso de que estos hidratos se formen y acumulen, pueden impedir el paso de gas natural a través de las válvulas y sistemas de recolección.

- *Extracción de petróleo y condensados*

El proceso utilizado para separar el gas natural de hidrocarburos líquidos, así como el equipo que se utiliza, puede variar ampliamente. El gas natural crudo de diferentes regiones pueden tener diferentes composiciones y requisitos de separación. En muchos casos, el gas natural esta disuelto con crudo desde el yacimiento, debido principalmente a la presión de la formación. Cuando se produce este gas natural con petróleo, es posible que se separa de manera rápida, simplemente debido a la disminución de la presión. En estos casos, la separación de hidrocarburos líquidos y gas es relativamente fácil. El tipo más básico de separador es conocido como un separador bifásico. Consiste en un simple tanque cerrado, donde la fuerza de gravedad sirve para separar los líquidos más pesados, como el petróleo y los gases más ligeros, como el gas natural. En los casos en donde no sea posible separa por gravedad los dos fluidos, será necesario la aplicación de temperatura y presión en varias etapas.

- *Remoción de agua*

Además de separar los hidrocarburos líquidos y un poco de condensación de la corriente de gas húmedo, es necesario remover la mayor parte del agua asociada. La mayor parte del agua líquida, agua libre asociado con el gas natural se remueve por métodos de separación sencillos; sin embargo, la eliminación del vapor de agua que existe en solución en gas natural requiere un tratamiento más complejo. Este

tratamiento consiste en deshidratar el gas natural, lo que implica por lo general uno de dos procesos: absorción o adsorción.

La absorción se produce cuando el vapor de agua se retira por un componente hidrófilo. La adsorción se produce cuando el vapor de agua se condensa y se recoge en la superficie del elemento adsorbente

Un ejemplo de la deshidratación por absorción es la deshidratación con glicol. En este proceso, un desecante líquido sirve para absorber vapor de agua de la corriente de gas. El agente principal en este proceso es el glicol, el cual tiene una afinidad química para el agua. La solución de glicol absorbe el agua del gas húmedo. Una vez absorbido, las partículas de glicol se hacen más pesadas y se hunden en la parte inferior de la torre de contacto. El gas natural, después de haber sido despojado de la mayor parte de su contenido de agua, es transportado fuera del deshidratador.

El uso de desecantes sólidos para la deshidratación es una manera sencilla de obtener gas seco mediante adsorción, y por lo general consta de dos o más torres de adsorción, que se llenan con un desecante sólido. Desecantes típicos incluyen alúmina activada o un material de gel de sílice granular. Gas natural húmedo se pasa a través de estas torres. A medida que el gas húmedo pasa alrededor de las partículas de material desecante, el agua es retenida en la superficie de estas partículas de desecante, dejando el gas seco a la salida de la torre.

- *Separación de Líquidos de Gas Natural*

El gas natural procedente directamente de un pozo contiene muchos líquidos del gas natural que se retiran comúnmente. En la mayoría de casos, los líquidos de gas natural (LGN ) tienen un precio más alto y por lo tanto es más rentable manejarlos como productos separados. La remoción de líquidos de gas natural normalmente tiene lugar en una planta de procesamiento relativamente centralizado en donde se utilizan técnicas similares a las utilizadas para deshidratar gas natural. A este proceso de separación se lo conoce comúnmente como Fraccionamiento debido a que separa los hidrocarburos a sus componentes básicos desde el C<sub>2</sub> (etano) hasta el C<sub>5</sub>. Las etapas de fraccionamiento son las siguientes en orden del proceso.

- ✓ Deetanizador: separa el etano de la corriente de LGN.
- ✓ Despropanizador: separa el propano.
- ✓ Debutanizadora - separa los butanos, pentanos, dejando a los hidrocarburos más pesados en la corriente de LGN.
- ✓ Des-isobutanizadora - este paso separa el iso-butano y butanos normales.
- Remoción de azufre y el dióxido de carbono

Además de la remoción de agua, del crudo, y la separación de LGN, una de las partes más importantes de procesamiento de gas consiste en la remoción de azufre

y dióxido de carbono. El gas natural de algunos pozos contiene cantidades significativas de azufre y dióxido de carbono. El gas natural, con contenido de azufre, se llama " gas ácido". El gas ácido no es deseable debido a que los compuestos de azufre que contiene puede ser extremadamente perjudiciales, incluso mortales, en caso de inhalación. Además el gas ácido es corrosivo.

El azufre en el gas natural permite la formación de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), un gas se considera generalmente agrio si el contenido de sulfuro de hidrógeno es superior a 5,7 miligramos de  $H_2S$  por metro cúbico de gas natural. El proceso para la eliminación de sulfuro de hidrógeno a partir de gas ácido se conoce comúnmente como endulzamiento de gas.

El proceso primario para endulzar el gas natural es bastante similar a los procesos de deshidratación de glicol y la absorción de LGN. En este caso, sin embargo, las soluciones de amina se utilizan para eliminar el sulfuro de hidrógeno. Este proceso se conoce simplemente como el "proceso de amina ", o, alternativamente, como el proceso Girdler, y se utiliza en 95 por ciento de las operaciones de endulzamiento de gas.

**Licuefacción:** Una vez el gas proveniente del yacimiento ha pasado por el tratamiento anterior, se procede con su tratamiento para cambio de estado de gas a líquido. Este cambio de estado se realiza por medio de un proceso criogénico en el cual se convierte el gas natural (95% metano ó más) en estado líquido por medio de reducciones de presión del fluido, y de varias etapas de transferencia de calor. El GNL, o gas natural licuado, es el gas natural que se enfría a  $-260^{\circ}$  Fahrenheit hasta que se convierte en un líquido almacenado a presión atmosférica. La conversión de gas natural a GNL, es un proceso que reduce su volumen en aproximadamente 600 veces, permitiendo que sea transportado a través de los buques de carga a nivel internacional o por carro-tanques adecuados para este fin.

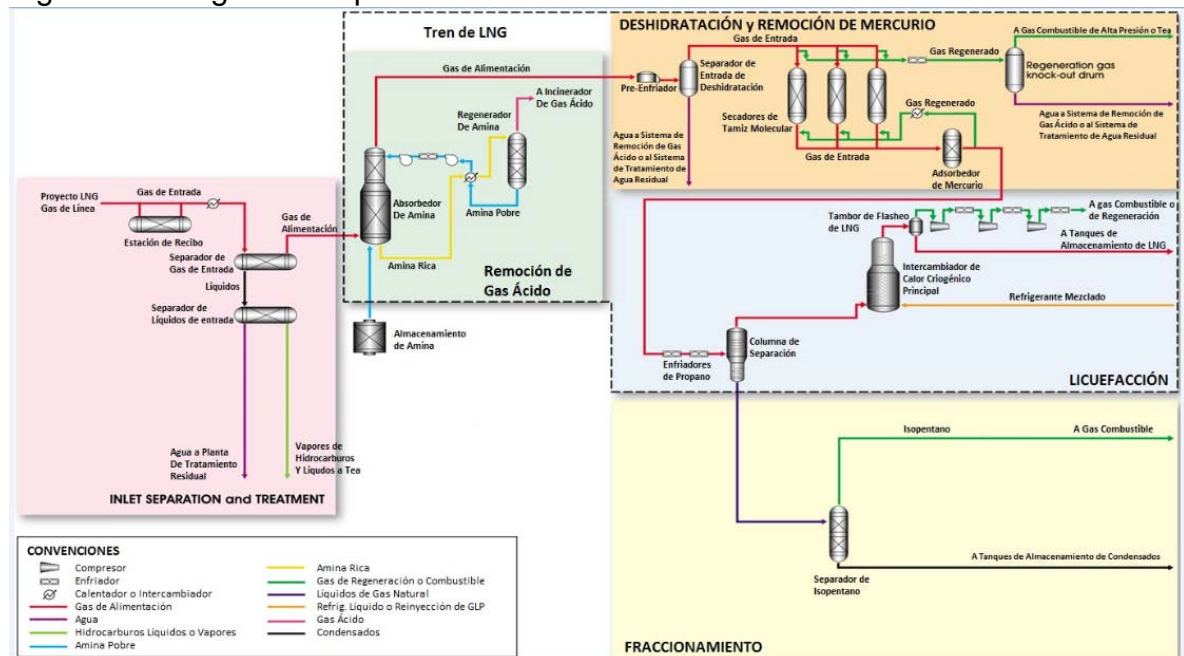
**Almacenamiento:** etapa de la cadena de valor del gas natural que consiste en mantener contenido el gas natural en un recipiente, considerando que el gas metano en estado líquido ocupa un volumen de 600 veces menor que en estado gaseoso. El almacenamiento se realiza en tanques especiales, metálicos de doble pared, con aislamientos para reducir la evaporación del metano, y con un sistema de refrigeración para mantener las temperaturas del sistema.

**Transporte:** Debido a las distancias entre las plantas de licuefacción y el consumidor final, normalmente el transporte se realiza con sistemas de almacenamiento móviles como carro-tanques y barcos; estos últimos comúnmente denominados barcos Metaneros. En el transporte como en el almacenamiento es imprescindible un sistema de refrigeración para mantenimiento de temperaturas criogénicas.

**Regasificación y Distribución:** En este punto de la cadena de valor el gas es recibido por el cliente en facilidades similares a las de almacenamiento de gas líquido del productor. Para su distribución es necesario reversar el gas del estado líquido al gaseoso; por lo tanto, en el punto de recibo del gas líquido normalmente se cuenta con sistemas de regasificación de gas, compuestos por equipos que incrementan la presión del fluido y temperatura de manera controlada

## 1.6. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE LICUEFACCIÓN

Figura 10. Diagrama de proceso básico



Fuente: Tomado y modificado de LNG Facilities site for the Papua New Guinea Liquefied Natural Gas Project, 2007 Capítulo 4.

La licuefacción de gas utiliza el mismo principio que un refrigerador doméstico para enfriar el gas de alimentación por debajo del punto de ebullición del gas metano de alrededor de  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ . A esta temperatura, el gas se licua a 1 / 600 veces de su volumen original.

El sistema de licuefacción en un tren de GNL comprende refrigeradores de propano, una scrubber para retirar los hidrocarburos pesados, e intercambiadores de calor criogénicos (nombre debido a las temperaturas de operación).

El gas proveniente de la planta de tratamiento se enfría con uso de refrigerantes los cuales pueden ser propano. Los intercambiadores bajan la temperatura de los hidrocarburos más pesados y los condensan. El calor y la presión se utiliza para

separar los hidrocarburos más pesados de la corriente de gas de alimentación en la columna. Estos hidrocarburos más pesados (etano, propano, butano y componentes más pesados) se envían al sistema de fraccionamiento común.

Los vapores a la salida de la parte superior de la columna pasan al intercambiador de calor principal criogénico. La columna se diseñará para asegurar que la concentración de pentano e hidrocarburos más pesados (C5 +) en el gas de alimentación al intercambiador de calor criogénico no excederá un porcentaje molar de %0,10. Esto se hace para controlar los niveles de contaminantes BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno) en el gas de alimentación suministrado a los intercambiadores de calor criogénicos.

El intercambiador de calor principal criogénico es similar a la placa del evaporador dentro de un refrigerador. Se proporciona un área superficial suficientemente grande para transferir eficientemente el calor desde el gas de alimentación hacia el refrigerante. En el intercambiador de calor criogénico, el gas de alimentación se enfría se condensa.

El gas natural frío terminará el proceso de licuefacción a una presión atmosférica y una temperatura de -161 °C.

Sistema de refrigeración. El sistema de refrigeración enfría y presuriza los refrigerantes usados en el sistema de licuefacción. El sistema de refrigeración opera en un bucle cerrado y de manera general se describe a continuación.

### Etapas ciclo de Enfriamiento convencional 2

Un concepto base que maneja estos procesos de licuefacción comprende las etapas del proceso termodinámico de un ciclo de enfriamiento. (Compresión, Condensación, Expansión y Vaporización)

**1) Compresión:** Aumento de la presión del gas refrigerante (que se encuentra en su totalidad en fase gaseosa, a baja presión y a la temperatura del foco frío), en un compresor. En esta fase, que es la que “mueve” todo el ciclo, el trabajo mecánico se transforma en aumentar la energía interna del fluido refrigerante (presión y temperatura)

**2) Condensación:** Enfriamiento y condensación del gas a alta presión, por medio de ventiladores (si el foco caliente es la atmósfera) o intercambiadores (si el foco caliente es otro fluido). Esto es posible porque la temperatura a la salida del compresor es mayor que la del foco caliente. En esta fase el refrigerante cede calor al exterior, especialmente durante la transformación de gas a líquido (el calor latente del cambio de fase)

**3) Expansión:** Disminución de la presión del ahora líquido refrigerante, en una válvula laminadora (la cual se sitúa a la entrada del vaporizador para que el proceso sea lo más adiabático posible). Al bajar la presión baja la temperatura y, de acuerdo con el diagrama de Mollier, el nuevo punto de equilibrio se establece en un punto en el que una parte del líquido se ha vaporizado (la temperatura también disminuye pero en mucha menor proporción)

**4) Vaporización:** La vaporización del refrigerante continúa en el foco frío hasta que toda su masa pase a estado gaseoso. La expansión de la etapa anterior o mejor dicho, la relación de compresión inicial se calcula para que la temperatura final del refrigerante resulte inferior a la del producto o ambiente que se quiere enfriar en el foco frío, por lo que el producto o ambiente a enfriar cede calor al refrigerante en el intercambiador (cambio de fase a temperatura constante). El refrigerante sigue vaporizándose hasta completar el ciclo.

**1.6.1. Procesos Convencionales de Licuefacción.** Existen muchos procesos para la licuefacción del gas natural, pero solo unos pocos se encuentran en uso y están patentados. Los procesos más utilizados para la licuefacción son procesos desarrollados por Air Products & Chemical Inc., ConocoPhillips, y Linde, cada uno de los cuales tiene una capacidad de entre dos y ocho Millones de toneladas por año. Dependiendo del proceso, diferentes refrigerantes se utilizan para enfriar el gas natural, manteniendo un estándar en los equipos utilizados. El factor que diferencia los diferentes procesos es la configuración y el diseño de los equipos. El principal equipo de estos procesos son los intercambiadores.

Los procesos más recientes en tecnología tienden a reducir la cantidad de equipos a usar, más eficientes, menores costos de implementación y una mayor capacidad de tratamiento.

**1.6.2. Tecnologías de Licuefacción.** Las tecnologías de licuefacción se pueden clasificar de diferentes maneras, una de ellas es por el número de ciclos utilizados para el enfriamiento y el tipo de refrigerante utilizado. Con esta clasificación en la siguiente tabla se muestra los diferentes licenciantes.

Tabla 3. Licenciantes de Tecnologías según el número de ciclos y tipo de refrigerantes

No CICLOS	PURO	PURO+MEZCLA	MEZCLA
1			APCI (SMR)
			Black & Veath (PRICO II)
			BHP (cLNG)
2		Shell (C3-MR)	
		APCI (C3-MR)	Shell (DMR)
		Shell (PMR)	Axens-IFP (Liquefin)
3	Conoco Phillips (POCP)	APCI (AP-X)	Statoil-Linde (MFC)

Fuente: Tomado de Castillo, 2010

Tomando como base lo anterior y revisando una gran parte de información bibliográfica, es posible determinar que la diferencia de los procesos utilizados en las tecnologías para licuefacción del gas natural de una manera global se relaciona con:

- Número de circuitos de refrigeración
- Tipo de refrigerante utilizado
- Tipo de intercambiador

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, en la Tabla 4 se muestran los tipos de tecnologías usados para la licuefacción de gas natural.

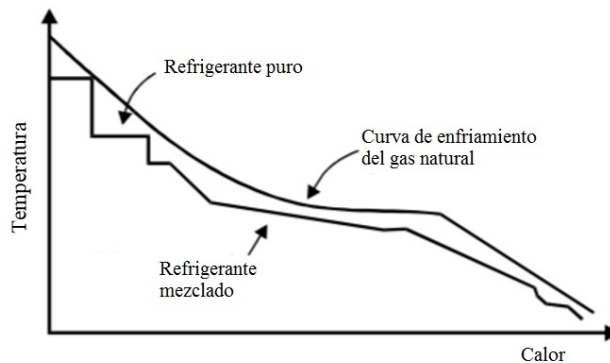
Tabla 4. Tecnologías de licuefacción y sus nombres típicos

	TECNOLOGÍA	LICENCIAS
<b>C3-MR</b>	Propane precooling + mixed refrigerants	SHELL
	Propano más mezcla de refrigerantes C3/MR	APCI
	Refrigerantes Mezclados con Pre enfriamiento con Propano	
<b>SMR</b>	Single mixed refrigerant	APCI
	Ciclo Simple de Refrigerantes Mezclados	PRICO
<b>DMR</b>	Double mixed refrigerant (DMR)	Shell
	Dual mixed refrigerant	APCI
	Doble mezcla de refrigerante (DMR)	Axens-IFP
	Doble refrigerante Mixto (DMR)TM	PRICO
	Ciclo doble de Refrigerantes Mezclados	
<b>PMR</b>	Parallel Mixed Refrigerant (PMR)	Shell
	Mezcla de refrigerante en paralelo (PMR)TM	
	Refrigerante Mixto en Paralelo	
<b>POCP</b>	Phillips Optimized Cascade (POCP)TM	Conoco Phillips
	Pure Component cascade	
<b>MFC</b>	Cascada con mezcla de refrigerantes	Statoil-Linde
	Proceso Linde en cascada de fluido mixto	
	Linde Mixed Fluid Cascade Process (MFCP TM)	
	Mixed refrigerant Cascade (MFC)	
<b>AP-X</b>	Propane mixed refrigerant and nitrogen (AP-X)	APCI
	C3MR Process and nitrogen refrigerant circuit	
	Propano con mezcla de refrigerantes y nitrógeno	
	C3-MR más uso de un ciclo de expansión con nitrógeno	
<b>N2 EXPANSION</b>	Ciclo de expansión (Turbo expander - Joule Thomson)	

Una manera de seleccionar la tecnología a usar depende de la eficiencia del sistema de refrigeración, la cual se mide con el diagrama de transferencia de calor típico o curva de enfriamiento para el enfriamiento de gas natural utilizando refrigerantes tanto puros y mixtos.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> M.N. USAMA, A. SHERINE and M. SHUHAIMI. Technology Review of Natural Gas Liquefaction Processes. Journal of Applied Sciences, 11: 3541-3546. 2011.

Figura 11. Curva de refrigeración del gas natural.



Fuente: Tomado y Modificado de Castillo, 2010

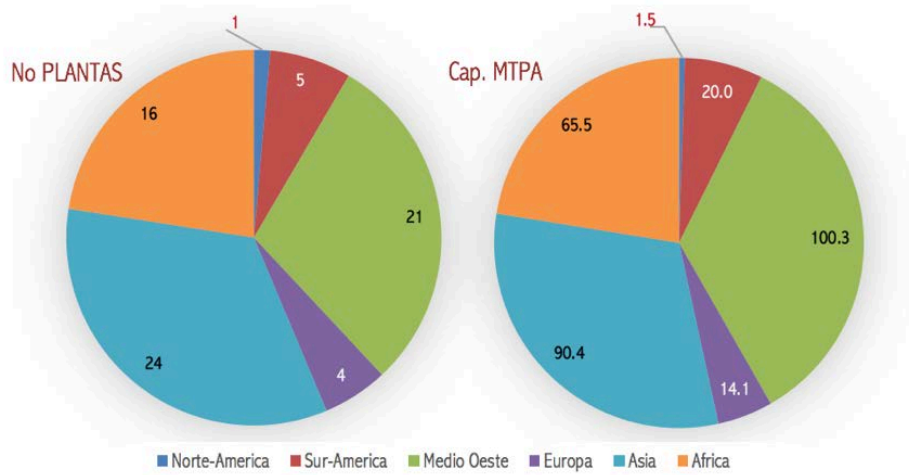
Cuanto más cerca de la línea que representa los refrigerantes es la curva del gas natural, el ciclo es más eficiente. La reducción de la cantidad de trabajo realizado en el refrigerante puede aumentar la eficiencia del intercambio de calor en el proceso de licuefacción de gas natural. Una mayor eficiencia se indica mediante la cercanía del espacio entre el refrigerante y las curvas de gas natural según lo informado por Rivera et al. (2008) y Shuhaimi y Razik (2008).

## 1.7. PLANTAS DE LICUEFACCIÓN A NIVEL INDUSTRIAL

Según W. Mazyan et al. en el artículo denominado *Market and technology assessment of natural gas processing: A review*, publicado en "Journal of Natural Gas Science and Engineering" a mediados de febrero de 2019, en el mundo se cuenta con 71 plantas a nivel industrial instaladas (Ver Anexo 1), de las cuales 55 están instaladas en Medio Oriente y Asia.

