



Grupo eumed.net / Universidad de Málaga y
Red Académica Iberoamericana Local-Global
Indexada en IN-Recs (95 de 136), en LATINDEX (33 DE 36), reconocida por el DICE, incorporada a la
base de datos bibliográfica ISOC, en RePec, resumida en DIALNET y encuadrada en el Grupo C de la
Clasificación Integrada de Revistas Científicas de España.
Vol 9. N° 27
Octubre 2016
www.eumed.net/rev/delos/27

PLANTA SATÉLITE DE GAS NATURAL LICUADO PARA EL ABASTECIMIENTO DEL SECTOR INDUSTRIAL EN CUENCA – ECUADOR

Robert Valencia Chapi¹
rmvalencia@utn.edu.ec

Gerardo Collaguazo Galeano¹
gicollaguazo@utn.edu.ec

Leandro Lorente Leyva¹
lllorente@utn.edu.ec

Israel Herrera Granda¹
idherrer@utn.edu.ec

Ecuador.

CONTENIDO

Resumen	2
Abstract	2
1. Introducción.....	3
2. Marco teórico	3
2.1 Precio del Gas Natural	4
2.2 Demanda de Gas Natural	5
2.3 Comercialización del Gas Natural.....	6
3. Diseño de la Planta Satélite de GNL	7
3.1 Emplazamiento de la Instalación	9
3.2 Camiones cisterna de GNL	10
4. Abastecimiento de GNL a la Planta Satélite	10
5. Red de distribución de GN	11
5.1 Trazado de la red de distribución.....	12
5.2 Diámetros de la red de distribución	13
5.2.1 Pérdida de carga.....	13
5.2.2 Tramo Planta Satélite hasta Graiman.....	13
5.2.3 Tramo Graiman hasta Italpisos.....	16
5.2.4 Tramo Italpisos hasta Rialto.....	17
5.2.5 Detalle de tramos de la red de distribución.....	18
6. Análisis financiero	19
6.1 Inversión de la Planta Satélite	19

¹ Profesores Investigadores de la Universidad Técnica del Norte - UTN, Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas, Ingeniería Industrial, Ecuador.

6.2	Inversión de la red de distribución	20
6.3	Inversión total del proyecto	20
6.4	Estimación de costos	20
6.4.1	Costos fijos	20
6.4.2	Costos variables.....	21
6.5	Ingresos.....	21
6.6	Proyección del flujo de caja	21
6.7	Coste medio ponderado de capital, WACC	23
6.8	Valor actual neto, VAN.....	24
6.9	Tasa Interna de retorno, TIR.....	24
6.10	Análisis de sensibilidad.....	24
7.	Conclusiones.....	29
	Bibliografía.....	30

RESUMEN

El objeto de este trabajo es proponer el diseño y construcción de una planta satélite de GNL para abastecer al sector industrial en la ciudad de Cuenca - Ecuador. La idea nace con la finalidad de reemplazar el consumo de gas licuado de petróleo (GLP) por el de gas natural licuado (GNL). Una de la principal razón es que el proceso de refinación para obtener el GLP encarece el costo de este combustible, por lo que una opción más económica sería el uso del GNL. Se prevé un incremento en la demanda de gas natural, y es por eso que el Gobierno del país actualmente ha desarrollado un proyecto de extracción y licuefacción de gas natural en el Golfo de Guayaquil, inicialmente la distribución del GNL se realizaría a través de las comercializadoras de GLP.

Palabras clave: Comercialización – producción – gas natural – gas licuado de petróleo – planta satélite.

Clasificación JEL: Q41

ABSTRACT

The object of this paper is the design and construction of an LNG satellite plant to supply the industrial sector of the city of Cuenca in Ecuador. The idea came from to partially replace the consumption of liquefied petroleum gas (LPG) for liquefied natural gas (LNG). One of the main reasons is that the refining process for LPG increasing cost, so a cheaper option arises, and this would be to use LNG. A growing demand for natural gas is expected, so the government is currently implementing a project on extraction and liquefaction of natural gas in the Gulf of Guayaquil, initially the distribution of LNG will be made through the trading of LPG.

Keywords: Commercialization – production – natural gas – liquefied petroleum gas – satellite plant.

JEL classification: Q41

1 INTRODUCCIÓN

La presente investigación se realiza en base a datos referentes del costo elevado del GLP, así como el incremento de la demanda considerable en los últimos años, lo que ha forzado al Estado a importar mayores volúmenes de combustible para satisfacer al mercado. En consecuencia, desde septiembre del 2009 el Estado Ecuatoriano inició 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 diésel (Petroecuador-EP, 2014).

El 9 de junio de 2011, el Estado hizo un pago de 74 MM\$, para tomar el control total de la Plataforma de gas natural (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 6 del Campo Amistad, ubicado en el Golfo de Guayaquil (Petroecuador-EP, 2014).

De los estudios realizados por la Empresa Pública de Hidrocarburos de Ecuador, EP Petroecuador, el país cuenta con reservas certificadas y probadas de aproximadamente 1 700 000 MMscf (Millones de pies cúbicos estándar, donde aproximadamente $33\,300\text{ MMscf} = 10^9\text{ m}^3$) de GN, favoreciendo las perspectivas de mantener la comercialización y el consumo del GNL en el país (EP-PetroEcuador, 2012).

2. MARCO TEÓRICO

La producción de gas natural en Ecuador hasta el año 2001 era la que provenía conjuntamente con el petróleo en un mismo yacimiento (Ilustración 1). A partir del año 2002, con la explotación del Campo Amistad del Golfo de Guayaquil, la producción de gas natural se ve incrementada, llegando a estar alrededor de los 149 MMscf al día, esto en el año 2012. Se tiene por tanto que el 72 % de la producción de GN en 2012 corresponde a pozos petroleros (Gas asociado) y el 28 % (41,72 MMscf al día) corresponde a la producción en el Campo Amistad (Gas Libre) (Carvajal, 2013).

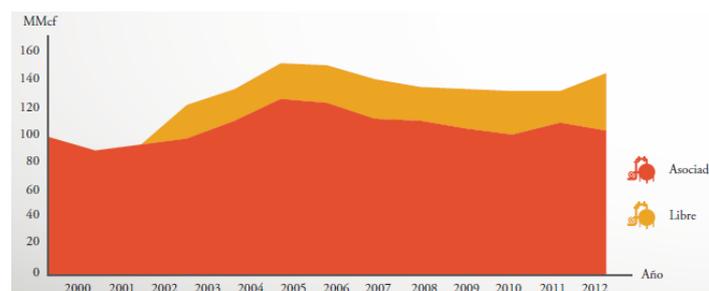


Ilustración 1.- Producción de Gas Natural en Ecuador. FUENTE: (Carvajal, 2013).

La producción en el Campo Amistad se incrementó hasta llegar a los 80 MMscf diarios, gracias a la implementación de la plataforma auto elevable “Jack up”, traída desde Egipto.

El gas natural es utilizado para la generación eléctrica a partir del año 2000 (Ilustración 2), incrementando año tras año, llegando en el año 2012 a usarse 64 MMscf al día, es decir el 43 % del total de gas natural producido.

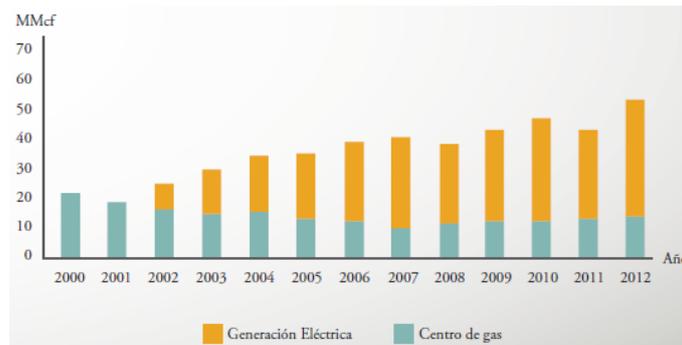


Ilustración 2.- Uso de gas natural en la generación de energía eléctrica. FUENTE: (Carvajal, 2013).

El restante 57 % de gas natural se ha utilizado en el sector industrial (Ilustración 3), ya sea en la industria textil, en la fabricación de cerámica, plástico o equipos y maquinaria.

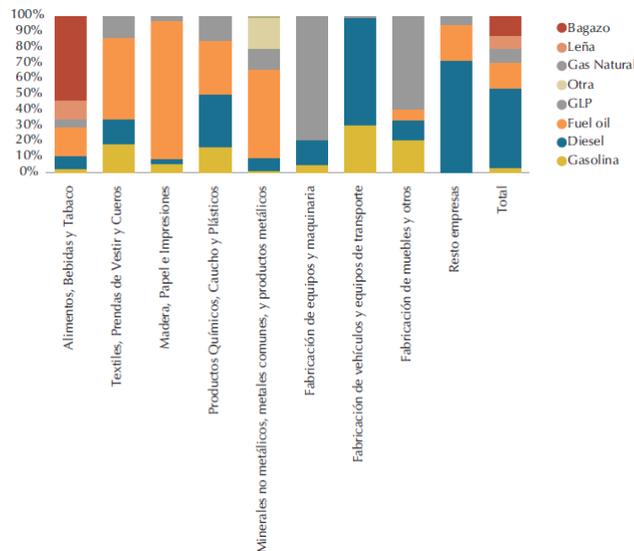


Ilustración 3.- Distribución por fuentes del consumo de energía en el sector industrial. FUENTE: (Carvajal, 2013)

2.1 Precio del Gas Natural

El precio del gas natural varía en función del sitio geográfico donde sea explotado, como puede apreciarse en la Ilustración 4, el precio más alto durante el año 2015 fue el gas natural licuado *Japan cif* con una media de 10,31 \$/MMBtu (dólares americanos por cada millón de British Thermal Unit, siendo: 1Btu = 0,252 kcal = 1,0546 kJ), y el precio más bajo fue el gas natural de Canadá rondando los 2,01 \$/MMBtu (bp-Group, 2016).

