

**ESTUDIO TÉCNICO Y PRESUPUESTAL A NIVEL DE PRE-FACTIBILIDAD
PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE MICRO GNL COMO
ALTERNATIVA ENERGÉTICA INDUSTRIAL Y DOMICILIARIA**

**CRISTHIAN ADOLFO HERNÁNDEZ PRIETO
NELSON ALEXANDER ACEROS LIZARAZO**

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

2016

**ESTUDIO TÉCNICO Y PRESUPUESTAL A NIVEL DE PRE-FACTIBILIDAD
PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE MICRO GNL COMO
ALTERNATIVA ENERGÉTICA INDUSTRIAL Y DOMICILIARIA**

CRISTHIAN ADOLFO HERNÁNDEZ PRIETO

NELSON ALEXANDER ACEROS LIZARAZO

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

Director

M.Sc. EDISON ODILIO GARCÍA

Codirector

ING. JESUS GUALDRÓN

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

2016

DEDICATORIA

A mis padres, porque sé el esfuerzo que hicieron cada uno a su manera para que el último de sus hijos cumpliera su meta profesional. Espero poderles recompensar pronto tantos sacrificios hechos a mi nombre.

A mi director y co-director de la tesis, por ser un apoyo y fuente importante de conocimiento, este logro también es de ustedes porque nunca dejaron de creer que nosotros podríamos.

A Cristhian y Leonardo, porque pudimos darnos cuenta que el trabajo en equipo dio sus frutos y hoy en día se está celebrando esta meta cumplida, sin dejar de pensar que vienen muchas más para cada uno de nosotros.

Por último y no menos importante a Dios, por ser el motor y la energía que en muchas veces sentí que me faltaba, pero que gracias a ir de la mano de Él fue que pude sacar adelante mi carrera como ingeniero.

NELSON ACEROS

DEDICATORIA

A mi padre,

A mi madre,

A mi hermana,

y a todos aquellos

Que hicieron parte de este proceso (S.O.S.)

Cristhian Adolfo Hernández Prieto

¡Por la KORDA!



AGRADECIMIENTOS

A nuestro gran amigo Leonardo Guevara,

A nuestros padres,

A la Universidad Industrial de Santander,

A nuestro Co-director y Director,

A nuestros profesores

Y a todos aquellos que pusieron su granito de arena

Para culminar con este proyecto.

Muchísimas gracias.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1 OBJETIVOS	20
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
2 GENERALIDADES DEL GAS NATURAL LICUADO	21
2.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL LICUADO	21
2.1.1 Apariencia.	22
2.1.2 Olor.	22
2.1.3 Toxicidad.....	23
2.2 COMPORTAMIENTO DEL GAS NATURAL LICUADO EN FUGAS.....	23
2.2.1 Derrame de GNL.	23
2.2.2 GNL en un depósito criogénico de una planta de regasificación.....	24
2.2.3 GNL en un carro tanque de abastecimiento.	25
2.3 LLENADO MÁXIMO DE CAMIONES DE TRANSPORTE Y DEPÓSITOS CRIOGÉNICOS	25
2.4 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL LICUADO	26
2.5 COMPARATIVA DEL SUMINISTRO DE GNL Y GLP	27
2.6 PRECEDENTES DEL GAS NATURAL LICUADO.....	28
2.7 EVOLUCIÓN DEL GNL EN ESPAÑA.....	29
2.8 AVANCE DEL GNL A PARTIR DEL AÑO 2000	31
2.9 MERCADO Y ECONOMÍA DEL SISTEMA LICUEFACTOR.....	35
3 MERCADO GLOBAL DEL GAS NATURAL Y DEL GNL	36
3.1 PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL	36

3.2 PROSPECTIVA DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL	39
3.3 PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL LICUADO	41
3.4 OFERTA MUNDIAL DE GAS NATURAL LICUADO	43
3.5 DEMANDA MUNDIAL DEL GAS NATURAL LICUADO	48
4 COMPARATIVO ECONÓMICO DEL GNL, GAS NATURAL Y GLP EN COLOMBIA	52
4.1 CADENA Y COSTOS DEL GAS NATURAL LICUADO	53
4.1.1 Licuefacción.	55
4.1.2 Transporte.	58
4.1.3 Regasificación.	58
4.1.4 Costos totales.	59
4.2 PRECIOS NACIONALES DE GAS NATURAL	62
4.3 PRECIOS DEL GAS NATURAL (2016-2035).....	66
4.4 GAS LICUADO DEL PETRÓLEO.....	69
5 TECNOLOGÍAS PARA LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL	72
5.1 LIMPIEZA DEL GAS NATURAL.....	76
5.2 LICUEFACCIÓN DEL GNL.....	78
5.2.1 Principios básicos de la refrigeración.	78
5.2.2 El ciclo de refrigeración.	79
5.2.3 El diagrama de presión y entalpía.	80
5.3 CICLOS DE REFRIGERACIÓN MÁS COMUNES EN EL MUNDO DEL GNL	82
5.3.1 Licuefacción C3/MR (propano / mezcla de refrigerante).	83

5.3.2	Licuefacción MR APX.....	84
5.3.3	Licuefacción por cascada optimizada CONOCO-PHILLIPS.....	85
5.3.4	Licuefacción por proceso PRICO.	87
5.3.5	Licuefacción por proceso MFC LINDE.	89
5.3.6	Proceso DMR Shell.	90
5.3.7	Proceso con nitrógeno.	90
5.3.8	Diseño, desarrollo y estudio de sistema de licuefactor GTI.....	92
5.3.9	Selección de los puntos de diseño de componentes.....	93
6	REGASIFICACIÓN DE GNL.....	96
6.1	PLANTA DE REGASIFICACIÓN.....	96
6.2	APLICACIONES DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN.....	97
6.3	CLASIFICACIÓN DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN.....	97
6.4	DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE REGASIFICACIÓN.....	98
6.5	CIRCUITOS Y ELEMENTOS INCORPORADOS A LOS DEPÓSITOS.....	99
6.6	ELEMENTOS DE SEGURIDAD.....	101
6.7	ABASTECIMIENTO DE DEPÓSITOS DE GNL.....	102
7	CONDICIONES DE DISEÑO DE RED DE GAS DOMICILIARIO.....	104
7.1	ESTACIÓN DE SERVICIO O CITY GATE.....	104
7.1.1	Características técnicas del City Gate.....	105
7.2	RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.....	105
7.3	RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA.....	106
7.4	NORMATIVA Y REGULACIÓN.....	107
7.5	DISTANCIA MÍNIMAS A EDIFICACIONES DE RECIPIENTES DE GLP.....	108

8 ANÁLISIS PRESUPUESTAL PARA UNA PLANTA DE MICRO GNL EN SANTANDER.....	109
8.1 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA.....	109
8.2 PERSPECTIVA DE COSTOS DE PLANTA DE MICRO GNL	112
8.3 COSTOS DE ESTACIONES DE REGASIFICACIÓN.....	113
8.4 COSTOS OPERACIONALES.....	115
8.5 COSTOS DE TRANSPORTE	115
8.6 COSTOS TOTALES	123
8.7 PRECIO DE VENTA DEL GNL.....	123
9 CONCLUSIONES	125
10 RECOMENDACIONES	126
BIBLIOGRAFÍA.....	127

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Cadena de Valor GNL.....	26
Figura 2. Plantas regasificadoras en España a noviembre de 2012	30
Figura 3. Incremento mundial del comercio de GNL.....	31
Figura 4. Variación de precios del gas natural.	37
Figura 5. Precios internacionales del GNL Fuente.....	40
Figura 6. Plantas de licuefacción, actuales y potenciales.	44
Figura 7. Histórico de exportaciones de GNL a nivel mundial.	46
Figura 8. Producción de GNL a nivel mundial (Pareto).....	46
Figura 9. Exportación de GNL a nivel mundial (Pareto).....	47
Figura 10. Demanda de GNL en América.....	49
Figura 11. Demanda de GNL en Europa.	49
Figura 12. Demanda de GNL en Asia.	50
Figura 13. Distribución de importaciones en Latinoamérica.	52
Figura 14. Potencial de exportación de GNL a nivel mundial (Pareto).....	53
Figura 15. Costo de capital para diferentes plantas de Licuefacción.	55
Figura 16. Precio FOB en trinidad y Tobago por importador (promedio último semestre).....	57
Figura 17. Precio FOB en Trinidad y Tobago por mercado (promedio último semestre).....	57
Figura 18. Costos de regasificación en planta de Cartagena.	59
Figura 19. Precio CIF en Colombia desde Trinidad y Tobago.	60

Figura 20. Precio GNL en Colombia.	61
Figura 21. Cadena de valor del gas natural de Cartagena.	61
Figura 22. Negociaciones bilaterales Guajira, Cusiana y promedio Nacional.....	64
Figura 23. Contratación por sector de consumo.	64
Figura 24. Escenarios precios gas natural costa.	66
Figura 25. Escenarios precios de gas natural en el interior	67
Figura 26. Precios de referencia fuentes adicionales.	68
Figura 27. Precios del GLP e índice del U.S Golf Coast.....	70
Figura 28. Perspectiva Corto plazo IP GLP.	70
Figura 29. Proyección del ingreso al productor del GLP para Cusiana.....	71
Figura 30. Diagrama Presión Entalpía para un proceso de Refrigeración.	79
Figura 31. Diagrama Presión vs Entalpía del Propano.	81
Figura 32. Esquema General de un proceso C3/MR.	83
Figura 33. Esquema simplificado de un Proceso APX.....	84
Figura 34. Esquema del Proceso Cascada Optimizado.....	86
Figura 35. Proceso PRICO SMR (Mezcla de Refrigerante Simple)	88
Figura 36. Esquema del Proceso simplificado Linde.	89
Figura 37. Esquema simplificado de un proceso SHELL DMR.....	90
Figura 38. Comparación entre RM y EXP	91
Figura 39. Esquema de un licuador de 1000 gpd de GNL	92
Figura 40. Depósito criogénico vertical.	98
Figura 41. Válvulas criogénicas mixtas de maniobra manual y de anti-retorno. ...	100
Figura 42. Regasificador PPR.....	100

Figura 43. Válvulas de seguridad.....	102
Figura 44. Estación de servicio.....	104
Figura 45. Red de distribución primaria.....	106
Figura 46. Red de distribución secundaria.....	106
Figura 47. Esquema de distribución de gas.....	107
Figura 48. Ruta principal Santana – San Gil y alrededores.....	110
Figura 49. Ruta 1 Transporte GNL.....	116
Figura 50. Ruta 2 Transporte GNL.....	116
Figura 51. Ruta 3 Transporte GNL.....	117
Figura 52. Ruta 4 Transporte GNL.....	117
Figura 53. Ruta 5 Transporte GNL.....	118
Figura 54. Ruta 6 Transporte GNL.....	118
Figura 55. Ruta 7 Transporte GNL.....	119
Figura 56. Ruta 8 Transporte GNL.....	119
Figura 57. Ruta 9 Transporte GNL.....	120
Figura 58. Ruta 10 Transporte GNL.....	120
Figura 59. Ruta 11 Transporte GNL.....	121
Figura 60. Cadena de valor para la planta de microlicuefacción de GNL en Santander.....	122

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Escalas de plantas de licuefacción	27
Tabla 2. Infraestructura mundial de licuefacción	45
Tabla 3. Comparativo de precios de energéticos gaseosos en Colombia	71
Tabla 4. Energía requerida para convertir gas natural en líquido	72
Tabla 5. Resumen de las técnicas representativas de licuefacción	73
Tabla 6. Sondeo de datos para la composición de gas natural	77
Tabla 7. Componentes del licuador, fabricantes y costos	95
Tabla 8. Clasificación de las plantas de regasificación según su capacidad geométrica de almacenamiento.	97
Tabla 9. Características del regasificador PPR.....	101
Tabla 10. Distancia mínima a edificaciones de depósitos de GLP	108
Tabla 11. Hogares suplidos con GLP en la zona de estudio	111
Tabla 12. Capacidad de regasificación en los municipios	113
Tabla 13. Distribución de estaciones de regasificación	114
Tabla 14. Costos individuales y totales de las estaciones de regasificación	114
Tabla 15. Costos de transporte anual de GNL.....	122
Tabla 16. Inversión inicial y costos anuales en dólares de la planta de micro GNL propuesta.....	123

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO TÉCNICO Y PRESUPUESTAL A NIVEL DE PRE-FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE MICRO GNL COMO ALTERNATIVA ENERGÉTICA INDUSTRIAL Y DOMICILIARIA *

AUTORES: CRISTHIAN ADOLFO HERNÁNDEZ PRIETO y NELSON ALEXANDER ACEROS LIZARAZO**

PALABRAS CLAVE: GNL, GLP, gas natural, licuefacción, regasificación, Santander.

DESCRIPCIÓN

En este trabajo de investigación, se condensó una búsqueda en torno al gas natural licuado GNL, abarcando aspectos generales de este combustible como sus características físicas, reducción de hasta 600 veces su volumen respecto al gas natural, su cadena de valor y se revisaron otros aspectos como la evolución histórica en el mercado de este energético.

Por otra parte, se indagó sobre la oferta y demanda nacional e internacional actual del GNL, donde se resalta la gran participación de países americanos y asiáticos en la exportación, esta revisión permitió además, comparar los precios de combustibles como gas natural, gas licuado del petróleo GLP, y GNL en Colombia. Para determinar un precio posible de GNL en el país, fue necesaria la información suministrada por la UPME respecto a la planta de regasificación en Cartagena, de esta manera se obtiene que los precios son 3,34 \$US/MBTU para el gas natural, 5,83 \$US/MBTU el GLP y 6,4 \$US/MBTU en el caso del GNL.

Finalmente se buscaron y sintetizaron las técnicas para los procesos de licuefacción de gas natural y la descripción de las instalaciones de regasificación y se realizó un estudio de viabilidad de instalación de una planta de licuefacción para abastecer una zona de Santander, con un resultado negativo debido a que el precio de venta del gas debería superar en un 34% el precio del GLP ofrecido en estas poblaciones.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Edison O. García Navas, Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

ABSTRACT

TITLE: BUDGETARY AND TECHNICAL AT PRE-FEASIBILITY LEVEL FOR MICRO LNG IMPLEMENTATION AS ALTERNATIVE ENERGY TO INDUSTRIAL AND HOME SECTOR.*

AUTHORS: CRISTHIAN ADOLFO HERNÁNDEZ PRIETO and NELSON ALEXANDER ACEROS LIZARAZO**

KEYWORDS: LNG, LPG, natural gas, liquefaction, regasification, Santander.

DESCRIPTION

In this research, a search was condensed around liquefied natural gas LNG, covering general aspects of this fuel as their physical characteristics, reduction of up to 600 times its volume for natural gas, its value chain and other aspects were reviewed as the historical evolution in the market of this energy.

Moreover, was inquired about the LNG current supply and demand nationally and internationally, where the great participation of American and Asian countries in exports is highlighted, this review also allowed to compare prices of fuels such as natural gas, liquefied gas oil LPG and LNG in Colombia. To determine a possible price of LNG in the country, it was necessary the information provided by the UPME regarding the Cartagena's regasification plant, so get that prices are US \$ 3.34 / MBTU for natural gas, 5 , US \$ 83 / MBTU LPG and US \$ 6.4 / MBTU in the case of LNG.

Finally, was sought and synthesized techniques processes natural gas liquefaction and description of regasification facilities and a feasibility study of installing a liquefaction plant was made to supply an Santander's area, with a negative result due to the selling price of gas should exceed by 34% the price of LPG offered in these populations.

*Bachelor Thesis

**Chemical-physical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: Edison O. García Navas, Petroleum Engineer, M.Sc.

INTRODUCCIÓN

Es de gran importancia para nuestro país aumentar su capacidad energética, debido a la consciencia de que en un futuro la oferta del crudo se verá en declinación, y por lo tanto es necesaria otra clase de consumo energético que abastezca o supla las necesidades de la población.

El estudio del gas natural ha crecido debido a que presenta propiedades tales como su bajo contenido en hidrocarburos pesados que disminuyen su impacto en la contaminación y obteniéndose de este una energía limpia, su bajo costo lo llevaría al reemplazo de combustibles tales como la gasolina en la industria automotriz, además de tener un posible consumo masivo en industrias que requieran el suministro de gas natural como fuente de energía en los procesos involucrados. También, podría llegar gas natural al consumo domiciliario en zonas en las cuales se presenta difícil acceso o que no tienen alguna conexión cercana con un City Gate.

El uso del gas natural licuado ya se ha venido aplicando en diferentes áreas industriales internacionalmente, sin embargo su confiabilidad para una red de distribución domiciliaria, en Colombia, puede causar incertidumbre en su viabilidad debido a la falta de profundización en estudios enfocados a la licuefacción del gas natural en el país.

Por lo tanto se hará un estudio de la pre-factibilidad del proyecto, en la cual se evaluará y comparará la viabilidad de implementación de esta nueva tecnología como es el micro GNL la cual entraría a suplir el actual consumo de gas natural, con el fin de dar una visión cercana a lo que sea una masificación para el consumo de gas natural licuado.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la viabilidad económica de una planta de licuefacción de gas natural a pequeña escala, mediante un estudio de pre-factibilidad basado fuertemente en la relación costo de producción y distancia recorrida hasta punto de entrega, teniendo en cuenta también una proyección financiera a veinte años.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar la oferta y la demanda de GNL a nivel de consumo industrial para esta nueva tecnología de acuerdo a estudios realizados en otros países, con el fin de compararla con el consumo actual en un área específica de Santander.
- Realizar un comparativo financiero entre las fuentes energéticas (GN, GLP, GNL) en el comercio nacional, para conocer el estado actual de compra de estos combustibles.
- Revisar, organizar y analizar la información disponible sobre el diseño, operación y funcionamiento de las plantas de micro GNL.
- Investigar las condiciones técnicas del diseño de las redes de distribución del gas natural, teniendo en cuenta las consideraciones operativas para su distribución en las áreas de consumo industrial y domiciliario en un área específica de Santander.
- Realizar un estudio presupuestal basado en costos de instalación, operación, mantenimiento y funcionamiento para determinar la viabilidad del proyecto como una alternativa energética moderna en un área específica de Santander.

2 GENERALIDADES DEL GAS NATURAL LICUADO

Es un líquido incoloro obtenido del Gas Natural mediante un proceso de enfriamiento, está compuesto mayormente por metano y pequeñas cantidades de etano, propano, nitrógeno u otros componentes presentes generalmente en el gas natural pero en pequeñas proporciones debido a la calidad del gas, y el daño que causa al sistema para su generación¹.

Esta forma de combustible se debe almacenar en depósitos criogénicos, los cuales son generalmente tanques diseñados para almacenar líquidos criogénicos que operan a temperaturas de -160 °C o inferiores, formados por: el recipiente, aislamiento, envolventes, soportes, tuberías, válvulas, manómetros, entre otros componentes².

Además para transportarlo es necesario el uso de vehículos, o camiones cisterna con tanques criogénicos que transporta GNL que tienen como destino las plantas regasificadoras de GNL.

2.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL LICUADO

El gas natural licuado (GNL) es gas natural en estado líquido. Para lograr el cambio de fase se recurre al proceso de licuefacción que condensa todos los gases de menor peso que el etano y el metano, pero antes el gas debe purificarse removiendo principalmente el CO₂ o el H₂S, para que no haya solidificación en el proceso y así evitar daños en el sistema.

¹ DE LA PEÑA, Gonzalo. Planta satélite de GNL adaptada a “El Hierro 100% renovable”. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía. Septiembre 2014 p.40

² SEDIGAS, Operación de las plantas satélites, 2012 p.25

Para mantener el gas natural en estado líquido, a presiones relativamente bajas, la temperatura de almacenamiento puede estar entre los -160 °C y los -140 °C en función de la mezcla de gases que contenga y su presión de entrega. En cuanto al factor volumen, la reducción del proceso de licuefacción de gas natural es de 540 a 600 veces, dependiendo de la composición molar, esto significa que la regasificación 1m³ de GNL da como resultado de 540 m³ a 600 m³ de gas natural³.

2.1.1 Apariencia. El GNL es translúcido y su densidad se acerca a la mitad del agua. Las temperaturas criogénicas permiten la absorción de calor en los regasificadores atmosféricos, regasificándose por su superficie de contacto con la atmósfera. Su regasificación provoca un ascenso de gas que va solidificando el vapor de agua que se encuentra en la atmósfera en contacto con el exterior de los tubos, el cual pasa a ser sólido, formando una nube blanca que puede apreciarse visualmente hasta que la mezcla aire-gas natural sea superior a los 0 °C⁴.

2.1.2 Olor. Por defecto, el gas natural licuado cuando se vaporiza carece de olor, es inodoro, y sus constituyentes también (metano, etano, nitrógeno), debido a que los componentes que aportan olor, como pueden ser H₂S u otros compuestos con azufre, son removidos durante una etapa previa que purifica el gas natural antes de ser licuado en la misma planta de licuefacción.

Debido a esto, las estaciones de regasificación integran a sus instalaciones etapas de odorización los cuales combinan estos gases inodoros con productos de olor especial y así, permitir su fácil detección. La mezcla de odorizante (THT) se debe realizar en fase gas, después de su regasificación y antes de su salida de planta, debido a que a las bajas temperaturas del gas natural licuado cualquier odorizante solidificaría⁵.

³ DE LA PEÑA, Op. Cit., p.13

⁴ Ibid., p.13

⁵ Ibid., p.15

2.1.3 Toxicidad. Los vapores de gas natural licuado y el gas natural resultantes no son tóxicos. Sin embargo, sí que pueden ser asfixiantes si se penetra en una nube o atmósfera de ellos en función de la concentración de oxígeno remanente.

2.2 COMPORTAMIENTO DEL GAS NATURAL LICUADO EN FUGAS

Conocer el comportamiento del GNL es de vital importancia en las operaciones de despacho y transporte para minimizar los riesgos que se puedan presentar como fugas y derrames y de esa forma mitigar los impactos negativos que se puedan presentar en el desarrollo de estas actividades.

2.2.1 Derrame de GNL. Si accidentalmente se derrama gas natural licuado en el suelo, hay un periodo inicial de ebullición intensa en el que absorbe calor del suelo. Tras este periodo la velocidad de evaporación disminuye rápidamente hasta un valor constante determinado por las características térmicas del suelo.

Inicialmente el gas de evaporación está aproximadamente a la misma temperatura que el gas natural licuado y es más denso que el aire circundante. Este gas fluirá en forma de capa sobre el suelo ayudado por el viento, si existe en ese momento, hasta que se caliente absorbiendo calor, mezclándose con el aire. Cuando la temperatura alcance los -80 °C aproximadamente, el gas pasará a tener menos densidad que el aire y ascenderá⁶.

Este fenómeno será visible por la niebla blanca que se forma al helarse el vapor de agua contenido en el aire circundante, lo que facilita el conocimiento de la

⁶ La Industria Del Petróleo Y Del Gas. [en línea]. <<http://www1.ypfb.gob.bos>> [citado en 17 de septiembre de 2016].

situación de la nube. Esto ocurre tanto en el camión de transporte de GNL como en el depósito criogénico de una planta regasificadora.

2.2.2 GNL en un depósito criogénico de una planta de regasificación. La presión de servicio habitual de un depósito en una planta de regasificación suele ser del orden de 43,5 psi a 72,5 psi. Los intercambios térmicos entre el GNL del interior y el medio ambiente son mínimos gracias a la doble pared con la que cuenta el depósito fabricada de perlita y con un vacío intermedio. Según los constructores este intercambio térmico provoca como máximo una regasificación diaria del orden del 0,12% del contenido máximo de GNL del tanque⁷.

Por lo tanto si no hay consumo de GNL, en el recinto de gas sobre la superficie del GNL se irá incrementando la presión por el boil off generado. Para compensar esta sobrepresión, el depósito cuenta con unas válvulas de seguridad que descargan la sobrepresión a la atmósfera.

Por otro lado, si existe un gran consumo de GNL, el nivel de líquido bajará, por lo que el recinto de gas se incrementará dando lugar a una disminución de la presión. Para restituir el valor óptimo de presión se regasifica una pequeña parte del GNL suministrando energía térmica.

En estos depósitos ocurre una tercera situación cuando introducimos GNL durante la operación de descarga de cisterna de abastecimiento. El GNL en su ascenso comprime el recinto de gas provocando un aumento de la presión.

⁷ Sedigas. (2015). Reglamentación y normativa de plantas satélites de GNL. Madrid.p.12

2.2.3 GNL en un carro tanque de abastecimiento. En el caso de los camiones para transporte y abastecimiento, una vez efectuada la carga de GNL procedente del depósito de la planta de regasificación, el GNL permanecerá confinado y no se tendrá ya la posibilidad de retirar el gas regasificado a causa del calentamiento sufrido por el GNL a su paso por la bomba o a su entrada a la cisterna.

El GNL entrará en un proceso de calentamiento irreversible al no poder retirar el boil off a la atmósfera. Por esta razón, la presión en el interior pasará de unos 4,35 psi a 5,8 psi en el momento de su salida del vehículo de carga, hasta unos 11,6 psi aproximadamente si el trayecto no ha sido muy largo, o bien a 23,2 psi si el trayecto ha sido más largo⁸.

2.3 LLENADO MÁXIMO DE CAMIONES DE TRANSPORTE Y DEPÓSITOS CRIOGÉNICOS

Al ser los líquidos prácticamente incompresibles, un aumento del nivel de presión en la cisterna o el depósito criogénico debido a cualquiera de las razones nombradas anteriormente, podría provocar la ruptura del depósito en cuestión, en el caso de que el líquido ocupase la totalidad del recinto.

Con el fin de evitar esta situación límite, se establece un valor de llenado máximo, tanto para cisternas de abastecimiento (85%) como para depósitos criogénicos de las plantas regasificadora (95%), los cuáles son estándares de llenado de tanques con líquido⁹.

⁸ Sedigas. (2015). Unidad 11: Transporte y almacenamiento de GNL. Madrid. p.5

⁹ Ibid., p.6

2.4 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL LICUADO

Figura 1. Cadena de Valor GNL



Cuando el transporte de gas natural entre las zonas productoras y consumidoras no puede establecerse mediante gasoductos terrestres directos, el abastecimiento se debe efectuar mediante transporte criogénico, en el caso de zonas interiores, mediante camiones que trasladen el combustible. Aunque generalmente se hace en buques para casos de exportación.

Este tipo de transporte de GNL se justifica debido a su reducida densidad, aproximadamente $0,468 \text{ ton/m}^3$ GNL, que equivale a la mitad de la del petróleo. La otra gran ventaja es que de cada metro cúbico de GNL transportado, se pueden obtener aproximadamente $540 \text{ m}^3(\text{N})$ a $600 \text{ m}^3(\text{N})$ de gas natural¹⁰.

La cadena se inicia en los pozos de producción, desde donde el gas natural es transportado mediante gasoductos hasta las terminales de licuefacción. En ellas,

¹⁰ DE LA PEÑA, Op. Cit., p.23

el gas es depurado y licuado para almacenarlo en depósitos criogénicos de elevada capacidad, trabajando a presiones próximas a la atmosférica. Además, las plantas de licuefacción presentan varias escalas¹¹:

Tabla 1. Escalas de plantas de licuefacción.

Escalas de producción por tamaño de planta	Rango	MMPCD	TPD	m³(N)/día
Micro Licuefacción	Desde	0,4	8	10.000
Pequeña escala	Desde	4	80	105.000
Mediana escala	Desde	10	200	270.000
Gran escala	Desde	>80	1.600	2'160.000

Fuente: Armas, 2014

2.5 COMPARATIVA DEL SUMINISTRO DE GNL Y GLP

Las diferencias principales entre ambos tipos de suministro se plantean en el tipo de tecnologías que se emplean.

Los gases licuados del petróleo (GLP), están básicamente constituidos por propano y butano. Se pueden transportar y distribuir a temperatura ambiente mediante depósitos y recipientes de acero al carbono, en cuyo interior coexiste las fases gas y líquido, a presiones moderadas. Tanto la fase gas como la fase líquido

¹¹ ARMAS, José, Micro plantas para la producción de gas natural licuado – GNL. 2014. p.2

se encuentran a temperatura ambiente ya que existe transmisión de calor entre el interior y el exterior del depósito.

Sin embargo, el gas natural necesita ser licuado a muy bajas temperaturas para poder ser transportado a presiones moderadas en estado líquido, lo que hace necesario que los depósitos sean de aceros especiales y se encuentren muy bien aislados del medio ambiente para mantener el gas en estado líquido¹².

2.6 PRECEDENTES DEL GAS NATURAL LICUADO

La iniciativa de licuar gas natural se originó en la época de 1940 en Estados Unidos con el propósito de tener reservas de gas conocidas como plantas de Peak-Shaving para poder distribuir este combustible en temporadas de alta demanda de gas natural. Para lograrlo, en periodos de menudo dispendio de gas, este combustible era almacenado en tanques criogénicos con volúmenes superiores a los miles de metros cúbicos. Después el gas natural era regasificado para distribuirlo en las redes durante tiempos de demanda de punta¹³.

Las plantas de regasificación de gas natural licuado surgen a partir de estas plantas de licuado pero difieren de ellas en la capacidad, la cual es generalmente diez veces menor y tenían que ser abastecidas con gas natural licuado por camiones cisterna o ferrocarriles.

Sin embargo, después de estos momentos iniciales de interés en el GNL, las actividades de desarrollo se detuvieron hasta casi finalizar los años 60's, pero hubo una gran construcción de plantas de licuado, cerca de 30 en total, a principios de la década de 1970. Aunque, cabe resaltar que en Europa el interés

¹² Ibid., p.4

¹³ Ibid., p.5

por esta tecnología de licuar gas natural no fue tan evidente como en Estados Unidos durante la misma época¹⁴.

En 1997 se cuentan 39 plantas regasificadoras en Estados Unidos, 33 en Japón, 31 en España, 11 en Alemania, 4 en el Reino Unido, una en Suiza y Australia. La primera planta regasificadora pudo ser la de Borrego Springs en California, construida en 1968 para suplir la demanda de 300 caravanas con dos almacenamientos de 23 y 30 m³. En Europa probablemente sea la de Figueres en Gerona, la cual comenzó su producción en 1970¹⁵.

