

**ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONOMICA PARA LA CONSTRUCCION DE UNA  
PLANTA DE REGASIFICACION DE GNL EN COLOMBIA**

**Ing. EDINSON ALBERTO VARGAS NOVA**

**Ing. RIGOBERTO PATIÑO RIVERA**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICIO-MECÁNICAS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONOMICA PARA LA CONSTRUCCION DE UNA  
PLANTA DE REGASIFICACION DE GNL EN COLOMBIA**

**Ing. EDINSON ALBERTO VARGAS NOVA**

**Ing. RIGOBERTO PATIÑO RIVERA**

**Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Gerencia de  
Recursos Energéticos**

**Director**

**Msc. LUIS EDUARDO JAIMES REATIGA**

**Ingeniero Químico**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICIO-MECÁNICAS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

*A DIOS que siempre me guía y me acompaña en todo momento.*

*A mi padre Marcos (Q.E.P.D) que me brindo siempre su apoyo y cariño y que me dio tan valiosos consejos y a mi madre Gloria quien me enseñó a valorar cada una de las cosas de la vida, por su trato y su confianza.*

*A mi hermano Marcos quien es un ejemplo a seguir y que siempre respetare como un gran ser humano.*

**RIGO**

*Doy primeramente gracias a DIOS por sus bendiciones, más que pedir agradecer tu infinita misericordia y tu amor que no tiene fin.*

*A mi esposa Siomara que ha sido incondicional, mi ayuda idónea que con su amor y paciencia a soportado este esfuerzo y me ha impulsado a seguir adelante, a mis hijos que son el motor de seguir más allá y una de ellas es cumpliendo esta meta.*

*A Ecopetrol empresa donde laboró, que me ha permitido desarrollarme como profesional y en lo personal.*

*A mis Jefes, compañeros de trabajo y amigos que me apoyaron para poder culminar con éxito este compromiso.*

***EDINSON ALBERTO***

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus sinceros agradecimientos a:

**Profesor Luis E. Jaimes Reatiga**, Director de la monografía, por su valiosa colaboración y guía en la orientación del desarrollo de este trabajo.

**La Universidad Autónoma de Bucaramanga**, por la oportunidad de pertenecer a la Facultad de Ingenierías Físico- Mecánicas quien es reconocida en Colombia por su gran experiencia en el sector.

**Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas y Cuerpo Docente**, A la Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas de la UNAB y sus docentes por habernos compartido sus conocimientos y habernos ayudado al crecimiento profesional.

**Administrativos**, A todos los miembros administrativos del programa de Posgrados de la Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas de la UNAB por su ayuda, colaboración y disposición en todo momento.

**Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL**, Por su aporte, apoyo y tiempo brindado en la ejecución del trabajo realizado, el cual me permitió la realización de este trabajo de Monografía.

**Corporación CIMA**, Por su aporte, apoyo y tiempo en la ejecución del trabajo realizado, el cual permitió la realización de esta monografía.

**Ing. Luis Carlos Mosquera**, Jefe de Proyectos de Corporación CIMA, por su valiosa colaboración del tiempo en la ejecución de los trabajos realizados.

**Ing. German Castellanos Romero**, Ing. Químico, por su valiosa colaboración y guía en la orientación y desarrollo de este proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. DESCRIPCIÓN DE LA MONOGRAFÍA	15
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
1.2. JUSTIFICACIÓN	16
1.3. OBJETIVO GENERAL	17
1.3.1. Objetivo Específicos	17
1.4. TERMINOS Y DEFINICIONES	17
2. MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE	22
2.1. GAS NATURAL LICUADO	22
2.1.1. Generalidades	22
2.1.2. Etapas de la Cadena de GNL	23
2.1.2.1. Licuefacción	24
2.1.2.2. Transporte	24
2.1.2.3. Regasificación	25
2.1.3. Factores Críticos	25
2.1.4. Origen del GNL	25
2.2. CAMBIO DE ESTADO	29
2.3. PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	31
2.3.1. Generalidades	31
2.3.2. Buque Metanero	31
2.3.3. Tanque Criogénico	33
2.3.4. Relicador	34
2.3.5. Tipos de Plantas de Regasificación	35
2.4. CRITERIOS ECONOMICOS	40

2.5. CRITERIOS CON BASE EN LA DIFERENCIA ENTRE INGRESOS Y EGRESOS _____	41
2.6. VALOR PRESENTE NETO (VPN) _____	41
2.7. VALOR FUTURO NETO (VFN) _____	42
2.8. VALOR ANUAL NETO (VAN) _____	43
2.9. RELACIÓN ENTRE VPN, VFN, VAN EI VPN _____	43
2.10. CRITERIO RELACIÓN BENEFICIO/ COSTO (B/C) _____	44
2.11. CRITERIOS CON BASE EN LA RENTABILIDAD OBTENIDA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) _____	45
3. ANALISIS DEL PROCESO PROPUESTO _____	46
3.1. CONSOLIDACIÓN DE INFORMACIÓN _____	46
3.2. DESARROLLO DEL PROCESO _____	46
3.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO _____	50
4. ANALISIS ECONOMICO _____	55
4.1. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA INVERSIÓN _____	56
4.2. FACTORES DE COSTO DE LA INVERSIÓN EN CAPITAL _____	57
4.3. MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE COSTOS DE EQUIPOS _____	62
4.4. ÍNDICES DE COSTOS DE PLANTAS DE INGENIERÍA QUÍMICA _____	62
4.5. ÍNDICES DE COSTOS DE EQUIPOS DE MARSHALL Y SWIFT (MS o MSCI) _____	63
4.5.1. Índices de costos de Construcción de Engineering New Record (ENR) _	65
4.6. FLUJO DE CAJA _____	65
4.7. ANALISIS DE VIABILIDAD _____	67
4.8. TIPOS DE CONTRATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN _____	69
5. CONCLUSIONES _____	71
BIBLIOGRAFIA _____	73
ANEXOS _____	75

## TABLA DE ANEXOS

<b>ANEXO 1 – FLUJO DE FONDOS</b> .....	75
<b>ANEXO 2 – RESULTADOS DE VALORACIÓN DEL PROYECTO</b> .....	79
<b>ANEXO 3 – ANALISIS DE SENSIBILIDADES</b> .....	80

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Composición del Gas Natural Licuado. ....	47
<b>Tabla 2.</b> Especificaciones de Gas Natural.....	30
<b>Tabla 3.</b> Descripción de Costos de la Planta de Regasificación.....	59
<b>Tabla 4.</b> Componentes principales del índice CEPCI.....	63
<b>Tabla 5.</b> Valores Unitarios de los equipos principales de la Planta de Regasificación .....	64
<b>Tabla 6.</b> Componentes Principales de los índices MSCI.....	65
<b>Tabla 7.</b> Valores estimados en la Evaluación Financiera.....	67

## TABLA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Balance de Gas Natural en Colombia	28
<b>Figura 2.</b> Evolución de Reservas de gas Natural en Colombia	28
<b>Figura 3.</b> Evolución de Reservas de Gas Natural en Colombia	29
<b>Figura 4.</b> Proceso de Regasificación	32
<b>Figura 5.</b> Modelo de Tanque Metanero Tipo Esférico	32
<b>Figura 6.</b> Modelo de Tanque Metanero Tipo Membrana	33
<b>Figura 7.</b> Modelo de Tanque Criogénico	34
<b>Figura 8.</b> Calentador de Fuego con Fluido de Bucle cerrado	36
<b>Figura 9.</b> Vaporizador sumergido que usa combustión como fuente de calor	37
<b>Figura 10.</b> Vaporizador Usando Intercambiador de Calor con Agua de Mar	37
<b>Figura 11.</b> Torre de Calentamiento usando Agua intermedia y Calentador de Aire	38
<b>Figura 12.</b> Sistema de ciclo Ranking usando vapor de Agua Caliente	39
<b>Figura 13.</b> Sistema de Generador de Turbina a gas con Ducto de horno	39
<b>Figura 14.</b> Diagrama Fuentes de Financiación	41
<b>Figura 15.</b> Diagrama de VPN en el Tiempo	42
<b>Figura 16.</b> Diagramas de Toma de Decisiones VPN	42
<b>Figura 17.</b> Diagrama de Toma de Decisiones VAN	43
<b>Figura 18.</b> Diagrama de Decisiones VPN/VPE	45
<b>Figura 19.</b> Simulación Básica del Proceso	48
<b>Figura 20.</b> Condiciones de Temperatura y Presión	49
<b>Figura 21.</b> Diseño Riguroso del Intercambiador de Calor de Vaporizador – Vista del Aspen Plus	50
<b>Figura 22.</b> Escenarios de Oferta del Gas Natural	56
<b>Figura 23.</b> Escenarios de Demanda del Gas Natural	58
<b>Figura 24.</b> Proyección Demanda de Gas Natural Sector Residencial	58
<b>Tabla 3.</b> Descripción de Costos de la Planta de Regasificación	59
<b>Figura 25.</b> Proyección Demanda de Gas Natural Sector Industrial	59
<b>Figura 26.</b> Proyección Demanda de Gas Natural Sector Petroquímico	60
<b>Figura 27.</b> Proyección Demanda de Gas Natural Sector Petroquímico	60
<b>Figura 28.</b> Proyección Demanda de Gas Natural Sector Transporte	61
<b>Figura 29.</b> Proyección Demanda de Gas Natural Sector Transporte	61
<b>Figura 30.</b> Balance Nacional del Gas Natural.	62

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONOMICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GNL EN COLOMBIA.\*

**AUTORES:** EDINSON A. VARGAS NOVA y RIGOBERTO PATIÑO RIVERA. \*\*

**PALABRAS CLAVE:** GAS NATURAL LICUADO, REGASIFICACIÓN, LICUEFACCIÓN, RECONDENSADOR, VAPORIZADOR.

### DESCRIPCIÓN:

La alta demanda actual energética del país, la caída en las reservas de gas, el fenómeno del niño, la alta conversión de vehículos a GNV, entre otros, son factores importantes que indican que es necesaria la construcción de una planta de Regasificación en Colombia.

En los últimos años se han estudiado los tres escenarios principales de la demanda de gas natural en Colombia (escenario alto, medio y bajo), en los que en un escenario optimista, para mediados del año 2018 la demanda de gas será igual a la oferta de gas, es decir, que la cantidad de gas producido cubriría justamente la demanda de gas en Colombia.

El Estudio de viabilidad económica para la planta, analiza condiciones generales y específicas de operación, con simulación del proceso con el programa Aspen PLUS y Aspen HYSYS, junto con análisis de costos y eficiencias energéticas incorporados en el mismo simulador.

Una vez determinado el mejor diseño en la simulación teniendo en cuenta las mejores eficiencias de acuerdo a los modelos de estudio de la *Engineering Forum*, y datos entregados por el simulador, se establecen las variables necesarias para determinar el análisis de costos de inversión (Económico y Financiero) con una vida útil de 20 años y 4 años en la construcción y puesta en marcha de la planta.

Finalmente y después de determinar los costos totales del proyecto, se presenta la estimación de costos asociados a la operación y mantenimiento de la planta, junto con la rentabilidad asociada al proyecto.

---

\* Monografía de especialización.

\*\* Facultad de Ingeniería Físico – Mecánicas. Director: Luis E. Jaimes Reatiga, Ingeniero Químico – Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas - UNAB

## ABSTRACT

**TITLE:** ECONOMIC FEASIBILITY STUDY TO BUILD PLANT IN COLOMBIA LNG REGASIFICATION.\*

**AUTHOR:** RIGOBERTO PATIÑO RIVERA. \*\*

**KEYWORDS:** LNG, REGASIFICATION, LIQUEFACTION, CONDENSER, EVAPORATOR.

### DESCRIPTION:

The high energy demand of the country today (current), the fall in gas reserves, the Niño, the high conversion of vehicles to CNG, among others, are important factors indicate that the construction of a regasification plant in Colombia is necessary.

In recent years we have studied the three main scenarios of demand for natural gas in Colombia (high scenario, medium and low), which in an optimistic scenario, by the middle of 2018 gas demand will equal supply gas, ie, the amount of gas produced just cover gas demand in Colombia.

The Study of economic feasibility for the LNG regasification plant discusses general and specific operating conditions, with process simulation with Aspen PLUS and Aspen HYSYS program, along with cost analysis and energy efficiencies built into the same simulator.

Once you determine the best design in the simulation taking into account the best efficiencies according to study models of Engineering Forum, and data provided by the simulator, the necessary variables for determining the investment cost analysis (Economic and Financial) with a lifespan of 20 years and four years in the construction and commissioning of the plant.

Finally, after determining the total costs of the project, the estimated costs associated with the operation and maintenance of the plant is presented, profitability associated with the project.

---

\* *Monograph of specialization*

\*\* *Faculty of Physical – Mechanical. Director: Luis E. Jaimes Reatiga, Chemical Engineer - Faculty of Physical – Mechanical - UNAB*

## INTRODUCCIÓN

El estudio de Viabilidad económica para la construcción de una Planta de Regasificación en Colombia, analiza los diferentes factores estimados de confiabilidad, eficiencia del proceso, seguridad, ubicación, impacto ambiental y rentabilidad, la cual suplirá la necesidad del 35% de la demanda actual de gas en Colombia.

Actualmente en Colombia las reservas de gas natural reportadas por la ANH a diciembre de 2012 fueron de 7,088 GPC de las cuales 5,727 GPC corresponden a reservas probadas de gas natural<sup>1</sup>. Aunque tuvo un leve incremento en el año 2012 es evidente que la relación reserva-producción R/P ha ido declinando, en los últimos años, lo que es un punto a tener en cuenta para el suministro de gas en Colombia en un futuro cercano.

Las plantas Regasificación GNL, son una alternativa para confrontar los problemas indicados, además presentan una solución limpia y con efectos ambientales mínimos, los cuales pueden ser subsanados y el producto final es reconocido por ser el de menor impacto ambiental a nivel mundial.

En los últimos años han sucedido transformaciones en los mercados mundiales del gas con diferentes características y alcances como el uso creciente del gas natural licuado (GNL); el incremento del transporte por vía marítima frente a los tradicionales gasoductos; la incorporación de recursos no convencionales, como *Shale Gas* y la presencia de nuevos actores en la industria del gas.

Según el informe de la Agencia Internacional de Energía (WEO, 2012:1), el escenario energético mundial en 2035 se caracterizará por un aumento de la

---

<sup>1</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA (UPME). Plan de abastecimiento de gas natural. Documento de trabajo. Bogotá: Diciembre de 2013. 155 p.

demanda de energía que crecerá más de un tercio en el período 2012 y 2035; China, India y Medio Oriente representan el 60% de dicho aumento, mientras que en términos relativos, la demanda de energía en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), disminuirá frente al crecimiento de la demanda asiática, con un marcado alejamiento del petróleo y del carbón y en algunos países también de la energía nuclear, esto en beneficio del gas natural.

Del mismo modo se considera que el gas, durante mucho tiempo subestimado por las petroleras, se convertirá en un elemento vital a escala global. En este sentido, en los últimos años han sucedido transformaciones en los mercados mundiales del gas con diferentes características y alcances. Por una parte, algunas transformaciones tuvieron alcance global y estructural con efectos de largo y mediano plazo, mientras que otras fueron de naturaleza geopolítica con consecuencias más abruptas. Entre las primeras se destaca el desarrollo del GNL y la aparición de nuevos consumidores en países emergentes.

De igual manera, el fenómeno del niño es una de las amenazas más grandes que tienen los países del área Ecuatorial, debido a que su mayor producción de energía eléctrica se centra en fuentes hídricas (Hidroeléctricas), con una fuerte caída de los niveles de los embalses hacia finales del 2015 y hasta mediados del 2016.

## **1. DESCRIPCIÓN DE LA MONOGRAFÍA**

### **1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Actualmente en Colombia las reservas de gas natural reportadas por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) a diciembre de 2014 fueron de 7,088 GPC de las cuales 5,727 GPC corresponden a reservas probadas de gas natural, reservas para un tiempo máximo de 7 años.

Al ser el gas natural un hidrocarburo más amigable con el ambiente y de menor costo relativo respecto al petróleo, se espera que la demanda continúe en crecimiento en las próximas décadas, según la Agencia Internacional de Energía (AIE), tiene como ventaja una mayor cantidad de reservas, estimadas a nivel mundial entre 17.600 y 18.000 millones de metros cúbicos. Se observa también una tendencia al uso de gas natural en otra funciones además de la calefacción, por ejemplo como gas natural comprimido (GNC) para transporte, su uso en centrales termoeléctricas para la generación de electricidad y en la industria, principalmente la petroquímica, transformándolo así en un recurso de uso múltiple de acuerdo con la clasificación de Morello (1983) y por lo tanto, valorizando más el recurso.

El posible racionamiento o déficit de gas que se pueda presentar en un futuro cercano en Colombia, debido a la disminución de las reservas de gas, así como el incremento en la demanda en la industria y fenómenos naturales como el niño, puede traer retrasos y pérdidas económicas para la nación. Es evidente que las necesidades energéticas de un país deben estar cubiertas y garantizadas para que el funcionamiento normal y desarrollo de una comunidad siga en continuo crecimiento, por lo cual es importante plantear una alternativa de suministro energético que se pueda tener como recurso en el dado caso que se vean amenazadas las demandas energéticas de la nación.

Los costos de implementación y operación de un terminal de importación de GNL son relativamente altos, esto hace que se incremente los precios del gas para los usuarios finales, sin embargo estos costos son mucho menores si Colombia importaría gas mediante gasoductos y sin contar que no se tiene una infraestructura idónea para el transporte, además el suministro del país se garantizaría. Para las condiciones propuestas para este estudio el incremento del precio del gas por regasificación podría estar por el orden de 1 dólar por MMSCF (\$1 USD/ MMSCF), el cual no se considera elevado teniendo en cuenta el valor actual del carbón.

## **1.2. JUSTIFICACIÓN**

El mercado del GNL ha tenido importantes tasas de crecimiento en los últimos años, superando al crecimiento de la exportación de gas natural por gasoductos. La reducción de los costos de licuefacción, transporte y es inferior al costo de transporte por vía marítima, el comercio de GNL ha venido aumentando puesto que permite un suministro diversificado y flexible, ya sea como alternativa o complemento, de la importación por gasoductos desde un único proveedor.