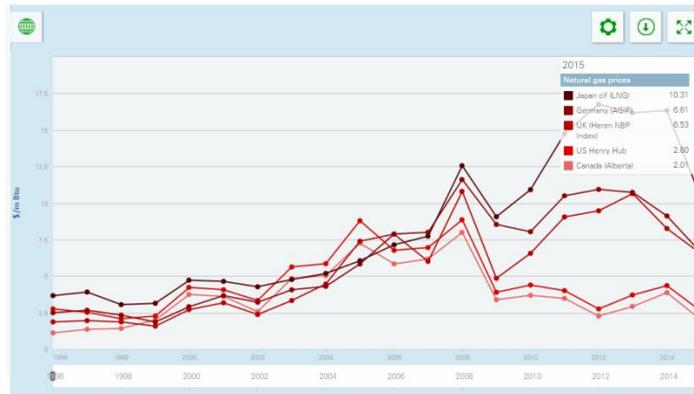


Ilustración 4.- Precio del Gas Natural. FUENTE: (bp-Group, 2016)

Hay que tener en cuenta que el precio del MMBtu de gas natural se lo calcula en base al costo del gas en yacimiento, más el transporte y los costos de distribución. En el caso de Ecuador al tratarse de gas natural extraído en territorio del propio país, se define una tarifa de producción de gas natural en boca de pozo que facilite identificar una tarifa de comercialización del gas natural en el mercado interno inferior al costo del combustible actual (diésel, fuel oil y GLP); y, que permita recuperar las inversiones de conversión de generación eléctrica de diésel a gas natural; así como las inversiones en la construcción de la red de gasoductos.

Según el informe anual de Petroecuador del 2012 el gas natural proveniente del Campo Amistad, Bloque 6, entraría a las plantas de licuefacción a un precio de 2,75 \$/MMBtu, más IVA. Este precio incluye los costos de producción, tratamiento y transporte. El gas natural procesado en la planta de licuefacción en Bajo Alto, en el cantón El Guabo y entregado al segmento industrial tendría un costo de 5,31 \$/MMBtu, más el valor de transporte. Estos valores entraron en vigencia a partir del año 2013.

Si se toma como base la inflación de Ecuador que según el Banco Central de Ecuador registra en el mes de julio del 2016 un valor de 1,58 % se puede estimar que el precio del gas natural de Ecuador incrementará en los siguientes años en aproximadamente un 2 % cada año (Banco-Central, 2016).

2.2 Demanda de Gas Natural

Según la demanda industrial de GLP y de diésel que se tiene en Ecuador, se puede predecir un mercado potencial para el gas natural. El sector residencial también sería una alternativa interesante para la venta de gas natural (Ilustración 5).

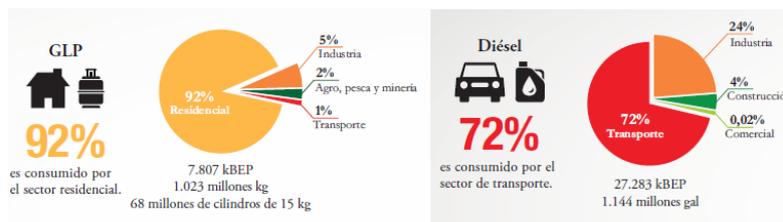


Ilustración 5.- Sectores posibles para el gas natural. FUENTE: (Carvajal, 2013)

Según un sondeo realizado a varias empresas de Ecuador, se pretende determinar aquellas empresas que podrían ser abastecidas con gas natural (Checa, 2011), los resultados se detallan en la Tabla 1.

Se tendrá especial interés en las empresas localizadas en la ciudad de Cuenca, capital de la provincia de Azuay, debido a que la planta satélite de GNL se ubicará en esta ciudad.

CLIENTE	SECTOR	UBICACIÓN	GLP	Diésel No Subsidiado	Fuel Oíl No Subsidiado	GLP Equivalente (TM/año)	GN Equivalente (MMscf/día)
LAFARGE	Cementera	Otavalo			X	36 000	4,50
GRAIMAN	Cerámico	Cuenca	X	X		13 500	1,70
TABACALERA SAN JUAN	Tabaco	Maná	X			5 500	0,70
EDESA	Cerámico	Quito	X	X		1 500	0,20
FADESA	Envases	Guayaquil	X			1 500	0,20
ADELCA	Siderúrgico	Quito	X			1 500	0,20
NESTLE	Alimentos	Guayaquil	X			1 500	0,20
ENVASES DEL LITORAL	Envases	Guayaquil	X			1 000	0,10
MABE ECUADOR S.A.	Línea Blanca	Guayaquil	X			1 000	0,10
CRIDESA	Envases	Guayaquil	X			1 000	0,10
VARIOS	Alimentos		X			1 500	0,20
HOLCIM - LATACUNGA	Cementera	Latacunga			X	4 000	0,50
ECUACERAMICA	Cerámico	Riobamba		X		10 500	1,30
ITALPISOS	Cerámico	Cuenca		X		7 000	0,90
RIALTO	Cerámico	Cuenca		X		5 000	0,60
TOTAL						92 000	11,50

Tabla 1.- Mercado potencial de clientes. FUENTE: (Checa, 2011).

En el sector industrial de la ciudad de Cuenca se tiene una demanda anual de 25 500 TM (toneladas métricas) de GLP, y su equivalente en gas natural es de 3,2 MMscf al día (Tabla 1).

La relación entre las densidades del gas natural licuado y gas natural es de aproximadamente 540 veces, por lo tanto, la demanda diaria de GNL es de 167,70 m³ (Tabla 2).

DATOS DE PARTIDA		
Volumen diario GN	3,20	MMscf/día
Volumen diario GN	90 560,00	m ³ (n)/día
Volumen diario GNL	167,70	m ³ /día

Tabla 2.- Demanda de GNL de la Planta Satélite. FUENTE: Elaboración propia.

2.3 Comercialización del Gas Natural

La comercialización del gas natural proveniente del campo amistad del golfo de Guayaquil en Ecuador (Ilustración 6), empieza con la explotación del recurso en dicho campo, a continuación, es trasegado por gasoducto hasta la planta de licuefacción de Bajo Alto, en la provincia del Oro. Después de que el gas haya sido licuado en la planta de licuefacción, se carga el GNL a camiones

cisterna para transportado hasta la planta satélite de GNL en Cuenca, donde será regasificado, comprimido y transportado por tubería hasta las empresas del sector industrial de la Ciudad.

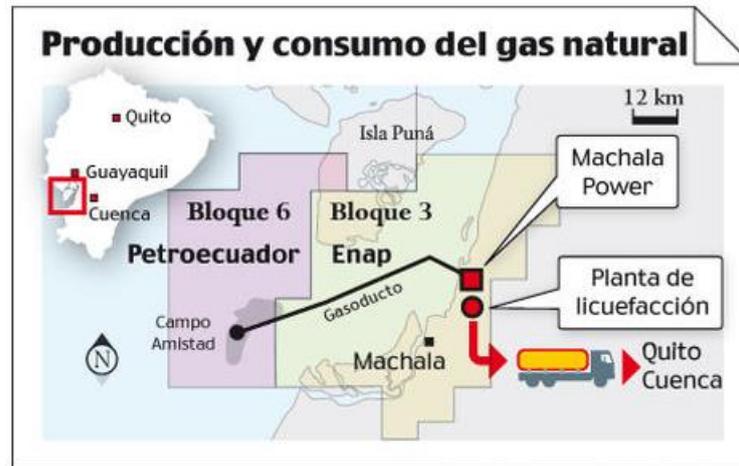


Ilustración 6.- Producción y consumo de gas natural en Ecuador. FUENTE: (Petroecuador-EP, 2014)

3. DISEÑO DE LA PLANTA SATÉLITE DE GNL

Cuando hay poblaciones retiradas de los gasoductos y la demanda de gas no justifica económicamente la construcción del gasoducto o el transporte de gas natural comprimido (GNC), por lo que se suele utilizar el sistema de transporte de gas natural licuado (GNL) mediante tanque cisterna. También se ha utilizado este sistema en algunos países cuando se quiere ir creando la cultura del gas o polos de desarrollo, mientras se construye la red nacional de gasoductos.

Esta tecnología, permitiría una adecuada distribución del gas natural en el Ecuador y en todos sus diferentes sectores, sin requerir grandes inversiones en la construcción de gasoductos. El gobierno actual del país hasta el momento, ha optado por esta alternativa de consumo, puesto que ha construido una Planta de Licuefacción de GN en la población de Bajo Alto, cantón el Guabo, provincia del Oro, desde la cual se pretende distribuir el GNL a las plantas Satélites de GNL mediante tanques cisterna, donde el GNL es almacenado en cantidades moderadas, para luego realizar un proceso de regasificación y volverlo a convertir en gas, y pueda ser utilizado por los consumidores, a los cuales se les hará llegar el gas natural mediante una red de distribución.

Una planta satélite de GNL está compuesta por diferentes sistemas, desarrollando cada uno de ellos una función específica y en concordancia con sus afines, con el objetivo en común de garantizar el correcto funcionamiento de la planta:

Almacenamiento: Integrado por uno o más depósitos de almacenamiento de GNL criogénico homologado y constituido por un doble recipiente y sus elementos auxiliares.

Descarga de GNL: El objeto de estos equipos de la esta instalación es realizar el trasvase del GNL entre los camiones cisterna y los depósitos de almacenamiento de la planta.

Equipos de Regasificación: Su misión es calentar el GNL procedente del depósito de la planta, desde $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ aproximadamente hasta la temperatura ambiente ($15\text{ }^{\circ}\text{C}$) para el total del caudal de emisión.

Sistema de Odorización: El objeto de este equipo es facilitar la detección del GN ante una eventual fuga, añadiéndose una pequeña cantidad de odorizante a la corriente de salida del gas.

Sistema de Regulación: El objeto de instalarlos es controlar y establecer la presión del gas para suministro a la red de distribución.

Sistema de control y funcionamiento de la planta: Su fin principal es de mantener el sistema controlado en todos sus parámetros de funcionamiento, con paros de emergencia que le permitan cortar el suministro de forma inmediata en caso de alguna emergencia.

En la *Ilustración 7* se puede observar la instalación propuesta para la planta satélite de GNL, donde se tiene la distribución de los equipos que componen la misma (*Tabla 3*).

