

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE ECONOMÍA Y NEGOCIOS



**PROYECTO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS
NATURAL LICUADO EN EMPRESA
COMERCIALIZADORA DE GAS LICUADO DE
PETRÓLEO**

Tesis de Postgrado

**Previa la obtención del Título de:
MAGISTER EN FINANZAS**

Presentado por

**SUSANA KARINA CHECA IZQUIERDO
JOSE FERNANDO ORELLANA RODRIGUEZ**

**DIRECTOR
ECON. PEDRO GANDO CAÑARTE, MBF**

**Guayaquil-Ecuador
2011**

DEDICATORIA

A Dios y nuestras familias, por estar con nosotros a lo largo de toda esta maestría y apoyarnos para que podamos llevarla a cabo. A Dios y a ellos queremos dedicarle nuestro trabajo, nuestro esfuerzo y los logros que por esta titulación obtendremos.

AGRADECIMIENTO

Queremos agradecerle primeramente a Dios porque El nos ha iluminado y ha estado junto a nosotros a lo largo de esta maestría.

A nuestras familias, por apoyarnos y enseñarnos a luchar, no rendimos y seguir adelante.

A nuestros amigos, por que en cada reunión, en cada momento, nos brindaron su apoyo en nuestros deseos de superación.

A nuestros compañeros de maestría, porque en cada clase y trabajo hemos aprendido de cada uno e intercambiado conocimientos. Juntos compartimos el mismo deseo de superación profesional.

A nuestros profesores, por ampliar nuestros conocimientos y capacidad de análisis; y guiarnos en cada una de las clases y trabajos desarrollados.

Y por último a nuestra pareja en este estudio, porque ambos hemos podido realizar el trabajo que esperábamos y alcanzar la titulación que tanto esperábamos.

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en este proyecto me corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

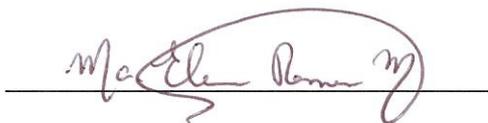


Susana Karina Checa Izquierdo



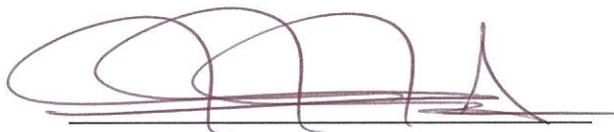
José Fernando Orellana Rodríguez

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Ma. Elena Romero Montoya', is written over a horizontal line.

Econ. Ma. Elena Romero Montoya, M.Sc.

Presidente del Tribunal

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Pedro Gando C.', is written over a horizontal line.

Econ. Pedro Gando C., MBF

Director del Proyecto de Graduación

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTO	II
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	III
DECLARACIÓN EXPRESA	IV
INDICE GENERAL	V
INDICE DE CUADROS	X

INDICE GENERAL

Capitulo 1. INTRODUCCION	12
1.1. Resumen Ejecutivo del Proyecto	12
1.2. Planteamiento del Problema	14
1.3. Justificación	16
1.4. Marco de Referencial	17
1.5. Objetivo General	19
1.6. Objetivos Específicos	19
1.7. Metodología.....	20
1.8. Características del Gas Natural	21
1.8.1. Definición del Gas Natural.....	22
1.8.2. Definición del Servicio a Ofrecer.....	23

Capítulo 2. ESTUDIO DE MERCADO	24
2.1. Análisis de la Oferta.....	24
2.1.1. Potenciales Clientes	26
2.1.2. Amenaza de Nuevos Competidores	27
2.2. Análisis de la Demanda.....	28
2.2.1. Base de Decisión de Compra de los Clientes.....	29
2.2.1.1. Clasificación de la Demanda	30
2.2.2. Estimación de la Demanda	31
2.3. Análisis de los Precios.....	34
2.3.1. Análisis del sector	34
2.3.2. Análisis de los precios	35
2.3.3. Barreras a la entrada.	36
2.3.4. Tendencias económica y social	37
2.4. Comercialización del Gas Natural Licuado	37
2.5. Encuesta, Tabulación y Análisis de Resultados	38
2.5.1. Métodos de investigación.....	38
2.5.2. Resultados de investigación.....	39

Capítulo 3. ESTUDIO TECNICO DE LA INVERSIÓN	41
3.1. Antecedentes del Estudio Técnico de la Inversión:.....	41
3.1.1. Balance de Maquinaria y Equipos	43
3.1.2. Balance de Personal Técnico	44
3.1.3. Balance de Obras Físicas	46
3.2. Determinación del Tamaño	46
3.3. Localización del Proyecto.....	47
3.3.1. Factores De Localización	47
3.3.2. Consideraciones de seguridad.....	48
Capítulo 4. ESTUDIO ORGANIZACIONAL.....	50
4.1. Misión	50
4.2. Visión.....	50
4.3. Organigrama	51
4.4. Descripción de los puestos	51
Capítulo 5. ESTUDIO FINANCIERO.....	55
5.1. Inversiones Del Proyecto	55
5.1.1. Capital de Trabajo: Método del déficit acumulado máximo	56

5.1.2.	Activos Fijos	57
5.2.	Estimación De Costos	57
5.2.1.	Costos Variables:.....	57
5.2.2.	Costos fijos.....	59
5.3.	Ingresos Del Proyecto	60
5.3.1.	Ingresos por ventas:	60
5.3.2.	Análisis Costo Volumen Utilidad:.....	61
5.4.	Pronóstico Financiero.....	62
5.4.1.	Supuestos del modelo de proyección:.....	62
5.4.2.	Proyección del Flujo de Caja:	62
5.4.3.	Análisis de la tasa de descuento WACC:.....	64
5.4.4.	Determinación del nivel óptimo de endeudamiento, estructura de capital	64
5.5.	Evaluación Financiera	64
5.5.1.	Criterio del VAN	64
5.5.2.	Criterio de la TIR:.....	65
5.5.3.	Criterio del PAYBACK DESCONTADO.....	65
5.6.	Análisis de Sensibilidad – Crystall Ball.....	65

CONCLUSIONES.....	68
RECOMENDACIONES.....	69
BIBLIOGRAFIA.....	70
ANEXO 1. ABREVIATURAS Y SIGLAS.....	73

INDICE DE CUADROS:

Cuadro 1. Precios de energías USD / MMBTU.....	Pag 17
Cuadro 2. Fuentes de energía para procesos productivos.....	Pag 24
Cuadro 3. Mercado Potencial de Clientes.....	Pag 26
Cuadro 4. Clientes Potenciales.....	Pag 26
Cuadro 5. Demanda de Gas Natural en Ecuador.....	Pag 32
Cuadro 6. Diferencias entre el GLP y el GNL.....	Pag 34
Cuadro 7. Crecimiento de precios del GLP Industrial en Ecuador.....	Pag 35
Cuadro 8. Precios estimados de compra y venta de GNL.....	Pag 36
Cuadro 9. Resumen de encuesta a las industrias.....	Pag 39
Cuadro 10. Inversión Inicial.....	Pag 44
Cuadro 11. Sueldos mensuales y total anualizado del personal.....	Pag 45
Cuadro 12. Organigrama propuesto.....	Pag 51
Cuadro 13. Capital de trabajo año 1.....	Pag 56
Cuadro 14. Costos variables.....	Pag 57
Cuadro 15. Costos variables 10 años.....	Pag 58
Cuadro 16. Costos fijos.....	Pag 59
Cuadro 17. Ingresos anuales.....	Pag 60

Cuadro 18. Flujo de Caja.....	Pag 63
Cuadro 19. Probabilidad de VAN mayor a cero.....	Pag 66
Cuadro 20. Sensibilidad de variable.....	Pag 66
Cuadro 21. Coeficiente de correlación entre precio venta y VAN.....	Pag 67

Capítulo 1. INTRODUCCION

1.1. Resumen Ejecutivo del Proyecto

Proyecto sobre la comercialización del gas natural licuado (GNL) en empresa comercializadora de gas natural licuado (GLP) con la finalidad reemplazar parcialmente el consumo de gas licuado de petróleo por el gas natural licuado a los clientes del sector industrial. Planteamiento del problema: debido al proceso de refinación para obtener GLP su costo encarece, siendo una opción más económica el GNL que puede sustituir parcialmente al GLP. Justificación: GNL menos costoso, menos contaminante, mejora de los procesos productivos de las industrias. Marco referencial: Al incrementar la demanda de GLP, el gobierno se ve obligado a importar mayores cantidades de este derivado, por lo que se encuentra realizando un proyecto para la extracción y licuefacción de gas natural, lo que permitiría su venta a través de las comercializadoras que actualmente distribuyen el GLP, entre ellas, esta comercializadora que actualmente lidera el mercado. La conclusión general se refiere a la factibilidad de la comercialización de GNL en la empresa comercializadora de gas natural licuado de petróleo.

Análisis de la oferta: En la actualidad, la oferta de energía en el Ecuador es liderada por el diesel, seguido por la gasolina extra y el gas

licuado de petróleo (GLP). El Campo Amistad produce 35 millones de pies cúbicos de gas natural destinados a la planta térmica Celec. Para finales del 2011, se espera incrementar la producción de gas natural a 60 millones de pies cúbicos. Las reservas probadas actuales podrían durar 14 años si no se ejecuta las fases 2 y 3 de Celec y 8 si se ejecutan dichas fases. Potenciales clientes: Los clientes potenciales serían los que actualmente consumen diesel, GLP no subsidiado. Amenaza de nuevos competidores: El competidor más fuerte que tendría la comercializadora sería el Estado a través de Petrocomercial. Análisis de la demanda: Debido a las características del gas natural licuado en comparación a las otras energías harán que las empresas del sector industrial cambien sus preferencias.

Estudio técnico de la inversión: En el proceso de regasificación intervienen los productores de gas natural licuado (GNL), transportistas de GNL, plantas de regasificación en clientes. La comercializadora invertirá en las plantas de regasificación en los clientes ya que el gas natural debe ser extraído de los pozos para luego ser licuado y transportado. El gas en estado líquido pesa 600 veces menos que en estado gaseoso, por lo tanto debe ser licuado para poder transportar mayores cantidades y optimizar los costos de transporte. Al llegar a los clientes entra en el proceso de regasificación para poder utilizarlo en sus procesos productivos. También se invertirá en los camiones cisterna para la transportación. No será necesario invertir en tanques de almacenamiento ya que no sería óptimo por la inversión requerida y los costos logísticos.

Estudio Organizacional: Para este proyecto se requerirá de un Jefe de proyecto, una asistente administrativa, un jefe técnico, técnicos y transportistas.