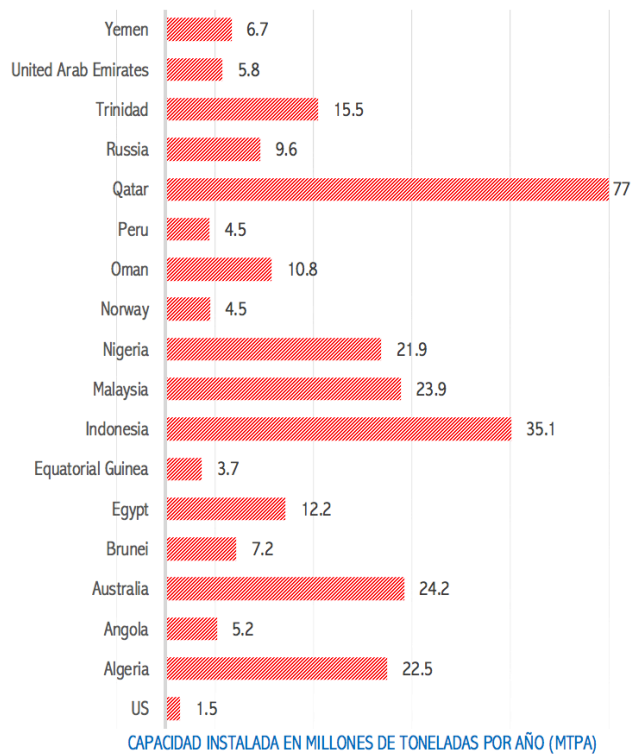
Qatar sobresale y es el primer exportador de gas natural licuado con una capacidad instalada de 77 MTPA (Millones de Tonelas Por Año); es decir una capacidad de producción de 11.045 MMSCFD, seguido por Indonesia. En Latinoamérica Peru con una capacidad instalada de 4,5 MTPA es el único país en la región exportador.

Figura 12. Plantas de GNL por región



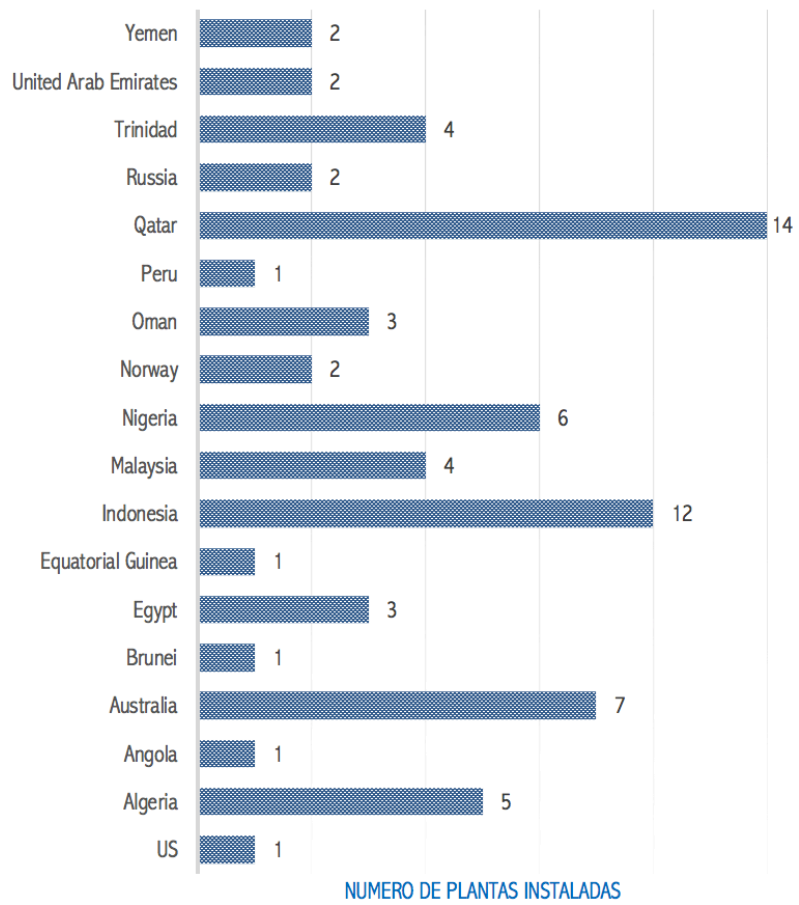
Fuente: Información tomada de W Mazyan, et all, 2016.

Figura 13. Capacidad de plantas por país



Fuente: Información tomada de W Mazyan, et all, 2016.

Figura 14. Número de plantas de GNL por país



Fuente: Información tomada de W Mazyan, et all, 2016.

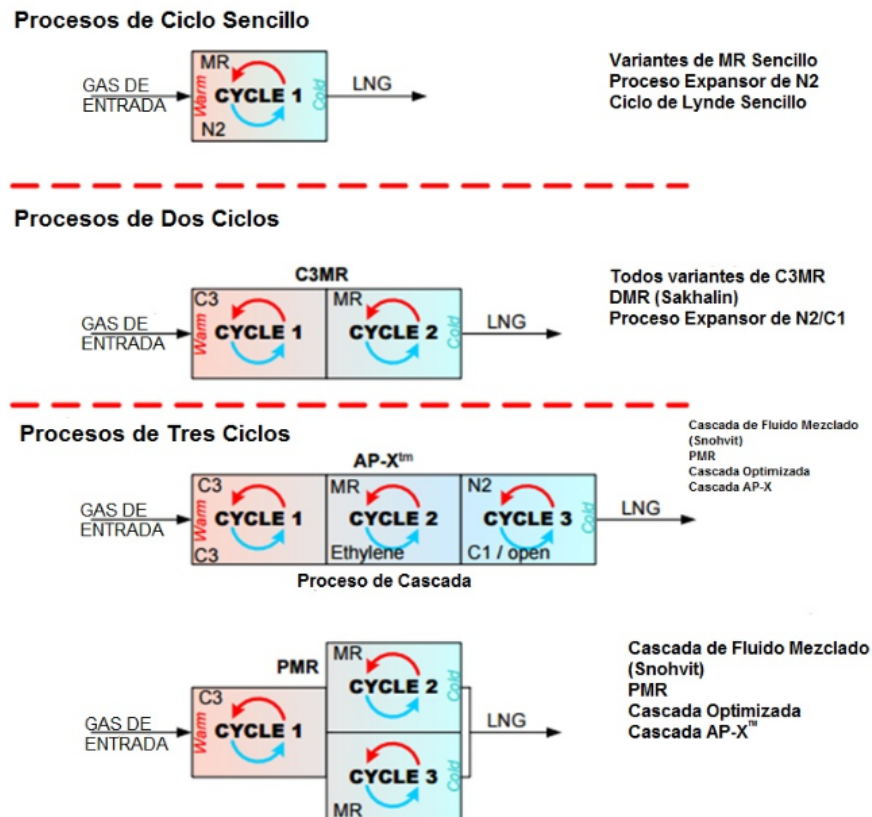
## 2. TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL

Hay muchas maneras de clasificar las tecnologías de Licuefacción de Gas Natural como son:

- Por capacidad
- Por número de ciclos de refrigeración
- Por licenciantes
- Por refrigerantes

En la Tabla 3 y Tabla 4 del capítulo 1, se muestran esas clasificaciones. Sin embargo, antes de comenzar en este capítulo con la descripción de las principales tecnologías de licuefacción de gas natural, se quiere ilustrar los ciclos de refrigeración dentro de los procesos de licuefacción. Ver Figura 15

Figura 15. Vista de alto nivel de los ciclos de refrigeración dentro de los Procesos de licuefacción



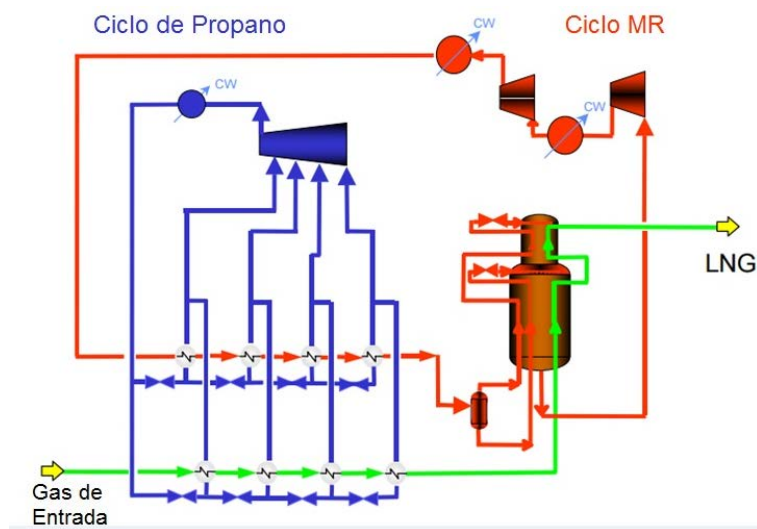
Fuente: (Tomado y modificado de [Barclay M, Shukri T, 2007](#))

## 2.1. C3-MR - PROCESO DE REFRIGERANTE MIXTO CON PRE-ENFRIAMIENTO CON PROPANO.

Este proceso de licuefacción involucra dos (2) ciclos de refrigeración, ciclo de propano y el ciclo del refrigerante mixto (metano, etano, propano (etileno), nitrógeno).

En la Figura 16 y Figura 17, se muestran esquemas típicos de este proceso de licuefacción.

Figura 16. Esquema Típico (1) C3MR

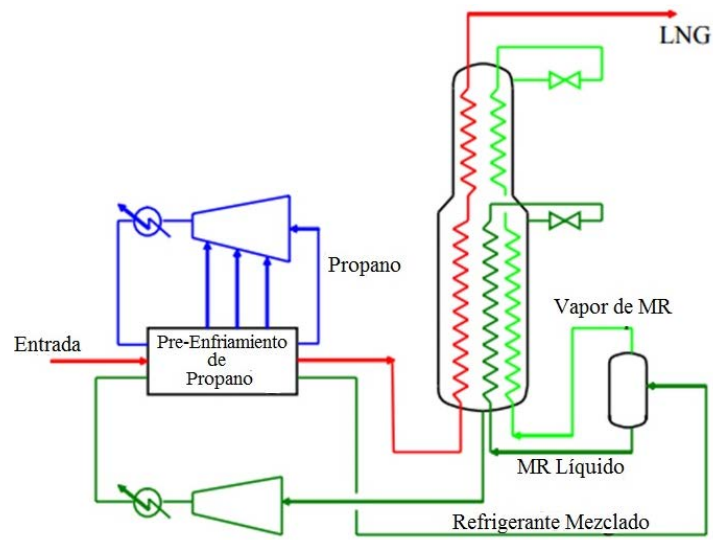


Fuente: <http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Posters-PDF/8-PO-39-Fischer.pdf>

Antes de efectuar el proceso de licuefacción de gas, esta tecnología utiliza un refrigerante para realizar un pre enfriamiento al gas, comúnmente se usa el propano para esta función por ser un refrigerante de los más económicos y fáciles de conseguir. Es común realizar este proceso con intercambiadores tipo kettle. El sistema de refrigeración usualmente es de tres (3) o cuatro (4) etapas (un compresor y 3 o 4 intercambiadores a diferentes presiones). Este primer ciclo de pre-enfriamiento reduce la temperatura del gas a unos  $-35^{\circ}\text{C}$  aproximadamente (en este proceso no hay condensación del metano, pero los componentes pesados que pueda tener el gas, en esta etapa se condensarían y serían llevados al sistema de fraccionamiento, si es necesario). Posterior a este pre-enfriamiento, el gas pasa por el segundo ciclo de refrigeración dado por el refrigerante mixto a través de un intercambiador de calor tipo MCHC, acá el gas es licuado y sub-enfriado hasta llegar a unas temperatura entre  $-150^{\circ}\text{C}$  y  $-162^{\circ}\text{C}$  aproximadamente.

Para pre enfriar el gas natural, el propano tiene que ser primero comprimido a presiones a las cuales pueda ser condensado por intercambiadores de aire o agua (15- 25 bar). Posteriormente, se reduce la presión y se realiza el proceso de expansión del mismo en varias etapas en serie, logrando llegar a temperaturas más bajas y enfriar el gas.

Figura 17. Esquema Típico (2) C3MR



Fuente: (Tomado y modificado de Pillarella et al, 2007)

El propano aparte de pre-enfriar el gas, es usado para condensar de manera parcial el refrigerante mixto. Así como se muestra en la Figura 17, el refrigerante mixto (MR) sale por la parte inferior del intercambiador, es comprimido a unas presiones de 45 y 48 bara, y después es condensado parcialmente gracias al enfriamiento con propano, posteriormente pasa a través de un separador de alta presión y salen dos corrientes del refrigerante mixto, una corriente líquida y otra gaseosa. Estas dos corrientes entran al sistema del intercambiador criogénico principal para lograr licuar y sub enfriar el gas.

El intercambiador criogénico principal es un sistema de varios tubos en forma de espiral, llamado también Main Cryogenic Heat Exchanger (MCHC). El refrigerante mixto entra por tubos separados, corriente líquida, corriente gaseosa, al entrar al intercambiador el refrigerante es enfriado, licuado y sub-enfriado, posteriormente, se realiza un proceso de reducción de presión para las dos corrientes y mientras el refrigerante se va evaporando y va bajando por el intercambiador por el lado de la carcasa, el gas es licuado y sub-enfriado para después ser llevado a almacenamiento.

Con el fin de obtener eficiencias de intercambio de calor altas en el intercambiador principal, las diferencias de temperatura entre las corrientes en condensación y las de ebullición son muy pequeñas.

### **2.1.1 Aspectos a Considerar**

- Licenciante: Shell, APCI
- Capacidad: entre 4.5 a 5.5 MMTPA
- No. Ciclos: 2
- Refrigerantes: C3(Pre-enfriamiento), Mezcla C1-C2-C3-N2 (Licuefacción)
- Tipo de Intercambiador: Kettle, Plate fin (PFHE), SWHE.
- Expansión: Por medio de válvula JT
- Mayor rendimiento en eficiencia en plantas de licuefacción existentes
- Kettle, Plate Fin (PFHE), SWHE: Ciclo de Pre-enfriamiento; SWHE: Licuefacción
- Para el ciclo de Pre-enfriamiento usualmente se utilizan intercambiadores tipo Kettle o Plate Fin, son recomendados para refrigerantes puros, por su confiabilidad y menor consumo de potencia.
- El propano es un refrigerante de alta inflamabilidad, volátil y además tiene la característica de ser un vapor más denso que el aire y por consiguiente no se disperse en el ambiente, sino que se acumula en espacios con facilidad.

## **2.2. DMR - PROCESO DE REFRIGERANTE MIXTO DUAL**

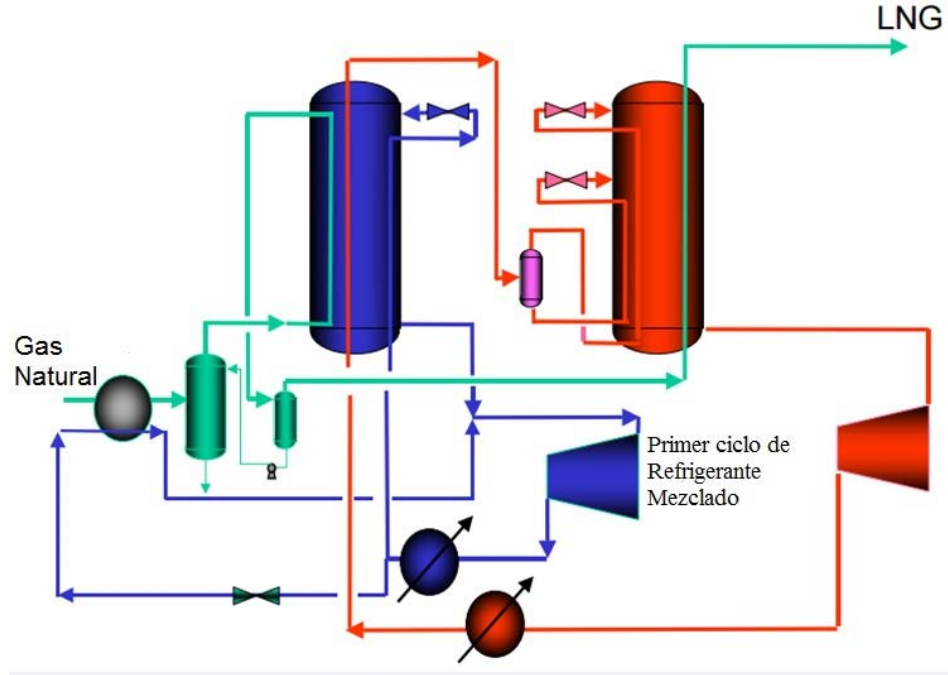
El proceso de refrigerante mixto dual es otra de las tecnologías usadas para licuar el gas, es muy similar al proceso de C3MR descrito anteriormente.

Este proceso fue diseñado para superar las limitaciones de usar en el proceso de pre enfriamiento un refrigerante de un solo componente como se hace en el proceso de C3MR, y su principal diferencia consiste en esa etapa.

Antes de realizar el proceso de licuefacción esta tecnología utiliza un refrigerante multicomponente para realizar un pre enfriamiento al gas. En esta primera etapa se enfría el gas natural hasta los  $-50^{\circ}\text{C}$  aprox, gracias al refrigerante usado, típicamente se encuentra en una proporción 50/50 de etano y propano, también es posible que contenga una concentración pequeña de butanos y pentanos. La corriente de Gas Natural pasa posteriormente a una segunda etapa, para ser licuada y sub enfriada hasta alcanzar una temperatura de  $-160^{\circ}\text{C}$ , y el refrigerante usado para este ciclo es similar a la tecnología C3MR (Metano-Etano/etileno- propano- Nitrógeno).

En las siguientes Figuras se muestran varios esquemas típicos de este proceso de licuefacción.

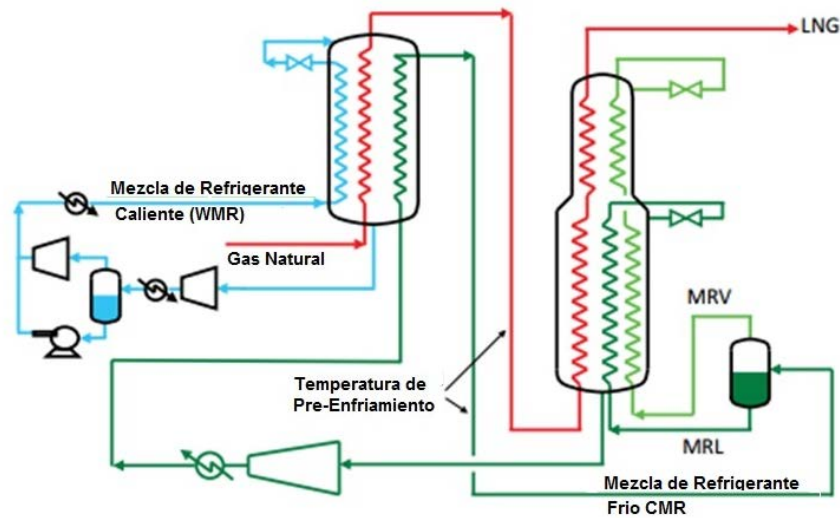
Figura 18. Esquema Típico (1) DMR



**Fuente:** <http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Posters-PDF/8-PO-39-Fischer.pdf>

El proceso DMR logra la licuefacción del gas natural usando dos ciclos independientes de refrigerantes mixtos. En este proceso la torre de intercambiador de calor se divide en dos partes, cada ciclo de refrigeración está controlado a través de dos compresores que trabajan antes de cada columna. En el primer ciclo el gas natural pasa por un intercambiador de calor en donde hace contacto con un refrigerante más pesado (MR1). Posteriormente el gas es condensado en un segundo intercambiador por una mezcla de refrigerante más liviano (MR2).

Figura 19. Esquema Típico (2) DMR



**Fuente:** <http://www.airproducts.com/~media/files/pdf/industries/lng/arctic-lng-plant-design.pdf>

Es común realizar el proceso de pre-enfriamiento con intercambiadores tipo “Spiral Wound Heat Exchanger” (SWHE) en lugar de “core-in-kettle” reevaporadores tipo carcasa o “plate fin” placas con aletas.

Los intercambiadores son comúnmente la mitad de grandes que los usados para un proceso de refrigeración mixta simple (SMR), debido a que la energía requerida en este proceso es dividida en dos ciclos.

Para pre-enfriar el gas, el gas natural pasa por el intercambiador de calor por donde pasa el flujo de corrientes de vapor como de líquido de los refrigerantes mixtos sin que sean mezclados entre ellos. Después de haber pre enfriado el gas, la corriente MR1 debe ser comprimida hasta presiones a las cuales pueda ser condensado en su totalidad por intercambiadores de agua o aire. Este refrigerante al ser enfriado, es separado en dos corrientes, la primera corriente se reduce la presión por medio de una válvula de estrangulamiento o por flasheo para aprovechar su temperatura y antes de volver a recircular en el proceso, enfríe un poco la corriente de gas natural de entrada. La segunda corriente que se separó del (MR1) también se somete a una reducción de presión de la misma forma que la anterior con el fin de pre-enfriar el gas de alimento antes de volver al sistema de re compresión en el proceso.

En el segundo ciclo de enfriamiento, es donde se realiza la licuefacción y sub enfriamiento del gas natural y se toma lugar en el intercambiador de calor criogénico principal (MCHE), el refrigerante No 2 (MR2) deja el intercambiador y es comprimido por medio de un compresor axial y seguido de un compresor centrífugo de 2 etapas

hasta llegar a presiones entre 500 y 800 psig, el enfriamiento durante el proceso de compresión se realiza con intercambiadores de aire, posteriormente este refrigerante sigue reduciendo su temperatura pasando su corriente contra el primer refrigerante (MR1), posteriormente reduce su presión para alcanzar las temperaturas frías deseadas y por medio de un flasheo se divide en dos corrientes (vapor y Líquido) y entran al MCHE donde se enfría contra sí misma para alcanzar las temperaturas bajas y así poder licuar y sub enfriar el gas natural. Esta tecnología tiene varios aspectos a considerar.