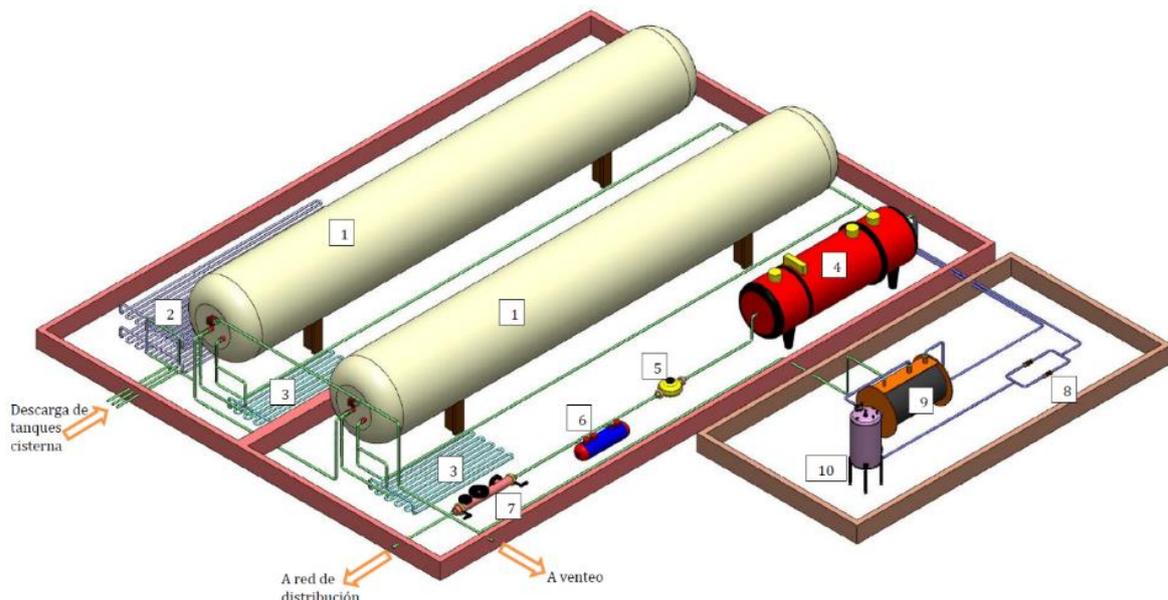


Ilustración 7.- Esquema Planta Satélite. FUENTE: Elaboración propia.

1	Depósito de almacenamiento
2	Regasificador de descarga
3	Regasificador PPR
4	Vaporizador agua caliente
5	Válvula seguridad avance en frío
6	Odorizador
7	Estación regulación y medida
8	Bombas hidráulicas
9	Caldera agua caliente
10	Depósito de agua

Tabla 3: Equipos de la planta satélite. FUENTE: Elaboración propia.

3.1 Emplazamiento de la Instalación

La instalación de la Planta Satélite de GNL se ubicará en la Provincia de Azuay, Cantón Cuenca, en el Parque Industrial Machangara, Avenida Ezequiel Padilla y Abdón Calderón. (Ilustración 8).



Ilustración 8.- Emplazamiento de Planta Satélite de GNL. FUENTE: Elaboración propia.

Considerando las distancias de seguridad entre los depósitos de almacenamiento y los lugares externos a la planta satélite, se ha realizado un esquema del sitio en el que se aprecia donde los equipos irán localizados, tanto dentro como fuera de los cubetos (Ilustración 9).

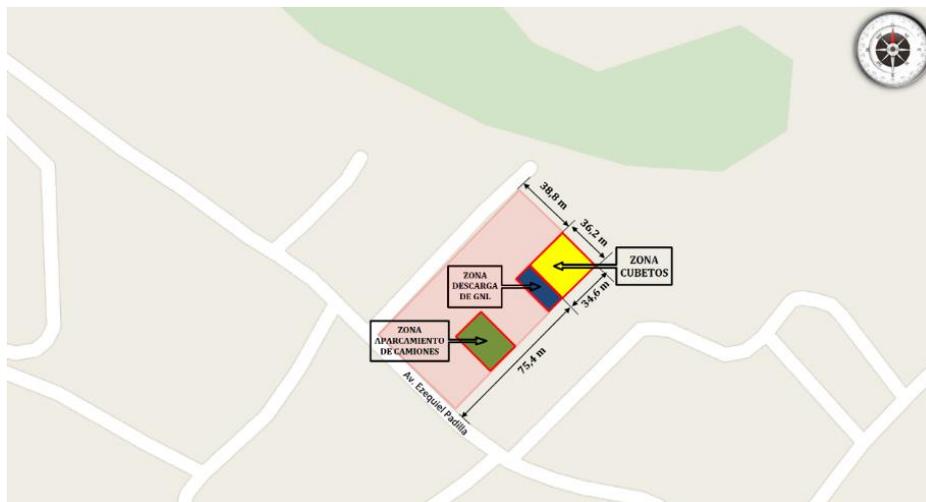


Ilustración 9.- Distancias de seguridad de la planta satélite de GNL. FUENTE: Elaboración propia.

El predio se encuentra dentro de una propiedad de terreno conformado por un lote de 8 250 m² (Ilustración 10).



Ilustración 10.- Superficie del emplazamiento de la planta satélite de GNL. FUENTE: Google Earth.

3.2 Camiones cisterna de GNL

El transporte terrestre de GNL mediante cisternas se halla regulado por la Norma Técnica Ecuatoriana de transporte, almacenamiento y manejo de materiales peligrosos: NTE INEN 2 266:2010, la que se ha desarrollado siguiendo los lineamientos del Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos (SGA), las Recomendaciones relativas al transporte de materiales peligrosos, Reglamentación Modelo de Naciones Unidas y la Normativa Nacional vigente.

Las cisternas que transportan GNL son las más voluminosas que pueden circular por carretera debido al hecho de transportar un líquido de densidad aproximada 500 kg/m^3 . El GNL se encuentra en condiciones criogénicas ($-162 \text{ }^\circ\text{C}$ aprox.) y a presión prácticamente atmosférica. Los materiales en contacto con el GNL tienen alta resiliencia, es decir materiales que no fragilizan por baja temperatura.

La carga de cisternas en las terminales portuarias de recepción y regasificación de GNL se efectúa mediante bombas criogénicas que aspiran GNL de los depósitos fijos y lo transfieren a la cisterna a través de flexibles criogénicos o brazos de descarga. La carga se efectúa en los cargaderos o puestos de carga existentes, situados en batería y equipados con los correspondientes medios de conexión, seguridades y sistema contra incendios. El GNL cargado se mide por diferencia de pesada en las básculas situadas en los propios puestos de carga sobre las que se sitúa la cisterna y la unidad tractora. Su rendimiento es del orden de las 15 cisternas/día y puesto de carga.

4. ABASTECIMIENTO DE GNL A LA PLANTA SATÉLITE

La demanda diaria de la planta es de $167,7 \text{ m}^3$ de GNL, por lo tanto, es necesario hacer uso de 4 camiones cisterna con capacidad de producto de $45,9 \text{ m}^3$ de GNL (54 m^3 de volumen

total geométrico). Los camiones cisterna transportarán el producto por carretera desde la planta de licuefacción ubicada en la localidad de Bajo Alto hasta la planta satélite que se encuentra en la ciudad de Cuenca (*Ilustración 11*).

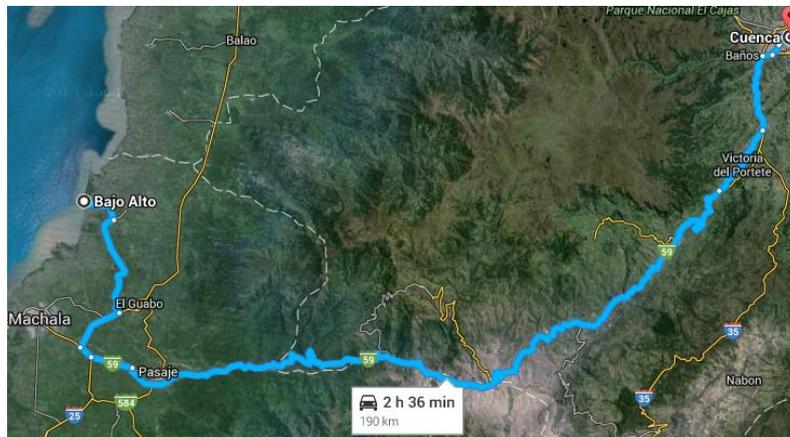


Ilustración 11.- Ruta de transporte del camión cisterna. FUENTE: Google Earth.

Se debe tener en cuenta que el tiempo necesario de transporte es el que transcurre desde que el camión cisterna se encuentra vacío en la planta de licuefacción hasta la descarga total del producto en la planta satélite. La distancia por carretera que hay entre Bajo Alto y Cuenca es de 190 km por tanto el tiempo aproximado en vehículo turismo sería de 2 horas y media. Debido a que la velocidad del camión es menor a la del turismo se estima que el tiempo necesario es de 3 horas. La descarga de la cisterna de GNL se realizará mediante diferencia de presión y el tiempo necesario de descarga es de 2 horas. Finalmente, una vez que la cisterna ha descargado el GNL que transportaba, la cisterna debe volver a la planta de licuefacción para volver a recargar producto y poder transportar al día siguiente más producto a la planta satélite, este tiempo es de 3 horas. Se tiene que el tiempo total que tarda un camión cisterna en realizar el ciclo completo de abastecimiento de GNL a la planta satélite es de 10 horas (*Tabla 4*).

OPERACIÓN	TIEMPO
Carga de cisterna en planta de licuefacción.	2 horas
Transporte por carretera.	3 horas
Descarga de cisterna en planta satélite.	2 horas
Retorno del camión a la planta de licuefacción.	3 horas
TOTAL	10 horas

Tabla 4: Tiempo de abastecimiento de la planta satélite. FUENTE: Elaboración propia.

5. RED DE DISTRIBUCIÓN DE GN

En este apartado se realiza el diseño de la red de distribución de GN desde la planta satélite hasta las empresas consumidoras del sector industrial de la ciudad de Cuenca (*Ilustración 12*) en Ecuador.

La planta satélite se encuentra en la zona Noreste de la ciudad de Cuenca, y debe abastecer con gas natural a tres empresas:

- **GRAIMAN**, ésta empresa está localizada en la esquina de la Carretera Panamericana Norte y la Avenida Américas. La fábrica de Graiman demanda un caudal de GN de $48\,110\text{ m}^3(\text{n})/\text{día}$ con presión de servicio de 3,50 bar (Tabla 1). La distancia que hay desde la planta satélite hasta la fábrica de Graiman es 2,7 km.
- **ITALPISOS**, se localiza en la esquina de la Avenida España y Francisco Pizarro. Está a 4,71 km de la planta satélite. La fábrica de Italpisos demanda un caudal de GN de $25\,470\text{ m}^3(\text{n})/\text{día}$ con presión de servicio de 3,30 bar (Tabla 1). La distancia desde la fábrica Graiman hasta la fábrica Italpisos es de 2,01 km.
- **RIALTO**, esta empresa se encuentra en la Avenida Héroes de Verdeloma y Francisco E. Tamariz. La fábrica de Rialto demanda un caudal de GN de $16\,980\text{ m}^3(\text{n})/\text{día}$ con presión de servicio de 3,00 bar (Tabla 1). La distancia que hay desde la planta satélite hasta la fábrica de Rialto es 6,5 km y la distancia desde la fábrica Italpisos hasta la fábrica Rialto es de 1,79 km.