Estudio Financiero: La cadena de valor del gas natural (GN) está compuesta por los campos de producción de GN, planta de licuefacción, camiones cisterna para la transportación del gas natural licuado (GNL), plantas de regasificación. Se determinó el VAN y la TIR del proyecto con lo que se concluirá sobre la factibilidad del mismo y se darán las recomendaciones pertinentes según todo el análisis realizado donde intervienen las siguientes variables: inversión inicial, precio del gas natural licuado, determinaciones del Estado, producción del gas natural y reservas probadas.

1.2. Planteamiento del Problema

Actualmente en el Ecuador, el Estado a través de Petrocomercial importa el gas licuado de petróleo (GLP) para venderlo a las diferentes empresas aprobadas para la comercialización de esta fuente de energía en los sectores doméstico (subsidiado), industrial, comercial, vehicular (subsidiado) y agroindustrial (subsidiado).

El GLP es un derivado del petróleo, el cual necesita de un proceso de conversión para ser utilizado, lo cual hace que tenga un costo elevado. En los últimos años la demanda de GLP se ha incrementado considerablemente, lo que ha forzado al Estado a importar mayores volúmenes que satisfagan al mercado. En consecuencia, desde septiembre del 2009 el Estado inicio los estudios para la realización del

proyecto de extracción, licuefacción y regasificación de gas natural (GN), con el fin de reemplazar parcialmente el consumo de combustibles fósiles tradicionales como el GLP, gasolina y diesel.

El 9 de junio de 2011, el Estado hizo un pago de USD 74 millones, para tomar el control total de la Plataforma de GN y la Termoeléctrica Machala Power, pertenecientes a la empresa Ecuador Development Company (EDC). Con este pago se nacionalizó la explotación, extracción, y producción de GN del Bloque 3 del Campo Amistad, ubicado en el Golfo de Guayaquil.



1

De los estudios realizados, el Ecuador cuenta con reservas probadas de aproximadamente 200 mil millones de pies cúbicos, y se espera encontrar más yacimientos de GN para mantener la comercialización y consumo del GNL.

¹ Diario Económico, Empresarial y Financiero de Colombia, 8 de junio 2011

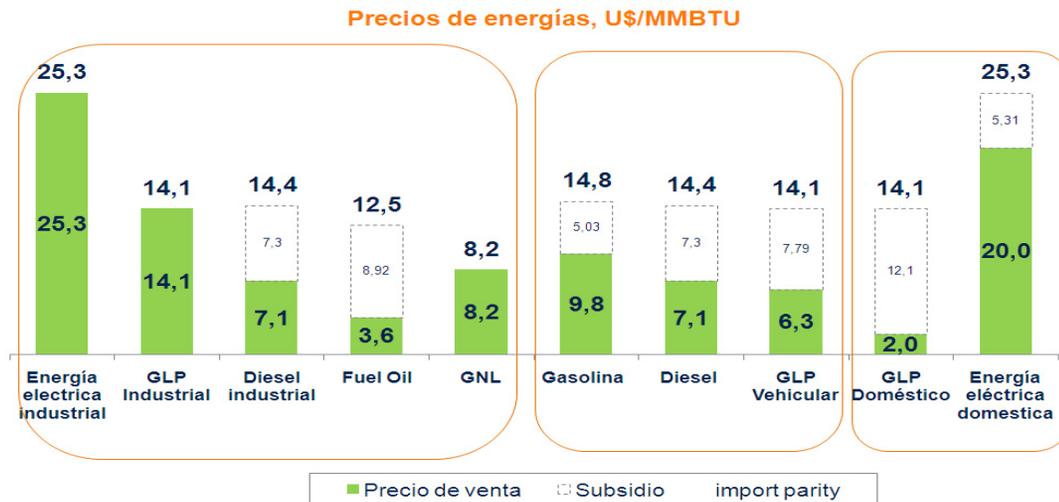
Con la puesta en marcha del proyecto, el Estado incentivara el consumo de GNL con lo cual muchas empresas mejoraran su productividad y costos.

1.3. Justificación

Actualmente la demanda de GLP se ha incrementado abruptamente, conllevando a las comercializadoras a cubrirla en los diferentes sectores. Debido a esto, decidimos evaluar la oportunidad de agregar como producto de la Comercializadora de GLP, el gas natural licuado (GNL) y reemplazarlo parcialmente por el GLP en el sector industrial, llegando a los clientes actuales y los potenciales que en la actualidad utilizan otras fuentes de energía.

A través de la sustitución parcial del consumo de GLP, diesel y gasolina en las industrias, se prevé mejorar los sistemas productivos de los clientes.

Los beneficios de la comercialización del GNL para esta Comercializadora de GLP, empresa multinacional y actual líder del mercado, con más de 20 años de experiencia, serian: (i) la disminución de sus costos en la compra de esta energía ya que el precio del GNL sería aproximadamente de la mitad al GLP industrial, (ii) incremento en las ventas por mayor captación de clientes que preferirán el GNL por su bajo precio, (iii) mejora del margen bruto operativo con el incremento de las ventas y la disminución del costo de ventas, y (iv) menor impacto en el medio ambiente al disminuir las emisiones de CO₂ y otros gases, por ser una combustible limpio.



Cuadro 1. Precios de energías USD/MMBTU

1.4. Marco de Referencial

Ecuador posee dos zonas de influencias para la explotación petrolera, la Península de Santa Elena y la región amazónica. En la región amazónica se encuentran grandes yacimientos, que han permitido la explotación de crudo, realizado por la empresa nacional de petróleos Petroecuador y por empresas multinacionales como Repsol, Petrobras, Agip, entre otras, las cuales deben pagar una regalía al Estado por explotar los recursos del país.

El crudo y los derivados de petróleo son exportados a diferentes países, lo cual representa el ingreso más importante en la economía ecuatoriana. Desde el año 2006 al 2010, las exportaciones de petróleo y derivados han representado en promedio el 57% del total de las exportaciones del país y entre un 53% y 60% del presupuesto general del Estado.

Al no contar con una refinería para procesar el crudo, el Ecuador se ve obligado a importar grandes cantidades de GLP para satisfacer la demanda existente. El GLP es importado únicamente por el gobierno a través de la compañía estatal Petrocomercial, para luego ser vendido a las diferentes comercializadoras autorizadas para la comercialización de este derivado, el cual es vendido a precio subsidiado para los sectores doméstico, vehicular y agroindustrial (únicamente para secado de granos) y no subsidiado para los sectores comercial, industrial y agroindustrial. No existe una prohibición en la ley para que las comercializadoras importen el GLP, pero éstas no lo hacen debido al subsidio.

El GLP es obtenido a través de un proceso de refinación, lo que encarece su costo. Debido a esto, el gobierno actual se encuentra desarrollando un programa que prevé licuar gas natural proveniente del Golfo de Guayaquil, en una planta de licuefacción de gas natural, la cual estará ubicada en el sector de Bajo Alto (cerca de la ciudad de Machala), con una capacidad 200 toneladas métricas por día (TMD) o su equivalente 10 millones de pies cúbicos días (MMPCD).

El transporte del GNL, se lo realizará inicialmente por medio de 2 camiones cisterna, con los cuales se abastecerá la demanda del sector industrial, cada camión cisterna puede transportar 20 toneladas y se estima que diariamente se transportarán 42 toneladas entre Pichincha y Guayas.

Este proyecto se desarrollará inicialmente en las provincias de: Pichincha y Guayas

Dado estos antecedentes, evaluaremos la factibilidad de la comercialización de GNL en una Comercializadora de GLP, que actualmente es líder en el mercado en la comercialización de GLP y tiene el know how de su Matriz, ya que en otros países (sucursales) se encuentran comercializando gas natural licuado.

Con el desarrollo de este proyecto, se espera que la compañía capte nuevos clientes en el sector industrial, que en la actualidad se encuentran utilizando GLP u otros derivados como diesel; y buscar que los clientes actuales de este sector cambien el GLP por el GNL, al ser un producto más barato, eficiente y menos contaminante.

1.5. Objetivo General

- ✓ Maximizar la rentabilidad de la Comercializadora de Gas Licuado de Petróleo al comercializar el GNL.

1.6. Objetivos Específicos

- ✓ Reemplazar parcialmente el consumo de GLP por el GNL, con lo cual se captara mayor número de clientes al ofrecer un mejor producto a precio más bajo.
- ✓ Determinar la inversión requerida para la comercialización de GNL y sus costos asociados para determinar la rentabilidad del proyecto que debe ser mayor al WACC de la compañía.
- ✓ Incrementar la rentabilidad de la compañía.
- ✓ Mantener el liderazgo en el mercado y crear una verdadera diferenciación respecto a los competidores.

- ✓ Disminuir la contaminación al medio ambiente que es provocada por el consumo de otras energías como diesel.

1.7. Metodología

La metodología utilizada para el proyecto será la siguiente:

- ✓ Investigaciones previas del proyecto ejecutivo de gas natural que se encuentra desarrollando el estado.
- ✓ Obtención de información relacionada a la explotación, licuefacción y regasificación de gas natural.
- ✓ Entrevistas a los principales ejecutivos de la Comercializadora de Gas Licuado de Petróleo y de ser posible a ejecutivos de Petrocomercial para profundizar más sobre el proyecto de gas natural.
- ✓ Obtención de información financiera y comercial de la Comercializadora de Gas Licuado de Petróleo.
- ✓ Estudios de la demanda de GLP para analizar los potenciales clientes a reemplazar por GNL.
- ✓ Encuestas de mercado realizada a los principales clientes de la Comercializadora de Gas Licuado de Petróleo y potenciales clientes en sectores claves a nivel nacional.
- ✓ Se realizará la proyección de los flujos futuros esperados de la Comercializadora de Gas Licuado de Petróleo a 10 años y luego se descontará estos flujos al WACC exigido por los accionistas de la compañía para determinar su factibilidad, TIR, payback y VAN del proyecto.
- ✓ Se realizará proyecciones del margen y resultados financieros de la Comercializadora de Gas Licuado de Petróleo.

- ✓ Se proyectará la futura demanda de GNL que captará la empresa para determinar el volumen requerido para cubrirla.

1.8. Características del Gas Natural

De todos los combustibles fósiles, el gas natural tiene el menor impacto ambiental, debido a la alta relación hidrógeno-carbono en su composición. Es más liviano que el aire, entre 35% y 40%, por lo que en caso de fuga, tiende a disiparse, disminuyendo el peligro de explosión.

Como combustible vehicular, reduce las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) en un 70%, y no produce compuestos de azufre ni partículas. Para la generación eléctrica las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) prácticamente quedan eliminadas, y las emisiones de CO₂ se reducen en un 40%.