2.7 EVOLUCIÓN DEL GNL EN ESPAÑA

En España, la idea de la expansión de consumos hacia nuevas zonas y núcleos de población a través de plantas de regasificación, estuvo especialmente presente a los inicios, ya que no existía una infraestructura previa de redes de gas natural.

La primera planta regasificadora en España se puso en servicio, como ya se ha mencionado antes, en 1970 en la ciudad de Figueres, cuando había menos de un año de las primeras descargas de gas natural licuado en Barcelona. Al siguiente año ya se habían instalado cuatro plantas¹⁶.

En el periodo de 1970 a 1984 hubo nueve plantas dirigidas a usuarios industriales y siete a fábricas de gas ya existentes, sin ninguna orientación a domiciliarios. La mayoría de las plantas se construyeron para sustituir el gas licuado del petróleo, GLP, y economizar los procesos y solo tres de las plantas fueron para avanzar consumos en espera de la llegada de la red de gas natural. Su ubicación se

¹⁴ Fenosa, Origen de las plantas satélite de GNL, [en línea]. < <https://upcommons.upc.edu>>. [citado en 14 de agosto de 2016]

¹⁵ Ibid., p.2

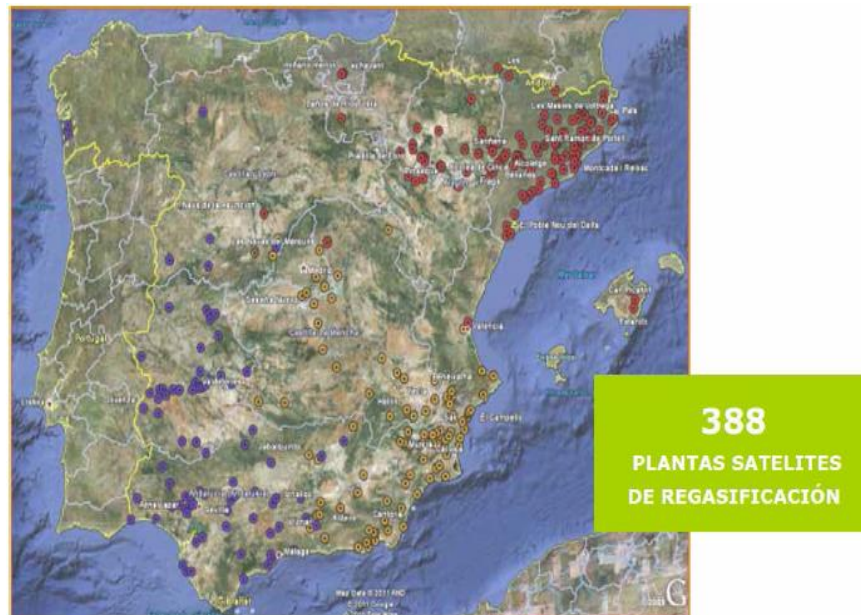
¹⁶ Ibid., p.3

concentró en zonas próximas a la terminal de Barcelona al ser la única en la zona y por su carácter marcadamente industrial¹⁷.

Durante la época de 1985 a 1994 se destacó por la construcción de 11 plantas nuevas: seis en industrias, una en laboratorio de ENAGAS, tres para fábricas de gas existentes (Lérida, Málaga y Cádiz), y una para distribución de gas en Albacete.

Entre 1995 y 1999 El crecimiento en esta época fue notable, registrándose en 1999, 87 plantas de regasificación con una distribución de 19 en compañías de distribución de gas y 68 en industrias. En octubre de 2001 el número de plantas activas era de 76 industriales y 52 distribuidoras. Para marzo de 2002 las plantas activas para la industria crecieron en 24 para un total de 100 y las distribuidoras crecieron a 58. Finalmente en noviembre de 2012 ENAGAS contabilizó un total de 388 plantas de regasificación repartidas en todo el territorio español¹⁸.

Figura 2. Plantas regasificadoras en España a noviembre de 2012



Fuente: De la Peña, 2014

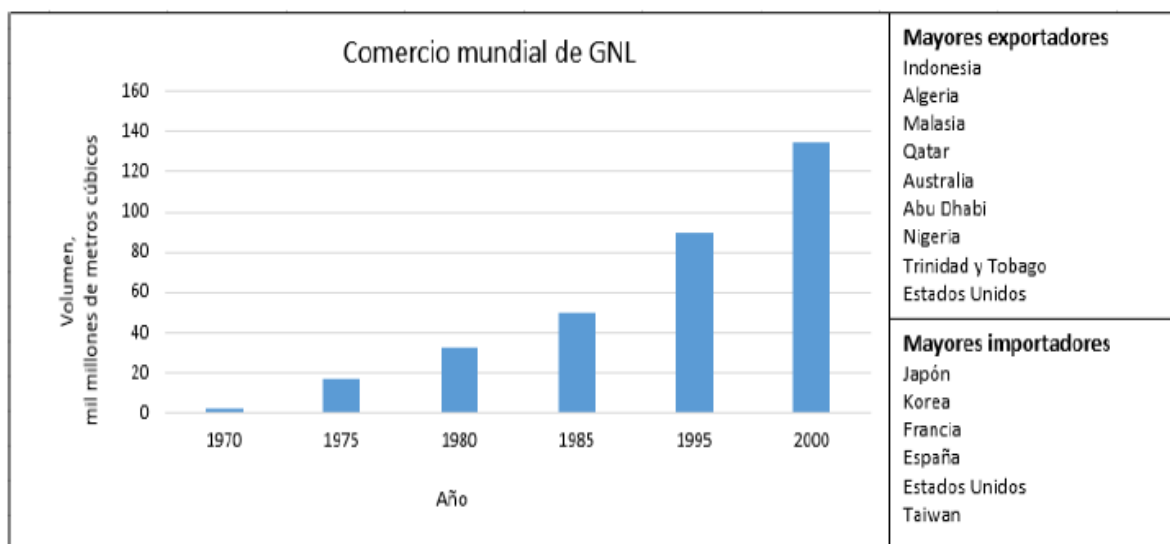
¹⁷ DE LA PEÑA, Op. Cit. p.6

¹⁸ Ibid., p.7

2.8 AVANCE DEL GNL A PARTIR DEL AÑO 2000

El uso de GNL (gas natural licuado) está aumentando alrededor del mundo. Esto es debido en parte al crecimiento de países exportadores (y capacidad de licuefacción), incrementando el comercio internacional de GNL, y expandiendo las aplicaciones de mercado. La Figura 3 muestra la tendencia del comercio internacional del GNL durante 1970 al 2000. Se espera que el comercio de GNL continúe esta tendencia hacia el alza en varios países que buscan capturar y exportar gas como líquido a un número de clientes siempre en crecimiento (por ejemplo Japón, Korea, Francia, España y los Estados Unidos).

Figura 3. Incremento mundial del comercio de GNL.



Fuente: GTI, 2003

Mientras que Estados Unidos no es ni el mayor importador y exportador de GNL, tiene la infraestructura de GNL más desarrollada dentro de su país, esto se refleja en el gran número de plantas de licuefacción de servicio de gas natural

peakshaving, plantas de regasificación de GNL y las principales terminales de importación de GNL.¹⁹

La industria del GNL en E.U está principalmente compuesta de un selecto número de aplicaciones a gran escala. Estas incluyen la importación de terminales para suministros de gasoductos, servicio de gas natural peakshaving, y en menor medida, bases de carga de gas natural para suministrar a comunidades remotas. Estas aplicaciones típicamente usan la “forma de valor” del GNL para almacenamiento estacionario y por último vaporizan el GNL a gas para alimentar en los gasoductos de gas natural.

Más a fondo la expansión de la infraestructura de importación de GNL en E.U y Norteamérica se espera como una fuente de recursos internacional capaz de satisfacer parte del crecimiento de gas natural en E.U. Este crecimiento de GNL es probable que incluya expansiones en el rendimiento de terminales actuales, cambios en las condiciones de operación de terminales *mothballed* y la instalación de nuevas terminales de servicio (ya sea en E.U, en ubicaciones cercanas como Baja California, o en instalaciones en el mar).

El crecimiento de la demanda doméstica de GNL se alzará así como un nuevo mercado de aplicaciones. Esto ayudará a encontrar los requerimientos de un gasoducto interestatal o, en algunos casos proyectos de soporte específico para la generación de energía a gran escala. Se espera el crecimiento del GNL dentro de los E.U en nuevas aplicaciones como vehículos impulsados por GNL como un combustible industrial para plantas entre otras.

El mercado de vehículos a gas natural (GNV) está creciendo en ciertas zonas como California y Texas, pero generalmente no están lo suficientemente desarrolladas en la mayoría de áreas del estado para soportar la inversión de planta de GNL a gran escala. El desarrollo del mercado de GNV, sin embargo,

¹⁹ GAS TECHNOLOGY INSTITUTE GTI, Development of small-scale natural gas liquefier, p.5

aporta una oportunidad para considerar el concepto de licuefacción a pequeña escala que tiene menores costos de instalación.

De acuerdo al DOE, los GNV en los E.U han experimentado un crecimiento estable en ambos casos: GNC (gas natural comprimido) y GNL. El uso de gas natural para vehículos en los E.U representa un desplazamiento anual de 120 a 130 millones de galones de gasolina y diesel. De eso, el GNL representa el 10% y creciendo. Hay acerca de 2100 vehículos GNL y 45 estaciones de combustible GNL en los E.U.

El mercado de vehículos GNL incluye también los de alto cilindraje como vehículos de manejo de residuos sólidos, buses de tránsito, buses de traslado o viaje, y tracto mulas. Estos vehículos normalmente son alimentados con diesel. Con una economía baja de combustible de aproximadamente 5 millas por galón, estos vehículos consumen grandes cantidades de combustible a diario. Para estos usuarios, el GNL representa una alternativa de combustible viable que puede satisfacer sus requerimientos de desplazamiento mejor que el gas comprimido.

El reciente crecimiento de programas de demostración de GNL y flotas de alimentadas únicamente alimentadas con GNL, han creado un mercado de demanda de un licuefactor con un rango de capacidad de 1.000 a 10.000 gpd (galones por día). El desarrollo de una tecnología de licuefacción de bajo costo es un tema de este reporte. El enfoque tomado por GTI para desarrollar un sistema de licuefacción de gas natural de bajo costo fue hecho posible por la identificación de la composición de la mezcla de un nuevo refrigerante que permite la configuración de sistemas simples usando compresores HVAC y otros componentes²⁰.

En el lado de los suministros, conceptos como convertir reservas de gas natural “varado” y capturar combustibles oportunidad como los de vertederos o digestores de gas y transformarlos en combustible líquido con valor agregado provee

²⁰ Ibid., p.6.

oportunidades económicamente viables para una licuefacción a pequeña escala. Acompañado con otras tecnologías gas-a-líquido, la licuefacción a pequeña escala puede jugar un rol en el desarrollo y transformación de estos recursos en una fuente viable de suministros de gas natural.

Los licuefactores criogénicos de gas natural están comercialmente disponibles para transporte oceánico y aplicaciones de gas natural en servicios *peakshaving*. Estas unidades son fabricadas por encargo, para plantas de gran capacidad con un costo capital sustancial.

En contraste, hay poca experiencia en el diseño y operación de pequeños licuefactores de gas natural (debajo de 20.000 gpd)²¹.

El reto con el escalamiento de tecnología de licuefacción hacia pequeña escala involucra costo capital específico y eficiencia. Pudiendo lograr razonablemente costos específicos bajos en tamaños menores, es posible para estos tipos de sistema alcanzar precios económicos mediante la minimización de los costos relacionados con el transporte de GNL.

Los retos, aunque, en alcanzar este tipo de rentabilidad a pequeña escala son reales. Los beneficios de costos específicos de plantas grandes – por ejemplo, diseño de planeación, ingeniería, y permitir costos sobre una gran inversión – a la par con el poder de compra de obtener gas natural como un cliente mayoritario – son tangibles. Para que las plantas de licuefacción a pequeña escala sean viables, los diseños necesitan ser:

Simple para permitir un costo inicial relativamente bajo, y equipo pre-ensamblado que minimice los costos de construcción en el sitio fiable para minimizar la necesidad de personal de operación y mantenimiento en sitio.

Los beneficios de una planta a pequeña escala incluyen la minimización o eliminación de la necesidad de transporte de GNL por medio de vehículos de alto

²¹ Ibid., p. 6.

cilindraje, competir con la demanda suministros de GNL, minimizar el capital de riesgo y proveyendo un servicio con valor agregado (e.j *peaksaving*) en una escala que normalmente no podría ser vista como rentable.

2.9 MERCADO Y ECONOMÍA DEL SISTEMA LICUEFACTOR

Hay varios mercados que se beneficiarían de un incremento en la disponibilidad de suministros de GNL que podrían ser proveídas por unidades de licuado a pequeña escala estratégicamente ubicadas. Entre estos mercados, está el mercado de transportes, incluyendo buses de tránsito, manipuladoras de desperdicio y transporte a corta distancia de productos. Otro potencial de los mercados de transporte incluye el traslado interestatal y a distancias grandes de productos, trenes, y también aplica al transporte marítimo como los son transbordadores, remolcadoras y navíos de servicio. Mercados no relacionados con el transporte que también se beneficiarían de licuefactores a pequeña escala incluyen los suministros (explotación de fuentes de gas), licuefacción, y fuentes de gas en vertederos.

Las compañías locales de distribución de gas también podrían hacer uso de sistemas capaces de dar suministros a la demanda actual, así como proveer gas a comunidades aisladas donde un gasoducto no es práctico ni rentable.

Los inversores considerando un licuefactor a pequeña escala pueden tener restricciones y criterios de inversión muy diferentes. Algunos tal vez evalúen los proyectos de capital usando la tasa interna de retorno o la medición del valor presente neto (VPN). Otros usar la tasa de retorno de cuentas, el retorno de inversión, o el impacto en ganancias y contribuciones²².

²² Ibid., p.10

3 MERCADO GLOBAL DEL GAS NATURAL Y DEL GNL

Estados Unidos ha implementado nuevos métodos para la extracción de gas natural no convencional, incrementando así su producción drásticamente, cambiando el mercado mundial de este combustible, y haciéndolo una fuente energética atractiva para futuras proyecciones. El gas natural a comparación del petróleo y las fuentes nucleares, es adaptable a condiciones de almacenamiento y transporte que lo vuelven interesante para la sustitución de otros hidrocarburos, además sus emisiones al ambiente considerablemente bajas, lo convierten en el mejor suplente energético.

El avance en las técnicas para extracción de gas y crudo en Norteamérica, ha permitido un incremento en las reservas de estos combustibles, de tal manera que han impactado en los precios del gas natural en esta zona. Concediendo un descenso en el periodo de 2010 a 2015 próximo al 45%, apuntando a los montos más bajos del escenario mundial, presentándose una clara tendencia en el aumento de la adquisición de gas natural para gasto como combustible o uso como componente para procesos de transformación²³.

3.1 PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL

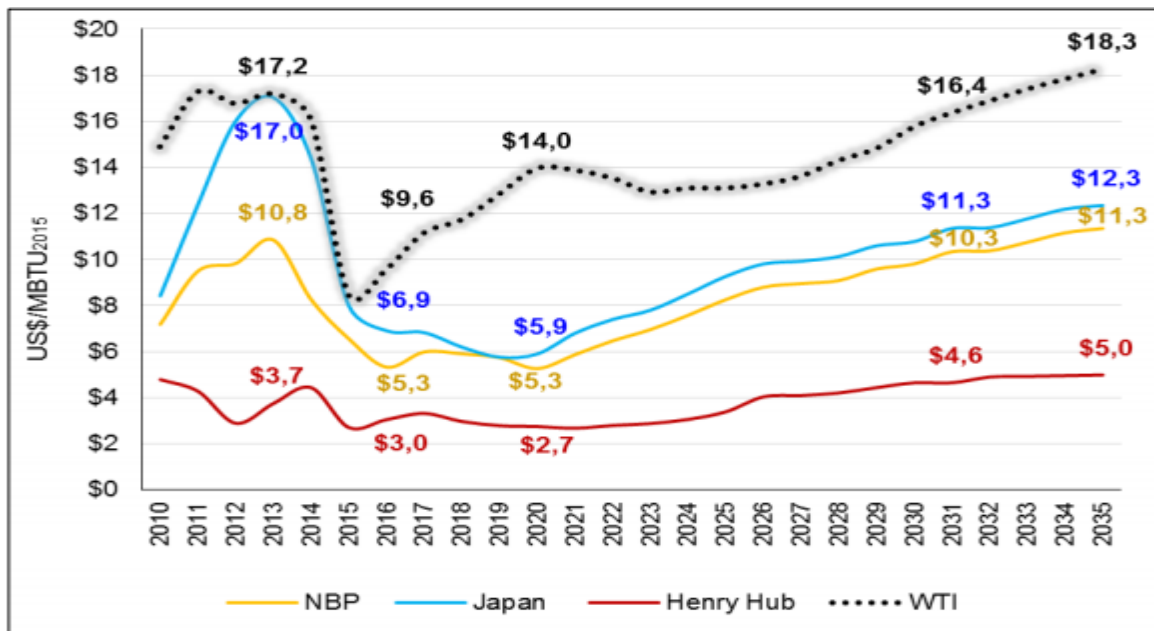
El gas natural, está ramificado internacionalmente en tres regiones de predominante comercio: Estados Unidos, Europa y Asia. En E.U los precios se derivan de la relación de oferta y demanda de la misma nación, en cambio los otros dos mercados dependen del intercambio internacional y el importe del petróleo.

²³ UPME, Unidad de Planeación Minero Energética, Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2016 – Diciembre 2035. 2016 p.22

La Figura 4, enseña una relación entre el precio de crudo WTI con el de gas en Japón debido a como se ha mencionado antes la relación directa de los precios de estos energéticos con el crudo, pero no es apreciable una correspondencia WTI y el Henry Hub, indicadores para norte américa, a partir del emprendimiento en extracción de shale gas en Estados Unidos, presentando en 2012 a un residuo cerca de cinco órdenes²⁴.

Incluso, la Figura 4 indica que a corto plazo se empieza a presentar una diferencia entre los precios del crudo y del gas natural que se incrementa de manera considerable con el tiempo, alcanzando en 2016 una diferencia de tres veces entre ambos energéticos, hasta de siete veces en el 2020. En esta perspectiva del 2020 correlación del WTI y el precio spot del gas en Japón desaparece, lo cual puede ser debido al cambio del esquema de mercado²⁵.

Figura 4. Variación de precios del gas natural.



Fuente: Henry Hub y WTI, 2015.

²⁴ Ibid., p.22

²⁵ Ibid., p.23

En el 2015, el indicador Henry Hub presentó oscilaciones con tendencia al alza, el precio se orienta a una media para diciembre de 2015 de US\$ 1,9/MBTU, aparentemente ignorando la cercanía a US\$ 4,4/MBTU en 2014. A pesar de ello, para el Departamento de Energía de los Estados Unidos los precios continuarán estables, prolongándose en 2020 a US\$ 2,7/MBTU. Debe tenerse en cuenta que el Henry Hub es el índice de gas más económico de los presentados en la Figura 4, toda vez que este precio hace referencia a precio en boca de pozo y no incluye los precios de licuefacción, transporte marítimo y regasificación.

Igualmente, la Figura 4 además de presentar el Henry Hub en los Estados Unidos, confronta los demás indicadores internacionales, como lo son el NBP (National Balancing Point) en Reino Unido y del JKM (Japan Korea Marker) en Japón. El JKM se comporta casi de manera cíclica llegando a un tope de US\$ 6,9/MBTU en 2016 y US\$ 5,9/MBTU para 2020, apreciándose una caída desde los US\$ 17/MBTU 2013. Observándose el mayor descenso de 52% de \$US 12,14/MBTU de 2014 a US\$ 5,79/MBTU de 2016²⁶.

Para el índice NBP es clara una inclinación semejante al JKM de Japón con valores de US\$ 5,3/MBTU en 2016 y US\$ 5,3/MBTU para 2020. Como sucedió con el JKM, el NBP pasó de US\$6,68/MBTU en 2014 a US\$ 4,61/MBTU en 2016 registrando una caída de 31% que principalmente se debe a una sobreoferta de gas en el mercado y en la zona del océano Atlántico, incluida el reciente aporte del shale gas de Estados Unidos²⁷.

Con la baja de los costos propuestos de exportación, las naciones brasileña, chilena y Argentina compran GNL a bajos importes mediante las instalaciones de plantas de regasificación este valor llegó a los US\$ 4,40/MBTU²⁸.

El comportamiento NBP y JKM en los últimos años, da a entender la posibilidad de una concurrencia, lo cual no es sinónimo de una igualación de precios,

²⁶ Ibid., p.23

²⁷ Ibid., p.23

²⁸ Tomado del documento "Se desploman los precios del Gas Natural" de Álvaro Ríos-Bolivia.

transformando la conducta del comercio del gas natural, en otras palabras, que la segmentación que hoy tienen los mercados de gas se mermará gradualmente debido a dos sucesos: el primero relacionado con el aumento de la producción de shale gas principalmente en Estados Unidos, generando mayores exportaciones y, por otro lado, la expansión del GNL que gracias a su portabilidad como mecanismo de exportación ha venido reduciendo poco a poco la dependencia que tiene el mercado mundial de los sistemas de gasoductos para transporte. En la Figura 5, se presentan a nivel internacional los precios actuales de GNL para los diferentes mercados en el primer trimestre del año 2016²⁹.

3.2 PROSPECTIVA DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL

Gracias a los cambios y variaciones de las actuaciones de oferta y demanda de gas natural en Canadá y Estados Unidos, y el constante comercio por la costa del Golfo se puede inferir que gracias al reemplazo de distintos energéticos por gas natural y el incremento de políticas ambientales, este combustible va a incrementar su demanda.

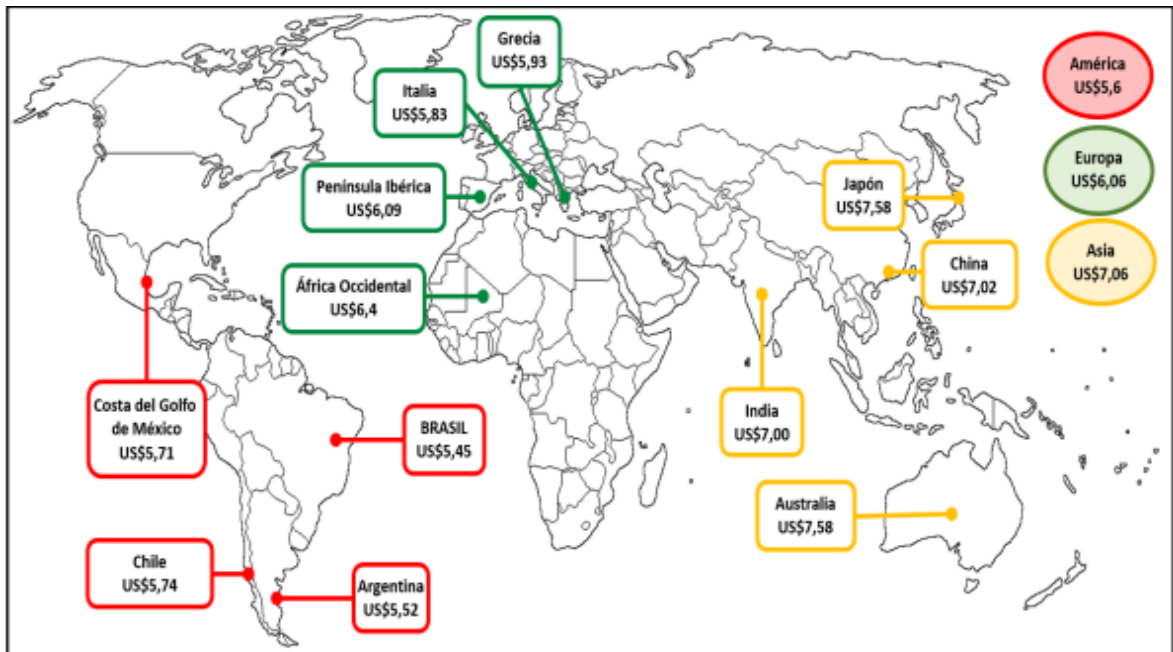
El Departamento de Energía de los Estados Unidos estima una creciente producción de gas natural suficiente para suplir su demanda, en dicho tiempo con el fuerte establecimiento del transporte marítimo, Estados Unidos dentro de poco estará inmerso en la exportación de GNL.

Wood Mackenzie considera un decrecimiento del precio de gas en América que pasará de US\$ 3,7/MBTU a los US\$ 3,0/MBTU en 2016 reduciéndose a un mínimo de US\$2,7/MBTU en 2020 y luego ascenderá de manera gradual hasta cerca de US\$ 5,0/MBTU después de 2030, desde luego en términos reales de 2015. En el

²⁹ UPME, Op. Cit., p.24

período 2022 – 2030 pronostican que el incremento de los precios se debe a la necesidad de llegar al nivel requerido para el desarrollo de nuevos proyectos que permitan el suministro³⁰.

Figura 5. Precios internacionales del GNL Fuente.



Fuente: Argus, UPME, 2016

Una variación predecible es el de la unificación en la forma de comercializar el GNL, en ambos continentes Asia y Europa, con base a la actual negociación en Asia cargamentos a precios de Henry Hub más unas primas; sin embargo la tendencia es la de unificación gradual del mercado de gas hacia un mercado global y desde luego primero será la aproximación con el mercado de Europa. Por otro lado, el canal de Panamá está terminando obras de ampliación, lo que aumentara las expectativas en este mercado por parte de ofertas provenientes de África e inclusive Asia³¹.

³⁰ Ibid., p.25

³¹ Ibid., p.26

Además, Wood Mackenzie predice que el precio de gas en Asia caerá de manera lineal a los US\$6,9/MBTU en el 2016 llegando a un valor por lo menos de US\$ 5,9/MBTU en 2020 para una ascenso gradual más adelante alcanzando el borde de US\$ 12,3/MBTU más allá del 2030, significando un alza del 7,23% por año a largo plazo³².

De otro lado, el valor del gas natural para Europa es ligado de alguna manera con el comportamiento monetario del crudo y desde el año 2009 los importadores están cambiando y tienen baja disposición a pagar precios altos. Se han desarrollado distintos Hubs con mercados líquidos donde se forman los precios como NBP y TTF y Zeebrugge, pero adicionalmente se está desarrollando infraestructura de regasificación en países como Noruega para permitir mayores flujos de comercio en el continente Europeo.

Como la producción de gas del viejo continente viene declinando, se estima que Rusia puede ser un gran proveedor del energético, sin embargo, los países europeos han tomado acciones para diversificar el suministro y obtener unos precios más favorables. Por otra parte, la débil demanda de gas por cuestiones económicas, se ve reflejada en precios a la baja de manera marginal.

3.3 PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL LICUADO

En el caso de Colombia, la UPME ha considerado la necesidad de proveer mecanismos que garanticen la satisfacción de la demanda de gas natural en el país en tiempo de mediano y largo plazo mientras se logran encontrar nuevas fuentes de extracción de este combustible.

Para ello, el Plan Nacional de Desarrollo (2010 – 2014) y el Decreto 2100 de 2011, señalan la utilidad de la importación de gas natural y la exploración de nuevas

³² Ibid., p.26

técnicas para la extracción de este energético, algunos ejemplos serían el desarrollo del shale gas, tight gas o CBM (gas asociado al carbón)³³. Pero en Colombia todavía se carece de información que permita conocer los comportamientos económicos y de producción de estos métodos de extracción no convencionales, además de ignorar los impactos ambientales reales de estas prácticas.

Entonces, para lograr un correcto proceder que garantice el abastecimiento de gas natural en el futuro, la CREG optó por establecer la Resolución 054 de 2012, mediante ella se establecieron proyectos de confiabilidad donde se determinaron los siguientes citados en el artículo 3 de la misma:

“...1. Planta de regasificación y almacenamiento en tierra con una capacidad de vaporización de 400 MPCD con un tanque de almacenamiento de 160,000 m³. Punto de inyección (Cartagena, Bolívar), 2. Terminal tipo FSRU (Floating Storage Regasification Unit) en la costa Pacífica con capacidad de almacenamiento de 160.000 m³ y capacidad de vaporización de 262 MPCD y 3. Gasoducto conectado al STN en Yumbo (Valle) (125 km y 24 pulgadas)...”

Donde la alternativa más rentable es la construcción de la planta de regasificación en Cartagena. La Resolución CREG 152 de 2013, reglamenta el uso de esta planta de regasificación y su respectiva importación de gas natural con base a lo solicitado por el Centro Nacional de Despacho -CND. Por la Resolución CREG 022 de 2014 se aumenta la capacidad de 171.000 metros cúbicos de GNL³⁴.

³³ Ibid., p.27

³⁴ Ibid p. 28

3.4 OFERTA MUNDIAL DE GAS NATURAL LICUADO

El comercio de GNL se hace generalmente por acuerdos Take or Pay, donde se llega a un convenio a largo plazo de compra mínima de gas natural licuado, donde se llega a pagar una sanción en caso de requerir menos de los pactado. Aunque, solo el 76% de la producción global de GNL está siendo negociado por países importadores, lo que deja una ventana relativamente amplia para la llegada de nuevos países a la compra de este GNL, las plantas licuefactoras en el mundo, actuales y potenciales, se pueden apreciar en la Figura 6.

La International Energy Agency -IEA- indica una lista de plantas productoras de GNL actuales que se listan en la Tabla 2. Hoy en día, solo 18 países producen y exportan GNL³⁵, abarcando una producción anual de 715,17 MMm³ de GNL y 109 trenes de licuefacción localizados en América, Europa, Asia Pacifico, Medio Oriente, África y Oceanía. El 40% de las exportaciones se dirigen a Oriente Medio.