5.1 Trazado de la red de distribución

Una vez que se dispone de información acerca de la localización exacta de la planta satélite y de las empresas cliente de consumo, se debe proceder a determinar las condiciones de trabajo a las que cada tubería va a estar sometida, para poder dimensionar el diámetro y espesor de las mismas y proceder a seleccionar un tubo adecuado y normalizado.

La red de distribución tiene como punto de emisión de gas natural a la planta satélite, la misma que se encuentra a 87 m por debajo del último punto de derivación que es la fábrica de Rialto (*Ilustración 12*). Existen dos puntos intermedios entre la planta satélite y la fábrica Rialto, y éstos son la fábrica Graiman y la fábrica Italpisos. Es decir, la red de distribución consta de tres tramos principales:

- Tramo PLANTA SATELITE hasta GRAIMAN
- Tramo GRAIMAN hasta ITALPISOS
- Tramo ITALPISOS hasta RIALTO



Ilustración 12.- Perfil altimétrico de red de distribución de GN. FUENTE: Elaboración propia.

La red de distribución será enterrada y el material de los tubos a utilizar es el polietileno (PE).

La red de distribución y acometidas discurrirán enterradas preferentemente por aceras y retiradas de la fachada al menos 50 cm. En caso de imposibilidad por impedimento de otros servicios, la red se podrá llevar por la calzada, lo más próximo al bordillo de la acera.

La ejecución de obras especiales motivadas por el cruce o paso por carreteras, cursos de agua, ferrocarriles y puentes, se efectuará de acuerdo con las normas que señale la Reglamentación del Organismo afectado al objeto de realizar los trabajos con las mayores garantías de seguridad y regularidad de todos los servicios.

5.2 Diámetros de la red de distribución

El diámetro de las tuberías a instalar es un factor que va a determinar en gran medida el coste final de la red de distribución por lo que es muy importante realizar adecuadamente su cálculo.

Este diámetro depende de:

- La naturaleza del gas con su densidad característica.
- La caída de presión que se admita que va a ser función del caudal y de la presión de trabajo.
- La velocidad resultante de circulación del gas.

La presión del gas decae conforme avanza a lo largo de la tubería por efecto del rozamiento con las paredes y los diferentes accesorios, así como por la presencia de cambios de sección en la tubería. Este efecto es lo que se conoce como pérdida de carga.

En general la manera de calcular estos diámetros consiste en determinar por tanteo la pérdida de carga que se produce para un determinado diámetro obtenido, para comprobar si esa pérdida de carga y la velocidad resultantes son válidas. La velocidad debe ser inferior a **20 m/s** para evitar problemas de electricidad estática.

5.2.1 Pérdida de carga

Para la determinación de la pérdida de carga se utilizan las fórmulas de RENOARD, válidas para los casos en los que la relación entre el caudal ($m^3(n)/h$) y el diámetro (mm) es inferior a 150:

$$\frac{Q}{D} < 150$$

5.2.2 Tramo Planta Satélite hasta Graitman

Este tramo de la tubería tiene una longitud de 2,7 km, la fábrica Graitman se encuentra 5 m por debajo de la planta satélite (*Ilustración 12*). El caudal volumétrico de GN que debe circular por esta tubería es el total de la demanda que tiene la planta satélite, es decir, 7 546,67 $m^3(n)/h$ (Tabla

2), esto se debe a que es el primer tramo de tubería que sale directamente de la planta satélite. Para calcular el diámetro de la tubería se utiliza la fórmula de Renouard:

$$(P_1(\text{bar}_a))^2 - (P_2(\text{bar}_a))^2 = 51,6 \cdot c_L \cdot LE(m) \cdot d_r \cdot \frac{(Q(\text{m}^3(\text{n})/h))^{1,82}}{(D(\text{mm}))^{4,82}}$$

En función de la presión al inicio de la tubería (4,79 bar), y la presión en el final de la tubería (4,49 bar), se determina la presión media del gas mediante la expresión:

$$P_m(\text{bar}_a) = \frac{2}{3} \cdot \frac{(P_1(\text{bar}_a))^3 - (P_2(\text{bar}_a))^3}{(P_1(\text{bar}_a))^2 - (P_2(\text{bar}_a))^2}$$

El factor de compresibilidad del gas natural a presiones mayores a 4 bar, se puede aproximar con la ecuación:

$$Z = 1 - \frac{P(\text{bar}_a)}{500}$$

Una vez que se ha determinado el valor del diámetro y la presión media de la tubería, se debe comprobar que éste diámetro cumple la relación de diseño de Renouard ($Q/D < 150$) y con la condición de que la velocidad debe ser menor a 20 m/s.

$$V(\text{m/s}) = 378 \cdot \frac{Q(\text{m}^3(\text{n})/h) \cdot Z}{P(\text{bar}_a) \cdot (D(\text{mm}))^2}$$

TRAMO 1: PLANTA SATÉLITE → GRAIMAN		
Longitud del tramo, LE	2 700,00	m
Presión al inicio del tramo, P ₁	3,80	bar
Presión al final del tramo, P ₂	3,50	bar
Densidad relativa, d _r	0,56	
Caudal de GN	7 546,67	m ³ (n)/h
Coefficiente de linealidad, C _L	1,20	
Presión abs. al inicio del tramo, P ₁	4,79	bar
Presión abs. al final del tramo, P ₂	4,49	bar
Presión media, P _m	4,64	bar
Factor compresibilidad, Z	0,99	
Pérdida de presión, ΔP	300,00	mbar
Diámetro interno tubería, D	253,08	mm
Velocidad, v	9,51	m/s
Q/D	29,82	

Tabla 5: Diseño diámetro tramo-1. Planta Satélite → Graiman. FUENTE: Elaboración propia.

Como puede apreciarse en la Tabla 5 se tiene que la velocidad es menor a 20 m/s y que la relación Caudal/Diámetro es menor a 150 por lo que puede decirse que el diámetro calculado es adecuado para cumplir las especificaciones de diseño.

Según la norma UNE 60311: *Canalizaciones de distribución de combustibles gaseosos con presión máxima de operación hasta 5 bar*, la elección del espesor mínimo de la tubería debe estar de acuerdo con la siguiente relación:

$$SDR = 1 + \frac{20 \cdot MRS}{MOP \cdot C \cdot D_f}$$

Donde:

SDR es la relación entre el diámetro exterior del tubo y su espesor.

MRS es la resistencia mínima exigida expresada en MPa.

MOP es la presión máxima de operación expresada en bar.

C es el coeficiente de diseño, que en ningún caso debe ser inferior a 2.

D_f es el factor de influencia de la temperatura de operación (temperatura media del gas).

El valor a asignar es obtenido de la *Tabla 6*, extrapolando en caso necesario.

Temperatura (°C)	10	20	30	40
D _f	0,9	1,0	1,1	1,3

Tabla 6: Factor de influencia de la temperatura de operación. FUENTE: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta la definición de SDR:

$$SDR = \frac{D_{ext}}{e} = \frac{D + 2 \cdot e}{e}$$

Y haciendo uso de la ecuación que facilita la norma, se puede despejar el espesor de la tubería:

$$e = \frac{D}{\left(\frac{20 \cdot MRS}{MOP \cdot C \cdot D_f} - 1 \right)}$$

El espesor calculado de la tubería se refleja en la *Tabla 7*:

TRAMO 1: PLANTA SATÉLITE → GRAIMAN	
Diámetro interno tubería, D	253,08 mm
Resistencia mínima exigida, MRS	10,00 MPa
Presión máxima de operación, MOP	4,79 bar
Coeficiente de diseño, C	2,00
Factor influencia temperatura, D _f	0,90
Relación diámetro exterior y espesor, SDR	24,21
Espesor tubería, e	11,39 mm

Tabla 7: Diseño espesor tramo-1. Planta Satélite → Graiman. FUENTE: Elaboración propia.

Finalmente se debe elegir un tipo de tubería de polietileno según fabricante que cumpla las condiciones de trasiego de gas natural. En el caso de las tuberías de polietileno utilizadas en la industria del gas, los materiales más utilizados son los que se denominan como PE 100 y PE 80. Estas denominaciones expresan la tensión característica o mínima resistencia requerida (MRS) del material. Así, en el caso de PE 100 el MRS tiene un valor de 10 MPa y, en el caso del PE 80, tiene un valor de 8 MPa.

Trabajando con la empresa plomyGAS se decide que el tipo más adecuado para el tramo **Planta Satélite → Graiman** de la red de distribución, es el tubo PE 100 de alta densidad DN 315 y con SDR de 11 (*Tabla 8*).

DN m	Rollos o n° barras / palet 6 ó 12 m SDR 17.6/11	SDR 17,6		SDR 11	
		e mm	Di mm	e mm	Di mm
20	rollos			3.0	14.0
32	rollos			3.0	26.0
40	rollos			3.7	32.6
63	rollos	3.6	55.8	5.8	51.4
90	rollos ó 48 barras	5.2	79.6	8.2	73.6
110	43 barras	6.3	97.4	10.0	90.0
160	17 barras	9.1	141.8	14.6	130.8
200	14 barras	11.4	177.2	18.2	163.6
250	11 barras	14.2	221.6	22.7	204.6
315	6 barras	17.9	279.2	28.6	257.8

Tabla 8: Diámetros tubos plomyGAS de PE 100 Alta densidad. FUENTE: (PLOMYPLAS, 2016)

Se decide utilizar el tubo PE 100 de alta densidad DN **315** y con SDR de 11, debido a que se toma en cuenta las especificaciones técnicas por parte del fabricante, donde recomienda que este tipo de tuberías es el adecuado para tuberías que trabajen con presiones máximas de trabajo superiores a 4 bar y menores de 10 bar.

5.2.3 Tramo Graiman hasta Italpisos

Este tramo de tubería es el segundo tramo de la red de distribución y va desde la fábrica de Graiman hasta la fábrica Italpisos con una longitud de 2,01 km, la diferencia de altura entre estas dos fábricas es de 44 metros, siendo la fábrica Italpisos la que está a más altura (*Ilustración 12*). El caudal volumétrico de GN que debe circular por esta tubería es el necesario para cubrir la demanda de la fábrica Italpisos (0,9 MMscf al día) y la fábrica Rialto (0,6 MMscf al día), es decir, se tiene un caudal de 3 537,50 m³(n)/h (Tabla 1).