El poder calórico del gas natural varía de acuerdo a su composición, estando comprendido generalmente entre 9.000 y 9.500 cal/m³, a menos que se trate de un gas con importante contenido de inertes o por el contrario de hidrocarburos pesados, siendo así de menor o mayor poder calórico respectivamente.

No es tóxico, no tiene color ni olor, aunque para su detección, se incorpora un componente químico llamado mercaptano, que le proporciona un olor característico.

Al comparar diversos hidrocarburos con el metano (principal componente del gas natural) se observa que su estructura molecular es la más simple de todas y presenta un bajo contenido de carbono. Al ser

quemado, genera menos residuos de partículas, monóxido de carbono, dióxido de carbono u otros, lo que convierte al gas natural en un combustible ambientalmente aceptable.

1.8.1. Definición del Gas Natural

El gas natural es un combustible de origen fósil formado por una mezcla de gases ligeros que se encuentra en yacimientos de petróleo, disuelto o asociado con el petróleo o en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se saca, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95%, y suele contener otros gases como nitrógeno, CO₂, H₂S, helio y mercaptanos.

Se encuentra en forma de gas natural "asociado", cuando en el yacimiento aparece acompañado de petróleo, o gas natural "no asociado" cuando está acompañado únicamente por pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases.

El gas natural licuado tiene ese nombre por pasar por un proceso de licuefacción que reduce 600 veces su volumen y de esta manera transportar el gas natural más fácilmente al pasar a estado líquido.

1.8.2. Definición del Servicio a Ofrecer

El servicio que brindará la Comercializadora al abastecer de GNL a sus clientes actuales y potenciales del sector industrial comprende la inversión inicial de las plantas de regasificación o la adaptación de de sus equipos por el cambio de energía, asesorías técnicas, mantenimientos preventivos periódicos a sus instalaciones y diferentes formas de pagos de sus facturas por consumo.

Capítulo 2. ESTUDIO DE MERCADO

2.1. Análisis de la Oferta

En el Ecuador, las principales fuentes de energía para los procesos productivos del sector industrial, en base a su consumo en miles de barriles son las siguientes:

Derivado	Consumo	Partc. %
DIESEL 2	21.474	30,98%
GASOLINA EXTRA	13.422	19,36%
GLP	11.169	16,11%
FUEL OIL	8.613	12,43%
GASOLINA SUPER	4.127	5,95%
RESIDUO	3.139	4,53%
JETA-1	2.648	3,82%
DIESEL PREMIUM	1.965	2,83%
ASFALTO	1.400	2,02%
OTROS	1.362	1,96%
TOTAL	69.319	100,00%

Cuadro 2. Fuentes de energía para procesos productivos

Actualmente en el Campo Amistad se producen 35 millones de pies cúbicos de gas natural por día, los mismos que son destinados para la generación de energía de la planta térmica Celec – El Guabo (anteriormente llamada Machala Power).

Para finales de 2011 se espera incrementar la producción de GN a 50 millones de pies cúbicos por día. Esto se dará con la perforación de dos pozos adicionales y la rehabilitación de los pozos 6, 7 y 8 en el Campo

Amistad, tal como se prevé en el proyecto del Estado. Y para finales del 2012 se espera que esta producción se incremente en 100 millones de pies cúbicos diarios con la perforación de dos pozos adicionales y la realización de estudios que permitan determinar el punto específico para perforar y drenar el GN del yacimiento. Este incremento de la producción, le representara al Estado un ahorro de USD 500 millones anuales por la disminución de las importaciones de combustibles, y permitirá ampliar la producción de la Planta de Licuefacción de Bajo Alto de 200 toneladas métricas de gas natural licuado, que es lo que produce actualmente, a 400. Se espera que para el 2012 pase de 50 a 80 millones de pies cúbicos.

Las reservas probadas de GN en el Ecuador son de aproximadamente 200 mil millones de pies cúbicos. El ducto posee una restricción para extraer el GN de 100 millones de pies cúbicos diarios y la planta de licuefacción puede procesar 10 millones de pies cúbicos diarios el diferencial de 90 millones de pies cúbicos quedaría para el sector eléctrico, específicamente planta térmica Celec.

Con las reservas probadas actuales aproximadamente se podría producir GNL por 14 años si no se ejecuta las fases 2 y 3 de la planta térmica Celec; y por 8 años si se ejecuta dichas fases.

2.1.1. Potenciales Clientes

Los clientes potenciales de GNL serían los grandes consumidores principalmente de diesel y GLP no subsidiados, debido al ahorro que tendrían con el GNL.

A continuación se detalla el mercado y clientes potenciales de GNL:

Cliente	Sector	Ubicación	GLP	Diesel No Subsidiado	Fuel Oil No Subsidiado	GNL Equivalente (MMPCD)	GLP Equivalente (TM/año)
LAFARGE	Cementera	Otavalo			X	4,5	36.000
GRAIMAN	Cerámico	Cuenca	X	X		1,7	13.500
TABACALERA SAN JUAN	Tabaco	Maná	X			0,7	5.500
EDESA	Cerámico	Quito	X	X		0,2	1.500
FADESA	Envases	Guayaquil	X			0,2	1.500
ADELCA	Siderúrgico	Quito	X			0,2	1.500
NESTLE	Alimentos	Guayaquil	X			0,2	1.500
ENVASES DEL LITORAL	Envases	Guayaquil	X			0,1	1.000
MABE ECUADOR S.A.	Línea Blanca	Guayaquil	X			0,1	1.000
CRIDESA	Env. Vidrio	Guayaquil	X			0,1	1.000
VARIOS	Alimentos		X			0,2	1.500
HOLCIM - LATACUNGA	Cementera	Latacunga			X	0,5	4.000
ECUACERAMICA	Cerámico	Riobamba		X		1,3	10.500
ITALPISOS	Cerámico	Cuenca		X		0,9	7.000
RIALTO	Cerámico	Cuenca		X		0,6	5.000
				TOTAL		11,5	92.000

Cuadro 3. Mercado Potencial de Clientes

Cliente	Sector	Cliente Comercializadora	GLP	Diesel No Subsidiado	Ventas Reales GLP 2010 TM	Ventas Estimadas GLP 2012 TM	GNL Equivalente 2012 (MMPCD)	GNL Equivalente 2012 (MMPC)	GNL Equivalente 2012 (BTU)
EDESA	Cerámico	Si	X	X	1.860	1.953	0,2	87,9	88.464,2
FADESA	Envases	No	X		1.890	1.985	0,2	89,3	89.891,0
ADELCA	Siderúrgico	Si	X		1.784	1.873	0,2	84,3	84.849,5
NESTLE	Alimentos	Si	X		1.487	1.561	0,2	70,3	70.723,8
ENVASES DEL LITORAL	Envases	Si	X		900	945	0,1	42,5	42.805,2
MABE ECUADOR S.A.	Línea Blanca	Si	X		701	736	0,1	33,1	33.340,5
CRIDESA	Env. Vidrio	Si	X		609	639	0,1	28,8	28.964,9
OTROS	Varios	Si	X		4.675	4.909	0,6	220,9	222.349,4
				TOTAL	13.906	14.601	1,8	657,1	661.388,5

Cuadro 4. Clientes Potenciales

La Comercializadora en un principio enfocara su comercialización de GNL en las provincias del Guayas y Pichincha por los costos logísticos, por lo que no se ha considerado a empresas como Lafarge, Graitman, Tabacalera San Juan, Holcim, Ecuacerámicas, Italpisos, Rialto y otras que no se encuentran ubicadas en dichas provincias.

2.1.2. Amenaza de Nuevos Competidores

El más fuerte competidor que tendría la Comercializadora sería el Estado a través de Petrocomercial, el cual ya se encuentra en el desarrollo de su plan para la extracción de gas natural y su proceso de licuefacción y regasificación para comercializar el gas natural licuado.

Actualmente se encuentra desarrollando un proyecto con la empresa Graitman Cía. Ltda., principal cliente de la Comercializadora, donde Petrocomercial le venderá directamente a ésta el GNL. A partir del 15 de octubre empezarán las pruebas en la planta de regasificación ya instalada en Graitman.



² Diario El Comercio, octubre 2011

Actualmente la Comercializadora es líder de mercado seguido muy de cerca por su principal competidor Agip S.A. en la comercialización de gas licuado de petróleo, y empresas nacionales. Ambas empresas multinacionales han realizado fuertes inversiones en el sector industrial y poseen el know how necesario para el crecimiento y continuidad del negocio de gas natural licuado debido a que su matriz y muchas de sus sucursales en distintos países como España, Colombia, Perú, entre otros, ya están comercializando este tipo de energía.

Para la comercialización de gas natural licuado, la Comercializadora se encuentra en el proceso para la obtención de la calificación y adicionalmente debe realizar una inversión inicial en camiones cisternas para la transportación del GNL a los clientes y las instalaciones de plantas regasificadoras en clientes, de aproximadamente USD 14,1 millones.

Dados estos antecedentes se considera difícil que sus competidores actuales de gas licuado de petróleo decidan incursionar en este negocio por sus fuertes barreras de entrada, excepto por Agip S.A. que también se encuentra en el proceso para obtener la calificación para la comercialización de gas natural licuado.

2.2. Análisis de la Demanda

Dadas las características que posee el gas natural licuado en comparación con otras energías como el gas licuado de petróleo, diesel, fuel oil, bunker, entre otras, harán que las empresas del sector industrial cambien sus preferencias con lo cual demandarán dicho producto.

La preferencia por un producto de igual funcionalidad, pero menor precio lo hace más atractivo para el cliente y por lo tanto, asegura la demanda.

En el mundo, el consumo de gas natural fue, junto con el de petróleo, el que más crecimiento experimentó en las últimas 3 décadas y según algunas proyecciones se espera que continúe con este ritmo.

En Trinidad y Tobago, principal exportador de América e importante abastecedor de EEUU, será puesta en marcha la mayor planta de licuefacción de gas natural del mundo por la firma Repsol-YPF, con una inversión de 1200 millones de dólares.

2.2.1. Base de Decisión de Compra de los Clientes

La decisión de compra de gas natural licuado dependerá principalmente de los siguientes factores:

- ✓ Las industrias tendrán un ahorro en los costos de sus procesos de producción, por ser el gas natural licuado más económico en aproximadamente de un 40% (con el precio de venta) en comparación con el gas licuado de petróleo.

- ✓ El gas natural licuado al no ser un derivado de petróleo, posee un mínimo de impurezas en comparación con las demás energías. Por esto, las industrias se beneficiarán al contar con productos finales de mejor calidad y tendrán ahorros en los costos de mantenimiento de sus maquinarias.

✓ Las industrias no tendrán que realizar la inversión inicial para adaptar sus equipos al cambio de energía, ya que esto lo realizará la Comercializadora.