Gracias a que Colombia posee entradas a costa por los dos océanos, es una gran ventaja geográfica ya que puede recibir los buques metaneros provenientes tanto de la zona sur como en la zona norte.

Un incremento del consumo de gas natural y la caída en las reservas, el gobierno ha calculado que aproximadamente para el año 2017 se verá un déficit o racionamiento de gas que sumado a los fenómenos naturales como el niño, con sequías y falta de lluvias, perturban el funcionamiento normal de las hidroeléctricas, acarreando problemas financieros al sector eléctrico. La falta de abastecimiento de gas puede traer grandes pérdidas económicas para el país

como para las industrias consumidoras de gas, sector vehicular y domiciliario, es por esto que se hace necesario realizar una planta de regasificación en Colombia.

### **1.3. OBJETIVO GENERAL**

Evaluar un proyecto de inversión de una planta de Regasificación (GNL) en la costa Atlántica, como una alternativa de solución, al posible desabastecimiento de gas en Colombia para el año 2017, supliendo la necesidad del 35% del total de demanda actual.

#### **1.3.1. Objetivo Específicos**

- Recopilar, analizar y evaluar la información de las plantas de regasificación de GNL en el mundo.
- Clasificar y seleccionar las mejores tecnologías de regasificación de gas en el mundo para elaborar la simulación de procesos más eficiente mediante Aspen Plus.
- Determinar el análisis de costos de equipos mediante Aspen Plus y base de datos relacionada con precios de equipos a nivel mundial.
- Identificación de los impactos ambientales en las áreas de influencia del proyecto.
- Determinación de los costos totales y evaluación económica, financiera y de operación del proyecto, en un tiempo estimado de 20 años.

### **1.4. TERMINOS Y DEFINICIONES**

**Acero al carbono** - aceros que no tienen elementos de aleación agregados intencionadamente. Sin embargo, puede haber pequeñas cantidades de

elementos permitidos por las especificaciones tales como SA516 y SA106, por ejemplo, que puede afectar a resistencia a la corrosión, dureza después de la soldadura, y tenacidad. Los elementos que se pueden encontrar en pequeña cantidades incluyen Cr, Ni, Mo, Cu, S, Si, P, Al, V y B.

**Acero baja aleación** - una familia de aceros que contienen hasta 9% de cromo y otras adiciones de aleación para resistencia a alta temperatura y resistencia a la fluencia. Los materiales incluyen C-0,5Mo, Mn-0,5Mo, 1Co-0,5Mo, 1.25 Cr-0,5Mo, 2.25Cr-1.0Mo, 5Cr-0,5Mo y 9Cr-1Mo. Estos son considerados los aceros ferríticos.

**Acero base de níquel** - una familia de aleaciones que contienen níquel como elemento de aleación mayor (> 30%), incluyendo Aleaciones 200, 400, K-500, 800, 800H, 825, 600, 600H, 617, 625, 718, X-750, y C276.

**Acero inoxidable** - hay cuatro categorías de aceros inoxidables que se caracterizan por su estructura metalúrgica a temperatura ambiente: austeníticos, ferríticos, martensíticos y dúplex. Estas aleaciones tienen cantidades variables de cromo y otros elementos de aleación que les dan resistencia a la oxidación, sulfuración y otras formas de corrosión en función del contenido de la aleación.

**Aceros inoxidables austeníticos** - los aceros inoxidables de la serie 300, incluyendo los tipos 304, 304L, 304H, 309, 310, 316, 316, 316H, 321, 321H, 347, y 347H. Los "L" y los sufijos "H" se refieren a las gamas controladas de bajo y alto contenido de carbono, respectivamente. Estas aleaciones se caracterizan por una estructura austenítica.

**Acero inoxidable Dúplex** - una familia de aceros inoxidables que contienen una estructura Austenítica ferrítica mixta incluyendo la aleación 2205, 2304 y 2507. Las soldaduras de aceros inoxidables de la serie 300 también pueden presentar una estructura dúplex.

**Análisis de Riesgo:** Conjunto de procedimientos cualitativos y cuantitativos, desarrollados en forma sistemática, que permiten evaluar la estimación de

frecuencias de ocurrencia de un evento amenazante y sus consecuencias sobre unos elementos vulnerables.

**Cricodenthermico:** Es la Temperatura a la cual los hidrocarburos componentes de cualquier mezcla rica en hidrocarburos tales como el Gas Natural comenzaran a condensar fuera de la fase gaseosa. A este también se le llama Punto de Rocío.

**Depreciación:** La depreciación es el mecanismo mediante el cual se reconoce el desgaste que sufre un bien por el uso que se haga de él. Cuando un activo es utilizado para generar ingresos, este sufre un desgaste normal durante su vida útil que al final lo lleva a ser inutilizable.

**Endeudamiento:** Es un referente financiero cuyo objetivo es evaluar el grado y la modalidad de participación de los acreedores de una empresa en su provisión pecuniaria. Se trata de precisar los riesgos en los cuales incurren tales acreedores y los dueños de la empresa así como la conveniencia o la inconveniencia de cierto nivel deudor.

**Evento Iniciante:** Los eventos iniciantes se definen como la liberación de materia y/o energía, contenida en recipientes, líneas de flujo o equipos.

**Evento Amenazante:** Un evento amenazante, se define como el suceso potencial final del desarrollo de un evento iniciante. Es decir, un evento amenazante se presenta luego que un evento iniciante, entre en contacto con una fuente de ignición.

**GNL:** Gas Natural Licuado, Gas que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. La composición del GNL generalmente es metano líquido en alta concentración el cual ha sido enfriado a  $-162^{\circ}\text{C}$  y a presión atmosférica por proceso de licuefacción.

**Jet Fire o chorro de fuego:** Es un evento amenazante que se presenta tanto en las líneas de proceso, como en los equipos de bombeo, con la aparición de una

pequeña fisura en las paredes, la cual trae como consecuencia la descarga del producto, formando un chorro de líquido o gas a presión. Si durante la descarga este chorro entra en contacto con una fuente de ignición, el resultado será la formación de un incendio en forma de chorro.

**Licuefacción:** Paso de un componente de estado sólido o gaseoso a estado líquido, este puede ser realizado aumentando la presión (compresión Isoterma) y/o por disminución de temperatura (expansión adiabática), llegando a una sobrepresión elevada, lo que la diferencia de la condensación.

**Límite Inferior de Inflamabilidad (L.I.I.):** Corresponde a la mínima proporción aire-vapor (mínimo aire – máximo combustible) inflamable, expresada como concentración o porcentaje en volumen, necesaria para que ocurra combustión.

**Límite Superior de Inflamabilidad (L.S.I.):** Corresponde a la máxima proporción aire-vapor (máximo aire – mínimo combustible) inflamable, expresada como concentración o porcentaje en volumen necesaria, para que ocurra combustión.

**Llamarada:** Ocurre por la combustión instantánea de una mezcla aire-gas inflamable, con una fuente de ignición que se encuentra a cierta distancia del punto de descarga del material inflamable.

**NPS:** Sigla en Inglés (*Nominal Pipe Size*) Tamaño Nominal de la Tubería.

**Pool Fire o piscina de fuego:** Es un evento amenazante que se presenta por el incendio de producto confinado bajo condiciones de presión y temperatura atmosférica.

**Regasificación:** Proceso mediante el cual el GNL es llevado de forma líquida en gas natural de condiciones estándar (Presión y Temperatura Ambiente). El gas se expande alrededor de 600 veces.

**Riesgo:** Posibilidad de sufrir pérdidas o daño en las personas, los bienes y el ambiente, expresada en función de la frecuencia de ocurrencia de un evento y su probabilidad de consecuencias sobre los elementos vulnerables.

**Switching Value:** Evaluación de sensibilidades de acuerdo a variaciones establecidas mediante factores como el de Inversión, Ventas, Costos, etc. Estas sensibilidades son establecidas con posibles escenarios que puedan ocurrir en durante el proyecto.

**TIR (tasa Interna de Retorno):** Es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". Es la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero

**Vaporización:** Proceso mediante el cual una sustancia cambia de estado líquido a gaseoso. La vaporización puede ser el resultado de ebullición y/o evaporación, esto depende de la velocidad del aumento de temperatura con el medio.

**VPN (Valor Presente Neto):** es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja (en inglés cash-flow) futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

**Zona afectada por el calor (HAZ)** - la parte del metal base adyacente a una soldadura que no ha sido derretido, pero cuya microestructura metalúrgica y las propiedades mecánicas han sido cambiadas por el calor de soldadura, a veces con efectos indeseables.

## **2. MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE<sup>2</sup>**

El gas natural convencional es gas natural seco (estrictamente se llama así al gas que solo posee metano) extraído de los yacimientos de hidrocarburos que se transporta a los centros de consumo a través de gasoductos en forma gaseosa. El gas natural licuado (GNL) es gas natural sometido a un proceso de licuefacción durante el cual se lo lleva a una temperatura aproximada de  $-160^{\circ}\text{C}$ , transformándolo al estado líquido. Al licuar el gas natural y obtener GNL, se logra reducir su volumen en 600 veces, con el objeto de poder transportar mayor cantidad de gas en buques llamados metaneros, siendo este uno de los principales cambios en el modo de transporte del gas (convencional y no convencional).

En este contexto, su utilización como GNL, tanto a escala global, como regional y nacional, requiere una serie de procesos dentro de la cadena de valor que incluye: licuefacción (transformación del gas del estado gaseoso al líquido), transporte (mediante barcos metaneros), regasificación (transformación del gas de líquido a gaseoso) y distribución (mediante gasoductos o camiones cisterna), de allí su mayor costo respecto del gas natural procedente de gasoductos.

### **2.1. GAS NATURAL LICUADO<sup>3</sup>**

#### **2.1.1. Generalidades<sup>4</sup>**

El GNL es inodoro, incoloro, no tóxico, su densidad (con respecto al agua) es 0,45 y sólo se quema si entra en contacto con aire a concentraciones de 5 a 15%, adicionalmente no es corrosivo ni tóxico.

---

<sup>2</sup> Dialnet – El Gas natural Licuado – Dossier Ana Lía del Valle Guerrero – Revista Transporte y Territorio – Universidad Nacional del Sur – Argentina – 25 de Marzo de 2014.

<sup>3</sup> <http://www.gnl.es/gas-natural-licuado.php>

<sup>4</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Gas\\_natural\\_licuado](https://es.wikipedia.org/wiki/Gas_natural_licuado)

El gas natural tiene el menor impacto ambiental de todos los combustibles fósiles por la alta relación hidrógeno-carbono en su composición. Los derrames de GNL se disipan en el aire y no contaminan el suelo ni el agua. Como combustible vehicular, reduce las emisiones de óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) en un 70%, y no produce compuestos de azufre ni partículas. Para la generación eléctrica las emisiones de dióxido de azufre,  $\text{SO}_2$  prácticamente quedan eliminadas, y las emisiones de  $\text{CO}_2$  se reducen en un 40%.

Todos los sistemas de producción y transporte, así como la planta de proceso, están diseñados para evitar fugas y prevenir incendios; es el caso de los sistemas de transferencia de GNL de y hacia los barcos, envío o revaporización (o regasificación) de GNL. Hay algunas diferencias de diseño respecto a las plantas de gas, pero las consideraciones ambientales, de seguridad y de salud son las mismas o más estrictas. Para transportar el gas, en grandes distancias, resulta más económico usar buques. Para transportarlo así es necesario licuarlo, dado que a la temperatura ambiente y a la presión atmosférica ocupa un volumen considerable.

En el primer caso se denomina gas libre mientras que el segundo se conoce como gas asociado. Sus componentes pueden variar según el yacimiento pero en general posee la siguiente composición:

Además, posee impurezas como helio, oxígeno y vapor de agua. Las propiedades del gas natural según la composición del cuadro anterior son: Densidad relativa: entre 0,45 y 0,65 y poder calorífico: 9,032 kcal/m<sup>3</sup>.

### **2.1.2. Etapas de la Cadena de GNL<sup>5</sup>**

Los procesos incluidos en la cadena de Gas son:

---

<sup>5</sup> Gas Natural Licuado - Tecnología y Mercado. Jorge Marcelo Arias.

### 2.1.2.1. Licuefacción

Es el proceso destinado a licuar el gas natural, y se realiza en módulos de procesamiento llamados trenes. Los procesos involucrados son los siguientes:

- *Deshidratación*: puede ser mediante enfriamiento directo, absorción de agua en glicoles o adsorción de agua por sólidos.
- *Tratamiento*: el proceso de tratamiento es usado para la remoción de gases ácidos,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y otros componentes de azufre, en estos se usan plantas de Aminas.
- *Recuperación de azufre*: Los procesos hasta aquí mencionados tienen como objetivo eliminar los componentes no deseados y aquellos susceptibles de congelarse. La licuefacción se completa con los siguientes pasos.
- *Circuito de refrigeración*: se elimina el calor sensible y latente del gas natural, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión a estado líquido a presión atmosférica. Después de licuar el gas natural, éste es subenfriado antes de ser almacenado.
- *Almacenamiento del gas natural licuado*: los depósitos de GNL poseen tanque interior metálico y tanque exterior de hormigón pretensado entre los cuales existe un material aislante a fin de minimizar la entrada de calor desde el ambiente

### 2.1.2.2. Transporte

Se hace a través de buques llamados metaneros. La mayoría de las capacidades de estos barcos varían entre 19 mil y 145 mil  $\text{m}^3$  y su calado máximo es de 12 metros.

### 2.1.2.3. Regasificación

Consiste en llevar el gas natural nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en el proceso. Esto se realiza en vaporizadores que utilizan agua de mar como fluido en el intercambiador y se alimentan de GNL a través de tuberías provenientes de los grandes tanques donde es almacenado.

### 2.1.3. Factores Críticos<sup>6</sup>

Se deben considerar localizaciones con calado, aguas resguardadas, suelo firme, espacio y agua relativamente cálida, en caso que se la vaya a utilizar para la re-vaporización.

Las plantas receptoras se diseñan para la demanda futura más que para la actual. Entre la decisión de construir un tanque y su puesta en marcha pueden transcurrir tiempo valioso, por lo tanto es necesario asegurar el almacenamiento y disponibilidad de la materia prima en caso de inconvenientes de suministro.

La descarga y almacenamiento de GNL se realiza mediante brazos de descarga, los cuales se dimensionan para descargar un barco en 12 horas.

### 2.1.4. Origen del GNL<sup>7</sup>

En el **Mundo**, se considera que el primer transporte de GNL a larga distancia se realizó en 1959, cuando el buque *The Methane Pioneer* llevó gas desde *Lake Charles* en el Golfo de México desde Estados Unidos hasta la terminal de regasificación de *Canvey Island* en el Reino Unido, demostrando así la viabilidad

---

<sup>6</sup> Ibid 5.

<sup>7</sup> Ibid 2.

de este medio de transporte de gas. Las primeras operaciones comerciales fueron ventas de GNL desde la terminal de *Arzew* en Argelia (1964) hacia el Reino Unido. En la cuenca pacífica, la planta de *Kenai* en Alaska (1969), inició la exportación de GNL hacia Japón. En ese mismo año, se construía la primera planta regasificadora española en el puerto de Barcelona. Otros proyectos similares se desarrollaron en Europa, tales como: planta de La Spezia en Italia (1971) y *Fossumer*, Francia (1972). Más recientemente se han incorporado otros mercados europeos, como Bélgica, Turquía, Portugal y Grecia.

A pesar de estos tempranos inicios, recién a partir de 2006, comienza a adquirir mayor relevancia el comercio mundial de GNL por vía marítima frente a los gasoductos, en ese año representó un 8% del consumo total de gas en el mundo y superó los 200 millones de toneladas. Según estimaciones de la *Energy International Agency* (EIA, 2013) de Estados Unidos el mercado de GNL, que actualmente representa cerca del 30% del gas intercambiado entre países, pasaría al 50% en 2030, la otra mitad sería a través de gasoductos internacionales. Asimismo, señala que, desde 2006 hasta 2011 el volumen de comercio de GNL pasó de 211,1 millones de toneladas a 321,5 millones de toneladas, con un crecimiento del 52%. El informe presentado por *BP Statistical Review* en junio de 2013 confirma esta tendencia, con un total de exportaciones de GNL, entre 2011 y 2012, de 327,9 millones de toneladas, mientras que por gasoductos en el mismo período se exportaron 705,5 millones de toneladas, acercándose el GNL casi al 50% de la exportación por gasoductos.

En **Colombia**<sup>8</sup>, no se encuentran estudios técnicos del diseño de plantas de regasificación ni licuefacción, y se ha investigado muy poco en el desarrollo de esta tecnología, lo cual se debe en parte a que no se había presentado la necesidad de buscar alternativas que garanticen el abastecimiento energético para el país.

---

<sup>8</sup> Estudio de Factibilidad Técnica para la Construcción de una Planta de Regasificación (GNL) en Colombia- Danny Guillermo Cañas Rojas. Universidad Industrial de Santander – UIS 2015.

En desarrollo a lo anterior y al contexto energético en el que se encuentra Colombia, se han realizado estudios de alternativas de desarrollo y aplicación de proyectos de inversión para un terminal de regasificación en Colombia, como es el caso del trabajo realizado por ITANSUCA-FREYRE & ASOCIADOS (2010) donde estudia las alternativas de remuneración de acuerdo a la implementación de la tecnología más adecuada de regasificación, y también por LEDESMA en 2011, quien presenta alternativas para importar GNL y estudia las ventajas y desventajas de cada una de esas alternativas, llegando a la conclusión que la implementación temporal de una unidad de almacenamiento y regasificación flotante (FSRU) es la mejor opción para Colombia. Esta tecnología consiste en que el almacenamiento de GNL y su regasificación se llevan a cabo sobre el mismo barco.