Para calcular el diámetro y el espesor de la tubería se utilizan las fórmulas de Renouard al igual de como se hizo con el primer tramo de la red de distribución. En la *Tabla 9* se tienen los datos y resultados para el diseño del diámetro:

TRAMO 2: GRAIMAN → ITALPISOS		
Longitud del tramo, LE	2 010,00	m
Presión al inicio del tramo, P ₁	3,50	bar
Presión al final del tramo, P ₂	3,30	bar
Densidad relativa, d _r	0,56	
Caudal de GN	3 537,50	m ³ (n)/h
Coefficiente de linealidad, C _L	1,20	
Presión abs. al inicio del tramo, P ₁	4,49	bar
Presión abs. al final del tramo, P ₂	4,29	bar
Presión media, P _m	4,39	bar
Factor compresibilidad, Z	0,99	
Pérdida de presión, ΔP	200,00	mbar
Diámetro interno tubería, D	196,76	mm
Velocidad, v	7,80	m/s
Q/D	17,98	

Tabla 9: Diseño diámetro tramo-2. Graiman → Italpisos. FUENTE: Elaboración propia.

Y en la *Tabla 10* se tienen los resultados del espesor de la tubería del tramo que se diseña en el presente apartado:

TRAMO 2: GRAIMAN → ITALPISOS		
Diámetro interno tubería, D	196,76	mm
Resistencia mínima exigida, MRS	10,00	MPa
Presión máxima de operación, MOP	4,49	bar
Coefficiente de diseño, C	2,00	
Factor influencia temperatura, D _t	0,90	
Relación diámetro exterior y espesor, SDR	25,76	
Espesor tubería	8,28	mm

Tabla 10: Diseño espesor tramo-2. Graiman → Italtipis. FUENTE: Elaboración propia.

Con los valores obtenidos de diámetro y espesor de la tubería se selecciona el tipo de tubo que cumpla con las condiciones de diseño, trabajando con el fabricante plomyGAS. Según la *Tabla 8* el tipo de tubo adecuado es el tubo PE 100 de alta densidad DN **250** y con SDR de 11.

5.2.4 Tramo Italtipis hasta Rialto

Este tramo de tubería es el tercer y último tramo de la red distribución. Va desde la fábrica de Italtipis hasta la fábrica Rialto llegando a tener una longitud de 1,79 km, la diferencia de altura entre estas dos fábricas es de 48 metros, siendo la fábrica Rialto la que está a más altura (*Ilustración 12*). El caudal volumétrico de GN que debe circular por esta tubería es el necesario para cubrir la demanda de la fábrica Rialto (0,6 MMscf al día), es decir, se tiene trasiega un caudal volumétrico de 1 415,00 m³(n)/h (*Tabla 1*).

Para calcular el diámetro y el espesor de la tubería se utilizan las fórmulas de Renouard al igual de como se hizo con los otros dos tramos de la red de distribución. En la *Tabla 11* se tienen los datos y resultados para el diseño del diámetro:

TRAMO 3: ITALPISOS → RIALTO		
Longitud del tramo, LE	1 790,00	m
Presión al inicio del tramo, P ₁	3,30	bar
Presión al final del tramo, P ₂	3,00	bar
Densidad relativa, d _r	0,56	
Caudal de GN	1 415,00	m ³ (n)/h
Coefficiente de linealidad, C _L	1,20	
Presión abs. al inicio del tramo, P ₁	4,29	bar
Presión abs. al final del tramo, P ₂	3,99	bar
Presión media, P _m	4,14	bar
Factor compresibilidad, Z	0,99	
Pérdida de presión, ΔP	300,00	mbar
Diámetro interno tubería, D	126,47	mm
Velocidad, v	8,01	m/s
Q/D	11,19	

Tabla 11: Diseño diámetro tramo-3. Italtipis → Rialto. FUENTE: Elaboración propia.

Y en la *Tabla 12* se tienen los resultados del espesor de la tubería del tramo que se diseña en el presente apartado:

TRAMO 3: ITALPISOS → RIALTO		
Diámetro interno tubería, D	126,47	mm
Resistencia mínima exigida, MRS	10,00	MPa
Presión máxima de operación, MOP	4,29	bar
Coefficiente de diseño, C	2,00	
Factor influencia temperatura, D _t	0,90	
Relación diámetro exterior y espesor, SDR	26,92	
Espesor tubería	5,08	mm

Tabla 12: Diseño espesor tramo-3. Itaipis → Rialto. FUENTE: Elaboración propia.

Finalmente se selecciona el tipo de tubo del fabricante plomyGAS que cumpla las condiciones de diseño. Según la *Tabla 8* el tipo de tubo adecuado es el tubo PE 100 de alta densidad DN 160 y con SDR de 11.

5.2.5 Detalle de tramos de la red de distribución

En la *Tabla 13* se recoge los diámetros y espesores calculados y reales del trazado de la red de distribución según catálogo del fabricante.

TRAMO RED	PL. SATÉLITE → GRAIMAN	GRAIMAN → ITALPISOS	ITALPISOS → RIALTO	
Inicio Punto Kilométrico	0,00	2,70	4,71	km
Fin Punto Kilométrico	2,70	4,71	6,50	km
Caudal De Trasiego	7 546,67	3 537,50	1 415,00	m ³ (n)/h
Diámetro Interno Calculado	253,08	196,76	126,47	mm
Diámetro Interno Real Según Fabricante	257,80	204,60	130,80	mm
Diámetro Nominal Normalizado	DN 315	DN 250	DN 160	mm
Espesor Calculado	11,39	8,28	5,08	mm
Espesor Real Según Fabricante	28,60	22,70	14,60	mm
Velocidad de Flujo	9,51	7,80	8,01	m/s

Tabla 13: Detalle de tramos de tubería de red de distribución. FUENTE: Elaboración propia.

A lo largo de la red de distribución se tienen varios cruces especiales, como cruces de carreteras, cruce de ríos y campos de cultivo, por lo que se deberá realizar un recubrimiento a la tubería en función de las características que presente cada tipo de cruce. En la *Tabla 14* se detalla el punto kilométrico al que se encuentran los cruces especiales más destacados.

	DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO	PUNTO KILOMÉTRICO (km)	DISTANCIA DEL CRUCE ESPECIAL (m)	ALTITUD (m)
Pi. Satélite → Graiman	Planta Satélite GNL	0,00	-	2 491,00
	Cruce tierras cultivadas	0,66	40,00	2 483,00
	Cruce vía pública	1,65	12,00	2 469,00
	Cruce Río Machangara	2,00	15,00	2 466,00
Graiman → Italpisos	Fábrica Graiman	2,70	-	2 486,00
	Cruce vía pública	2,77	130,00	2 488,00
	Cruce vía pública	3,66	12,00	2 515,00
Italpisos → Rialto	Fábrica Italpisos	4,71	-	2 530,00
	Cruce vía pública	5,13	12,00	2 533,00
	Cruce vía pública	5,65	12,00	2 543,00
	Fábrica Rialto	6,50	-	2 578,00

Tabla 14: Cruces especiales de tubería de la red de distribución. FUENTE: Elaboración propia.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

En este apartado se realizará una estimación del valor de la inversión que tendría la planta satélite, para poder determinar la viabilidad económica que tendría la instalación. Mediante el cálculo del VAN (Valor Actual Neto) y de la TIR (Taza Interna de Retorno) se puede determinar los límites tanto superiores como inferiores dentro de los cuales la planta satélite sería económicamente viable. También se pretende hacer un análisis de sensibilidad de viabilidad basándose en función de los puntos muertos que determinan el criterio de tener un VAN nulo.

6.1 Inversión de la Planta Satélite

Para determinar cuánto sería el costo de la inversión que tendría la planta se procede a fijar precios de los equipos de los que se compone la planta (Tabla 15).

EQUIPOS DE LA PLANTA SATÉLITE DE GNL	CANTIDAD (unidad)	PRECIO UNITARIO (\$/unidad)	PRECIO TOTAL (\$)
Depósito de Almacenamiento	2,00	147 500,00	295 000,00
Vaporizador atmosférico de PPR	2,00	20 400,00	40 800,00
Vaporizador atmosférico de descarga	1,00	31 400,00	31 400,00
Regasificador de agua caliente	1,00	9 700,00	9 700,00
Bomba de agua caliente para Regasificador	2,00	6 077,14	12 154,28
Caldera del vaporizador	1,00	368 900,00	368 900,00
Estación de regulación y medida	1,00	33 000,00	33 000,00
Odorizador por contacto	1,00	2 500,00	2 500,00
Instalación de control	1,00	11 000,00	11 000,00
Instalación eléctrica	1,00	10 500,00	10 500,00
Extintor de PQS de 12 kg	3,00	43,51	130,52
Extintor de PQS de 25 kg	1,00	139,10	139,10
Extintor de PQS de 100 kg	29,00	403,41	11 698,89
Bombas de agua para rociadores	2,00	10 740,65	21 481,30
Depósito de agua contra incendio	1,00	9 500,00	9 500,00
Terreno del emplazamiento	1,00	82 500,00	82 500,00

EQUIPOS DE LA PLANTA SATÉLITE DE GNL	CANTIDAD (unidad)	PRECIO UNITARIO (\$/unidad)	PRECIO TOTAL (\$)
Obra civil de cubetos	1,00	14 200,00	14 200,00
Instalación, montaje y puesta en marcha	1,00	39 000,00	39 000,00
Estudio de seguridad y salud	1,00	1 200,00	1 200,00
Camión cisterna	4,00	280 000,00	1 120 000,00
SUB-TOTAL:			2 114 804,09

Tabla 15: Presupuesto planta satélite de GNL. FUENTE: (Process-Equipment-Cost, 2014)

6.2 Inversión de la red de distribución

La red de distribución tendrá un valor de inversión en función de la longitud y del diámetro de la tubería de los que está compuesta la red de distribución. Una estimación aceptable es usar un precio de **20 \$/pulgada/m**. En la *Tabla 16* se aprecia la inversión necesaria que conlleva la red de distribución de gas natural.

RED DE DISTRIBUCIÓN DE GN	Diámetro tubería (pulgadas)	Longitud tubería (m)	PRECIO UNITARIO (\$/pulgada/m)	PRECIO TOTAL (\$)
PL. SATÉLITE → GRAIMAN	12,40	2700,00	20,00	669 685,04
GRAIMAN → ITALPISOS	9,84	2010,00	20,00	395 669,29
ITALPISOS → RIALTO	6,30	1790,00	20,00	225 511,81
SUB-TOTAL:				1 290 866,14

Tabla 16: Presupuesto red de distribución de GN. FUENTE: Elaboración propia.

6.3 Inversión total del proyecto

Teniendo en cuenta los costes de inversión necesarios de la planta satélite y la red de distribución, se obtiene un valor de inversión total del proyecto reflejado en la tabla.

PRESUPUESTO PROYECTO	VALOR TOTAL (\$)
PRESUPUESTO PLANTA GNL	2 114 804,09
PRESUPUESTO RED GN	1 290 866,14
INVERSIÓN TOTAL:	3 405 670,23

Tabla 17: Inversión total del proyecto. FUENTE: Elaboración propia.