En el caso de América, Trinidad y Tobago, Perú y Estados Unidos con los que tienen estas plantas de licuefacción, donde la planta de Sabine Pass, ubicada en Norteamérica es el mayor influyente en el mercado, ya que tiene la mayor capacidad de producción: 64 MMm³ al año GNL, con una certeza de total puesta en marcha culminando 2016. Asimismo, el año 2015 presencié el inicio de la construcción de las industria de Cameron, Freeport Trains 1-3 y Corpus Christi 1&2, para que en Estados Unidos se llegue a saldar la ascendiente oferta que ocurre³⁶.

Noruega es el único exportador de GNL en Europa y por la baja producción de gas natural se han varado proyectos de nuevos trenes de licuefacción. En la región de Asia Pacífico, Malasia, Brunei, Indonesia y Rusia son los exportadores de GNL, donde Rusia resalta por sus particular comercio con mediante una red de gas

³⁵ International Energy Agency. IEA Statistics. Natural Gas Information, 2015.

³⁶ Ibid., p.28

natural. En Medio Oriente, Qatar, Yemen, Omán y Emiratos Árabes Unidos producen entre ellos abarcan el 40% de la transformación mundial de GNL.³⁷.

Figura 6. Plantas de licuefacción, actuales y potenciales.



Fuente: Wood Mackenzie, 2016

En África los productores de GNL son Egipto, Argelia, Nigeria, Libia y Guinea Ecuatorial. En Australia recientemente se culminaron proyectos, como Gorgon, Wheatstone y Prelude FLNG³⁸.

³⁷ Ibid., p.28

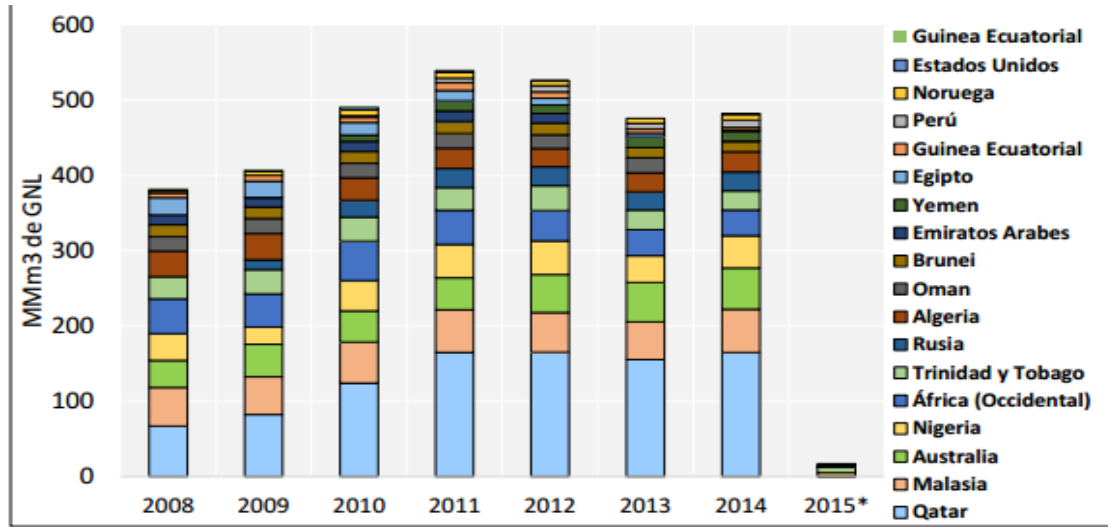
³⁸ Ibid., p.29

Tabla 2. Infraestructura mundial de licuefacción.

ORIGEN	PAISES	Planta de Licuefacción	LICUEFACCIÓN			EXPORTACIÓN	
			Capacidad Nominal (MMm³ GNL/año)	Número de Trenes	Capacidad Total (MMm³ GNL/año)	Cantidad Exportada (MMm³ GNL/año)	Cantidad Disponible (MMm³ GNL/año)
América del Norte	USA - Alaska	Kenai	0,9	1	0,90	0,74	0,16
	USA	Sabine Pass	11	6	67	48,77	17,90
América del Sur	Trinidad y Tobago	Point Fortin - Atlantic LNG 1	7,3	1	34,30	23,55	10,75
		Point Fortin - Atlantic LNG 2, 3	15,5	2			
		Point Fortin - Atlantic LNG 4	11,5	1			
	Perú	Peru LNG	9,8	1	9,80	10,00	0
África (Norte)	Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua)	17,5	6	53,40	27,00	26,40
		Arzew GL 2Z	18,4	6			
		Arzew GL 3Z	10,4	1			
		Skikda - GL1K	7,1	3			
	Libia	Marsa-el-brega	7,1	4	7,10	No exporta actualmente.	
Egipto	Damietta	11,1	1	27,00	1,34	25,66	
	Idku	15,9	2				
África (Occidental)	Guinea Ecuatorial	Bioko Island	8,2	1	8,20	3,55	4,65
	Nigeria	Bonny Island	48,2	6	48,20	42,63	5,57
Europa	Noruega	Hammerfest	9,5	1	9,50	7,39	2,11
Asia Occidental	Qatar	Ras Laffan 1	21	3	170,30	164,90	5,40
		Ras Laffan 2	69	4			
		Ras Laffan 3	80,3	7			
	Yemen	Balhaf	14,8	2	14,80	13,26	1,54
	EAU (Abu Dhabi)	Das Island	12,8	3	12,80	0,17	12,63
Oman	Qalhat	23,7	3	23,70	16,59	7,11	
Sureste Asiático	Brunei	Lumut	15,7	5	15,70	13,78	1,92
	Indonesia	Blang Lincang Arun	9,3	2	75,40	34,22	41,18
		Bontang Badak	49,3	16			
		Tanggul	16,8	2			
	Malasia	Bintulu MLNG 1	17,9	3	53,50	57,45	0
Bintulu MLNG 2		20,6	4				
Bintulu MLNG 3	15	2					
Norte de Asia y Europa Oriental	Rusia	Sakhalin II	21,1	2	21,10	21,10	0,00
Oceania	Australia	Curtis Island	9,5	1	62,80	55,05	7,75
		Darwin	7,5	1			
		Pluto	9,5	1			
		Withnell Bay Trains 1-4	26,8	4			
		Withnell Bay Train 5	9,5	1			

Fuente: IEA 2015 y Cheniere Energy S.A

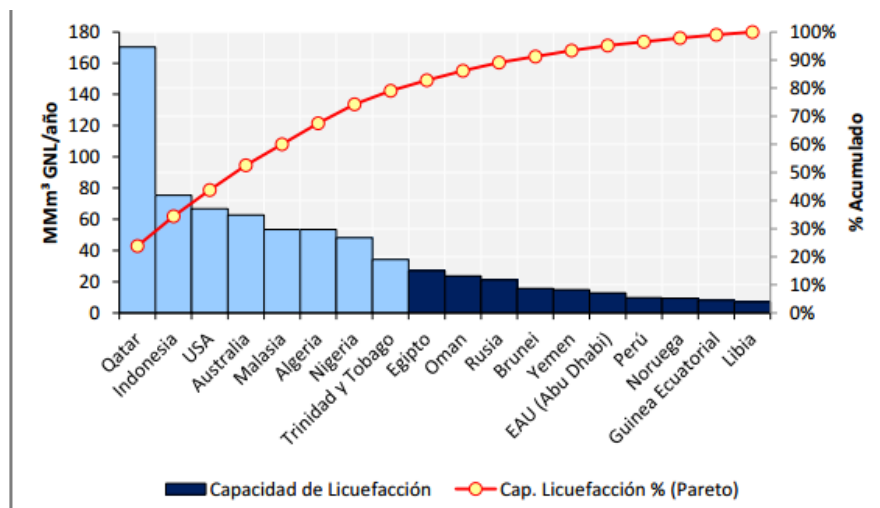
Figura 7. Histórico de exportaciones de GNL a nivel mundial.



Fuente: IEA, 2015

La Figura 8 especifica y estructura la producción anual de GNL en el globo durante, mostrando cuales países componen el 80% revelando las mejores opciones de importación para el caso de Colombia³⁹.

Figura 8. Producción de GNL a nivel mundial (Pareto).



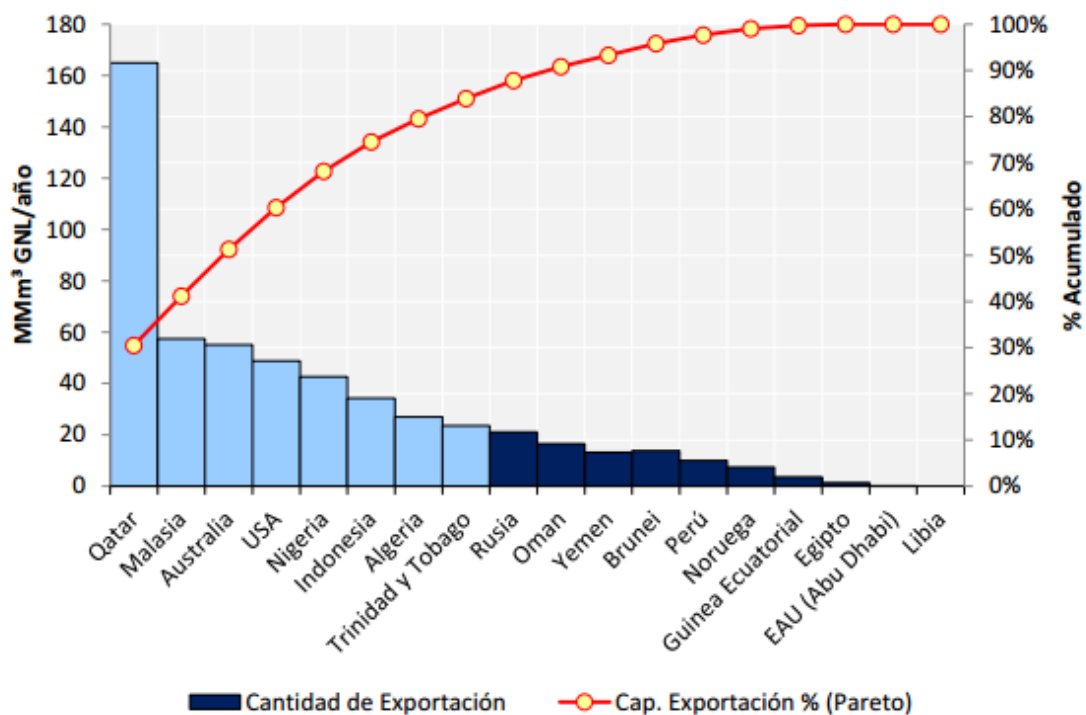
Fuente: IEA, 2015

³⁹ Ibid., p.31

Entonces, de la Figura 8, es apreciable que este 80% lo componen: Medio Oriente (Qatar) con una capacidad de 170 Mm³ de GNL al año, Asia (Indonesia y Malasia) con 128 Mm³ de GNL al año, América (Estados Unidos y Trinidad y Tobago) con 101 Mm³ de GNL al año, África (Argelia, Nigeria) con 91 Mm³ de GNL al año y Oceanía (Australia) con 53 Mm³. De esta manera, se puede deducir que la poca participación del actual de América, le da pocas opciones a Colombia de obtener el GNL a precios baratos⁴⁰.

Por otra parte, la Figura 9 presenta las exportaciones de GNL en lo recorrido del 2014 y dispone la información para que se distinga el 80% del total.

Figura 9. Exportación de GNL a nivel mundial (Pareto)



Fuente: UPME, 2016

Medio Oriente (Qatar), entonces, exporta 165 Mm³ de GNL anualmente, perteneciente al 30% del total. A continuación están Asia (Indonesia y Malasia)

⁴⁰ Ibid., p.31

con 83 Mm³ de GNL al año, América (Estados Unidos y Trinidad y Tobago) con 73 Mm³ de GNL al año, África (Argelia, Nigeria) con 70 Mm³ de GNL al año y Oceanía (Australia) con 55 Mm³ de GNL anuales⁴¹.

3.5 DEMANDA MUNDIAL DEL GAS NATURAL LICUADO

Actualmente hay 26 países que para suplir su demanda importan GNL⁴², ubicándose generalmente en Europa, Asia y América. En América, los países importadores de GNL son Argentina, Brasil, Canadá, Chile, Estados Unidos, México, Puerto Rico y República Dominicana.

La Figura 9 reporta el total importado de América por cada continente. La Figura aclara que esta misma zona se ha suplido de 160,68 MMm³ de GNL entre los años 2008 y 2015 por los mismos países americanos, Asia y África son responsables por un abastecimiento de 117,72 MMm³ de GNL en el periodo 2008 y 2015, Europa, en cambio solo aportó 12,38 MMm³ de GNL, en esta época. Trinidad y Tobago, tiene una influencia de 46,08% sobre las importaciones⁴³.

Europa se destaca principalmente por la regasificación, donde tienen plantas satélites en España, Francia, Grecia, Italia, Países Bajos, Portugal, Reino Unido y Turquía. Para Alemania la importación ocurre mediante gasoductos desde Rusia, Noruega y Países Bajos. La Figura 10, evidencia un importe primordialmente africano, en total entre 2008 y 2015 se comerciaron 366,89 MMm³ de GNL, y asiático, un acumulado entre 2008 y 2015 de 292,72 MMm³ de GNL⁴⁴.

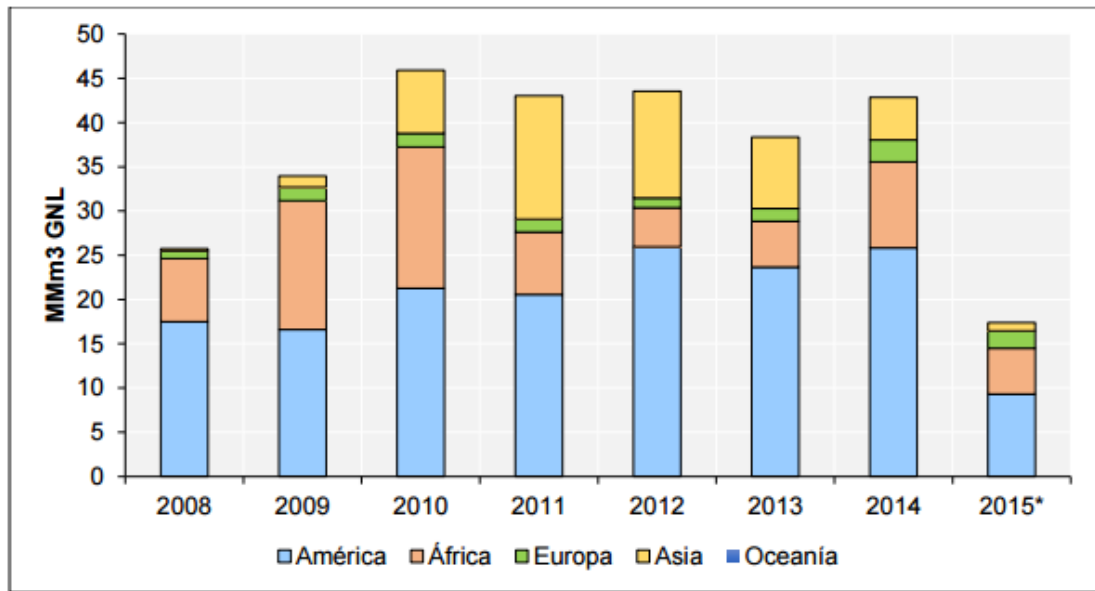
⁴¹ Ibid., p. 32

⁴² International Energy Agency. IEA Statistics. Natural Gas Information, 2015

⁴³ UPME, Op. Cit., p.33

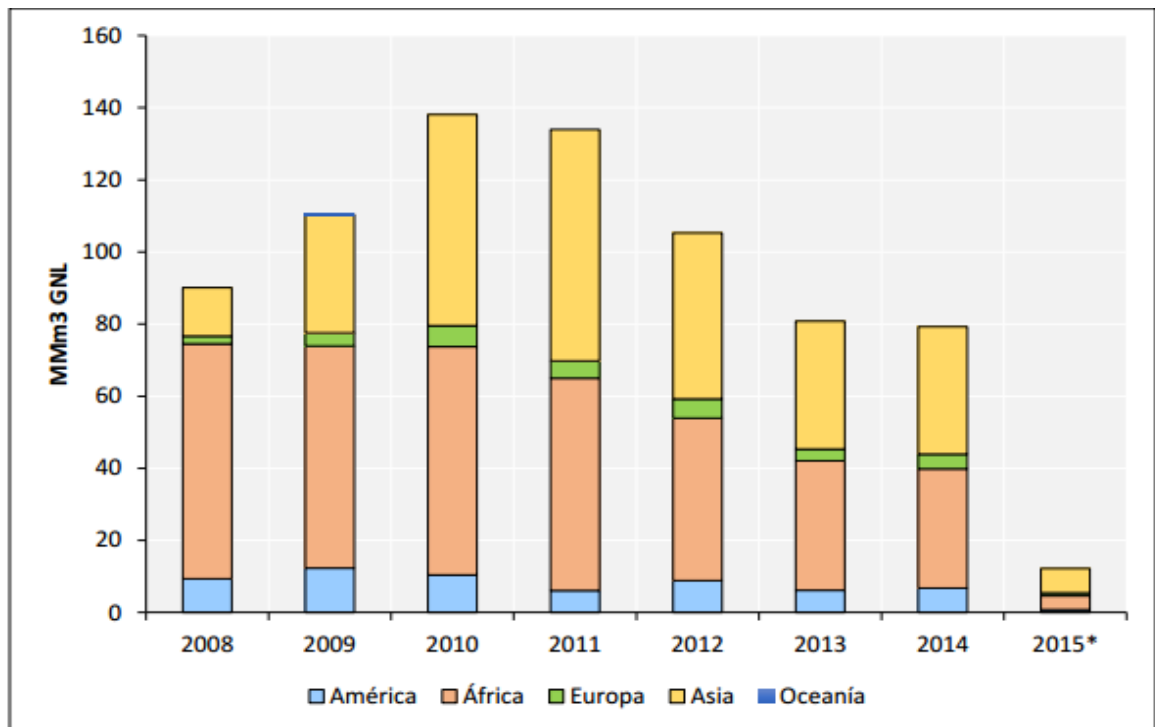
⁴⁴ Ibid., p.35

Figura 10. Demanda de GNL en América



Fuente: Mercado SPOT, 2015

Figura 11. Demanda de GNL en Europa.

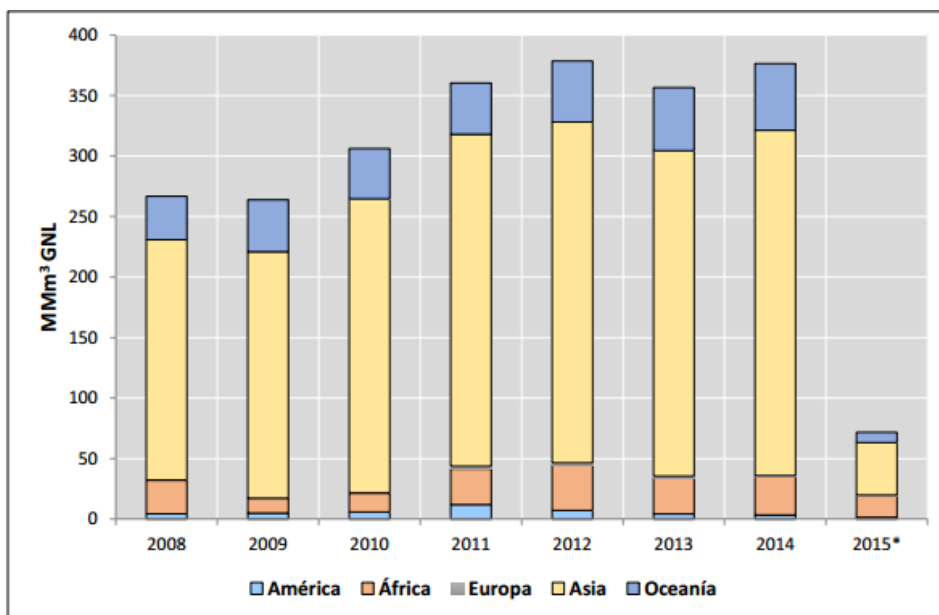


Fuente: Mercado SPOT, 2015

Estos dos continentes (Asia y África) contribuyeron en un 83,99% entre 2008 y 2015, en la cobertura de la demanda de este continente, donde se destaca Qatar con una participación 41,87% en la exportación hacia Europa⁴⁵.

En la zona de Asia del Pacífico, donde hubo una demanda entre 2008 y 2015 de GNL cercana al 71% del consumo del planeta, las plantas de regasificación se ubican en Japón, China, Corea del Sur, India, Indonesia, Japón, Kuwait, Tailandia y Taiwán. La Figura 11 presenta la evolución de fuentes de suministro de GNL al continente asiático. Japón es el mayor importador de GNL del mundo y depende de este energético para satisfacer su creciente demanda, de la cual más o menos el 66% se dirige al sector eléctrico. China, es el tercer consumidor a nivel mundial y cerca de la mitad del gas natural que importa este país es GNL. El principal exportador en este período para Asia fue Qatar, con una participación del 29,36% sobre el total demandado⁴⁶.

Figura 12. Demanda de GNL en Asia.



Fuente: IEA, 2015

⁴⁵ Ibid., p.35

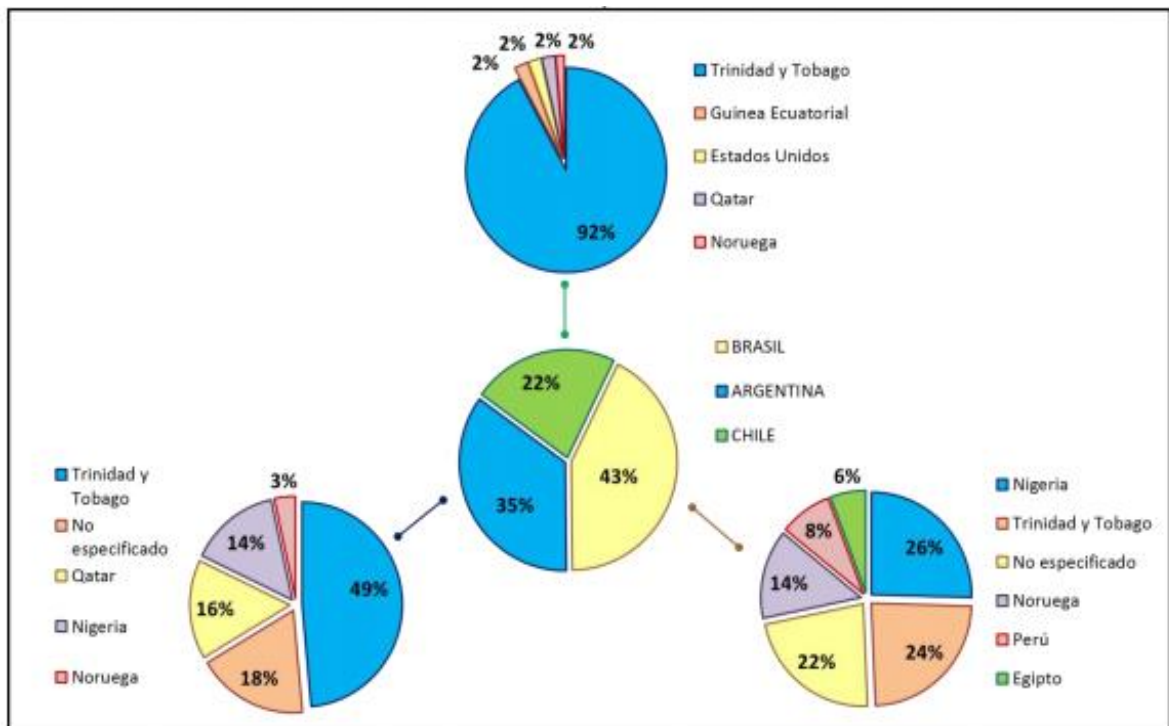
⁴⁶ Ibid., p.36

Entonces, se puede concluir que América se puede abastecer de GNL gracias a ella misma y la importación Africana, Europa logra cubrir su demanda mediante África y Asia, y la región asiática es la única que prácticamente no necesita de ningún tipo de exportador de GNL.

4 COMPARATIVO ECONÓMICO DEL GNL, GAS NATURAL Y GLP EN COLOMBIA

En Colombia se considera mediante la Resolución CREG 022 de 2014, un planta de regasificación con capacidad total 171.000 m³ de GNL y de 400 MPCD. La UPME presenta un informe donde comienza un desabastecimiento desde mediados de 2018, para lo cual ha de importarse gas natural. Los países potenciales proveedores de GNL a Colombia son los ubicados en la cuenca del Atlántico particularmente en América y África. Esto se puede observar en la Figura 13, donde Trinidad y Tobago es el exportador más prominente para América del Sur⁴⁷.

Figura 13. Distribución de importaciones en Latinoamérica.

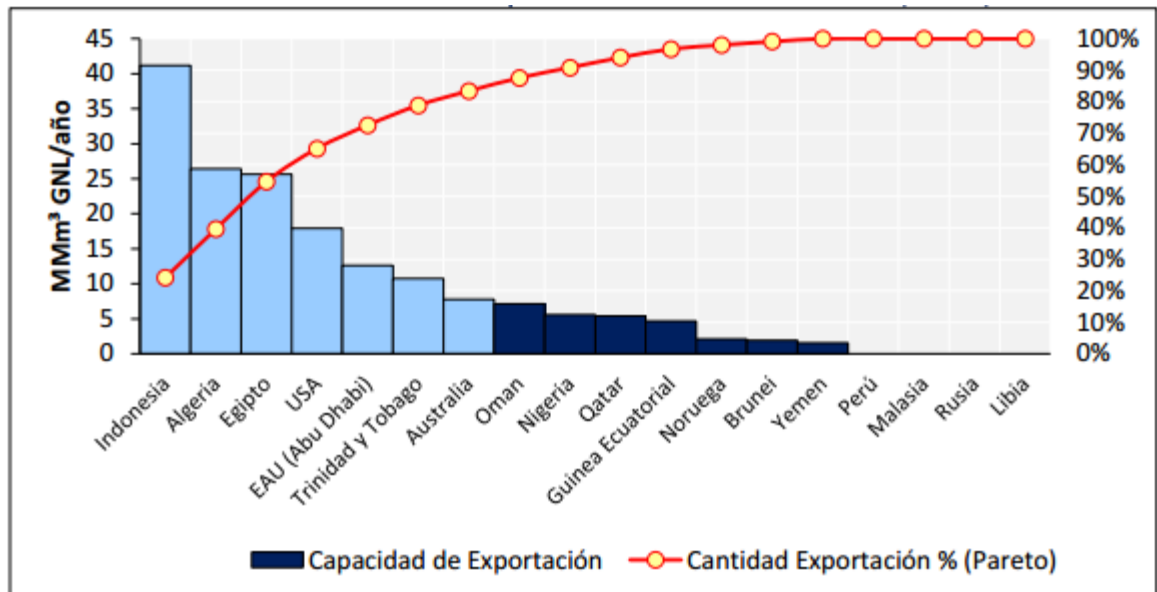


Fuente: UPME, 2016

⁴⁷ Ibid., p.36

Para evaluar la capacidad de exportación se calcula la diferencia entre los niveles de producción y exportación actuales. En la Figura 14 se observa mediante una organización Pareto, la capacidad de exportación entre los países que representan el 80% del potencial actual, entre los cuales se encuentran Trinidad y Tobago y Estados Unidos dentro de las primeras opciones para Colombia en importación.

Figura 14. Potencial de exportación de GNL a nivel mundial (Pareto).



Fuente: UPME, 2016

4.1 CADENA Y COSTOS DEL GAS NATURAL LICUADO

El Gas Natural Licuado tiene una estructura de costos que inicia con las actividades de exploración y explotación cuya participación en el total puede representar entre un 25% a un 40% sobre el total del costo de la cadena, dependiendo del tipo de yacimiento del cual provenga el gas fuente. Posteriormente, continúa la etapa de licuefacción, la cual puede llegar a representar una tercera parte de costo total y que a futuro puede tener incidencias

negativas por el constante aumento en la construcción de estas plantas, debido estimaciones de a los altos precios del acero⁴⁸.

El transporte marítimo puede llegar a constituir uno de los ítems de mayor valor dependiendo de la ubicación de la fuente de producción y el destino del producto. Vale anotar que en los últimos años la cantidad de tanqueros que movilizan el gas en grandes cantidades y mercados lejanos ha venido creciendo de manera importante, con lo cual los costos unitarios de esta actividad por MBTU se han disminuido de manera importante.

Finalmente, la etapa de regasificación y almacenamiento depende de las necesidades de cada mercado, de su capacidad y de los costos de construcción. El costo de esta actividad puede representar el factor de menor peso en la estructura de costos de GNL y su participación relativa eventualmente puede significar entre un 10% y un 15% y básicamente consiste en retornar el gas natural al estado gaseoso original⁴⁹.