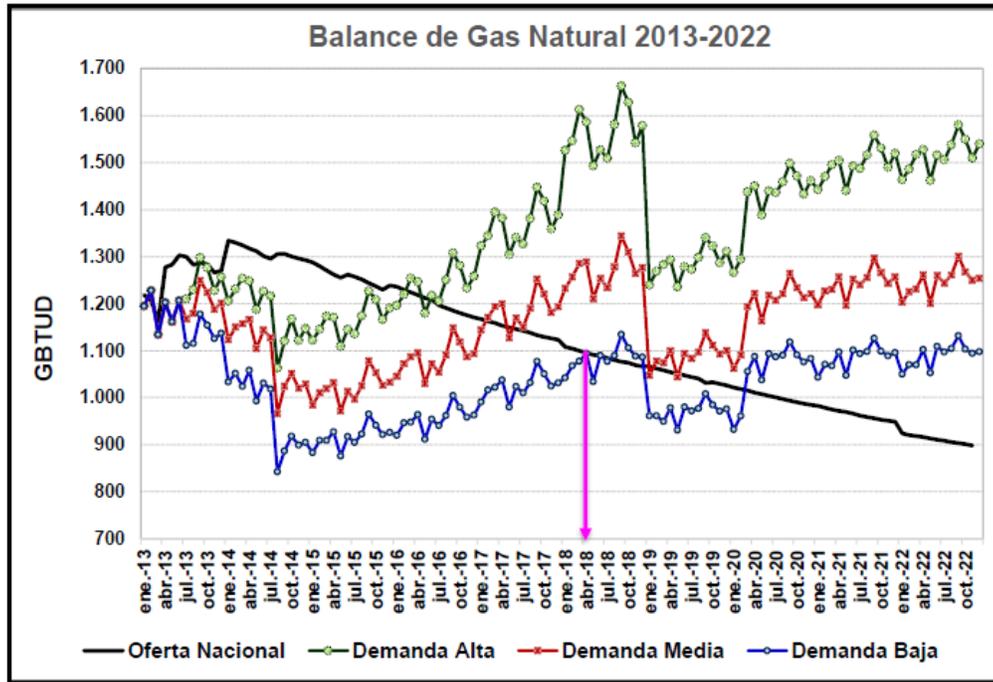
Al igual que LEDESMA, el departamento nacional de planeación (DNP) en 2012 realiza un estudio de localización, evaluación e implementación de un terminal de regasificación de GNL en Colombia donde considera criterios ambientales, escenarios, análisis económicos y contratos de compra, llegando a la conclusión que el mejor sitio para instalar una planta de este tipo es en la bahía de Cartagena. Al mismo tiempo, el ministerio de minas y energía de Colombia en 2013, emite un reglamento técnico no oficial a la fecha, aplicable a plantas de licuefacción y de regasificación de gas natural licuado (GNL)

La UPME presenta el balance de gas, haciendo una proyección hasta el año 2022, en donde se puede comparar la declinación de la oferta de gas y los tres escenarios propuestos<sup>9</sup>. Esto representa otro punto crítico a ser considerado para las necesidades energéticas futuras de la nación. Cabe resaltar que la tendencia de los diferentes sectores consumidores de gas a un constante crecimiento, lo que agiliza el agotamiento de las reservas.

---

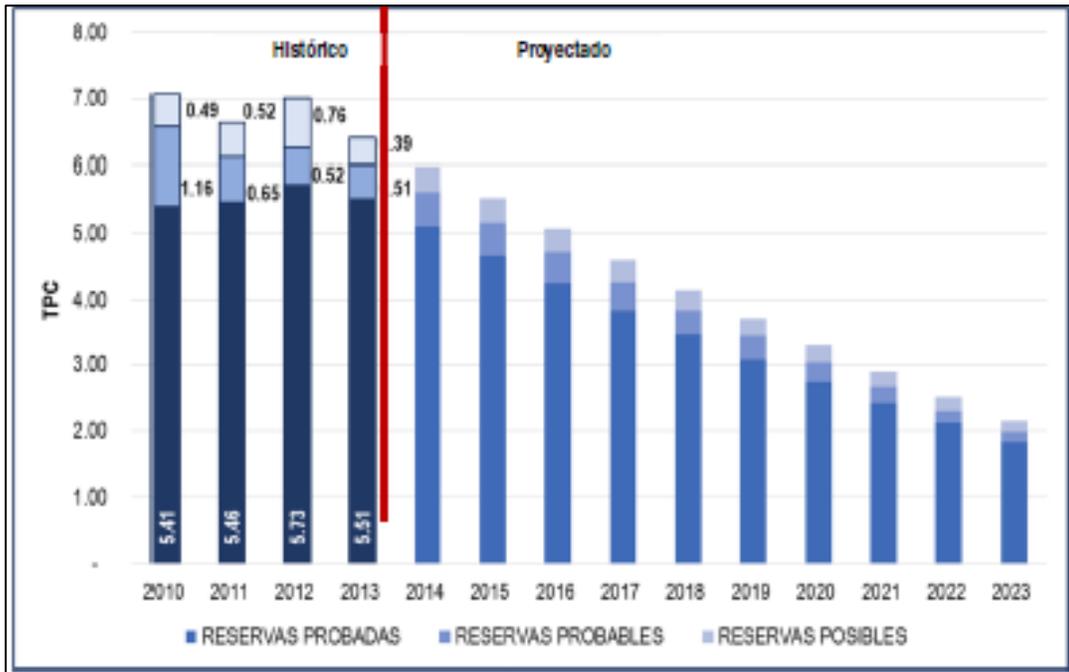
<sup>9</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA (UPME). Análisis de oferta y demanda de gas natural en Colombia. Bogotá: Septiembre de 2013. 21 p. .

**Figura 1. Balance de Gas Natural en Colombia**



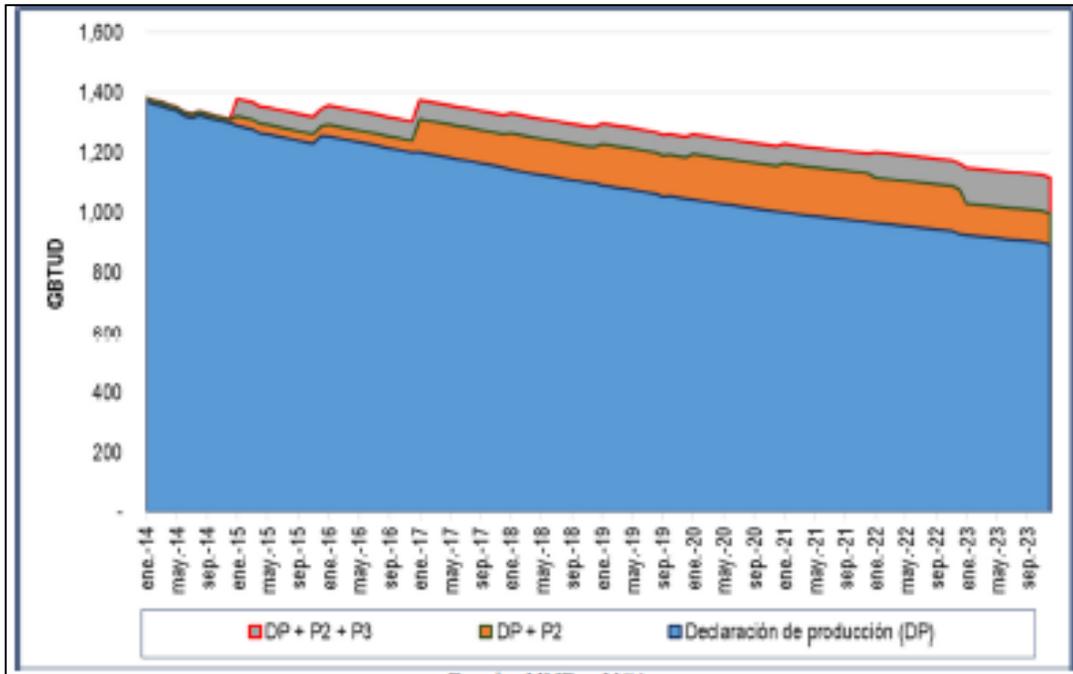
Fuente: Unidad de planeación minero energética (UPME).

**Figura 2. Evolución de Reservas de gas Natural en Colombia**



Fuente: Unidad de planeación minero energética (UPME).

**Figura 3.** Evolución de Reservas de Gas Natural en Colombia



**Fuente:** Unidad de planeación minero energética (UPME).

## 2.2. CAMBIO DE ESTADO

El Gas Natural Licuado es “Vaporizado” o Regasificado, mediante la transformación física desde el estado líquido a estado Gaseoso, por medio de intercambio de calor. Los equipos de vaporización deber ser eficientes y seguros.

La calidad del gas natural para ventas, depende de la Comisión de Regulación de Energía y Gas Colombiana CREG, quien establece los parámetros para la entrega en gasoducto. Las características generales que el gas natural debe tener en la entrega corresponden a las mencionadas en la Tabla 1, correspondientes a las estimadas por la CREG.

**Tabla 1.** Especificaciones de Gas Natural.

<b>Especificaciones</b>	<b>Sistema</b>	<b>Sistema Inglés</b>
Máximo Poder Calorífico Bruto (GHV)	42,8 M/Jm <sup>3</sup>	1,150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo Poder Calorífico Bruto (GHV)	35,4 MJ/ m <sup>3</sup>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido Líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H <sub>2</sub> S – Máximo	6 mg/m <sup>3</sup>	0,25 grano/100
Contenido Total de Azufre Máximo	23 mg/m <sup>3</sup>	1,0
Contenido CO <sub>2</sub> máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N <sub>2</sub> , máximo en % volumen	3	3
Contenido de interés máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de Oxígeno máximo en %	0,1%	0,1%
Contenido de Agua máximo	97 mg/m <sup>3</sup>	6,0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínima	4,5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m <sup>3</sup>	0,7 grano/100 pc

**Fuente:** Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG-017

De acuerdo a las especificaciones para el transporte, cabe destacar los contenidos máximos de azufre y agua, los cuales corresponden a 23 mm/m<sup>3</sup> y 6 lb/MPCS respectivamente y teniendo en cuenta que todos los datos referidos a m<sup>3</sup> o ft<sup>3</sup> de gas se referencia a condiciones estándar.

Adicionalmente el gas debe entregarse con una calidad tal que no forme condensados de ningún tipo, por lo tanto las características para medir la calidad será el “Cricondenthermico” el cual es fijado para caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado.

## **2.3. PLANTAS DE REGASIFICACIÓN**

### **2.3.1. Generalidades**

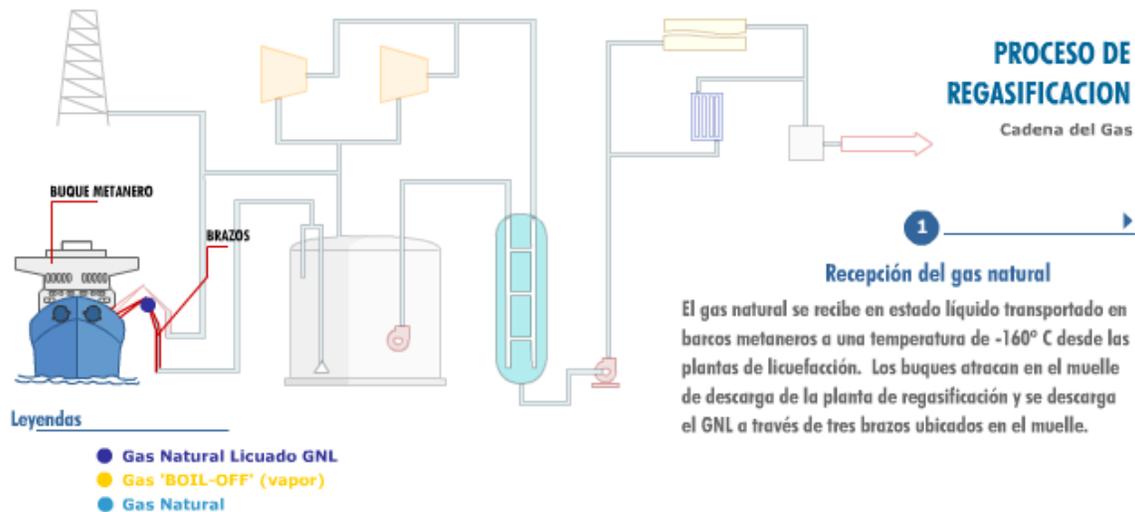
Es una Instalación industrial que se encarga de la conversión de Gas Licuado (Gas Líquido a  $T^{\circ} < -160^{\circ}\text{C}$ ) a Gas Natural. Para ello se inicia desde proceso de recibo del producto en el buque, unidades de almacenamiento y refrigeración, dichos tanque deben con un sistema de recuperación de vapores con una unidad de compresión (Presión entre 7 a 9 bares), dichos gases se envían a un sistema de recuperación por absorción, donde al final de obtiene producto liquido con una temperatura de saturación entre los  $-138$  a  $-141^{\circ}\text{C}$ . Todo el líquido pasa a proceso de gasificación utilizando intercambiadores, hornos, calentadores o mixtos que originen la evaporación del GNL. Las plantas de gasificación de GNL, son similares en la primera sección, la gran diferencia se encuentra en los medios utilizados y/o procesos para lograr el suministro de calor necesario para lograr la evaporación del GNL.. La planta debe contar mínimamente con un tanque de Transporte o Metanero, un Muelle de atraque cercano a costa, un Tanque de almacenamiento criogénico, un relicuador, un vaporizador, una estación de regulación y una estación compresora. El diagrama general se muestra en la figura 4.

### **2.3.2. Buque Metanero**

El equipo de buques que transporten gases licuados a granel define al buque gasero como el buque de carga construido o adaptado y utilizado para el transporte a granel de cualquiera de los gases licuados u otros productos de más difícil operación como el dióxido de azufre, cloro, óxido de etileno y bromuro de metilo.

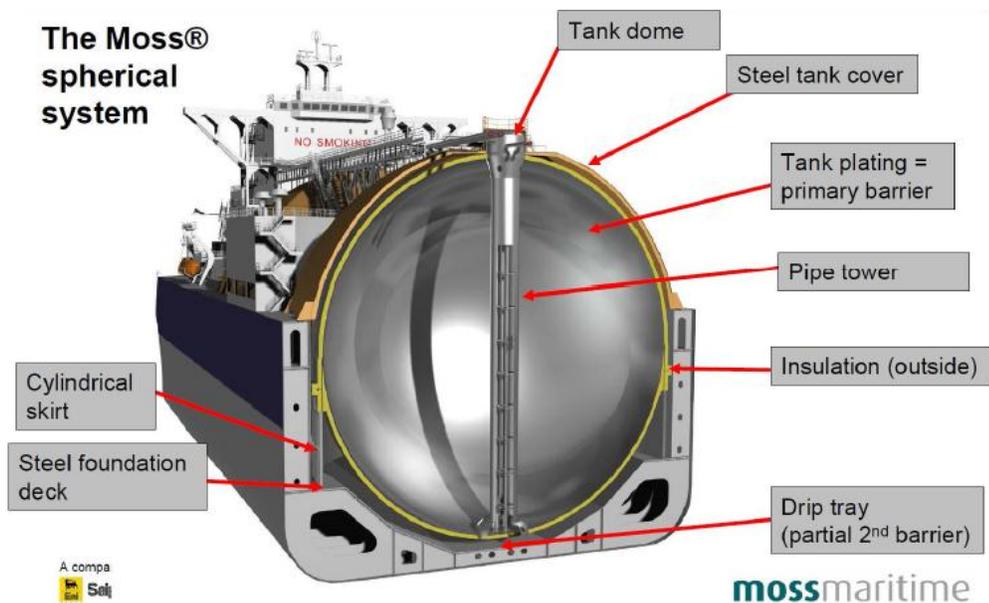
Las dos clases principales de buques metaneros son los tipo Esféricos y los me Membrana – Ver figura 5 y 6. –respectivamente.

**Figura 4.** Proceso de Regasificación



**Fuente:** Proceso de Regasificación - Saggas<sup>10</sup>

**Figura 5.** Modelo de Tanque Metanero Tipo Esférico



**Fuente:** LNG Plant Overview – Seminar With Supplier Association Murmanshelf

<sup>10</sup> <http://www.saggas.com/proceso-de-regasificacion/>

**Figura 6.** Modelo de Tanque Metanero Tipo Membrana



**Fuente:** LNG Plant Overview – Seminar With Supplier Association Murmanshelf

Son buques Metaneros son muy sofisticados interiormente y de una alta tecnología que se traduce en un alto costo de construcción. Se identifican rápidamente ya que en su cubierta asoman grandes tanques esféricos, cilíndricos o una elevada cubierta para el nuevo sistema de transporte conocido por "Sistema Technigaz". La longitud y capacidad nominal del buque es de eslora casi 300 metros y 135.000 m<sup>3</sup> de capacidad respectivamente. Los buques metaneros tiene 4 tanques esféricos generalmente de 40,44 m de diámetro fabricados con una aleación de aluminio, magnesio y manganeso.

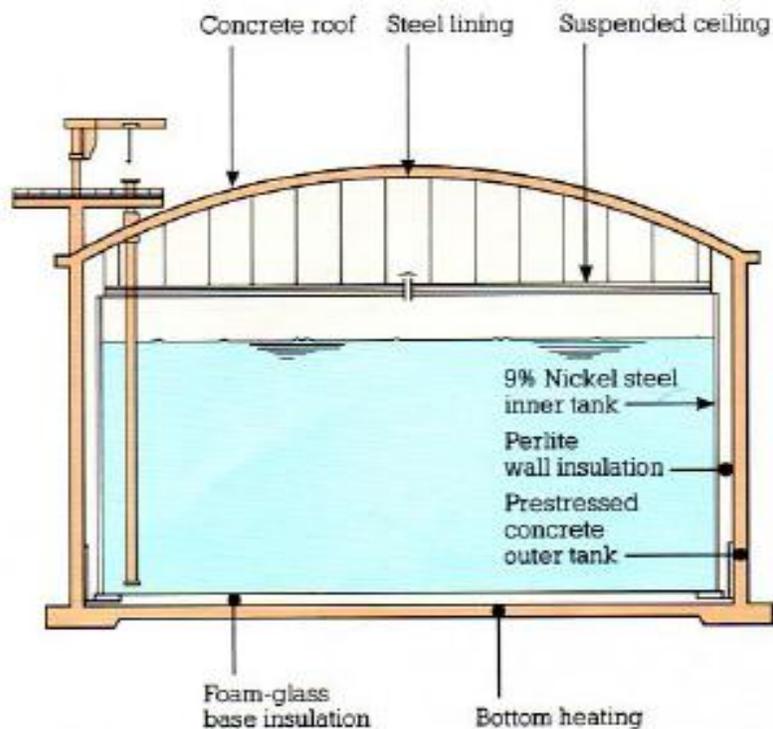
### **2.3.3. Tanque Criogénico**

El tanque Criogénico es generalmente pretensado con paredes exteriores de hormigón construidas por encofrado deslizante y forrado interiormente con Acero de capa de níquel 9%, acero aleado.