6.4 Estimación de costos

Se distinguen dos tipos de costos: fijos y variables. Siendo los costos fijos, los que siempre están presentes, sea cual sea el nivel de demanda. Y los costos variables son los que dependen necesariamente de la demanda que exista.

6.4.1 Costos fijos

Son todos aquellos que no dependen del volumen de actividad: servicios básicos, sueldos y gastos administrativos varios, como mantenimientos, etc. Además de los permisos anuales de la compañía en su proporcional por este rubro. Se ha considerado como costes fijos el **1%** del valor de la inversión total del proyecto, es decir **34 056,70 \$/año**.

6.4.2 Costos variables

Los costos variables son los costos de compra del GNL y el coste que conlleva el transporte del GNL desde la planta de licuefacción (localidad de Bajo Alto) hasta la planta satélite de GNL en la ciudad de Cuenca. El precio de compra se lo ha estimado en base al informe anual de Petroecuador del 2012, que da a conocer que el precio del gas natural en el primer año será **5,31 \$/MMBtu**. Posteriormente el precio de compra de gas natural tendrá un incremento anual del **5,00 %**, este incremento se estima basándose en la inflación de Ecuador que según el Banco Central de Ecuador en el mes de agosto del 2016 fue de **1,42 %** (Banco-Central, 2016).

Los costos de transporte del GNL fueron estimados en base al costo que tiene el transporte de GLP mediante camiones cisterna. Este costo promedio es de **4,60 \$/m³** de GNL, es decir, **0,239 \$/MMBtu** de gas natural.

6.5 Ingresos

Los ingresos que tendrá el proyecto son la venta del gas natural a las empresas suministradas. La tarifa se la ha determinado en base a una noticia nacional referente a un convenio entre la empresa estatal Petroecuador y una fábrica industrial. Este precio es de **300,00 \$/ton** de gas natural, es decir, **6,09 \$/MMBtu**.

6.6 Proyección del flujo de caja

Para el desarrollo del análisis económico del proyecto, ciertos datos se han supuesto, como es el caso de la vida útil que tendrá la planta satélite, el aumento anual de la demanda de gas natural, las necesidades operativas de fondos (NOF) y los impuestos, estos valores se muestran en la *Tabla 18*.

Vida útil de la planta satélite	30 años
Aumento de la demanda por año	3,00%
Impuesto	30,00%
NOF	1,00%
Inversión total	3 405 670,23 \$

Tabla 18: Datos para análisis de flujo de caja. FUENTE: Elaboración propia.

Con la inversión total y la vida útil de la planta satélite se puede obtener la cuota de amortización anual que tendrá el proyecto que se extiende a 30 periodos del ejercicio, el resultado es de **113 522,34 \$/año**. En función de los ingresos por ventas, costes del proyecto y de la demanda prevista se presenta el flujo de caja para el primer año y los 29 siguientes (*Tabla 19*).

Años para cálculo del FCF	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Ingresos	0,00	7.163.549,57	7.747.378,86	8.378.790,23	9.061.661,64	9.800.187,06	10.598.902,31	11.462.712,85	12.396.923,94
Coste de compra de GN variable	0,00	-6.248.409,54	-6.757.654,91	-7.308.403,79	-7.904.038,70	-8.548.217,85	-9.244.897,61	-9.998.356,76	-10.813.222,84
Costes transporte de GN variable	0,00	-281.574,52	-290.021,75	-298.722,41	-307.684,08	-316.914,60	-326.422,04	-336.214,70	-346.301,14
Costes operativos y de mantenimiento fijos	0,00	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70
Cuota de amortización	0,00	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34
Beneficio operativo neto	0,00	485.986,47	552.123,15	624.084,99	702.359,82	787.475,56	885.998,64	980.562,34	1.089.820,92
Impuestos	0,00	-145.795,94	-165.636,94	-187.225,50	-210.707,95	-236.242,67	-295.799,59	-294.168,70	-326.946,28
BDI	0,00	340.190,53	386.486,20	436.859,50	491.651,87	551.232,90	690.199,05	686.393,64	762.874,64
más: amortización	0,00	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34
Menos: CAPEX	3.405.670,23								
+/- VAR. NOF	0,00	-5.838,29	-6.314,11	-6.828,71	-7.385,25	-7.987,15	-8.638,11	-9.342,11	-10.103,49
FCF	3.405.670,23	447.874,58	493.694,43	543.553,12	597.788,96	656.768,08	795.083,28	790.573,87	866.293,49

Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19
13.407.273,24	14.499.966,01	15.681.713,24	16.959.772,87	18.341.994,36	19.836.866,90	21.453.571,56	23.202.037,64	25.093.003,70	27.138.083,51	29.349.837,31
-11.694.500,50	-12.647.602,29	-13.678.381,88	-14.793.170,00	-15.998.813,36	-17.302.716,65	-18.712.888,05	-20.237.988,43	-21.887.384,49	-23.671.206,32	-25.600.409,64
-356.690,18	-367.390,88	-378.412,61	-389.764,99	-401.457,94	-413.501,67	-425.906,72	-438.683,93	-451.844,44	-465.399,78	-479.361,77
-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70
-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34
1.208.503,52	1.337.393,80	1.477.339,71	1.629.258,84	1.794.144,03	1.973.069,54	2.167.197,74	2.377.786,24	2.606.195,73	2.853.898,37	3.122.486,86
-362.551,06	-401.218,14	-443.201,91	-488.777,65	-538.243,21	-591.920,86	-650.159,32	-713.335,87	-781.858,72	-856.169,51	-936.746,06
845.952,47	936.175,66	1.034.137,80	1.140.481,19	1.255.900,82	1.381.148,68	1.517.038,42	1.664.450,37	1.824.337,01	1.997.728,86	2.185.740,80
113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34
-10.926,93	-11.817,47	-12.780,60	-13.822,21	-14.948,73	-16.167,05	-17.484,66	-18.909,66	-20.450,80	-22.117,54	-23.920,12
948.547,88	1.037.880,53	1.134.879,54	1.240.181,32	1.354.474,43	1.478.503,97	1.613.076,10	1.759.063,05	1.917.408,56	2.089.133,66	2.275.343,03

Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30
31.741.849,05	34.328.809,75	37.126.607,75	40.152.426,28	43.424.849,02	46.963.974,21	50.791.538,11	54.931.048,47	59.407.928,92	64.249.675,13	69.486.023,65
-27.686.843,02	-29.943.320,73	-32.383.701,37	-35.022.973,03	-37.877.345,33	-40.964.348,98	-44.302.943,42	-47.913.633,30	-51.818.594,42	-56.041.809,86	-60.609.217,37
-493.742,62	-508.554,90	-523.811,55	-539.525,89	-555.711,67	-572.383,02	-589.554,51	-607.241,15	-625.458,38	-644.222,13	-663.548,80
-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70	-34.056,70
-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34	-113.522,34
3.413.684,37	3.729.355,08	4.071.515,79	4.442.348,31	4.844.212,97	5.279.663,17	5.751.461,14	6.262.594,97	6.816.297,07	7.416.064,08	8.065.678,44
-1.024.105,31	-1.118.806,52	-1.221.454,74	-1.332.704,49	-1.453.263,89	-1.583.898,95	-1.725.438,34	-1.878.778,49	-2.044.889,12	-2.224.819,23	-2.419.703,53
2.389.579,06	2.610.548,56	2.850.061,05	3.109.643,82	3.390.949,08	3.695.764,22	4.026.022,80	4.383.816,48	4.771.407,95	5.191.244,86	5.645.974,91
113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34	113.522,34
-25.869,61	-27.977,98	-30.258,19	-32.724,23	-35.391,25	-38.275,64	-41.395,10	-44.768,80	-48.417,46	-52.363,49	694.860,24
2.477.231,79	2.696.092,92	2.933.325,21	3.190.441,93	3.469.080,17	3.771.010,92	4.098.150,04	4.452.570,02	4.836.512,83	5.252.403,71	7.816.625,58

Tabla 19: Proyección del flujo de caja. FUENTE: Elaboración propia.

6.7 Coste medio ponderado de capital, WACC

Para determinar este valor es necesario disponer de una serie de datos. Uno de estos datos es estimar que el β es igual a **0,90** (β es la cantidad de riesgo con respecto al Portafolio de Mercado), otro dato es considerar que el proyecto se financiará con deuda en un **50 %**.

Coste Deuda, para determinar este coste, tendremos en cuenta el tipo de interés aplicado por las entidades de crédito aplicado en operaciones a más de 10 Años, y también se considera el IPC de Ecuador del año 2016 (INEC, 2014).

Interés por entidades de Crédito	10,00
IPC de Ecuador	3,70
Coste de Deuda	13,70

Tabla 20: Coste de deuda del proyecto. FUENTE: (INEC, 2014)

Interés sin Riesgo, debido a la crisis en los últimos años se observa que hay una tendencia de aumento de los préstamos hipotecarios de alto riesgo, por lo que se prevé que seguirá en aumento. El interés sin riesgo se pronostica que estará entre 4,5 % y 5,0 % para los próximos años, por lo que para el análisis del proyecto se considerará un interés sin riesgo del **4,5 %**.

Rentabilidad del Mercado, para este valor se toma el de la rentabilidad por dividendo para el año 2015, que según cotización de Enagás es de **4,71 %** (*Tabla 21*).

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BPA (en €)	1,53	1,59	1,69	1,68	1,70	1,83	1,72	1,75
Rentabilidad por dividendo	3,73%	3,96%	4,53%	4,63%	4,71%	4,90%	6,02%	6,15%
Dividendo neto (en €)	0,99	1,11	1,27	1,30	1,32	1,37	1,33	1,36
PER (veces)	9,34	10,15	11,24	15,62	16,48	15,33	12,89	12,63
Beneficio neto (millones de €)	364,70	379,50	403,20	400,61	406,32	436,18	409,50	418,15
Deuda neta (millones de €)	3.450,59	3.599,00	3.772,70	3.913,93	3.846,00	3.678,87	2.953,65	2.619,50
Valor de los activos (por número de acciones)	7,80	8,40	8,95	9,31	9,75	10,21	0,00	0,00
Ebitda (millones de €)	885,60	934,30	1.028,10	967,11	935,15	927,24	959,15	955,30
Rentabilidad sobre recursos propios	19,62%	18,93%	18,87%	18,01%	17,46%	17,92%	0,00%	0,00%
EV / Ebitda (veces)(*)	7,75	7,98	8,08	10,51	11,27	11,19	8,58	8,26

Tabla 21: Rentabilidad del Mercado. FUENTE: (El_Economista, 2016)

Con estos valores anteriormente mencionados podemos proceder a calcular el modelo de valoración de activos financieros (CAPM, K_e) que representa un dato fundamental para el cálculo de WACC para nuestro ejercicio. El resultado obtenido es:

$$K_e = 6,03 \%$$

Ya obtenido todos los valores necesarios para calcular el WACC (Coste Medio Ponderado de Capital), se procede al cálculo del mismo, en la *Tabla 22* se recoge los datos utilizados, así como el valor del WACC.