### **2.2.1. Aspectos a Considerar**

- Licenciante: Shell, APCI, Axens - IFP
- Capacidad: entre 4.8 MTPA
- No. Ciclos: 2
- Refrigerantes: Mezcla, usualmente se tiene una composición na 50/50 de C2/C3
- Tipo de Intercambiador: Kettle, Plate fin (PFHE), SWHE.
- Puede usarse tanto en el ciclo del Pre-enfrimiamiento como en de licuefacción cualquiera de los 3 tipos de intercambiadores mencionados antes.
- Expansión: Por medio de válvula JT
- Hay una reducción en el sistema de almacenamiento del propano al remplazarse por el etano.
- En este proceso se utiliza toda la potencia instalada de la turbina y esto conlleva a facilitar un balance en el proceso.

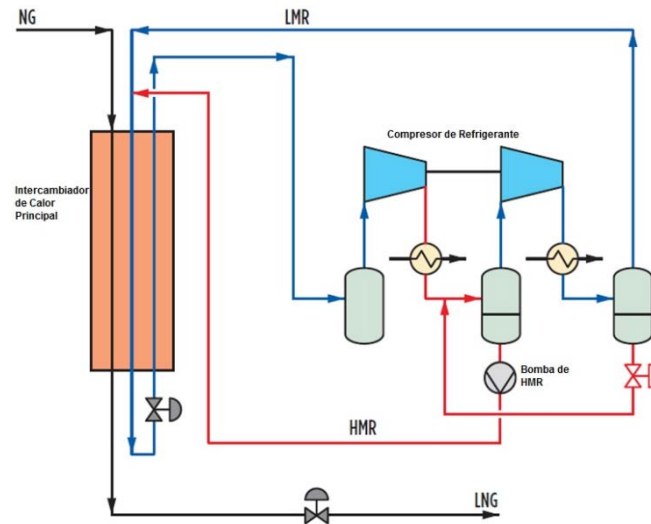
### **2.3. SMR PROCESO DE REFRIGERANTE MIXTO SIMPLE**

El proceso de refrigerante mixto individual (SMR) es básicamente un ciclo Rankine inverso en el cual el gas es enfriado y licuado en un solo intercambiador de calor (MCHE).

Un ciclo de Rankine inverso sigue las siguientes etapas: Compresión, enfriamiento, condensación, expansión y evaporación. El MR se comprime por lo general usando dos (2) compresores, aunque también en algunos casos es usado solo un compresor hasta alcanzar una presión a la cual con intercambiadores de aire o agua se enfríe y posteriormente se condense el refrigerante. Después de condensado el refrigerante realiza un proceso de expansión que puede ser con un sistema tipo Joule Thompson para lograr un enfriamiento tal que al pasar por el intercambiador criogénico, las corrientes de vapor y líquido del refrigerante alcance a licuar el gas natural.

En la siguiente Figura se muestra un esquema típico de este proceso de licuefacción.

Figura 20. Esquema Típico SMR



Fuente (Tomado y modificado de Kohtler et all, Enero 2014)

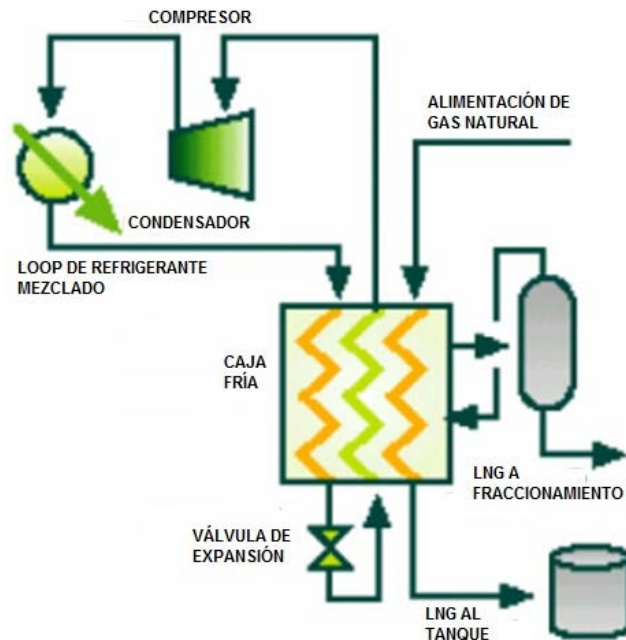
Este proceso de licuefacción (SMR), en su ciclo de enfriamiento utiliza una mezcla de refrigerante compuesta principalmente por hidrocarburos con punto de ebullición bajo (metano hasta pentano) y nitrógeno. La composición óptima del refrigerante se determina por diferentes factores, entre ellos: La composición de alimento del gas natural a licuar, la presión de entrada al sistema, la temperatura ambiente y la presión de operación de la planta de licuefacción.

La idea de este sistema es hacer coincidir lo que más se pueda la curva de ebullición del refrigerante con la curva de licuefacción del gas natural a condensar, de tal forma que el refrigerante se evapore a una temperatura levemente superior a la temperatura a la que se condensa el gas natural, con el fin de obtener un enfriamiento mucho más eficiente.

Es común realizar este proceso de enfriamiento y licuefacción en un intercambiador criogénico principal de tipo placas de aluminio soldadas (caja fría), o tipo multi-tubular.

Algo importante para resaltar es que si la corriente de gas que entra al intercambiador es un gas húmedo o con hidrocarburos pesados, se realiza una primera etapa de enfriamiento a unos 35°C dentro del intercambiador principal, y es posible separar los líquidos del gas o condensables y enviarlos a otro sistema de procesamiento. Ver Figura 21

Figura 21. Esquema Típico SMR con un Gas de Alimento con HC pesados



Fuente: Tomado y modificado de <http://www.iapg.org.ar/docgas/2.pdf>

Para terminar con esta descripción, cabe aclarar que hay diferentes tecnologías SMR disponibles en el mercado, tiene grandes características por las cuales se usa desde la década de los 70s, Sin embargo, a pesar de tener varias ventajas, tiene algunas consideraciones a tener en cuenta.

### 2.3.1. Aspectos a Considerar

- Licenciante: APCI
- Capacidad: entre 1 MTPA
- No. Ciclos: 1
- Refrigerantes: Mezcla C1-C2-C3-N2 (Licuefacción)
- Tipo de Intercambiador: Kettle, Plate fin (PFHE), SWHE.
- Expansión: Por medio de válvula JT
- La operación exige un mayor costo en el consumo de energía
- La mezcla del refrigerante es variable dependiendo de los factores que se mencionaron anteriormente (Composición del Gas Natural)
- Si se quiere una eficiencia óptima en el proceso, se tiene que buscar que las curvas del gas natural como del refrigerante sean muy parecidas.
- Baja Inversión inicial (Capex)
- Bajo costo de mantenimiento
- Configuraciones simples en las instalaciones

- Poca área requerida
- Facilidad en la puesta en marcha

#### **2.4. POC or POCP**

El proceso en cascada optimizado Philips (PCO o PCOP) comprende un sistema de multietapas, que se realizan en 3 series o circuitos de refrigeración simple y consiste fundamentalmente en reducir de manera secuencial la temperatura del gas natural hasta obtener la temperatura de licuefacción. Cada ciclo de refrigeración usa un refrigerante puro y diferente con el fin de cubrir el rango seleccionado de temperatura.

En el primer ciclo o circuito de refrigeración se usa como refrigerante el propano, en el segundo ciclo de refrigeración, se usa etano (o etileno) dependiendo de su disponibilidad y continua reduciendo la temperatura del gas, finalmente en el último ciclo de enfriamiento se usa el metano como refrigerante, y en esta etapa se alcanza la condensación del gas.

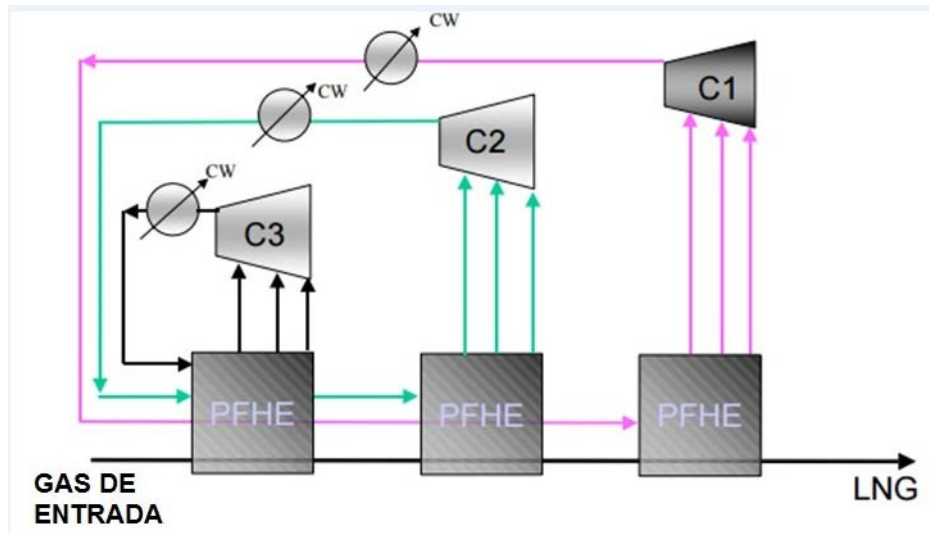
Generalmente los intercambiadores utilizados en este proceso son del tipo placa de aluminio y “core-kettle”, acoplados en cajas frías.

Esquemas típicos del proceso de refrigeración en cascada se muestran en las Figuras 22 y 23:

EL proceso de cada uno de los refrigerantes en este sistema de enfriamiento en cascada se explica a continuación:

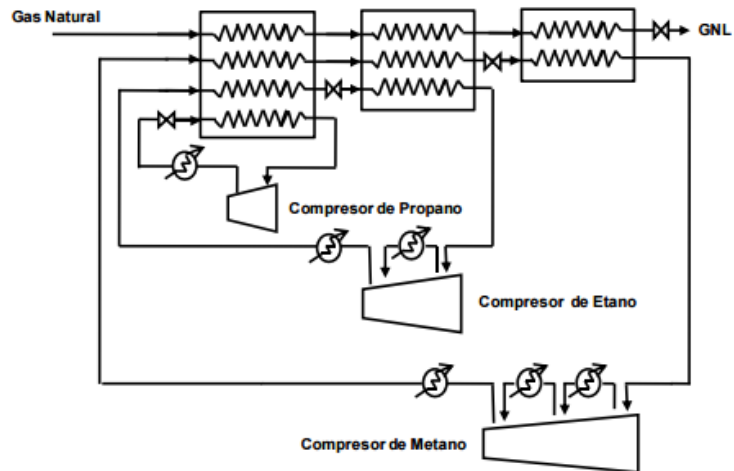
Cada uno de los ciclos de refrigeración es independiente, sin embargo aprovechan las temperaturas de las etapas anteriores con el fin de lograr la condensación del refrigerante de la siguiente etapa. El etano es condensado con la evaporización del propano, y de igual forma el metano es condensado gracias a la evaporización del etano o etileno. (Considerando la dificultad para obtener etileno en el segundo ciclo del enfriamiento, comúnmente se usa más el etano para esta función.)

Figura 22. Esquema Típico (1) Proceso en Cascada



Fuente: <http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Posters-PDF/8-PO-39-Fischer.pdf>

Figura 23. Esquema Típico General (2) Proceso en Cascada



Fuente: <http://www.venezuelagas.net/documents/2008-ST-12-spa.pdf>

En el primer circuito, el propano una vez comprimido, se condensa gracias al intercambio de calor con el aire o agua a temperatura ambiente. Antes de entrar al intercambiador de calor para empezar el enfriamiento del gas natural, el propano realiza un proceso de expansión a través de una válvula J-T y se enfría hasta alcanzar una temperatura cercana a  $-43^{\circ}\text{C}$ .

En el segundo circuito, el etano (o etileno) después de ser comprimido es pre-enfriado por los intercambiadores de aire o agua y posteriormente es condensado en el intercambiador de calor de propano del primer ciclo y al mismo tiempo el calor que cedido por el etano (o etileno) es aprovechado para la evaporación del propano. Igual que el propano, antes de entrar al intercambiador de calor del segundo circuito pasa por una válvula J-T para expandirse y alcanzar y alcanzar temperaturas desde -40°C hasta -100°C aprox.

En el tercer circuito, el metano comprimido se pre-enfría con aire o agua y posteriormente pasa por el intercambiador de propano (primer ciclo), y por el intercambiador de etano/etileno para enfriarse y condensarse hasta una temperatura de -146°C. En el intercambiador del segundo circuito, el calor que libera el metano al pasar genera la evaporización del etileno. En el intercambiador de metano, la corriente de metano refrigerante se expande con la finalidad de subenfriar la corriente de GNL para su posterior almacenamiento.

Esta tecnología tiene varios aspectos a considerar.

#### **2.4.1. Aspectos a Considerar**

- Licenciente: Conoco Phillips (POCP)
- Capacidad: entre 2-3 MTPA
- No. Ciclos: 3
- Refrigerantes: Puros: C1-C2-C3
- Tipo de Intercambiador: Core -Kettle, Plate fin (PFHE), acoplados en cajas frías
- Expansión: Por medio de válvula JT

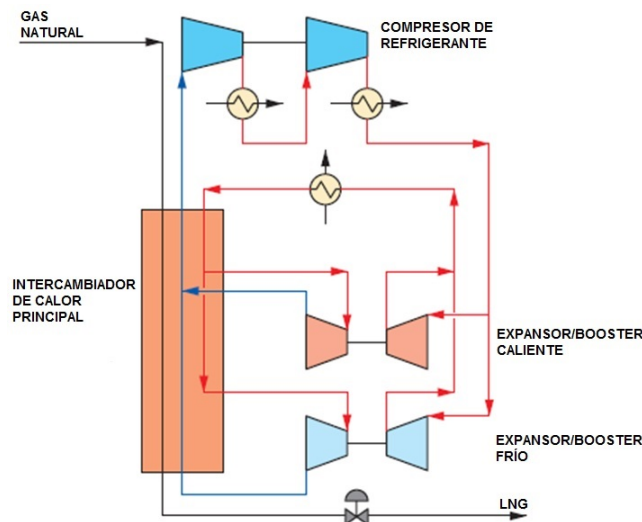
#### **2.5. EXPANSIÓN CON NITRÓGENO (N2 EXPANDER)**

El proceso de refrigeración Nitrógeno utiliza N<sub>2</sub> como fluido de trabajo para llevar a cabo la licuefacción del gas Natural. El uso de un gas refrigerante relativamente inerte es una de las características atractivas de este proceso. Por otro lado, el N<sub>2</sub> es un gas mucho más liviano que el gas natural y por tal motivo este refrigerante nunca llega a su estado líquido. Todo el ciclo de refrigeración del Nitrógeno es monofásico, el refrigerante siempre permanece en un estado gaseoso y esto conlleva a que los equipos requeridos para el proceso de enfriamiento sean pocos a comparación con otras tecnologías que requieren separadores y todos los accesorios y tuberías relacionadas con este equipo ya que los refrigerantes se condensan de manera parcial o total durante el ciclo, como C3MR, Cascada, SRM y demás.

El proceso usa como fundamento el ciclo inverso de Brayton, este proceso consiste en enfriar el gas natural de alimentación mediante un ciclo de refrigeración que involucra a un turbo-expansor en lugar de una válvula Joule–Thompson, así se aprovecha la energía contenida en el gas en forma más isentrópica, y el trabajo generado en esa expansión es recuperado en un compresor de nitrógeno conectado al eje del expansor. Este proceso turbo expander, genera temperaturas mucho más frías que usando una válvula que logre el efecto Joule-Thompson. Al usar nitrógeno como refrigerante y este sistema de expansión, se evita la evaporación instantánea del gas licuado en las operaciones de descarga ya que se tiene almacenado a temperaturas más bajas.

En las siguientes Figuras se muestra sistemas típicos de refrigeración por medio de expansión de Nitrógeno.

Figura 24. Esquema Típico (1) N2 Expander



Fuente: (Tomado y modificado de Kohtler et all, Enero 2014)

Es un diseño sencillo con solo un ciclo de refrigeración, en el cual la corriente de gas natural de alimento, entra a un intercambiador de calor con múltiples corrientes de refrigerante a diferentes temperaturas que produce el enfriamiento, condensación y sub enfriamiento del gas natural. Esa corriente líquida ya subenfriada que sale del intercambiador de calor, si se encuentra a presiones por encima de la atmosférica, se pasa por un expansor o válvula de estrangulamiento, y el gas producido en el flasheo se separa del Gas Natural Licuado producido.

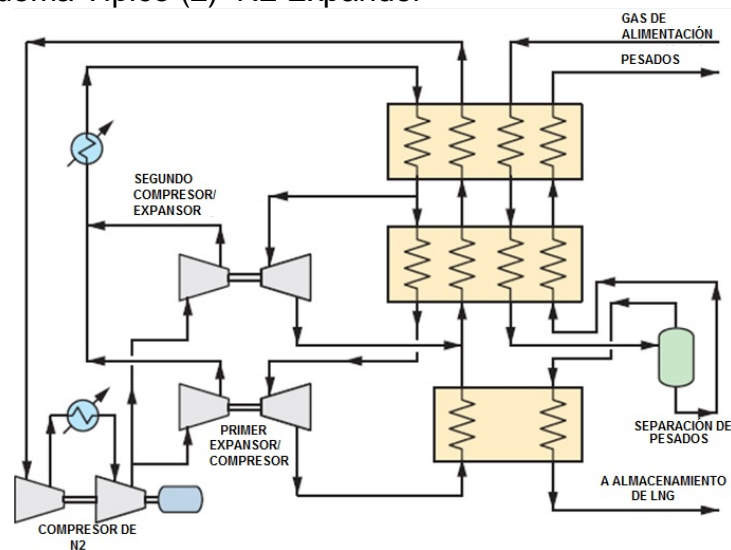
El ciclo de refrigeración por expansión de Nitrógeno en su explicación más sencilla, emplea un ciclo cerrado en el que primero es necesario comprimir el Nitrógeno y se

empieza su enfriamiento con aire a temperatura ambiente o por medio de refrigeración con agua. Esta corriente de Nitrógeno que se encuentra a alta presión se enfría aún más al pasar por el intercambiador de calor y hacer contacto con otra corriente de nitrógeno que se encuentra a una presión más baja y por consiguiente a una temperatura menor logrando una transferencia de calor.

La corriente de nitrógeno enfriada sale del intercambiador de calor y antes de volver a entrar de nuevo al sistema se expande a través de un turboexpansor, para producir un enfriamiento brusco del nitrógeno. El refrigerante frío, es el encargado de enfriar la alimentación de gas natural y la corriente de nitrógeno de alta presión en el intercambiador.

Por lo tanto, en este proceso de nitrógeno frío no sólo se utiliza para licuar el gas natural por enfriamiento, también se utiliza para pre-enfriar y enfriarse el mismo en el intercambiador.

Figura 25. Esquema Típico (2) N2 Expander



Fuente: (Tomado y modificado de Price et al, 2014)

El proceso de expansión a base de nitrógeno tiene varios aspectos interesante a considerar:

### 2.5.1. Aspectos a Considerar

- Licenciante:
- Capacidad: entre 0.5 – 1.5 MMTPA
- No. Ciclos: 1
- Refrigerantes: Nitrógeno Puro, Fase Gaseosa.

- Tipo de Intercambiador: Core -Kettle, Plate fin (PFHE), acoplados en cajas frías
  - Fuerza Motriz: Compresores y Turboexpansores
  - Expansión: Por medio de Turboexpansores
  - Usando N2 como refrigerante el sistema requiere un 40% más de energía comparado con un sistema de refrigerante Mixto (MR)
  - Se requiere una gran cantidad de energía para recircular el N2
- El proceso de refrigeración con Nitrógeno generalmente ha sido aplicado en proyectos de escala pequeña en donde el consumo de energía del refrigerante no es una consideración importante.
  - El proceso también tiene algunos problemas para alcanzar bajas temperaturas y lograr la licuefacción, todo el enfriamiento se realiza a través del calor sensible, por consiguiente se debe enfriar a temperaturas mucho más bajas el refrigerante que la corriente de LNG. Por consiguiente se requiere de compresores más grandes que aumenta el costo del sistema.
  - El nitrógeno no es un refrigerante Inflamable.
  - Facilidad de puesta en marcha y parada, lo que lleva a una mayor disponibilidad y una mayor seguridad inherente, ya que el proceso no contiene grandes inventarios de los refrigerantes inflamables.