✓ Las industrias estarán aportando al cuidado del medio ambiente, ya que el gas natural al ser más puro emite menor cantidad de gases tóxicos en comparación con las otras energías derivadas del petróleo.

A la hora de elegir la compra de este producto existen dos etapas claves:

1. La decisión de comprar este producto nuevo, que sustituye al anteriormente usado, del cual no se conoce mucho todavía.
2. La post-compra, tras el análisis de rentabilidad y el ahorro que se causa. Un buen servicio al cliente y un buen producto, garantizan la recompra y recomendación del producto.

2.2.1.1. Clasificación de la Demanda

En relación con su necesidad, es una demanda de bienes necesarios ya que es una energía requerida para la manufacturación de los productos finales en diferentes tipos de industrias.

Este producto cubre una parte de la población que busca mejorar sus productos, su rentabilidad y sus resultados, cubre una demanda insatisfecha y que desea mejorar su adquisición de productos.

Con las reservas probadas se podría producir gas natural licuado por aproximadamente un periodo de 8 a 14 años dependiendo de la ejecución de las fases 2 y 3 de la planta térmica Celec. Como parte de los proyectos del Estado se tiene planificado la perforación de nuevos pozos para la extracción de gas natural, con lo que se estima que la producción de gas natural licuado se incremente y se mantenga durante un largo periodo. Debido a esto y al analizar su temporalidad, se trata de una demanda continua que irá en aumento con el crecimiento del sector industrial.

Y en relación a su destino, se trata de una demanda de bienes industriales ya que está enfocada única y exclusivamente al sector industrial, puesto que el uso es para las industrias que necesitan de este producto y no se encuentra subsidiado.

2.2.2. Estimación de la Demanda

La demanda de Gas Natural en Ecuador, es la siguiente, pero aproximadamente un 60% se consume en Guayaquil.

Año	Gas natural - consumo	Posición	Cambio Porcentual	Fecha de la Información
2004	160.000.000	93		2001 est.
2005	160.000.000	93	0,00 %	2001 est.
2006	50.000.000	103	-68,75 %	2003 est.
2007	170.000.000	94	240,00 %	2004 est.
2008	280.000.000	96	64,71 %	2006 est.
2009	280.000.000	96	0,00 %	2006 est.
2010	260.000.000	98	-7,14 %	2008 est.
2011	283.200.000	97	8,92 %	2009 est.

Cuadro 5. Demanda de Gas Natural en Ecuador ³

Por el lado de las empresas de alto consumo de GLP cercanas a la zona donde se espera producir el GLN, el éxito es alto, y el uso es repetitivo; lo que garantiza que tras el transporte y la comercialización adecuados, el producto será un éxito.

El producto pues, está dirigido a empresas que por su actividad industrial, para su producción necesitan del GLP, en una alta medida, por lo que una bajada de precio, afecta directamente a su rentabilidad y resultados.

³ http://www.indexmundi.com/es/ecuador/gas_natural_consumo.html

Se realiza un estudio en 10 industrias, o grupos empresariales sobre su opinión del uso de GNL en vez del GLP, usado actualmente y se extraen las siguientes características del mercado al que nos dirigiremos:

- A todas las industrias el precio del GNL les parece asequible e interesante para su adquisición.
- Por ser más limpio que las otras energías derivadas del petróleo el gas natural emite menos gases tóxicos, en lo cual las industrias se sienten comprometidas y aportarían al cuidado del medio ambiente.
- Todas las industrias se sienten más a gusto con la disminución de sus costos de mantenimiento, ya que al ser el gas natural más limpio hace que los equipos tengan menores mantenimientos durante su vida útil.

Escogimos a 10 industrias que actualmente usan GLP o diesel, éstas son: Fadesa, Nestlé, Envases del Litoral, Holcim, Ecuacerámicas, Edesa, Cridesa, Lafarge, Mabe del Ecuador y Tabacalera San Juan, como representativas para que nos den su opinión, trasladarlo al resto de empresas y tomar decisiones.

2.3. Análisis de los Precios

2.3.1. Análisis del sector

Este proyecto se centra en el sector de la comercialización de gas en el Ecuador. En la actualidad existe un solo proveedor de GLP que es el Estado a través de Petrocomercial y las diferentes comercializadoras.

Concepto	GPL	GNL
Componente principal	Propano (C ₃ H ₈)	Metano (CH ₄)
Forma de almacenamiento	Líquido a T° ambiente	Líquido a -162 °C
Presión de almacenamiento	4-8 bar	4-5 bar
Poder Calorífico	12000 kcal/kg	13300 kcal/kg
Peso específico líquido	0,51 kg/l	0,47 kg/l
Energía por m ³ almacenado	6100000 kcal	6200000 kcal
Límites de inflamabilidad	2,3-9,5 %	5-14 %
Calor de vaporización	120 kcal/kg	100 kcal/kg
Normativa de instalaciones	Reglamento 29.01.86	MIE-AP-15
Grupo de clasificación para 300 m ³	A-4	E
Distancia de depósitos a límite de propiedad	15 m	5 m
Distancia depósitos a vías públicas y FFCC	15 m	30 m
Distancia a lugares públicos	30 m	30 m

Cuadro 6. Diferencias entre el GLP y el GNL

Las ventajas del empleo del gas natural, ya sea en consumos industriales como en domésticos y comerciales, se pueden resumir en:

- ✓ Notable disminución de los índices de contaminación
- ✓ No tóxico
- ✓ Facilidad de empleo y regulación
- ✓ Elevados rendimientos de utilización

Se estima que el GNL, al igual que el GLP, se encuentre regulado por el Estado y que las comercializadoras les comprarán directamente a ellos, sin pensar en importar el producto, debido a los altos costos de importación que harían no competitivo el precio del mismo.

2.3.2. Análisis de los precios

El comportamiento de los precios en los últimos años en promedio del GLP es:

AÑO	PRECIOS PROMEDIO SIN IVA (USD/KG)	% VARIACIÓN
2007	0,6791	
2008	0,7797	15%
2009	0,4768	-39%
2010	0,6594	38%
Hasta Sep 2011	0,8016	22%

Cuadro 7. Crecimiento de precios del GLP industrial en Ecuador (Petroecuador)

Como se puede apreciar el precio del GLP varía considerablemente año a año, por tratarse de un producto importado. Para la estimación del precio de compra del gas natural, se espera que el precio inicie con USD/MMBTU 8,2 y el precio de venta, donde se suman los servicios comerciales que se cobran a los clientes, se estima que inicie en USD/MMBTU 9,8. Los servicios comerciales son: entrega del GNL a las plantas del cliente, servicios técnicos de revisión y mantenimiento de las maquinarias.

Se estima que los precios de compra incrementarán aproximadamente un 5%, basándonos en la inflación del Ecuador que según el Banco Central a septiembre 2011 se registra en 5,39%. Se estima el 5%, ya que desde fines del 2009 la estimación mensual no ha superado el 5% excepto por el mes de septiembre de este año. La comercializadora decide incrementar su precio de venta igual que el precio de compra más los servicios de transporte. Ver a continuación:

AÑO	PRECIO DE COMPRA GNL (USD/MMBTU)	PRECIO DE VENTA GNL (USD/MMBTU)
2012	8,2	9,8
2013	8,6	10,3
2014	9,0	10,9
2015	9,5	11,5
2016	10,0	12,1

Cuadro 8. Precios estimados de compra y venta de GNL del 2012 al 2016

2.3.3. Barreras a la entrada

La principal barrera de entrada es la decisión que tome el Estado respecto a la comercialización de este producto. Actualmente es una incertidumbre ya que el Estado no se ha pronunciado oficialmente si es que va a ser el único que estará autorizado a la venta del GNL. A pesar de esto la Comercializadora se encuentra en los trámites para la calificación y autorización de la comercialización de GNL.

Otra barrera, es la decisión de las industrias para el cambio de energía, ya que esto dependerá de si se encuentran más reservas en el país. Actualmente se tiene reservas de 8 o 14 años dependiendo de Celec, como se ha comentado.

2.3.4. Tendencias económica y social

Las perspectivas del mercado continúan siendo alentadoras. En la comercialización de GLP, la oferta está lejos de satisfacer la demanda existente, la misma continúa aumentando a un ritmo acelerado; existen además otras variables que podrían influir en que la demanda potencial aumente o disminuya tales como variación del ingreso, inflación, desarrollo económico del país, entre otros.

2.4. Comercialización del Gas Natural Licuado

La comercialización de gas natural licuado se la realizara por medio de camiones cisternas, se retira el producto en la planta de licuefacción del Estado y es entregado a las industrias directamente.

No se tendrán tanques de almacenamiento en la planta. Esto se evaluará en los siguientes años, cuando se esté comercializando el GNL la necesidad de los mismos.

2.5. Encuesta, Tabulación y Análisis de Resultados

2.5.1. Métodos de investigación

A las diez industrias seleccionadas se les realizó una pequeña encuesta sobre conocimiento del GNL, disposición al consumo y precio, ver a continuación.

Por favor ayúdenos con estas sencillas preguntas:

1. ¿Qué tipo de energía usan en su empresa?

GLP ___ DIESEL ___ OTROS ___

2. ¿Conoce sobre el gas natural?

SI ___ NO ___

3. ¿Piensa usted que cambiarse al GNL le favorecerá a su empresa?

SI ___ NO ___

4. Con la certeza de que el GNL tendrá un precio inferior considerable del 35% al 40%, ¿se cambiaría a este tipo de energía?

SI ___ NO ___

5. ¿Cómo le gustaría que el GNL se le fuera distribuido?

Directamente a sus plantas ___

Retirarlo en la planta de la Comercializadora ___

2.5.2. Resultados de investigación

De la encuesta realizada se obtuvieron los siguientes resultados:

Industria	1. Tipo de Energía	2. Conoce del GN	3. Piensa que cambiarse a GNL, le favorece?	4. Precio inferior, se cambiaría a GNL?	5. Distribución de GNL
FADESA	GLP	SI	NO	SI	DIRECTAMENTE
NESTLE	GLP	SI	SI	SI	RETIRARLO
ENVASES DEL LITORAL	GLP	SI	SI	SI	DIRECTAMENTE
HOLCIM	OTROS	SI	SI	SI	DIRECTAMENTE
ECUACERAMICA	DIESEL	SI	NO	SI	DIRECTAMENTE
EDESA	DIESEL	SI	NO	SI	DIRECTAMENTE
CRIDESA	GLP	SI	SI	SI	RETIRARLO
LAFARGE	DIESEL	SI	SI	SI	DIRECTAMENTE
MABE ECUADOR S.A.	GLP	SI	NO	SI	RETIRARLO
TABACALERA SAN JUAN	GLP	SI	SI	SI	DIRECTAMENTE

Cuadro 9. Resumen de la encuesta a las industrias

Debido al medio de su industria, se encuentran al día con las noticias sobre gas natural. Todos están interesados en la producción de gas natural licuado en el país pero les preocupa las reservas probadas existentes.