El tanque interno de acero al níquel-aleado, separado desde las paredes exteriores de una capa de perlita – una variedad de obsidiana volcánica muy

adecuado para Aislamiento. Capa adicional de acero y aislamiento en la transición entre la pared exterior y el fondo del tanque para protegerlo contra fuertes tensiones locales caso de que el depósito interno comenzar a gotear. Los cables calefactores debajo de los tanques se asegurarán que la planta se mantiene por encima de 0 ° C a fin de prevenir las heladas.

**Figura 7.** Modelo de Tanque Criogénico



**Fuente:** LNG Plant Overview – Seminar With Supplier Association Murmanshelf

#### 2.3.4. Relicudador

El Relicudador es un recipiente donde se mezcla el gas de boil-off con el GNL impulsado por las bombas primarias. Gracias a esta mezcla se convierte en líquido todo el boil-off. De esta forma se logra aprovechar todo el gas natural almacenado.

### **2.3.5. Tipos de Plantas de Regasificación**

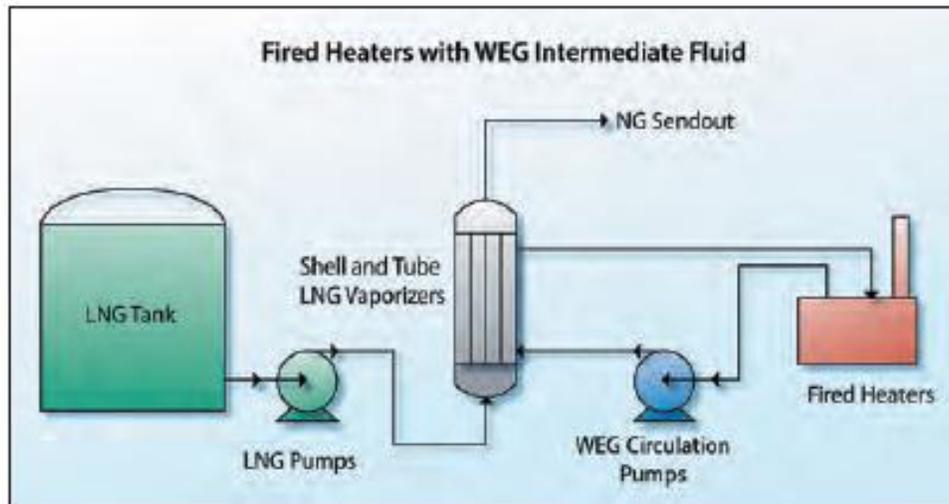
Existen varios tipos de plantas para la regasificación del gas Natural Licuado con distintas tecnologías. Estas plantas dependen de la localización y los recursos propios de la región, por ejemplo, si una nación necesita Gas pero no posee litoral marítimo y su clima es templado, se recomienda (por costos) aplicar la tecnología de Vaporización al aire. Si por el contrario posee litoral marítimo es recomendable que se use la vaporización con Agua de mar. Las tecnologías estudiadas dependen directamente de la eficiencia del vaporizado por el intercambio de calor, sin embargo gran parte de la decisión es definida por la zona donde se encuentre el proyecto.

A continuación se verifican seis (6) tecnologías de regasificación de Gas Natural Licuado y cuál es la más conveniente para Colombia debido a su posición geográfica.

#### **2.3.5.1. Calentador de fuego con fluido de bucle cerrado**

Evaporadores de tipo fluido intermedio usan un refrigerante como el freón o propano que tiene una baja temperatura de solidificación para transferir el calor de una corriente de agua caliente para el gas natural licuado. Esto se consigue calentando el líquido refrigerante en un intercambiador de tipo calderín con ambiente de agua de paso continuo en el haz de tubos. El refrigerante se evapora, se condensa a líquido en los tubos del intercambiador de gas natural licuado frigoríficos situados en el espacio de vapor del intercambiador y cae de nuevo en el baño de refrigerante líquido, en el que se vaporiza de nuevo. El calor de condensación del refrigerante proporciona el calor de vaporización del gas natural licuado. Estos vaporizadores tipo son menos caros de construir, pero tienen las mismas restricciones que permiten en los EE.UU. como los tipos de bastidor abierto. Figura 8.

**Figura 8.** Calentador de Fuego con Fluído de Bucle cerrado



**Fuente:** LNG Journal Study Focuses on Six LNG Regasification System – Document of Engineering Forum

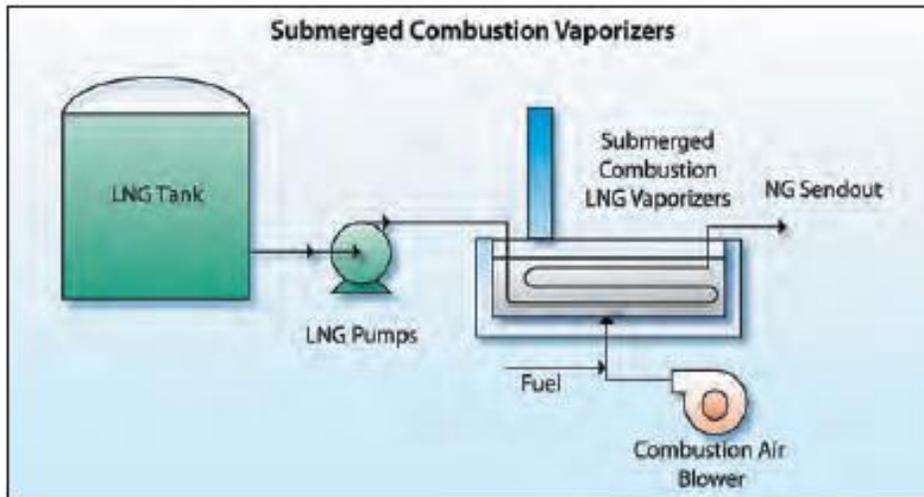
### **2.3.5.2. Vaporizador sumergido que usa combustión como fuente de calor**

Los evaporadores de combustión sumergida comprenden un baño de agua en el que está instalado el tubo de gas de combustión de un quemador de gas, así como el haz de tubos del intercambiador para la vaporización del gas natural licuado. El quemador de gas se descarga los gases de combustión en el baño de agua, que calientan el agua y proporcionan el calor para la vaporización del gas natural licuado. El gas natural licuado fluye a través del haz de tubos. Evaporadores de este tipo son fiables y de tamaño compacto, sino que implican el uso de gas de combustible y por lo tanto son caros de operar.

Abrir bastidor de tipo evaporadores utiliza agua de mar como fuente de calor para la vaporización de gas natural licuado. Estos evaporadores utilizan de paso de flujo de agua de mar en el exterior de un intercambiador de calor como la fuente

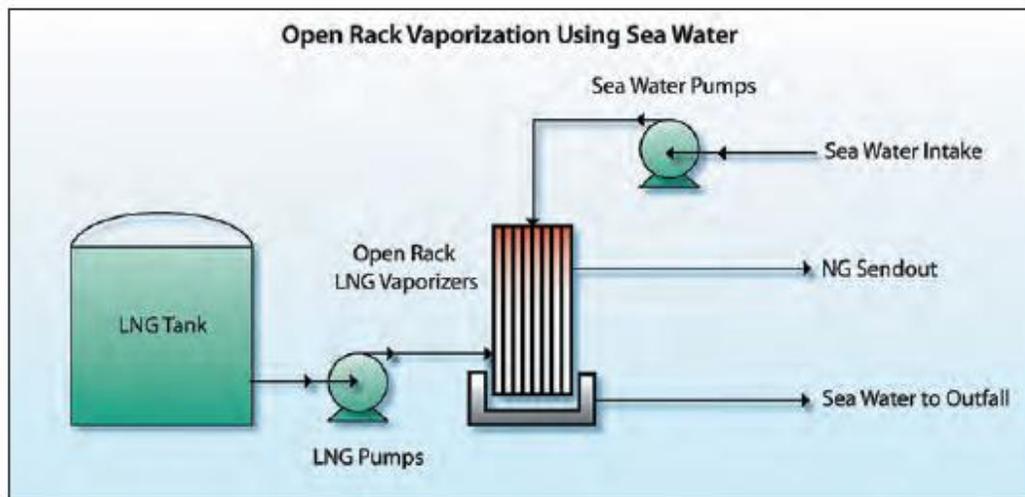
de calor para la vaporización. No bloquean a partir de agua helada, son fáciles de operar y mantener, pero son caros de construir. Ver Figura 9.

**Figura 9.** Vaporizador sumergido que usa combustión como fuente de calor



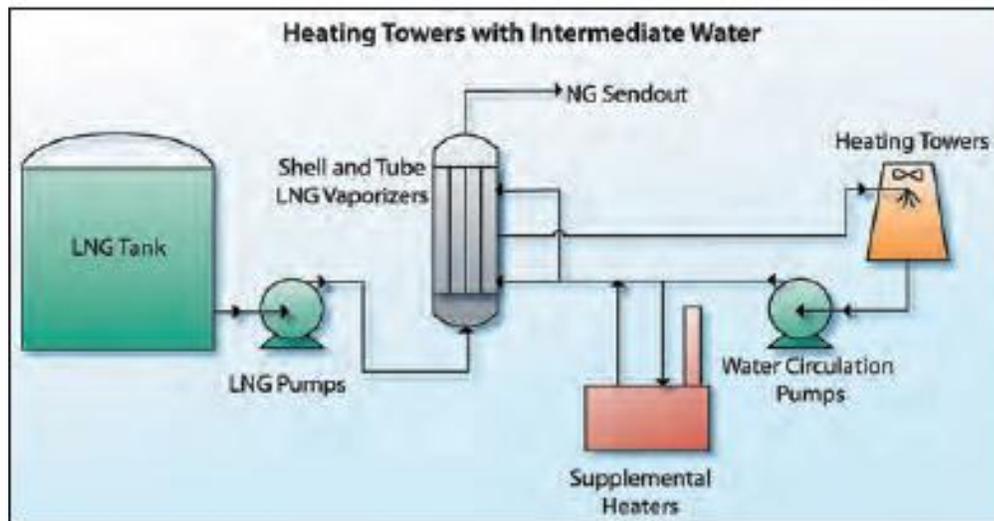
**Fuente:** LNG Journal Study Focuses on Six LNG Regasification System – Document of Engineering Forum

**Figura 10.** Vaporizador Usando Intercambiador de Calor con Agua de Mar



**Fuente:** LNG Journal Study Focuses on Six LNG Regasification System – Document of Engineering Forum

**Figura 11.** Torre de Calentamiento usando Agua intermedia y Calentador de Aire



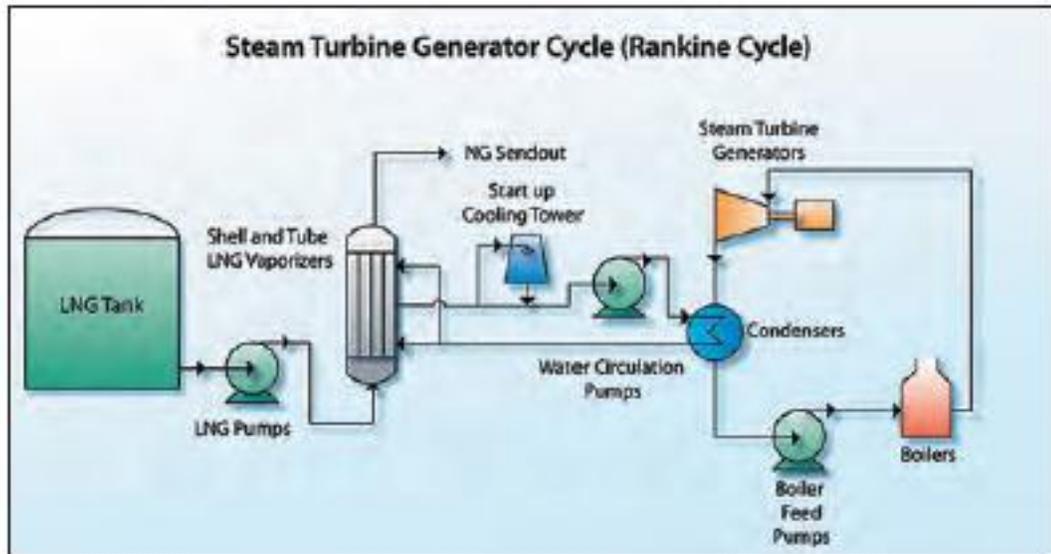
**Fuente:** LNG Journal Study Focuses on Six LNG Regasification System – Document of Engineering Forum

### 2.3.5.3. Sistema de Ciclo Rankine usando vapor de agua Caliente

El ciclo de Rankine aplica el principio del ciclo Rankine de vapor, pero utiliza fluidos de trabajo orgánicos con punto de ebullición bajo, en lugar de agua / vapor, para recuperar el calor de la fuente de calor. El ciclo consiste en una expansión turbina, un condensador, una bomba, una caldera, y un sobre calentador, si es necesario.

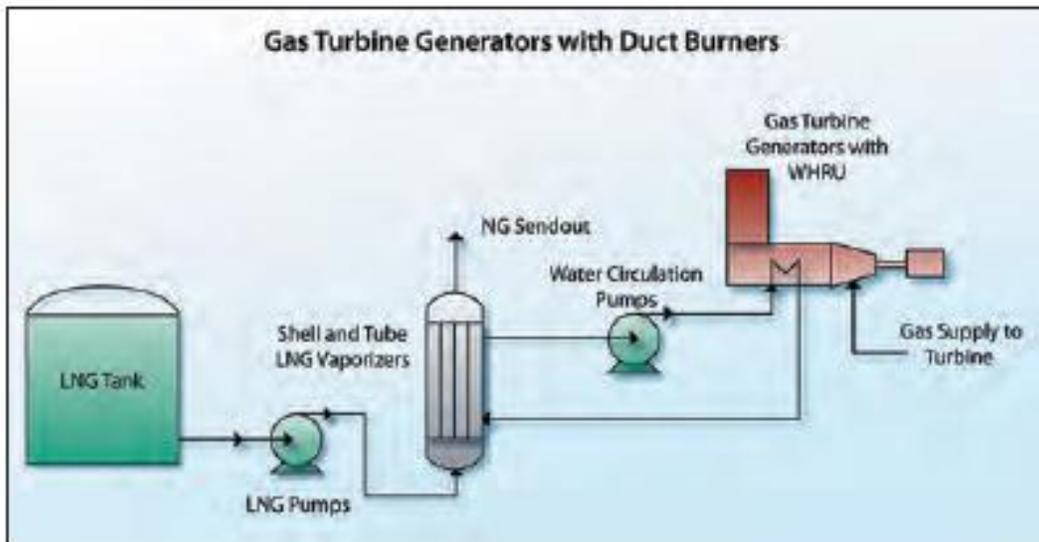
La tecnología de ciclo combinado, basado en el desmoché de la turbina de gas y el vapor de Rankine ciclo de tocar fondo, es probable que siga siendo atractiva para muchos años debido a la eficiencia se puede lograr, el rendimiento del ciclo Rankine disminuye rápidamente cuando se disminuye la temperatura de escape como se muestra en la figura 12.

**Figura 12.** Sistema de ciclo Rankine usando vapor de Agua Caliente



**Fuente:** LNG Journal Study Focuses on Six LNG Regasification System – Document of Engineering Forum

**Figura 13.** Sistema de Generador de Turbina a gas con Ducto de horno



**Fuente:** LNG Journal Study Focuses on Six LNG Regasification System – Document of Engineering Forum

## **2.4. CRITERIOS ECONOMICOS**

Para la evaluación del presente proyecto, se realiza un plan general decisorio así:

- ✓ Identificación de la situación problema
- ✓ Análisis. Planteamiento de alternativas.
- ✓ Evaluación de alternativas.
- ✓ Implementación de la decisión tomada.

Se tiene en cuenta que el objetivo de la búsqueda es comparar el costo de identificación de nuevas alternativas con el beneficio incremental sobre las alternativas ya identificadas. Las inversiones requeridas para el presente proyecto son:

### **2.4.1. Activos corrientes**

Capital de trabajo requerido para el financiamiento de los costos, cuentas por pagar, etc.

### **2.4.2. Activos fijos**

Terrenos, edificaciones, maquinaria, equipos, barco metanero.

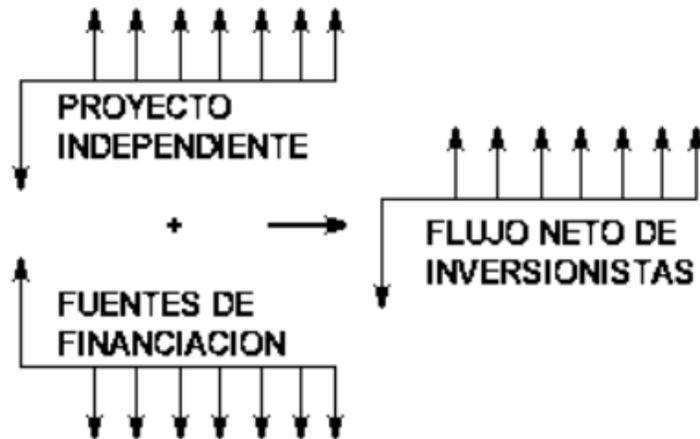
### **2.4.3. Activos diferidos**

Estudios preliminares, gastos de constitución y puesta en marcha.

Se calculan periodo a periodo y se examinan independientemente el proyecto y las fuentes de financiación (las cuales serán examinadas también individualmente). En el momento de tomar la decisión se analizan individualmente y en conjunto,

también si se financiará con fondos propios o se utilizarán determinadas fuentes de financiación.