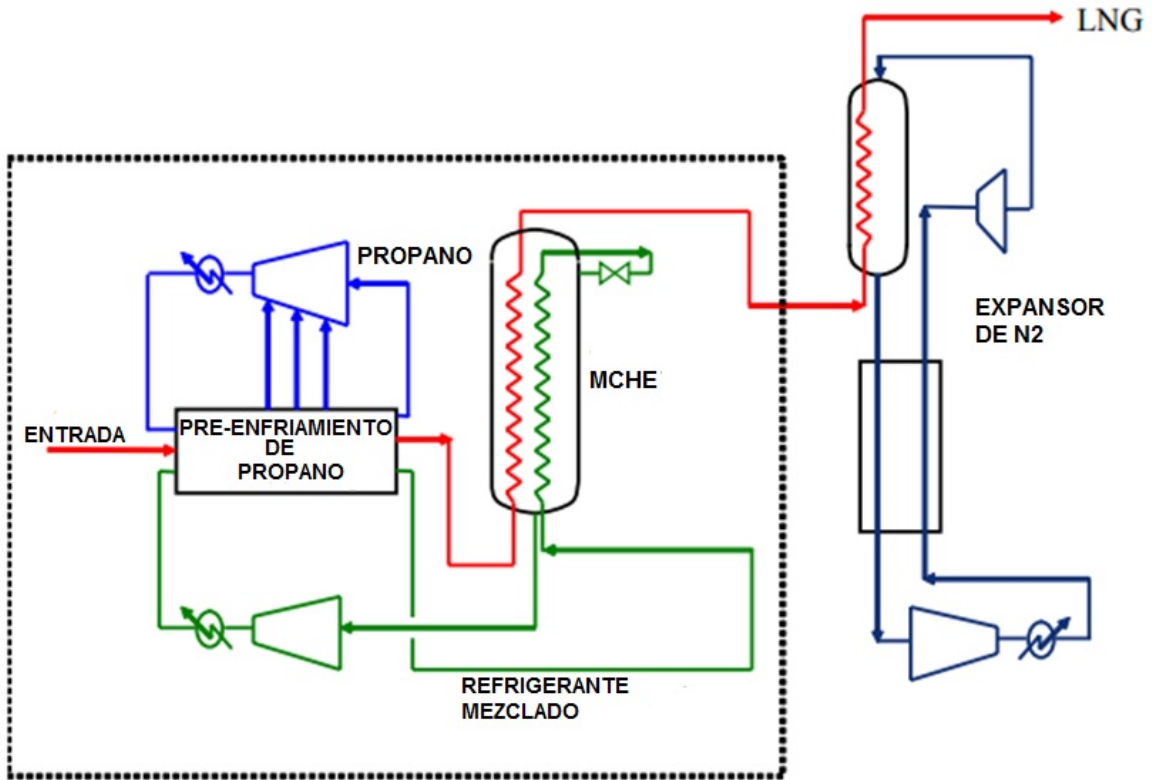
## 2.6. AP-X

Mezclas de refrigerantes con pre-enfriamiento de propano y sub-enfriamiento con N2 (APCI AP-X)

Este proceso tiene lugar ya que la industria en estos momentos está exigiendo mayor capacidad los trenes de licuefacción, lo que conlleva al aumento de producción y a la búsqueda de reducción del consumo de energía. La tecnología AP-X™ es una mejora al proceso C3MR, es este proceso el propano es usado para el pre enfriamiento del gas natural, que es el primer ciclo del sistema. Después se usa un refrigerante mixto que hace contacto con el gas natural en el intercambiador de calor criogénico principal (MCHE) para licuar y parcialmente sub enfriar el gas, y por último el sub enfriamiento es logrado usando nitrógeno en el tercer ciclo usando un proceso de expansión del N2 (la descripción del proceso de enfriamiento con nitrógeno se describe en este capítulo).

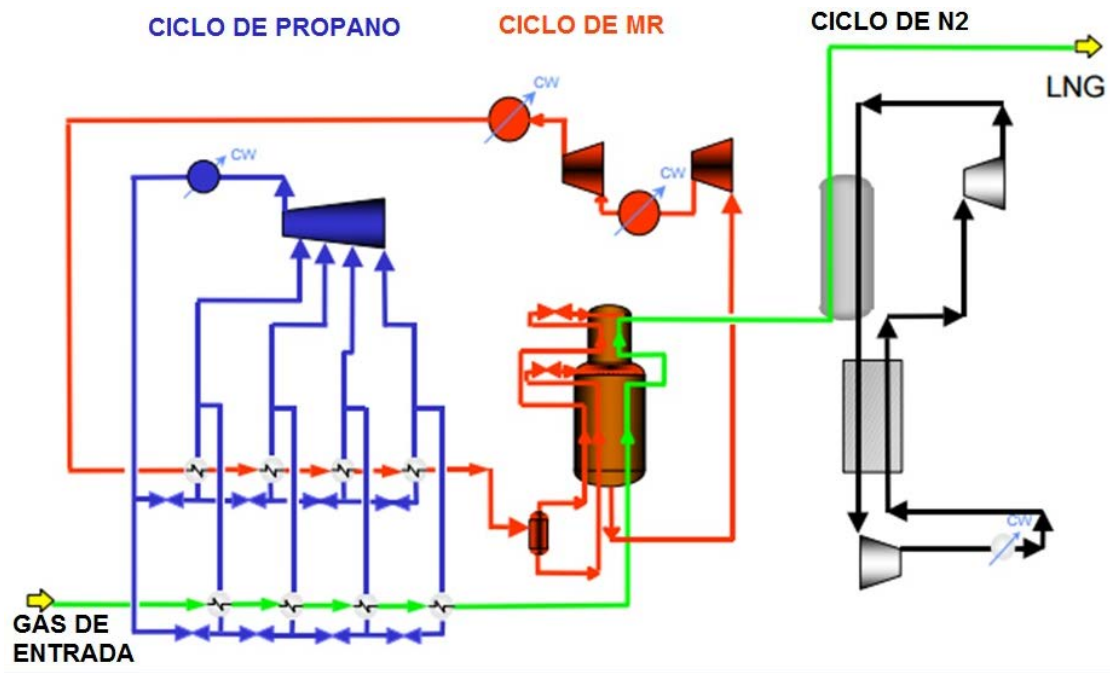
En las siguientes Figuras se muestra un esquema general de este proceso de licuefacción.

Figura 26. Esquema Típico (1) AP-X™ Process



Fuente: (Tomado y modificado de Pillarella et al, 2007)

Figura 27. Esquema Típico (2) AP-X™ Process



Fuente: (Tomado y modificado de Martin, et all. 2004)

El nitrógeno proporciona refrigeración para el sub enfriamiento de LNG. Mediante el uso del N<sub>2</sub> para sub enfriar el LNG, la carga total de refrigeración aguas arriba de la sección C3MR se reduce, permite bajar los índices de propano y refrigerante mixto (MR) usado en el proceso, permitiendo un aumento de capacidad en un solo tren con los mismos equipos existentes sin tener que instalar equipos mayores en paralelo.

Este proceso AP-X puede construirse a partir de una planta tipo C3-MR o DMR, como una expansión para el ciclo de Nitrógeno que se puede realizar a futuro habiéndose previsto las facilidades para la ampliación del tren.

Existen en la actualidad dos trenes en Qatar de 7,8 MMTMA cada uno basados en esta tecnología

Esta tecnología tiene varios aspectos a considerar.

### **2.6.1. Aspectos a Considerar**

- Licenciante: APCI
- Capacidad: entre 5-10 MMTPA
- No. Ciclos: 3
- Refrigerantes: Puros + Mezcla
- Tipo de Intercambiador: Core -Kettle, Plate fin (PFHE), acoplados en cajas frías
- Fuerza Motriz: Compresores y Turboexpansores
- Expansión: Por medio de Turbo-expansores

### **2.7. PROCESO PRICO**

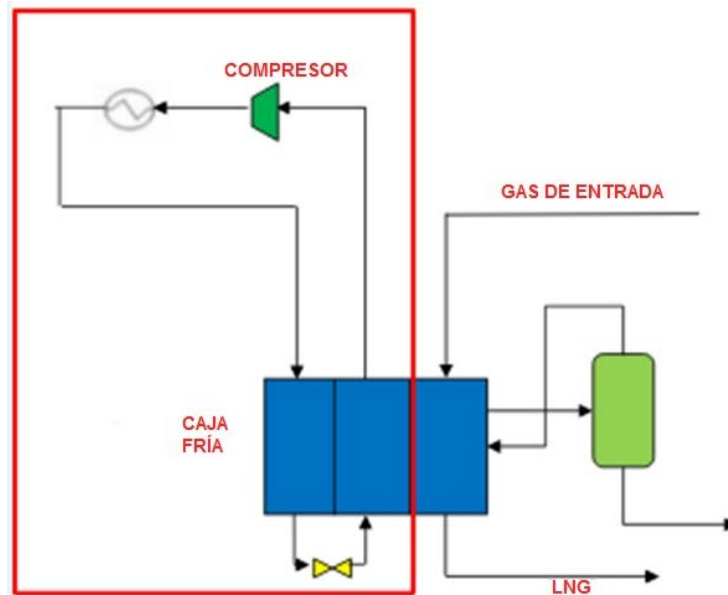
Black & Veatch Pritchard han desarrollado un proceso de refrigerante mixto, PRICO, y ha sido usado exitosamente en aplicaciones de peak shaving y base load.

El refrigerante mixto está compuesto por nitrógeno, metano, etano propano e isopentano, y la relación entre esos componentes para formar la mezcla está de la mano con la composición del gas natural a licuar ya que se quiere lograr que la curva de ebullición del refrigerante con la curva de condensación del gas natural coincida lo más que se pueda.

El intercambiador de calor empleado en el proceso PRICO II consiste en múltiples intercambiadores de placas de aluminio contenidos en una caja de acero inoxidable, (caja fría) altamente aislada. Los módulos del intercambiador se arreglan en paralelo para alcanzar la capacidad de enfriamiento deseada. Un módulo de intercambiador típicamente mide 4 x 8 x 9 metros y es capaz de producir entre 0,30 y 0,35 MMTMA de GNL.

EL refrigerante mixto (MR) es comprimido y fluye a través de todo el intercambiador de calor donde es enfriado, condensado y sub-enfriado mientras pasa por la caja fría. El refrigerante ya sub enfriado que se encuentra a alta presión se expande a través de una válvula de expansión que enfría aún más el refrigerante de manera inmediata. Ese refrigerante vaporizado es quien proporciona la energía de enfriamiento para condensar el gas natural. El refrigerante mixto (MR) en estado de vapor y a baja presión luego entra al intercambiador y es el encargado de enfriar el refrigerante y licuar el gas natural, al salir de nuevo de la caja fría, de nuevo se comprime por medio del compresor del refrigerante y el ciclo de enfriamiento vuelve a repetirse.

Figura 28. Esquema Típico Proceso PRICO



Fuente: Tomado y modificado de <http://slideplayer.com/slide/1527855/>

En este proceso, el gas natural primero es enfriado a una temperatura de  $-35^{\circ}\text{C}$  para condensar la mayoría de hidrocarburos pesados y evitar congelación en la sección más fría. El gas luego se enfría y se condensa en la caja fría.

Este sistema no incluye el pre-enfriamiento con propano, haciendo el proceso más simple y con menos equipos.

El sistema de refrigeración PRICO, es un proceso simple que tiene menor cantidad de equipos comparado con el proceso C3MR o el de cascada. Sin embargo, este proceso no es tan eficiente como el proceso de ciclo múltiple y no es adecuado para plantas de LNG grandes. Este tipo de tecnología está principalmente reservado para aplicaciones de LNG en plantas de escala pequeña y peak shaving.

Esta tecnología tiene varios aspectos a considerar.

### 2.7.1. Aspectos a Considerar

- Licenciente: Black & Veatch
- Capacidad: entre 0.3 – 0.5 MTPA
- No. Ciclos: 1
- Refrigerantes: Mezcla (N<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, iC<sub>5</sub>)

- Tipo de Intercambiador: Múltiples intercambiadores de placas de aluminio (Plate fin, PFHE), contenidos en una caja de acero inoxidable altamente aislada acoplados en cajas frías
- Fuerza Motriz: Compresor
- Expansión: Por medio de válvula JT
- Operación simple
- Flexibilidad para manejar un rango amplio en la composición de entrada del gas natural a licuar.
- Menor cantidad de equipos en comparación con procesos como C3MR o en cascada.
- Bajo Capital
- Bajo costo operativo

## **2.8. PMR PROCESO DE REFRIGERANTE MIXTO EN PARALELO**

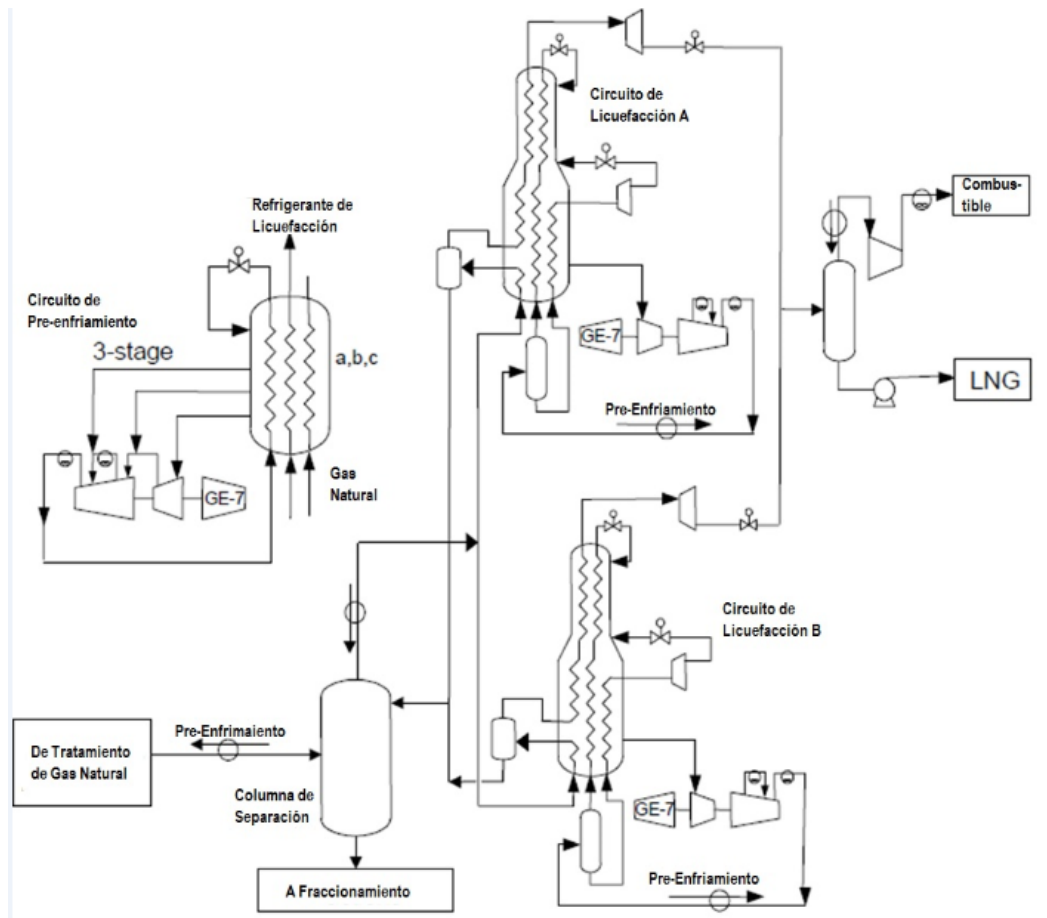
Este proceso Parallel Mixed Refrigerant (PMR) ha sido desarrollado por Shell apuntando hacia trenes de licuefacción de gran capacidad superiores a 5 MMTMA. Consiste en un ciclo simple de pre-enfriamiento seguido por dos líneas de licuefacción en paralelo con mezclas de refrigerantes, con lo cual se podría llevar la capacidad del tren hasta 8 MMTMA con el empleo de 3 turbinas Frame 7.

El proceso PMR presenta muchas similitudes con el proceso C3/M, ambas tecnologías disponen de un ciclo de propano para la etapa de pre-enfriamiento. Sin embargo, en el PMR la fracción pesada del refrigerante mixto se expande en una turbina criogénica, en vez de en una válvula de expansión como ocurre en el proceso C3/MR, y adicionalmente el gas natural que sale del intercambiador principal se expande y se realiza un flasheo al final.

La etapa de pre-enfriamiento puede considerarse como un ciclo de propano o de mezclas de refrigerantes. Las mismas configuraciones de ciclos de refrigeración que se han utilizado hasta el presente serían empleadas sin mayores cambios tecnológicos. El incremento de capacidad se logra básicamente usando accionadores de mayor capacidad.

En la siguiente Figura se muestra el esquema de un proceso PMR

Figura 29. Esquema Típico Proceso PMR



Fuente: Tomado y modificado de

<http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Papers-PDF/PS5-3-Pek.pdf>

Como se muestra en la Figura Z, El gas natural tratado es pre-enfriado mediante un ciclo simple de propano con el accionamiento de una turbina a gas Frame 7. Luego del pre-enfriamiento el flujo es distribuido en dos líneas paralelas teniendo cada una de ellas una columna despojadora para la separación y extracción de los hidrocarburos líquidos condensados. En esa misma columna se encuentra un ciclo de mezclas de refrigerantes para la licuefacción y sub-enfriamiento del gas natural. Los vapores de la cima de la columna son enfriados por la mezcla de refrigerantes en el intercambiador criogénico principal el cual es del tipo espiral vertical (spiral-wound) SWHE.

Cabe aclarar que cada ciclo de licuefacción tiene su propio circuito de mezcla de refrigerantes, conducidos por una turbina a gas Frame 7. El líquido sub-enfriado proveniente de los dos ciclos de licuefacción paralelos es combinado en un sistema

de expansión final (end-flash system), donde el gas producido se envía al sistema de gas combustible y el GNL se lleva a almacenamiento a presión atmosférica.

El sistema de expansión final “end-flash” permite reducir el consumo de potencia en el ciclo de licuefacción y sub-enfriamiento, con lo cual se logra incrementar la producción neta de GNL entre 4 y 5 %.

Esta tecnología tiene varios aspectos a considerar.

### **2.8.1. Aspectos a Considerar**

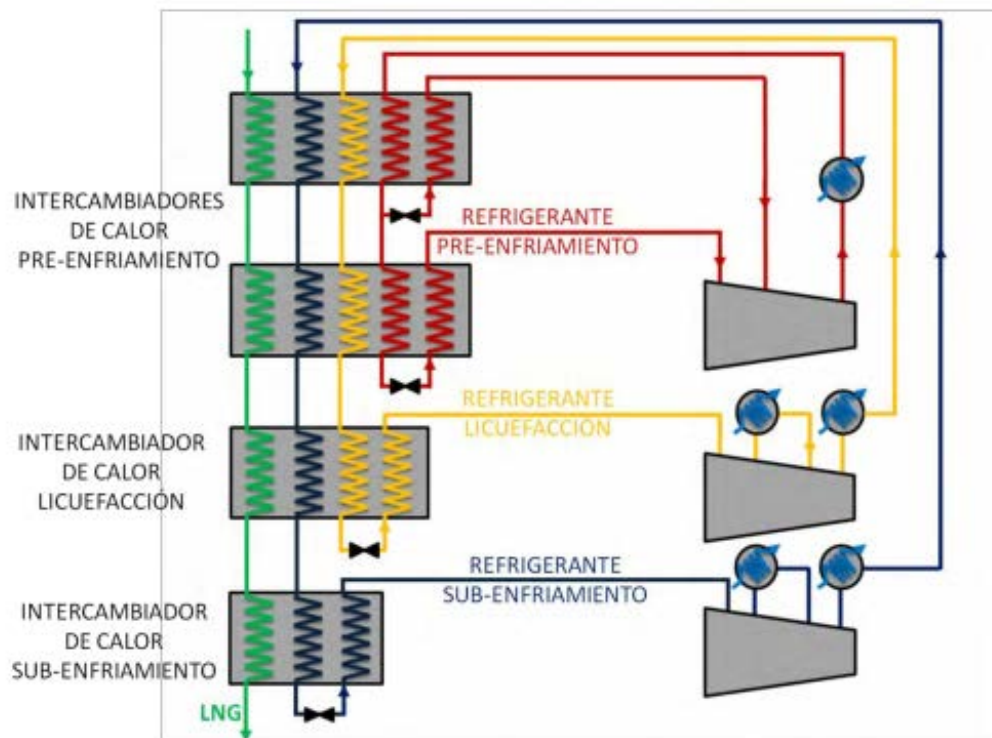
- Licenciante: Shell
- Capacidad: entre 4-6 MMTPA
- No. Ciclos: 2
- Refrigerantes: Mezcla
- Tipo de Intercambiador: XXXX
- Fuerza Motriz: Turbinas Frame 7.
- Expansión: Por medio de válvula JT
- Este proceso aprovecha en su totalidad la potencia de la turbina de la etapa de pre-enfriamiento
- Genera una mayor disponibilidad en el proceso ya que si se tiene una de las unidades de licuefacción fuera de servicio, se logra producir hasta 60 % de la capacidad del tren de licuefacción.
- Hasta los momentos no se conocen proyectos en firme que hayan seleccionado esta tecnología.