Todos se mostraron dispuestos a cambiarse con una reducción del precio del 35% a 40%, ya que los hace al bajar sus costos productivos, los haría más competitivos.

La producción y marketing debe centrarse en la facilidad de distribución, rapidez y mejor precio para conseguir fidelidad y mantener un buen nivel de venta.

Debido a que los proyectos de GNL estarían basados en contratos de compra y venta a largo plazo, debido a la inversión inicial que realizará la Comercializadora por las instalaciones de plantas de regasificación en los clientes, la mayor parte de los riesgos están basados en la disponibilidad de gas natural al proyecto, dadas las reservas probadas.

Capítulo 3. ESTUDIO TÉCNICO DE LA INVERSIÓN

3.1. Antecedentes del Estudio Técnico de la Inversión:

En general, en el proceso de licuefacción y regasificación, los actores son: (i) Productores de GNL, (ii) Plantas de licuefacción, (iii) Transportistas de GNL, (iv) Plantas de regasificación

El análisis FODA del proyecto de regasificación de GNL y comercialización del mismo es:

FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none">• El gas natural es un combustible más limpio que el resto de los derivados de petróleo.• Posibilidad de exportación a países que no cuentan con reservas de gas natural y que se hallan a grandes distancias de las zonas de extracción o de gasoductos actuales.	<ul style="list-style-type: none">• Continuación de la tendencia en alza a consumir gas.• Crecimiento del comercio del GNL, lo cual puede colaborar para ganar escala y por ende permitir la disminución de precios por el descenso de los costos.

DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> • Mantener la finalidad del cliente por largo plazo, debido a la inversión inicial que se debe realizar de las plantas de regasificación. • Captación lenta de clientes que incrementará los costos de transporte. 	<ul style="list-style-type: none"> • Posición del Estado respecto a la comercialización del GNL. • Leyes que prohíban la instalación de plantas de regasificación en clientes. • No encontrar más reservas de gas natural.

Para la comercialización de GNL, se debe de analizar la inversión de los camiones cisternas y de las plantas de regasificación en los clientes potenciales.

Yacimiento

El gas natural es una mezcla de gases que se encuentra frecuentemente en yacimientos fósiles, **no-asociado** (solo), **disuelto** o **asociado** en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95%.

Tratamiento, Licuefacción y Almacenamiento

El gas natural se bombea desde el yacimiento hacia una planta procesadora, donde se le extraen las impurezas. Posteriormente, al bajarle la temperatura a -160° Celsius, se licua. Este líquido se almacena a temperaturas bajo cero en estanques especialmente aislados. Este proceso lo hará el Estado, para posteriormente transportarlo en estado líquido que pesa 600 veces menos que en estado gaseoso.

Comercialización y Regasificación

La Comercializadora retirará el GNL de los tanques de almacenamiento en sus camiones cisterna para ser transportado directamente hacia las plantas de los clientes. Los clientes tendrán una planta de regasificación, donde extraen el GNL de los camiones cisterna, por medio de sistemas de bombeo, para ser calentado en vaporizadores hasta la temperatura en que recupera su estado gaseoso y que sirve para su proceso productivo.

3.1.1. Balance de Maquinaria y Equipos

La inversión inicial en maquinarias y equipos serán los 2 camiones cisterna y las 10 plantas de regasificación en cada uno de los clientes. Esta será el total de la inversión inicial. Ver siguiente cuadro:

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
Camiones cisterna 20 TM	2	\$ 300.000,00	\$ 600.000,00
Plantas de regasificación en clientes	10	\$ 1.575.000,00	\$ 13.500.000,00
Isla de carga		\$ 350.000,00	\$ 3.500.000,00
Cisternas de bombeo		\$ 250.000,00	\$ 2.500.000,00
Tanques de abastecimiento		\$ 95.000,00	\$ 950.000,00
Bombas para bombeo a evaporizadores		\$ 110.000,00	\$ 1.100.000,00
Controladores de regulación de presión y caudal		\$ 70.000,00	\$ 700.000,00
Otros equipos		\$ 450.000,00	\$ 4.500.000,00
Gastos de mano de obra	1	\$ 250.000,00	\$ 250.000,00
TOTAL INVERSION INICIAL			\$ 14.100.000,00

Cuadro 10. Inversión Inicial

La Comercializadora se encargará de la instalación total de las plantas de regasificación, las mismas que tienen un tiempo aproximado de construcción para su funcionamiento de 6 meses.

3.1.2. Balance de Personal Técnico

El personal seleccionado será competente con el puesto que va a cubrir en base a formación y experiencia.

Se contratará a 1 Jefe de proyecto, 2 Transportistas, 4 técnicos/operarios, 2 Jefes técnicos y 1 Asistente administrativa. Ver a continuación sueldos iniciales:

Cargo	Cantidad	Sueldo	Total
Jefe técnico	2	\$ 800,00	\$1.600,00
Técnicos / Operarios	4	\$ 350,00	\$1.400,00
Asistente administrativa	1	\$ 450,00	\$ 450,00
Transportista	2	\$ 300,00	\$ 600,00
Jefe proyecto/ comercial	1	\$2.000,00	\$2.000,00
TOTAL SUELDOS Y SALARIOS			\$ 6.050,00

Cuadro 11. Sueldos mensuales y total anualizado del personal

El trabajo que desempeñará cada cargo será:

JEFE TECNICO:

Supervisar el trabajo de los técnicos/operarios para el correcto funcionamiento de las plantas de regasificación, donde se realizarán mantenimientos preventivos y correctivos en caso de ser necesario. Adicionalmente se encargará del ruteo y control de la distribución del GNL a las plantas de los clientes.

TECNICO/OPERARIO:

Realizar trabajos de mantenimiento de las plantas de regasificación en clientes y controlar el transporte de GNL y la correcta distribución por parte del Estado al momento de llenar los camiones cisternas de GNL.

ASISTENTE ADMINISTRATIVA:

Coordinar los pedidos de GNL y ser ayuda para el Jefe técnico en el desarrollo de las rutas para la entrega del GNL a las plantas de los clientes. Adicionalmente se encargará de la facturación mensual a realizarle a los clientes y de la cobranza.

JEFE DE PROYECTO

Supervisar y analizar el proyecto, comercializar el producto.

3.1.3. Balance de Obras Físicas

Las obras físicas que se realizarán se encuentran contempladas en la inversión inicial en las plantas de regasificación de los clientes.

No será necesario realizar ni construir oficinas, ni edificios porque se utilizarán las instalaciones que ya cuenta la Comercializadora.

3.2. Determinación del Tamaño

A los clientes potenciales, por su producción, se les instalará una planta de tamaño medio, la misma que tiene un costo de USD 1,6 millones. Todos los clientes a los que la Comercializadora apuntará serán industrias medianas, más no pequeñas, ya que la inversión inicial que se debe realizar en la planta de regasificación no estaría justificada,

ni sería una inversión óptima al hacerlo en una industria de tamaño pequeño.

3.3. Localización del Proyecto

Dado el enfoque del proyecto, este se encontrará localizado en cada una de las plantas de regasificación en los clientes. Donde se considerará al momento de la instalación:

- ✓ Se sitúa en un punto accesible para el transporte con las medidas de seguridad necesarias.
- ✓ Se revisarán líneas de alta tensión
- ✓ Acueductos
- ✓ Redes de infraestructura básica (agua potable, cloaca, gas, energía eléctrica, conducto pluvial, o sistemas alternativos correspondientes).
- ✓ Vías de comunicación (camino, autopistas, ferrocarriles, vías navegables).

3.3.1. Factores De Localización

La ubicación y la capacidad de la terminal son decisiones más complejas que la selección del esquema del proceso. Se deben considerar localizaciones con calado, aguas resguardadas, suelo firme,

espacio y agua relativamente cálida en caso de usarla para revaporización.

Las plantas receptoras se diseñan para la demanda futura, más que para la actual, y el proyecto tiene que estar pensado para sucesivas ampliaciones en todos sus detalles: espacios, conexiones de espera, dimensión de líneas principales, etc.

3.3.2. Consideraciones de seguridad

Según distintos informes el gas natural es un combustible menos contaminante que sus competidores sustitutos ya que su relación H/C es mayor y es el H el que provee el mayor poder calorífico.

En principio podría decirse que el gas es un combustible menos contaminante que los otros hidrocarburos como fuel-oil por poseer menos cantidad de sulfuros y más cantidad de átomos de hidrógeno por cada carbono. Esto último reduce la producción de CO₂. Sin embargo, los proyectos han recibido muchas críticas de organizaciones ambientalistas.

Entre ellas figuran:

- ✓ La gran cantidad de metano que se ventea en las diferentes etapas, siendo el coeficiente de contribución al efecto invernadero del metano casi 22 veces superior al dióxido de carbono.

- ✓ La peligrosidad que representan las plantas de regasificación por la posibilidad de explosiones.

Riesgos:

El gas natural (el metano) no es tóxico, sin embargo, al igual que cualquier otro material gaseoso que no sea el aire o el oxígeno, el gas natural vaporizado de GNL puede causar asfixia debido a la falta de oxígeno cuando se extiende en forma concentrada en áreas cerradas y sin ventilación.

Los *límites superiores e inferiores de inflamabilidad* (rango en que puede inflamarse) del metano, el componente dominante del vapor de GNL, son del 5 y 15 por ciento. El riesgo de que el GNL explote no es probable. En su forma líquida el GNL no puede explotar dentro de los tanques de almacenamiento debido a que se almacena a -160°C y a presión atmosférica. No puede haber explosión sin presión, confinamiento o nubes de vapor altamente obstruidas.

Medidas

Los cuatro requerimientos para obtener *seguridad: contención primaria, contención secundaria, sistemas de seguridad y la distancia de separación* se aplican a lo largo de la cadena de valor de GNL, desde su producción, licuefacción y transporte hasta su almacenamiento y regasificación.

Capítulo 4. ESTUDIO ORGANIZACIONAL

4.1. Misión

Ser líderes en la provisión de gas natural líquido para el mercado nacional de granel, prestando un servicio diferenciado a las industrias, a través de procesos eficientes, innovación y personal comprometido.

4.2. Visión

Brindar un Servicio y Seguridad Sustentables.