Beta, β	0,90
Coste Deuda	13,70
Impuesto	30,00 %
Intereses sin Riesgo	4,50
Rentabilidad del mercado	4,71
Ke	6,03 %
Financiar con Deuda	50,00 %
Deuda	1 719 863,47
Fondos Propios	1 685 806,76
Deuda + Fondos Propios	3 405 670,23
WACC	7,83 %

Tabla 22: Coste medio ponderado de capital, WACC. Elaboración propia.

6.8 Valor actual neto, VAN

Con una tasa de descuento del **7,83 %**, el VAN del proyecto calculado con un flujo proyectado a 30 años es de **12 376 576,44 \$**, lo que significa que los inversionistas recuperan su inversión y generan rentabilidad.

6.9 Tasa Interna de retorno, TIR

La TIR, dado el flujo proyectado a 30 años, es del **22,41 %**, lo que significa que es un proyecto viable que sería aprobado por la Matriz por ser mayor al **7,83 %** requerido por los accionistas.

6.10 Análisis de sensibilidad

En este apartado se procede a hacer distintos análisis de sensibilidad, mediante los cuales se pueda observar las variaciones que puede presentar el VAN en distintas situaciones económicas. Realizando un análisis de punto muerto de la inversión de la planta satélite, se obtuvo que el VAN es nulo para un valor de la inversión de **18 072 154,20 \$**, y para valores mayores a este, el VAN es negativo.

Para el caso de análisis de punto muerto del coste de mantenimiento se tiene que el VAN es nulo cuando el coste de mantenimiento es de **1 579 153,10 \$**. Y para valores menores a este, el VAN tiende a ser positivo. De igual forma se ha realizado el análisis de punto muerto del coste de compra del GN, dando como resultado que el VAN es nulo para un coste de compra de **5,827 \$** y que para valores menores a este el VAN es negativo. Finalmente, para el caso del análisis de punto muerto del precio de venta se tiene que el VAN es nulo para precios de venta igual a **5,57 \$** y que para valores menores a este el VAN empieza a ser negativo.

VAN	Precio de Venta del GN (\$/MMBtu)							
	12.376.576	4,5	5	5,5705284	6	6,087701	6,5	7
3,50	17.709.594,46	29.675.225,63	43.328.692,60	53.606.487,97	55.705.283,61	65.572.119,14	77.537.750,32	
4,00	5.740.339,16	17.705.970,33	31.359.437,30	41.637.232,68	43.736.028,32	53.602.863,85	65.568.495,02	
4,50	- 6.228.916,13	5.736.715,04	19.390.182,01	29.667.977,38	31.766.773,02	41.633.608,56	53.599.239,73	
5,00	- 18.198.171,43	- 6.232.540,25	7.420.926,71	17.698.722,09	19.797.517,73	29.664.353,26	41.629.984,43	
5,31	- 25.619.109,71	- 13.653.478,54	- 11,57	10.277.783,81	12.376.579,45	22.243.414,98	34.209.046,15	
5,50	- 30.167.426,72	- 18.201.795,55	- 4.548.328,58	5.729.466,80	7.828.262,43	17.695.097,97	29.660.729,14	

VAN del	VAN	Precio de Venta del GN (\$/MMBtu)						
		5,82702	- 37.995.688,26	- 26.030.057,09	- 12.376.590,12	- 2.098.794,75	0,89	9.866.836,42
6,00	- 42.136.682,02	- 30.171.050,84	- 16.517.583,87	- 6.239.788,50	- 4.140.992,86	5.725.842,67	17.691.473,85	

Tabla 23: Variación del VAN en función del Precio y Coste de GN. Elaboración propia.

En la *Tabla 23* se aprecia como varía el VAN según se tenga unos valores de precio de venta y de coste compra del GN. Se destacan 3 valores de la tabla (color rojo), el primero es que se tendría un VAN prácticamente nulo (-11,57 \$) cuando el coste de compra es el estimado (5,31 \$/MMBtu) y el precio de venta coincide con el precio crítico de punto muerto (5,57 \$/MMBtu). El segundo valor de la tabla es 0,89 \$, este valor corresponde a un VAN cuando el coste de compra es el crítico de punto muerto (5,827 \$/MMBtu) y el precio de venta coincide con el estimado (6,087 \$/MMBtu). Finalmente, el tercer valor (12 376 579,45 \$) corresponde al VAN en condiciones estimadas, es decir, un coste de compra de 5,31 \$/MMBtu y precio de venta 6,087 \$/MMBtu. Con los datos de la *Tabla 23* se ha realizado las curvas de VAN en función del precio de venta y el coste de compra del GN (Ilustración 13).

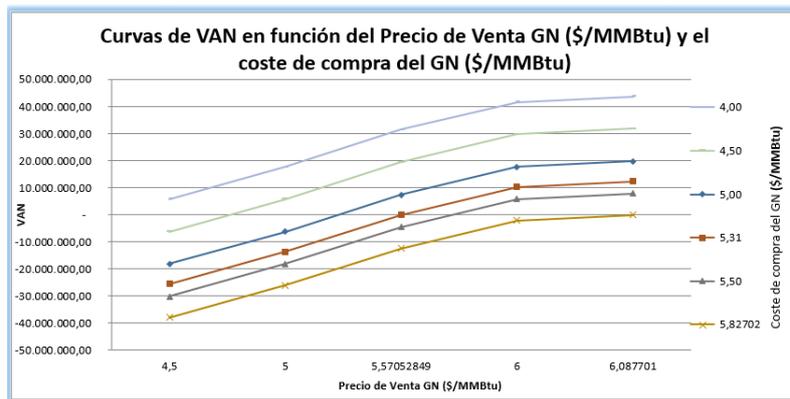


Ilustración 13.- Curvas del VAN en función del Precio y Coste de GN. FUENTE: Elaboración propia.

En la Ilustración 14 y la Ilustración 15 se aprecia como el VAN pasa de ser negativo a ser positivo, es decir, se produce una transición de no viabilidad a viabilidad del proyecto, conforme el precio de venta de GN va aumentando su valor.



Ilustración 14.- VAN en función de la variación del Precio a un Coste de GN de 5,31 \$/MMBtu. FUENTE: Elaboración propia.

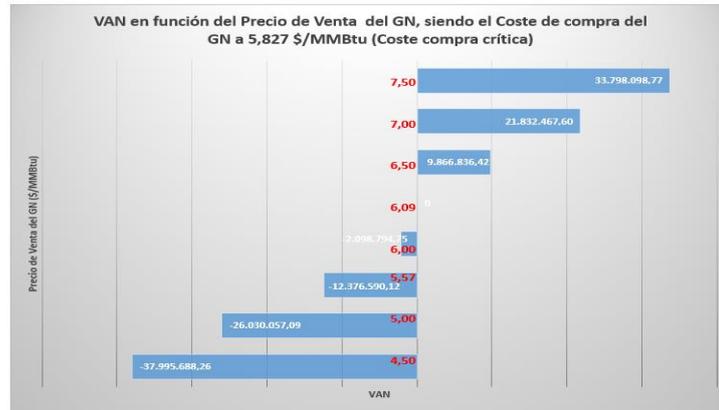


Ilustración 15.- VAN en función de la variación del Precio a un Coste de GN de 5,827 \$/MMBtu. FUENTE: Elaboración propia.

En la *Tabla 24* se puede observar como varía el VAN según se tenga unos valores de precio de venta de GN y de coste transporte del GNL. Se destacan 3 valores de la tabla (color rojo), el primero es que se tendría un VAN prácticamente nulo (-14,20 \$) cuando el coste de transporte es el estimado (4,60 \$/m³) y el precio de venta coincide con el precio crítico de punto muerto (5,57 \$/MMBtu). El segundo valor de la tabla es 2,97 \$, este valor corresponde a un VAN cuando el coste de transporte es el crítico de punto muerto (23,269 \$/m³) y el precio de venta coincide con el estimado (6,087 \$/MMBtu). Finalmente, el tercer valor (12 376 579,45 \$) corresponde al VAN en condiciones estimadas, es decir, un coste de transporte de GNL de 4,60 \$/m³ y precio de venta 6,087 \$/MMBtu. Con los datos de la *Tabla 24* se ha realizado las curvas de VAN en función del precio de venta del GN y el coste de transporte del GNL (Ilustración 16).

Costo de transporte del GNL (\$/m ³)	VAN	Precio de Venta del GN (\$/MMBtu)					
		4	4,5	5,57052838	6	6,087701	6,5
3,50	12.376.576	-36855497,41	-24889866,24	729229,27	11007027,28	13105822,91	22972658,45
4,00		-37186971,72	-25221340,55	397754,96	10675552,97	12774348,61	22641184,14
4,600		-37584740,88	-25619109,71	-14,20	10277783,81	12376579,45	22243414,98
10,00		-41164663,36	-29199032,19	-3579936,68	6697861,33	8796656,97	18663492,50
15,000		-44479406,39	-32513775,22	-6894679,71	3383118,29	5481913,93	15348749,47
20,000		-47794149,43	-35828518,26	-10209422,75	68375,26	2167170,90	12034006,43
23,2690		-49961317,35	-37995686,18	-12376590,67	-2098792,67	2,97	9866838,51
25,00		-51108892,46	-39143261,29	-13524165,78	-3246367,78	-1147572,14	8719263,40
30,00		-54423635,50	-42458004,33	-16838908,82	-6561110,81	-4462315,17	5404520,36

Tabla 24: Variación del VAN en función del Precio y Coste de transporte del GNL. FUENTE: Elaboración propia.