### **2.9. CASCADA CON MEZCLA DE FLUIDO MFC**

La tecnología de licuefacción que se describe a continuación fue un desarrollo en alianza con Statoil y Linde, la cual fue pensada para que se adecuara a entornos adversos. Esta tecnología incorpora el proceso de Fluidos Mixtos en Cascada. Esta tecnología MFC es un proceso clásico de cascada, la diferencia consiste en que todos los ciclos de enfriamiento no se realizan con refrigerantes puros, (tales como Propano, Etano, Metano) sino se realiza con mezclas de refrigerantes y por consiguiente mejora la eficiencia termodinámica y la flexibilidad operacional.

El proceso MFC (Mixed Fluid Cascade) toma el gas natural y lo pre enfría, licua y sub enfría en tres ciclos de enfriamiento separados. Ver Figura XX

Figura 30. Esquema Típico Proceso MFC



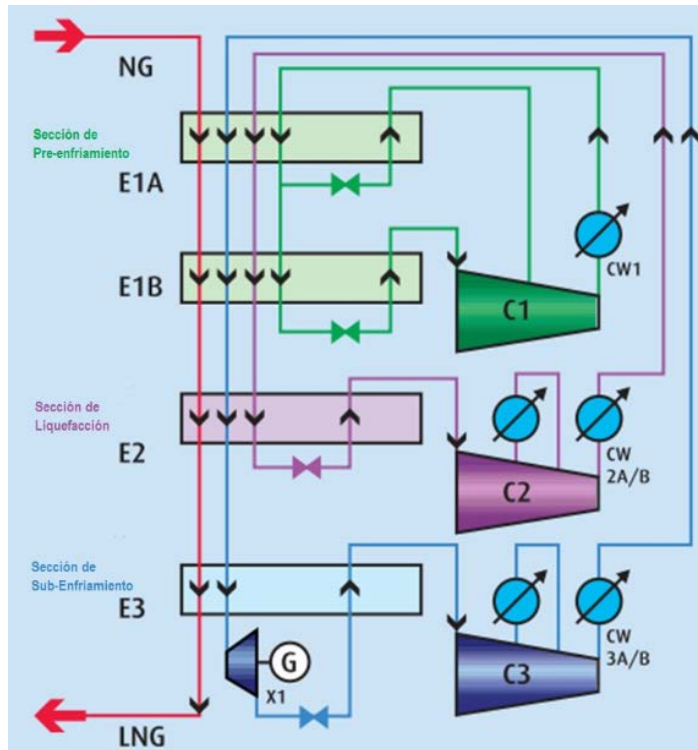
Fuente: [http://www.the-linde-group.com/internet.global.thelindegrou.global/en/images/Linde\\_Technology\\_1\\_2003\\_EN14\\_9684.pdf](http://www.the-linde-group.com/internet.global.thelindegrou.global/en/images/Linde_Technology_1_2003_EN14_9684.pdf)

El tipo de intercambiador usado con mayor frecuencia para el ciclo de pre enfriamiento es de Placas con aletas (PFHEs), mientras que para los ciclos de licuefacción y sub enfriamiento los intercambiadores usados son de espiral (SWHEs). Este último tipo de intercambiador también puede ser usado para el ciclo de pre enfriamiento.

Los refrigerantes están hechos de componentes seleccionados del metano, etano, propano y nitrógeno y el sistema de compresión de los tres refrigerantes puede estar separados o integrados en dos cadenas de compresión. Para trenes de licuefacción grandes (mayor a 4 MTPA) se usan turbinas de gas Frame 6 y Frame 7.

En la siguiente Figura se muestra el esquema del proceso MCF de Statoil/Linde

Figura 31. Proceso MCF de Statoil/Linde



Fuente: [http://www.the-linde-group.com/internet.global.thelindegrou.global/en/images/Linde Technology 1 2003 EN14 9684.pdf](http://www.the-linde-group.com/internet.global.thelindegrou.global/en/images/Linde_Technology_1_2003_EN14_9684.pdf)

En como se muestra en la Figura, el ciclo de pre-enfriamiento es una mezcla de etano y propano que pasan por el primer sistema de compresión (C1), se pre-enfría en un intercambiador aire o agua (CW1) y se enfría en el intercambiador criogénico (E1A). Parte de la corriente se estrangula a una presión media y vuelve a pasar por el intercambiador (E1A) para seguir reduciendo la temperatura del gas natural. La otra parte del refrigerante pasa por el intercambiador (E1B), y después de esa transferencia de calor se estrangula a través de una válvula a la presión de succión del compresor (C1) para de nuevo por el intercambiador (E1B) y empieza de nuevo su ciclo.

En la sección de licuefacción, la mezcla de refrigerante pasa por el segundo sistema de compresión (C2), y por los sistemas de enfriamiento con aire o agua inter-etapas del compresor (CW 2A/B). EL refrigerante llega a los intercambiadores de la etapa de pre enfriamiento (E1A y E1B) para ayudar en la transferencia de calor entre todas las corrientes y posteriormente llega al intercambiador criogénico (E2) donde se realiza la licuefacción del gas natural, el refrigerante se estrangula a la presión

de succión del compresor (C2), y vuelve a pasar el intercambiador (E2) antes de entrar de nuevo al sistema de compresión (C2).

En el ciclo de sub-enfriamiento, el refrigerante pasa el sistema de compresión (C3), se enfría en los intercambiadores CW3A y CW3B, y se sigue enfriando posteriormente en los intercambiadores E1A, E1B, E2 y llega al intercambiador para el proceso de sub-enfriamiento (E3), posteriormente se expande para reducir su temperatura de manera drástica finalmente se use como refrigerante para el sub enfriamiento del gas natural en el intercambiador de calor E3 y empieza de nuevo el ciclo en el sistema de compresión.

Esta tecnología tiene varios aspectos a considerar.

### **2.9.1. Aspectos a Considerar**

- Licenciantes: Statoil - Linde
- Capacidad: entre 1-3 MTPA
- No. Ciclos: 3
- Refrigerantes: Mezcla
- Tipo de Intercambiador: Placas con aletas (PFHEs) y espiral (SWHEs)
- Fuerza Motriz: Turbinas de gas Frame 6 y Frame 7.
- Expansión: Por medio de válvula JT y Turbo-expansores
- No se requiere separadores
- La mezcla de recirculación se puede adaptar para los tres refrigerantes
- La división del sistema de refrigeración en tres (3) ciclos con sus compresores en lugar de uno o dos, permite capacidades de la producción de GNL de hasta 8 MTPA en solo un tren.
- Se necesita menos hidrocarburo refrigerante circulando (es importante para plantas compactas, en plantas flotantes de producción de LNG)

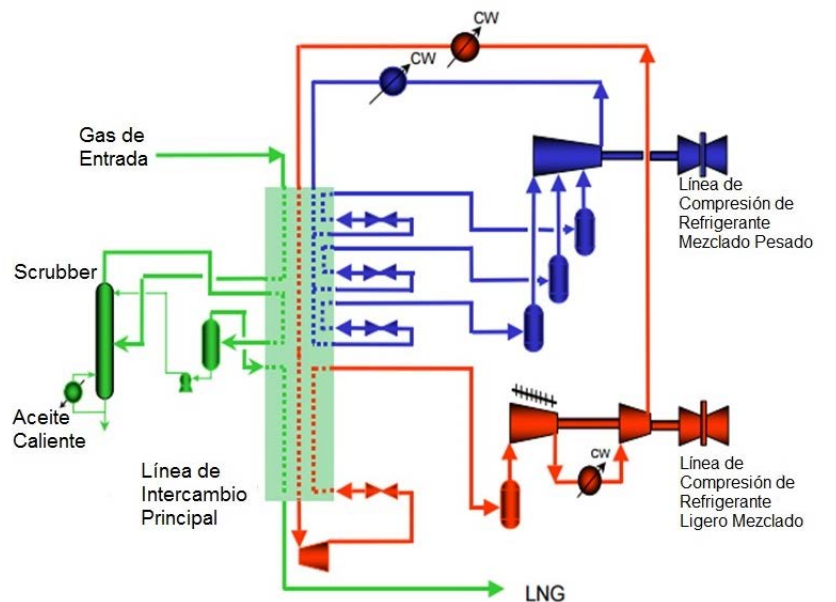
### **2.10. LIQUEFIN**

El proceso Liquefin es una tecnología desarrollada por el (IFP) Instituto Francés de Petróleo y Axens. Este proceso consiste en un sistema de Doble Ciclo de Mezcla de Refrigerantes (DMR), cuyo diseño se basa en obtener el máximo beneficio con la utilización combinada de refrigerantes mezclados e intercambiadores de calor tipo placa con aletas (PFHE).

El gas natural empieza su recorrido entrando a los trenes de la sección de pre-enfriamiento que consiste en un banco de intercambiadores tipo placa con aletas (PFHEs). La corriente de gas de entrada pre enfriada, pasa por un scrubber para

separar los líquidos del gas Natural, el gas retorna al intercambiador y entra a la sección criogénica donde es licuado por el segundo refrigerante.

Figura 32. Esquema Típico (1) Proceso Liquefin



Fuente: Tomado y modificado de

<http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Po sters-PDF/8-PO-39-Fischer.pdf>

El refrigerante usado en la etapa de pre-enfriamiento es una mezcla en lugar de propano puro, que logra si se tiene composiciones adecuadas de la mezcla, puede obtener temperaturas mucho más bajas que la de un proceso DMR convencional, puede reducir la temperatura de pre-enfriamiento del gas natural a un rango entre  $^{\circ}50^{\circ}\text{C}$  hasta  $-80^{\circ}\text{C}$ . A estas temperaturas el refrigerante puede condensarse completamente. Si se logra condensación completa del refrigerante, no se requiere recipientes de la separación y adicionalmente y aún más importante, se reduce la cantidad total de refrigerante requerido en el proceso de licuefacción.

Si se reduce la cantidad de refrigerante necesario para el proceso de licuefacción, de manera directa se reduce los requerimientos en energía y el área para el intercambio de calor.

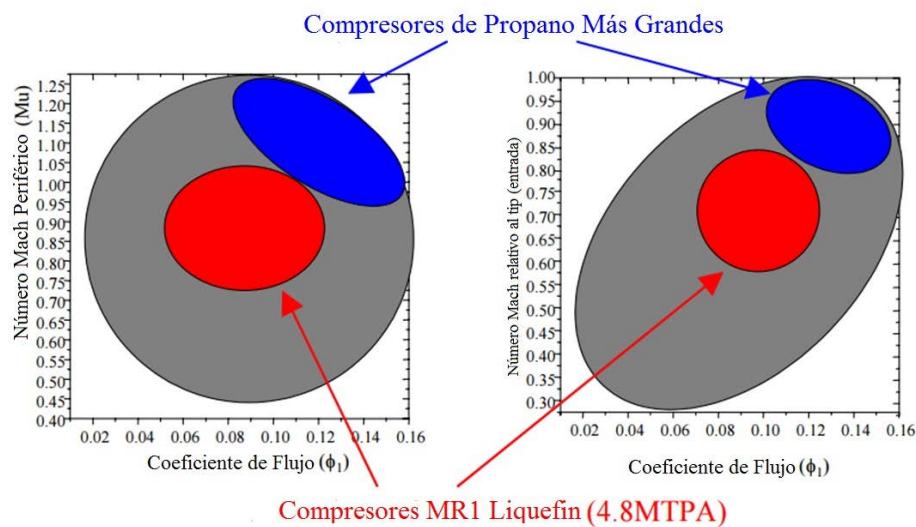
En este proceso, el refrigerante se condensa y evapora a diferentes niveles de presión en cada sección sin separación de fases o fraccionamiento. Por esta razón, la composición de la mezcla de refrigeración es la misma en todas las secciones del proceso, eliminando las pérdidas de refrigerante por cambios en la composición. Adicionalmente, el intercambiador de calor logra una alta eficiencia, vaporizando el

refrigerante en dos niveles de presión al introducirlo por el lado frío de la línea de intercambiador. El pre-enfriamiento y la licuefacción del gas se realizan en la misma caja fría, por lo tanto se reducen los equipos requeridos de intercambio de calor.

Este proceso puede balancear y mantener la misma energía en los dos ciclos de refrigeración. El tipo de intercambiador de calor usado para este sistema es de placas con aletas para todo el intercambio de calor del proceso. El pre-enfriamiento y la licuefacción del gas se realizan en la misma caja fría, por lo tanto se reducen los equipos requeridos de intercambio de calor.

Nota: Este proceso de licuefacción se realizó con el fin de superar las limitaciones de la tecnología C3MR, especialmente las limitantes del compresor con propano como ya se explicó anteriormente. En la siguiente Figura se muestran una relación entre el número de Mach, el coeficiente de flujo en compresores con propano y con un refrigerante mixto (MR1).

Figura 33 Numero de Mach vs Coeficiente de Flujo para la primera etapa del compresor (propano / MR1)



Fuente (Tomado y modificado de

<http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Po sters-PDF/8-PO-39-Fischer.pdf>)

El número de mach en el compresor del pre-enfriamiento usando un refrigerante mixto (MR1) en comparación a un compresor de propano es mucho menor, lo que lleva a incrementar la eficiencia del compresor con este refrigerante.

Los estudios realizados por IFP-Axens sobre el diseño del intercambiador de placas con aletas (PFHE) utilizado en esta tecnología y de las turbinas existentes, indican

que un tren de licuefacción de gas podría manejar capacidades de hasta 4,5 MMTMA, utilizando cuatro (04) cajas frías, cada una con seis (06) intercambiadores PFHE en paralelo y dos (2) turbinas FRAME 7; sin embargo, la capacidad pudiera incrementarse hasta 6 MMTMA usando seis cajas frías y manteniendo las dos turbinas FRAME

Esta tecnología tiene varios aspectos a considerar.

### **2.10.1. Aspectos a Considerar**

- Licenciante: Axens - IFP
- Capacidad: entre 3-8 MMTPA
- No. Ciclos: 2
- Refrigerantes: Mezcla
- Tipo de Intercambiador: Placas con aletas (PFHEs)
- Fuerza Motriz: Turbinas Frame 7.
- Expansión: Por medio de válvula JT y Turbo-expansores
- Algo importante para resaltar es que esta tecnología no posee referencias de alguna instalación comercial hasta el momento. No se ha probado industrialmente.

### 3. VARIABLES DE DECISIÓN

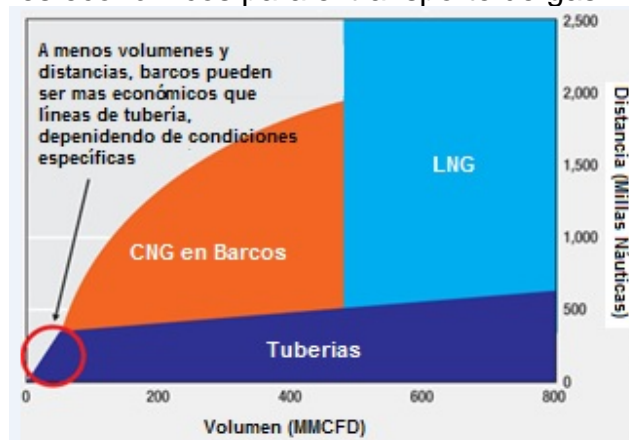
Existen numerosas alternativas de obtener GNL, en cuanto a procesos se refiere; sin embargo, al momento de decidir sobre una las tecnologías disponibles, se cuenta con cuatro variables que permiten de manera general tomar la decisión más acertada.

- ✓ Variables de tipo Técnico
- ✓ Variables de tipo Económico
- ✓ Variables de tipo Ambiental
- ✓ Variables de Seguridad

Es así como la selección del proceso de licuefacción se verá influenciada por las necesidades del propietario y la conveniencia relativa de las diversas características de proceso. Estas características incluyen la eficiencia de los procesos, la capacidad de producción, el tipo de refrigerante, el impacto ambiental y la inversión inicial.

Es importante aclarar que aunque se tengan variables de referencia y características de medición para comparar las diversas tecnologías, es difícil lograr en la práctica una adecuada correlación debido a que la información técnica no está disponible para el público en general. Por lo tanto, la información bibliográfica disponible ha tratado de realizar similitudes, conservando los mismos parámetros de operación en las diferentes tecnologías. Parte de lo expuesto a continuación está basado en el artículo “Comparison of baseload liquefaction processes” escrito por K.J. Vink et all.

Figura 34. Volúmenes económicos para el transporte de gas

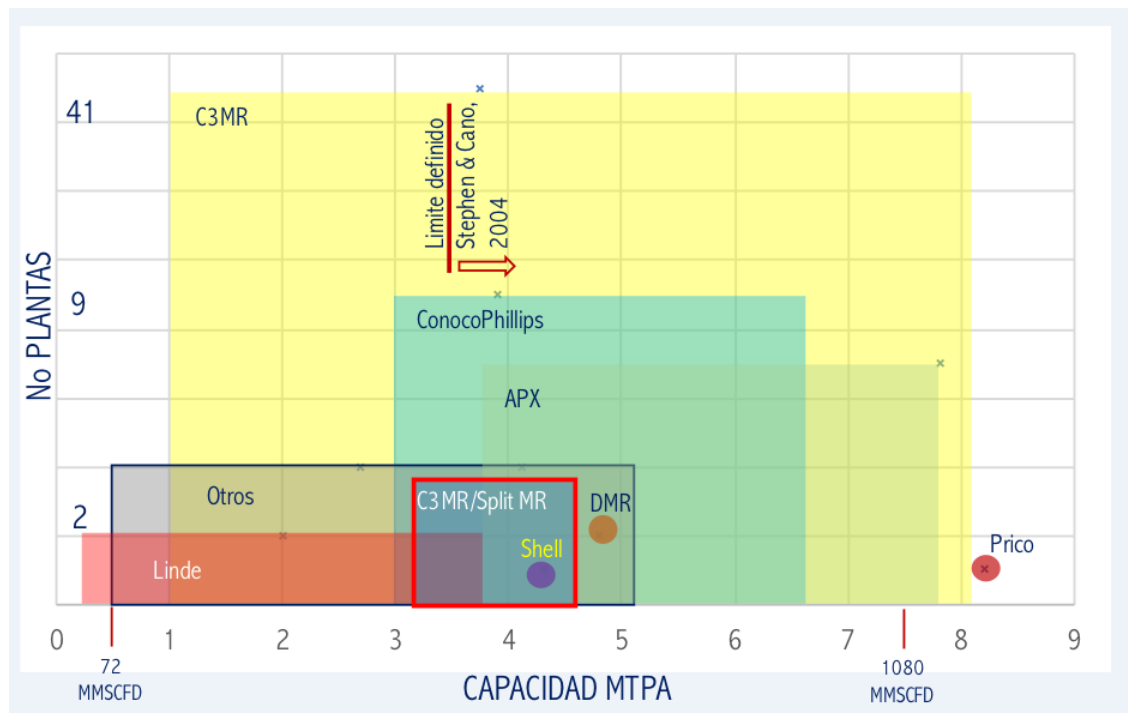


Fuente: Tomada y modificada de Stephen & Cano, 2004

Antes de iniciar a describir cada una de las variables, el diseñador o propietario de un posible proyecto de manejo de gas licuado deberá tener en cuenta la necesidad real, basado en dos parámetros: Volumen y distancia de entrega. Según Stephen & Cano, 2004, una planta de GNL debe ser de mínimo para una capacidad de 500 MMSCFD y distancias mayores a 500 millas; no obstante, existirán casos excepcionales en donde se requiera poner operativa una planta en situaciones diferentes.

En la Figura 2 de manera general se ilustran las 71 plantas instaladas de GNL a nivel mundial. La tecnología usada se concentra en 8 patentes sobre 67 plantas, las 4 plantas restantes no indican que tecnología implementaron. Se puede observar que los niveles económicos en la realidad no se cumplen para 4 tecnologías que representan 29 plantas instaladas.

Figura 35. Plantas instaladas a nivel mundial, No Plantas por tecnología y capacidad.



Fuente: W. Mazyan et al. Market and technology assessment of natural gas processing: A review. 2016

Lo mostrado anteriormente nos permite introducir la importancia de otros factores diferentes a la lógica de un proyecto, tales como, necesidad de una región, aspectos ambientales de seguridad y técnicos. A continuación describiremos cada uno.