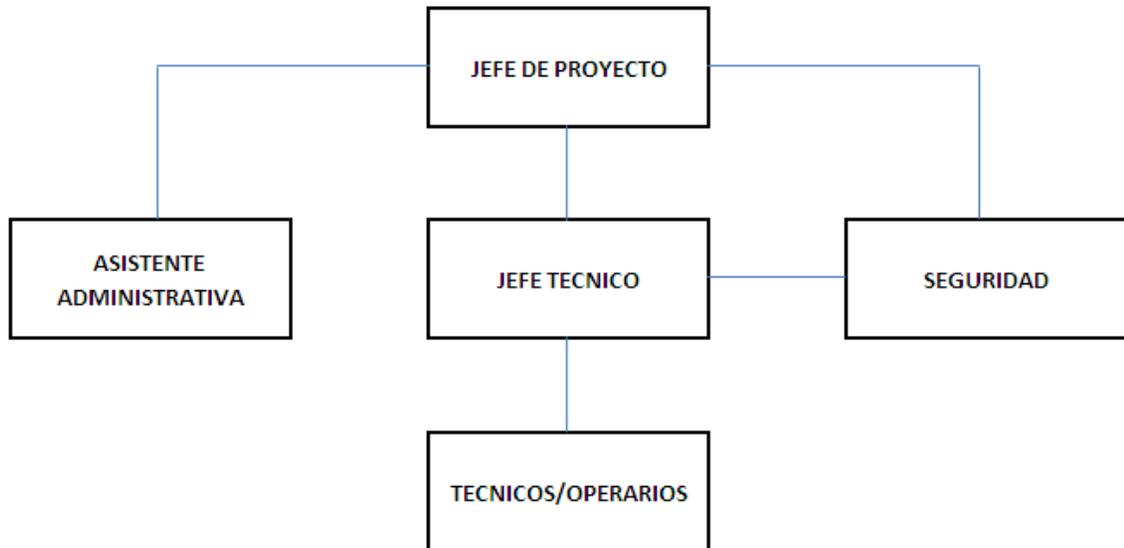
Servicio orientado al cliente para que nos convierta en su mejor elección.

Seguridad y calidad en los procesos y en nuestros productos.

Sustentables en el tiempo a partir de la creación de valor para el accionista, el desarrollo del personal y proveedores, la preservación del medio ambiente, contribuyendo de este modo al desarrollo de la comunidad.

4.3. Organigrama

Para el proyecto de GNL, adicional al organigrama actual de la Comercializadora, el organigrama propuesto es el siguiente:



Cuadro 12. Organigrama propuesto

4.4. Descripción de los puestos

Las funciones para cada puesto son:

JEFE DE PROYECTO

Edad: Mas de 30 años con más de 3 años de experiencia en proyectos.

Sexo: Masculino

Autoridad:

- Controlar el proyecto
- Comercializar el producto
- Establecer precios del producto

Funciones:

- Establecer presupuestos del proyecto y controlar el cumplimiento de los mismos.
- Establecer el plan de ventas del producto y coordinar y realizar visitas.
- Revisar y entregar cotizaciones del presupuesto
- Aprobar ingresos y gastos de la rama de GNL.
- Firmar cheques de pagos a proveedores por trabajos.
- Controlar el buen estado de los activos y mejorar lo necesario, para la buena marcha del proyecto.
- Reportar estado del proyecto y mejoras a gerencia general.

JEFE TECNICO

Edad: 27 años en adelante con experiencia de 2 años o más en plantas de gas.

Sexo: Masculino

Autoridad: Realizar planes de mantenimiento de la máquina y supervisar su realización. Adicionalmente planificar los ruteos de los camiones cisterna para la distribución del GNL a las plantas de regasificación de los clientes.

Funciones:

- Realizar planes de mantenimiento de las plantas de regasificación de los clientes, supervisar y controlar su realización.
- Realización y control de los ruteos de los camiones cisterna.
- Autorizar trabajos de mantenimiento

TECNICO

Edad: 23 años en adelante.

Sexo: Masculino

Autoridad: Ninguna, todo debe ser supervisado por jefe técnico.

Funciones:

- Supervisar trabajos de mantenimiento e informar novedades al jefe técnico.
- Realizar trabajos que ordene el jefe técnico.

ASISTENTE ADMINISTRATIVA

Edad: 25 años en adelante

Sexo: Femenino

Autoridad: Ninguna

Funciones:

- Realizar cotizaciones para entregar a jefe de proyecto
- Ser el contacto para dudas o consultas de los clientes
- Realizar facturas para clientes y la cobranza
- Realizar reportes de ingresos y gastos del proyecto, apoyando al jefe de proyecto.

TRANSPORTISTA

Edad: 23 años en adelante

Sexo: Masculino

Autoridad: Ninguna

Funciones:

- Realizar el transporte del gas al destino informado.
- Llevar a los camiones a realizar mantenimientos.
- Controlar el buen estado de los activos y mejorar lo necesario, para la buena marcha del proyecto.

Capítulo 5. ESTUDIO FINANCIERO

5.1. Inversiones Del Proyecto

Tal y como se detalla en el capítulo 3 de este estudio el valor de la inversión inicial es de USD 14,1 millones. La Comercializadora cuenta con este monto, a través de su matriz, por lo que no es necesaria la deuda.

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
Camiones cisterna 20 TM	2	\$ 300.000,00	\$ 600.000,00
Plantas de regasificación en clientes	10	\$ 1.575.000,00	\$ 13.500.000,00
Isla de carga		\$ 350.000,00	\$ 3.500.000,00
Cisternas de bombeo		\$ 250.000,00	\$ 2.500.000,00
Tanques de abastecimiento		\$ 95.000,00	\$ 950.000,00
Bombas para bombeo a evaporizadores		\$ 110.000,00	\$ 1.100.000,00
Controladores de regulación de presión y caudal		\$ 70.000,00	\$ 700.000,00
Otros equipos		\$ 450.000,00	\$ 4.500.000,00
Gastos de mano de obra	1	\$ 250.000,00	\$ 250.000,00
TOTAL INVERSION INICIAL			\$ 14.100.000,00

5.1.1. Capital de Trabajo: Método del déficit acumulado máximo

El método de déficit acumulado máximo es el más exacto de los tres disponibles para calcular la inversión en capital de trabajo, al determinar el máximo déficit que se produce entre la ocurrencia de los egresos y los ingresos. Considera la posibilidad real de que durante el periodo de desfase se produzcan tanto estacionalidades en la producción como ingresos que permitan financiar parte de los egresos proyectados. Se elabora un presupuesto de caja donde detalla, para un periodo de 12 meses, la estimación de los ingresos y egresos de caja mensuales.

De este modo y considerando que los gastos de inversión y de operación en el primer año se distribuyen de manera similar, el capital de trabajo estimado es igual al de los costos mensuales (fijos o variables). Esto se debe a que por el nivel de actividad y por los ingresos esperados, el déficit nunca sucederá.

El cuadro siguiente representa el capital de trabajo en los primeros doce meses, contando una inversión inicial a recuperar con los propios ingresos:

	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6
INGRESOS	\$ 12.278.341,53	\$ 12.278.341,53	\$ 12.278.341,53	\$ 12.278.341,53	\$ 12.278.341,53	\$ 12.278.341,53
GASTOS	\$ 12.018.277,09	\$ 12.018.277,09	\$ 12.018.277,09	\$ 12.018.277,09	\$ 12.018.277,09	\$ 12.018.277,09
CAPITAL DE TRABAJO	\$ 260.064,44	\$ 260.064,44	\$ 260.064,44	\$ 260.064,44	\$ 260.064,44	\$ 260.064,44
CAPITAL DE TRABAJO ACUMULADO	\$ 260.064,44	\$ 520.128,89	\$ 780.193,33	\$ 1.040.257,77	\$ 1.300.322,22	\$ 1.560.386,66

	MES 7	MES 8	MES 9	MES 10	MES 11	MES 12
INGRESOS	\$ 12.278.341,53	\$ 12.278.341,53	\$ 12.278.341,53	\$ 12.278.341,53	\$ 12.278.341,53	\$ 12.278.341,53
GASTOS	\$ 12.018.277,09	\$ 12.018.277,09	\$ 12.018.277,09	\$ 12.018.277,09	\$ 12.018.277,09	\$ 12.018.277,09
CAPITAL DE TRABAJO	\$ 260.064,44	\$ 260.064,44	\$ 260.064,44	\$ 260.064,44	\$ 260.064,44	\$ 260.064,44
CAPITAL DE TRABAJO ACUMULADO	\$ 1.820.451,10	\$ 2.080.515,55	\$ 2.340.579,99	\$ 2.600.644,43	\$ 2.860.708,88	\$ 3.120.773,32

Cuadro 13. Capital de trabajo año 1

5.1.2. Activos Fijos

Para este proyecto se utilizarán los activos fijos existentes que posee la Comercializadora.

5.2. Estimación De Costos

Los costos de la compañía se distinguen en variables, que dependen de la demanda y costos fijos, que sucede siempre sea cual sea el nivel de demanda.

5.2.1. Costos Variables

Los costos variables son los costos de compra del GNL y el transporte de la planta de licuefacción a las plantas de regasificación de los clientes:

AÑO	Costo GNL USD/MMBTU	Costo Transporte GNL a clientes
1	8,2	208,4
2	8,6	218,8
3	9,0	229,7
4	9,5	241,2
5	10,0	253,3
6	10,5	265,9
7	11,0	279,2
8	11,5	293,2
9	12,1	307,8
10	12,7	323,2

Cuadro 14. Costos variables

Los costos de transporte fueron calculados basándonos en el costo de transporte promedio ya existente que tiene la comercializadora para la distribución del GLP en camiones cisterna. Este costo promedio es de USD/TM 4,6 y fue convertido a USD/MMBTU 208,36, teniendo un incremento anual del 5%, establecido en base a la inflación existente.

El precio de compra se lo ha estimado en base a los conocimientos que tenemos por pronunciamientos informales por parte del Estado, iniciando en el año 1 en USD/MMBTU 8,2 y teniendo un incremento anual del 5%.

De este modo los costos variables anuales para los 10 años son:

	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5
GASTOS					
Cantidad comprada de MMBTU de GNL	\$ 661.389	\$ 694.458	\$ 729.181	\$ 765.640	\$ 803.922
Costo GNL USD/MMBTU	\$ 8,20	\$ 8,61	\$ 9,04	\$ 9,49	\$ 9,97
Costo Transporte GNL a clientes USD/MMBTU	\$ 208,36	\$ 218,78	\$ 229,72	\$ 241,21	\$ 253,27
Costos variables	\$143.233.028	\$157.914.414	\$174.100.641	\$191.945.957	\$211.620.418
GASTOS					
	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Cantidad comprada de MMBTU de GNL	\$ 844.118	\$ 886.324	\$ 930.640	\$ 977.172	\$ 1.026.031
Costo GNL USD/MMBTU	\$ 10,47	\$ 10,99	\$ 11,54	\$ 12,12	\$ 12,72
Costo Transporte GNL a clientes USD/MMBTU	\$ 265,93	\$ 279,23	\$ 293,19	\$ 307,85	\$ 323,24
Costos variables	\$233.311.510	\$257.225.940	\$283.591.599	\$312.659.738	\$344.707.361

Cuadro 15. Costos variables 10 años

5.2.2. Costos fijos

Son todos aquellos que no dependen del volumen de actividad: servicios básicos, sueldos y gastos administrativos varios, como mantenimientos, suministros, etc. Además de los permisos anuales de la compañía en su proporcional por este rubro. Los costos fijos también se incrementarán en un 5%.