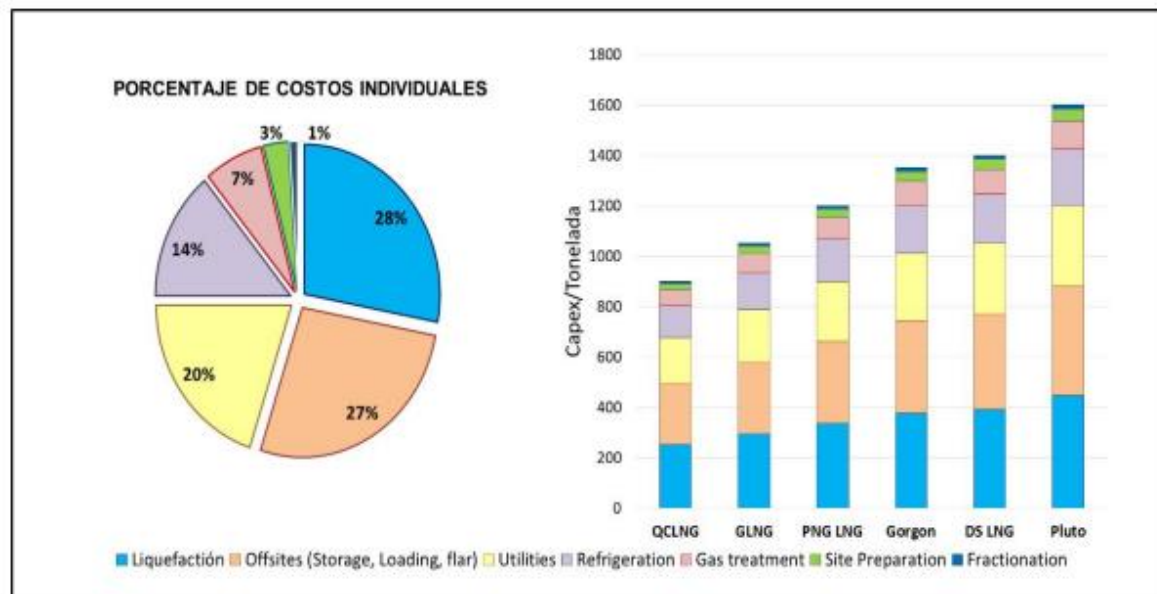
A continuación, se hace una breve descripción de cada uno de los costos unitarios y su valor para el caso de Colombia.

⁴⁸ Ibid., p.37

⁴⁹ Ibid., p.37

4.1.1 Licuefacción. Este costo dentro de la cadena del GNL, depende directamente del costo de capital de la planta de licuefacción y de las condiciones del proyecto. En principio, en una planta de licuefacción se desarrollan actividades como: tratamiento, fraccionamiento, almacenamiento, descarga, refrigeración y licuefacción. Así entonces, se puede concluir que uno de los factores que más influye en el costo de la licuefacción es la pureza del gas, teniendo menos costo de capital en la medida que el gas tenga más porcentaje de metano. Por otra parte, la utilización de la planta y la mitigación de efectos ambientales pueden hacer variar los costos de licuefacción de manera importante, haciendo que el costo de la cadena de suministro de GNL cambie dependiendo de la fuente de importación.

Figura 15. Costo de capital para diferentes plantas de Licuefacción.



Fuente: Wood Mackenzie, 2015.

Como se muestra en la Figura 15, la variación del costo de capital (capex) por tonelada, para diferentes plantas de licuefacción a nivel mundial, se explica por el 55% de los costos individuales representados en los costos de licuefacción (28%) y las facilidades de almacenamiento (27%). Por lo anterior, y para los fines del presente estudio, se realizó un análisis netback a partir de Trinidad y Tobago,

siendo esta la principal fuente actual de exportación para Colombia, con la finalidad de obtener los precios FOB, es decir, el precio del gas más sus costos de licuefacción.⁵⁰

La intención de lo anterior, es trabajar con información real y actualizada, pero no quiere decir que no se tenga en cuenta a Estados Unidos como futuro importador tal y como menciona el CEO de la planta de regasificación de Cartagena (SPEC LNG) Jose-Luis Monwtes, quien confirma la viabilidad de estas dos fuentes⁵¹.

Así entonces, a partir de la fuente de exportación de Trinidad y Tobago, se recogieron dos datos diarios de los últimos seis meses de la fuente Argus LNG data: 1. Precios de entrega (CIF) a cada una de las fuentes de importación y 2. Costos del flete marítimo desde Trinidad y Tobago a cada una de las fuentes de importación. Ahora bien, restándole al precio CIF los costos de transporte marítimo a cada fuente, se obtiene el precio FOB de Trinidad y Tobago para cada uno de los importadores, como se ve en la Figura 16⁵².

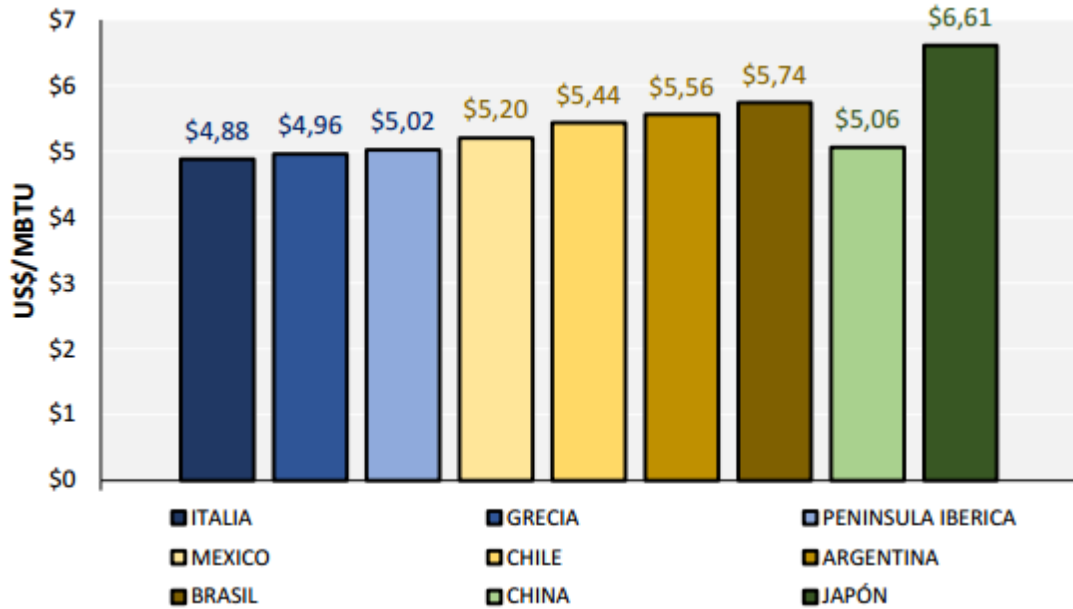
A continuación, en la Figura 17 se promedian los resultados obtenidos en la gráfica anterior, agrupando los importadores por mercado (Asia, América y Europa) para obtener un precio FOB desde Trinidad y Tobago.

⁵⁰ Ibid., p.38

⁵¹ Who's who of the global energy industry. The Oil and Gas year TO&GY, Colombia 2016

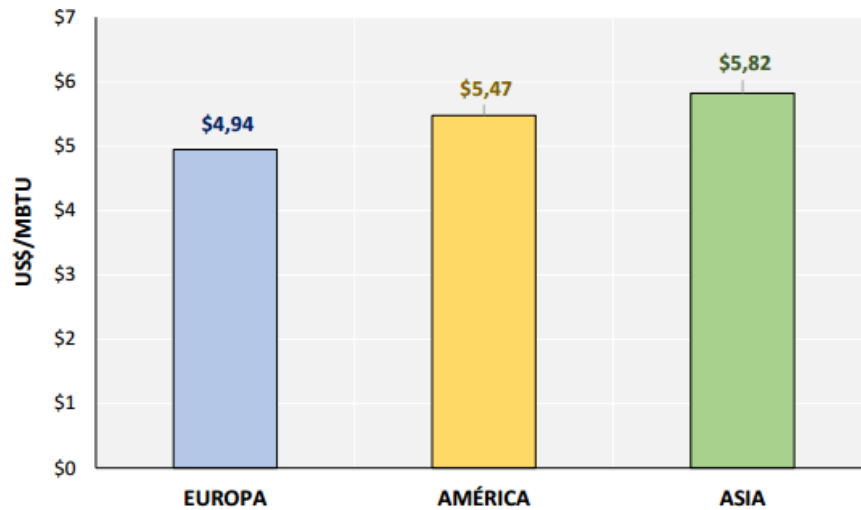
⁵² UPME, Op. Cit., p.39

Figura 16. Precio FOB en trinidad y Tobago por importador (promedio último semestre)



Fuente: Argus LNG Daily, 2015.

Figura 17. Precio FOB en Trinidad y Tobago por mercado (promedio último semestre)



Fuente: Argus LNG Daily

4.1.2 Transporte. La UPME resalta que en el 2017, la exportación de Trinidad y Tobago tendrá un costo aproximado de US\$ 0,18/MBTU, teniendo en cuenta un tiempo de transporte de 5 días y un flete de US\$ 66.230/día. En los periodos consecutivos 2018 a 2022 involucrando a Estados Unidos, ya conociendo que la planta de licuefacción de Sabine Pass (Costa del Golfo de México) inició operaciones a partir de Febrero de 2016, caso en el cual los costos de transporte podrían establecerse en US\$0,17/MBTU⁵³.

4.1.3 Regasificación. La CREG valora en MUS\$815 la planta regasificadora, con una remuneración hasta del 50% del costo en 10 años⁵⁴. De acuerdo con las necesidades de importación determinadas vía balance, se calculó el valor necesario para remunerar cada MBTU durante los 10 años siguientes al 2017 y cumpliendo con el pago del 50% de la inversión total de la planta. Con el ejercicio anterior, se obtuvo un valor de US\$ 0,36/MBTU, comparable con el costo que establece Wood Mackenzie dentro de sus cálculos de precios, donde define el costo de regasificación en US\$ 0,4/MBTU. En la Figura 18, se muestran los costos de regasificación según el volumen y por ende, los costos con las necesidades de importación del país. Es importante mencionar que existe un rango en el cual los costos no cambian de manera importante como consecuencia de las economías de escala⁵⁵.

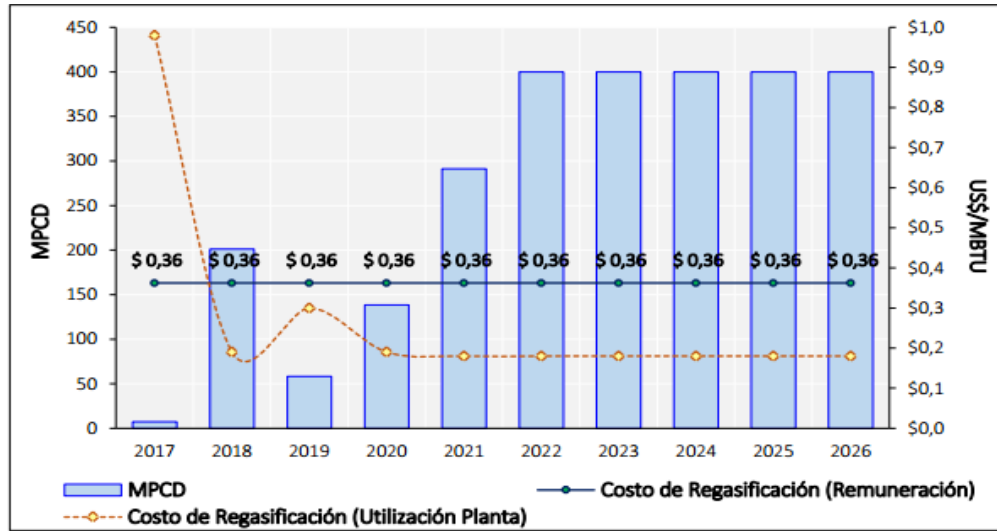
En la medida en que las necesidades de importación sean crecientes, como se tiene estipulado en el balance, los costos de regasificación para los próximos años se nivelaran en US\$0,4/MBTU, valor a considerar en los escenarios de proyección del presente estudio.

⁵³ Ibid., p.43

⁵⁴ Ibid., p.44

⁵⁵ Ibid., p.44

Figura 18. Costos de regasificación en planta de Cartagena.



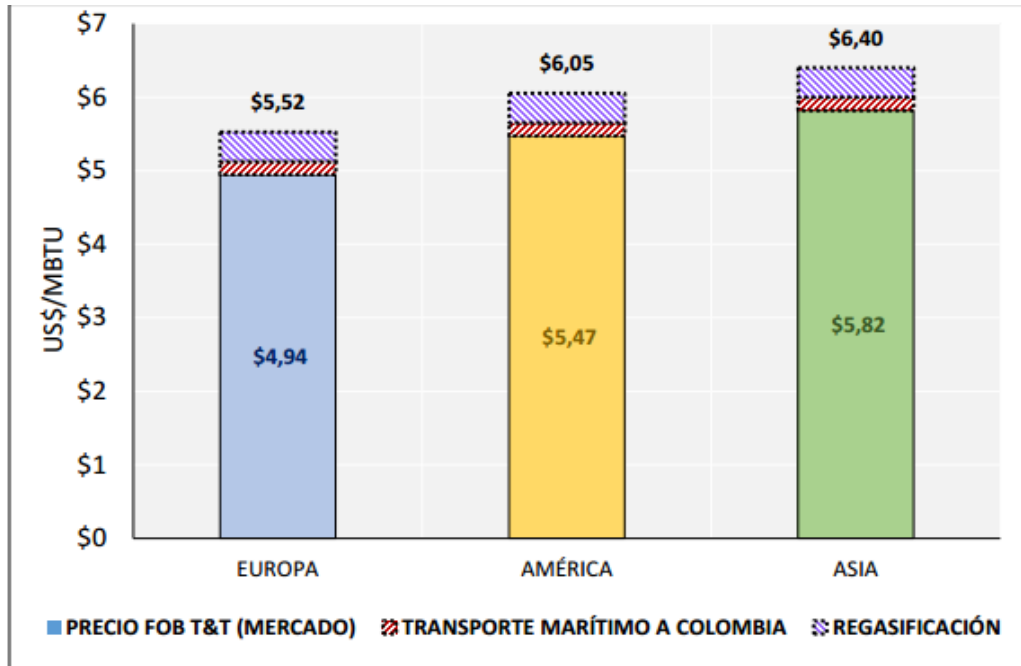
Fuente: UPME, 2016

4.1.4 Costos totales. Una vez calculados los costos de la cadena de suministro de GNL, se puede obtener el precio CIF para Colombia, incluyendo regasificación, teniendo en cuenta las consideraciones antes mencionadas. A continuación, a los precios por mercado FOB de Trinidad y Tobago, se adicionan los costos de transporte (US\$0,18/MBTU) y regasificación (US\$0,4/MBTU), con lo que se tendrían tres escenarios de precios internacionales para el Caso Colombiano, como puede verse en la Figura 19⁵⁶.

Por último, al ser Europa el mercado importador de competencia directa para Colombia debido a que Trinidad y Tobago es su principal exportador, se escogió el índice internacional NBP como el indexador para los siguientes años de proyección.

⁵⁶ Ibid., p.45

Figura 19. Precio CIF en Colombia desde Trinidad y Tobago.

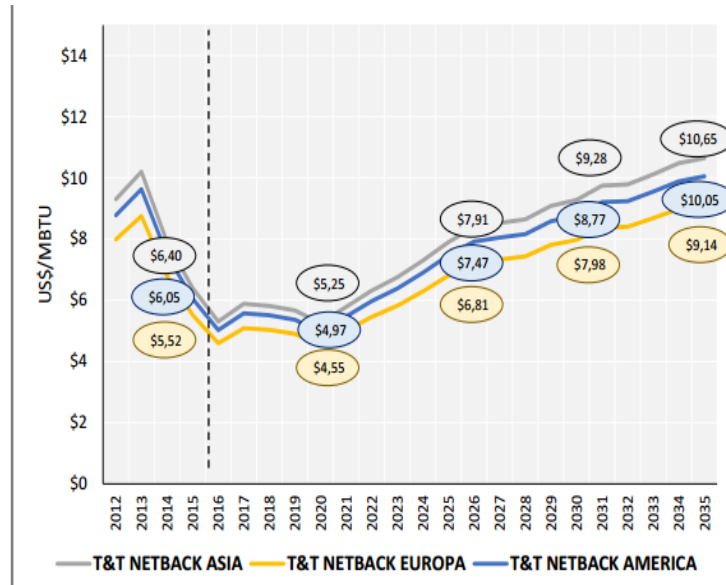


Fuente: UPME, 2016

A continuación, en la Figura 19, se presentan los precios internacionales proyectados partiendo de la semilla de precios CIF para Colombia, indexados al marcador internacional del JKM y (Alto) NBP (Medio y Bajo) los cuales se reducen en el corto plazo (a 2020) alcanzando precios en un rango de US\$4,55/MBTU a US\$5,25/MBTU y que posteriormente presentan una recuperación en el largo plazo, alcanzando para 2025 un rango de US\$6,81/MBTU a US\$7,91/MBTU, en 2030 un rango de US\$7,98/MBTU a US\$9,28/MBTU y en 2035 en un rango de US\$9,14/MBTU a US\$10,65/MBTU⁵⁷.

⁵⁷ Ibid., p.45

Figura 20. Precio GNL en Colombia.



Fuente: UPME, 2016

A continuación se presenta en síntesis la cadena de valor del gas natural de Cartagena.

Figura 21. Cadena de valor del gas natural de Cartagena.



4.2 PRECIOS NACIONALES DE GAS NATURAL

Luego de la desregulación del precio del gas natural de La Guajira y de la aplicación de la Resolución CREG 089 de 2013, los precios del gas natural en Colombia se redujeron de manera notable gracias al esquema de negociación bilateral entre productores y comercializadores, consecuencia directa de un balance con excedentes por tres años consecutivos.

Así, en el segundo semestre de 2013, el promedio nacional de las negociaciones bilaterales alcanzó un ponderado de US\$ 3,8/MBTU, mostrando un comportamiento muy parecido al precio del Henry Hub comercializado en Estados Unidos, y cuyo resultado suscitó una disminución del precio al usuario final en un porcentaje cercano al 20% del componente de producción (G) en la fórmula tarifaria.

Posteriormente, en el año 2014 la demanda mostró un incremento importante, en particular la generación térmica en razón a la expectativa de la presencia del fenómeno del Niño para finales del mismo año y comienzos del 2015. Con esta percepción, los precios del gas natural en el proceso de negociación bilateral de octubre de 2014 llegaron en promedio a US\$3,4/MBTU para el gas de Cusiana y Cupiagua y de US\$ 5,4/MBTU para el gas Guajira, lo que permitió un promedio ponderado nacional de US\$ 4,74/MBTU, valor que presentó un crecimiento notable correspondiente del 24% frente a la negociación de 2013⁵⁸.

Se adelantaron negociaciones bajo la resolución CREG 089 de 2013 y 170 de 2015 cuyos resultados indican que para el gas del campo Guajira se produjo un incremento de 13%, ya que el precio pasó de US\$ 5,45/MBTU a US\$ 6,17/MBTU. Para el caso del campo Cupiagua se presenta un incremento de 26% pues el

⁵⁸ Ibid., p.47

precio pasó de US\$ 3,45/MBTU a US\$ 4,35/MBTU y en Cusiana se alcanzó una disminución de 3%, pasando de US\$ 3,4/MBTU a US\$ 3,34/MBTU⁵⁹.

La Figura 22 muestra los resultados de los volúmenes transados en el proceso de negociación en el año 2015. Se destaca las cantidades transadas en el corto plazo. Los resultados señalan que la contratación promedio del gas Guajira, entre diciembre 2015 y noviembre 2016, llegó 362,6 GBTUD de los cuales, en promedio, 305,1 GBTUD se contrataron bajo la modalidad interrumpible⁶⁰.

Por otro lado, el 84% del total fue destinado a la atención de la generación térmica, seguido por el 11,5% para la demanda industrial, 3,9% para la demanda residencial y, por último, se contrata para atender demanda GNVC y Comercial el 0,1% y el 0,5% respectivamente. En cuanto al gas de Cupiagua, la contratación promedio para el primer año fue de 79,3 GBTUD, de los cuales 22,9 GBTUD fueron interrumpibles. El 39% del total que se contrató tiene com destino la atención de la demanda residencial, el 24% para la demanda industrial, el 16% para la demanda comercial, el 14% para generación térmica y el 6% para la atención de la demanda de GNV.

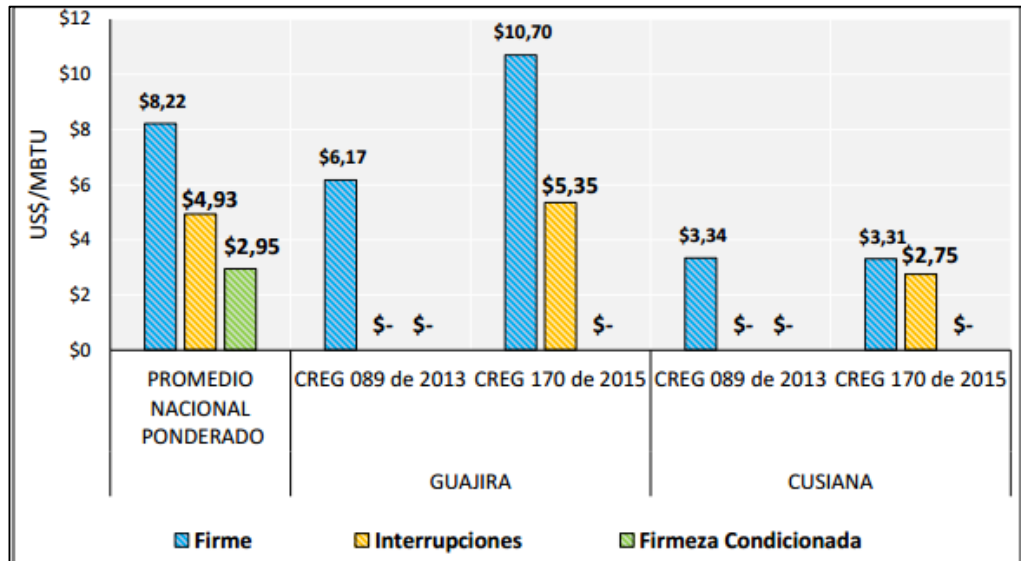
Del gas proveniente del campo Cusiana se contrataron en total 71,4 GBTUD, de los cuales, 41 GBTUD fueron interrumpibles y de estos un 47% fue dirigido a la atención de la demanda térmica, un 44% para la demanda industrial, un 8% para el sector residencial y un 0,4% para el sector comercial. En el caso de La Creciente, se contrataron 31 GBTUD de enero 2016 a diciembre 2016 bajo la modalidad en firme. El 85% se destinó a la atención de la demanda industrial y el 15 % restante para el sector térmico⁶¹.

⁵⁹ Ibid., p.47

⁶⁰ Ibid., p.48

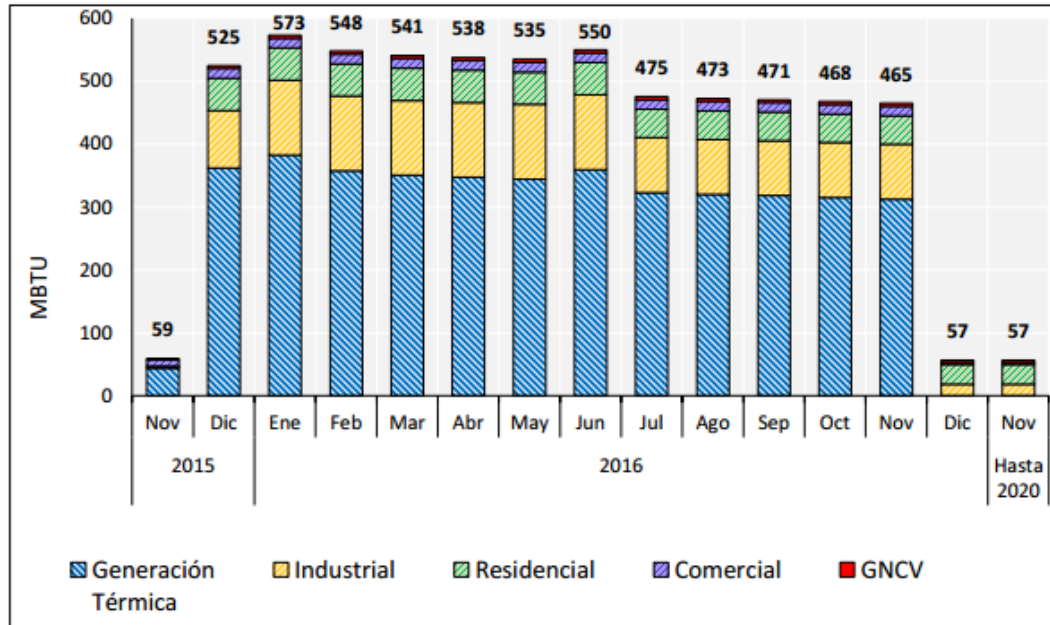
⁶¹ Ibid., p.50

Figura 22. Negociaciones bilaterales Guajira, Cusiana y promedio Nacional



Fuente: Gestor del mercado BMC, 2016

Figura 23. Contratación por sector de consumo.



Fuente: BMC, 2016

Para el ejercicio de proyección del precio del gas natural de largo plazo que a continuación se presenta, se toma como punto de partida el resultado obtenido en la negociación del año 2015 y con las condiciones iniciales de la Resolución CREG 089 de 2013, bajo la consideración de que la Resolución CREG 170 de 2015 es un caso exógeno que se dio como resultado del Fenómeno de El Niño y por ello su contratación es de solo un año. Por lo anterior, entre los meses de noviembre de 2015 y octubre de 2016 se consideran precios para Guajira de US\$ 6,17/MBTU y Cusiana de US\$ 3,34/MBTU, afectado por los deflatores correspondientes⁶².

Para el desarrollo de este trabajo se revisó toda la información disponible, tanto nacional como internacional, a diciembre de 2015, así como el reporte del Gestor del Mercado de Gas Natural denominado: “Informe contratación proceso de comercialización 2015”. A continuación se definen los supuestos para la estimación del precio de gas natural.

Entrada de planta de regasificación en el corto plazo y por tanto de importaciones de gas natural, según los reportes de distintos agentes y considerando un año de retraso.

La entrada de las importaciones y un precio internacional de gas natural afectará de manera directa el mercado de gas natural, al igual que los precios nacionales, y su afectación será mayor en la medida que las importaciones tengan más peso sobre la oferta nacional. Se calcula un precio paridad importación para el mercado de la Costa y un precio compuesto para los precios del Interior.

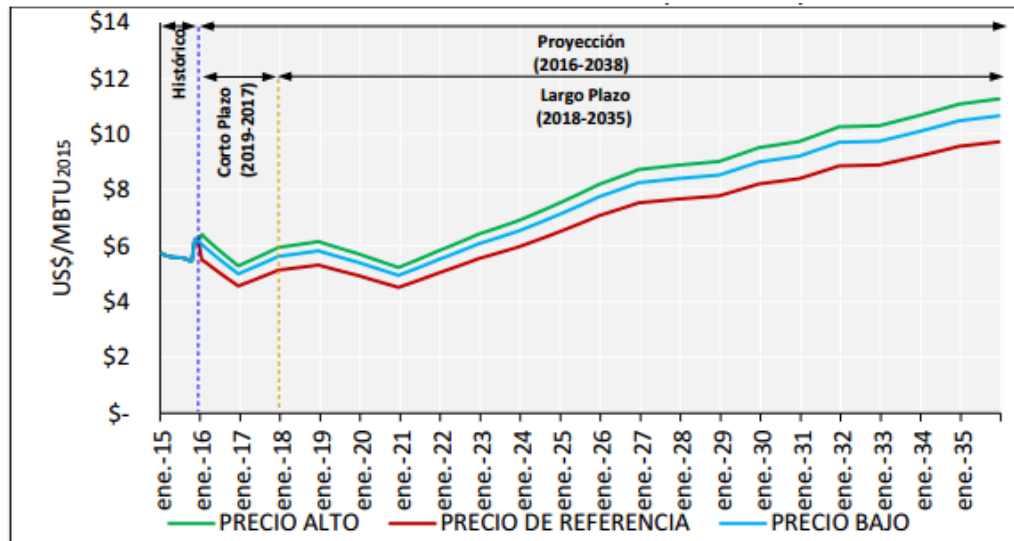
El peso de las importaciones sobre la oferta total se toma del balance oferta-demanda, que muestra la necesidad de importación en el corto plazo por suministro insuficiente en la medida que la oferta nacional se reduce para los próximos años.

⁶² Ibid., p.51

4.3 PRECIOS DEL GAS NATURAL (2016-2035)

Los precios nacionales parten de las negociaciones realizadas en octubre y noviembre de 2015, que en el caso de la Costa llegaron a US\$6,17/MBTU e Interior a US\$ 3,34/MBTU. Si se adopta como punto de partida para la estimación de los precios de largo plazo de la Costa los US\$6,17/MBTU obtenido en la negociación bilateral de 2015 y se aplica la misma metodología dada a los precios internacionales, tal y como está estipulado en los supuestos de mercado, se obtendría un precio de corto plazo cercano a US\$5,5/MBTU y a partir de 2021 un incremento constante que sigue las tasas de crecimiento del índice NBP⁶³, tal y como se muestra en la Figura 24.

Figura 24. Escenarios precios gas natural costa.