### **3.1. VARIABLES DE TIPO TÉCNICO**

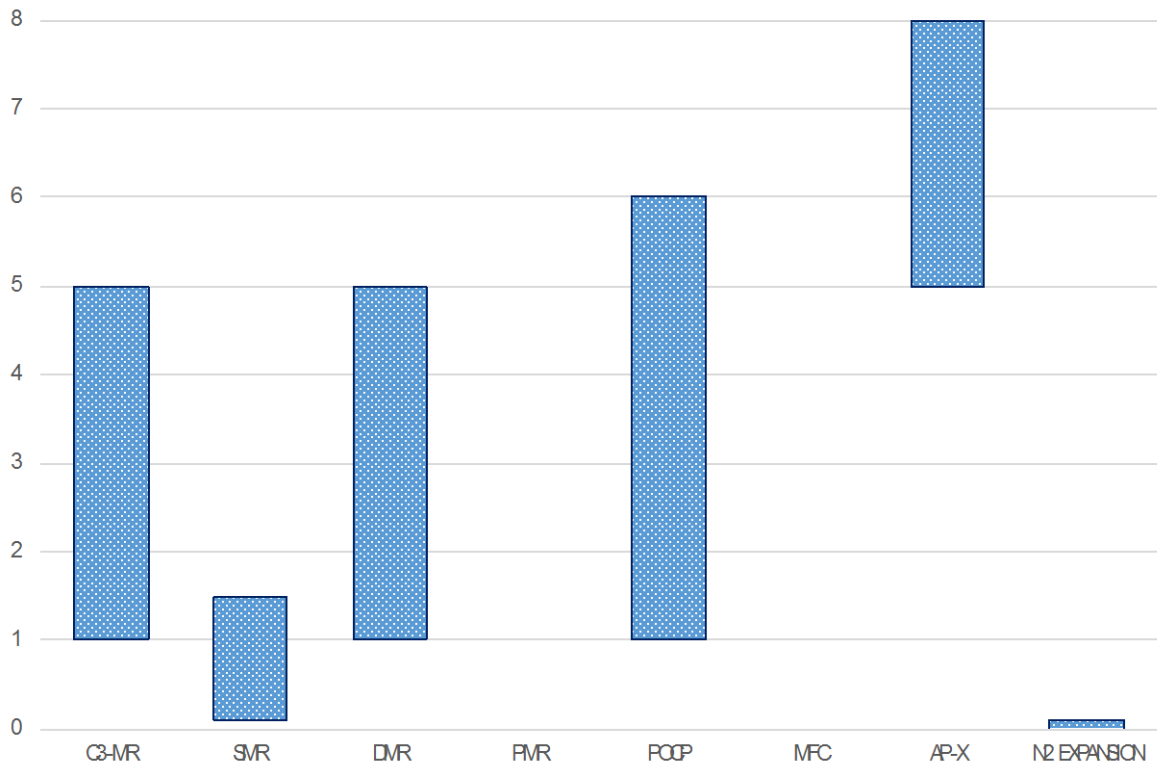
Los ciclos de licuefacción varían tanto en complejidad como en consumo de energía. Escoger el ciclo óptimo es crucial para el capital de inversión y de operación de la planta. La elección de un ciclo de licuefacción depende de varios factores entre los que se incluyen:

1. Capacidad de la planta
2. Modularidad de la planta
3. Eficiencia Energética
4. Tipo de intercambiador criogénico
5. Tipo de compresor
6. Potencia Especifica
7. Tipo de refrigerante
8. Número de ciclos de refrigeración
9. Disponibilidad del refrigerante
10. Futuras expansiones.
11. Operación y mantenimiento

**3.1.1. Capacidad de la planta.** La capacidad no necesariamente es un parámetro definido por la tecnología de la planta, aunque se ve influenciado. En la literatura se pueden encontrar diferentes rangos posibles de operación para cada una de las tecnologías, en la Figura 3, se presentan 6 de las 8 tecnologías con los rangos esperados. Otra manera de clasificación es dividir las capacidades en tres rangos, capacidades bajas (<0,1 MTPA), medias (0,2 a 1,5 MTPA) y altas (>3 MTPA).

Por otra parte la IGU (International Gas Union) define instalaciones de licuefacción y regasificación de pequeña escala como las plantas con una capacidad de menos de 1 MTPA.

Figura 36. Rangos de capacidad en MTPA para las diferentes tecnologías de GNL.



Fuente: N. White. Rules of thumb for screening lng developments, 2012.

**3.1.2. Modularidad de la planta.** La posibilidad y flexibilidad de crecimiento es factor interesante en el desarrollo de una planta

Aunque depende de la capacidad nominal, la capacidad por sí misma no proporciona una imagen adecuada de su flexibilidad al momento de proyectar futuros crecimiento, por otro lado, el tamaño de los equipos si es un factor importante que afecta la flexibilidad física de una planta. A continuación algunos aspectos de las tecnologías:

- El proceso de C3MR normalmente utiliza múltiples evaporadores de tipo calentador de agua para el circuito de propano, que requieren un espacio relativamente grande.
- El proceso DMR utiliza intercambiadores de calor de tubo enrollado para el circuito del refrigerante mixto en la etapa de pre-enfriamiento, lo que reduce el espacio usado respecto al proceso C3MR.

- El SMR utiliza intercambiadores de calor de tubo enrollado para el pre-enfriamiento, así como para la licuefacción y el sub-enfriamiento. Esto hace que los intercambiadores de calor usados sean de mayor tamaño que los instalados para la tecnología DMR.
- El proceso de expansión con N2 requiere intercambiadores de calor y tuberías proporcionalmente mayores que un proceso de RM.

**3.1.3. Eficiencia Energética.** La eficiencia energética del ciclo de refrigeración se puede expresar como la producción de la planta dividida por la potencia necesaria para que los compresores de refrigerante trabajen. Eficiencias típicas para los ciclos de licuefacción se muestran en la Tabla 1. Con una selección fija de los conductores de turbina de gas para los compresores de refrigerante, la producción de la planta es directamente proporcional a estas eficiencias. Los procesos APX, C3-MR y DMR tienen eficiencias similares y lo bastante altas para ser consideradas como primera opción dentro del desarrollo de plantas de GNL. Las altas eficiencias del proceso dependen de la incorporación del pre-enfriamiento en las etapas de uso de refrigerantes mezclados. La menor eficiencia del proceso de expansión con N2 puede mejorarse llegando a ser similar a la de SMR, con el uso de un circuito de enfriamiento previo a la separación.

Tabla 5. Eficiencia Energética Relativa

TECNOLOGIA	EFICIENCIA RELATIVA
C3 - MR	100%
SMR	83%
DMR	100%
PMR	95%
POCP	91%
MFC	0%
AP - X	100%
EXPANSION N2	59%

Fuente: Tomado y modificado de N. White, Rules of thumb for screening developments, 2012

**3.1.4. Tipo de intercambiador.** Los intercambiadores de calor criogénicos son generalmente diseñados con tubería en aluminio en forma de bobina central con aletas, la selección se basa en la experiencia operativa, características de enfriamiento y flujos de recirculación, sin olvidar tamaños y costos. Un resumen de selección del intercambiador de calor criogénico se encuentra en la

Tabla 6. Selección del tipo de Intercambiador según la tecnología de licuefacción.

ETAPA DEL PROCEOS	C3/MR	Cascade	DMR	SMR	N2 Expansion
Intercambiadores pre-enfriami	Kettle	Core-in- kettle	Spoolwound	Plate-Fin	Kettle
Intercambiadores de pos-enfri	Spoolwound	Core-in- kettle/ Plate- Fin	Spoolwound	Plate-Fin	Plate-Fin

Fuente: Información tomada de V Rivera, et all. 2008

- **Intercambiador Spoolwound<sup>4</sup>**

Estos intercambiadores de calor tienen un amplio intervalo de temperatura y presión y se utilizan en procesos de 1 y 2 fases. Estos intercambiadores son capaces de manejar muchas corrientes en función de la necesidad del cliente. Pueden trabajar con presiones de hasta 3625 psi. Los materiales de construcción del intercambiador incluyen aceros austeníticos, aleaciones de aluminio, acero al carbono, aleaciones de níquel y cromo/molibdeno. Esta amplia gama de materiales y las características especiales asociadas a la geometría del intercambiador de calor permite un amplio rango de operación.

El área superficial de transferencia de calor puede ser tan alta como 20.000 m<sup>2</sup> pero el diámetro máximo está limitado a 7,5 m y un peso de aproximadamente 260 toneladas por unidad. Es posible tener diámetros más grandes o mayores pesos pero su viabilidad tiene que ser comprobado dependiendo de las necesidades del cliente.

- **Intercambiador Plate Fin<sup>4</sup>.**

Estos intercambiadores de calor son ampliamente utilizados para aplicaciones de tipo criogénico debido a su bajo coste, pequeño tamaño, bajo peso, alta capacidad térmica y la eficacia en relación con otros tipos de intercambiadores de calor. El resultado de la eficacia mejorada es la consecución de cierto flujo de contracorriente, donde hay un aumento en la propagación de temperatura y un enfoque más cerca de la idealidad. Esto significa que la curva de enfriamiento de refrigerante está más cerca de la curva de enfriamiento de gas natural.

El aumento de la transferencia de calor de estos intercambiadores se acompaña de un aumento en la caída de presión, un problema con los fluidos de baja densidad como los gases por el trabajo extra que se requiere para superar la caída de presión. Este trabajo es a menudo mucho más alto que el aumento de la transferencia de calor adquirido de las aletas.

En el diseño del intercambiador de calor de placas de aleta, permite tener diferentes alturas de aleta. No existe requisito para tener la misma altura o el mismo espaciamiento entre las placas, convirtiéndose en una flexibilidad útil a tener en

---

4 RIVERA, Valeri, et al. Evaluation of LNG Technologies. Abril 2009

situaciones en las que las diferencias de densidad de los fluidos caliente y frío es relativamente grande. Normalmente en los sistemas criogénicos, el flujo de refrigerante que entra en el expansor tiene una densidad mayor que la corriente que sale del expansor. En un caso como este, es necesario el uso de una altura de aleta más grande para la corriente de densidad más baja.

**3.1.5. Tipo de Compresor.** Las turbinas de gas que accionan los compresores de refrigerante son del tipo industrial pesado, ya sea el GE- 5C (eje dual, de velocidad variable) o el GE- 7EA (solo eje, de velocidad fija), ambos de General Electric. Estas turbinas de gas tienen una trayectoria en la industria del GNL y tienen costos específicos de potencia bajos.

Cada proceso está optimizado de tal manera que utiliza la menor cantidad de potencia posible para operar, complementados por motores auxiliares de operación económica. Los compresores de etapas múltiples en el pre-enfriamiento y en el proceso en cascada son del tipo centrífugo, en algunos casos alcanzan los límites máximos de flujo y de presión de operación. Compresores axiales de alta eficiencia se utilizan para la primera etapa de compresión de refrigerante mixto y para la compresión de nitrógeno.

La selección del tipo de compresor se basa en la experiencia del cada uno de los clientes así como de las recomendaciones de los proveedores de equipos

Tabla 7. Tipo de Fuerza Motriz para los diferentes Procesos

	PROCESO	C3/MR	CASCADA	DMR	SMR	N2 Expansion
Pre-enfriamiento	TURBINA DE GAS	GE-7EA	2 * GE-5C	GE-7EA	N/A	GE-5C
	COMPRESOR	4 Etapas	2 a 3 Etapas	3 Etapas	N/A	4 Etapas
Pos-enfriamiento	TURBINA DE GAS	GE-7EA	4 * GE-5C	GE-7EA	2 * GE-7EA	GE-7EA
	COMPRESOR	2 Etapas en paralelo	Etileno: 2 a 3 Etapas Metano: 2 a 4 Etapas	2 Etapas en paralelo	1 Etapas en paralelo	3 Turbo-expander

Fuente: Tomado de S Monkhatb. et all, First Edition 2014

**3.1.6. Potencia Específica.** Un criterio para la comparación de costes y la eficiencia es la potencia específica de un proceso. Esta es la relación de la potencia total absorbida por el compresor (incluyendo todos los compresores para refrigeración, con exclusión de los compresores de los expansores de líquido o gas) sobre el total del consumo de la planta de GNL. El resultado se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8. Consumo de Energía para los diferentes procesos.

PROCESO	C3/MR	CASCADA	DMR	SMR	N2 Expansion
POTENCIA EN kW/TPD	12.2	14.1	12.5	14.5	15.6
	*TPD: Tonelada de GNL por día				

Fuente: Tomado de S Monkhatb. et all, First Edition 2014

La inspección de la Tabla 3 muestra que el C3/MR y el proceso DMR tienen una potencia baja comparable, lo que indica que el proceso es óptimo con enfriamiento con aire.

El proceso de cascada es castigado con baja eficiencia a temperaturas ambientes altas. Otro aspecto que hace que los procesos sean ineficientes o con baja eficiencia es el uso de compresores más pequeños comparado con el uso de grandes compresores centrífugos y axiales en el proceso de C3 / MR y DMR.

La potencia del proceso SMR es de 14,5 kW por Tonelada día, aunque es un consumo alto comparado con el proceso C3 / MR, es un gran logro para un proceso de una sola etapa.

**3.1.7. Tipo de refrigerante.** El refrigerante a usar está muy relacionado con el proceso en si o tecnología a implementar, de esta manera se puede optar por refrigerantes puros o mixtos; un factor clave a la hora de seleccionar la tecnología será la posibilidad inmediata de conseguir el refrigerante en caso de ser requerido. Los refrigerantes puros serán más comerciales que los desarrollados con formula y patente, generando dependencia con los proveedores del insumo.

- **CICLO REFRIGERANTE CON COMPONENTES PUROS.**

El gas natural es enfriado, condensado y sub-enfriado en los intercambiadores de calor por medio de componentes puros, las aplicaciones más comunes (ciclo de cascada) usan tres componentes: propano, etileno (o etano) y finalmente metano en tres etapas discretas. Con el uso de componentes puros se obtienen rangos de temperatura de operación restringidos debido a las propiedades físico-químicas de cada uno de estos, razón por la cual los procesos se aplican en una serie de etapas. Los tres circuitos de refrigerante generalmente tienen multi-etapas de expansión y compresión, cada una operando a tres niveles de temperatura distinta. Los ciclos están acoplados de tal forma de obtener el mayor rendimiento energético posible. El ciclo en cascada requiere de una baja cantidad de energía para todas las etapas, ya que el flujo de refrigerante es bajo, debido a una mayor diferencia de temperatura en el intercambiador. Este proceso es también flexible operacionalmente, ya que cada circuito de refrigerante puede ser controlado por separado; la mayor

desventaja es que tiene asociado un alto costo de capital debido al número de circuitos de compresión (Finn et al. 1999; Lee et al., 2002)

- **CICLO REFRIGERANTE CON MEZCLA.**

Este ciclo permite modificar las curvas de enfriamiento y calentamiento, en diferentes fases o etapas del proceso de licuefacción, obteniendo una alta eficiencia de refrigeración y una reducción del consumo de energía. La composición de la mezcla es especificada para que el refrigerante líquido se evapore en un rango de temperatura similar a la del gas natural que se va a licuar. Una mezcla de nitrógeno y de hidrocarburos (generalmente en un rango entre C1 y C5) es comúnmente utilizada para proveer un rendimiento óptimo de refrigeración. Este tipo de ciclo tiene la ventaja de poseer una configuración simple, lo cual implica una menor cantidad de equipos. La mezcla de refrigerante puede ser aplicada de manera simple, en multi- etapas o en un sistema de refrigeración en cascada. El uso de mezcla de refrigerante es particularmente efectivo si el enfriamiento en el proceso ocurre en un rango significativo de temperatura. En la práctica, este tipo de sistemas es considerado menos eficiente que los sistemas convencionales en cascada, debido a que las fuerzas impulsoras de temperaturas son más pequeñas y por ende los requerimientos de flujo de refrigerante son mayores (Finn et al. 1999; Lee et al. 2002; Mokhatab y Economides. 2006).

La composición de la mezcla de refrigerante puede ser manipulada para alcanzar las condiciones requeridas. La introducción de nuevos componentes o el reemplazo de componentes ya existentes por unos nuevos, provee de grados de libertad adicionales para alcanzar un mejor desempeño.

**3.1.8. Futuras Expansiones.** El crecimiento de las plantas es un aspecto fundamental para proyectos que se desarrollan en plantas pequeñas y luego se amplían; no obstante, no es normal que el crecimiento de las plantas de GNL sea un parámetro definido al comienzo de un proyecto, dado los tiempos de ejecución y presupuestos de inversión para desarrollar las plantas.

El crecimiento dependerá más de las capacidades de producción de gas y de la capacidad financiera del inversionista que de la tecnología usada.

La modularidad de las plantas pudiese ser un factor a tener en cuenta cuando se busca asegurar los flujos de caja, considerando que logra distribuir las inversiones a lo largo del tiempo y reduce los costos de construcción, ya sea por economías de escala o tiempos de ejecución.

Los dos procesos que parecen más adecuados para la construcción modular son el proceso SMR y el proceso de expansión de nitrógeno. El proceso SMR combina una producción más alta de GNL con menos equipos comparado con los equipos

usados para el proceso de expansión de nitrógeno. Los otros procesos tienen o bien una gran cantidad de equipo que necesita más módulos o menos equipos, pero con tamaños considerablemente mayores que no puede ser fácilmente transportados verticalmente (intercambiadores de calor tipo spoolwound)<sup>5</sup>.

### **3.2. VARIABLES DE TIPO ECONÓMICO**

Las variables del tipo económicas están directamente relacionadas con aspectos técnicos; no obstante, el cliente jugará un papel relevante a la hora de elegir una de las tecnologías, considerando que las tecnologías varían en inversión inicial y capital necesario para la operación. Estos dos factores deben ser segregados entre el denominado OpEx y CapEx del proyecto.

**3.2.1. CapEx.** Los costos de licuefacción en los últimos años han venido aumentando desde el 2000, varios proyectos informaron sobrecostos en el rango de 30-50% después de que comenzara la construcción. Los costos unitarios de las plantas de licuefacción aumentaron de un promedio de \$ 321 / TPA en el período 2000-2006 a \$ 851 / tonelada a partir de 2007-2014. Los nuevos proyectos han aumentado de \$ 326 /TPA a \$ 1.185 /TPA.

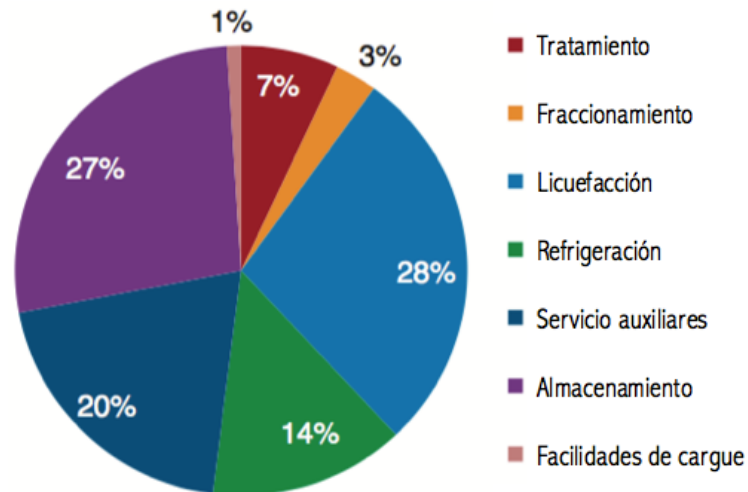
Lo anterior presenta un escenario de incertidumbre al momento de definir los costos asociados a la construcción de una planta, en donde el costo es el resultado de los costos asociados al tamaño, tecnología, número de tanques de almacenamiento, mano de obra especializada y hasta la selección del tipo de control.

En los costos de CaPex debe incluirse el presupuesto asociado a licencias ambientales. A continuación se presenta un resumen de la distribución de costos para un proyecto de gas.

---

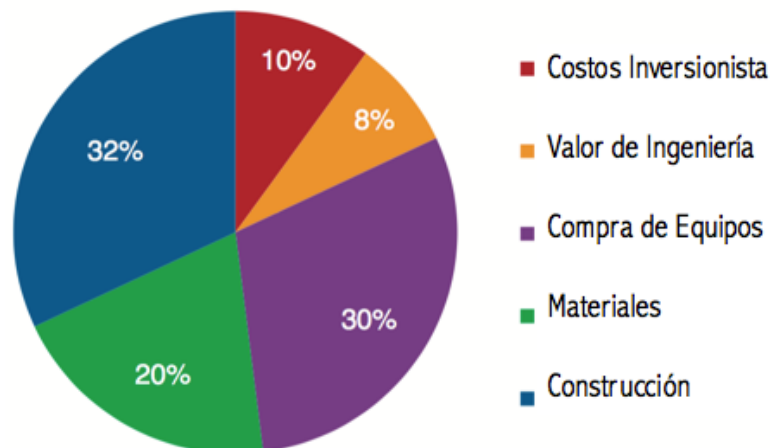
<sup>5</sup> K.J. VINK , R. KLEIN NAGELVOORT. Comparison of base load liquefaction processes.

Figura 37. Distribución porcentual de costos de construcción para una planta de GNL



Fuente: Tomado y modificado de World LNG Report - 2015 Edition

Figura 38. Costos por categoría en el desarrollo de proyectos de GNL

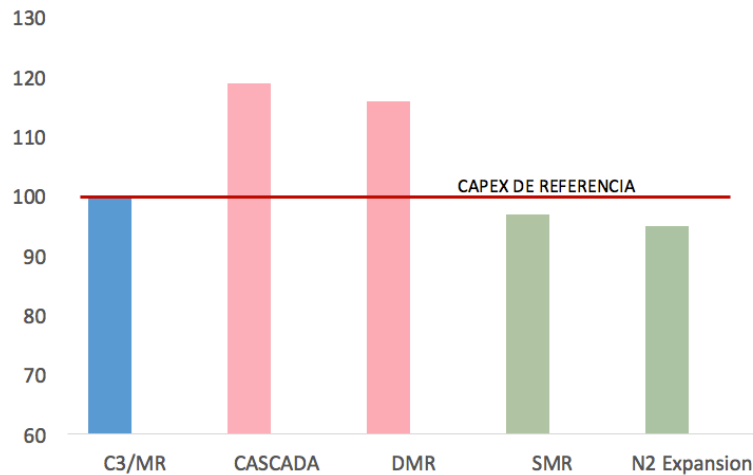


Fuente: Tomado y modificado de World LNG Report - 2015 Edition

Tomando en consideración la variabilidad en los parámetros que afectan los costos operativos, en la literatura podemos encontrar la relación de costos entre diferentes tecnologías asumiendo una de las tecnologías como referencia; de esta manera, a

continuación se muestra la relación de costos asociada a una planta de GNL, para este caso de evaluación el autor toma como base el proceso de C3/MR.