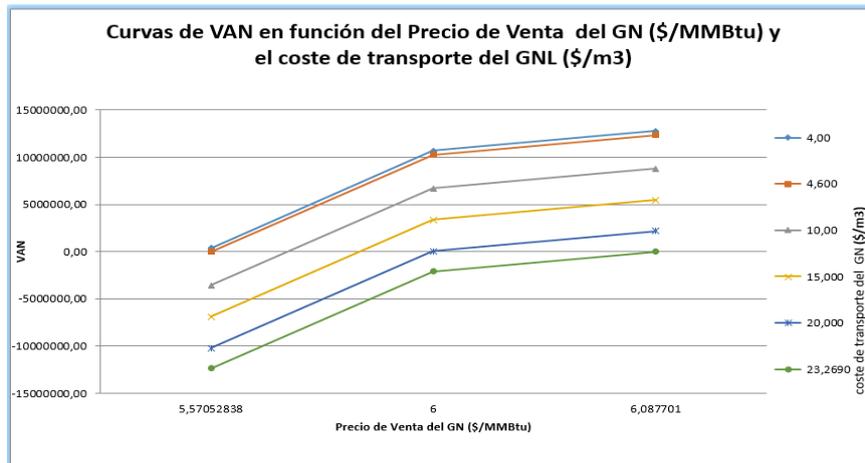


Ilustración 16.- Curvas del VAN en función del Precio y Coste de transporte de GNL. FUENTE: Elaboración propia.

En la *Tabla 25* se puede tener como varía el VAN según se tenga unos valores de precio de venta y de demanda de GN. Se destacan 3 valores de la tabla (color rojo), el primero es que se tendría un VAN prácticamente nulo (24,57 \$) cuando la demanda de GN es la estimada (1 176 724,96 MMBtu/año) y el precio de venta coincide con el precio crítico de punto muerto (5,57 \$/MMBtu). El segundo valor de la tabla es -4,24 \$, este valor corresponde a un VAN cuando la demanda de GN es la crítica de punto muerto (238 534,29 MMBtu/año) y el precio de venta coincide con el estimado (6,087 \$/MMBtu). Finalmente, el tercer valor (12 376 555,52 \$) corresponde al VAN en condiciones estimadas, es decir, una demanda de GN de 1 176 724,96 MMBtu/año y precio de venta 6,087 \$/MMBtu. Con los datos de la *Tabla 25* se ha realizado las curvas del VAN en función del precio de venta y la demanda del GN (Ilustración 17).

Demanda de GN (MMBtu/año)	VAN	Precio de Venta del GN (\$/MMBtu)					
	12.376.576,44	4	4,5	5,57053	6	6,0877	6,5
20000,00	12.376.576,44	-8999930,81	-6966213,24	-2611901,88	-865060,51	-508346,44	1168657,07
238534,29	238534,29	-10127674,38	-7702117,51	-2508854,73	-425446,92	-4,24	2000109,95
500000,00	500000,00	-17779723,87	-12695429,93	-1809651,54	2557451,90	3449237,06	7641745,84
700000,00	700000,00	-23632919,24	-16514907,72	-1274817,97	4839126,84	6087626,06	11957138,36
1000000,00	1000000,00	-32412712,29	-22244124,41	-472567,63	8261639,25	10045209,56	18430227,13
1176724,96	1176724,96	-37584740,88	-25619109,71	24,57	10277783,81	12376555,52	22243414,98
1300000,00	1300000,00	-41192505,35	-27973341,10	329682,71	11684151,65	14002793,06	24903315,90
1400000,00	1400000,00	-44119103,03	-29883079,99	597099,49	12824989,12	15321987,56	27061012,16
1500000,00	1500000,00	-47045700,72	-31792818,89	864516,28	13965826,59	16641182,06	29218708,42

Tabla 25: Variación del VAN en función del Precio y de la demanda de GN. FUENTE: Elaboración propia.

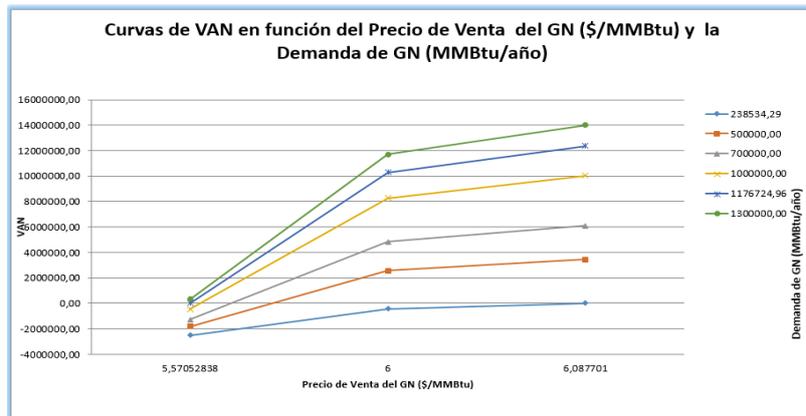


Ilustración 17.- Curvas del VAN en función del Precio y de la demanda de GN. FUENTE: Elaboración propia.

En la Ilustración 18 se aprecia la transición que sufre el VAN cuando el precio de venta de GN aumenta su valor, mientras la demanda de GN es la estimada (1 176 724,96 MMBtu/año). Y en la Ilustración 19 se tiene la transición del VAN según el precio de venta de GN aumenta, manteniéndose la demanda en su valor crítico de 238 534,29 MMBtu/año.

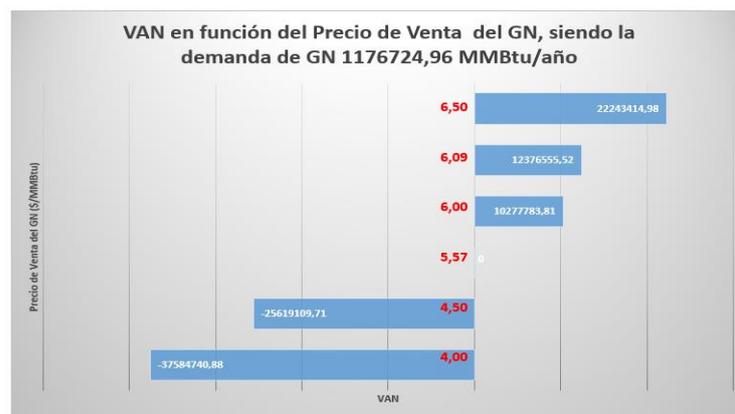


Ilustración 18.- VAN en función de la variación del Precio con una demanda de 1 176 724,96 MMBtu/año. FUENTE: Elaboración propia.

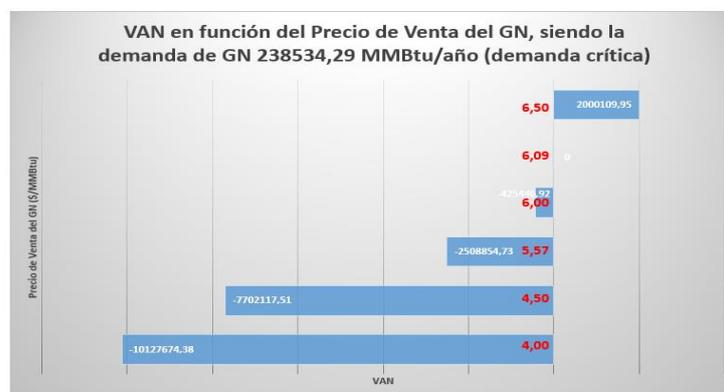


Ilustración 19.- VAN en función de la variación del Precio con una demanda de 238 534,29 MMBtu/año. FUENTE: Elaboración propia.

En la Ilustración 20 se puede ver la transición que sufre el VAN cuando la demanda de GN aumenta, mientras que el precio de venta de GN es el estimado (6,09 \$/MMBtu).



Ilustración 20.- VAN en función de la variación de la demanda con precio de venta de 6,09 \$/MMBtu. FUENTE: *Elaboración propia.*

En la Ilustración 21 se ve la transición que sufre el VAN cuando la demanda de GN aumenta, mientras que el precio de venta de GN es el precio de venta crítico (5,57 \$/MMBtu).



Ilustración 21.- VAN en función de la variación de la demanda con precio de venta de 5,57 \$/MMBtu. FUENTE: *Elaboración propia.*

7. CONCLUSIONES

Luego de haber realizado las investigaciones respectivas y tomando en consideración el flujo de caja proyectado, VAN, TIR del proyecto, condiciones de la industria y del país de Ecuador se concluye que de darse los ingresos proyectados, precio y tarifa, el proyecto de comercialización de GNL es viable para la planta satélite, siendo un proyecto rentable y 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 Ecuatoriano no se ha pronunciado formalmente en la forma de la comercialización, precios del GN y lo más importante si se manejará como la comercialización de GLP, es decir, en base a una tarifa regulada.

En vista de la disponibilidad de terreno existente en los predios de la planta satélite de GNL y de la tendencia actual de crecimiento de la demanda de gas natural en Ecuador, se prevé que en un futuro se podría realizar una ampliación de las instalaciones de la planta satélite. Esta ampliación consistiría en un depósito de almacenamiento de GNL con sus respectivos sistemas auxiliares, como son un vaporizador de PPR, un Regasificador de agua caliente, cubeto de contención, instalación de rociadores contra incendio, entre otros. Todos estos equipos se localizarían en la zona oeste de los terrenos de la planta satélite, junto a los cubetos actuales de la planta.

BIBLIOGRAFÍA

- Banco-Central. (2016). *Indicadores Inflación Ecuador*. Obtenido de https://contenido.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=inflacion. Consultado en 23/08/2016.
- bp-Group. (2016). *bp Global*. Obtenido de www.bp.com/statisticalreview Consultado en 23/08/2016.
- Carvajal, P. (2013). *Balance Energético Nacional 2013*. Quito: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.
- Checa, S. (2011). *Proyecto de comercialización de gas natural licuado en empresa comercializadora de gas licuado de petróleo*. Guayaquil.
- El_Economista. (2016). *El Economista*. Obtenido de <http://www.economista.es/empresa/ENAGAS/recomendaciones-consenso> Consultado en 16/09/2016.
- EP-PetroEcuador. (2012). *EP PetroEcuador*. Obtenido de <http://www4.eppetroecuador.ec:8500/sistemanoticias/noticias/2012-013%20DESCUBREN%20NUEVAS%20RESERVAS%20DE%20GAS%20NATURAL%20EN%20COSTA%20ECUATORIANA.pdf> Consultado en 06/11/2016.
- INDOX-Energy-Systems. (2016). *INDOX Energy Systems*. Obtenido de <http://www.indox.com/> Consultado en 08/08/2016.
- INEC. (2014). *Instituto Nacional de Estadística y Censos*. Obtenido de <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/indice-de-precios-al-consumidor/> Consultado en 26/09/2016.
- Petroecuador-EP. (2014). *Petroecuador EP*. Obtenido de <http://www.petroamazonas.gob.ec/producciongasnatural/> Consultado en 06/11/2016.
- PLOMYPLAS. (2016). *PLOMYPLAS*. Obtenido de <https://plomyplas.wordpress.com/> Consultado en 24/09/2016.
- Process-Equipment-Cost. (2014). *Matches Process Equipment Cost Estimates*. Obtenido de <http://www.matche.com/equipcost/Default.html> Consultado en 26/09/2106.