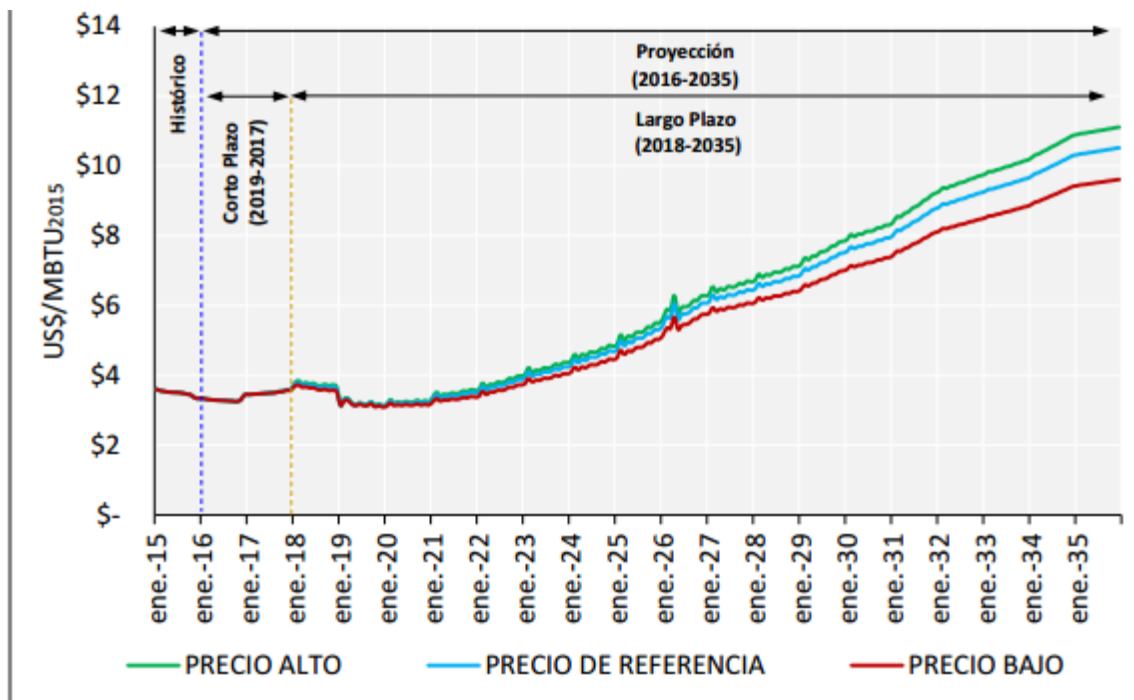
Fuente: UPME, 2016

En cuanto a los precios del Interior, se tiene un precio compuesto entre los índices internacionales y los precios nacionales, los cuales presentan un escenario estable hasta el año 2020 por debajo de los US\$4/MBTU debido a los bajos volúmenes de gas importado que entrarían al interior. Posteriormente, y cuando la

⁶³ Ibid., p.53

participación de las importaciones sea mayor para este segmento de mercado, la diferencia entre los escenarios va siendo más visible, tendiendo a los precios internacionales y convergiendo con los precios de la costa tal y como se muestra en la Figura 25.

Figura 25. Escenarios precios de gas natural en el interior



Fuente: UPME, 2016

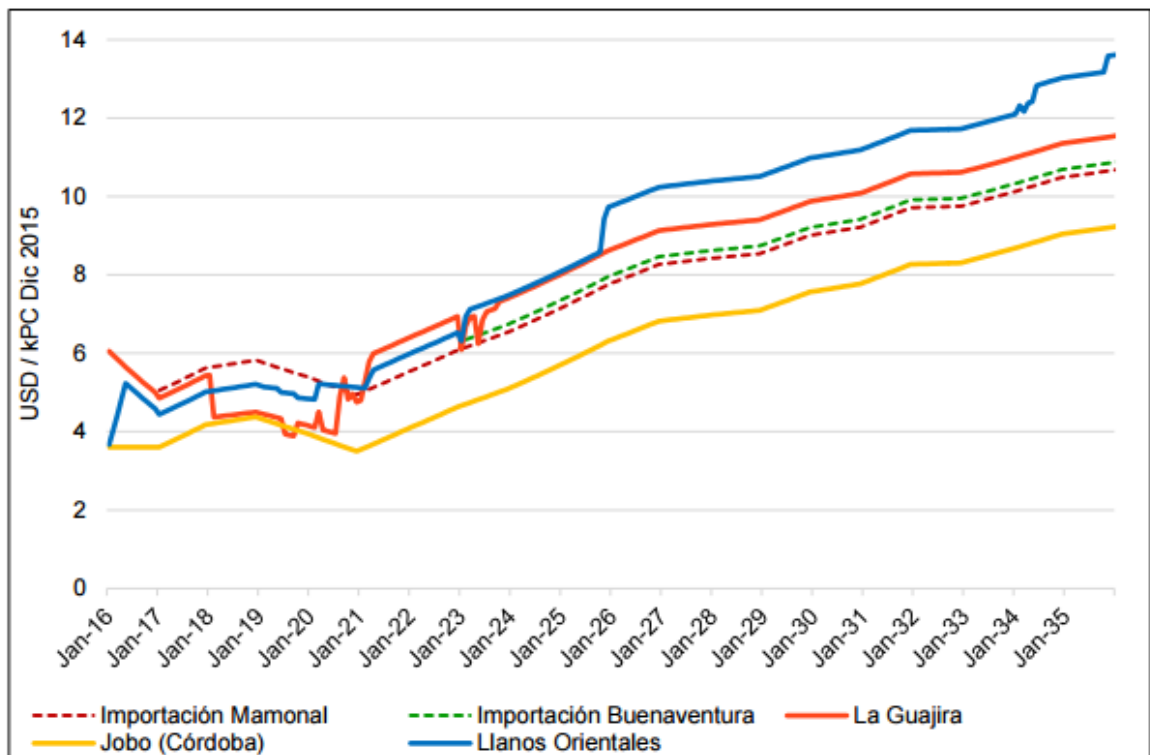
Es importante mencionar que si bien se espera que los precios tengan un incremento en el horizonte de planeación, éstos ocurrirán de manera gradual. Entre el año 2017 y 2020 se espera una estabilidad de los precios entre los US\$ 3,5/MBTU y US\$ 4/MBTU constantes de diciembre de 2015, los cuales no afectarán los precios nacionales debido a que los niveles de importación son bajos⁶⁴.

En esta oportunidad, se tuvieron en cuenta adicionalmente campos menores que pueden aportar gas nacional a los distintos nodos del sistema de transporte de gas

⁶⁴ Ibid., p.54

(Jobo y Llanos Orientales). Así mismo, y de acuerdo con el planteamiento del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, se tuvo en cuenta la posibilidad de una planta de regasificación en el pacífico, el cual tendría una importante incidencia en la demanda del interior, y las plantas térmicas a gas del Valle del Cauca (ver Figura 26).

Figura 26. Precios de referencia fuentes adicionales.



Fuente: UPME, 2016

4.4 GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

Desde el punto de vista regulatorio y con la promulgación de la Ley 142 de 1994, el sector de GLP ha experimentado cambios estructurales delimitados por dos grandes marcos regulatorios. El primero estuvo vigente desde el año 1996 al año 2008, teniendo como base normativa la Resolución CREG 074 de 1996 y en el aspecto tarifario las Resoluciones CREG 083 y 084 de 1997.

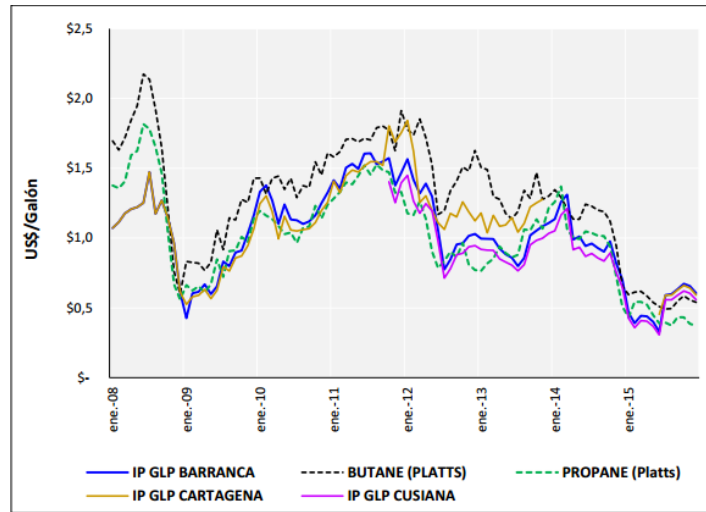
El segundo marco regulatorio vigente desde el año 2008 hasta la fecha, generó un cambio radical con lo cual se presentó una reestructuración de la cadena y sus actividades, así como una nueva manera de remunerar el producto y a sus agentes. Entre los cambios más relevantes se encuentran:

Debido a la alta correlación que muestra el precio interno con los precios internacionales del butano y propano, se tomó como driver para la estimación del componente de producción (G) las tasas de crecimiento del “Liquefied Petroleum Gases – Refined Petroleum Product Prices” de refinería de los escenarios de corto plazo del STEO – Enero 2016, el comportamiento del crudo de WoodMackenzie al largo plazo para el escenario de referencia y las aperturas de los escenarios alto y bajo del AEO 2015 del EIA (Figura 27).

Ahora bien, el Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo en su documento STEO - Enero 2016, un incremento importante en los precios del GLP, con base en el supuesto de demanda y de incremento del precio del crudo en US\$55/barril (ver Figura 27). Al igual que los demás combustibles líquidos, se espera un incremento de \$0,6/galón a \$0,9/galón en el corto plazo, comportamiento que también dependerá de la dinámica del dólar⁶⁵.

⁶⁵ Ibid., p.81

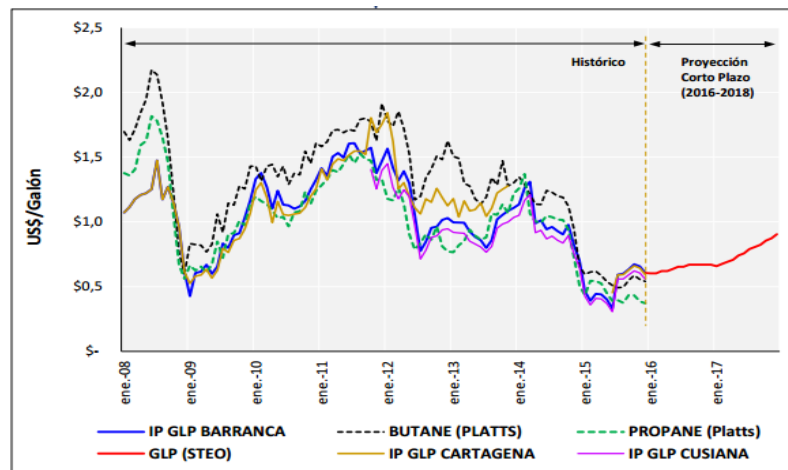
Figura 27. Precios del GLP e índice del U.S Golf Coast.



Fuente: Ecopetrol, 2015

La Figura 28 presenta la estimación de la proyección del componente G colombiano de GLP en sus diferentes fuentes. Estos resultados que señalan una franja de precios reales de diciembre de 2015 que varían para el escenario de referencia entre los US\$0,56/galón y los US\$1,36/galón en Cusiana⁶⁶.

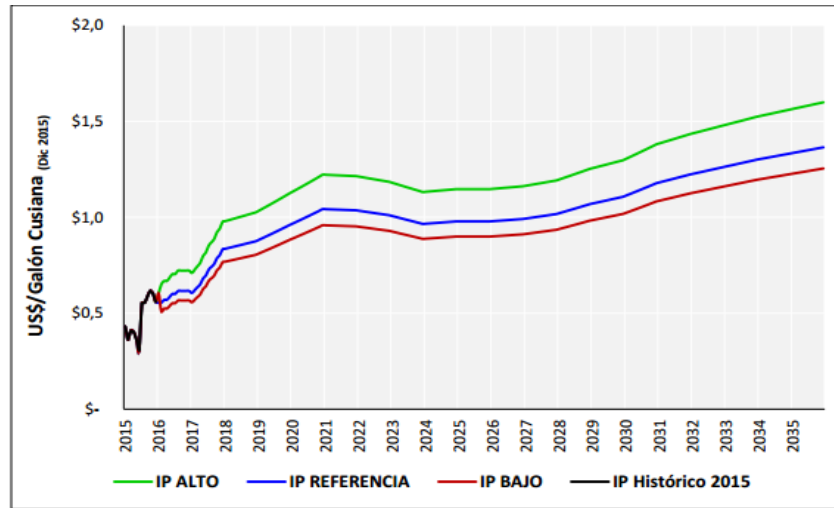
Figura 28. Perspectiva Corto plazo IP GLP.



Fuente: Platts, 2015

⁶⁶ Ibid., p.82

Figura 29. Proyección del ingreso al productor del GLP para Cusiana



Fuente: EIA y WM, 2016

Por lo tanto, se puede concluir que para el interior del país el combustible más barato es el gas natural, con su condición de una conexión a red domiciliaria de gasoductos, para los casos contrarios las zonas excluidas actualmente pagan un 74% más por el acceso a propano y el GNL tampoco muestra una eficiencia en su posible precio ya que los habitantes de estos pueblos recluidos pagarían un adicional de 91% por el uso de este combustible.

Tabla 3. Comparativo de precios de energéticos gaseosos en Colombia.

Combustible	Precio (\$US/MBTU)	
Gas natural GN	3,34	
Gas licuado del petróleo GLP	5,83	↑ 74%
Gas natural Licuado GNL	6,4	↑ 91%

Fuente: Modificado de UPME, 2016

5 TECNOLOGÍAS PARA LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL

El gas natural puede convertirse en líquido en temperaturas que oscilan desde los -140°C a -160°C (dependiendo de la composición del gas y la presión). El calor sensible y latente requerido para transformar metano de, por ejemplo, un gas a 15°C a líquido saturado a -145°C (ambos a 30 psig) es aproximadamente⁶⁷:

Tabla 4. Energía requerida para convertir gas natural en líquido.

Calor sensible (Btu/lb)	155.25
Calor de condensación (Btu/lb)	204.75
Cambio total (Btu/lb)	360.00

Fuente: GTI, 2003

Esta es una representación ideal del cambio entre el gas natural a estas dos condiciones. Como un asunto práctico, convertir un gas a líquido resulta en ineficiencias debido a las limitaciones termodinámicas de sistemas mecánicos, consideraciones de transferencia de calor, etc. Como un punto de referencia, el gas natural tiene un valor de energía de aproximadamente 22.500 Btu/lb (Valor más alto de calor)⁶⁸.

La Tabla 5 menciona algunas de las técnicas que han sido usadas para lograr el licuado de gas natural, con algunas discusiones en las potenciales compensaciones de cada aproximación.

⁶⁷ GTI, Op. Cit., p.8

⁶⁸ Ibid., p.8

Tabla 5. Resumen de las técnicas representativas de licuefacción

Tipo de licuefactor	Principio de operación	Observaciones
Ciclo de pre-enfriado Joule-Thompson (JT)	Un refrigerador de ciclo cerrado (ej. Freón o propano) pre enfría gas natural comprimido, el cuál es entonces parcialmente licuado durante la expansión a través de una válvula JT.	Es un ciclo relativamente simple y robusto, pero su eficiencia no es alta. Usado en licuefactores de Anker Gram para la alimentación de camiones GNL (que no están operando)
Ciclo de refrigeración con nitrógeno (Ciclo cerrado Brayton/Calude)	El fluido de trabajo es el nitrógeno en un refrigerador de ciclo cerrado con un compresor, un turboexpansor y un intercambiador de calor. EL gas natural es enfriado y licuado en el intercambiador de calor.	Es un ciclo simple y robusto con una eficiencia relativamente baja. Usando estaciones múltiples de refrigeración se puede incrementar la eficiencia. Usado en la demostración del licuefactor <i>Cry Fuel Systems Hartland LFG</i> .
Ciclo de cascada	Un número de refrigeradores de ciclo cerrado (ej. Usando, propano, etileno, metano) operando en serie secuencialmente enfriamiento y licuado de gas natural. Cascadas más complejas usan más etapas para minimizar la irreversibilidad del intercambio de calor.	Es un ciclo de alta eficiencia especialmente con cascadas de varias etapas. El licuefactor es relativamente costoso debido a que necesita múltiples compresores e intercambiadores de calor. Varios diseños de ciclos de cascada son usados por plantas de gran capacidad y exportadoras de GNL.
Ciclo de refrigerante	Es un refrigerador con múltiples etapas de válvulas,	Es un ciclo de alta eficiencia que puede proveer un menor costo

<p>mezclado (MRC)</p>	<p>separadores de fase, e intercambiadores de calor. Un fluido de trabajo que es una mezcla de refrigerantes, provee una temperatura de ebullición variable. Este enfría y licua el gas natural con irreversibilidades mínimas en la transferencia de calor, similar al ciclo de cascada.</p>	<p>que el ciclo convencional de cascada debido a que solo necesita un compresor. Muchas variaciones del MRC son usadas en plantas medianas y grandes de licuefacción. La planta de GNL ALT-El Paso Topock usa MRC. GTI está desarrollando MRC simplificado para plantas pequeñas (debajo de 10.000 gpd).</p>
<p>Ciclos abiertos con turboexpansor, Ciclo de Claude</p>	<p>El ciclo abierto de Claude emplea un turboexpansor cuasi isoentrópico para enfriar la corriente comprimida de gas natural, seguida por una expansión cuasi isoentálpica a través de una válvula JT para licuar parcialmente la corriente de gas.</p>	<p>Los ciclos abiertos no usan otros refrigerantes que el gas natural. Muchas variaciones, incluyendo el ciclo Haylandt usado para licuar aire. La eficiencia incrementa para variaciones de ciclos más complejas.</p>
<p>Turboexpansor a caída de presión de gas</p>	<p>Es una aplicación especial de turboexpansores en lugares (ej. Entrada del gasoducto de la ciudad) donde se recibe el gas a alta presión y se despacha a presiones bajas (ej. Líneas de distribución). Debido a la expansión del turboexpansor, una fracción puede ser licuada con una pequeña inversión en compresión.</p>	<p>Este diseño ha sido aplicado para licuefactores <i>peakshaving</i> y actualmente está siendo desarrollado por INEEL en cooperación con PG&E y SoCalGas para producir combustible GNL. Tiene una alta eficiencia, pero circunstancias muy especiales deben existir para aplicar este diseño.</p>

<p>Ciclo Stirling (Refrigerador Phillips)</p>	<p>Es un ciclo cerrado de enfriado de gas (usualmente helio), usa intercambiadores de calor regenerativos y pistones de gas para proveer refrigeración a temperaturas criogénicas. Puede ser usado en conjunción con intercambiadores de calor para licuar metano.</p>	<p>Tiene capacidad muy pequeña. Los refrigeradores Stirling son tipo catálogo fabricados por Phillips. Estas unidades han sido consideradas para la producción de combustible GNL a pequeña escala.</p>
<p>TADOPTR</p>	<p>Refrigerador de tubo conductor de impulso termoacústico por orificio. El dispositivo aplica calor para mantener una onda estacionaria, que conduce el fluido de trabajo a través de un ciclo parecido al Starling. Sin parte móviles.</p>	<p>Actualmente está desarrollándose por Praxair y LANL para aplicaciones de licuefacción incluyendo la producción de combustible GNL. El progreso de pequeña escala a gran escala está en etapa de demostración.</p>
<p>Evaporación de nitrógeno líquido en circuito abierto</p>	<p>Se evapora nitrógeno líquido almacenado en balas y es súper calentado en un intercambiador de calor y el nitrógeno tibio es descargado a la atmósfera. El gas natural en contraflujo es enfriado y licuado en un intercambiador de calor.</p>	<p>Es un dispositivo extremadamente simple usado para licuar pequeñas cantidades de gas natural. Se requiere una libra de nitrógeno por libra de gas natural. El nitrógeno es inofensivo para la atmósfera y la rentabilidad depende del precio pagado por el nitrógeno líquido.</p>

Fuente: Modificado de informe de la comisión Pro-Energía de E.U, 2003

El acercamiento usado por GTI en el diseño y desarrollo de tecnología de licuefacción a pequeña escala fue enfocado en el uso de equipo probado y comercialmente disponible a la máxima extensión posible. Secundariamente, el énfasis fue puesto en el diseño de un sistema simple para minimizar el costo de los equipos. Finalmente, con estas restricciones, el sistema fue diseñado para la máxima eficiencia y con la flexibilidad de operar en climas cálidos.

5.1 LIMPIEZA DEL GAS NATURAL

El gas natural puede convertirse de gas a líquido a temperaturas en un rango de -140°C a -160°C (dependiendo de la composición y presión del gas). El gas natural no es puramente metano. La composición del gas natural es predominantemente metano, con un número menor de hidrocarburos y trazas de especies. Algunos de estos componentes son parcial o completamente solubles o insolubles en líquido a condiciones criogénicas, resultando en una posible situación de tres fases involucrando componentes gaseosos líquidos y sólidos.

Los componentes insolubles pueden quedar principalmente como gas (ej. El nitrógeno) o pueden condensarse como un sólido (ej. Dióxido de carbono, agua, hidrocarburos pesados). Para manejar estos inconvenientes, se requiere de un sistema de limpieza de gas natural para remover casi completamente ciertos actores clave como dióxido de carbono, agua y ácido sulfhídrico.

Hay varios métodos que pueden ser usados para abordar estos pequeños constituyentes. El método usado en este programa incluyó un proceso de dos etapas. El primero dirigido a la remoción de sulfuro seguida por una remoción combinada de dióxido de carbono y agua. Ambas emplearon el uso de adsorbentes sólidos un método probado en el licuado de gas natural.

El gas natural típicamente puede tener menos que 30 ppmv de sulfuro total, la mayoría en forma de ácido sulfhídrico. Niveles de varias trazas de odorantes en el gas natural serán encontrados en el gas natural – todos estos son componentes tipo sulfuro. El contenido de agua en el gas natural está en el rango de las tres a las siete libras por millón de pies cúbicos estándar. Esto se aproxima a 100-150 ppmv⁶⁹.

La Tabla 6 muestra un resumen de los valores de composición de mayor a menor de los componentes encontrados típicamente en el gas natural. El dióxido de carbono presente en el gas natural en promedio representa el 1%, pero niveles más altos pueden ser posibles. El nitrógeno tiende a estar cerca del 1-2%, pero puede ser sustancialmente mayor.

Tabla 6. Sondeo de datos para la composición de gas natural.

	10% - trazas	Media	90% - trazas
Metano	83.94	93.05	95.98
Etano	5.62	3.47	2.14
Propano	0.99	0.67	0.36
C4 +	0.31	0.33	0.38
Nitrógeno	6.28	1.67	0.53
Dióxido de Carbono	1.37	0.81	0.73

Fuente: GTI, 2003

Los requerimientos de composición para abarcar vertederos, tratamiento de aguas residuales y gases de digestores son sustancialmente más desafiantes. Estos

⁶⁹ Ibid., p.11

incluyen grandes niveles de dióxido de carbono así como una lista de trazas contaminantes más larga.

5.2 LICUEFACCIÓN DEL GNL

La licuefacción es el método por el cual el gas natural a temperatura y presión ambiente se enfría a muy baja temperatura con el objetivo de cambiar su estado físico de gas a líquido, facilitando así el transporte a largas distancias de forma segura. El proceso de licuefacción tiene principalmente dos fases, la primera es enfriamiento y condensación y la segunda es lo que se denomina "flashing", en este último proceso se baja la presión a casi atmosférica. El proceso "flash" es un proceso adiabático por el cual no se añade ni se quita calor al proceso pero se baja el punto de ebullición al líquido. Se puede realizar esto por medio de un Expander o simplemente por medio de una válvula que toma el nombre del proceso mismo: válvula J-T (por el efecto Joule Thomson). Al realizar esta última etapa en la elaboración del GNL se producen vapores llamados "flash". La cantidad de vapores creados depende de la presión de tu GNL y del tanque al cual estas enviando el GNL⁷⁰.

5.2.1 Principios básicos de la refrigeración. La refrigeración actualmente se usa no solo en plantas de licuefacción de GNL sino también en otras aplicaciones como recuperación de GNL, control del punto de rocío de hidrocarburos, condensación del reflujo en fraccionadores de hidrocarburos ligeros.

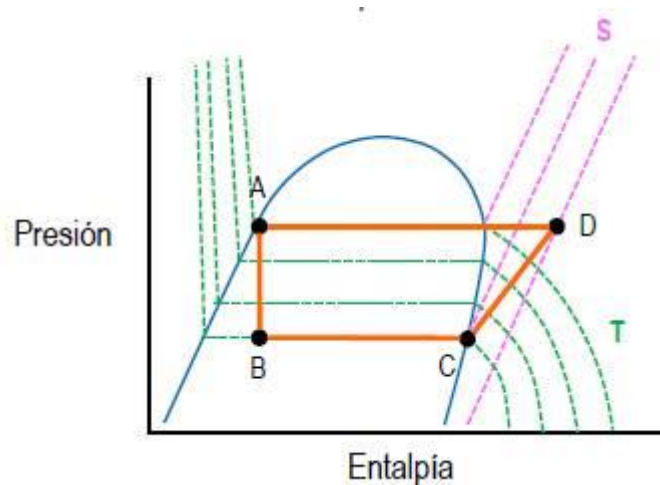
Diversos factores entran en juego en cuanto a la selección del refrigerante, y estos factores vienen dados por los requerimientos de temperatura necesarios, disponibilidad del refrigerante, costo, y experiencia probada. El presente trabajo

⁷⁰ Licuefacción del GNL, [en línea]. < <http://www.gnl.es/licuefaccion-gnl.php> > [citado en septiembre 3 de 2016]

estará enfocado en la Refrigeración Mecánica (compresión y expansión del vapor), aunque existen otros métodos como la Refrigeración por Absorción por Aceite Pobre y Adsorción por Desecantes Sólidos, menos usados en la industria de hidrocarburos⁷¹.

5.2.2 El ciclo de refrigeración. Un ciclo de refrigeración se puede mostrar en 4 etapas bien diferenciadas (Evaporación, Compresión, Condensación y Expansión).

Figura 30. Diagrama Presión Entalpía para un proceso de Refrigeración.



Fuente: Cabarcas, 2016

5.2.2.1 Evaporación. El refrigerante en forma líquida absorbe calor al evaporarse, y es aquí cuando se produce un enfriamiento en el ciclo de refrigeración. Un refrigerante una vez que pasa a estado gaseoso no tiene capacidad de enfriamiento. Los vapores salen del evaporador en estado saturado o un poco recalentados, para ir a la siguiente etapa⁷².

⁷¹ Ibid., p.2

⁷² Ibid., p.2

5.2.2.2 Compresión. En todo ciclo de refrigeración el compresor es el elemento que añade trabajo al proceso. El compresor saca los vapores que ya no tienen capacidad de enfriamiento y los comprime. El control de esta etapa es fundamental porque si el compresor saca los vapores más rápidamente que lo que se forman la presión del sistema bajara. Los vapores salen del compresor a alta presión y sobrecalentados.

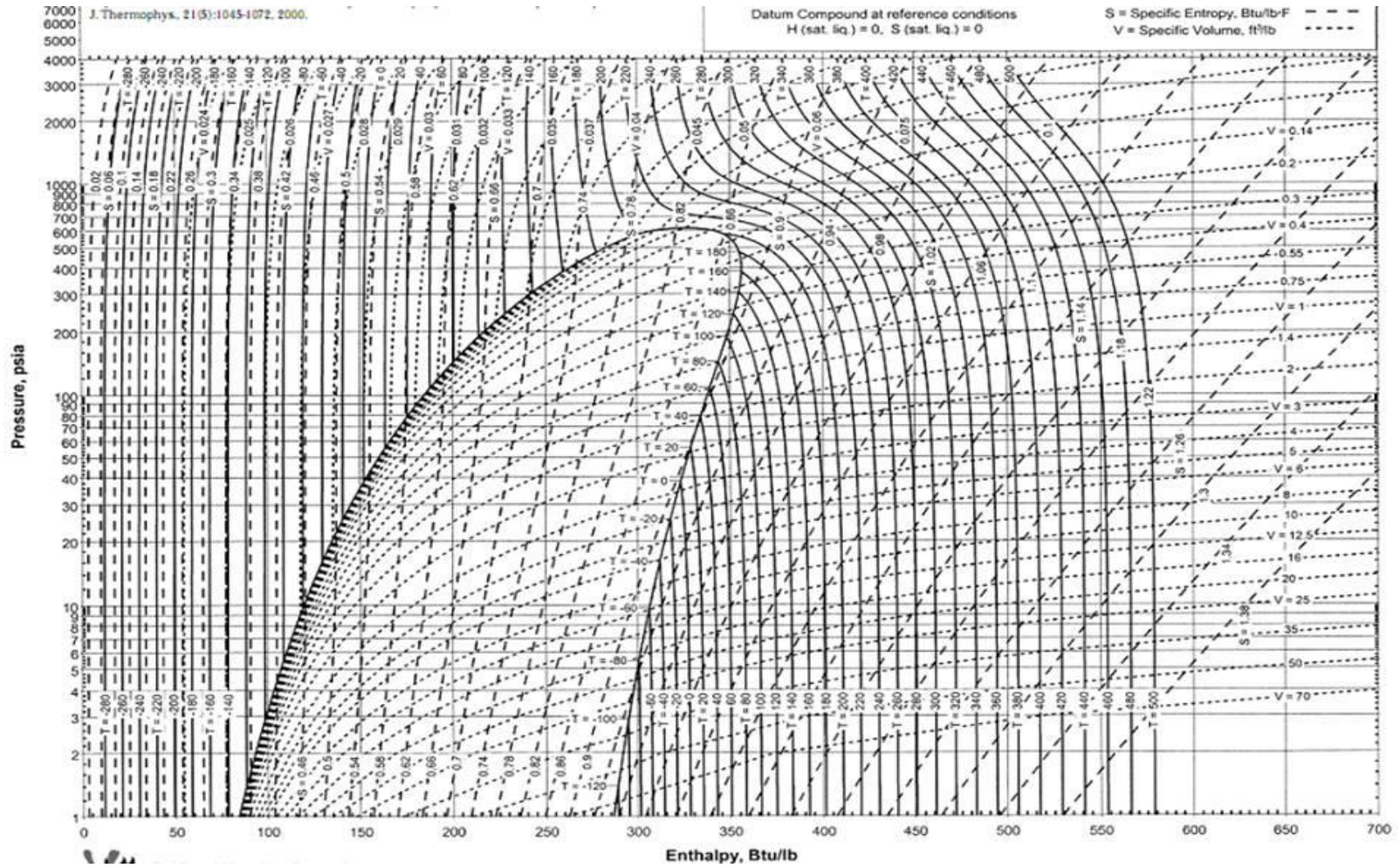
5.2.2.3 Condensación. En el condensador se elimina el calor del refrigerante, a veces es simplemente un intercambiador de calor por medio de un ventilador. El aire de la atmosfera se encuentra a menor temperatura que los vapores que salen supercalentados del compresor, ayudando así a la reducción de su temperatura. Los vapores se saturan y pasan a estado líquido.

5.2.2.4 Expansión. El líquido aquí se expande en el condensador se elimina el calor del refrigerante, a veces es simplemente un intercambiador de calor por medio de un ventilador. El aire de la atmosfera se encuentra a menor temperatura que los vapores que salen supercalentados del compresor, ayudando así a la reducción de su temperatura. Los vapores se saturan y pasan a estado líquido⁷³.

5.2.3 El diagrama de presión y entalpía. El diagrama de presión y entalpía muestra la relación entre presión, temperatura y entalpía. A la derecha de la "campana" tenemos gases, a la izquierda líquidos y los puntos que se encuentran dentro de la "campana" son puntos en fase liquida-gaseosa. Actualmente hay diversos ciclos de licuefacción disponibles en el mercado. Dependiendo de la capacidad de licuefacción que se desee instalar se puede elegir entre una gran variedad de procesos.

⁷³ Ibid., p.3

Figura 31. Diagrama Presión vs Entalpía del Propano.



Fuente: Miyamoto & Watanabe, 2000

5.3 CICLOS DE REFRIGERACIÓN MÁS COMUNES EN EL MUNDO DEL GNL

Actualmente hay diversos ciclos de licuefacción disponibles en el mercado. Dependiendo de la capacidad de licuefacción que se desee instalar se puede elegir entre una gran variedad de procesos.

Durante muchos años la única opción que existía para el proceso de licuefacción fue el C3/MR, este fue llevado a cabo de nuevo con pequeñas mejoras con turbinas más grandes y capacidades mayores a lo largo de los años⁷⁴.

En general, las principales tecnologías desarrolladas comprenden:

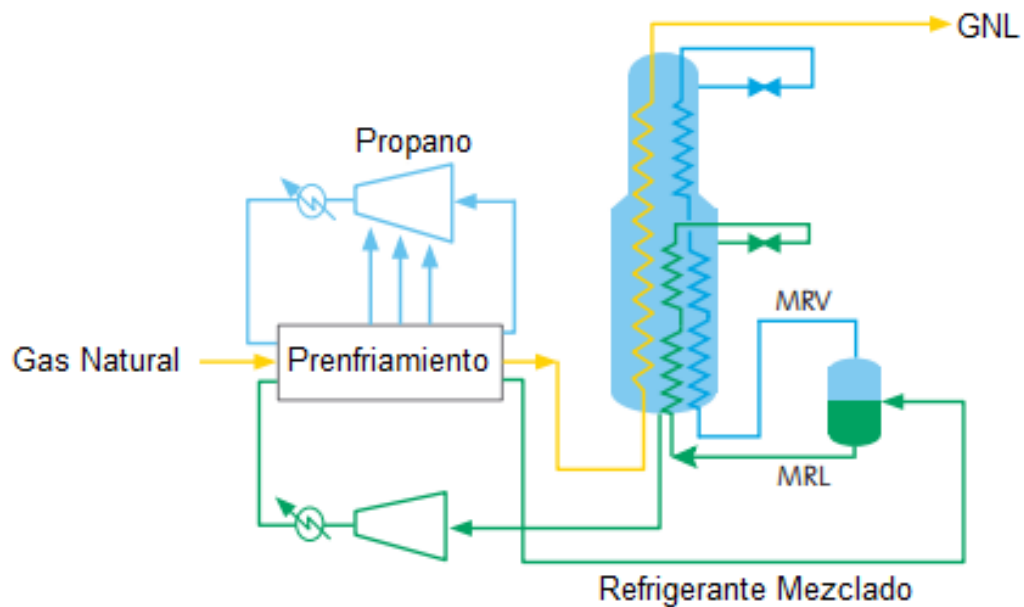
- Procesos que usan componentes puros en su ciclo de refrigeración, como el Cascada Optimizada de Conoco Phillips.
- Procesos que usan una mezcla de refrigerantes en su ciclo de refrigeración, como PRICO®, desarrollado por Black & Veatch Pritchard.
- Procesos que usan refrigerantes puros como el propano para pre-enfriamiento y una mezcla de refrigerante para enfriamiento y sub-enfriamiento, como el C3/MR desarrollado por Air Products.
- Procesos que usan múltiples mezclas de refrigerantes en cascada como el Statoil-Linde MFC y los DMR, que usan dos mezclas de refrigerante y han sido desarrollados por Shell, Liquefin y Air Products.

⁷⁴ GUERRERO, Ramiro; GONZÁLEZ, Marco. XVIII Convención de Gas, AVPG: Análisis Comparativo de Procesos de Licuefacción de Gas Natural. Negocios y Tecnologías de gas natural licuado. Caracas, Venezuela 2008 p. 4

5.3.1 Licuefacción C3/MR (propano / mezcla de refrigerante). El proceso C3/MR es el de mayor aplicación a escala mundial para plantas de gran capacidad, con un 80% de la producción mundial de GNL (Remelje y Hoadley, 2006; y Van de Graff y Pek, 2005); no obstante, Van de Graff y Pek (2005) señalan que las nuevas tecnologías de licuefacción que han sido desarrolladas harán disminuir la participación de mercado del C3MR.

La MR y el gas natural son pre-enfriados con gas propano, a 3 o 4 niveles de presión. El refrigerante mixto solo se condensa parcialmente, y se separa antes de entrar al intercambiador⁷⁵.

Figura 32. Esquema General de un proceso C3/MR.

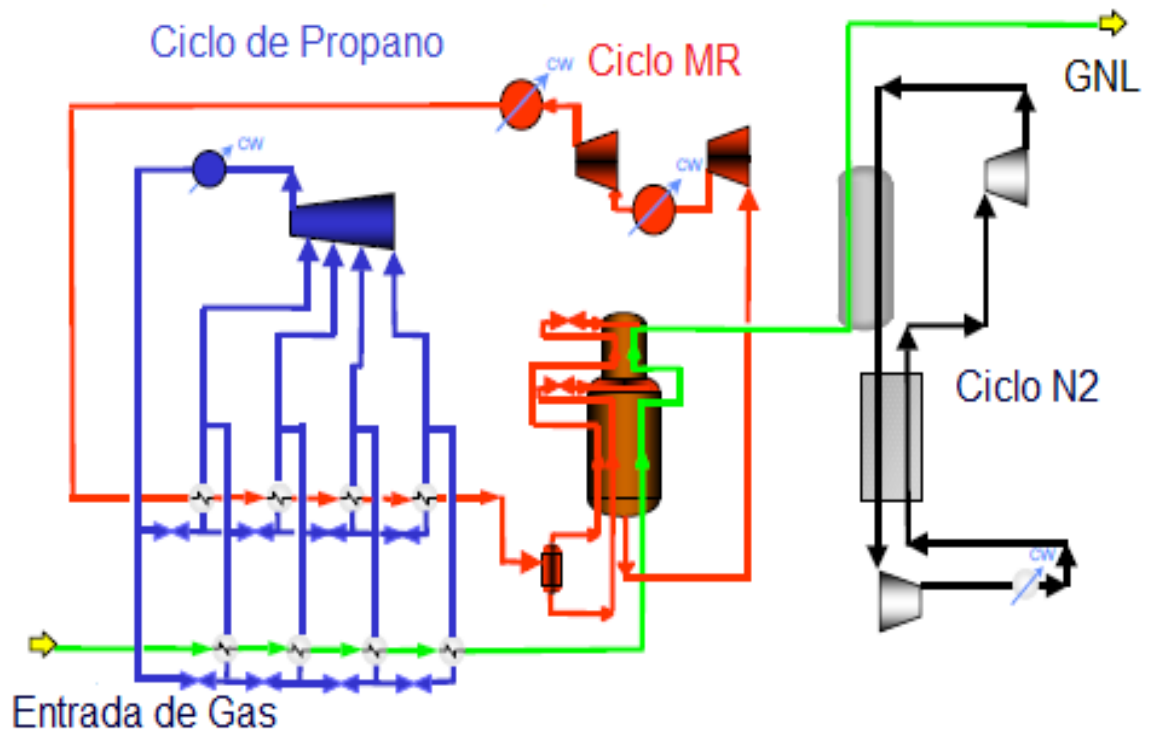


Fuente: Martin, 2004

⁷⁵ MARTIN, Pierre. Natural gas processes comparison. Axens. 2004 p.4

5.3.2 Licuefacción MR APX. Consiste en un proceso de tres ciclos; propano, mezcla de refrigerante y nitrógeno. Rehervidores para el propano, intercambiadores de espiral para la mezcla de refrigerante y otro intercambiador en espiral y de plato para el ciclo de nitrógeno. Comparado con el proceso C3/MR, el nuevo tercer ciclo permite disminuir el flujo de propano y la mezcla de refrigerante, de esta manera se logra con el equipo existente capacidades mucho más altas⁷⁶.

Figura 33. Esquema simplificado de un Proceso APX.



Fuente: Martin, 2004

⁷⁶ Ibid., p.5

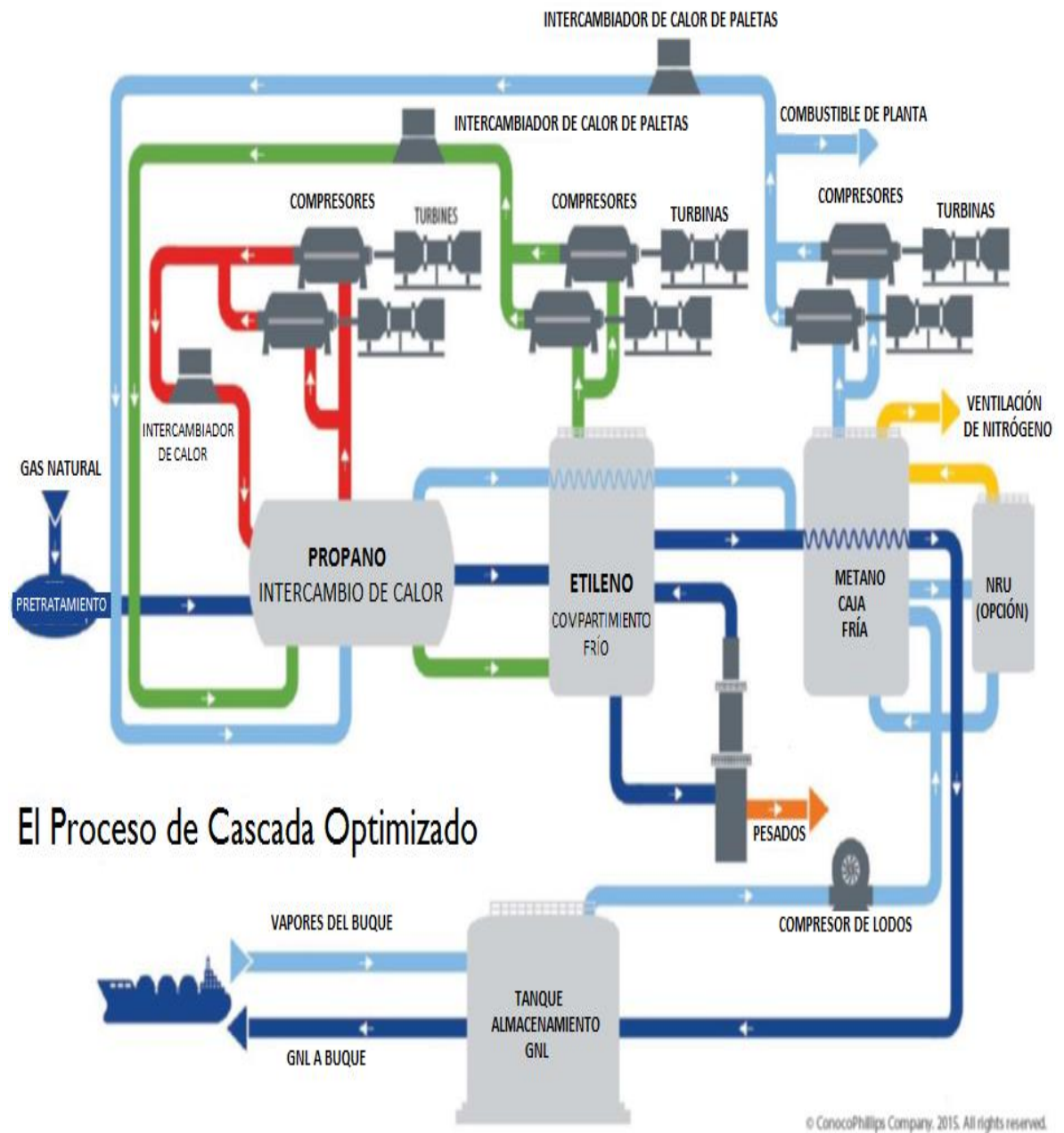
5.3.3 Licuefacción por cascada optimizada CONOCO-PHILLIPS. El gas natural es enfriado, condensado y subenfriado en los intercambiadores de calor por medio de componentes puros, las aplicaciones más comunes (ciclo de cascada) usan tres componentes: propano, etileno (o etano) y finalmente metano en tres 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 éstos, razón por la cual los procesos se aplican en una serie de etapas⁷⁷.

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 compresión⁷⁸.

⁷⁷ Ibid., p.5

⁷⁸ FINN A, Johnson & TOMLINSON T. Development in natural gas licuafecton, Hydrocarbon processing, Vol 78 p. 47, 1999

Figura 34. Esquema del Proceso Cascada Optimizado.



Fuente: Conocophillips, 2016.

5.3.4 Licuefacción por proceso PRICO. 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 multietapas 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 mayores⁷⁹.

El diseño de una mezcla de refrigerante requiere de ciertos grados de libertad que deben ser manipulados simultáneamente, tres variables claves juegan un papel importante ya afectan el desempeño general del proceso, éstas son: nivel de presión, flujo de refrigerante y composición del refrigerante.

La selección de un nivel de presión para la evaporación de la mezcla de refrigerante afecta la diferencia en la temperatura entre la curva de enfriamiento del proceso y la curva de evaporación del refrigerante, ya que un incremento en la diferencia de la temperatura elevará los requerimientos de energía del proceso.

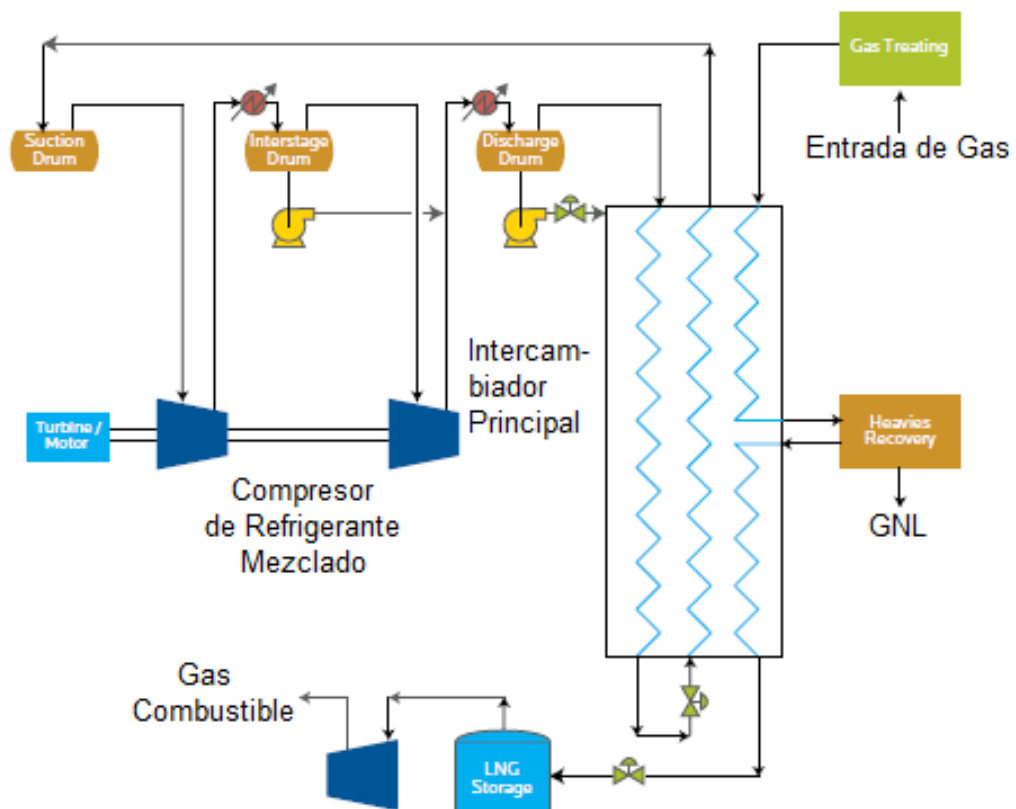
Por su parte, un incremento en el flujo de refrigerante puede aumentar la diferencia de temperatura entre la curva de enfriamiento del proceso y la curva de evaporación, y viceversa. Un incremento en el flujo de refrigerante aumenta los

⁷⁹ MOKATHAB S. Process selection is critical to onshore LNG economics, World Oil Magazine. Vol. 227. 2006. p.14

requerimientos de energía de la refrigeración. Sin embargo, si el flujo de refrigerante es muy bajo, pudiese causar un cruce de temperaturas (diferencias de temperaturas negativas) en el intercambiador de calor.

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 desempeño⁸⁰.

Figura 35. Proceso PRICO SMR (Mezcla de Refrigerante Simple)

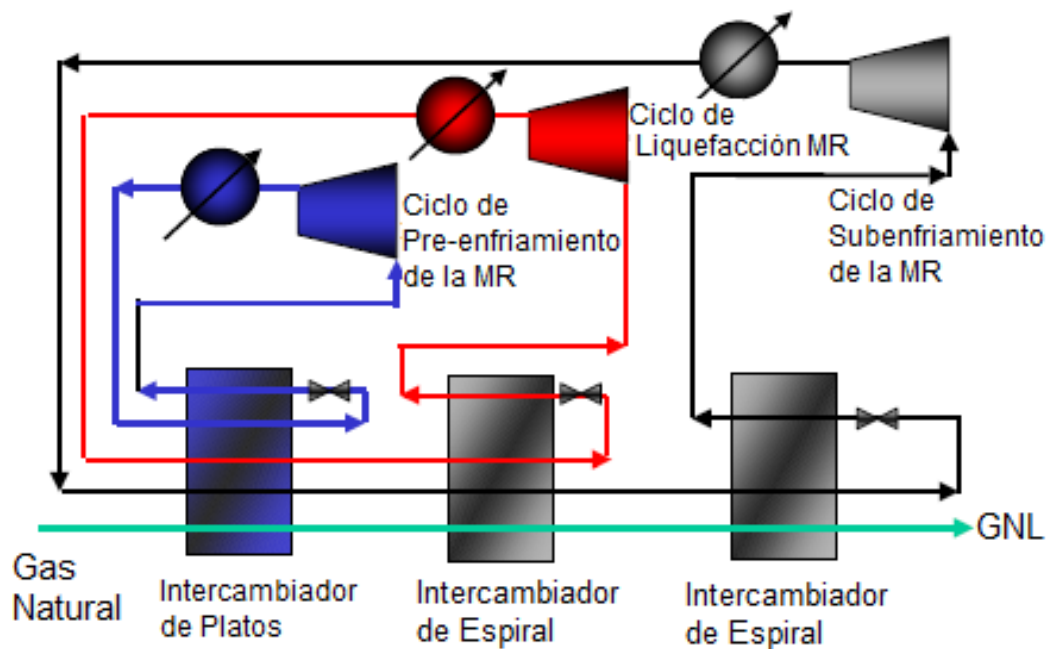


Fuente: Black & Veatch, 2016

⁸⁰ GUERRRO, Op. Cit., p.9

5.3.5 Licuefacción por proceso MFC LINDE. Este proceso consiste en tres ciclos como un proceso cascada, pero con una mezcla de refrigerante en todos los ciclos. Comparado al de cascada, la eficiencia es mayor, debido a que la MR permite tener un menor approach. Sin embargo, la energía no es la misma en los tres ciclos, a diferencia de la nueva cascada. Los intercambiadores de platos son usados en el primer ciclo e intercambiadores de espiral en los ciclos fríos⁸¹.

Figura 36. Esquema del Proceso simplificado Linde.

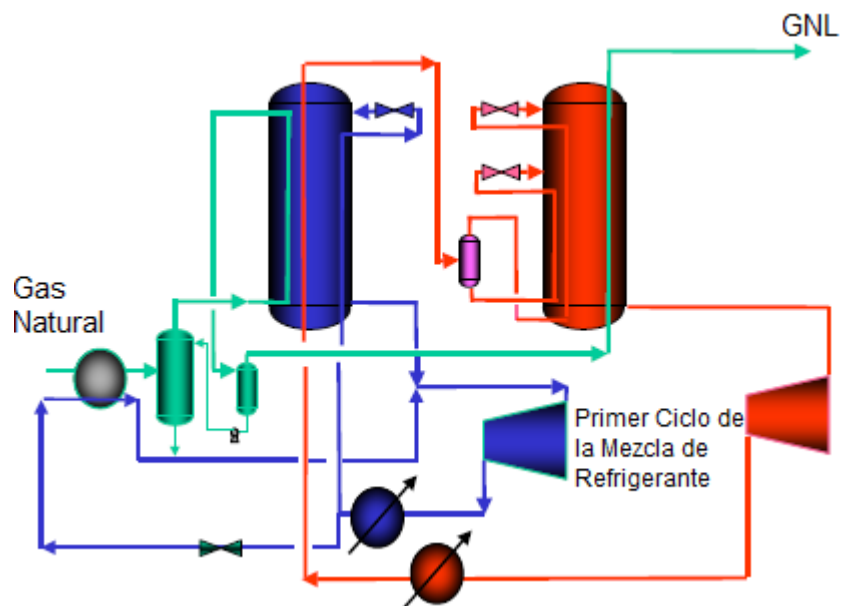


Fuente: Martin, 2004

⁸¹ MARTIN, Op. Cit., p.7

5.3.6 Proceso DMR Shell. Este proceso es una doble mezcla de refrigerante, con diferente potencia en los dos ciclos, y dos intercambiadores de espiral. Teniendo una mezcla de refrigerante en el primer ciclo permite tener un condensador más pequeño, y también remover el compresor de cuello de botella de propano: Para compresores de propano, el tamaño del compresor, además de la capacidad de las unidades está limitada por el número de Mach en la punta de las cuchillas. Usando una mezcla de refrigerante, con un peso molecular bajo, permite empujar más allá de estos límites así como el número Mach es más bajo con este gas⁸².

Figura 37. Esquema simplificado de un proceso SHELL DMR.



Fuente: Martin, 2004

5.3.7 Proceso con nitrógeno. Existen dos categorías de ciclos de licuefacción mayormente usados en plantas de Micro GNL o plantas a pequeña escala:

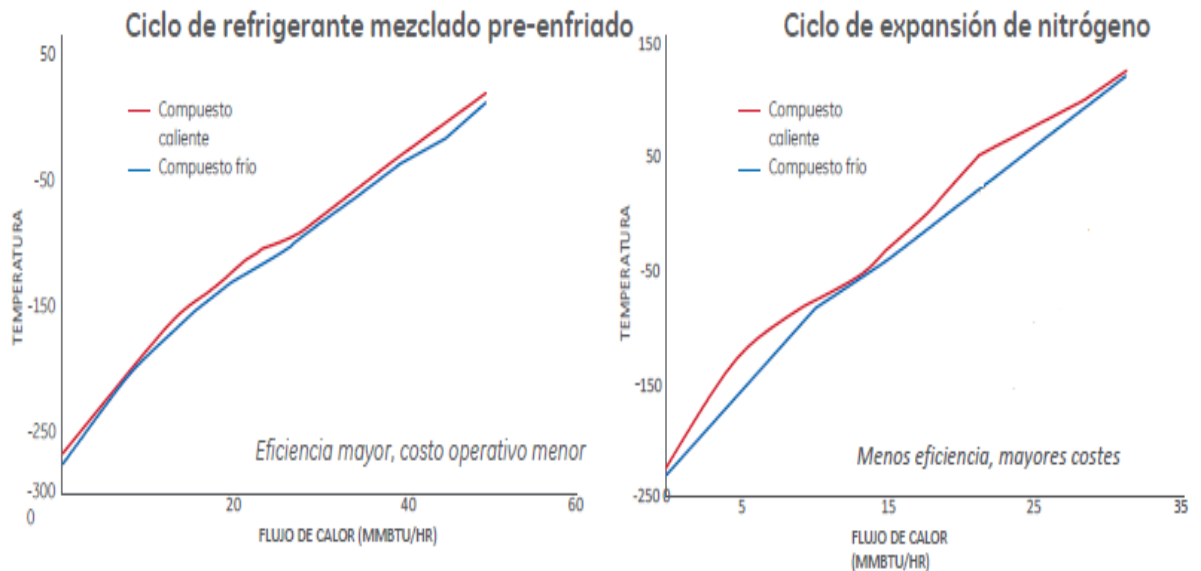
⁸² Ibid., p.8

5.3.7.1 Refrigerante mixto. Un ciclo de refrigerante mezclado pre-enfriado (PCMR) o refrigerante mezclado de ciclo único (SCMR) utiliza una mezcla personalizada de nitrógeno e hidrocarburos que enfría el gas natural hasta que se condensa. Esto ofrece la mayor eficiencia posible y menores costes operativos.

5.3.7.2 Ciclo de expansión (EXP). EXP es un proceso de refrigeración de compresión-expansión de ciclo único que utiliza gas auto evaporado o nitrógeno como refrigerante.

Sin embargo, debido a que un proceso que utilice un único refrigerante no es capaz de optimizar la potencia del compresor conforme a la curva de enfriamiento del intercambiador de calor principal, puede ser hasta un 40% menos eficiente y generar gastos operativos mayores⁸³.

Figura 38. Comparación entre RM y EXP

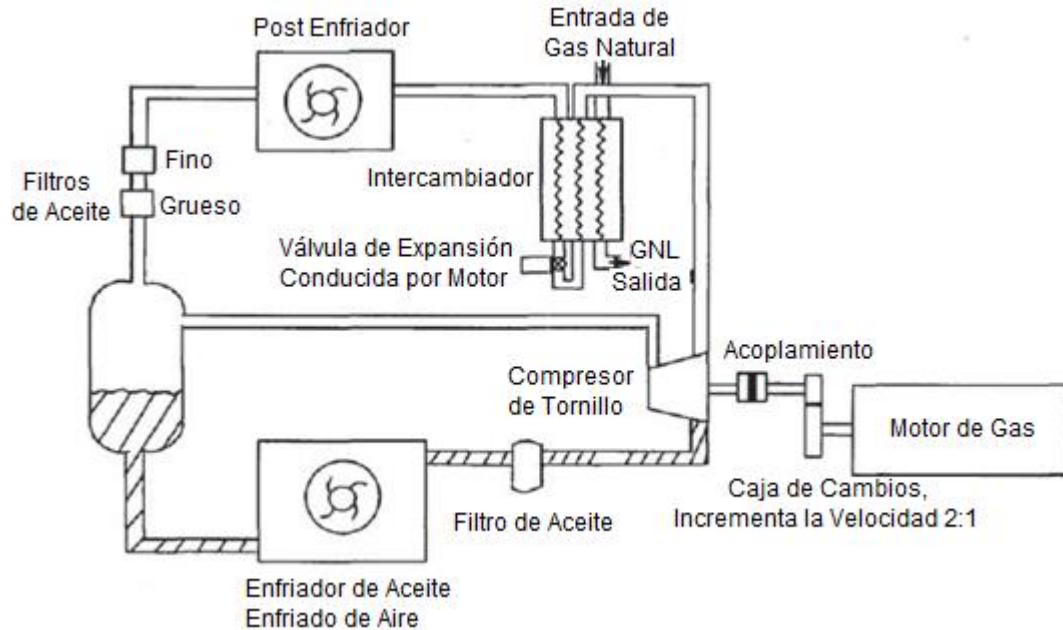


Fuente: General Electric, 2015

⁸³ GE, General Electric, Guía para plantas de GNL a pequeña escala, 2015. p.4

5.3.8 Diseño, desarrollo y estudio de sistema de licuefactor GTI. El diseño de los componentes más importantes para el licuefactor basado en mezcla de refrigerante que opera en ciclos de 1000 gpd. Los componentes más importantes del licuefactor de 1000 gpd son mostrados en la Figura 39.

Figura 39. Esquema de un licuador de 1000 gpd de GNL



Fuente: GTI, 2003

Como se puede observar en la figura, un motor de gas natural conduce a un compresor de tornillo HVAC, comercialmente disponible, a través de una caja de cambios que aumenta la velocidad 2:1. El motor es seleccionado para correr a una máxima velocidad de 1800 rpm, y el aumentador de velocidad 2:1 alza la rapidez de entrada del compresor de tornillo al ritmo de 3600 rpm característico de compresores comerciales de tornillo. El refrigerante de alta presión a la salida del compresor tiene una gran cantidad de aceite arrastrándolo con él, el cuál debe ser removido antes de que el refrigerante entre en las secciones extremadamente frías del intercambiador de calor principal. Esta remoción de aceite es inicialmente alcanzada por un separador de aceite, del cual el aceite es enfriado y devuelto al

compresor de succión. El gas de salida del separador de aceite es entonces pasado a través de dos etapas de filtros de aceite fusionados. El aceite removido es periódicamente devuelto al compresor de succión⁸⁴.

Después de la filtración del aceite, el refrigerante de alta presión es enfriado en un aftercooler, el cuál fue seleccionado como un condensador evaporador en el licuador de 1000 gpd. El condensador evaporativo es una torre de enfriado y puede reducir la temperatura del aire más bajo que un típico intercambiador de calor de aire frío.

El gas refrigerante enfriado de alta presión entra por encima del sistema de tres circuitos del intercambiador de calor principal. El gas refrigerante desciende a través del intercambiador de calor y es condensado. El líquido refrigerante es entonces expandido hacia una mezcla de dos fases que entra al intercambiador de calor por el fondo. El refrigerante extremadamente frío fluye hacia arriba y se evapora mientras acepta el calor del fluido condensador así como del circuito de gas natural. El vapor de baja presión sale por arriba del intercambiador de calor y retorna a la succión del compresor.

El gas natural para ser licuado entra en el tercer circuito de intercambiador de calor principal en su parte superior y fluye hacia abajo y se licua, saliendo del intercambiador de calor en su parte inferior.

5.3.9 Selección de los puntos de diseño de componentes. La selección del refrigerante es la misma como la unidad licuadora experimental y es compuesta de una mezcla registra de Nitrógeno, Metano, Etano, Iso-Butano, e Iso-Pentano.

Al punto de diseño, la succión del compresor es escogida para ser 10 psig (24.7 psia) y es controlado a ese valor en el sistema por el movimiento de una válvula de expansión. Es de notar que la mayor carga en la sección del evaporador del

⁸⁴ GTI, Op. Cit., p.20

intercambiador de calor principal es debido al refrigerante condensado, dejando una entalpía relativamente pequeña disponible para la Licuación de GNL.

Los cálculos asociados con el motor del sistema y requerimientos del condensador están basados en la condensación de 1000 gpd de un gas natural de 10 componentes con una composición molar mayormente de 92.9% Metano, 3.3% Etano, 2.1% Nitrógeno, y 0.2% CO₂. El gas natural de entrada es asumido a condiciones de 30 psig y 60°F⁸⁵.

Teniendo en cuenta de la composición de gas natural y las condiciones de entrada, un flujo de 55.0 SCFM es computado, con refrigeración se necesita de 53,090 Btu/h para producir 1000 gpd de 30 psig de GNL a una temperatura de líquido saturado de -239°F.

La entalpía por libra de refrigerante circulando (13BTU/lb) es computado basado en un compresor de succión de 10 psig, 50°F, una descarga de compresor de 200 psig, con una eficiencia de compresor adiabático de 65% y una temperatura de salida de refrigerante post-enfriador de 80°F.

En ausencia de estándares para licuadores de pequeña escala se escogieron condiciones de aire de 95°F y 40%RH de entrada. De referencia, un bulbo seco del ambiente de 95°F es el estándar ASHRAE para equipos de aire acondicionado y refrigeración. A 95°F, y 40%RH, el aire tiene un bulbo húmedo cerca a los 65°F, lo cual resulta en una aproximación razonable de 15° para el post-enfriador para lograr la temperatura del refrigerante a la salida de 80°F⁸⁶.

Para lograr la refrigeración de 53,090 Btu/h para el licuado de GNL, el flujo requerido de refrigerante de 68 libras por minuto fue computado, que corresponde a un desplazamiento de succión del compresor de 477 cfm. El compresor de tornillo seleccionado es un modelo del 2010 fabricado por Hafford Compressor, y tiene un desplazamiento de 543 cfm a 3600 rpm, El desplazamiento del

⁸⁵ Ibid., p.21

⁸⁶ Ibid., p.22

refrigerante actual del compresor es 543 cfm multiplicado por la eficiencia volumétrica de la unidad, estimada de estar cerca del 90%, o muy cerca de las necesidades de diseño del licuador⁸⁷.

La eficiencia del 65% de un compresor adiabático requiere cerca de 200 hp a la entrada del shaft del compresor, que conduce a la selección del motor Cummins GTA 8.3, el cual está fijado en 200 hp.

Una lista de los equipos utilizados en el sistema está dada en la Tabla 7, conseguidos de GTI.

Tabla 7. Componentes del licuador, fabricantes y costos.

Componente	Fabricante	Modelo/Descripción	Costo \$US
Intercambiador de calor principal	Chart	Aletas de platos de aluminio	41.830
Motor/Radiador	Cummins	GTA 8.3	31.774
Compresor/aceite integrado	Hartford	Tornillo 2010	17.340
Tubería de acero soldada	Advanced Mech Systems	1,5-6"	9.000
Controlador programable lógico	Allen Bradley	Micrologic 1500	8.700
Incrementador de velocidad	Twin Disc	RM120D	7.500
Post-Enfriador	Baltimore Air Coil	VF1-009-12E	6.590
Tubería/adecuaciones	Swagelok	Varios tamaños	5.000
Aislamiento	Luse-Stevenson	Intercambiador de calor de baja presión	4.800
Acero deslizable	Am. Metal Fabricators	8,5'x14'	3.770
Válvula de expansión	Jordan	MK8000MV	3.674
Válvulas/Reguladores	Mc Master	49415K34	2.500
Filtros de aceite	Finite filter	HNOL-10DSJ-4DSJ	2.448
Válvulas solenoides a prueba de explosiones	Automatic Switch	Varios tamaños	1.500
Separador de aceite	Carlyle	KH31ZZ212	1.377
Intercambiador de calor de aceite	Carlyle	KH51ZZ84	1.299
Bomba de aceite externa	Viking Pump	3GJPM	728
Bomba de aceite	Henry Technology	RF-14084-800	571
Filtros de bomba de aceite	Norman Filter	30MF2-10ML	400
COSTO TOTAL=			150.801

Fuente: GTI, 2003

⁸⁷ Ibid., p.22

6 REGASIFICACIÓN DE GNL

La regasificación del gas natural licuado es una parte importante en la cadena de valor del GNL ya que mediante esta se garantiza la distribución de gas natural al usuario final. Por ello, es necesaria la descripción del funcionamiento de las instalaciones que se encargan de este proceso.

Una estación de regasificación es el conglomerado de sistemas destinados para el almacenamiento, regasificación y regulación y brindar el suministro de gas natural a poblaciones situadas en zonas no abastecidas por redes de gas natural o gasoductos.

6.1 PLANTA DE REGASIFICACIÓN

En las plantas de regasificación se pueden distinguir cinco tipos de sistemas constituyentes⁸⁸:

- Sistema de almacenamiento, lo componen los tanques criogénicos destinados al acopio del gas natural licuado.
- Sistema de descarga de cisternas, donde se utilizan regasificadores, flexibles criogénicos y válvulas de maniobra.
- Sistema para regasificación del gas natural licuado a gas natural mediante aporte de calor.
- Los instrumentos destinados a la seguridad, regulación y odorización del gas antes de su salida de la estación.
- Sistema de control y registro, cuya finalidad es medir e interpretar los parámetros de funcionamiento de la planta.

⁸⁸ Sedigas. (2015). Unidad 7: Operación de las plantas satélite. Madrid. p.17

6.2 APLICACIONES DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

El objetivo más importante de las células de regasificación es la capacidad que tienen para abastecer de gas natural a poblaciones o núcleos urbanos que carecen de una conexión a un gasoducto.

En el caso del sector industrial sin red de gas, son una opción adecuada que permite competir con respecto a las que sí disponen de una entrada de gas natural por ducto. También hay otros usos para estas instalaciones como el abastecimiento de gas a zonas con red de gas en caso de alguna falla o rotura en el sistema de suministro, y el uso para la demanda de gas natural vehicular⁸⁹.

6.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

Bajo la norma UNE 60210:2013, las categorías en las que se clasifican las estaciones de regasificación según su capacidad geométrica en metros cúbicos:

Tabla 8. Clasificación de las plantas de regasificación según su capacidad geométrica de almacenamiento.

A	Capacidad	Hasta 5 m ³
B	Desde 5 m ³	Hasta 20 m ³
C	Desde 20 m ³	Hasta 60 m ³
D	Desde 60 m ³	Hasta 200 m ³
E	Desde 200 m ³	Hasta 400 m ³
F	Desde 400 m ³	Hasta 1500 m ³

Fuente: UNE, 2013

⁸⁹ Ibid., p.19

6.4 DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE REGASIFICACIÓN

La reserva de GNL en plantas de regasificación se logra por medio de tanques de doble envolvente metálica, internamente con aleación de acero y externamente con acero al carbón, y una capa intermedia constituida principalmente de perlita que anteriormente se ha sometido al vacío⁹⁰.

Este tipo de depósitos generalmente para construcciones de pequeña escala es conveniente la instalación del tipo vertical para una reducción significativa en el espacio del terminal de regasificación como los de la Figura 40.

Figura 40. Depósito criogénico vertical.



Fuente: Novagas, 2016

Estos tanques criogénicos varían su capacidad desde pocos metros cúbicos hasta 250 m³ o 300 m³. Debe evitarse un llenado superior al 95% de la capacidad geométrica de los depósitos, aunque es necesario garantizar un nivel mínimo para conservar las condiciones de baja temperatura.

⁹⁰ Novagas, Planta Satélite De GNL, [en línea]. <<http://novagascriogenia.com/portfolio/laoreet-mattis-quam-4/>> [citado en 5 de septiembre de 2016].

La presión a la que estos depósitos deben operar no debe superar los 72,52 psi, donde lo usual está entre 43,51 psi y 65,27 psi. La temperatura de diseño es cercana a los -196 °C, teniendo en cuenta que la temperatura a la que se debe mantener el GNL oscila entre los -160 °C a -135 °C⁹¹.

6.5 CIRCUITOS Y ELEMENTOS INCORPORADOS A LOS DEPÓSITOS

En los tanques de almacenamiento de GNL hay tres circuitos, donde todos cumplen cierta competencia particular, ellos son:

- Circuito de salida para utilización y consumo: es un montaje de una válvula criogénica de asiento de salida y un economizador encargado de controlar la presión gracias a la ejecución de un muelle, donde ocurre la acción de paso del gas cuando se supera la fuerza de este.
- Circuito de descarga de GNL a depósito: acoplamiento de varias válvulas criogénicas mixtas manuales y anti-retorno que actúan si la presión del lado del depósito es superior a la del lado de la descarga.

⁹¹ Ibid., p.2

Figura 41. Válvulas criogénicas mixtas de maniobra manual y de anti-retorno.



Fuente: Novagas, 2016

- Circuito de presurización del depósito: Principalmente tiene el regasificador PPR (puesta a presión rápida), el cual permite la regasificación mediante le contacto atmosférico⁹².

Figura 42. Regasificador PPR.



Fuente: Novagas, 2016

⁹² Ibid., p.2

También cuenta con un regulador de la presión de servicio que deja pasar líquido al regasificador cuando la presión en el depósito cae por debajo del nivel predeterminado. Las características se muestran a continuación:

Tabla 9. Características del regasificador PPR.

Presión máxima de trabajo	145 psi
Presión de prueba hidráulica	188,55 psi
Temperatura de diseño	-196 °C
Temperatura de servicio	-165 °C
Material	Aleación de aluminio (SB-241-6063-T5)

Fuente: Sedigas, 2015

6.6 ELEMENTOS DE SEGURIDAD

El depósito debe incorporar 4 válvulas de seguridad a través de una válvula de tres vías para que en cualquier caso el depósito se encuentre protegido por dos de ellas. También se incluyen en este apartado la válvula de venteo del depósito, el sistema de tuberías de acero inoxidable que conducen los venteos, las válvulas de seguridad de líneas, un dispositivo de control de vacío en el espacio intermedio y una conexión para bomba de vacío⁹³.

⁹³ Sedigas. (2015). Unidad 10: Seguridad y emergencias en una planta satélite. Madrid. p.2-3

Figura 43. Válvulas de seguridad.



Fuente: Sedigas, 2015

Elementos de control:

- Indicador de presión de servicio
- Transmisor de presión de servicio
- Indicador de nivel de GNL
- Transmisor de nivel de GNL
- Válvula de llenado máximo
- Conexión para medición del vacío

6.7 ABASTECIMIENTO DE DEPÓSITOS DE GNL

La descarga del GNL desde los tanques de abastecimiento a los depósitos se puede realizar de dos maneras, una de ellas el paso intercedido por bombas criogénicas de GNL y mediante diferencia de presiones entre las fases gas, la cual ocurre entre el depósito del camión de distribución y el tanque de almacenamiento de la regasificadora, el transvase se logra mediante un regasificador auxiliar, además de garantizar el posterior vacío.

Cabe aclarar que las instalaciones con dicho patrón son bastante simples y previenen el emplazamiento de una bomba criogénica fija local y por tanto la instalación eléctrica asociada a ella. El regasificador de descarga permite el cambio de fase a gas de bajos volúmenes de GNL procedente del propio tanque circulando por la tubería comunicante, una vez abiertas las válvulas del circuito auxiliar de presurización que comunica las dos bocas de entrada y salida del regasificador con las fases líquido y gas del tanque puede proceder el proceso de gasificación para su salida de las instalaciones. Los regasificadores que permiten este proceso son también atmosféricos construidos con un configuración de V y operan a presiones de 101,53 psi⁹⁴.

⁹⁴ Lapesa, Regasificadores y criogénicos. [en línea]. <<http://www.lapesa.es/es/criogenicos.html>> [citado en 14 de septiembre de 2016].

7 CONDICIONES DE DISEÑO DE RED DE GAS DOMICILIARIO

Habitualmente el suministro de gas natural a los clientes domiciliarios es efectuado por empresas de carácter público reguladas por las mismas leyes regulatorias en el estado o municipio que operan, los componentes o elementos del sistema de distribución de gas se listan a continuación.

7.1 ESTACIÓN DE SERVICIO O CITY GATE

Se encarga de reducir, de la línea de transporte, la presión a los niveles permitidos, mide a la cantidad de gas entregada a cada sistema, controla las condiciones de flujo como presión, temperatura y calidad del gas, hace la recepción de los raspadores utilizados para la limpieza, y por lo tanto, condesados, partículas y suciedades, filtra y decanta el gas recibido, calienta el mismo gas y lo odoriza con mercaptanos para sentir el olor en caso de pérdidas⁹⁵.

Figura 44. Estación de servicio.



Fuente: ACIPET, 2012

⁹⁵ Código de distribución de Gas. Combustible por Redes. Resolución 0067 de 21 diciembre de 1995. Ministerio de Minas y energía. República de Colombia.

7.1.1 Características técnicas del City Gate.

- Presión de entrada: 1440 – 1220 psig.
- Presión regulada de salida: 200 – 450 psig con posible set point de 350 psig.
- Temperatura de trabajo: -20 °C a 60°C.
- Nivel sonoro: <70 dB.
- Dos líneas de suministro de gas natural: La primera de trabajo y la segunda en Stand By.
- No deben soldarse o conectarse elementos como weldolet, thredolet y elbolet en componentes que sufran mayores desgastes mecánicos por circulación interna.
- Juntas aislantes dieléctricas monolíticas o pikotec, una a la entrada del City Gate, y otra a la salida⁹⁶.

7.2 RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Es una red de distribución de alta presión que en promedio está en 250 psig hasta un máximo de 275 psig. Las tuberías de acero son generalmente de diámetro de 4 pulgadas hasta 20 pulgadas. Transporta el gas a través de la ciudad, hasta las estaciones de regulación de distrito. Incluye las facilidades de operación: válvulas de corte, monitoreo de corrosión y actuadores⁹⁷.

⁹⁶ Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET). Redes de distribución de gas natural. Módulo II – diplomado en distribución de gases combustibles. Bogotá. 2012 p. 31

⁹⁷ Ibid., p.32

Figura 45. Red de distribución primaria.



Fuente: EPM, 2016

7.3 RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

Red de distribución de media presión con promedio de 60 psig, hasta un máximo de 90 psig. La tubería es de polietileno con diámetro de media pulgada hasta 6 pulgadas. Transporta el gas a través de la ciudad, hasta los centros de medición y regulación de cada usuario. Incluye las facilidades de operación: válvulas de corte⁹⁸.

Figura 46. Red de distribución secundaria.



Fuente: EPM, 2016

⁹⁸ Ibid., p.32

7.4 NORMATIVA Y REGULACIÓN

Ley 142/94: Ley de servicios públicos.

CREG 067-95: Código de distribución de gas combustible.

NTC 3728: Redes de distribución urbana.

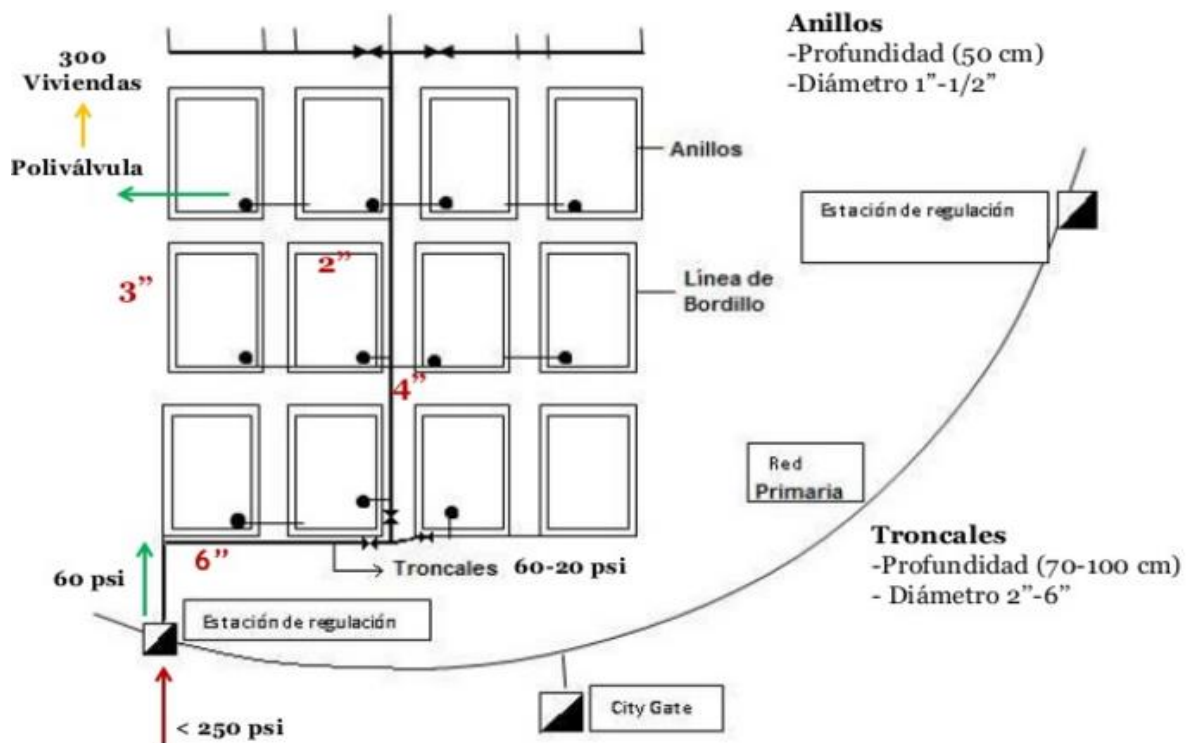
NTC 3838: Presiones de distribución urbana.

ANSI B31.8: gas transmission and distribution piping system.

API B.1104: Construction practices for oil products pipelines.

RP-1107: Recomendado pipeline maintenance welding practice⁹⁹.

Figura 47. Esquema de distribución de gas.



Fuente: NTC, 2016

⁹⁹ Ibid., p.35

7.5 DISTANCIA MÍNIMAS A EDIFICACIONES DE RECIPIENTES DE GLP

Bajo las resolución 80505 del Ministerio de minas y energía la distancia mínima a edificaciones de recipientes se muestra a continuación¹⁰⁰:

Tabla 10. Distancia mínima a edificaciones de depósitos de GLP.

Capacidad Tanque		Enterrado (m)	Superficial (m)
MC	Galones		
0,45 - 1	120 – 250	3	3
1,01 – 1,9	251 – 500	3	3
1,91 – 7,6	501 – 2000	3	7,6
7,61 – 15,2	2001 – 4000	7,6	7,6
15,21 – 114	4000 – 30000	15	23
114,01 – 265	30000 – 70000	15	23

Fuente: Min. Minas, 1997

¹⁰⁰ Ibid., p.38

8 ANÁLISIS PRESUPUESTAL PARA UNA PLANTA DE MICRO GNL EN SANTANDER

El objetivo final de este proyecto es analizar la viabilidad de una planta de micro GNL en una zona de Santander.

8.1 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

La planta de micro GNL va a suplir las necesidades de usuarios en zonas o municipios de Santander que actualmente no están conectados a una red de distribución de gas natural, en cambio se abastecen de combustibles como GLP y de tipo artesanal como madera y carbón.

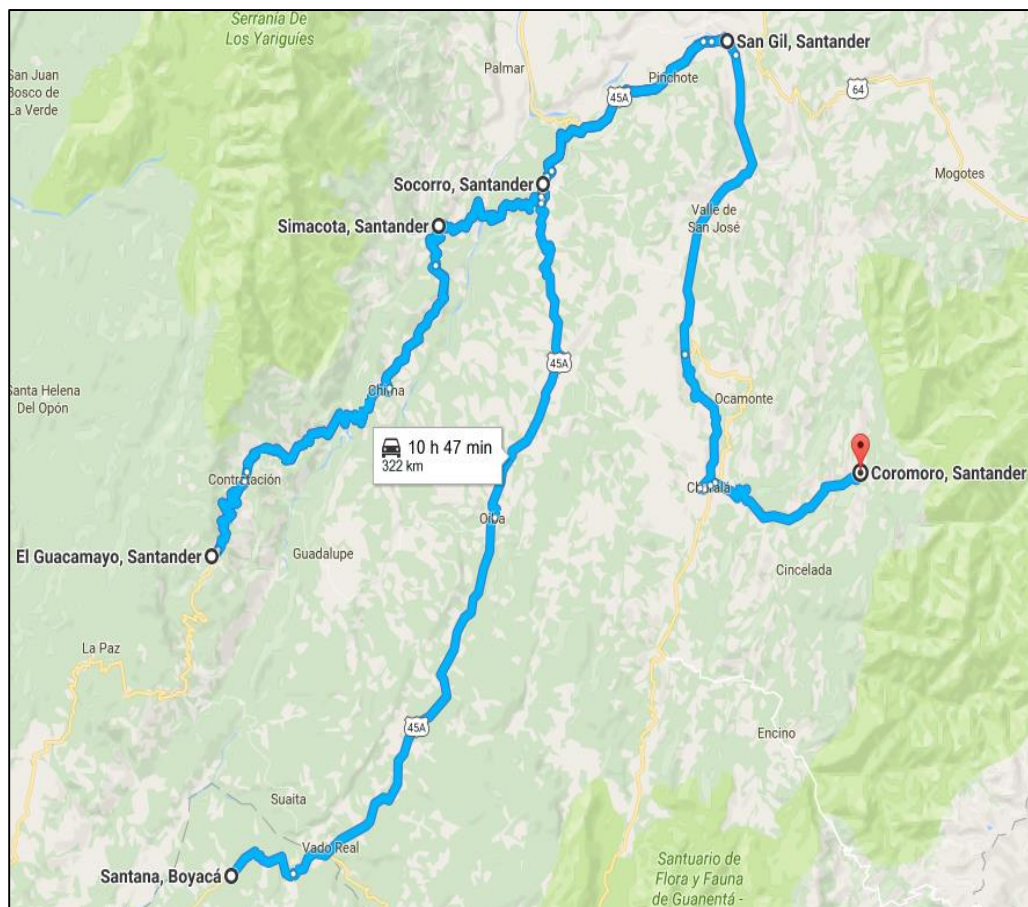
Bajo esta premisa, la población objetivo seleccionada fue la comprendida en la vía 45A06 de San Gil a Vado Real, donde en esta ruta y zonas aledañas se pueden distinguir los siguientes municipios que carecen de una conexión a una red de gas natural: San Gil, Socorro, Oiba, Confines, Palmas de Socorro, Ocamonte, Chima, Encino Coromoro, Mogotes, Valle de San José, Simacota, Contratación, San Joaquín, El Guacamayo, Onzaga, Charalá, Páramo. En cambio en estos municipios el abastecimiento de GLP es notorio pero hay un 48% de los hogares que no usan este combustible, puede ser debido a que no están conectados a la red de GLP o en su defecto no están interesados en pagar por el servicio debido a su precio¹⁰¹.

¹⁰¹ Ministerio de Minas, Coberturas de combustible GLP marzo 2016, [en línea]. <<https://www.minminas.gov.co>>[citado de 16 de septiembre de 2016]

Teniendo en cuenta que la planta de micro GNL estaría ubicada en Santana para poder abastecer a las comunidades mencionadas, la Figura 48 muestra la ruta de estudio para suplir la demanda de gas.

Entonces, la posible demanda de gas natural proveniente del proceso de licuefacción de estos hogares se estimaría, teniendo en cuenta los hogares involucrados en esta zona de Santander, ajustando un consumo de 20 m³ de GLP por hogar y una cantidad diez veces mayor para los comercios mensualmente¹⁰². La Tabla 11 muestra los valores anteriormente mencionados.

Figura 48. Ruta principal Santana – San Gil y alrededores



¹⁰² PROMIGAS, Informe del Sector gas natural 2014, [en línea], <<http://www.promigas.com>>, [citado en 3 de septiembre de 2016] p.10

Tabla 11. Hogares suplidos con GLP en la zona de estudio.

Municipio	Hogares	Suplidos GLP	Comercios
San Gil	10.683	6.412	31
Socorro	6.621	2.895	1
Oiba	1.205	936	7
Confines	300	150	-
Palmas Socorro	653	195	-
Ocamonte	300	240	-
Chima	300	216	-
Encino	250	175	-
Coromoro	300	179	1
Mogotes	1.326	831	10
Villa de San José	300	293	1
Simacota	689	590	2
Contratación	1.117	706	3
San Joaquín	371	-	-
El Guacamayo	332	-	-
Onzaga	2.088	363	-
Charalá	3.707	1.658	-
Páramo	217	28	-
Total	30.759	15.867	56

Fuente: Modificado PROMIGAS, 2014

El consumo para estos hogares y comercios correspondería a 10.951m³ (n)/día de gas natural del GLP, ahora bien, teniendo en cuenta que hay una gran parte de la población sin suplir de gas natural, la planta de micro GNL podría llegar a suplir los cerca de 20.900m³(n)/día de gas natural que necesita la población, tomando esta cantidad como la capacidad de la planta.

Aunque se debe tener en cuenta que este gas natural proviene del suministro de GLP, la correcta conversión de este energético a su equivalencia en gas natural licuado reside en el factor de conversión de 1,174¹⁰³, esto quiere decir que en el mismo volumen el GLP entrega 1,174 veces más energía que el GNL. Por otra

¹⁰³ PROMIGAS, Guía de equivalencias energéticas y volumétricas de combustibles, [en línea], <<http://es.slideshare.net/juanjosepes/tablas20equivalencias20energeticas>>,[citado en 5 de septiembre de 2016]

parte la producción total de gas natural licuado de la microplanta debe tener en cuenta la reducción en volumen a la que se somete el gas natural de casi 600 veces, es así como se considera que para suplir la demanda de los hogares en cuestión se deben producir 40,85 m³ de gas natural licuado.

Como el mercado de los vehículos que actualmente usan gas natural comprimido también es atractivo para ser reemplazado por el GNL, se tomaron los vehículos que usan gas natural vehicular como fuente de energía que diariamente circular en la vía 45A06, esto corresponde al 15%¹⁰⁴ de los vehículos que allí mismo circulan, así que de los 10.592 autos que diariamente circulan, 1.590 vehículos están adaptados al GNV, de esta manera para poder suplir la demanda de estos automotores de deben producir cerca de 12,58 m³/día de gas natural licuado.

Tomando los dos tipos de demanda, la de hogares y la de los vehículos, la planta de micro GNL para suplir la necesidad de gas tendría una capacidad total de aproximadamente 54 m³/día.

8.2 PERSPECTIVA DE COSTOS DE PLANTA DE MICRO GNL

Para estimar el costo de la planta, se recurre a relacionar el Capex relacionado a plantas de licuefacción del capítulo cuarto, en este caso el correspondiente al de 500 Capex(\$US)/tpa con la capacidad de la planta micro equivalente a 54 m³/día. De esta manera se obtiene que el costo de inversión inicial de planta sería de aproximadamente \$MMUS 4,5.

¹⁰⁴ PROMIGAS, Op. Cit., p.33

8.3 COSTOS DE ESTACIONES DE REGASIFICACIÓN

En cada municipio ha de construirse una estación de regasificación para transformar el gas licuado, que a ellos se transporta mediante los camiones criogénicos, para conocer cuál debería ser la capacidad de dichos nodos de regasificación, se tuvo en cuenta que San Gil y Socorro son los municipios que actualmente demandan más gas natural en la población establecida, con un consumo del 43% de la capacidad de la microplanta, por lo tanto de acuerdo a disponibilidad de mercado es recomendable que en estas localidades haya una capacidad de 50 m³, para los demás municipios el mínimo sugerido para la adquisición de tanques de almacenamiento criogénicos es de 20 m³¹⁰⁵.

La Tabla 12 lista cada municipio con su respectiva capacidad de estación de regasificación.

Tabla 12. Capacidad de regasificación en los municipios.

Municipio	Capacidad Regasificadora (MC)
San Gil	50
Socorro	50
Oiba	20
Confines	20
Palmas Socorro	20
Ocamonte	20
Chima	20
Encino	20
Coromoro	20
Mogotes	20
Villa de San José	20
Simacota	20
Contratación	20
San Joaquín	20
El Guacamayo	20
Onzaga	20
Charalá	20
Páramo	20

¹⁰⁵ Revista Electricidad, Bajos Precios, Regasificación Y Nuevos Proyectos: La Nueva Cara Del GNL", [en línea].<<http://www.revistaei.cl>> [citado 4 de septiembre de 2016].

En total se afirma que se deben construir 18 estaciones de regasificación, de dos tipos de capacidades (50 m³, 20 m³) que se distribuyen en la Tabla 13.

Tabla 13. Distribución de estaciones de regasificación.

Estaciones de Regasificación	
50 MC	2
20 MC	16

En el mercado el costo de los tanques criogénicos de 50 m³ está cerca los \$US73.000 mientras que los de 20 m³ es de aproximadamente \$US38.000¹⁰⁶, asumiendo que el costo de los tanques abarca el 40%¹⁰⁷ del costo total de cada unidad de regasificación, se pueden deducir los costos individuales de cada tipo de estación y los totales como suma de todos las células de regasificación, mostrados en la Tabla 14.

Tabla 14. Costos individuales y totales de las estaciones de regasificación.

Costo individual est. de regasificación (\$USD)	
50 MC	182.500,00
20 MC	95.000,00
Costo total est. de regasificación (\$USD)	
50 MC	365.000,00
20 MC	1.520.000,00
Total	1.885.000,00

Fuente: Modificado JINXIN, 2016

En total las regasificadoras costarían \$MMUS 1,88 lo que se traduce en adicionar este precio al costo de inversión inicial (Capex) de \$MMUS 4,5 que solo consideraba las instalaciones de una planta de licuefacción.

¹⁰⁶ JINXIN MACHINERY, Cryogenica tanks used for storage, [en línea].<jinxingroup.en.alibaba.com> [citado en 15 de agosto de 2016]

¹⁰⁷ Pontificia Universidad Católica de Chile, Estructura de costos y contratos de GNL. Santiago. 2016. p.10

Además, se debe tener en cuenta que 1 m³ de GNL aporta de 21 a 24 MBTU, por lo tanto la producción de GNL podría estar dada como 1215 MBTU/día.

8.4 COSTOS OPERACIONALES

Con el fin de calcular los valores relacionados con la cadena de valor de GNL se toman las siguientes especificaciones: los costos operacionales anuales son un 2% del Capex, los de almacenamiento están en los US\$2,2/MBTU, los de regasificación están establecidos como US\$1,0/MBTU y los de calentamiento y mercadeo se encuentran en los US\$0.75/MBTU¹⁰⁸.

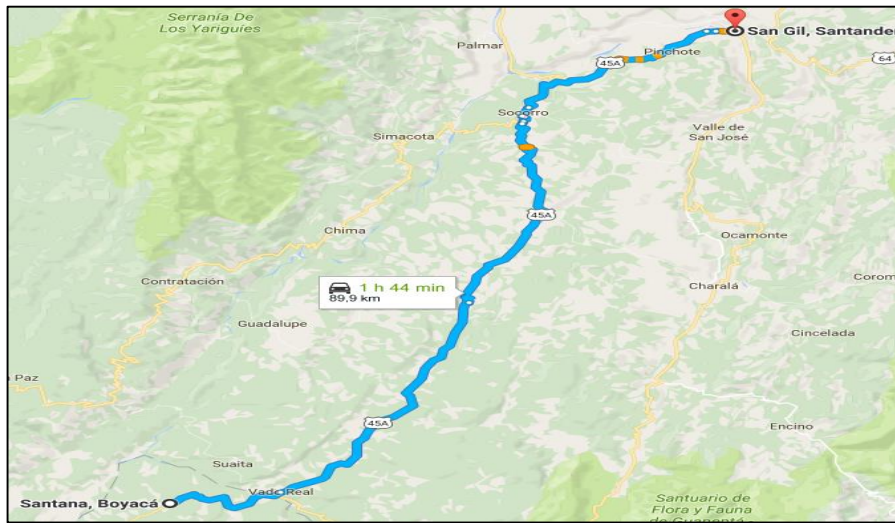
8.5 COSTOS DE TRANSPORTE

Para los costos relacionados con el transporte de GNL se estimaron los días en que cada municipio debe ser abastecido de acuerdo a la demanda diaria de gas natural y capacidad de las regasificadoras, apreciable en la Tabla 12. Una vez obtenidos, se determinaron rutas que suplían los municipios en periodos de coincidencia, concluyendo que en un ciclo de 75 días hay 11 rutas, hay que tener en cuenta que los recorridos en algunos días pueden coincidir derivando en rutas con mayores destinos, también cada trayecto tiene determinada frecuencia dentro del período mencionado, dichos viajes serían:

Ruta 1: Santana – San Gil, ocurre los días 4, 8, 16, 20, 28, 32, 40, 44, 52, 56, 64, 68 del ciclo, con una frecuencia total de 12 en el mismo periodo.

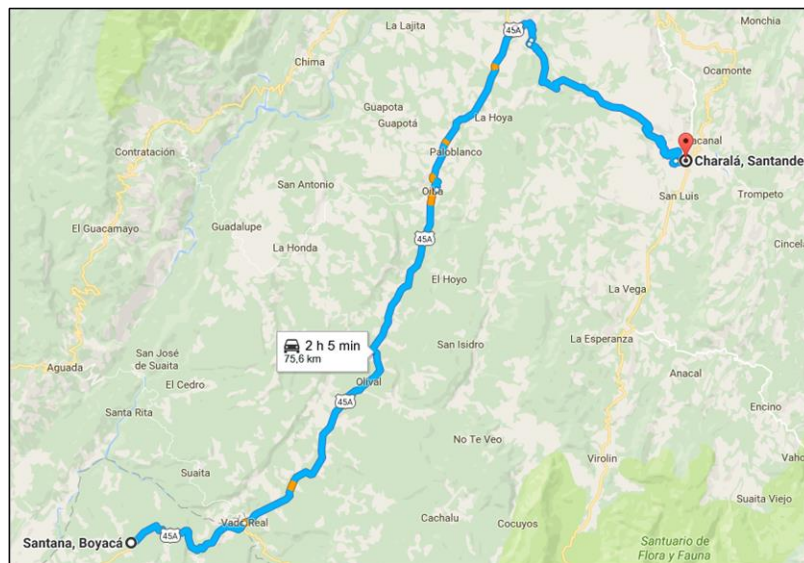
¹⁰⁸ Parson Brinckerhoff, Small-Scale generation cost, Department of Energy and climate change. London. 2015. p.27

Figura 49. Ruta 1 Transporte GNL.



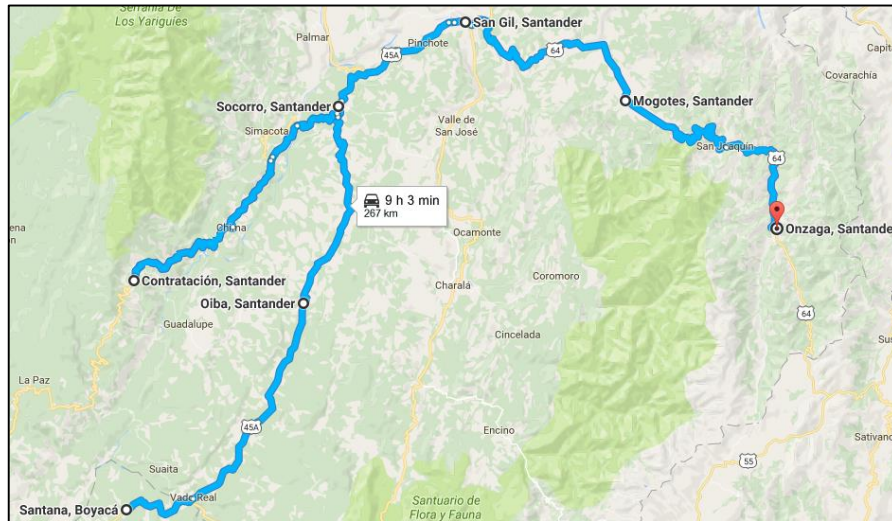
Ruta 2: Santana – Socorro – Onzaga, ocurre los días 6, 18, 36, 54, 66 del periodo, con una repetición de 5.

Figura 50. Ruta 2 Transporte GNL.



Ruta 3: Santana – Oiba – Socorro – Contratación – San Gil – Mogotes – Onzaga, sucede los días 12, 36, 72 del ciclo, con una frecuencia de 3.

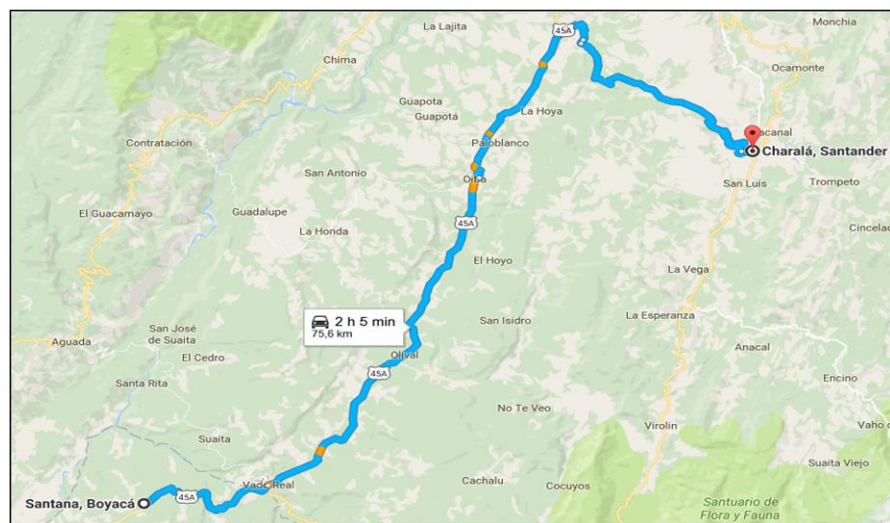
Figura 51. Ruta 3 Transporte GNL.



Fuente: Autores

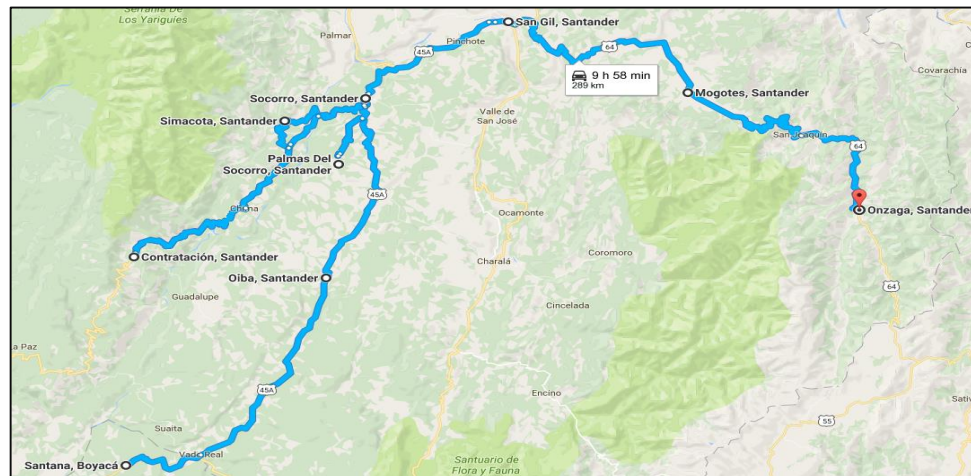
Ruta 4: Santana – Charalá, comienza el día 15, con un periodo de 30 días, frecuencia anual de 12.

Figura 52. Ruta 4 Transporte GNL.



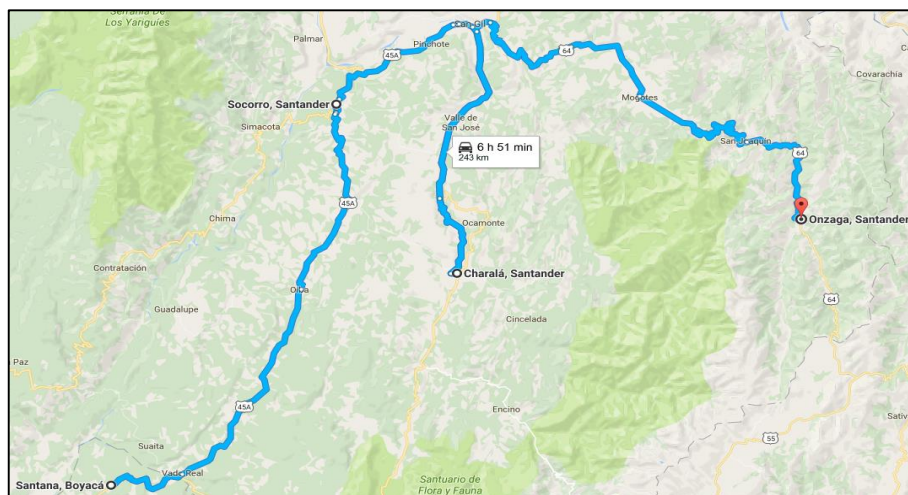
Ruta 5: Santana – Oiba – Socorro – Palmas del Socorro – Simacota – Contratación – San Gil – Mogotes – Onzaga, sucede cada 24 días, frecuencia anual de 15.

Figura 53. Ruta 5 Transporte GNL.



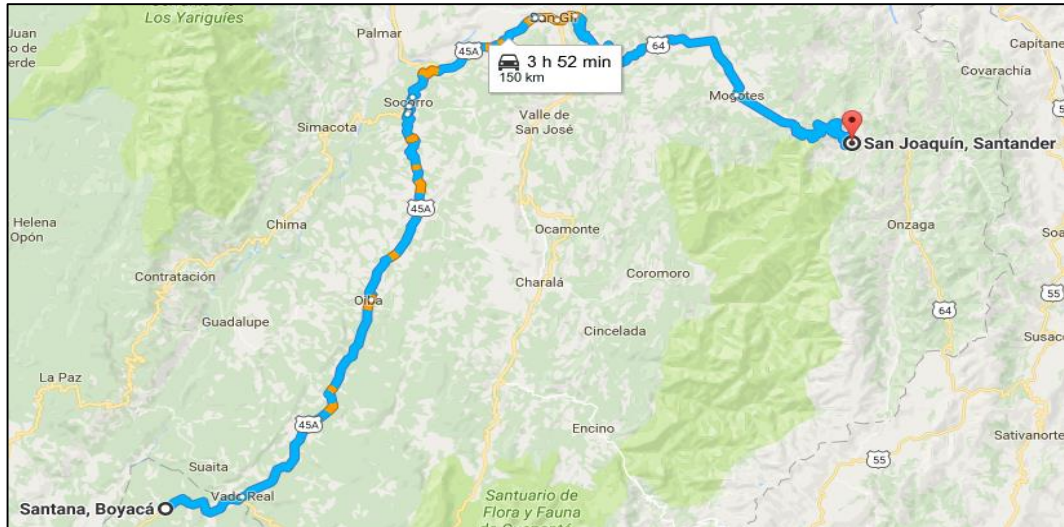
Ruta 6: Santana – Socorro – Charalá – Onzaga, Comienza a partir del día 30 y se repite cada 60 días apartir de ahí, frecuencia anual de 5,5.

Figura 54. Ruta 6 Transporte GNL.



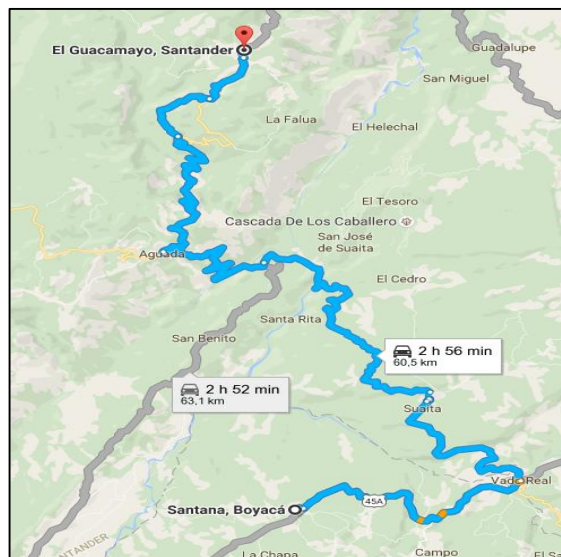
Ruta 7: Santana – San Joaquín, ocurre cada 42 días, frecuencia anual de 9.

Figura 55. Ruta 7 Transporte GNL.



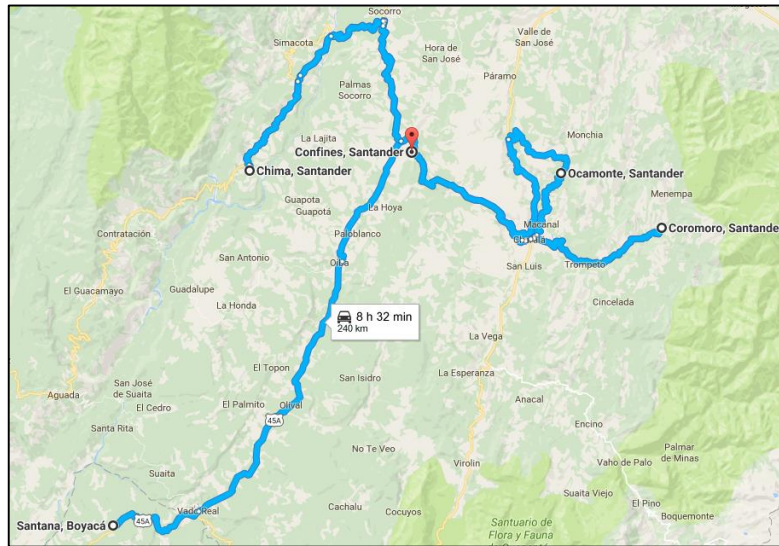
Ruta 8: Santana – El Guacamayo, tiene una frecuencia de 45 días, con una frecuencia anual de 8

Figura 56. Ruta 8 Transporte GNL.



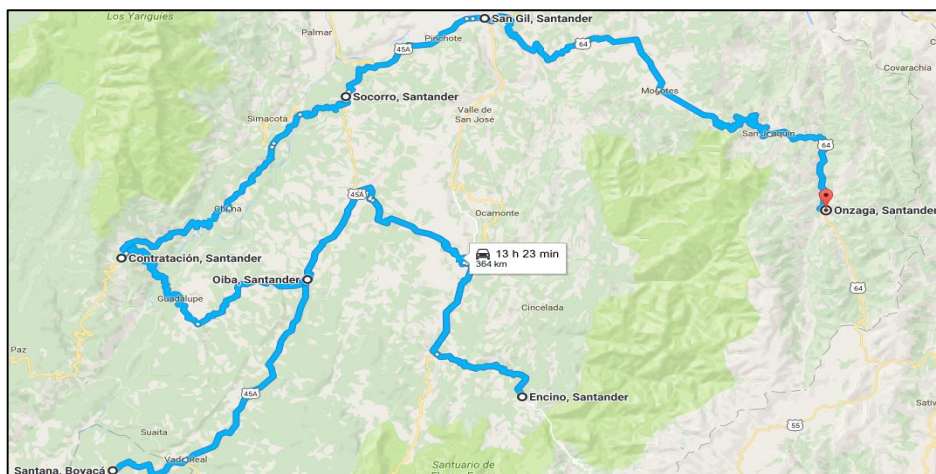
Ruta 9: Santana – Confines – Chima – Ocamonte – Coromoro, sucede cada 51 días, frecuencia anual de 7.

Figura 57. Ruta 9 Transporte GNL.



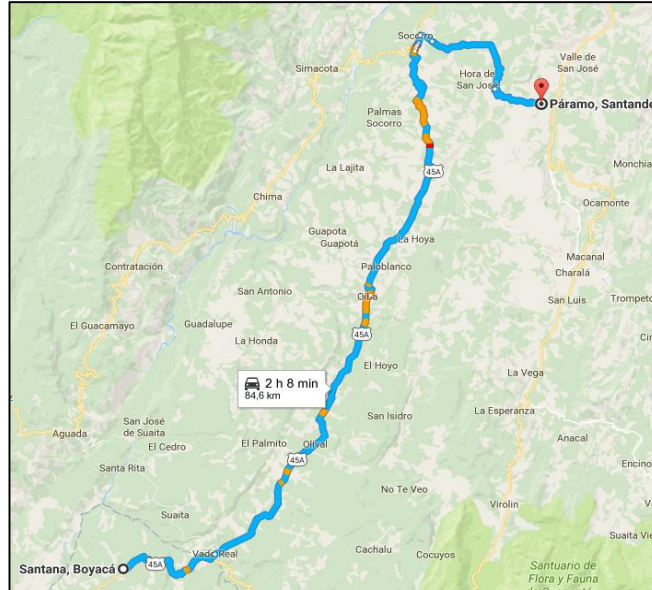
Ruta 10: Santana – Oiba – Encino – Contratación – Socorro – San Gil – Onzaga, ocurre cada 60 días, con frecuencia de 6.

Figura 58. Ruta 10 Transporte GNL.



Ruta 11: Santana – Páramo, frecuencia de 75 días, 5 anual.

Figura 59. Ruta 11 Transporte GNL.



Los costos anuales asociados con el transporte se calculan con el estimativo del precio de fletes que corresponde a \$US 0,09 /km*tonelada¹⁰⁹, asociándolo a la distancia de las rutas y sus respectivas toneladas de GNL, teniendo en cuenta la frecuencia anual de cada recorrido, de esta manera este importe es de \$US127.630, 72 como se aprecia en la Tabla 15.

¹⁰⁹ ANDI, Asociación nacional de empresarios de Colombia, Costo de Transporte de carga eficiente. 2015. p.17

Tabla 15. Costos de transporte anual de GNL.

RUTA	Distancia recorrida (km)	Masa de LNG transportada (Ton)	Costo Transporte (\$US)	
			RUTA	Anual
1	89,9	23,4	189,33	11.359,76
2	170	32,76	501,23	12.530,70
3	267	84,24	2.024,29	30.364,31
4	75,6	9,36	63,69	764,23
5	289	102,96	2.677,99	40.169,84
6	243	42,12	921,16	5.066,40
7	150	9,36	126,36	1.137,24
8	60,5	9,36	50,97	407,72
9	240	46,8	1.010,88	7.076,16
10	364	93,6	3.066,34	18.398,02
11	84,6	9,36	71,27	356,34
			TOTAL	127.630,72

Figura 60. Cadena de valor para la planta de microlícuación de GNL en Santander.



8.6 COSTOS TOTALES

De esta manera el costo de la planta de micro GNL y sus costos anuales asociados, para una producción de 443.475 MBTU anual de GNL se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Inversión inicial y costos anuales en dólares de la planta de micro GNL propuesta.

Inversión	
Capex(\$US)	6.385.000,00
Costos anuales(\$US)	3.155.657,22
Operación	127.700,00
Transporte	127.630,72
Regasificación	443.475,00
Almacenamiento	975.645,00
Gas Natural	1.481.206,50

8.7 PRECIO DE VENTA DEL GNL

Teniendo en cuenta un periodo de tiempo mínimo de retorno de la inversión de 20 años, para alcanzar este objetivo el gas natural debería ser vendido a \$US7,84/MBTU, este precio respecto al actual del GLP del que se abastecen estas poblaciones correspondiente a \$US 5,83/MBTU es un 34% mayor en el escenario actual, lo cual muestra que la planta de micro GNL con este comparativo resulta poca atractiva, pero sería una alternativa en el caso que en el transcurso de tiempo de recuperación de capital, si se mantuviera el precio de \$US7,84/MBTU para el gas natural licuado y el GLP siguiera con su tendencia, es así, como al finalizar este periodo de tiempo el GLP costaría \$US14,17/MBTU, un 80% más del precio de GNL.

Por otra parte, este precio de venta de US\$7,84/MBTU respecto al posible precio de venta de la regasificadora de Cartagena como máximo de US\$6,10/MBTU sugiere que es más fácil optar por un transporte de camiones de gas natural de dicha regasificadora hacia esta zona de Santander, que montar la planta y las instalaciones de regasificación en cada municipio demandante de gas natural, para lidiar con ello la capacidad de la planta se sugiere aumentarla a 700.000MBTU anuales de GNL para que el precio de venta sea igual a \$US6.1/MBTU y por lo tanto sea competitiva con la regasificadora de Cartagena debido a que no involucra transporte tipo costa a interior.

9 CONCLUSIONES

- Actualmente, el continente americano sule más del 40% de su demanda de GNL de países de la misma región, principalmente Estados Unidos y Trinidad y Tobago, Asia en cambio sule más del 85% mediante el comercio local, en cambio Europa para dar abasto con su oferta de GNL tiene que recurrir en más de un 90% a la importación desde África y Asia.
- Las poblaciones en el interior de Colombia, que no están conectadas a redes domiciliarias de gas natural, actualmente, respecto a los \$US 3,32/MBTU correspondiente al precio del gas natural, pagan un 74% más por el uso de GLP, y se expondrían a pagar un 94% en el caso que quisieran acceder al GNL de Cartagena.
- Inicialmente la opción de implementar una planta de micro GNL para la población específica de Santander evaluada en este proyecto, resulta inviable, debido a que el gas natural se tendría que vender a \$US 7,84/MBTU, lo cual es un 34% más costoso que el propano del cual se abastece este sector.
- Respecto a la planta de regasificación de Cartagena, es viable enviar camiones cargados con gas natural desde esta zona para suministrar de este combustible el área de estudio de Santander debido a que su precio de venta es de \$US 6,4/MBTU, un 22% más barato, para competir con esto, la planta de micro GNL tendría que aumentar su capacidad a 700.000 MBTU/año para poder vender al mismo precio de Cartagena.

10 RECOMENDACIONES

- El análisis financiero presentado es un primer sondeo de un proyecto para la construcción y puesta en marcha de una planta de producción, distribución y regasificación de gas natural licuado a pequeña escala, conocer el costo exacto dependerá de estudios que profundicen más acerca de este tema.
- Este proyecto podría ser un acercamiento de tomar en cuenta por entidades y organismos encargados de gestionar y proyectar el panorama de los combustibles o energéticos en la nación, con especial énfasis a las dedicadas de la rama del sector gas. Para explorar métodos y tecnologías que ayuden a incrementar positivamente la cadena de valor del gas natural convencional y no convencional.
- Es recomendable que este tipo de estudios se orienten con políticas nacionales y mundiales estandarizadas que tengan como objetivo la eficiencia en la utilización de suministros energéticos y reducción de la huella de contaminación por gases tóxicos en el medio ambiente.
- Se propone una vez esté en funcionamiento la planta regasificadora de gas natural licuado en Cartagena, hacer énfasis en un estudio para el transporte de gas natural desde estas instalaciones hasta las poblaciones de Santander estudiadas y demostrar o no su viabilidad con respecto al GLP que consumen actualmente.

BIBLIOGRAFÍA

ANDI, Asociación nacional de empresarios de Colombia, Costo de Transporte de carga eficiente. 2015. p.17

ARMAS José Carlos. II Foro nacional del gas natural licuado: Micro Plantas para la producción de gas natural licuado-GNL. Comité Técnico del Gas 2014.

Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET). Redes de distribución de gas natural. Módulo II – diplomado en distribución de gases combustibles. Bogotá. 2012 p. 31

BASURTO, Jaime; SCHWARZ, Maxim. Tercer congreso Bolivia Gas y Energía: Tecnología GNL para instalaciones en pequeña y media escala. The LINDE Group. Santa Cruz. Agosto 2010.

Código de distribución de Gas. Combustible por Redes. Resolución 0067 de 21 diciembre de 1995. Ministerio de Minas y energía. República de Colombia
DE LA PEÑA, Gonzalo. Planta satélite de GNL adaptada a “El Hierro 100% renovable”. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía. Septiembre 2014.

Distribución del Gas Natural, [en línea] Disponible en:
<http://es.slideshare.net/luica1985/distribucion-del-gas-natural>.

Fenosa, Origen de las plantas satélite de GNL, [en línea]. <<https://upcommons.upc.edu>>. [citado en 14 de agosto de 2016]

FINN A, Johnson & TOMLINSON T. Development in natural gas licuafecion, Hydrocarbon processing, Vol 78 p. 47, 1999

GAS TECHNOLOGY INSTITUTE. Development of a small – scale natural gas liquefier. GTI Project 65943

General Electric Company Oil and Gas. La guía definitiva para plantas de gas natural licuado (GNL) de pequeña escala. Houston, Texas. GE Oil and Gas 2015.

GNL. Licuefacción de GNL, [en línea] Disponible en: <http://www.gnl.es/licuefaccion-gnl.php>

GUERRERO, Ramiro; GONZÁLEZ, Marco. XVIII Convención de Gas, AVPG: Análisis Comparativo de Procesos de Licuefacción de Gas Natural. Negocios y Tecnologías de gas natural licuado. Caracas, Venezuela 2008.

JINXIN MACHINERY, Cryogenica tanks used for storage, [en línea].<jinxingroup.en.alibaba.com> [citado en 15 de agosto de 2016]

Lapesa, Regasificadores y criogénicos. [en línea]. <<http://www.lapesa.es/es/criogenicos.html>> [citado en 14 de septiembre de 2016].

La Industria Del Petróleo Y Del Gas. [en línea]. <<http://www1.ypfb.gob.bos>> [citado en 17 de septiembre de 2016].

Licuefacción del GNL, [en línea]. < <http://www.gnl.es/licuefaccion-gnl.php>> [citado en septiembre 3 de 2016]

MARTIN, Pierre. Natural gas processes comparison. Axens. 2004 p.4

Ministerio de Minas, Coberturas de combustible GLP marzo 2016, [en línea]. <<https://www.minminas.gov.co>>[citado de 16 de septiembre de 2016]

MOKATHAB S. Process selection is critical to onshore LNG economics, World Oil Magazine. Vol. 227. 2006. p.14

MONTAGUE, Kirt W. Small – Scale GNL Value Chains for Non – traditional Markets. Plumenergy. 2013

Novagas, Planta Satélite De GNL, [en línea]. <<http://novagascrigenia.com/portfolio/laoreet-mattis-quam-4/>> [citado en 5 de septiembre de 2016].

Parson Brinckerhoff, Small-Scale generation cost, Department of Energy and climate change. London. 2015. p.27

Pontificia Universidad Católica de Chile, Estructura de costos y contratos de GNL. Santiago. 2016. p.10

PROMIGAS, Informe del Sector gas natural 2014, [en línea], <<http://www.promigas.com>>,[citado en 3 de septiembre de 2016] p.10

PROMIGAS, Guía de equivalencias energéticas y volumétricas de combustibles, <<http://es.slideshare.net/juanjosepes/tablas20equivalencias20energeticas>>,[citado en 5 de septiembre de 2016]

Revista Electricidad, Bajos Precios, Regasificación Y Nuevos Proyectos: La Nueva Cara Del GNL", [en línea].<<http://www.revistaei.cl>> [citado 4 de septiembre de 2016].

SEDIGAS Reglamentación y normativa de plantas satélites de GNL. 2015. Madrid.p.12

SIERRA, Fabio Emiro; GUERRERO, Carlos Alberto; GUERRERO, Carlos Andrés. Licuefacción del Gas Natural: Una importante alternativa energética. Universidad Nacional de Colombia. 2011

UPME, Unidad de Planeación Minero Energética, Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2016 – Diciembre 2035. 2016 p.22

Who's who of the global energy industry. The Oil and Gas year TO&GY, Colombia 2016