	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5
GASTOS					
Sueldos y salarios	\$ 72.600	\$ 79.860	\$ 97.284	\$ 107.012	\$ 117.714
Gastos varios administrativos	\$ 27.000	\$ 28.350	\$ 29.768	\$ 31.256	\$ 32.819
Servicios basicos	\$ 5.280	\$ 5.544	\$ 5.821	\$ 6.112	\$ 6.418
Permisos anuales	\$ 10.000	\$ 10.500	\$ 11.025	\$ 11.576	\$ 12.155
Costos fijos	\$ 114.880	\$ 124.254	\$ 143.898	\$ 155.957	\$ 169.105

	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
GASTOS					
Sueldos y salarios	\$ 142.047	\$ 156.252	\$ 187.077	\$ 205.785	\$ 244.755
Gastos varios administrativos	\$ 34.460	\$ 36.183	\$ 37.992	\$ 39.891	\$ 41.886
Servicios basicos	\$ 6.739	\$ 7.076	\$ 7.429	\$ 7.801	\$ 8.191
Permisos anuales	\$ 12.763	\$ 13.401	\$ 14.071	\$ 14.775	\$ 15.513
Costos fijos	\$ 196.008	\$ 212.911	\$ 246.569	\$ 268.251	\$ 310.345

Cuadro 16. Costos fijos

5.3. Ingresos Del Proyecto

5.3.1. Ingresos por ventas

Los ingresos que tendrá el proyecto son la venta del GNL y la tarifa que paga el Estado por la comercialización del producto.

La tarifa se la ha calculado en base a la ya existente y que paga el Estado por la comercialización del GLP. Se consideran dos aspectos que son reconocidos por el Estado por medio de la tarifa: costos de transporte y costos de operación.

El costo de transporte reconocido en la tarifa es exactamente el mismo que se genera en la distribución del GNL y en los costos de operación se incluyen los sueldos de los 2 transportistas y 2 operarios; y un reconocimiento de USD/MMBTU 4,5 por la inversión de las plantas de regasificación y los activos que posee el proyecto.

Considerando lo expuesto, los ingresos anuales son:

	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5
INGRESOS					
Cantidad vendida de MMBTU de GNL	\$ 661.389	\$ 694.458	\$ 729.181	\$ 765.640	\$ 803.922
Precio de venta GNL USD/MMBTU	\$ 9,80	\$ 10,29	\$ 10,80	\$ 11,34	\$ 11,91
Tarifa USD/MMBTU	\$ 212,97	\$ 223,40	\$ 234,35	\$ 245,85	\$ 257,91
Total Ingresos	\$147.340.098	\$162.286.024	\$178.765.514	\$196.916.467	\$216.919.255
INGRESOS					
	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Cantidad vendida de MMBTU de GNL	\$ 844.118	\$ 886.324	\$ 930.640	\$ 977.172	\$ 1.026.031
Precio de venta GNL USD/MMBTU	\$ 12,51	\$ 13,13	\$ 13,79	\$ 14,48	\$ 15,20
Tarifa USD/MMBTU	\$ 270,60	\$ 283,90	\$ 297,89	\$ 312,56	\$ 327,98
Total Ingresos	\$238.975.820	\$263.271.063	\$290.061.763	\$319.572.762	\$352.115.991

Cuadro 17. Ingresos anuales

5.3.2. Análisis Costo Volumen Utilidad

Para la realización del modelo CVB, se realiza la fórmula:

$$B = (PV - G.V.U.)N - GF$$

- B = Beneficio
- PV = Precio de venta unitario
- G.V.U. = Gasto variable unitario
- N = Número de unidades vendidas = Número de unidades producidas.
- GF = Gastos fijos totales

En este caso el valor del año 1 es:

PRECIO VENTA	\$ 9,80
TARIFA	\$ 212,97
GASTO VARIABLE UNITARIO	\$ 216,56
CANTIDAD	\$ 661.388,52
GASTOS FIJOS	\$ 114.880,00
CVB	\$ 3.992.189,94

Esto significa que el valor de beneficio del proyecto es alto, y la rentabilidad del mismo modo.

5.4. Pronóstico Financiero

5.4.1. Supuestos del modelo de proyección

En este caso y para realizar proyecciones, se han usado ciertos supuestos para poder estimar el crecimiento:

INCREMENTO INGRESOS	5%
INFLACION	5%
INCREMENTO SALARIOS	10%
TASA DE DESCUENTO	15%

DEPRECIACIONES	
CAMIONES CISTERNAS	5 AÑOS
PLANTAS REGASIF.	10 AÑOS

5.4.2. Proyección del Flujo de Caja

Con estos supuestos y basándonos en los ingresos y gastos en función de la demanda que se han ido comentando el flujo de caja para el primer año y los 9 siguientes es el que se muestra a continuación:

	ANO 0	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
INGRESOS											
Cantidad vendida de MMBTU de GNL	\$ 661.389	\$ 694.458	\$ 729.181	\$ 765.640	\$ 803.922	\$ 844.118	\$ 886.324	\$ 930.640	\$ 977.172	\$ 1.026.031	
Precio de venta GNL USD/MMBTU	\$ 9,80	\$ 10,29	\$ 10,80	\$ 11,34	\$ 11,91	\$ 12,51	\$ 13,13	\$ 13,79	\$ 14,48	\$ 15,20	
Tarifa USD/MMBTU	\$ 212,97	\$ 223,40	\$ 234,35	\$ 245,85	\$ 257,91	\$ 270,60	\$ 283,90	\$ 297,89	\$ 312,56	\$ 327,98	
Total Ingresos	\$147.340.098	\$162.286.024	\$178.765.514	\$196.916.467	\$216.919.255	\$238.975.820	\$263.271.063	\$290.061.763	\$319.572.762	\$352.115.991	
GASTOS											
Cantidad comprada de MMBTU de GNL	\$ 661.389	\$ 694.458	\$ 729.181	\$ 765.640	\$ 803.922	\$ 844.118	\$ 886.324	\$ 930.640	\$ 977.172	\$ 1.026.031	
Costo GNL USD/MMBTU	\$ 8,20	\$ 8,61	\$ 9,04	\$ 9,49	\$ 9,97	\$ 10,47	\$ 10,99	\$ 11,54	\$ 12,12	\$ 12,72	
Costo Transporte GNL a clientes USD/MMBTU	\$ 208,36	\$ 218,78	\$ 229,72	\$ 241,21	\$ 253,27	\$ 265,93	\$ 279,23	\$ 293,19	\$ 307,85	\$ 323,24	
Costos variables	\$143.233.028	\$157.914.414	\$174.100.641	\$191.945.957	\$211.620.418	\$233.311.510	\$257.225.940	\$283.591.599	\$312.659.738	\$344.707.361	
Sueldos y salarios	\$ 72.600	\$ 79.860	\$ 97.284	\$ 107.012	\$ 117.714	\$ 142.047	\$ 156.252	\$ 187.077	\$ 205.785	\$ 244.755	
Gastos varios administrativos	\$ 27.000	\$ 28.350	\$ 29.768	\$ 31.256	\$ 32.819	\$ 34.460	\$ 36.183	\$ 37.992	\$ 39.891	\$ 41.886	
Servicios basicos	\$ 5.280	\$ 5.544	\$ 5.821	\$ 6.112	\$ 6.418	\$ 6.739	\$ 7.076	\$ 7.429	\$ 7.801	\$ 8.191	
Permisos anuales	\$ 10.000	\$ 10.500	\$ 11.025	\$ 11.576	\$ 12.155	\$ 12.763	\$ 13.401	\$ 14.071	\$ 14.775	\$ 15.513	
Costos fijos	\$ 114.880	\$ 124.254	\$ 143.898	\$ 155.957	\$ 169.105	\$ 196.008	\$ 212.911	\$ 246.569	\$ 268.251	\$ 310.345	
Flujo de caja bruto	\$ 3.992.190	\$ 4.247.356	\$ 4.520.975	\$ 4.814.553	\$ 5.129.732	\$ 5.468.301	\$ 5.832.212	\$ 6.223.594	\$ 6.644.773	\$ 7.098.284	
Depreciaciones	\$ 1.470.000	\$ 1.635.375	\$ 1.698.375	\$ 1.872.019	\$ 1.872.019	\$ 2.000.495	\$ 2.000.495	\$ 2.198.394	\$ 2.198.394	\$ 2.472.339	
Fujo de caja menos depreciaciones	\$ 2.522.190	\$ 2.611.981	\$ 2.822.600	\$ 2.942.535	\$ 3.257.713	\$ 3.467.807	\$ 3.831.717	\$ 4.025.200	\$ 4.446.378	\$ 4.625.945	
Impuesto Part. Trabajadores	\$ 378.328	\$ 391.797	\$ 423.390	\$ 441.380	\$ 488.657	\$ 520.171	\$ 574.758	\$ 603.780	\$ 666.957	\$ 693.892	
Flujo de caja después de 15% Part. Trab.	\$ 2.143.861	\$ 2.220.184	\$ 2.399.210	\$ 2.501.154	\$ 2.769.056	\$ 2.947.636	\$ 3.256.960	\$ 3.421.420	\$ 3.779.421	\$ 3.932.053	
Impuesto a la Renta	\$ 493.088	\$ 488.440	\$ 527.826	\$ 550.254	\$ 609.192	\$ 648.480	\$ 716.531	\$ 752.712	\$ 831.473	\$ 865.052	
Depreciaciones	\$ 1.470.000	\$ 1.635.375	\$ 1.698.375	\$ 1.872.019	\$ 1.872.019	\$ 2.000.495	\$ 2.000.495	\$ 2.198.394	\$ 2.198.394	\$ 2.472.339	
Inversión Inicial	\$ 14.100.000										
Inversiones camiones cisterna			\$ 315.000			\$ 330.750		\$ 347.288		\$ 364.652	
Inversiones en plantas de regasificación		1.653.750		1.736.438		1.823.259		1.914.422		2.010.143	
Flujo caja neto	\$(14.100.000)	\$ 3.120.773	\$ 1.713.368	\$ 3.254.759	\$ 2.086.482	\$ 4.031.883	\$ 2.145.641	\$ 4.540.923	\$ 2.605.392	\$ 5.146.343	\$ 3.164.545
Flujo caja neto acumulado	\$(14.100.000)	\$(10.979.227)	\$(9.265.858)	\$(6.011.099)	\$(3.924.618)	\$ 107.265	\$ 2.252.906	\$ 6.793.829	\$ 9.399.222	\$ 14.545.565	\$ 17.710.110

Cuadro 18. Flujo de caja

5.4.3. Análisis de la tasa de descuento WACC

El WACC a utilizar es la misma que se utiliza para todos los proyectos de la Comercializadora en el Ecuador y la que los accionistas esperan. Esta tasa ya está dada por la Corporación, la misma que es del 15%. En otros países se exige una tasa más alta, pero dada las circunstancias en el Ecuador, ésta es la tasa exigida por los accionistas.