Figura 39. Relación de CapEx entre las tecnologías, considerando como referencia la tecnología C3/MR.



Fuente: Tomado y Modificado de Handbook of Liquefied Natural Gas, 2014

### 3.3. VARIABLES DE TIPO AMBIENTAL

Las variables ambientales a tener en cuenta, desde el punto de vista de desarrollo de plantas de gas licuado son las mismas que se tendrían en un proyecto convencional en la industria petrolera u otro sector; indudablemente la viabilidad de los proyectos depende de requerimientos ambientales que de alguna manera están ligados con las políticas particulares de cada uno de los países en donde se quiera invertir. Los aspectos normalmente desarrollados durante la etapa de ejecución de una planta son:

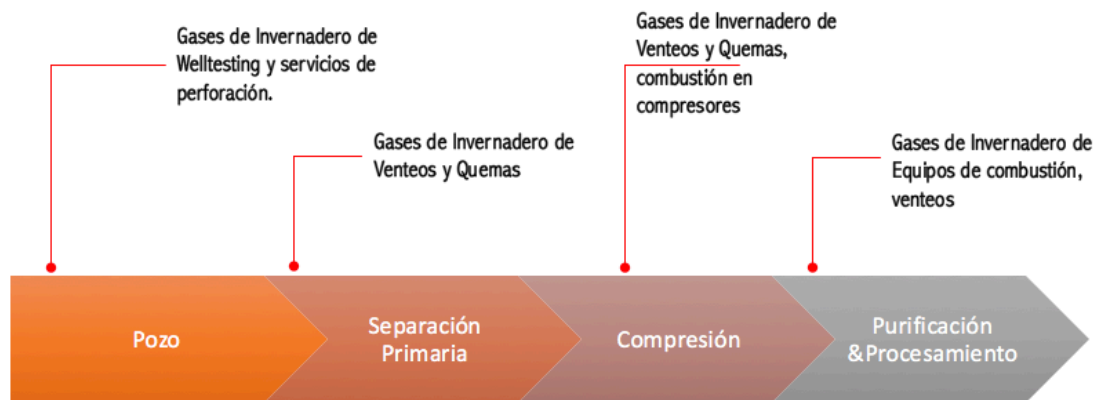
- Lugar: Sitio para las instalaciones de cargue en alta mar
- Lugar: Sitio para la construcción de la planta, normalmente On-shore
- Transmisión: Ruta de interconexión entre la planta y el sitio de cargue
- Manuales: Operaciones de cargue de GNL
- Mantenimiento: Dragado de la bahía
- Insumos Civiles: disponibilidad y calidad de la roca de construcción

La mala definición de los criterios ambientales puede dar lugar a multas y posiblemente inviabilidad de los proyectos.

Las diferentes tecnologías de licuefacción se ven afectadas en la misma proporción por las variables anteriormente definidas; por lo cual no son relevantes al momento de elegir entre las tecnologías disponibles, posiblemente el tamaño de las tecnologías afecta la variable sitio; no obstante, los equipos de licuefacción son una porción de toda la infraestructura requerida para exportación de gas licuado.

Existe un aspecto diferente a los mencionados anteriormente y que en las últimas décadas ha tomado relevancia, se trata de las emisiones de gas invernadero CO<sub>2</sub>. Toda operación de gas genera en sus diferentes etapas emisiones de gas invernadero, incluida la extracción, producción y procesamiento.

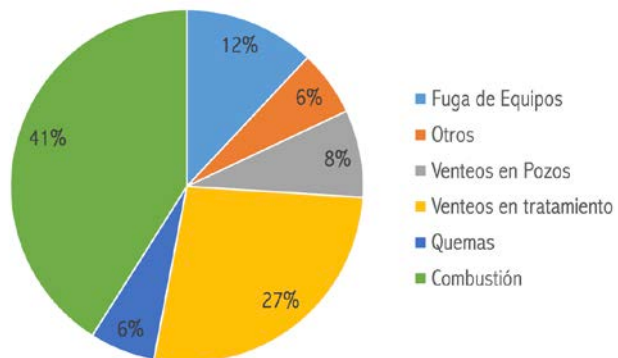
Figura 40. Emisiones de gas de invernadero asociadas a cada actividad. LNG



Fuente: Tomado y modificado de Production in British Columbia. 2013

Cada etapa en el procesamiento y extracción libera una cantidad de gas de invernadero, su magnitud depende de los equipos y procedimientos operativos.

Figura 41. Porcentaje de las emisiones de gas de invernadero por actividad.

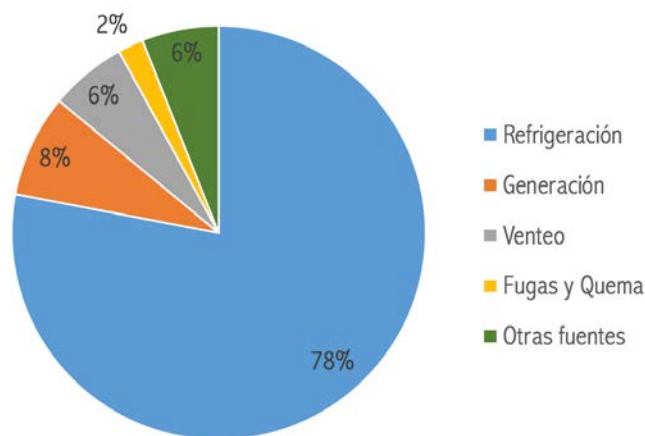


Fuente: Tomado y modificado de LNG Production in British Columbia. 2013

El proceso de licuefacción de gas natural implica dos pasos principales: el tratamiento del gas natural de entrada para eliminar las impurezas, seguido de enfriamiento y refrigeración para transformar el gas natural en un líquido. Estas dos etapas estudiadas en capítulos anteriores generan emisiones de gas invernadero. En la mayoría de las plantas de GNL este CO<sub>2</sub> se ventila a la atmósfera, y por lo tanto es una fuente importante de emisiones en las instalaciones de GNL.

La proporción de las emisiones de gases de efecto invernadero a partir de una planta promedio de GNL, que recibe el gas natural que ha sufrido algún tipo de procesamiento inicial, se muestra en la Figura 6. La etapa de refrigeración / compresión es el mayor consumidor de energía y, por tanto, el mayor productor de emisiones de gases de invernadero.

Figura 42. Emisiones de gas invernadero en el proceso de licuefacción de gas Natural.



Fuente: Tomado y modificado de LNG Production in British Columbia. 2013

Como se puede observar en la Figura 6 el proceso o tecnología de refrigeración representa el 78% de las emisiones de gas de invernadero.

Una manera de asociar las emisiones de gas de invernadero con la tecnología usada es comparándolas desde el punto de vista de eficiencia energética utilizada por tonelada producida GNL; sin embargo, estas diferencias generalmente no son significativas. Además, una simple comparación de las eficiencias de las diversas tecnologías de proceso puede ser engañosa. Esto se debe a que la eficiencia global de una planta de GNL, depende tanto de la elección de la tecnología de proceso y la selección de los equipos de proceso, tales como los compresores de refrigeración. Por lo tanto, la eficiencia general de una planta en particular es una métrica más significativa que la eficiencia de la tecnología de proceso.

En el diseño de una planta de GNL, hay tres estrategias principales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero: la incorporación de equipos con buena eficiencia energética y procesos de recuperación de calor; re-inyectar el CO<sub>2</sub> extraído de la formación, y el uso de fuentes de energía con baja emisión de gases de invernadero.

A continuación se presentan datos de plantas instaladas y su Índice de emisión de gases de invernadero. Se puede observar que las tecnologías tienen un rango promedio entre 0,3 y 0,4; no obstante, para una misma tecnología tenemos diferentes índices, reforzando el concepto de la dependencia de las emisiones respecto a los equipos y tecnologías seleccionadas. Al momento de elegir por variables ambientales se deberá tener en cuenta la eficiencia energética de la tecnología.

Tabla 9. Índice de emisiones de gases de Invernadero para algunas plantas de GNL.

PLANTA	TECNOLOGÍA	INDICE DE EMISIONES CO <sub>2</sub> *	CAPACIDAD**
Sabine Pass	ConocoPhillips Optimized Cascade.	0,24	16
Australia Pacific LNG	ConocoPhillips Optimized Cascade.	0,28	18
Gladstone LNG	ConocoPhillips Optimized Cascade	0,35	10
Qatargas 1	AP-X Hybrid Liquefaction	0,53	10
Qatargas 2	AP-X Hybrid Liquefaction	0,43	15,6
Pluto LNG	Shell FosterWheeler Worley (SFWW) C3	0,37	4,3
Snohvit LNG	Linde-Statoil Mixed Fluid Cascade	0,3-0,35	4,3
Gorgon LNG	Split-MR Propane Pre-Cooled Mixed Refr	0,35	15,6

\* Índice de Emisiones en toneladas de CO<sub>2</sub> dividido en las toneladas de GNL

\*\* Capacidad de la planta en Millones de toneladas por año.

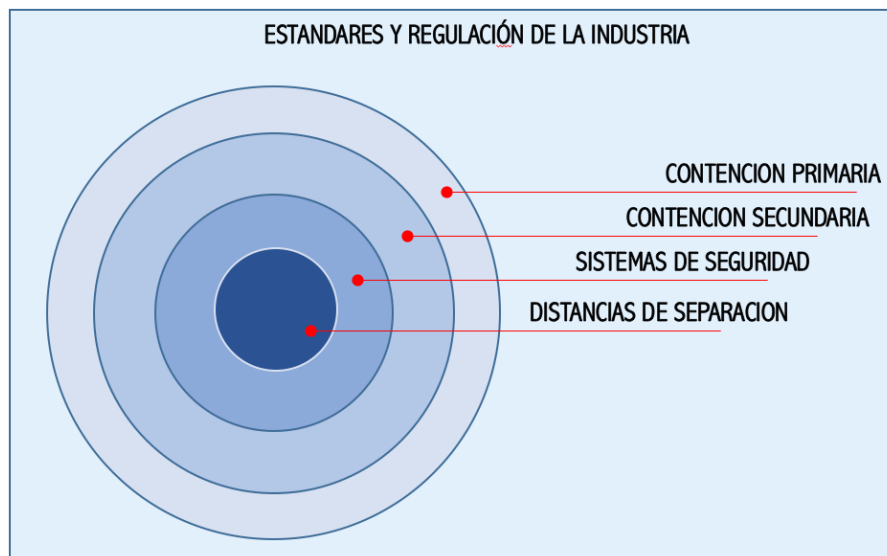
Fuente: Tomado y modificado de LNG Production in British Columbia. 2013

### 3.4. VARIABLES DE SEGURIDAD

La operación de plantas de GNL a nivel mundial está sujeta a las normas, códigos y reglamentos internacionales de seguridad y las locales de cada región donde se instalen las facilidades

Aparte de los riesgos normalmente tenidos en cuenta en la industria petrolera el GNL presenta consideraciones de seguridad específicas. La posibilidad de una explosión causada por fugas es un caso crítico que debe ser controlado con la ubicación de la planta, considerando la cercanía a poblaciones vecinas. Desde el punto de vista teórico las metodologías usadas para prevenir accidentes se desarrollan en capas, dependiendo del cliente y lugar serán desarrollas más o menos capas de protección, Por lo general se establecen al menos cuatro sistemas de seguridad críticos, todos los cuales están integrados con una combinación de estándares de la industria y el cumplimiento normativo, como se muestra en la Figura 10

Figura 43. Capas de protección manejo de GNL.



Fuente: Tomado y modificado de M. MICHOT, November 2006

Los estándares y regulaciones de la industria están cubriendo todo el actual en cada una de las capas de seguridad y por lo tanto son la base mínima sobre la cual deben ser montados los planes de protección de la planta.

## **Contención primaria**

El primer y más importante requisito de seguridad para la industria es contener el GNL de manera segura. Esto se logra mediante el empleo de materiales adecuados para los tanques de almacenamiento y otros equipos, así como la ejecución de una ingeniería adecuada en toda la cadena de valor

## **Contención secundaria**

La segunda capa de protección asegura que si se producen fugas o derrames, el GNL puede ser contenido y aislado, con la instalaciones de diques y bermas alrededor los tanques de almacenamiento de líquidos para capturar el producto en caso de un derrame. Los sistemas de contención secundarios deben estar diseñados con un volumen superior al de tanque de almacenamiento que se pretende proteger. En ocasiones se instalan tanques con doble pared permitiendo eliminar la necesidad de diques y bermas.

## **Sistemas de Seguridad**

En esta tercera capa de protección, el objetivo es reducir al mínimo la liberación de GNL y mitigar los efectos de escapes. Para este nivel de protección se instalan a lo largo y ancho de la planta detectores de gas, fuego y atmosferas explosivas, de tal manera, que permitan anticipar cualquier evento de riesgo.

Además de lo anterior en esta capa se encuentran los manuales y procedimientos de operación, así como los procedimientos, capacitaciones y respuestas de emergencia

## **Distancia de separación.**

Una vez realizadas y puestas en servicio las anteriores capas, es necesario asegurar que ante cualquier evento o incidente de riesgo no existirá daños ó perjuicios sobre las comunidades adyacentes al planta. Por lo cual se hace necesario calcular las distancias de cualquier incidente posible y de esta manera ubicar la planta. Las distancias de seguridad o zonas de exclusión se basan en los datos de vapor de GNL de dispersión, y los contornos de radiación térmica y otras consideraciones como se especifica en la normativa.

## **Estándares de la Industria**

Para asegurar el cumplimiento mínimo de las anteriores capas de protección al momento de construir una planta, existen los organismos de regulación y normatividad internacional, tales como Organizations such as the Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGTTO), Gas Processors Association (GPA) and National Fire Protection Association (NFPA).

Las capas de seguridad mencionadas deben ser aplicadas a toda planta de GNL, indiferente de la tecnología escogida; de esta manera, las variables de seguridad no deben ser ponderadas dentro de la selección de la tecnología, debido a que se convierte en un parámetro general e indiferente al momento de tomar una decisión.

## 4. MATRIZ MULTIVARIABLE

La toma de decisiones es el estudio de la identificación y la elección de alternativas basadas en los valores y preferencias del decisor. Tomar una decisión implica que hay opciones alternativas a tener en cuenta, y en tal caso, nuestro deseo es identificar el mayor número de estas alternativas como sea posible, pero a la vez, elegir la que mejor se adapta a nuestras metas, objetivos, deseos, valores<sup>6</sup>.

Un proceso de toma de decisiones en general se puede dividir en los siguientes pasos:

- Definición del problema
- Requerimientos debe cumplir la solución al problema
- Definir los objetivos
- Identificar Alternativas
- Definir criterios
- Seleccionar una herramienta para la toma de decisiones
- Evaluar la alternativa
- Validar la solución

A lo largo de este documento hemos tratado temas acerca de la licuefacción de gas, concentrándonos en las alternativas de obtención de gas licuado, partiendo del razonamiento que una vez el lector se encuentre en esta etapa de desarrollo, ya ha sido definido el problema, los requerimientos y el objetivo. Por lo tanto en este capítulo trataremos de definir la alternativa adecuada partiendo de una de las tantas herramientas existentes de toma de decisión.

La ventaja del AHP consiste en que adicionalmente permite incorporar aspectos cualitativos que suelen quedarse fuera del análisis debido a su complejidad para ser medidos, pero que pueden ser relevantes en algunos casos. El AHP, mediante la construcción de un modelo jerárquico, permite de una manera eficiente y gráfica organizar la información respecto de un problema, descomponerla y analizarla por partes, visualizar los efectos de cambios en los niveles y sintetizar.

### 4.1. HERRAMIENTAS DE SELECCIÓN MULTIVARIABLES

En la literatura podremos encontrar variados métodos de selección, algunos con el uso de pocas variables, otros más complejos que interrelacionan varios criterios y

---

<sup>6</sup> János Fülöp, Introduction to decision making methods

para solución deben ser usados programas de ordenador. A continuación haremos una breve descripción de algunos de los métodos.

**4.1.1. Costo de Beneficio.** Posiblemente el método más conocido a nivel mundial, basado en el retorno de la inversión comparado con el esfuerzo que se debe realizar para conseguir el objetivo. A pesar de ser un método de aplicación sencillo puede convertirse en el primer filtro de selección; no obstante, en algunos casos es prematuro tomar decisiones únicamente en el valor esperado, considerando que deja por fuera en la decisión aspectos relevantes que pueden llegar a cambiar el rumbo de un proyecto

**4.1.2. Métodos Básicos.** Son aquellos métodos en donde no se tienen muchas alternativas de decisión, el problema por pocos decisores y es posible que no haya un impacto general a otros stakeholders

- **Método de ventajas y desventajas**

Es un método de comparación cualitativa en la que se identifican las cosas buenas (pros) y cosas malas (contras) sobre cada alternativa. Las listas de los pros y los contras se comparan entre las alternativas. No requiere ninguna habilidad matemática y es fácil de implementar.

- **Método de mínimos y máximos**

Este método se basa en una estrategia que trata de evitar el peor rendimiento posible. Por lo tanto, se elegirá la alternativa que tenga los máximos según criterios pre-establecidos. El método de mínimos y máximos se puede utilizar sólo cuando todos los criterios son comparables para que puedan ser medidos en una escala común, normalmente esto es una limitación (Linkov et al. (2004).

- **Método conjuntivo y disyuntivo**

Estos métodos requieren que el criterio evaluado tenga un rendimiento satisfactorio y no solo ser solo mejor. El método conjuntivo requiere que una alternativa satisfaga un rango mínimo de rendimiento para todos los criterios. El método disyuntivo requiere que la alternativa exceda el rango definido en al menos un criterio. Cualquier alternativa que no cumple con las reglas conjuntivas o disyuntivas se elimina de la consideración adicional. Estas reglas de selección se pueden utilizar para seleccionar un subconjunto de alternativas para luego ser analizadas por otras herramientas de toma de decisiones más complejas, (Linkov et al. (2004).

- **Método Lexicográfico**

En este método los criterios de selección son ordenados del más importante a de menos importancia. Se elige la alternativa con la mejor puntuación de rendimiento en el criterio más importante. Si hay lazos con respecto a este criterio, se comparó el rendimiento de las alternativas atadas en el siguiente criterio más importante, y así sucesivamente, hasta que se encuentra una alternativa única (Linkov et al. (2004).

**4.1.3. Métodos Multicriterio.** El método de toma de decisión multi-criterio, (MCDM) o de análisis de decisión por criterios múltiples (MCDA) es una subdisciplina de la investigación de operaciones que tiene en cuenta explícitamente criterios múltiples en entornos de toma de decisiones. Ya sea en nuestra vida diaria o en entornos profesionales, normalmente hay múltiples criterios que deben ser evaluados en la toma de decisiones. Coste o precio suele ser uno de los criterios principales. Alguna medida de la calidad suele ser otro criterio que está en conflicto con el costo. En la compra de un coche, el coste, la comodidad, la seguridad y la economía de combustible pueden ser algunos de los criterios principales que consideramos. No es habitual que el coche más barato es el más cómodo y el más seguro. En la gestión de carteras, estamos interesados en obtener altos rendimientos, pero al mismo tiempo, reducir los riesgos. Una vez más, las poblaciones que tienen el potencial de traer un alto rendimiento por lo general también tienen un alto riesgo de perder dinero. En una industria de servicios, satisfacción del cliente y el costo de proporcionar el servicio son dos criterios contradictorios que sería útil tener en cuenta<sup>7</sup>.

**4.1.4. Método de Utilidad Esperada.** MAUT por sus siglas en inglés es una teoría de la utilidad esperada que puede decidir el mejor curso de acción en un determinado problema mediante la asignación de una utilidad para todas las consecuencias posibles y calcular la mejor utilidad posible (Konidari y Mavrikis, 2007).

La principal ventaja de MAUT es que toma en cuenta la incertidumbre y se la asigna a la utilidad. El incluir la incertidumbre ayuda en la precisión de los resultados, sin embargo, puede dar lugar a muchas desventajas posibles, como lo es tener que recibir muchas entradas de datos haciéndolo complejo e intensivo en datos. La calidad de datos de entrada y la cantidad de datos puede no estar disponible para todos los problemas de toma de decisiones. Las preferencias de los tomadores de decisiones también tienen que ser precisos, dando los pesos específicos para cada una de las consecuencias, lo que requiere suposiciones más fuertes en cada nivel.

---

<sup>7</sup> [https://en.wikipedia.org/wiki/Multiple-criteria\\_decision\\_analysis](https://en.wikipedia.org/wiki/Multiple-criteria_decision_analysis)

Esto puede ser difícil de aplicar con precisión y puede ser relativamente subjetivo. Las aplicaciones más comunes de MAUT se apoyan en gran medida en su principal fortaleza, que es su capacidad de tomar en cuenta la incertidumbre. MAUT se ha utilizado en la vida económica, financiera, la gestión del agua, gestión de la energía, y los problemas agrícolas. Todos estos tipos de problemas tienen cantidades significativas de incertidumbre y suficientes datos disponibles para hacer de MAUT un método adecuado de toma de decisiones<sup>8</sup>.

**4.1.5. Proceso de Jerarquización Analítica.** AHP es "una teoría de la medición a través de comparaciones por pares y se basa en los juicios de expertos para derivar escalas de prioridad" (Saaty, 2008, p. 83). Es uno de los métodos más populares de decisión multicriterio y tiene muchas ventajas, así como desventajas. Una de sus ventajas es su facilidad de uso. Su uso de las comparaciones por pares puede permitir que los tomadores de decisiones ponderen y comparan alternativas con relativa facilidad. Es escalable, y se puede ajustar fácilmente de tamaño para dar cabida a los problemas de toma de decisiones debido a su estructura jerárquica. Y aunque requiere datos suficientes para realizar de manera adecuada las comparaciones por parejas, no es tan intensivo de datos como MAUT. El método ha experimentado problemas de interdependencia entre los criterios y alternativas. Puede estar sujeto a inconsistencias en el juicio y criterios de clasificación. AHP es una herramienta utilizada en problemas de tipo de rendimiento, gestión de recursos, políticas corporativas y de estrategia, política pública. La capacidad de AHP para definir alternativas a los problemas complejos lo hace ideal para definir soluciones a los problemas que comparan el rendimiento entre las alternativas.

**4.1.6. Proceso Teoría de Conjuntos Difusos.** La teoría de conjuntos difusos es una extensión de la teoría clásica de conjuntos que permite resolver muchos problemas relacionados con el manejo de datos imprecisos e inciertos (Balmat de 2011, p. 172). La lógica difusa "tiene en cuenta la falta de información y la evolución de los conocimientos disponibles" (Balmat de 2011, p. 172). Se permite la entrada imprecisa. Permite algunas reglas que abarcan problemas de gran complejidad. Como desventaja los sistemas difusos pueden ser a veces difíciles de implementar. En muchos casos, pueden requerir numerosas simulaciones antes de ser capaz de ser utilizado en el mundo real. La teoría de conjuntos difusos se establece y se ha utilizado en aplicaciones tales como la ingeniería, económicos, ambientales, sociales, médicos y de gestión. Muchos de estos tipos de problemas se aprovechan de la disponibilidad de entradas imprecisas.

**4.1.7. Razonamiento Basado en Caos.** CBR por sus siglas en inglés es un método que considera todas las alternativas históricas desarrolladas para un

---

<sup>8</sup> Mark Velasquez, Patrick T. Hester, An analysis of multicriteria decision making methods

problema similar y propone una solución a un problema de toma de decisiones (Daengdej, Lukose, y Murison, 1999). Esto proporciona la primera de sus ventajas, y es que requiere poco esfuerzo en términos de adquisición de datos adicionales. Una de las principales ventajas que tiene sobre la mayoría de los métodos MCDM es que se puede mejorar con el tiempo, especialmente en lo que se añaden más casos a la base de datos. También puede adaptarse a los cambios en el ambiente con su base de datos de los casos. Su principal inconveniente es su sensibilidad a la inconsistencia en los datos (Daengdej, Lukose, y Murison, 1999). Los casos anteriores podrían ser casos no válidos o especiales que puede resultar en respuestas no válidas. A veces los casos similares pueden no ser siempre el más preciso en términos de resolver el problema en cuestión. CBR se utiliza en las industrias donde ya existe un número considerable de casos anteriores probados. Esto incluye las comparaciones de las empresas, los seguros de vehículos, la medicina y los diseños de ingeniería. Las empresas de ingeniería tienen un sin número de proyectos anteriores para ayudar con ciertos problema.

**4.1.8. Análisis Envolvente de Datos.** .DEA por sus siglas en inglés, utiliza una técnica de programación lineal para medir la eficiencia relativa de las alternativas (Thanassoulis, Kortelainen, y Allen, 2012). Clasifica las eficiencias de alternativas contra la otra, la alternativa más eficiente que tiene le asigna una calificación de 1,0, las otras alternativas serán una fracción de 1.0. Tiene una serie de ventajas. Es capaz de manejar múltiples entradas y salidas. La eficiencia puede ser analizada y cuantificada. Se puede descubrir relaciones que pueden estar escondidas con otros métodos. Una desventaja importante es que se supone que todos los datos de entrada y de salida se conocen con exactitud. En las situaciones del mundo real, sin embargo, esta suposición no siempre es verdadera "(Wang, Greatbanks, y Yang, 2005, p. 348). Los resultados pueden ser sensibles en función de las entradas y salidas. DEA se utiliza siempre que sea necesario comparar eficiencias. Esto se utiliza comúnmente en economía, medicina, servicios públicos, seguridad vial, agricultura, el comercio minorista y los problemas de negocios. Estas categorías son especialmente útiles debido a que tienen datos precisos que podrían utilizarse para la entrada, evitando una de las principales deficiencias del método.

**4.1.9. Técnica Simple de Multi-Atributo.** SMART por sus siglas en inglés, es una de las formas más simples de MAUT. Requiere dos supuestos, a saber, la "independencia de la utilidad y la independencia preferencial" (Chen, Okudan, y Riley, 2010, p. 666). Este método convierte convenientemente pesos de importancia en números reales. Las principales ventajas, además de las descritas en MAUT, son que es simple de usar y que realmente permite cualquier tipo de técnicas de asignación de peso (es decir, relativo, absoluto, etc.). Se requiere menos esfuerzo por parte de los tomadores de decisiones que MAUT. También maneja datos muy por debajo de cada criterio. Aplicaciones comunes de SMART están en el medio ambiente, la construcción, el transporte y la logística militar, fabricación y

ensamblaje. Su facilidad de uso ayuda en situaciones en las que está disponible una buena cantidad de información y el acceso a los tomadores de decisiones es fácil de obtener. Su simplicidad parece ser lo que mantiene este método bastante popular

## 4.2. TÉCNICA DE SELECCIÓN PARA LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL.

Una vez identificadas las posibles opciones para toma de decisiones y considerando la información de cada tecnología, su uso a nivel mundial y que al final la selección dependerá de las preferencias de los clientes, se usara la técnica SMART.

### TÉCNICAS

- Capacidad de la planta: **Importante para la selección**
- Modularidad de la planta: **Importante para la selección**
- Eficiencia Energética: **Importante para la selección**
- Tipo de intercambiador criogénico: **No es un parámetro clave /dependiente**
- Tipo de compresor: **No es un parámetro clave /dependiente**
- Potencia Especifica: **No es un parámetro clave /dependiente**
- Tipo de refrigerante: **Importante para la selección**
- Número de ciclos de refrigeración: **No es un parámetro clave /dependiente**
- Disponibilidad del refrigerante: **No es un parámetro clave /dependiente**
- Futuras expansiones: **Importante para la selección**

### ECONÓMICAS

- CapEx: **Importante para la selección**
- OpEx: **Importante para la selección / no se cuenta con información suficiente.**

### AMBIENTAL

- Emisiones de CO2: **Importante para la selección**

### RIESGOS

- Seguridad: Aplica para todos los proyectos, por lo tanto, no es un factor determinante para la toma de decisiones.

**4.2.1. Valoración de los Criterios.** Con los parámetros de selección depurados el siguiente paso es su valoración para cada una de las tecnologías; de esta manera, se procede a usar la información relevante del Capítulo 3 para determinar los rangos. Debido a que los rangos de los diferentes criterios están en rangos distintos, se deberá hacer una calificación hacia la escala común, se escogido un rango ponderado de 1 a 5, siendo 1 el valor más bajo para un criterio; es decir, que existen, otras tecnologías que tienen un comportamiento mejor y por lo tanto una calificación mayor.

Como ejemplo de cambio de escala se muestra la capacidad de la planta, se ha usado la ecuación de la línea recta para determinar las pendientes y así modificar las escalas.

Tabla 10. Criterios de Selección y su Valoración

Tecnología de Licuefacción	CAPACIDAD DE LA PLANTA	
	Valoración	Calificación
SMR	0,19	1,67
DMR	0,63	3,46
C3MR	0,63	3,46
PMR	0,50	2,95
CASCADA	0,38	2,44
POCP	0,75	3,97
MFC	0,25	1,92
APX	1,00	5,00
N2 EXPANDER	0,03	1,00

Escala actual		Nueva Escala
Maximo	1,00	5
Minimo	0,03	1
m	4,1	
b	0,9	

ASPECTOS TÉCNICOS								
Tecnología de Licuefacción	MODULARIDAD		EFICIENCIA ENERGÉTICA		TIPO DE REFRIGERANTE		FUTURAS EXPANSIONES	
	Valoración	Calificación	Valoración	Calificación	Valoración	Calificación	Valoración	Calificación
SMR	3	4,00	80	4,19	7	4,00	5	5,00
DMR	1	5,00	100	5,00	6	3,50	1	1,00
C3MR	2	4,50	100	5,00	5	3,00	1	1,00
PMR	4	3,50	95	4,80	4	2,50	1	1,00
CASCADA	8	1,50	1	1,00	8	4,50	5	5,00
POCP	7	2,00	91	4,64	3	2,00	1	1,00
MFC	6	2,50	80	4,19	2	1,50	1	1,00
APX	5	3,00	100	5,00	1	1,00	1	1,00
N2 EXPANDER	9	1,00	59	3,34	9	5,00	5	5,00

Tecnología de Licuefacción	ASPECTO ECONÓMICO				ASPECTO AMBIENTAL	
	CAPEX		OPEX		EMISIONES CO2	
	Valoración	Calificación	Valoración	Calificación	Valoración	Calificación
SMR	95	4,33	95	1,67	0,35	3,74
DMR	115	1,67	115	4,33	0,32	4,37
C3MR	100	3,67	100	2,33	0,37	3,32
PMR	100	3,67	100	2,33	0,34	3,95
CASCADA	120	1,00	120	5,00	0,29	5,00
POCP	100	3,67	100	2,33	0,3	4,79
MFC	100	3,67	100	2,33	0,3	4,79
APX	100	3,67	100	2,33	0,48	1,00
N2 EXPANDER	90	5,00	90	1,00	0,33	4,16

Las anteriores valoraciones podrán ser modificadas dependiendo de la experiencia y conocimiento adquirido en la realización de diferentes plantas; no obstante, en principio para el cliente estos criterios estarán valorados según las tablas arriba.

**4.2.2. Valoración del Cliente.** El diseñador, constructor o inversionista podrá identificar según sus propios criterios cual es el orden de prioridad de la realización de la construcción de la planta; de esta manera es la oportunidad que tiene de asignar pesos de relevancia hacia la obra a ejecutar.

Tabla 11. Criterio de Selección- Prioridad según el cliente

ASPECTO GENERAL	CARACTERISTICA PARTICULA	PRIORIDAD
ASPECTOS TÉCNICOS	CAPACIDAD DE LA PLANTA	1
	MODULARIDAD DE LA PLANTA	2
	EFICIENCIA ENERGÉTICA	3
	TIPO DE REFRIGERANTE	4
	FUTURAS EXPANSIONES.	5
ASPECTO ECONÓMICO	CAPEX	6
	OPEX	7
ASPECTO AMBIENTAL	EMISIONES DE CO2	8

Prioridad según el cliente

Serán evaluados 8 aspectos, el cliente deberá colocar su orden de importancia o prioridad de 1 a 8, siendo 1 el más relevante y 8 el menos relevante, (Lo mostrado en la tabla es un ejemplo).

Una vez que el cliente haya colocado sus prioridades sobre la tabla, y basados en la calificación realizada previamente se realizarán las ponderaciones correspondientes.

A continuación se presentan los resultados según la ponderación por prioridades entregadas por el cliente.

Tabla 12. Resultados Según Ponderación y Prioridades del Cliente

Tecnología de Licuefacción	CAPACIDAD DE LA PLANTA			MODULARIDAD		
	Valoración	Calificación	Ponderación	Valoración	Calificación	Ponderación
SMR	0,19	1,67	0,15	3	4,00	0,32
DMR	0,63	3,46	0,31	1	5,00	0,40
C3MR	0,63	3,46	0,31	2	4,50	0,36
PMR	0,50	2,95	0,27	4	3,50	0,28
CASCADA	0,38	2,44	0,22	8	1,50	0,12
POCP	0,75	3,97	0,36	7	2,00	0,16
MFC	0,25	1,92	0,17	6	2,50	0,20
APX	1,00	5,00	0,45	5	3,00	0,24
N2 EXPANDER	0,03	1,00	0,09	9	1,00	0,08

Tecnología de Licuefacción	EFICIENCIA ENERGÉTICA			TIPO DE REFRIGERANTE		
	Valoración	Calificación	Ponderación	Valoración	Calificación	Ponderación
SMR	80	4,19	0,29	7	4,00	0,24
DMR	100	5,00	0,35	6	3,50	0,21
C3MR	100	5,00	0,35	5	3,00	0,18
PMR	95	4,80	0,34	4	2,50	0,15
CASCADA	1	1,00	0,07	8	4,50	0,27
POCP	91	4,64	0,32	3	2,00	0,12
MFC	80	4,19	0,29	2	1,50	0,09
APX	100	5,00	0,35	1	1,00	0,06
N2 EXPANDER	59	3,34	0,23	9	5,00	0,30

Tecnología de Licuefacción	FUTURAS EXPANSIONES			CAPEX		
	Valoración	Calificación	Ponderación	Valoración	Calificación	Ponderación
SMR	5	5,00	0,25	95	4,33	0,17
DMR	1	1,00	0,05	115	1,67	0,07
C3MR	1	1,00	0,05	100	3,67	0,15
PMR	1	1,00	0,05	100	3,67	0,15
CASCADA	5	5,00	0,25	120	1,00	0,04
POCP	1	1,00	0,05	100	3,67	0,15
MFC	1	1,00	0,05	100	3,67	0,15
APX	1	1,00	0,05	100	3,67	0,15
N2 EXPANDER	5	5,00	0,25	90	5,00	0,20

Tecnología de Licuefacción	OPEX			EMISIONES CO2		
	Valoración	Calificación	Ponderación	Valoración	Calificación	Ponderación
SMR	95	1,67	0,05	0,35	3,74	0,07
DMR	115	4,33	0,13	0,32	4,37	0,09
C3MR	100	2,33	0,07	0,37	3,32	0,07
PMR	100	2,33	0,07	0,34	3,95	0,08
CASCADA	120	5,00	0,15	0,29	5,00	0,10
POCP	100	2,33	0,07	0,3	4,79	0,10
MFC	100	2,33	0,07	0,3	4,79	0,10
APX	100	2,33	0,07	0,48	1,00	0,02
N2 EXPANDER	90	1,00	0,03	0,33	4,16	0,08

#### 4.3. RESULTADOS DE LA MATRIZ

Una vez realizada la sumatoria de valores ponderados, el cliente obtendrá un listado con las tecnologías ordenadas de la más adecuada a los criterios dados por el cliente. Para este caso en particular, la recomendación será usar DMR en primera instancia y SMR como segunda alternativa.

Tabla 13. Recomendación Según Sumatoria de Valores Ponderados

RECOMENDACIÓN	
1	DMR
2	SMR
3	C3MR
4	APX
5	PMR
6	POCP
7	EXPANSIÓN N2
8	CASCADA
9	MFC

## 5. CONCLUSIONES

Después de realizar y analizar las diferentes tecnologías de licuefacción de gas, establecer sus características principales, encontrar sus pro y contras, se evidencia que una comparación de los diferentes procesos de licuefacción es difícil de lograr en la realidad, ya que el contenido técnico y económico de manera detallada, no está disponible al público y se tiene adicionalmente poca información de las plantas que se encuentran ya construidas y operadas en el mundo. Sin embargo, cabe resaltar que en comparación con años anteriores, ya hay muchos artículos e información importante de estas tecnologías.

A lo largo del documento se realizó análisis de tecnologías y sus criterios de decisión; no obstante, según las implementaciones a nivel mundial demuestran tendencias claramente identificadas hacia ciertos procesos. La decisión sobre tecnologías no implementadas puede generar un riesgo técnico administrativo que evita tomar una decisión oportuna sobre tecnologías nuevas, dependerá del cliente y de su perfil de riesgo.

El estado del arte del LNG hace que las tecnologías vayan mejorando sus procesos con el fin de lograr mayores eficiencias, más capacidad en los trenes, menos área requerida, un capex y un opex más reducidos, reducir la emisión de CO<sub>2</sub> cada vez más, mejorar y optimizar los equipos de refrigeración y de compresión, optimizar los refrigerantes a utilizar y esto conlleva a una mejora continua en cada uno de los procesos y lograr llegar a inversiones menos costosas para la implementación de estas plantas.

La matriz de selección realizada es una herramienta sencilla y válida para tomar decisiones en una etapa de visualización de proyectos. La cual podrá ser madurada en la medida que se aprende más sobre los proyectos que construyan a futuro y se espera que pueda ser implementada para analizar algún proyecto que se encuentre activo en el país y validar y si es el caso refinar las consideraciones aplicadas en este ejercicio para aterrizar los resultados y las recomendaciones de la tecnología a usar.

Es importante resaltar que el ingeniero o la persona encargada de realizar un estudio para la implementación de una planta de licuefacción de gas natural, debe tener en cuenta diferentes aspectos y consideraciones específicas que son inherentes de las condiciones del proyecto y que de acuerdo con la valoración de los aspectos técnicos, económicos, medioambientales y de riesgo que quiera manejar, la matriz de selección realizada arrojará una recomendación preliminar, para el desarrollo del proyecto.

## BIBLIOGRAFÍA

BARCLAY M, SHUKRI T. Enhance Single Mixed Refrigerant Process For Stranded Gas Liquefaction, Poster PO-24, 2007  
[http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2007/fscomm and/PO\\_24\\_Barclay\\_s.pdf](http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2007/fscomm and/PO_24_Barclay_s.pdf)

CASTILLO L, NADALES R, GONZÁLEZ C, DORADO C y VILORIA A. Technology selection for liquefied natural gas (LNG) on baseload plants., **En** XIX International Gas Convention AVPG 2010, May 24th- 26th Caracas, Venezuela.

CREG. Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema de transporte. 2007.

DELPHIGROUP, Environment Strategies Business Solution, **En** LNG Production in British Columbia: Greenhouse Gas Emissions Assessment and Benchmarking, May 2013

ESCOBAR C, ESPARZA E, PUENTE L, UQUILLAS D. Modelos para la jerarquización y selección óptima de proyectos de investigación y desarrollo, 1990.

IGU. International Gas Union, **En** World LNG Report – 2015 Edition

KOHLER T, BRUENTRUP M, KEY R, EDVARDSSON T. Choose the best refrigeration technology for small-scale LNG production, **En** Hydrocarbon Processing, January 2014.

MARTIN, P; PIGOURIER, J; FISCHER, B. Natural Gas Liquefaction Processes Comparison - Comparaison entre Procédés de Liquefaction de Gaz Naturel, Poster PO-39, 2004.  
<http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Posters-PDF/8-PO-39-Fischer.pdf>

MAZVAN W, AHMADI A, AHMED H, HOORFAR M. Market and technology assessment of natural gas processing: A review, **En** Journal of Natural Gas Science and Engineering. Enero de 2016.

MICHOT M. CEE Center for Energy Economics, **En** LNG Safety and Security, November 2006.

MONKHATAB S, MAK J, VALAPPIL J, WOOD D. Handbook of Liquefied Natural Gas, **En** Elsevier, First Edition 2014

PEREIRA, C.; and LEQUISIGA, D. Technical Evaluation of C3-MR and Cascade Cycle on Natural Gas Liquefaction Process. **En** International Journal of Chemical Engineering and Applications, Vol. 5, No. 6, December 2014. <http://www.ijcea.org/papers/427-N3018.pdf>

PILLARELLA, M.; Liu, Y.; PETROWSKI, J.; and BOWER, R. The C3MR Liquefaction Cycle: Versatility for a Fast Growing, Ever Changing LNG Industry. **En** Air Products and Chemicals, Inc. 2007. Paper PS2-5. [http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2007/fscomm and/PS2\\_5\\_Pillarella\\_s.pdf](http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2007/fscomm and/PS2_5_Pillarella_s.pdf)

PRICE B, MAHALEY M. Optimize small-scale LNG production with modular SMR technology, En Gas Processing, Especial Report: LNG Technology and field processing, March/April 2014

RIVERA, V, ADUKU A, HARRIS O. Evaluation of LNG Technologies. Abril 2008 <http://www.ou.edu/class/che-design/a-design/projects-2008/LNG.pdf>

SARMIENTO y ARENAS. Estudio de pre-factibilidad técnico-económica para la implementación de un proyecto de producción y exportación de gas natural licuado - GNL en Colombia. 2004.

TAPIAS E. y ANAYA R. Gas natural licuado alternativa de abastecimiento para Colombia y estado del arte de su metrología, **En** MET&FLU Ciencia-Tecnología-Innovación. 3ra Edición.

UPME. Balance de gas natural en Colombia 2015-2013. 2015.

USAMA, M.; SHERINE, A.; SHUHAIMI, M. Technology Review of Natural Gas Liquefaction Processes. **En** Journal of Applied Sciences 11 (21): 3541-3546, 2011. <http://scialert.net/qredirect.php?doi=jas.2011.3541.3546&linkid=pdf>

## **ANEXOS**

- **MATRIZ DE SELECCIÓN - TECNOLOGÍA DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL (Anexos en Carpeta Adjunta en CD)**