**Figura 14.** Diagrama Fuentes de Financiación



## 2.5. CRITERIOS CON BASE EN LA DIFERENCIA ENTRE INGRESOS Y EGRESOS

$$\text{NETO} = \text{INGRESOS} - \text{EGRESOS}$$

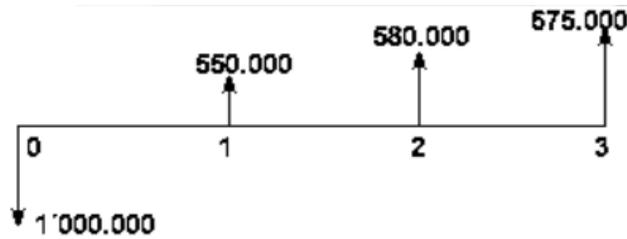
Estos criterios se basan en examinar la diferencia entre ingresos y egresos. Para ello es necesario situar tanto los ingresos como los egresos en un mismo punto utilizando el interés de oportunidad ( $i^*$ ) del inversionista que está estudiando el proyecto, pues dicho interés es el que normalmente él obtiene en los otros proyectos que ya conoce y entonces se logra hacer equivalentes cifras diferentes que están situadas en periodos diferentes.

## 2.6. VALOR PRESENTE NETO (VPN)

La utilidad adicional que se recibe cuando se invierte en proyectos que le generan más de lo que le produciría invertirlo al interés o tasa de oportunidad. Cuando se

toma como punto para comparar los ingresos y egresos el presente, debemos entonces trasladar ingresos y egresos al punto cero, y luego hallar su diferencia para obtener el Valor Presente Neto: Valor Presente Neto = Valor Presente Ingresos - Valor Presente Egresos  $VPN = VPI - VPE$ .

**Figura 15.** Diagrama de VPN en el Tiempo

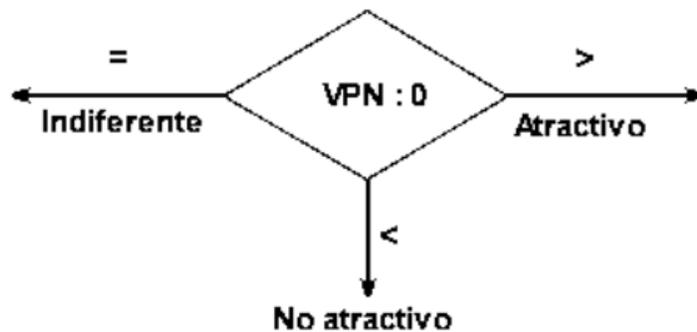


$$P = F / (1 + i)^n$$

*EC.1*

Como regla para la toma de decisiones utilizando este método tenemos:

**Figura 16.** Diagramas de Toma de Decisiones VPN



## 2.7. VALOR FUTURO NETO (VFN)

Criterio de la diferencia entre ingresos y egresos, desplazados hasta el último periodo de vida del proyecto usando el interés de oportunidad para desplazar cada uno de los ingresos y egresos.

$$VFN = VFI - VFE$$

EC.2

$$F = P (1 + i)^n$$

EC.3

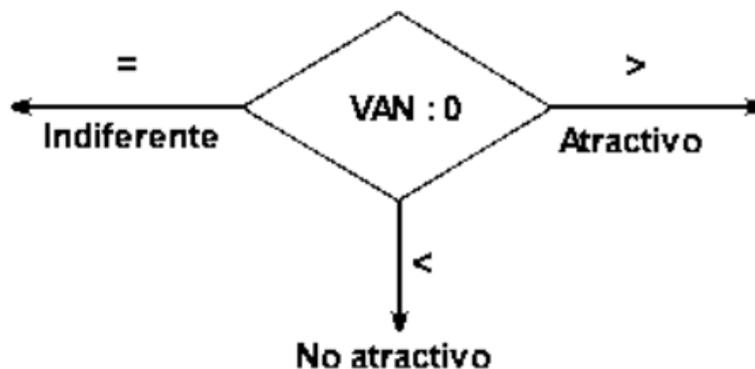
## 2.8. VALOR ANUAL NETO (VAN)

Este criterio convierte los ingresos y/o egresos en anualidades, y luego toma la diferencia entre el Valor Anual de Ingresos (VAI) y el Valor Anual de Egresos (VAE).

$VAN = VAI - VAE$  Para calcular el VAI se pasan todos los ingresos a futuro y luego a la serie A.

Como regla para toma de decisiones utilizando este criterio tenemos:

Figura 17. Diagrama de Toma de Decisiones VAN



## 2.9. RELACIÓN ENTRE VPN, VFN, VAN EI VPN

Podemos relacionarlo con el VFN o con el VAN, utilizando simplemente los factores de conversión correspondientes ya que VPN es un P común y

corriente al igual que VFN es un F y VPA un A. De esta forma podemos establecer las siguientes relaciones:

- ✓  $VPN = VFN (P/F, i^*, n)$
- ✓  $VPN = VAN (P/A, i^*, n)$
- ✓  $VAN = VFN (A/F, i^*, n)$
- ✓  $VAN = VPN (A/P, i^*, n)$
- ✓  $VFN = VPN (F/P, i^*, n)$
- ✓  $VFN = VAN (F/A, i^*, n)$

**EC.4**

## 2.10. CRITERIO RELACIÓN BENEFICIO/ COSTO (B/C)

Este índice se apoya en el método del VPN, aunque en algunas ocasiones puede producir resultados inconsistentes con los arrojados por el VPN. Debido a la relación que existe entre VPN, VFN y VAN, el índice B/C, podemos hallarlo también con base en éstos métodos. La relación B/C indica la cantidad que se recibe por cada peso que se invierte y se calcula hallando primero el valor presente, futuro o anual de ingresos, luego se calcula el valor presente, futuro o anual de egresos y se establece la relación entre los valores de ingresos y los de egresos dividiendo la primera cantidad por la segunda:

$$B/C = \text{INGRESOS} / \text{EGRESOS} \quad B/C = VPI / VPE = VFI / VFE = VAI / VAE$$

**EC.5**

$$B/C = VPI / VPE = (VPE + VPN) / VPE = (VPE / VPE) + (VPN / VPE) = 1 + (VPN / VPE)$$

**EC.6**

$$B/C = 1 + (VPN / VPE)$$

**EC.7**

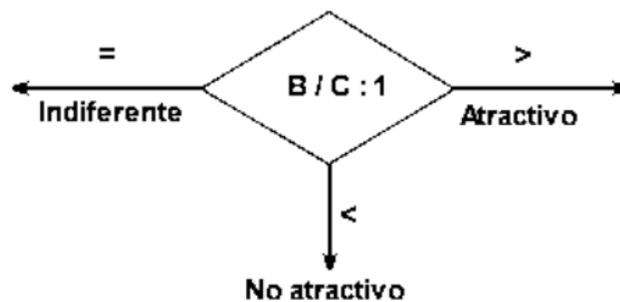
En la relación VPN / VPE pueden ocurrir 3 casos:

$(VPN/VPE) > 0$ : Es la rentabilidad adicional del proyecto por encima del interés o tasa de oportunidad debido a que los ingresos son mayores que los egresos.

$(VPN/VPE) = 0$ : Significa que el dinero invertido es igual al dinero recibido, es decir, el proyecto es indiferente.  $(VPN/VPE) < 0$

Regla de decisión:

**Figura 18.** Diagrama de Decisiones VPN/VPE



## 2.11. CRITERIOS CON BASE EN LA RENTABILIDAD OBTENIDA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La TIR mide la rentabilidad de un proyecto o activo, y se define como aquella tasa a la cual se hace cero el valor actual neto.

Es la rentabilidad implícita del proyecto. Se calcula como la tasa de interés que hace equivalente los egresos a los ingresos.

### 3. ANALISIS DEL PROCESO PROPUESTO

Para el desarrollo de esta monografía, se empleó la metodología de desarrollo simulado del proceso a evaluar, para dicha simulación se realizó revisión bibliográfica de plantas similares, además de diferentes proyectos implementados en Latinoamérica y dividida en tres secciones, y como último se emplea una evaluación económica apoyada en la simulación y en la revisión bibliográfica.

#### 3.1. CONSOLIDACIÓN DE INFORMACIÓN

La base de la monografía se toma de la recomendación 1 dada en la Monografía ***“Estudio de Factibilidad Técnica para la Construcción de una Planta de Regasificación (GNL) en Colombia”*** realizada por el Ing. Danny Guillermo Cañas de la Especialización de Ingeniería de Gas en la Escuela de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander - UIS.

#### 3.2. DESARROLLO DEL PROCESO

Teniendo en cuenta que se plantean tres en secciones de desarrollo del proceso, a continuación se realiza un paso a paso por cada punto de la simulación a convenir:

La primera acción fue el desarrollo de una simulación rigurosa del proceso de gasificación de gas natural licuado utilizando ASPEN PLUS. Inicialmente se inició revisando un árbol de decisiones para escoger el modelo termodinámico más acertado para un proceso donde se incluye gas licuado y proceso de gasificación. En la figura 19, se muestra la carta de flujo con que fue escogido el modelo de simulación como el modelo termodinámico de comportamiento del proceso, de acuerdo a las opciones geográficas, con vaporizador mediante intercambiador de

calor por agua de mar – Figura 21. La cromatografía usada para el desarrollo del proceso se muestra en la tabla 2. Esta cromatografía es estándar del GNL y entregado por la empresa de Licuefacción en Trinidad y Tobago.

**Tabla 2.** Composición del Gas Natural Licuado.

<b>Componente</b>	<b>Composición (%)</b>	<b>Estado Natural</b>
Metano (CH <sub>4</sub> )	95,08	Gas
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	2,14	Gas
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0,29	Gas Licuable
Butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,11	Gas Licuable
Pentano (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,04	Líquido
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0,01	Líquido
Nitrogeno (N <sub>2</sub> )	1,94	Gas
Gas Carbónico (CO <sub>2</sub> )	0,39	Gas

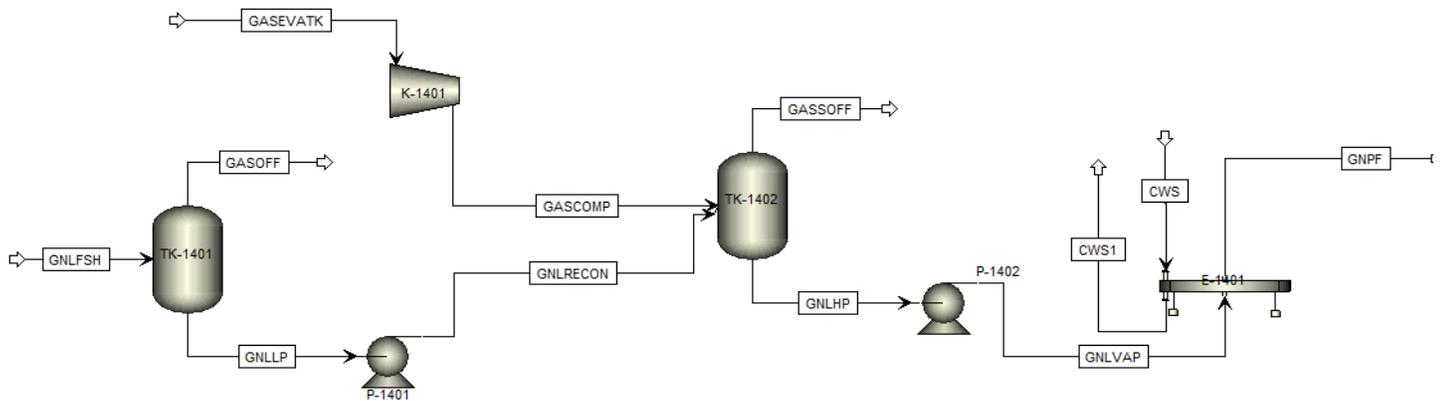
Para determinar la viabilidad de la simulación, con esta se obtuvieron resultados similares en cuanto a calidad y condiciones de operación del proceso.

Teniendo en cuenta que resultó confiable la simulación básica se procedió al desarrollo de la simulación rigurosa, donde se detalló un diseño por cada equipo, se tomó bases de diseño de modelos de planta similares y bases de cálculo referenciados en el simulador. Para poder hacer diseño riguroso de equipos como intercambiadores de calor, se utilizó la integración de ASPEN PLUS con ASPEN EDR, con el objetivo de completar diseño del proceso, como diseño mecánico y estructural de cada equipo. Ver figura 20.

También se tuvo en cuenta diseño de válvulas de lazos de control, tuberías considerando flujos y velocidades permitidas y por último el cálculo de bombas de baja y alta presión.

Al final se realizó un cierre a la simulación con los reflujos y recuperación de gases utilizando un sistema de compresión, donde el compresor fue diseñado por heurísticas de carga y condiciones de operación, dando como selección de compresor recíprocante de dos etapas con inter-enfriamiento. En las figuras 19 y 20, se observa la simulación completa y seguidamente los balances de masa y energía que contemplan el diseño del Procesamiento de composición y escogencia del modelo termodinámico.

**Figura 19.** Simulación Básica del Proceso



En la figura 19, se observa que el gas licuado es transportado desde el muelle de descarga hasta los tanques de almacenamiento criogénicos a una Temperatura de  $-161^{\circ}\text{C}$ . La caída temperatura en el transporte es irrelevante hasta la entrada a los tanques, donde por evaporación parte del gas es devuelto para contrarrestar presión en el sistema, parte hacia el compresor y como balance de Tea.

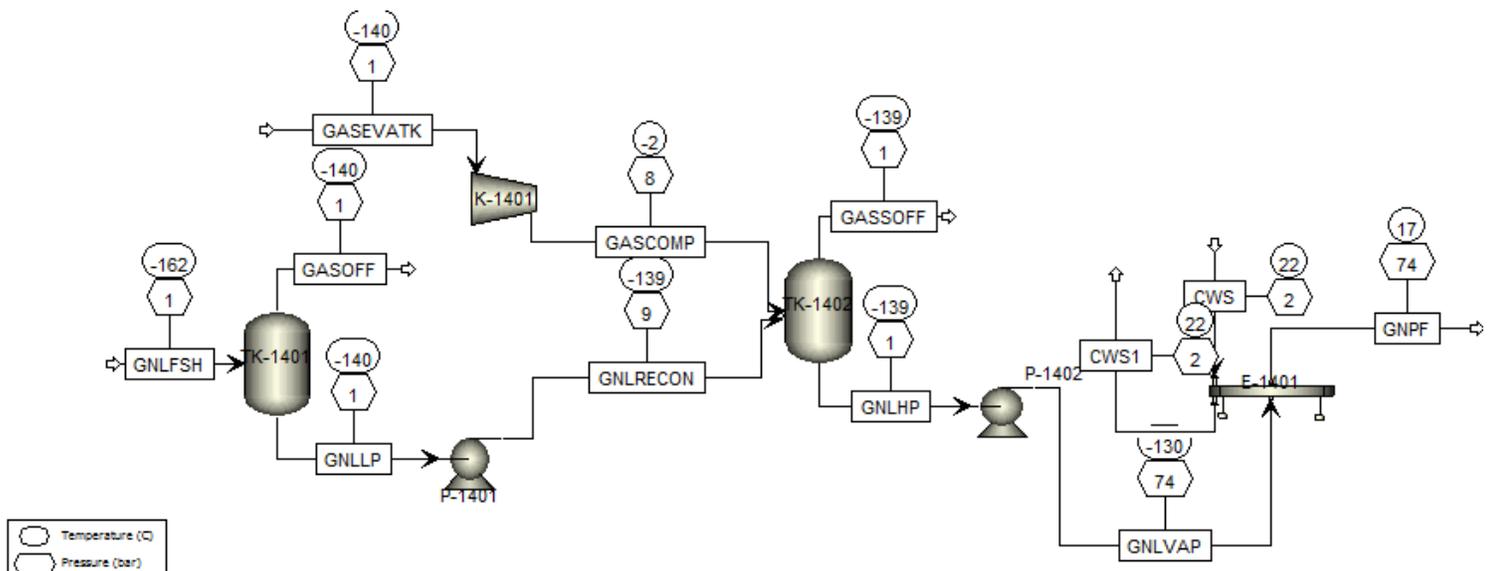
Una vez balanceado el sistema, el gas líquido es transportado mediante bombas hacia el evaporador. El aumento de  $T^{\circ}$  en la tubería es aproximadamente  $3^{\circ}\text{C}$  en los ductos de transporte.

Para el cambio de estado del fluido, se capta agua de mar mediante bombas de alta presión hasta el vaporizador. El caudal de agua necesaria para el cambio de estado del gas calculado es aproximadamente 11 millones de  $\text{m}^3/\text{día}$  y por

regulaciones ambientales la caída de temperatura del agua de mar en el vaporizador, no debe ser superior a 5 °C. Por lo anterior, con la temperatura de agua de mar de entrada = 22 °C y el calor específico del agua ( $C_p H_2O$ ) a esas condiciones = 3.9 KJ / (Kg \* K).

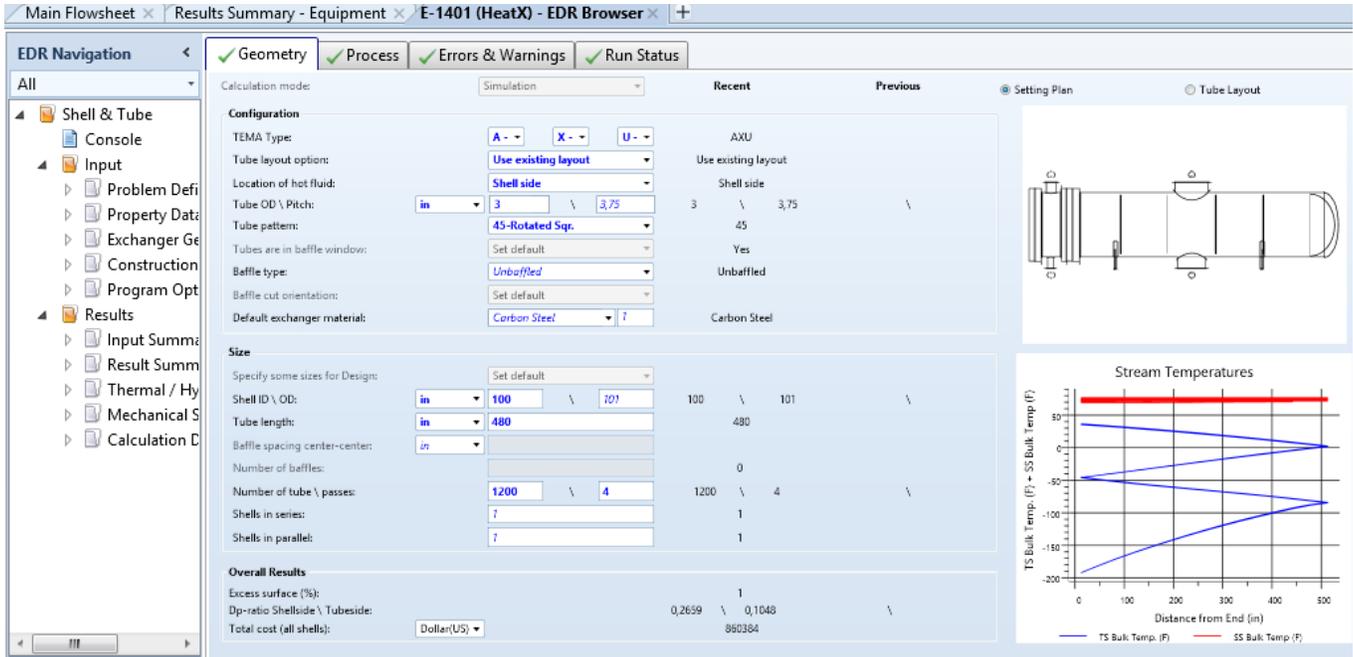
Las condiciones de diseño del vaporizador son las indicadas en la figura 21, donde se usa un intercambiador de

**Figura 20.** Condiciones de Temperatura y Presión



En la figura 20, se muestran las condiciones de presión y temperatura para cada una de las etapas del proceso, incluyendo vaporización y compresión – Ver ítem 3.1 – Descripción del proceso.

**Figura 21.** Diseño Riguroso del Intercambiador de Calor de Vaporizador – Vista del Aspen Plus



### 3.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El gas es transportado desde la planta de licuefacción ubicada en Trinidad y Tobago mediante buques de carga de gas (Metaneros) hacia la costa Atlántica donde se encuentra ubicada la planta de Regasificación. Una vez en puerto, es descargado mediante sistema de brazos purgados con nitrógeno, típicos de los terminales de GNL. La temperatura mínima a la que debe estar el gas es aproximadamente de  $-161^{\circ}\text{C}$ , del terminal de descarga, la primera corriente es llevada por tuberías hasta los tanques de almacenamiento criogénico. Las características mecánicas de la tubería (debido a las bajas temperaturas) son en materiales al Ni, Cr y Mo, con aislamiento térmico por perlita expandida foil de Al – tubería SCH 80. Las características técnicas del tanque de acuerdo a ítem 4.1.3.

El aporte de calor al GNL provoca que una fracción de este pase a fase vapor. La temperatura de llegada del gas líquido al tanque varía aproximadamente  $0,5^{\circ}\text{C}$

(pérdidas por transporte), por lo tanto existe evaporación capaz de generar un volumen de gas calculada entre el 5 al 8% de flujo de descarga del producto, este flujo de gas de salida en la parte superior es usado en parte como balance de presión en el buque metanero y parte hacia el compresor, a una presión de 15 a 18 psi. Cuando se supera la capacidad del compresor y la reinyección al relicuador, este se quema en Tea. El diseño de la planta se realiza con dos tanques quedando uno de respaldo en caso de emergencia.

El gas líquido es transportado del tanque criogénico mediante un sistema de bombeo ubicado en el interior del tanque, denominado primario, permitiendo la conducción del GNL hacia el relicuador, el cual como acumulador de líquido para las bombas secundarias y permite la recuperación del “Boil Off”, incorporándolo a la corriente de GNL – Figura 19.

El GNL, procedente del relicuador es bombeado a alta presión por un sistema de bombeo secundario, de diseño análogo al primario, que impulsa al GNL hacia el vaporizador.

El paso de líquido a gas se realiza en el vaporizador de agua de mar. La captación de agua se realiza mediante bombas impulsoras a una Temperatura aproximada de 25°C (temperatura promedio del mar caribe). A través de los vaporizadores (en este caso Intercambiador de calor diseñado bajo TEMA<sup>11</sup> tipo AXU de 100” de diámetro, 480” de longitud y 1200 tubos de 3” a 4 pasos, el GNL se transforma en vapor al ser calentado a una temperatura mayor a 0°C (en este caso 6°C) – Figura 21.

Una vez la corriente pasa de estado líquido a gaseoso, esta es transportada a través de un colector hacia el compresor de dos etapas, el cual eleva la presión hasta 600PSI y de allí a la “City Gate”, donde existen sistemas de regulación, transferencia de custodia, odorización y finalmente ventas a gasoducto y/o distribución – Figura 20.

---

<sup>11</sup> TEMA: Standard of Tubular Exchanger Manufactures Association

Las condiciones para ventas a la salida a gasoducto, debe ser las especificadas en la tabla 1 – por regulación de la CREG.

### **3.4. IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES**

#### **3.4.1. Abióticos**

El área de influencia marina donde se encuentra ubicado el proyecto, está conformada estratigráficamente por formación de rocas y arena, con sedimentos de arcilla de hasta 3m de profundidad, de acuerdo al análisis geológico y marino.

El área de Influencia se encuentra en zona tropical, con alturas a nivel del mar y cotas hasta de 30m y temperaturas promedio de 30 a 42°C, con periodos de lluvias definidos en abril – mayo y Octubre - Diciembre.

Los movimientos de aire en la zona alcanzan grandes velocidades de hasta 150 km/hr, siendo las mayores en los meses de julio, agosto y septiembre.

#### **3.4.2. Bióticos**

La vegetación presente en la zona de influencia costa afuera es mínima y sin presencia de bosques ni manglares, con 20km<sup>2</sup> de turbas y desierto.

No presenta especies mamíferas de ninguna clase, incluyendo especies marinas. La población de aves marinas es bajo (alrededor de 10 aves/5km<sup>2</sup>), incluyendo gruyas, pelicanos y garzas. No se observan aves exóticas ni en peligro de extinción.

Presenta sistema de coral a 10km del proyecto con un área de 5km<sup>2</sup> donde se encuentran especies mayores y en peligro debido a la sobre pesca.

En el área de influencia marina, existen especies menores de sierras, barracudas, meros, pargos y salmonetes, con número de población < de 100/ km<sup>2</sup>. No existen especies exóticas, arrecifes de coral ni bosques marinos.

### **3.5. MEDIO SOCIO-ECONÓMICO**

La construcción de la planta de Regasificación de GNL contribuye en la defensa del ambiente y los recursos naturales renovables, tanto en su diseño, ubicación y desarrollo.

El área de influencia de la planta, pertenece 50% al estado y 50% a propietarios que se benefician de la pesca y el turismo.

La condición social en el área de influencia del proyecto, pertenece a estrato bajo en su mayoría, con salarios promedio entre \$ 10.000 y \$ 12.000/día en labores de pesca.

El analfabetismo alcanza el 50% de la población de la zona de influencia y existe solo un centro educativo nivel primaria en los alrededores.

El 70% de la población del área de influencia no posee acueducto ni alcantarillado, sin embargo el 90% posee redes eléctricas.

### **3.6. IMPACTOS**

Los movimientos de masa sobre el área de influencia marina y costa afuera donde se realizará el muelle de descarga y la planta, son exiguos y se evaluaron como un efecto negativo. Los cambios geomorfológicos producidos por la apertura de labores exploratorias, se calificaron como un efecto negativo, ya que estas labores son de alta apreciación en el entorno, sin embargo se producen un efecto mínimo superficial.

### **3.6.1. Efectos sobre el medio Biótico y socioeconómico**

Se evaluó como un efecto negativo mínimo sobre el área de influencia marina (peces), negativo costa afuera (aves). El efecto sobre el paisaje se evaluó negativo e insignificante ya que es imperceptible visual.

Sobre el medio socio-económico se aprecia una dinámica poblacional por la actividad pesquera y el turismo. Se evaluó como efecto negativo mínimo, el que se produce sobre la salud del trabajador pesquero (Sistema respiratorio y la visión) durante el avance de esta labor debido al polvo y la arena.

### **3.7. REQUERIMIENTO AMBIENTAL**

Debido a lo anterior, **sí Requiere Licencia Ambiental**, debido a la valoración negativa sobre el área de influencia marina y costa adentro, adicionalmente se requiere tener un plan de manejo ambientalmente seguro y amigable, que cumpla con los requerimientos.

#### 4. ANALISIS ECONOMICO

La determinación de los costos de los equipos son obtenidos por ASPEN PLUS. Los costos de los equipos entregados por este Software los asume de acuerdo a la base de datos actualizada por licenciamiento anual. Los costos pueden ser clasificados como costos de producción, costos de administración, costos de ventas y costos financieros.

Los costos de producción, son todos aquellos propios del proceso de producción, las determinaciones de estos se realizan mediante un estudio técnico, estos se determinan de acuerdo a las siguientes bases: costos de materias primas, mano de obra, costos de energía eléctrica, costos de agua, combustibles, control de calidad, mantenimiento, depreciaciones de los equipos, insumos para el personal entre otros.<sup>12</sup>

Los costos de administración son como su nombre lo indica, los costos que provienen para realizar la función de administración en la empresa. Sin embargo tomados desde un sentido más amplio no solo representan el sueldo de un gerente o del personal administrativo. Incluyen todos aquellos costos de los departamentos que se encuentran por fuera de las áreas de producción y venta.

Los costos de venta, estos incluyen todos aquellos costos relacionados con el departamento de ventas, es decir, todo aquello que es necesario gastar para que el producto llegue a un intermediario o consumidor final.

En último lugar tenemos los costos financieros, estos tienen que ver con los intereses que se deben pagar en relación con capitales obtenidos en préstamos. Algunas veces estos costos se incluyen en los costos administrativos.

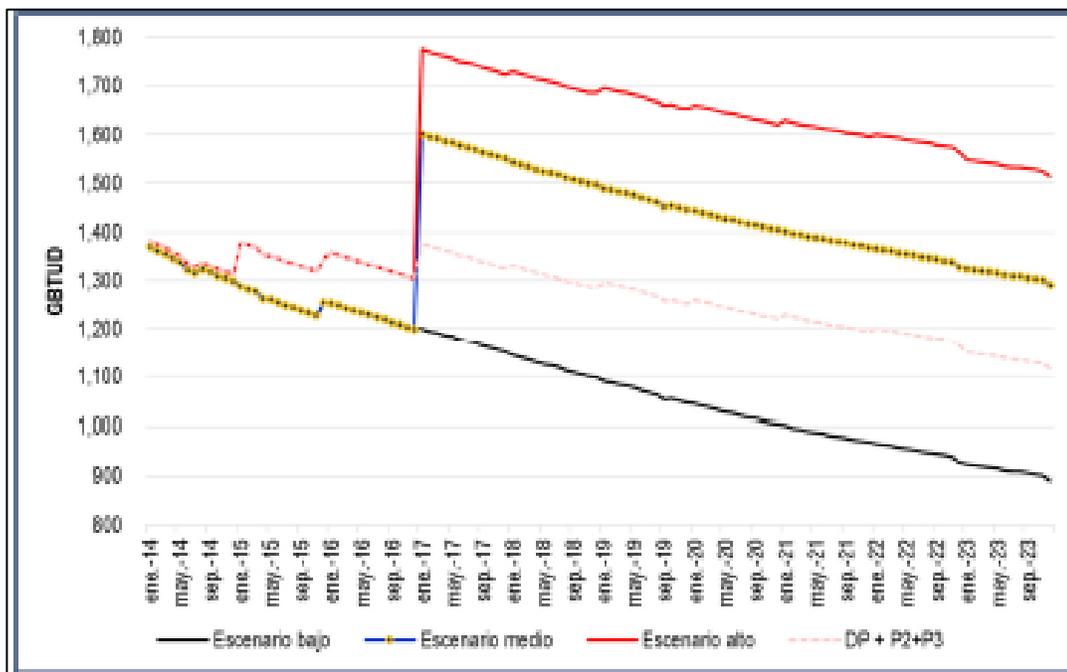
---

<sup>12</sup> Desarrollo de una herramienta Computacional para la evaluación de Costos de Equipos de Procesos Industriales -  
<http://190.25.234.130:8080/jspui/bitstream/11227/117/1/tesis%20final%20pa%20sustentar.pdf>

#### 4.1. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA INVERSIÓN

Cuando se determinan los costos para cualquier tipo de proceso comercial, estos costos deben ser de una precisión suficiente para proporcionar las decisiones confiables. Para lograr esto, se tiene en cuenta los muchos factores que pueden afectar los costos. Algunos de estos factores son los materiales, especificaciones de los equipos, y las fluctuaciones de los precios. Dentro de estas fluctuaciones, se tienen en cuenta los escenarios de oferta para el precio de venta de acuerdo a las proyecciones realizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

**Figura 22.** Escenarios de Oferta del Gas Natural



**Fuente:** Unidad de planeación minero energética (UPME).

Uno de los principales costos involucrados en cualquier proceso químico es el de los equipos. En muchos casos la adquisición de los tanques, reactores u otros equipos, se puede hacer mediante empleo de equipos inactivos o comprando

material reutilizado, lo reduce el costo. Si el equipo es nuevo y se requiere de especificaciones particulares, hay un incremento en los costos, sin embargo para el desarrollo del proyecto, se calcula con equipos y materiales 100% nuevos.

Por otro lado, en la sociedad económica moderna, los precios pueden variar ampliamente de un período a otro, este factor debe tenerse en cuenta cuando se determinan los costos del proceso de una actividad industrial.

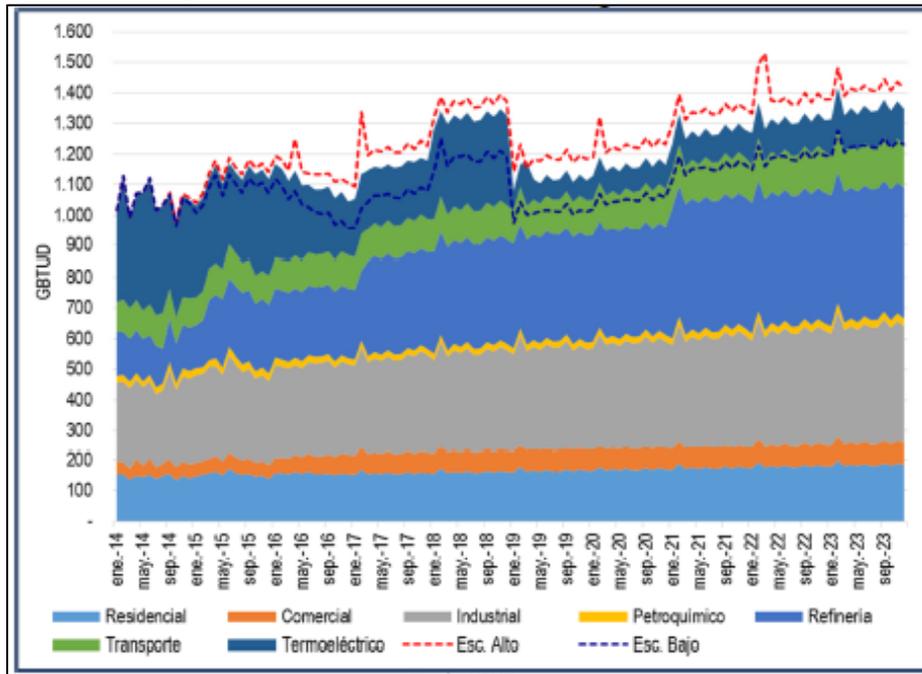
Contrastando los distintos escenarios de demanda estimados por UPME y de oferta, descritos anteriormente, se obtienen señales de alerta para detección temprana de situaciones de desequilibrio entre oferta y demanda proyectada, los cuales son presentados con una resolución mensual, para evitar el uso de promedios anuales, que pueden llegar a enmascarar situaciones puntuales que pueden llevar a desabastecimiento.

La información obtenida permite el diseño de estrategias y la toma de decisiones por parte de autoridades y agentes con el objetivo de enfrentar adecuadamente las incertidumbres futuras del mercado y preparar al país para las situaciones coyunturales que se puedan presentar, dado que cada contexto plantea soluciones distintas, con costos diferentes.

#### **4.2. FACTORES DE COSTO DE LA INVERSIÓN EN CAPITAL**

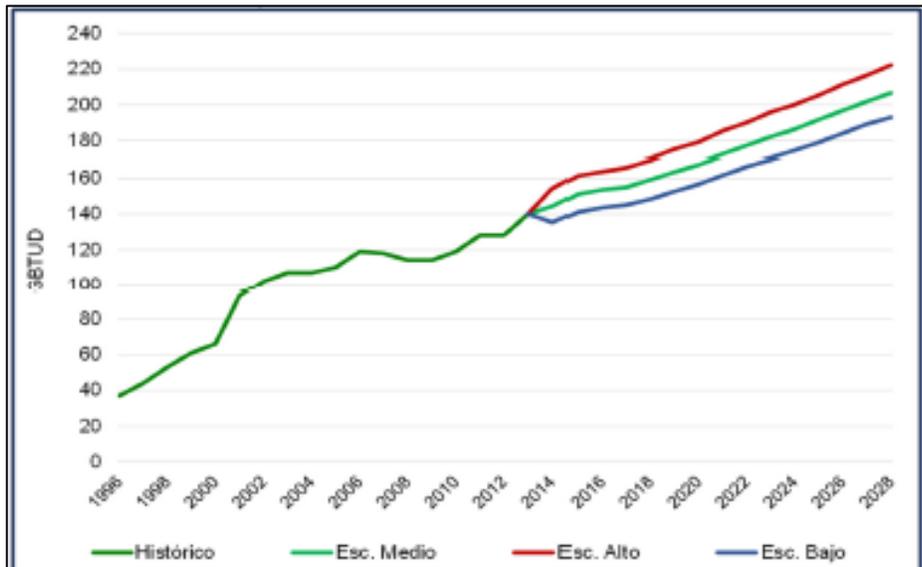
La inversión de capital, es la cantidad total de dinero necesario para suministro de la planta y los servicios necesarios de fabricación, más la cantidad de dinero que se requiere como capital de trabajo para el funcionamiento de las instalaciones. Los costos proporcionales de cada uno de los principales componentes del capital fijo de inversión (costos directos e indirectos) están representados en la tabla 3.

**Figura 23. Escenarios de Demanda del Gas Natural**



**Fuente:** Unidad de planeación minero energética (UPME)

**Figura 24. Proyección Demanda de Gas Natural Sector Residencial**

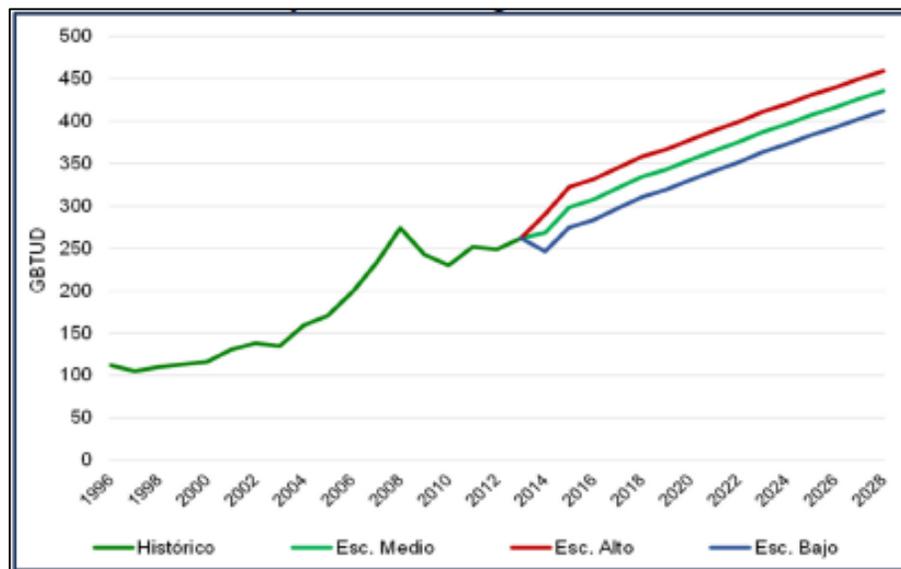


**Fuente:** Unidad de planeación minero energética (UPME).

**Tabla 3.** Descripción de Costos de la Planta de Regasificación

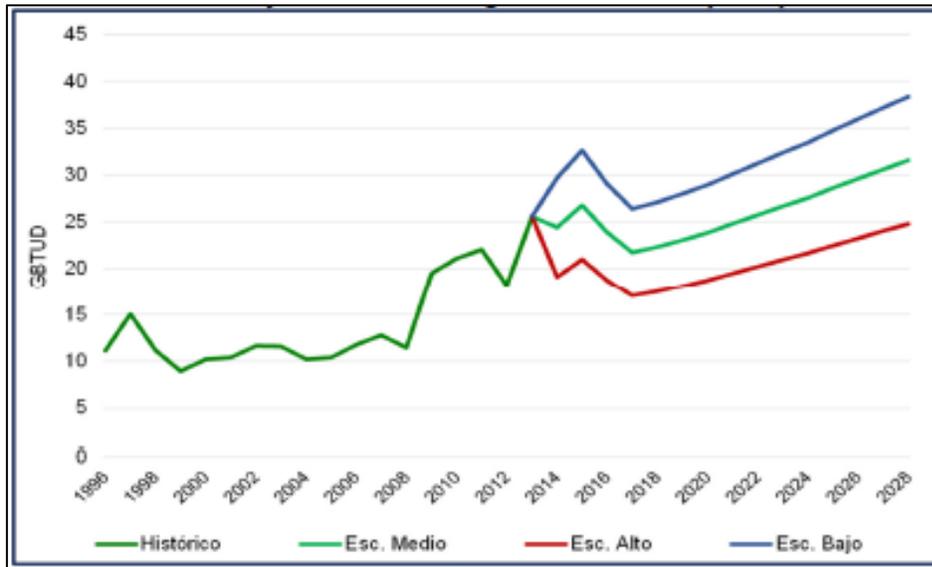
ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR US\$
1	Equipos mayores	327.392.448
2	Obras civiles	10.131.730
3	Sistemas eléctricos	8.604.663
4	Instrumentación	3.277.276
5	Tuberías y accesorios	4.729.780
6	Ingeniería, asesoría, capacitación, arranque	2.979.000
7	Mano de obra por contrato	9.839
8	Impuestos	57.139.958
9	Costo del proyecto antes de contingencia	414.264.693
10	Imprevistos (consumibles y gastos generales)	41.426.469
<b>11</b>	<b>Costo total del proyecto (US\$)</b>	<b>455.691.163</b>

**Figura 25.** Proyección Demanda de Gas Natural Sector Industrial



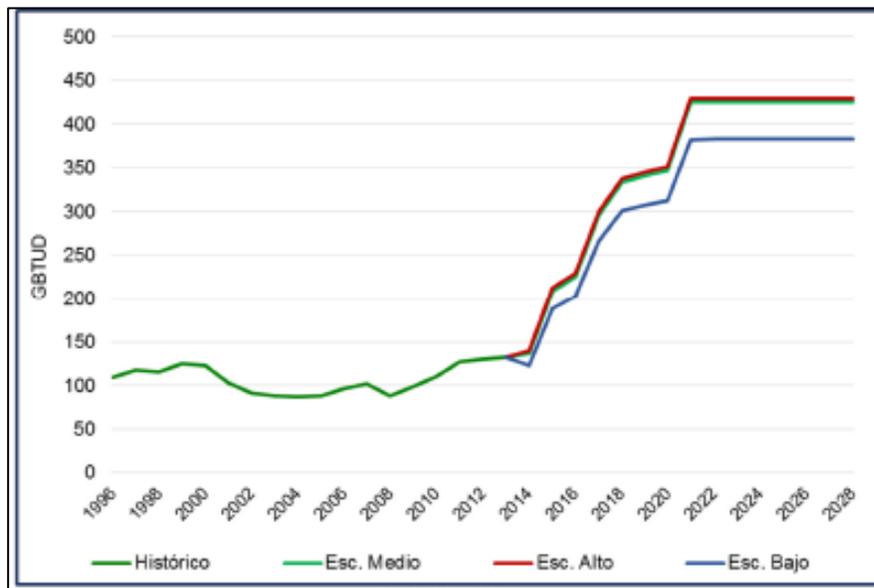
**Fuente:** Unidad de planeación minero energética (UPME).

**Figura 26.** Proyección Demanda de Gas Natural Sector Petroquímico



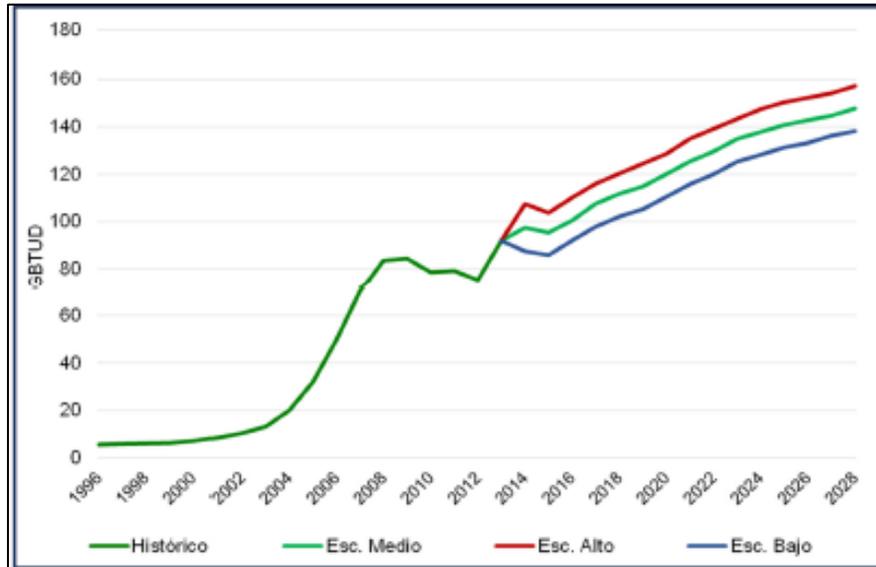
**Fuente:** Unidad de planeación minero energética (UPME).

**Figura 27.** Proyección Demanda de Gas Natural Sector Petroquímico



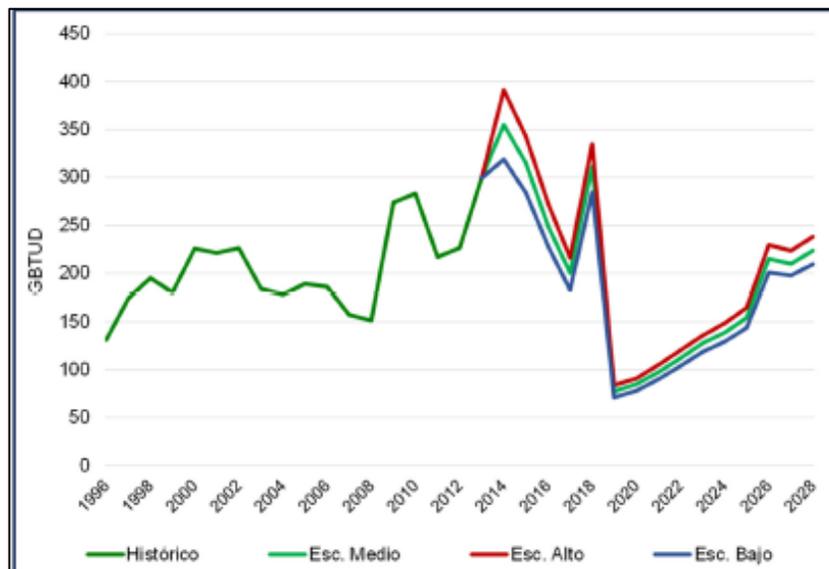
**Fuente:** Unidad de planeación minero energética (UPME).

**Figura 28.** Proyección Demanda de Gas Natural Sector Transporte



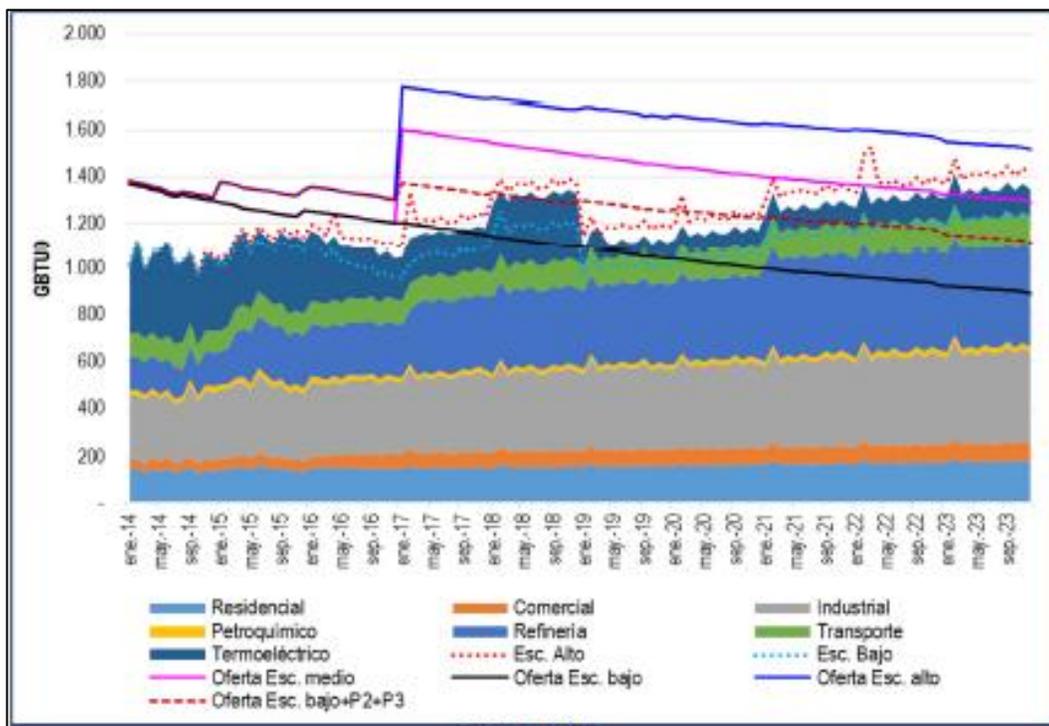
**Fuente:** Unidad de planeación minero energética (UPME).

**Figura 29.** Proyección Demanda de Gas Natural Sector Transporte



**Fuente:** Unidad de planeación minero energética (UPME).

**Figura 30.** Balance Nacional del Gas Natural.



**Fuente:** Unidad de planeación minero energética (UPME).

### 4.3. MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE COSTOS DE EQUIPOS

Una vez definida la tecnología constructiva dependiendo de la etapa de desarrollo del proyecto, este puede ser dividido en elementos o niveles de detalle según los propósitos de la estimación de costos. Los métodos utilizados para la estimación de costos son muy variados y pueden ser vistos desde diferentes perspectivas – Tabla 5.

### 4.4. ÍNDICES DE COSTOS DE PLANTAS DE INGENIERÍA QUÍMICA

Para el cálculo de los índices, realiza un promedio de todas las industrias químicas de procesos, y son utilizados en la estimación de costos de construcción de

plantas químicas; basándose en un índice de cien (100) para el periodo de 1957 y 1959. Existen cuatro componentes principales de este índice ponderados como se muestra en la tabla 3.

**Tabla 4.** Componentes principales del índice CEPCI

<b>COMPONENTE</b>	<b>PORCENTAJE</b>
Equipos, Maquinaria y Soportes	61%
Mano de Obra de Instalación	22%
Ingeniería y Supervisión	10%
Edificación, Materiales y mano de obra	7%

La parte de equipos y maquinaria incluyen principalmente costos de intercambiadores de calor, tanques, tuberías, bombas y compresores, estructuras, soportes y equipos eléctricos. Los índices CEPCI son publicados mensualmente en la sección de indicadores económicos de la revista *ChemicalEngineering*.

#### **4.5. ÍNDICES DE COSTOS DE EQUIPOS DE MARSHALL Y SWIFT (MS o MSCI)**

Los índices de costo se refieren al promedio de costos de adquisición de equipos en todas las industrias, basándose en un valor del índice de 100 para el año 1926; teniendo en cuenta los costos de maquinaria, costos de instalación, accesorios y herramientas relacionados con la fabricación de los equipos. Los porcentajes que se utilizan para la ponderación de los índices de costo, relacionado con la industria se observan en la tabla 6.

**Tabla 5.** Valores Unitarios de los equipos principales de la Planta de Regasificación

ITEM	DESCRIPCIÓN	UN D	CANTIDAD	VALOR UND. US\$	TOTAL UND. US\$	IMPORT. UND. US\$	FABRIC. UND. US\$	INSTAL. UND. US\$	AISL. PINT. UND. US\$	TOTAL UND. US\$
<b>EQUIPOS MAYORES</b>										
1	Tanque criogenico T-1401	EA	2	900.000	1.800.000	396.000	270.000	270.000	126.000	<b>2.862.000</b>
2	Tanque de recondensado T-1402	EA	1	1.050.000	1.050.000	231.000	157.500	157.500	73.500	<b>1.669.500</b>
3	Compresor vapor recuperados K-1401 <sup>a</sup>	EA	1	4.220.000	4.220.000	928.400	633.000	633.000	295.400	<b>6.709.800</b>
4	Compresor vapor recuperados K-1401B	EA	1	2.240.000	2.240.000	492.800	336.000	336.000	156.800	<b>3.561.600</b>
5	Intercambiador E-1401	EA	1	675.000	675.000	148.500	101.250	101.250	47.250	<b>1.073.250</b>
6	Intercambiador E-1402	EA	2	89.000	178.000	39.160	26.700	26.700	12.460	<b>283.020</b>
7	Bomba de baja presión P-1401	EA	2	312.100	624.200	137.324	93.630	93.630	43.694	<b>992.478</b>
8	Bomba de alta presión P-1402	EA	2	1.160.000	2.320.000	510.400	348.000	348.000	162.400	<b>3.688.800</b>
9	Bomba de agua de mar recirculación P-1403	EA	2	2.800.000	5.600.000	1.232.000	840.000	840.000	392.000	<b>8.904.000</b>
10	Bomba de sistema contra incendio	EA	2	3.800.000	7.600.000	1.672.000	1.140.000	1.140.000	532.000	<b>12.084.000</b>
11	Espacio para turbo gas.	EA	2	3.800.000	7.600.000	1.672.000	1.140.000	1.140.000	532.000	<b>12.084.000</b>
12	Buque Metanero	EA	2	86.000.000	172.000.000	37.840.000	25.800.000	25.800.000	12.040.000	<b>273.480.000</b>
				\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
				<b>107.046.100,00</b>	<b>205.907.200,00</b>	<b>45.299.584,00</b>	<b>30.886.080,00</b>	<b>30.886.080,00</b>	<b>\$ 14.413.504,00</b>	<b>327.392.448,00</b>

**Tabla 6.** Componentes Principales de los índices MSCI

<b>INDUSTRIA</b>	<b>PORCENTAJE</b>
Cemento	2%
Productos Químicos	48%
Arcilla y Vidrio	5%
Pintura y Papel	15%
Petróleo y Gas	22%
Caucho	8%

#### **4.5.1. Índices de costos de Construcción de Engineering New Record (ENR)**

Estos índices de costo están restringidos a la industria petrolera; y son publicados mensualmente en la revista *Oil& gas Journal*, en base a un índice de cien (100) para el año 1946.

#### **4.6. FLUJO DE CAJA**

La evaluación financiera del proyecto se realiza a partir de la construcción estándar de flujos de dinero proyectado que en un horizonte temporal que es hipotéticamente generado o flujo de fondos, para después descontarlos a una tasa adecuada de manera tal que se pueda medir (cuantificar) la generación de valor agregado y su monto.

Para el flujo de fondos del proyecto, se toman las variaciones de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período de 20 años. El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

El objetivo del estado de flujo de caja es proveer información relevante sobre los ingresos y egresos de efectivo de una empresa durante un período de tiempo. Es un estado financiero dinámico y acumulativo.

Esta información que contiene un flujo de caja, ayuda a los inversionistas, administradores, acreedores y otros a:

- ✓ Evaluar la capacidad de una empresa para generar flujos de efectivo positivos.
- ✓ Evaluar la capacidad de una empresa para cumplir con sus obligaciones contraídas y repartir utilidades en efectivo.
- ✓ Facilitar la determinación de las necesidades de financiamiento Identificar aquellas partidas que explican la diferencia entre el resultado neto contable y el flujo de efectivo relacionado con actividades operacionales.
- ✓ Conocer los efectos que producen, en la posición financiera de la empresa, las actividades de financiamiento e inversión que involucran efectivo y de aquellas que no lo involucran Facilitar la gestión interna de la medición y control presupuestario del efectivo de la empresa.

Para el proyecto de construcción de la planta de Regasificación de GNL en Colombia, se crea un flujo de caja, teniendo en cuenta factores como se describen en el ítem 2,4 y donde los costos de los equipos son estimados de acuerdo al análisis del Software ASPEN PLUS – como se indica en tabla 7.

El flujo de fondos realizado para el presente proyecto, se realiza en un tiempo de 20 años, y la depreciación de los equipos se estima a igual número de años, teniendo en cuenta que los equipos son especiales y para una labor específica.

Para la evaluación, se considera que el 100% del valor de la inversión es mediante crédito con bancos y con plazo de pago a 20 años – como se indica en el Anexo 1.

**Tabla 7. Valores estimados en la Evaluación Financiera**

<b>Evaluación Financiera</b>	
<b>Datos</b>	
Costo del Capital (WACC)	
Compra de Terreno y Licencias (US)	10.000.000
Inversión Maquinaria (US)	455.691.163
Valor Venta Maquinaria año 20 (US)	3.000.000
Vida útil maquinaria (años)	20
Volumen de Producción de Gas KSCFD	432.000,00
Costos MP, Insumos, MO, Mtto (US/KSCF)	37
Total KSCF Anual de Gas	157680000
Consumos interno de gas KSCFA	3600000
SCF de Gas en Colombia	154080000
Precio de Venta de Gas en Colombia (US/KSCFH)	45
Tasa de Cambio (COP/USD)	3.200
Fletes transporte Nacional (US/KSCFH)	6
Impuesto a la renta	33%
% Financiación	100%
Tasa de financiación e.a.	10%
Plazo crédito	20

#### **4.7. ANALISIS DE VIABILIDAD**

Para la determinación de análisis de viabilidad económica y financiera del proyecto, se realizaron cálculos de acuerdo a los Ítems 2.4 a 2.11, donde se describe el desarrollo de cada variable, el cual se puede observar en el Anexo 2.

De acuerdo a la relación Costo/beneficio, se tiene que el proyecto es rentable, pues el VPN/VPE  $\gg 0$ , lo que significa que existe una muy buena rentabilidad adicional del proyecto por encima de la tasa de oportunidad debido a que los ingresos son muy superiores que los egresos.

Teniendo en cuenta que el proyecto se evalúa 100% de inversión con crédito, este resulta muy favorable a la hora de verificar la rentabilidad ofrecida. Mediante análisis complementario del proyecto, este es capaz de realizar el pago del crédito en un periodo inferior al establecido de hasta 10 años, sin embargo se sigue con el modelo actual de 20 años sin generar optimismo desmesurado.

El cálculo asumido del precio de venta para cada uno de los años de servicio, se basan en las proyecciones realizadas por la UPME como se observa desde la figura 22 a la 30.

De acuerdo a un análisis Optimista del Flujo de fondos y teniendo en cuenta las sensibilidades (Swithing Value) tanto de Ventas como de Costos, el proyecto presenta un VPN superior a 530 millones de dólares con tasa interna de retorno de 26%, sin embargo el riesgo establecido en el proyecto si se modifican los factores anteriormente mencionados, como por ejemplo una disminución del 2% en el precio de venta del Gas, originaría una pérdida de más de 260 millones de dólares.

Igualmente con relación al factor de costos, un incremento del 10% en el valor de los costos, generarían pérdidas muy superiores como se indica en la tabla del Anexo 3.

La variación máxima de caída en el precio para que el negocio sea rentable, es de 1,34% y el incremento máximo de los costos para que exista utilidad es del 1,614%.

Cada una de las proyecciones, refleja que el aumento en la demanda del Gas Natural en Colombia es creciente hasta el año 2028, por lo tanto se espera que la rentabilidad en este periodo sea muy favorable.

La evaluación económica del proyecto se realiza bajo un ambiente conservador no muy optimista, ya que se asume un aumento en el consumo de energía eléctrica en los años próximos y de energías limpias alternas como fotovoltaica, sin

embargo se debe tener en cuenta y aprovechar el gran mercado de la generación de energía eléctrica por plantas térmicas.

Los valores unitarios de cada uno de los equipos a utilizar en la planta, son los determinados por el programa ASPEN PLUS y como se describen en la tabla 5. En este se puede apreciar que el equipo más costoso del proyecto es el barco metanero, debido a que debe mantener el fluido a la temperatura adecuada y tener una tecnología similar a la planta de licuado.

#### **4.8. TIPOS DE CONTRATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN**

El modelo de contratación para la construcción de la planta de Regasificación con la aplicación adecuada del modelo, seguimiento e interventoría **“sugerido”** una vez sea aprobado el proyecto de acuerdo a la valoración anterior es “Llave en Mano” teniendo en cuenta la base gravable del reglamentado por el Gobierno Nacional mediante el artículo del D.R. 1372/92.

Este tipo de contrato posee ventajas que se pueden destacar, por ejemplo, en la concentración, en un solo contratista de todas las obligaciones inherentes y necesarias para la ejecución y total terminación de la obra, así como la responsabilidad en aquél, sobre la totalidad de la misma. Ello conlleva igualmente a que exista un solo interlocutor válido que dialogue con la entidad sobre el contrato; Se eliminan o minimizan las órdenes de cambio o modificaciones contractuales que generan mayores gastos y se asegura la existencia de un solo valor fijo que regirá durante el desarrollo y hasta la terminación del contrato. El contrato llave en mano ofrece ventajas cuando integra previamente tecnología, permite la desagregación tecnológica y la asimilación de tecnología.

Como desventajas puede decirse que normalmente este tipo de contratos eleva el costo de las obras y proyectos por la misma inamovilidad e invariabilidad del proyecto, lo que conlleva a que el contratista deba asumir los vacíos u omisiones

no detectadas o no contempladas al momento de la definición del objeto y el alcance contractual debiéndose asegurar económicamente frente a tales eventualidades; De la misma manera, la responsabilidad global por la ejecución del contrato influye en el precio por los costos en que ha de incurrir para asegurar y reasegurar el proyecto frente a las eventualidades o riesgos que asume.

De igual manera, en algunos tipos de contrato bajo la modalidad “llave en mano” (los que conllevan construcción y operación, p.ejm,), si no se establecen condiciones de transferencia de tecnología, participación de la tecnología nacional y se exigen compatibilidades con otras tecnologías, puede resultar cuestionable esta modalidad, pues se puede caer en una dependencia total con el contratista operador, en un incremento desmesurado de los costos por ser único proveedor. En ocasiones el costo de capacitación de personal local resulta excesivo y oneroso para que éste pueda estar a la par del contratista. Es definitivo igualmente hacer compatible la tecnología aportada por el contratista, con otras concomitantes o futuras.<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> [https://www.caf.com/media/3304/Conferenciasobrecontratosllaveenmano\(bolivia\).pdf](https://www.caf.com/media/3304/Conferenciasobrecontratosllaveenmano(bolivia).pdf)

## 5. CONCLUSIONES

- El proyecto de Construcción de una Planta de regasificación en Colombia es un proyecto Factible ya que suplirá la necesidad de abastecimiento del 35% del total de la demanda Actual del país aportando 400MFCSD al sistema nacional, teniendo en cuenta la actual situación del fenómeno del niño y posible racionamiento.
- La construcción de la Planta de Regasificación es un proyecto Económicamente Viable que beneficiara al País con dividendos y rentabilidad durante su funcionamiento. De acuerdo al análisis financiero, se concluye que en un ambiente optimista, la inversión generara utilidades superiores a 500 millones de dólares (VPN= 530millones de dólares) durante 20 años de evaluación del proyecto.
- El riesgo establecido en el análisis de sensibilidad por factor de Ventas, Costos de Mantenimiento y operación, establecen que las variación máxima de caída en el precio para que el negocio sea rentable es de 1,34% y el incremento máximo de los costos para que exista utilidad es del 1,614%, variaciones que se pueden considerar mínimas y que pueden afectar directamente la evaluación del proyecto, no obstante la probabilidad de que existan estas variaciones en la caída de precio de venta y/o aumentos significativos en los costos de mantenimiento por históricos de la inflación en Colombia es baja, adicionalmente el comportamiento promedio y las proyecciones de la UPME en los últimos años es de crecimiento de consumo del GNL y disminución de costos por tecnologías aplicadas en la industria y TLC.
- La ubicación geográfica de Colombia, hace que la construcción de esta planta sea factible aprovechando el modelo de transferencia de calor por Agua de mar, ya que Colombia posee dos océanos y son ampliamente navegables

para el transporte de la materia prima tanto de la zona norte como la sur, sin embargo por su cercanía con la materia prima de Trinidad y Tobago y muelle de descarga, Cartagena es la zona más propicia para realizar la planta de regasificación.

## BIBLIOGRAFIA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Avoiding Environmental Cracking in Amine Units. Third Edition. API 945. NW Washington. June 2003. 36p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Welded Tanks for Oil Storage. Eleventh Edition. API 650. NW Washington. Effective Date February 2012. 450p.
- AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Boiler and Pressure Vessel Code an International code. Rules for Construction of Pressure Vessels. 2010 Edition. ASME Sec VIII Div I. NW Washington. July 2010. 798p.
- ERDMANN Eleonora, RUIZ Liliana, MARTÍNEZ Julieta, GUTIERREZ Juan P y TARIFA Enrique. Endulzamiento de Gas Natural con Aminas. Ciudad de Buenos Aires. Instituto Tecnológico de Buenos Aires – Instituto de Investigación para la Industria Química. 2012. 14p.
- GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. Engineering Data Book. Twelfth Edition - FPS Version. GPSA. Tulsa, Oklahoma. 2004. 821p.
- RAM R. TARAKAD. LNG RECEIVING AND REGASIFICATION TERMINALS. Overview Of Design, Operation and Project Development Considerations. First Edition. Houston, Texas. 2003. 129p.
- SANTOS SANTOS Nicolas. Diseño y Operación de Unidades de Tratamiento y Procesamiento de Gas Natural – Plantas de Tratamiento de Gas Natural. Bucaramanga. Especialización en Ingeniería de Gas 2013. 3221p

- UOP. Manual de Entrenamiento. Edición 1978. Illinois. 1978. 593p. UOP.
- <http://deconceptos.com/ciencias-sociales/financiero#ixzz44znnf8yl>
- <http://www.gestiopolis.com/matematicas-financieras-interes-simple-compuesto-y-anualidades/>
- <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/fotos/08%20criterios%20de%20decisi%C3%B3n%202013.pdf>
- <http://ocw.uis.edu.co/ingenieria-industrial/economia-para-ingenieros/capitulo5>  
file:///C:/Users/Administrador/Downloads/TL-524-M%20(1).pdf
- <http://www.monografias.com/trabajos26/proyecto-ampliacion/proyecto-ampliacion.shtml>
- <http://www.ursea.gub.uy/inicio>
- <http://www.saggas.com/fuentes-de-energia/plantas-de-regasificacion-en-espana/>
- <http://www.enagas.com/stfls/EnagasImport/Ficheros/1020/833/Folleto%20Plantas%20de%20Regasificaci%C3%B3n%20de%20Enag%C3%A1s.pdf>
- [https://www.caf.com/media/3304/Conferenciasobrecontratosllaveenmano\(bolivia\).pdf](https://www.caf.com/media/3304/Conferenciasobrecontratosllaveenmano(bolivia).pdf)

**ANEXOS**  
**ANEXO 1 – FLUJO DE FONDOS**

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
<b>Concepto</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
+Ingreso de Ventas GN en Colombia		6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00
+Ingreso Ventas E.U.		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-Compra de Terreno	-10.000.000,00	-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00
-Costos MP, Insumos, MO, Mtto (US/KSCF)		-	-	-	-	-
		5.755.320.000,00	5.755.320.000,00	5.755.320.000,00	5.755.320.000,00	5.755.320.000,00
-Costos de Transporte en Colombia		-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00
-Costos de Transporte hacia E.U.		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-Intereses Crédito		-45.569.116,30	-44.773.496,63	-43.898.314,99	-42.935.615,19	-42.935.615,19
-Depreciación		-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15
-Amortización de Gastos Preoperativos						
<b>=Ganacias Operativas Gravables</b>		163.726.325,55	164.521.945,22	165.397.126,86	166.359.826,66	166.359.826,66
-Impuesto a la renta		-54.029.687,43	-54.292.241,92	-54.581.051,86	-54.898.742,80	-54.898.742,80
+Ingreso Venta de Activos (Valor Venta -Saldo Libros)						
-Impuesto sobre Ingreso Venta Activos						
+Valor en libros activos vendidos						
+Otros ingresos no gravables						
-Costos No deducibles						
<b>=Ganacias Netas Contables</b>		109.696.638,12	110.229.703,30	110.816.075,00	111.461.083,86	111.461.083,86
+Depreciación		22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15

+Amortización de Gastos Preoperativos						
-Costos de Inversión	- 455.691.163,00					
-Inversiones Financieras Asociadas						
+Crédito Recibido	455.691.163,00					
-Amortización Crédito		-7.956.196,72	-8.751.816,39	-9.626.998,03	-10.589.697,83	-11.648.667,62
+Valor de salvamento						
<b>=Flujo de Fondos Neto</b>	- 465.000.000,00	124.524.999,55	124.262.445,06	123.973.635,12	123.655.944,18	122.596.974,40

Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
2022	2023	2024	2025	2026
6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00
-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00
-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-42.935.615,19	-42.935.615,19	-42.935.615,19	-42.935.615,19	-42.935.615,19
-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15
166.359.826,66	166.359.826,66	166.359.826,66	166.359.826,66	166.359.826,66
-54.898.742,80	-54.898.742,80	-54.898.742,80	-54.898.742,80	-54.898.742,80
111.461.083,86	111.461.083,86	111.461.083,86	111.461.083,86	111.461.083,86
22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15

-12.813.534,38	-14.094.887,81	-15.504.376,60	-17.054.814,26	-18.760.295,68
121.432.107,64	120.150.754,20	118.741.265,42	117.190.827,76	115.485.346,33

Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00
-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00
-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-42.935.615,19	-42.935.615,19	-42.935.615,19	-42.935.615,19	-42.935.615,19
-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15
166.359.826,66	166.359.826,66	166.359.826,66	166.359.826,66	166.359.826,66
-54.898.742,80	-54.898.742,80	-54.898.742,80	-54.898.742,80	-54.898.742,80
111.461.083,86	111.461.083,86	111.461.083,86	111.461.083,86	111.461.083,86
22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15

-20.636.325,25	-22.699.957,77	-24.969.953,55	-27.466.948,91	-30.213.643,80
113.609.316,77	111.545.684,24	109.275.688,46	106.778.693,11	104.031.998,22

Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
2032	2033	2034	2035	2036
6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00	6.933.600.000,00
0,00	0,00	0,00	0,00	
-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00	-120.000,00
-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00	-5.755.320.000,00
-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00	-946.080.000,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-42.935.615,19	-42.935.615,19	-42.935.615,19	-42.935.615,19	-42.935.615,19
-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15	-22.784.558,15
166.359.826,66	166.359.826,66	166.359.826,66	166.359.826,66	166.359.826,66
-54.898.742,80	-54.898.742,80	-54.898.742,80	-54.898.742,80	-54.898.742,80
				3000000
111.461.083,86	111.461.083,86	111.461.083,86	111.461.083,86	114.461.083,86
22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15	22.784.558,15
-33.235.008,18	-36.558.508,99	-40.214.359,89	-44.235.795,88	-48.659.375,47
101.010.633,84	97.687.133,02	94.031.282,12	90.009.846,13	88.586.266,54

## ANEXO 2 – RESULTADOS DE VALORACIÓN DEL PROYECTO

TIR	26%
VPN	\$ 530.590.319,94
NRR	5,5446
PAY OUT	20

### ANEXO 3 – ANALISIS DE SENSIBILIDADES

#### SENSIBILIDADES

SWITCHING VALUE	F	VPN	NRR	PAY OUT	MAX. ENDEUDAMIENTO	PROBABILIDAD	IMPACTO	RIESGO
<b>(Mediante Factor de Ventas)</b>	<b>0,98</b>	(\$ 260.554.085,00)	-2,7228	18	455.691.163	0,1	0,4	BAJO
	<b>0,99</b>	\$134.944.538,00	1,41	20	455.691.163	0,15	0,2	MODERADO
	<b>1</b>	\$530.590.319,00	5,5446	20	455.691.163	0,7	0,3	
	<b>1,1</b>	\$4.485.429.405,00	46,87	20	455.691.163	0,2	0,2	BAJO

<b>0,9866</b>
<b>1,34%</b>

0,1	0,4	<b>MODERADO</b>
-----	-----	-----------------

SWITCHING VALUE	F	VPN	NRR	PAY OUT	MAX. ENDEUDAMIENTO	PROBABILIDAD	IMPACTO	RIESGO
<b>(Mediante Factor de Costos)</b>	<b>0,95</b>	\$2.171.885.661,00	22,69	20	455.691.163	0,01	0,1	BAJO
	<b>0,99</b>	\$858.731.662,00	8,9736	20	455.691.163	0,1	0,2	
	<b>1</b>	\$530.590.319,00	5,5446	20	455.691.163	0,7	0,2	
	<b>1,01</b>	\$202.154.662,00	2,112	20	455.691.163	0,7	0,2	
	<b>1,1</b>	(\$ 2.752.441.834,00)	-28,76	0	455.691.163	0,3	0,4	MODERADO

<b>1,01614</b>
<b>1,614%</b>

0,3	0,4	<b>MODERADO</b>
-----	-----	-----------------