5.4.4. Determinación del nivel óptimo de endeudamiento, estructura de capital

Dado que para este proyecto no se requiere deuda, ya que el capital de la inversión proviene de la misma empresa, el proyecto tiene un nivel de endeudamiento 0.

5.5. Evaluación Financiera

5.5.1. Criterio del VAN

Con una tasa de descuento del 15%, el VAN del proyecto calculado con un flujo proyectado a 10 años es de USD 978.404, lo que significa que el inversionista recupera su inversión y genera rentabilidad.

5.5.2. Criterio de la TIR

La TIR, dado el flujo proyectado a 10 años, es del 17%, lo que significa que es un proyecto viable que sería aprobado por la Matriz por ser mayor al 15% requerido por los accionistas.

5.5.3. Criterio del PAYBACK DESCONTADO

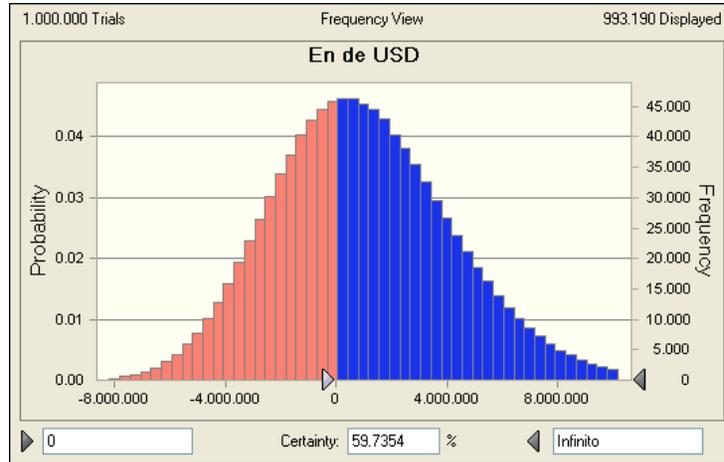
El payback descontado o el plazo de recuperación de la inversión para este proyecto es al quinto año y que por ser un proyecto de grandes inversiones consideramos que es razonable.

5.6. Análisis de Sensibilidad – Crystall Ball

Dadas las siguientes variables:

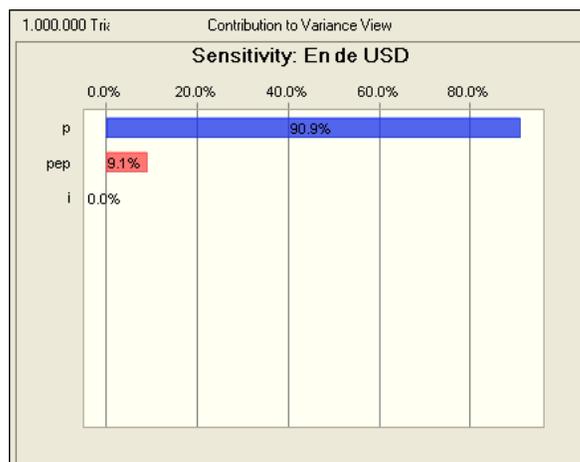
VARIABLES	
Tasa de descuento	15,00%
Cantidad	661.388,52
Precio	9,8
VAN	
En USD	978.404

La probabilidad de que el VAN sea mayor a cero es del 60%, lo que es bueno ya que un VAN cero significa que por lo menos el inversionista recuperó su inversión.



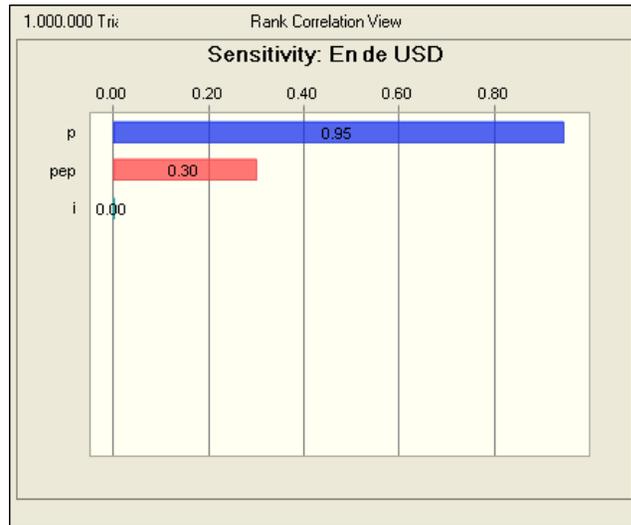
Cuadro 19. Probabilidad de VAN mayor a cero

La variable precio de venta aporta con el 91% de las variaciones del VAN del proyecto, por lo tanto es muy importante definir un buen precio que sea competitivo en el mercado y que genere rentabilidad.



Cuadro 20. Sensibilidad de variables

El coeficiente de correlación entre el precio de venta y el VAN es del 95%, lo que ratifica lo expuesto en el párrafo anterior.



Cuadro 21. Coeficiente de correlación entre precio de venta y VAN

CONCLUSIONES

Luego de haber realizado las investigaciones respectivas y tomando en consideración flujo de caja proyectado, VAN, TIR del proyecto, condiciones de la industria y del país se concluye que de darse los ingresos proyectados, precio y tarifa, el proyecto de comercialización de GNL es viable para la Comercializadora y es un proyecto rentable que genera buenos dividendos.

De no darse todas las condiciones, principalmente menor precio y tarifa, el VAN del proyecto sería negativo y la TIR menor a la esperada por los accionistas, por lo que se concluye que este proyecto es rentable pero actualmente genera mucha incertidumbre porque el Estado no se ha pronunciado formalmente en la forma de la comercialización, precios y lo más importante si se manejará como la comercialización de GLP con una tarifa.

RECOMENDACIONES

Dada la conclusión, se recomienda esperar a que el Estado se pronuncie formalmente sobre precio de compra, pago de tarifa y el monto de la misma, y muy importante cupos asignados a las comercializadoras.

Una vez que todas las variables que influyen en la rentabilidad del proyecto queden definidas formalmente mediante Decreto Ejecutivo por parte del Estado, y de darse el precio de compra, precio de venta y pago de tarifa como se ha proyectado en el flujo de caja se recomienda iniciar con el Proyecto.

BIBLIOGRAFIA

A parte de la revisión de los informes e información de Gas Natural y de la empresa Comercializadora de Gas Licuado de Petróleo:

- Understanding Today's Global LNG Business. Bob Shively & John Ferrare. Enerdynamics LLC. 2005
- “Gas: La pelea de los mercados. Barcos versus Ductos”. Revista Petróleo y Gas- cámara Boliviana de Hidrocarburos. Marzo/Abril 2010.
- LNG Trade-flows in the Atlantic Basin: Trends and Discontinuities. Howard V Rogers. March 2010. Oxford Institute for Energy Studies.
- “Mercado Mundial de GNL y Reintegración Latinoamericana”. Ricardo Pinto. Mayo 2009. Gasenergy.
- “LNG in Chile and its Impact in the Southern Cone”. Gas Summit Latin America 2010. Carlos Cortés Simon. AGN Chile.
- Natural Gas Information 2010. Edición 2010. IEA.
- “GNL Mejillones”. Elecgas 2010. Frederick Janssen. Mayo 2010.
- “Terminal GNL Quintero”. GNL Quintero. Agosto 2010.
- “Grandes mineras pagan 70% más caro el GNL de Mejillones”. El Mercurio. 15/06/10.
- “Ventajas de incorporar el GNL en el Largo Plazo”. Juan Clavería. Octubre 2009.
- FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO ABRIL DE 2010 SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING) INFORME TÉCNICO DEFINITIVO. Abril 2010. CNE.
- “GNL ya cubre 90% de demanda de zona central y pone fin a 14 años de dependencia de Argentina”. El Mercurio. 11/09/09.

- Página web CNE.
- Se asume un poder calorífico de 1,100 Btu/ft³.
- Reporte Sector Eléctrico. Systep Ingeniería y Diseños. Agosto 2010.
- FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO ABRIL DE 2010 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC) INFORME TÉCNICO DEFINITIVO. Abril 2010. CNE.
- “PERSPECTIVAS DE INVERSION EN DESARROLLO DE PROYECTOS DE INTEGRACION ENERGETICA INTER-FRONTERIZAS”. Rafael Mateo. ENDESA. Octubre 2008.
- “Escenarios de desarrollo de la matriz eléctrica futura y el rol del GNL”. Hugh Rudnick. Noviembre 2009.
- “Continuidad de suministro y opciones de desarrollo en el SING: Competitividad Carbón / GNL regasificado”. Rudolf Araneda. Mayo 2007.
- <http://www.portworld.com/map/>
- http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_LNG_terminals
- “Indignación en Perú por Gas natural que viene a Chile”. Diario La Primera. 15/07/10.
- “Chile y Argentina podrían intercambiar gas excedentario”. El Diario Financiero. 9/09/2009.
- “Se gastan hasta 15 millones de pesos diarios para importar gas por barco”. Diario El Clarín. 21/06/2008.

Algunas páginas web consultadas son:

http://www.agnchile.cl/prontus_agm/site/artic/20081204/pags/20081204145632.html

[http://personal.us.es/pmiron/files/Tema%207%20\(10-11\).pdf](http://personal.us.es/pmiron/files/Tema%207%20(10-11).pdf)

http://www.esPOCH.edu.ec/Descargas/vicinvestigacionpub/Analisis_Financiero.pdf

<http://www.enarsapdvsa.com.ar/CondicionesParticulares.pdf>

<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/gnl/Web%20Estudio%20GNL%20Rev%2007-10-10A.htm>

ANEXO 1. ABREVIATURAS Y SIGLAS

GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural Líquido
GN	Gas Natural
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
PETROECUADOR	Empresa Estatal Petróleos del Ecuador
BTU	British Thermal Unit
MMBTU	Millones de BTU
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios