

**Universidad de Cienfuegos.
Facultad de Ingeniería.**

**Tesis en opción al Título de:
Master en Eficiencia Energética.**

***Título:** Evaluación económica sobre la sustitución del Fuel Oil por Gas Natural Licuado (GNL) en la generación de electricidad para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).*

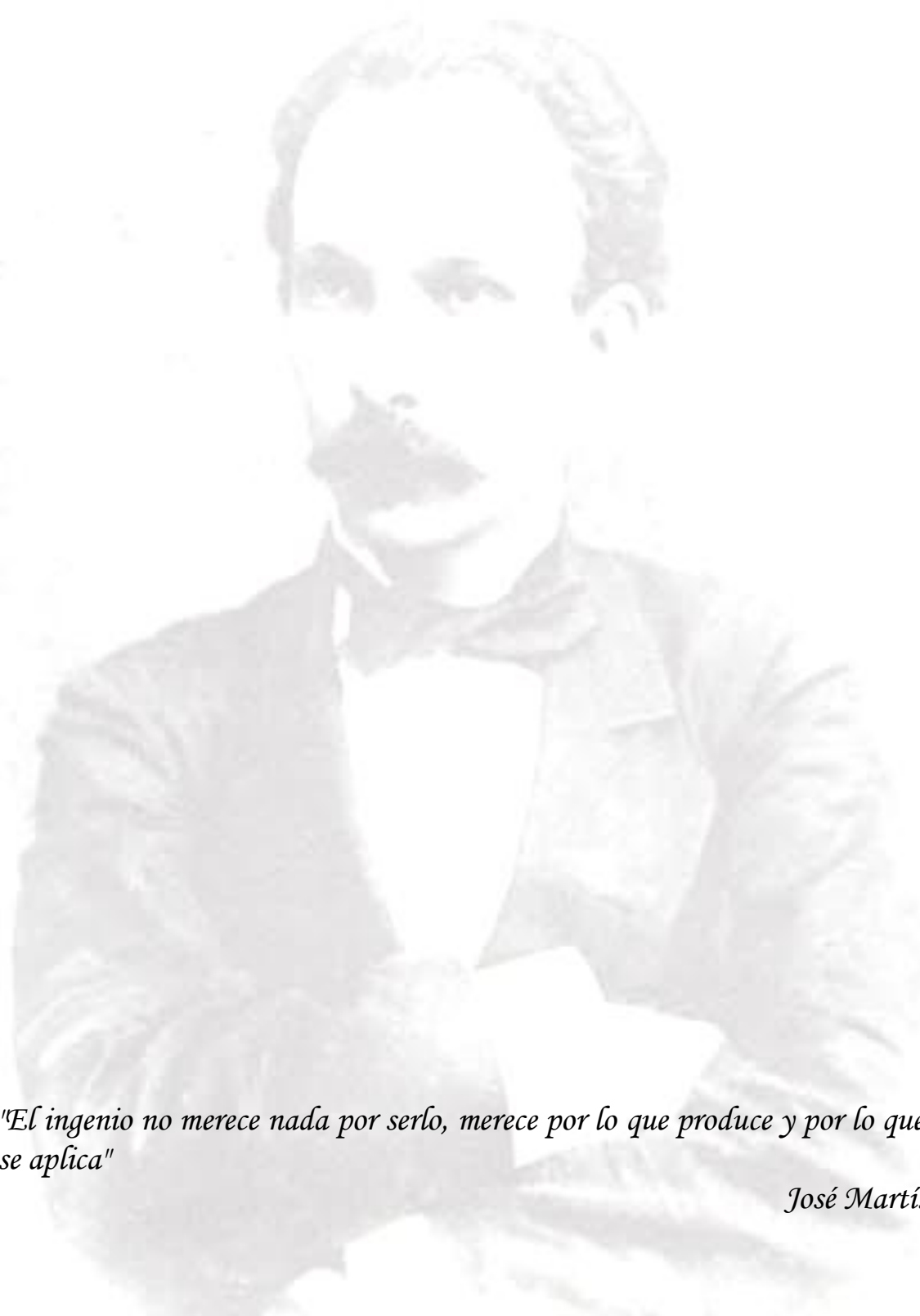
***Autor:** Ing. Alexis Beltrán Pino.*

***Tutor(es):** Dr. Mario Antonio Álvarez Guerra.*

Dr. Félix González Pérez.

“Cienfuegos, 2015”





"El ingenio no merece nada por serlo, merece por lo que produce y por lo que se aplica"

José Martí.

Agradecimientos

A mi Madre por su apoyo incondicional.

A mi esposa por su eterno apoyo y ayuda en todo momento.

A mis hijas Yoselin y Delenys por ser los motores impulsores que me llevan a superarme constantemente.

A Félix Ramón Martínez por su ayuda y enseñanza dejada.

A mis compañeros/as de trabajo por brindarme ayuda para poder realizar este trabajo.

A mi tutor por su ayuda y las enseñanzas transmitidas.

A todos mi eterna gratitud.

Dedicatoria

A mi Madre que siempre me guía, me aconseja y me ama con la vida.

A mis hijas Delenys y Yoselin que las amo más que a todo en esta vida.

A mi esposa por su amor y apoyo ilimitado.

*A mi Padre, que estaría muy orgulloso por este logro dentro de mi vida
profesional e intelectual.*

A mi tía Belén por ayudarme en los momentos que más necesitaba.

Resumen

El presente trabajo de investigación, tiene como objeto de estudio presentar el análisis económico a partir de la inclusión del Gas Natural Licuado (GNL) en la producción de electricidad partiendo de variantes derivadas de la propuesta de implementación de un nuevo esquema de operaciones tomando como base de estudio el proyecto de ingeniería y construcción de una planta de regasificación.

El trabajo se estructura en tres capítulos. En el Capítulo 1 “Marco Teórico Referencial”, se realiza un estudio en relación con los diferentes enfoques sobre las temáticas referidas a las Tecnologías para la Generación de electricidad, la eficiencia energética en la generación y el Gas Natural Licuado, para dar respuesta a los objetivos de la investigación. En el Capítulo 2 “Propuesta de un esquema para generación de electricidad a partir del empleo del Gas Natural Licuado.”, se presenta la propuesta de un nuevo esquema para la utilización del GNL en la generación de electricidad y las posibles variantes a implementar, derivadas de un proyecto de ingeniería y construcción de una planta de regasificación. En el Capítulo 3 “Evaluación Económica de la propuesta de generación a partir de la sustitución de combustibles.”, se expone la evaluación económica y los resultados que le brinda al país la propuesta de sustitución de combustibles para la generación eléctrica, partiendo de las variantes de análisis, derivadas de la proposición del nuevo esquema para la producción de electricidad.

Los resultados de esta investigación brindaran al país una herramienta para la toma de decisiones futuras con relación al esquema de generación del Sistema Eléctrico Nacional.

Abstract

The present work of investigation, it has as object of study present the economic analysis from the incorporation of the Liquefied natural gas (LNG) in the production of electricity departing from variants derived from the offer of implementation of a new scheme of operations taking as a base of study the project of engineering and construction of a plant of regasification. The work is structured in three chapters. In the Chapter 1 "Theoretical Framework", a study is realized in relation by the different approaches on the subject matters referred to the Technologies for the Generation of electricity, the energy efficiency in the generation and the Liquefied natural gas, to give response to the aims of the investigation. In the Chapter 2 "Offer of a scheme for generation of electricity from the employment of the Liquefied natural gas.", one presents the offer of a new scheme for the utilization of the LNG in the generation of electricity and the possible variants to helping, derived from a project of engineering and construction of a plant of regasification. In the Chapter 3 "Economic Evaluation of the offer of generation from the substitution of fuels. ", there are exposed the economic evaluation and the results that there offers to him to the country the offer of substitution of fuels for the electrical generation, departing from the variants of analysis, derived from the proposition of the new scheme for the production of electricity.

The results of this investigation were offering to the country a tool for the capture of future decisions with relation to the scheme of generation of the Electrical System National.

Índice

	Pag.
Agradecimientos	II
Dedicatoria	III
Resumen	IV
Abstract	V
Introducción	1
Capítulo 1: Marco Teórico Referencial	3
1.1. Generación de energía eléctrica.	3
1.2. Tecnologías de Generación de Electricidad.	5
1.2.1. Funcionamiento de una Central Térmica.	5
1.2.2. Central Térmica Convencional.	5
1.2.3. Central Térmica de Gas.	6
1.2.4. Central Térmica de Ciclo Combinado.	7
1.3. Producción de electricidad mundial.	8
1.3.1. Resumen del comportamiento de la generación de electricidad en Cuba durante el 2013.	9
1.4. Eficiencia energética en la generación eléctrica.	11
1.5. Características del Gas Natural Licuado.	12
1.5.1. ¿Qué es el Gas Natural?	12
1.5.2. Usos del Gas Natural.	13
1.5.3. ¿Por qué resulta necesario licuar el Gas Natural?	14
1.5.4. Historia del GNL.	14
1.5.5. ¿Qué es el GNL?	16
1.5.6. Composición del Gas Natural y GNL.	16
1.5.7. Cadena de valor del GNL.	17
1.5.8. Impacto ambiental del gas natural.	19
1.6. Generación de electricidad con GNL.	20
1.7. Mercado del GNL. Panorámica en la región de las Américas.	21
1.7.1. Plantas de Licuefacción	21
1.7.2. Plantas de regasificación	22
1.8. Alternativas para Cuba.	22
1.8.1. Alternativa de importación desde Venezuela.	23
1.8.2. Alternativa de importación desde Trinidad y Tobago.	23

1.8.3. Alternativa de importación desde Perú.	25
1.8.4. Alternativa de importación desde Estados Unidos.	26
1.9. Evaluación técnico económica de Proyectos.	27
1.9.1. Métodos de Descuento.	29
1.9.2. Método costo del ciclo de vida.	32
1.10. Conclusiones parciales	34
Capítulo 2: Propuesta de un esquema para generación de electricidad a partir del empleo del Gas Natural Licuado.	35
2.1. Introducción.	35
2.2. Estructura general del sistema de generación eléctrica a implementar.	35
2.3. Proceso de importación del GNL.	36
2.4. Características de una Planta Regasificadora.	36
2.5. Descripción general del Proyecto de Planta de Regasificación	37
2.6. Descripción del proceso de regasificación.	40
2.7. Evaluación de las variantes tecnológicas para la planta regasificación.	44
2.8. Propuesta de las variantes de esquemas para la producción de electricidad.	47
2.8.1. Propuestas de variantes para esquemas de producción de electricidad.	48
2.9. Conclusiones parciales.	51
Capítulo 3: Evaluación de Impacto Ambiental.	52
3.1. Introducción.	52
3.2. Premisas.	52
3.3. Datos empleados en la realización de la evaluación económica para cada variante.	53
3.3.1. Mercado y Potencial de Producción.	53
3.3.2. Fuentes de financiamiento.	54
3.3.3. Desglose del valor de la inversión del Proyecto por objetos de obra.	55
3.3.4. Costo de inversión por variantes.	55
3.3.5. Elementos de costos tomados en cuenta para la evaluación económica de cada variante.	56
3.3.5.1. Para la operación de GNL:	56
3.3.5.2. Para el cálculo del beneficio país por la recuperación de potencia instalada y la nueva generación con la introducción del GNL:	56
3.3.5.3. Para el cálculo del beneficio país por la adquisición anual del	57

combustible.	
3.3.5.4. Para el cálculo del esquema de generación a partir de la inclusión del GNL.	57
3.4. Modelo matemático para el cálculo económico de las variantes de esquemas de generación a evaluar a partir de la inclusión del GNL para la producción de electricidad.	58
3.5. Resultados del cálculo sobre la factibilidad y la evaluación económica por la adquisición, recuperación de potencia instalada y la nueva generación con la introducción del GNL.	63
3.6 Conclusiones parciales.	66
Conclusiones Generales.	67
Recomendaciones.	68
Bibliografía.	69
Anexo # 1: Estudio Factibilidad. Flujo de Caja Rendimiento de la Inversión.	72
Anexo # 2: Resultados del cálculo por la adquisición, recuperación de potencia instalada y la nueva generación con la introducción del GNL.	74
Anexo # 3: Análisis de sensibilidad sobre el precio de compra del GNL para cada variante.	76

Introducción

El desarrollo de la humanidad ha ido dependiendo cada vez más del aprovechamiento de la energía en sus diferentes formas. Muchos siglos transcurrieron hasta el descubrimiento del uso del vapor de agua, la máquina de vapor y la electricidad, comenzando una era de acelerado avance tecnológico con nuevos descubrimientos y posibilidades en las fuentes ya conocidas, así comenzó el uso del petróleo y sus derivados, encontrándose la humanidad actualmente en un punto de altísimo desarrollo; y al mismo tiempo, de peligrosa dependencia de un recurso no renovable y con existencias limitadas, situación conocida como “crisis energética”. Expertos de la industria petrolera estiman que las reservas actuales sólo servirán para cubrir las necesidades de los próximos cuarenta años. Otros especialistas previeron este problema años atrás, pensando en que comenzaríamos a utilizar nuevas fuentes de energía, referidas a las energías renovables, que proveen una opción de abastecimiento interesante gracias a que permiten el aprovechamiento de los recursos locales suministrando energía a menores costos ambientales, en comparación con aquellas convencionales; además, son recursos capaces de renovarse ilimitadamente.

En Cuba, al igual que los países en vías de desarrollo, el gasto de energía aumenta sistemáticamente; sin embargo, no se cuenta con grandes recursos energéticos y tendremos que depender, aún por muchos años, del petróleo como fuente fundamental de energía. El reto hoy es lograr una mayor independencia energética mediante la utilización de todas las fuentes nacionales de energía, según se expresa en el Programa de Desarrollo de las Fuentes Nacionales de Energía del Gobierno Revolucionario.

La introducción del Gas Natural Licuado (GNL) como una de las alternativas de fuente de energía, permitirá al país un mayor desarrollo tecnológico, incrementar la experiencia en materia de generación eléctrica a partir del uso del mismo como fuente primaria, permitiendo alcanzar un esquema de generación de electricidad más eficiente que incrementará la fiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Hay que significar que la energía eléctrica que se genera a partir del gas natural como combustible, es energía eléctrica que deja de generarse con petróleo (crudo nacional) y Fuel Oil importado, disminuyendo el consumo de estos importantes portadores energéticos, reduciéndose la contaminación ambiental.

En la Resolución Económica del V Congreso del Partido Comunista de Cuba se plantea: "La eficiencia es por tanto, el objetivo central de la Política Económica pues constituye una de las mayores potencialidades con que cuenta el país. Hacer un mejor uso de los recursos, elevar la productividad del trabajo, alcanzar mejores resultados con menos costos tendrán efectos positivos en nuestro balance financiero, facilitando la participación en el comercio internacional y en el acceso a los mercados de capital o inversiones".

Teniendo en cuenta estos antecedentes, se asume como **problema científico**:

La falta de un estudio técnico económico que brinde la evaluación de variantes para la generación de electricidad con fuentes menos contaminantes, menos costosas y más eficientes, que mitiguen los altos costos de obtención del fuel oil que hoy encarecen la producción de electricidad destinada a satisfacer el sector industrial y residencial dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

La **Hipótesis** planteada para la investigación:

La Evaluación económica sobre la sustitución del fuel oil por el Gas Natural Licuado (GNL), permitirá al país el análisis de variantes de utilización de esta fuente; que propicien un nuevo esquema de generación eléctrica, menos contaminante, más eficiente y menos costoso para el Sistema Eléctrico Nacional.

En ese sentido el **Objetivo General** que persigue este trabajo es:

Realizar la Evaluación económica a partir de la inclusión del Gas Natural Licuado (GNL) en la producción de electricidad partiendo de variantes derivadas de la propuesta de implementación de un nuevo esquema de operaciones en el Sistema Eléctrico Nacional.

Con los **Objetivos Específicos** siguientes:

1. Conocer el estado del arte y de la práctica sobre las temáticas referidas a Tecnologías para la Generación de electricidad, la eficiencia energética en la generación y el Gas Natural Licuado.
2. Presentar la propuesta de un nuevo esquema para la utilización del GNL en la generación de electricidad partiendo de variantes derivadas de un proyecto de ingeniería y construcción de una planta de regasificación.
3. Evaluar el impacto económico por la sustitución de combustibles para la generación eléctrica partiendo de las variantes de análisis derivadas de la propuesta del nuevo esquema de operación.

El trabajo está estructurado por la introducción, el desarrollo que contiene tres capítulos, las conclusiones generales y las recomendaciones, así como la relación de la bibliografía empleada y los anexos. En el Capítulo 1 **“Marco Teórico Referencial”**, se realiza un estudio en relación con los diferentes enfoques sobre las temáticas referidas a las Tecnologías para la Generación de electricidad, la eficiencia energética en la generación y el Gas Natural Licuado, para dar respuesta a los objetivos de la investigación. En el Capítulo 2 **“Propuesta de un esquema para generación de electricidad a partir del empleo del Gas Natural Licuado.”**, se presenta la propuesta de un nuevo esquema para la utilización del GNL en la generación de electricidad y las posibles variantes a implementar, derivadas de un proyecto de ingeniería y construcción de una planta de regasificación. En el Capítulo 3 **“Evaluación Económica de la propuesta de generación a partir de la sustitución de combustibles.”**, se expone la evaluación económica y los resultados que le brinda al país la propuesta de sustitución de combustibles para la generación eléctrica, partiendo de las variantes de análisis, derivadas de la proposición del nuevo esquema para la producción de electricidad.

Capítulo 1: Marco Teórico Referencial.

1.1. Generación de energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas

centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico.

La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador; si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan. Explicado de otro modo, difieren en qué fuente de energía primaria utilizan para convertir la energía contenida en ella, en energía eléctrica.

Desde que Nikola Tesla descubrió la corriente alterna y la forma de producirla en los alternadores, se ha llevado a cabo una inmensa actividad tecnológica para llevar la energía eléctrica a todos los lugares habitados del mundo, por lo que, junto a la construcción de grandes y variadas centrales eléctricas, se han construido sofisticadas redes de transporte y sistemas de distribución. Sin embargo, el aprovechamiento ha sido y sigue siendo muy desigual en todo el planeta. Así, los países industrializados o del Primer mundo son grandes consumidores de energía eléctrica, mientras que los países del llamado Tercer mundo apenas disfrutan de sus ventajas.

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región o país tiene una variación a lo largo del día. Esta variación es función de muchos factores, entre los que destacan: tipos de industrias existentes en la zona y turnos que realizan en su producción, climatología extremas de frío o calor, tipo de electrodomésticos que se utilizan más frecuentemente, tipo de calentador de agua que haya instalado en los hogares, la estación del año y la hora del día en que se considera la demanda. La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar la potencia suministrada. Esto conlleva el tener que iniciar la generación con unidades adicionales, ubicadas en la misma central o en centrales reservadas para estos períodos. En general los sistemas de generación se diferencian por el periodo del ciclo en el que está planificado que sean utilizados; se consideran de base la nuclear y la eólica, de valle la termoeléctrica de combustibles fósiles, y de pico la hidroeléctrica principalmente (los combustibles fósiles y la hidroeléctrica también pueden usarse como base si es necesario).

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en termoeléctricas (de carbón, petróleo, gas,

nucleares y solares termoelectricas), hidroelectricas (aprovechando las corrientes de los ríos o del mar: mareomotrices), eólicas y solares fotovoltaicas. La mayor parte de la energía eléctrica generada a nivel mundial proviene de los primeros tipos de centrales reseñados. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador, constituido por un alternador de corriente, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada.

Por otro lado, un 64% de los directivos de las principales empresas eléctricas del mundo consideran que en el horizonte de 2018 existirán tecnologías limpias, asequibles y renovables de generación, lo que obligará a las grandes corporaciones del sector a un cambio de mentalidad. (www.comindsa.com)

1.2 Tecnologías de Generación de Electricidad.

Cuando se piensa en energía en automático se asocia a la presencia de combustibles y de electricidad, elementos que han sido explotados durante siglos y que forman la base de la civilización. (Soria, 2010)

1.2.1. Funcionamiento de una Central Térmica.

El objeto de las centrales térmicas es aprovechar la energía calorífica de un combustible para transformarla en electricidad. Estas centrales funcionan bajo un ciclo termodinámico Rankine pues es el que siguen las turbinas de vapor.

La transformación de energía sigue el siguiente proceso:

- 1.La energía contenida en el combustible se transforma, por combustión en energía calorífica.
- 2.La energía calorífica que absorbe el fluido de trabajo se convierte al expandirse en la turbina o motor en energía mecánica.
- 3.La energía mecánica es transformada en energía eléctrica a través del generador eléctrico.

1.2.2. Central Térmica Convencional.

En las centrales térmicas de vapor se utilizan como máquinas motrices las máquinas de vapor, o las turbinas de vapor o, en algunos casos, ambos tipos de máquinas; además de accionar los generadores eléctricos

principales, también se utilizan las máquinas anteriormente citadas, para el accionamiento de equipos auxiliares, tales como bombas, hogares mecánicos, ventiladores, excitatrices, etc.

Las centrales térmicas de vapor comprenden tres partes constructivas esenciales:

- ✓ Sala de calderas.
- ✓ Sala de máquinas.
- ✓ Sala de distribución.

Y además, los intercambios de energía se realizan utilizando tres clases de circuitos principales y varios auxiliares:

- ✓ Circuito de combustible
- ✓ Circuito de agua-vapor
- ✓ Circuito de energía eléctrica

La energía eléctrica es producida en los generadores eléctricos, accionados por las máquinas o por las turbinas de vapor. En casi todas las centrales térmicas modernas se produce corriente alterna trifásica. (ocw.unican.es)

1.2.3. Central Térmica de Gas.

Las centrales con turbinas de gas tienen la ventaja de que prácticamente no contaminan. Además, como apenas tienen inercia térmica se utilizan como centrales de punta o como centrales de reserva, es decir para sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas o térmicas de base en el caso de escasez de agua o de avería. Para centrales de punta y potencias unitarias de 10 a 25 MW son más convenientes las centrales térmicas de gas que las centrales de vapor o que las centrales con grupos motor diesel-alternador. Para potencias inferiores a los 10MW se ha de descartar por razones económicas la central de vapor, siendo las dos soluciones restantes equivalentes. En las zonas donde hay escasez de agua y existen próximos yacimientos de gas natural se suelen utilizar centrales con turbinas de gas como centrales de base. (ocw.unican.es)

1.2.4. Central Térmica de Ciclo Combinado.

Una central de ciclo combinado es aquella en la que la energía térmica del combustible es transformada en electricidad mediante el acoplamiento de dos ciclos termodinámicos individuales, uno que opera a alta temperatura y otro con menores temperaturas de trabajo. El calor residual del proceso de generación de trabajo neto en el ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura.

En la práctica, el término ciclo combinado se reserva de forma casi universal a la conjunción en una única central de dos ciclos termodinámicos, Brayton y Rankine, que trabajan con fluidos diferentes: gas y agua-vapor. El ciclo que trabaja con aire-gases de combustión (Brayton) opera a mayor temperatura que el ciclo cuyo fluido es agua-vapor (Rankine) y ambos están acoplados por el intercambiador de calor gases/agua-vapor, que es la caldera de recuperación de calor. La unión termodinámica de estos ciclos conduce generalmente a la obtención de un rendimiento global superior a los rendimientos de los ciclos termodinámicos individuales que lo componen. (ocw.unican.es)

Las principales entradas y salidas en una central de ciclo combinado son:



Figura 1.1: Principales entradas y salidas de una central de ciclo combinado. **Fuente:** [Santiago García Garrido, Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado]

La generación eléctrica con ciclo combinado se caracteriza porque emplea una(s) turbina(s) de gas y una(s) turbina(s) de vapor. La configuración o composición (cantidad de turbina de gas, calderas y turbinas de vapor) de un

ciclo combinado es variable; puede ser 2 x 2 x 1: 2 turbinas de gas, 2 calderas y una turbina de vapor; también puede ser 1 x 1 x 1, etc.

Los equipos utilizados en estas instalaciones son más compactos que los de las centrales térmicas.

Las ventajas de estas centrales frente a las térmicas convencionales pueden resumirse en:

- ✓ Menores emisiones de CO₂ por kWh producido.
- ✓ Reducción muy significativa de las emisiones de NO_x.
- ✓ Menores consumos de agua de refrigeración.
- ✓ Elevado rendimiento.
- ✓ Menor superficie ocupada.
- ✓ Corto plazo de construcción.
- ✓ Alta disponibilidad de estas centrales.
- ✓ Alto grado de automatización.

1.3. Producción de electricidad mundial.

Los países mayores productores de energía eléctrica son: China, Estados Unidos, Japón, Rusia, India, Canadá, Alemania, Francia, Brasil y Corea del Sur, en la tabla 1.1 se muestra la cantidad de energía eléctrica producida por los mismos.

Tabla 1.1: Producción De Electricidad Mundial.

No.	País	Electricidad - producción (miles de millones kWh)
1.	China	4,604
2.	Estados Unidos	3,953
3.	Japón	938
4.	Rusia	926
5.	India	835
6.	Canadá	604
7.	Alemania	556
8.	Francia	510
9.	Brasil	509
10.	Corea del Sur	460
74.	Cuba	19

Fuente: CIA World Factbook .

Cuba ocupa el lugar 74 en cuanto a producción de electricidad con 19 mil millones de KWh anual.

1.3.1 Resumen del comportamiento de la generación de electricidad en Cuba durante el 2013.

Al concluir el año 2013 la generación de electricidad fue de 19 139,6 GWh, en la que participan las Empresas de Servicio Público en un 95,4%, es decir 18 262,7 GWh y los Autoprodutores en un 4.6%, o sea 876,9 GWh. Se crece un 3,7% en relación con igual período del año anterior.

Las plantas térmicas de la Unión Eléctrica, con 12 783.89 GWh, aumentan su generación en 3.6 %.

Los grupos electrógenos generan 4370,0 GWh, que significa el 22,8% del total de la electricidad. La generación de los grupos de Fuel Oil es de 3500,0 GWh mientras que por los grupos de Diesel se generan 870,0 GWh. (Ver Figura 1.2)

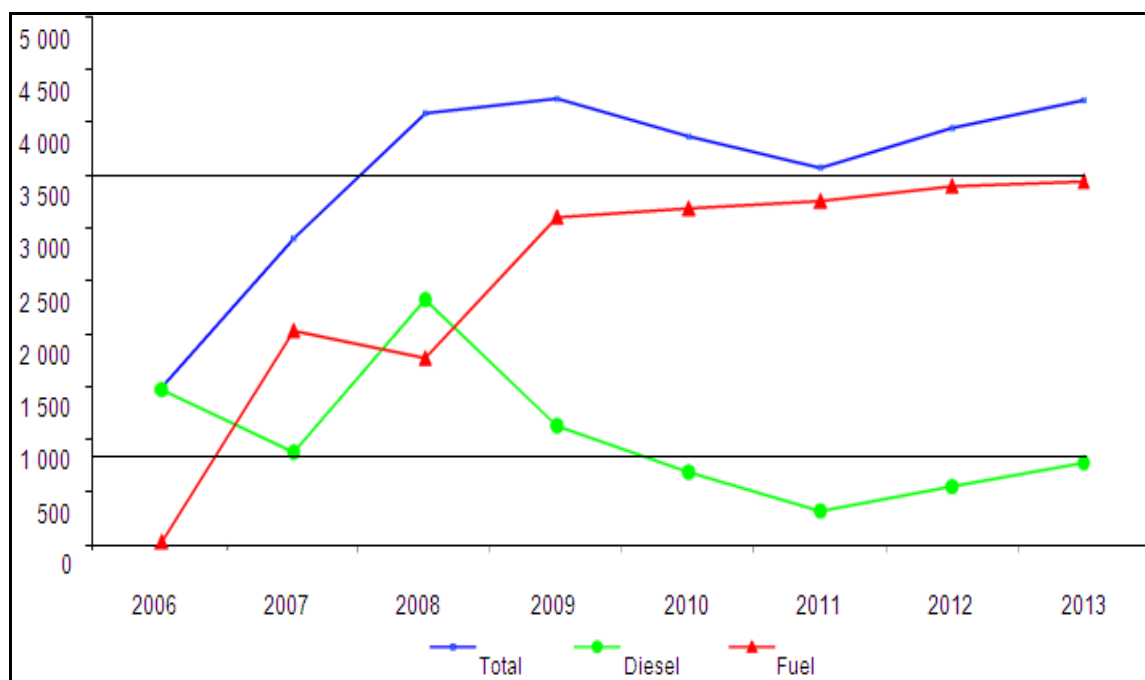


Figura 1.2: Generación de grupos electrógenos, por años. **Fuente:** [Unión Eléctrica]

En la tabla 1.2 se muestra que los grupos electrógenos durante el año 2013 alcanzan una generación de 2328,6 GWh; el 52,9% en grupos de Diesel y el 47,1% en grupos de Fuel Oil. Las provincias que registran mayor nivel de potencia instalada total son La Habana con 222,7 GWh, Artemisa con 242,7 GWh, Camagüey con 231,3 GWh y Holguín con 226,9 GWh. Todas las provincias, cuentan con grupos electrógenos de Fuel Oil, que son más potentes

y eficientes, localizándose los mayores niveles de potencia para estos grupos en La Habana con 162,0 GWh y en Artemisa con 156,8 GWh.

Tabla 1.2: Generación de grupos electrógenos por provincia, según combustible utilizado en 2013.

GWh	Total	Diesel	Fuel
Concepto	2013	2013	2013
Total	2328.6	1232.6	1096
Pinar del Río	149.7	106.1	43.6
Artemisa	242.7	85.9	156.8
La Habana	222.7	60.7	162.0
Mayabeque	156.7	109.1	47.6
Matanzas	149.0	91.8	57.2
Villa Clara	187.1	97.8	89.3
Cienfuegos	96.4	55.6	40.8
Sancti Spíritus	70.5	35.4	35.1
Ciego de Avila	137.7	68.7	69.0
Camaguey	231.3	136.9	94.4
Las Tunas	86.4	36.0	50.4
Holguín	226.9	166.9	60.0
Granma	107.9	67.1	40.8
Santiago de Cuba	135.3	54.9	80.4
Guantánamo	99.7	52.1	47.6
Isla de la Juventud	28.6	7.6	21.0

Fuente: [Unión Eléctrica, 2013]

La tabla 1.3 refleja que durante el año 2013 se dispusieron en la Red 14145,6 GWh para el consumo, de ellos 6200,0 GWh, se consumieron en el sector estatal lo que representa el 43,8% en este sector se consumieron 179,5 GWh en alumbrado público lo que representa el 2,9% con respecto a lo consumido en dicho sector y el 1,3% con respecto al total dispuesto en la red. En el sector privado se consumieron 7945,6 GWh que representa el 56,2% en este sector se consumieron 7712,0 GWh en el área residencial lo que representa el 97,1% con respecto a lo consumido en dicho sector y el 54.5% con respecto al total dispuesto en la red. Las provincias de mayor consumo facturado son La Habana con 3313,0 GWh, Matanzas con 1198,9 GWh, Villa clara con 1010,2 GWh y Holguín con 1250,3 GWh.

Tabla 1.3: Consumo facturado de electricidad de la red por provincia, según destino fundamental en 2013.

		GWh			
Provincias	Total	Sector Estatal	De ello: Alumbrado Público	Sector Privado	De ello: Residencial
Total	14145.6	6200.0	179.5	7945.6	7712.0
Pinar del Río	597.9	144.1	2.5	453.8	444.9
Artemisa	763.8	312.4	7.0	451.4	402.0
La Habana	3313.0	1692.6	38.5	1620.4	1573.6
Mayabeque	645.8	330.5	8.3	315.3	291.2
Matanzas	1198.9	583.7	13.8	615.2	593.4
Villa Clara	1010.2	407.0	11.4	603.1	597.3
Cienfuegos	767.6	426.3	6.2	341.4	329.1
Sancti Spíritus	568.3	190.9	7.9	377.3	369.9
Ciego de Avila	634.9	277.7	6.7	357.2	331.0
Camaguey	830.3	301.0	14.4	529.3	523.0
Las Tunas	560.3	248.5	9.0	311.8	308.1
Holguín	1250.3	593.7	14.5	656.6	646.8
Granma	635.5	196.7	12.3	438.8	434.1
Santiago de Cuba	869.7	332.6	20.0	537.2	533.6
Guantánamo	389.0	108.8	6.0	280.2	278.5
Isla de la Juventud	110.1	53.5	1.0	56.6	55.5

Fuente: [Unión Eléctrica, 2013]

Para la generación de electricidad en las plantas térmicas se necesitaron quemar 4 261 296.6 toneladas, equivalentes a adquirir 29 829 076.6 barriles de petróleo (fuel oil) para los cuales se destinaron 2,850.8 MMUSD.

En el año 2013 se facturaron de la red aproximadamente 2,829.1 MMCUP equivalente a 101.8 MMUSD.

1.4. Eficiencia energética en la generación eléctrica.

La eficiencia energética está relacionada con todo el ciclo energético, y hace referencia al uso de sistemas y estrategias que permiten reducir las pérdidas asociadas a todas y cada una de las fases incluidas en el mismo.

La eficiencia energética en generación pasa por el desarrollo de nuevas tecnologías capaces de lograr eficiencias mayores en la conversión de las fuentes de energía primaria en electricidad, así como fomentar una mayor utilización de tecnologías ya existentes que presentan mayores eficiencias. Por tanto, existen numerosas líneas de actuación posibles, aunque quizá las más importantes sean las siguientes:

- ✓ Fomento del uso de centrales de ciclo combinado en países en vías de desarrollo. Presentan una alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores al de una central de ciclo único, generando además menos emisiones contaminantes. En países desarrollados que ya lo emplean se deberían estudiar técnicas de hibridación con fuentes de energía renovable, como la energía solar térmica.
- ✓ Otra posible vía sería la mejora de la eficiencia de los equipos de generación, como las turbinas o las calderas. Se trata de una línea de actuación claramente vinculada a la I+D+I.
- ✓ Fomentar el desarrollo de sistemas híbridos para mejorar la eficiencia de las energías renovables.
- ✓ Fomentar el uso de la cogeneración. La generación conjunta de energía térmica y eléctrica supone una mayor eficiencia, ya que la energía primaria empleada es menor que si hay que producir estas mismas energías por separado. Además, al ser un sistema de generación distribuida, evita pérdidas y costes de transporte y distribución.
- ✓ Fomentar la generación distribuida y semidistribuida para evitar la necesidad de transportar la energía con las consiguientes pérdidas, o al menos disminuir la cantidad de energía que es preciso transportar.
(www.abengoa.es)

1.5. Características del Gas Natural Licuado.

1.5.1. ¿Qué es el Gas Natural?

El gas natural es una fuente de energía no renovable que se encuentra en yacimientos de petróleo y en depósitos de carbón. Su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, aunque suele estar compuesto por un 90 a 95% de metano y por otros gases como nitrógeno, CO₂, H₂S, helio y mercaptanos. (Snijder, 2008)

El gas natural es una sustancia natural formada por una mezcla de hidrocarburos de origen fósil usado como combustible. (Olson, 2011)

Puede obtenerse también con procesos de descomposición de restos orgánicos (basuras, vegetales - gas de pantanos) en las plantas de tratamiento de estos restos (depuradoras de aguas residuales urbanas, plantas de procesamiento de basuras, de alpechines, etc.). El gas obtenido así se llama biogás. (www.fullciencia.com/2010)

1.5.2. Usos del Gas Natural.

El gas natural es la materia prima de muchos productos petroquímicos. No obstante, su aplicación más frecuente es la generación de energía y calor

Es el combustible que menos contamina, no ensucia los utensilios, calienta con rapidez y al ser suministrado por tubería se le utiliza en la medida que se le necesita; proporcionando un elevado grado de confort en los hogares y establecimientos comerciales tales como restaurantes, panaderías, hoteles, hospitales y oficinas. Tanto en el hogar como en los locales comerciales, el gas natural puede utilizarse para cocinar, obtener agua caliente, secar y en la calefacción de ambientes. (www.fullciencia.com/2010)

Usos del gas natural:

- ✓ **Sector Industrial:** Generación de vapor, industria de alimentos, secado, cocción de productos cerámicos, fundición de metales, tratamientos térmicos, temple y recocido de metales, generación eléctrica, producción de petroquímicos, sistema de calefacción, hornos de fusión.
- ✓ **Comercios y Servicios:** Calefacción central, aire acondicionado, cocción y preparación de alimentos, agua caliente.
- ✓ **Energía:** Cogeneración eléctrica, centrales térmicas.
- ✓ **Residencial:** Cocina, calefacción, agua caliente, aire acondicionado.
- ✓ **Transporte:** Taxis, buses. (www.fullciencia.com)

El gas natural es el mejor combustible que pueden usar las industrias que utilizan hornos y calderos en sus procesos productivos. Por sus características reemplaza ventajosamente a otros combustibles.

En la fabricación del acero es usado como reductor para la fabricación de hierro esponja. Es también utilizado como materia prima en la industria petroquímica. (www.fullquimica.com/2013)

El gas natural puede sustituir a los siguientes combustibles:

- ✓ Diesel
- ✓ Residuales
- ✓ Gas licuado de petróleo (GLP)
- ✓ Kerosene
- ✓ Carbón
- ✓ Leña

1.5.3. ¿Por qué resulta necesario licuar el Gas Natural?

El gas se extrae de los pozos en estado gaseoso. Pero transportarlo así entre diferentes mercados es un poco engorroso, sobre todo porque no existen redes de gasoductos que conecten todos los países consumidores. Y también porque el gas, como tal, ocupa mucho espacio para llevarlo en barcos y porque, en distancias largas, un buque es más económico. (www.repsol.com)

En estado líquido el gas natural es más seguro de manejar y más fácil de transportar. Licuado, el producto tiene un volumen seiscientos veces menor que en estado gaseoso, lo que permite abaratar su traslado en barco a grandes distancias. Además, convertido en líquido, el gas ni arde ni explota, de modo que se mejora notablemente la seguridad de la navegación. (www.reganosa.com)

1.5.4. Historia del GNL.

La licuefacción del gas natural se remonta al siglo 19, cuando el químico y físico inglés Michael Faraday experimentó con el licuado de diferentes tipos de gases, incluyendo el gas natural. El ingeniero alemán Karl Von Linde construyó la primera máquina de refrigeración a compresión en Munich en 1873, proporcionando el medio para obtener las temperaturas necesarias para la licuefacción. La primera planta de GNL fue construida en el Oeste de Virginia

en 1912 y comenzó a funcionar en 1917. La primera planta comercial de licuefacción fue construida en Cleveland, Ohio, en 1941.

El GNL fue almacenado en tanques a presión atmosférica. La licuefacción del gas natural elevó la posibilidad de su transporte a lugares lejanos. En Enero de 1959, el primer tanque de GNL del mundo, el Pionero Metano, un tanquero de la Segunda Guerra Mundial reconstruido, cargando cinco tanques prismáticos de aluminio de 7,000 barriles de capacidad con soportes de madera y aislamiento de madera contra enchapada y uretano (ésteres derivados del ácido carbámico), llevó una carga de GNL del Lake Charles, en Louisiana a la Isla Canvey, en el Reino Unido. Esto demostró que grandes cantidades de gas natural licuado podían ser transportadas de manera segura a través de los mares.

Durante los siguientes 14 meses, siete cargas adicionales fueron entregadas con solo menores problemas. Continuando la exitosa función del Pionero Metano, el Consejo Británico de Gas, procedió a implementar un proyecto comercial para importar GNL de Venezuela a la Isla de Canvey. No obstante, antes de que los tratos comerciales pudieran ser terminados, largas cantidades de gas natural fueron descubiertas en Libia y el campo gigante de Hassi R'Mel en Argelia, que se encuentran solo a la mitad de la distancia de Inglaterra a Venezuela. Con el arranque de 260 millones de pies cúbicos por día, el Reino Unido llegó a ser el primer importador de GNL mundial y Argelia el primer exportador. Argelia se ha convertido desde entonces en un suministrador muy importante mundialmente de gas natural como GNL.

Después de que este concepto demostró funcionar en el Reino Unido, plantas adicionales de licuefacción y terminales de importación fueron construidos en regiones tanto del Atlántico como del Pacífico. Cuatro terminales marítimos fueron construidos en los EE.UU. entre 1971 y 1980. Estos están en el Lake Charles (manejado por CMS Energy), Everett, Massachusetts (manejado por Tractebel a través del subsidiario Distrigas), La Isla Elba, Georgia (manejado por El Paso Energy), y Cove Point, Maryland (manejado por la Dominion Energy). Después de llegar a la cima de volumen de 253 miles de millones de pies cúbicos en 1979, lo cual representó un 1.3 por ciento de la demanda de gas de los EE.UU., las importaciones de GNL disminuyeron debido a un exceso

de gas desarrollado en América del Norte y conflictos de precio con Argelia, el único proveedor de GNL para los EE.UU. en ese momento. Los terminales de recepción de la Isla Elba y Cove Point, fueron posteriormente cerrados en 1980 y los terminales de Lake Charles y Everett sufrieron por la poca utilización.

Las primeras exportaciones de GNL de los EE.UU. hacia Asia se llevaron a cabo en 1969, cuando se realizaron envíos a Japón. El GNL de Alaska es derivado del gas natural que es producido por Marathon y Conoco Phillips de los campos en las porciones más al sur del estado de Alaska, licuado en la planta de GNL de la Península de Kenai (una de las plantas de operaciones de GNL más antiguas del mundo) y enviado a Japón. El Mercado de GNL en Europa y Asia, continuó creciendo rápidamente desde ese momento. (Center for Energy Economics, 2003)

1.5.5. ¿Qué es el GNL?

Las siglas GNL corresponden a "Gas Natural Licuado": en estado líquido el gas natural (fundamentalmente metano) ocupa 600 veces menos volumen y para ello se reduce su temperatura hasta -160°C y se transporta a presión atmosférica en buques metaneros (Areas, 2006).

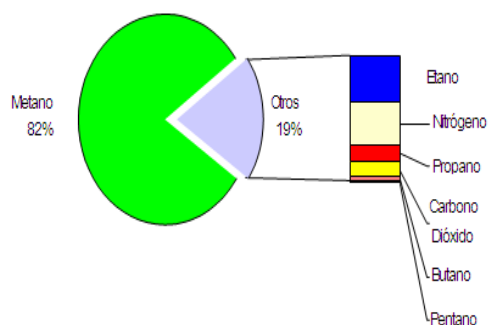
Esta modalidad de transporte es la más económica para alcanzar destinos situados a más de 4.000 Km., distancia por encima de la cual no resulta rentable la construcción de un gasoducto.

1.5.6. Composición del Gas Natural y GNL.

El gas natural está compuesto principalmente por metano, pero también contiene etano, propano e hidrocarburos más pesados. Pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono, compuesto de azufre y agua también pueden ser encontrados en el gas natural. La figura 1.3 proporciona una composición típica del gas natural. El proceso de licuefacción requiere de la extracción de algunos de los componentes no-metano como el agua y el dióxido de carbono del gas natural producido, para evitar que se solidifiquen cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL (-161°C). Como resultado, el GNL está típicamente compuesto de metano, como se muestra en la figura

1.4.

Composición Típica del Gas Natural



Composición del GNL

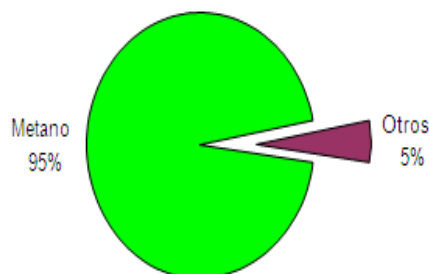


Figura 1.3: Composición del Gas Natural **Figura 1.4:** Composición del Gas Natural Licuado.

Ejemplos de la composición del GNL aparecen en la tabla 1.4.

Tabla 1.4: Composición del GNL (Porcentaje Mol).

Fuente	Metano	Etano	Propano	Butano	Nitrógeno
Alaska	99.7	0.06	0	0	0.2
Argelia	86.9	9.35	2.33	0.63	0.71
Baltimore Gas & Electric	93.3	4.65	0.84	0.18	1.01
Ciudad de Nueva York	98	1.4	0.4	0.1	0.1
San Diego Gas & Electric	92	6	1	-	1

Fuente: Liquid Methane Fuel Characterization and Safety Assessment Report . Cryogenic Fuels. Inc. Report No. CFI-1600, Dec. 1991.

El GNL no tiene olor, ni color, es anticorrosivo y no es tóxico. Sin embargo, como cualquier material gaseoso además del aire y oxígeno, el gas natural vaporizado del GNL puede causar asfixia en un lugar sin ventilación. (Center for Energy Economics, 2003)

1.5.7. Cadena de valor del GNL.



EXPLORACION Y PRODUCCION	LICUEFACCION	TRANSPORTE	REGASIFICACION Y ALMACENAMIENTO
--------------------------	--------------	------------	---------------------------------

Figura 1.5: Cadena de Valor del GNL. **Fuentes:** BG, ALNG, CMS

Las etapas más importantes de la cadena de valor del GNL, excluyendo las operaciones de tubería entre etapas, son las siguientes:

✓ **Exploración** para encontrar gas natural en la corteza de la tierra y **producción** del gas para llevarlo a los usuarios del mismo. La mayoría de las ocasiones, el gas natural es descubierto durante la búsqueda de petróleo.

✓ **Licuefacción** para convertir gas natural al estado líquido, para que así pueda ser transportado en barcos. La licuefacción también proporciona la oportunidad de almacenar el gas natural para uso durante altos periodos de demanda en áreas donde las condiciones geológicas no son recomendables para desarrollar servicios de almacenamiento subterráneos. El proceso de licuefacción consiste en el enfriamiento del gas purificado a través del uso de refrigerantes. La planta de licuefacción puede consistir en varias unidades paralelas ("trenes"). El gas natural es licuado para ser transportado a una temperatura aproximada de -161°C . Al licuar el gas, su volumen es reducido por un factor de 600, lo que quiere decir que el GNL a la temperatura de -161°C , utiliza 1/600 del espacio requerido por una cantidad comparable de gas a temperatura ambiente y presión atmosférica.

El GNL es un líquido criogénico. El término "criogénico" significa baja temperatura, generalmente por debajo de -70°C . El GNL es un líquido puro, con una densidad de alrededor de 45 por ciento de la densidad del agua.

El GNL es almacenado en tanques de paredes dobles a presión atmosférica. El tanque de almacenaje es en realidad un tanque dentro de otro tanque. El espacio anular entre las dos paredes del tanque está lleno de aislamiento. El tanque interno, en contacto con el GNL, está hecho de materiales recomendados para el servicio criogénico y la carga estructural proporcionada por el GNL. Estos materiales incluyen un 9% de acero níquel, aluminio y concreto pre-tensado. El tanque exterior está hecho generalmente de acero al carbono y concreto pre-tensado.

✓ **Transporte** del GNL en embarcaciones especiales. Los tanqueros de GNL son embarcaciones de casco dobles, especialmente diseñados y aislados para prevenir el goteo o ruptura en caso de un accidente. El GNL está almacenado en un sistema especial dentro del casco interior donde se mantiene a presión

atmosférica y -161°C . Tres tipos de sistemas de almacenamiento han evolucionado como los estándares. Estos son:

- El diseño esférico (Moss)
- El diseño de membrana
- El diseño estructural prismático

✓ **Regasificación y Almacenamiento.** Para regresar el GNL a su estado gaseoso, es pasado a la planta de regasificación. A la llegada al terminal de recepción en su estado líquido, el GNL es bombeado primero a un tanque de almacén de doble-pared (a presión atmosférica) similar a aquel usado en la planta de licuación, después es bombeado a alta presión a través de diferentes componentes donde es calentado en un ambiente controlado, pasándolo por tuberías calentadas directamente por calderas, agua de mar o a través de tuberías calentadas por agua. El gas vaporizado es después regulado a presión y entra al sistema de gaseoductos como gas natural. Finalmente, consumidores residenciales y comerciales reciben gas natural para su uso diario desde utilidades de gas locales o en forma de electricidad. (Center for Energy Economics, 2003).

1.5.8. Impacto ambiental del gas natural.

De los combustibles fósiles, el gas natural es el más limpio, al tiempo que se han desarrollado para su utilización final, equipos y nuevas tecnologías con elevados rendimientos.

Su combustión, al igual que en el resto de los combustibles fósiles, produce CO_2 y vapor de agua:



El motivo de la calificación de más limpio es por su composición química.

La relación H/C es mayor que en el resto de los combustibles. Por ejemplo:

- Gas natural (Metano): $\text{H/C} = 4/1 = 4$
- Petróleo (Decano): $\text{H/C} = 22/10 = 2,2$
- Carbón (Coroneno): $\text{H/C} = 12/24 = 0,5$

Esto conlleva a emisiones de CO₂, producto de la combustión, en valores entre (25-30) % menores que en el caso del petróleo y (40-50) % menores con respecto al carbón, por unidad de energía producida.

Teniendo en cuenta las altas eficiencias de los procesos de combustión del gas natural y las avanzadas tecnologías de recuperación de calor en estos, las proporciones de contaminación emitidas finalmente son menores. Además, su estado gaseoso favorece la mezcla con el aire, facilitando la combustión.

Emisiones con el uso del gas natural.

Emisiones de CO₂:

- (40-50)% menores que las del carbón.
- (25-30)% menores que las del combustóleo (fuel-oil).

Emisiones de NO_x:

- Dos veces menores que el carbón.
- Dos veces y media menores que el combustóleo (fuel-oil).

Emisiones de SO₂:

- 150 veces menores que el diesel.
- Entre 70 y 1 500 veces menos que el carbón.
- 2 500 veces menos que el combustóleo (fuel-oil).

1.6. Generación de electricidad con GNL.

La utilización del GNL como combustible es una de las alternativas más limpias en la generación eléctrica.

El proceso de generación de electricidad con GNL comienza en la planta de regasificación donde con el empleo del agua de mar como foco térmico de calor se condensa el GNL y se lleva nuevamente a su estado gaseoso para luego ser enviado vía gasoducto a las plantas térmicas que utilizan tecnología de tipo convencional, de gas y ciclos combinados.

1.7. Mercado del GNL. Panorámica en la región de las Américas.

1.7.1. Plantas de Licuefacción.

Tabla 1.5: Principales plantas de licuefacción en la región de América.

País	Trenes	Capacidad Nominal
Trinidad y Tobago	4	14,8 MMton
Perú	1	4,4 MMton
EE.UU	2	1,3 MMton

Fuentes: [Mercado de GNL. MINEM y CUBAMETALES, 2012]

En la región existe una gran disparidad en el consumo de gas entre el norte y el centro-sur incluyendo el Caribe y posee el 9,3% de las reservas probadas de gas del mundo. (Mercado de GNL. MINEM y CUBAMETALES, 2012)

Es la región que mayor crecimiento del mercado ha experimentado en los últimos 10 años con más de 15 millones de toneladas y aproximadamente un 300% de crecimiento. En el 2012 sin embargo se produjo un incremento significativo de la producción de gas no convencional tanto en EE.UU como en Canadá que ha implicado una reducción importante de las importaciones en la región.

El incremento de la producción de gas en Norteamérica ha significado la proyección de conversión de un grupo de plantas de regasificación en plantas licuefactoras con el objetivo de convertir a los EE.UU antes del 2020 en un exportador neto de GNL. De los nuevos proyectos exportadores en el mundo hasta el 2019, el 26% son estadounidenses.

Esto revolucionará los flujos comerciales mundiales de GNL. Importantes volúmenes podrán ser ubicados en Asia y Chile desde la propia cuenca del Pacífico, aprovechando los precios ventajosos y las influencias político-económicas.

No obstante, existe un gran debate político dentro de los EE.UU por el desarrollo de estos proyectos exportadores. Los argumentos de los que apoyan estos proyectos están basados principalmente en el impacto positivo que tendrá para la economía norteamericana que se plantea será una vía de recuperación económica y fuente de empleos. De la parte contraria están los que consideran que como resultado los precios domésticos de la energía

subirán y por su parte los ambientalistas argumentan el negativo impacto sobre el medio ambiente que provoca la obtención de gas y petróleo por vías no convencionales. (Mercado de GNL. MINEM y CUBAMETALES, 2012)

1.7.2. Plantas de regasificación.

Las plantas de regasificación, incluyendo las operadas en buques FSRU (Unidad de Regasificación y Almacenamiento Flotante), en el área están ubicadas en EE.UU, Canadá, México, Brasil, Argentina y Chile. Operan a su vez una percápita en Puerto Rico y República Dominicana.

En el 2013 entró en operaciones una nueva terminal de regasificación en Brasil.

Colombia comenzó en el 2014 una planta de licuefacción flotante tipo FLSRU en la costa de Cartagena con capacidad para 140,000 m³ con el objetivo de ofrecer en el área del Caribe el GNL producido desde los yacimientos de gas. Este sería el único proyecto de exportación en la zona de centro y Sudamérica en los próximos años.

Costa Rica, Panamá y Jamaica están planificando la construcción de terminales de regasificación, Puerto Rico quiere ampliar sus capacidades, mientras que Barbados tiene planes de recibir gas desde Trinidad y Tobago vía gasoducto. Expertos consideran que el consumo de gas natural en el Caribe y Centroamérica pudiera crecer en 10 millones de toneladas por año en la próxima década.

El referencial de precios más utilizado es el Henry Hub, aunque en Sudamérica es más diversificado siendo utilizado el referencial NBP así como también fórmulas vinculadas al precio del petróleo. (Mercado de GNL. MINEM y CUBAMETALES, 2012)

1.8. Alternativas para Cuba.

Cuba presenta un bajo desarrollo en el mercado del gas natural, con escasa tradición en producciones significativas de este combustible, no posee reservas significativas de este elemento (1% de las reservas de América Latina), lo que da al traste con sus bajos niveles de producción. Por lo tanto para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica utilizando este combustible se requiere la importación del mismo desde el exterior, tema que se aborda a continuación.

1.8.1. Alternativa de importación desde Venezuela.

Para la mayor de la Antillas en materia de suministro de GNL, Venezuela representa la opción más optimista, partiendo de las excelentes relaciones bilaterales, que desde el punto de vista económico y comercial, dieron un giro fundamental con la aprobación de un Convenio Integral de Cooperación entre las dos naciones firmado en el mes de Octubre de 2000, a fin de promover el intercambio de bienes y servicios en condiciones solidarias. (Romero, 2009)

Cabe destacar el inmenso volumen financiero que acompaña esta experiencia, así como también el tipo de cooperación en donde Venezuela da un aporte sustancial. (Mesa-Lago, 2009) (Pérez Villanueva, 2009)

Ademas la firma en 2004 del Acuerdo para la Construcción de la Alternativa Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América, ALBA permite el comercio bilateral entre Cuba y Venezuela con arancel cero. (Romero 2008)

1.8.2. Alternativa de importación desde Trinidad y Tobago.

La alternativa de suministro de GNL desde Trinidad y Tobago constituye teóricamente la más ventajosa para nuestro país por ser la más similar al suministro desde Venezuela. Entre las ventajas están:

- ✓ Base depreciación mayormente correlacionada al Henry Hub (aunque también al NBP).
- ✓ Costo por flete bajo, la más similar a la opción venezolana.
- ✓ Logística operacional más simple para la rotación de los buques.
- ✓ Buena calidad del GNL producido.

Además es un país con el cual existen relaciones sólidas, miembro del CARICOM lo cual pudiera abrir otras vías de acercamiento a través de las autoridades del país.

Las desventajas son las siguientes:

- ✓ Pudiera no resultarle atractivo un contrato para Cuba a consecuencia de la mayor ventaja actual en los mercados asiáticos por el arbitraje en los precios.

- ✓ El Proyecto Atlantic LNG está conformado por un grupo de accionistas de compañías extranjeras en la cual los trinitarios no tienen la mayoría de las acciones a través de su participación con la estatal National Gas Company.

El Proyecto Atlantic LNG ubicado en Point Fortin está conformado por 4 trenes de licuefacción con una capacidad nominal de 14,8 millones de toneladas por año, con 5 tanques con una capacidad total de almacenamiento de 684,000 m³. El primer tren comenzó a operar en 1999 y el último en el 2005.

El suministro del gas natural a los trenes de licuefacción proviene de la producción de los bloques en explotación conjunta entre PETROTRIN (Compañía Petrolera Estatal de Trinidad), British Gas, ENI y Chevron. (Mercado de GNL. MINEM y CUBAMETALES, 2012)

La composición por accionistas de cada tren es como se muestra en la tabla 1.6.

Tabla 1.6: Composición por accionistas según los trenes de licuefacción.

TREN	ACCIONISTAS	%
1	British Petroleum	34
	British Gas	26
	Repsol	20
	China Investment Corp.	10
	National Gas Company TT	10
2 y 3	British Petroleum	42,5
	British Gas	32,5
	Repsol	25
4	British Petroleum	37,7
	British Gas	28,8
	Repsol	22,2
	National Gas Company TT	11,1

Fuentes: [Mercado de GNL. MINEM y CUBAMETALES, 2012]

En la cadena de valor participan otras compañías ya sea en la comercialización o transportación como Gas De France Suez (GDF Suez). Al mismo tiempo se ha anunciado por REPSOL que ha vendido sus acciones en Trinidad y Tobago y Perú (en un redimensionamiento de la compañía); entre los compradores en Trinidad figuran compañías como Gazprom, GDF Suez y SHELL.

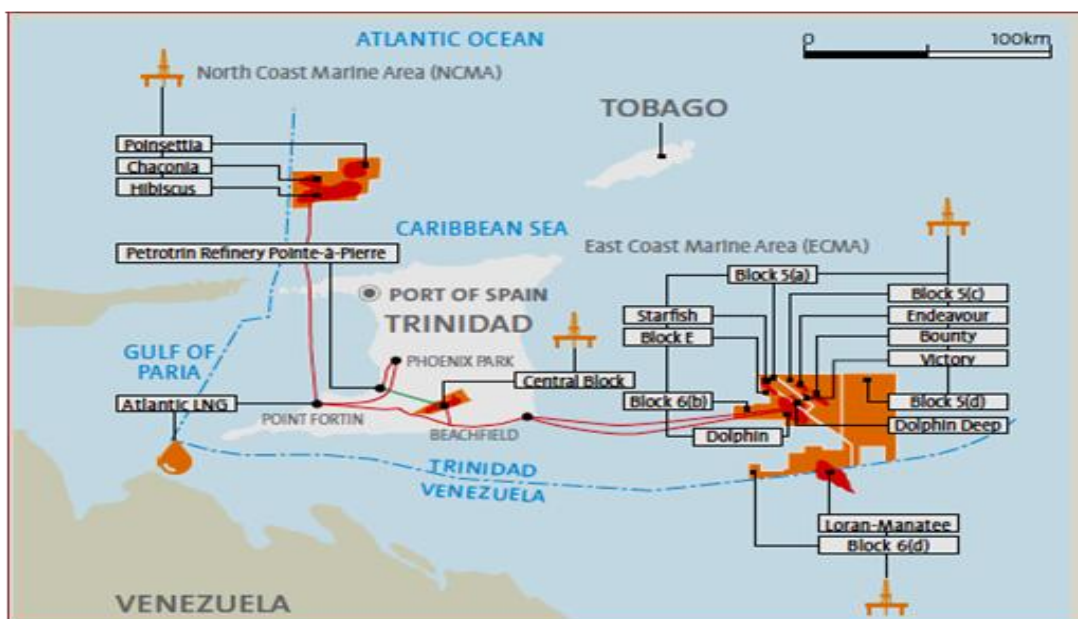


Figura 1.6: Esquema de comercialización y transporte. **Fuentes:** [Mercado de GNL. MINEM y CUBAMETALES, 2012]

Actualmente el 40% de la producción se destina a consumo y el 60% a exportaciones, de ellos aproximadamente un 11% se está destinando al mercado spot. En término de exportaciones Trinidad y Tobago exportó en el 2011 un total de 13 millones de toneladas.

1.8.3. Alternativa de importación desde Perú.

El Proyecto Perú LNG ubicado en Pampa Melchorita (Ver Figura 1.7) comenzó sus operaciones en el 2010 y cuenta con un solo tren con capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas por año y 2 tanques con capacidad de almacenamiento total de 260,000 m³.

El accionista mayoritario es la compañía estadounidense Hunt Oil con el 50%, Repsol y SK Corp. (Corea del Sur) cada una con un 20% y la japonesa Marubeni con el restante 10%. Se sabe que las acciones de Repsol pudieran ser vendidas pero no ha trascendido posibles firmas compradoras.

Las exportaciones de GNL en el 2011 fueron por 3,7 millones de toneladas aproximadamente. Repsol compra el 100% de la producción de GNL, abasteciendo fundamentalmente a España, Corea del Sur y México.

Este país no ha sido valorado a fondo dado que el flete a la costa del Golfo es alto en la actualidad ante la imposibilidad del paso por el Canal de Panamá de

buques metaneros del porte necesarios. Sin embargo la futura apertura del Canal a metaneros de mayor tamaño (hasta 177,000 m³) después de culminar los trabajos que se vienen realizando, significará un ahorro considerable de tiempo de navegación y por ende del costo del flete, no obstante el paso por el Canal conlleva un peaje que expertos consideran para los metaneros estará en el orden de 1 millón de USD por tránsito, estimando un tiempo entre 24-36 horas.

Las características del GNL producido en Perú son diferentes con un porcentaje más bajo de metano en su composición.

Atendiendo a los elementos expuestos la opción de Perú deberá ser estudiada con mayor profundidad de factibilidad económica, además de los elementos de calidad. La pertenencia mayoritaria del Proyecto a una empresa norteamericana reduce ampliamente las posibilidades de un posible suministro.

(Mercado de GNL. MINEM y CUBAMETALES, 2012)



Figura 1.7: Ubicación geográfica proyecto GNL Perú. **Fuentes:** [Mercado de GNL. MINEM y CUBAMETALES, 2012]

1.8.4. Alternativa de importación desde Estados Unidos.

En los Estados Unidos, al menos cuatro nuevas terminales de exportación serán construidas, a lo largo de la Costa del Golfo. Cuba podría obtener el GNL estadounidense más barato y con menores gastos de transporte, pero solo cuando quede sin efecto el embargo económico existente sobre el país.

Según (Ferris y Gronewold, 2015) a Cuba le costaría aproximadamente 2 mil millones de dólares convertir siete u ocho centrales eléctricas que operan con crudo (fuel oil) al esquema de operación con gas natural. Las centrales eléctricas de Cuba funcionan entre un 30 y 34 por ciento de eficiencia, valores mucho menor que los que se alcanzan con sistemas modernos de gas natural (ciclo combinado). Con una eficacia mayor, el coste de generación podría ser la mitad. Estas plantas también serían menos contaminantes, ya que las emisiones de CO₂ del gas natural se reducen a la mitad.

“No hay probablemente ninguna inversión que pudiera ser más beneficiosa para Cuba, que convertir estas centrales eléctricas a gas. Los ahorros serían enormes”

Los expertos creen que la construcción de la infraestructura de importación de GNL a las grandes islas caribeñas crearía economías de escala que podría permitir a las pequeñas islas que ahora usan el diesel para la generación de energía, obtener más barato, el gas natural. Como la isla más grande y más popular del Caribe, Cuba podría servir como un catalizador para un mayor comercio de GNL en esta área. (Ferris y Gronewold, 2015)

1.9. Evaluación técnico económica de Proyectos.

La justificación para la ejecución de la mayoría de las inversiones de capital es que sean económicamente convenientes. A menos que a quienes toman las decisiones se les provea de amplia y fundamentada información acerca del costo de implementación y de operación futura de un proyecto y de los indicadores de rentabilidad, no se logrará la aprobación de las inversiones necesarias, ya sea dentro de la entidad o en organizaciones exteriores, tales como bancos y agencias financieras. (Nordelo y Yanes, 2006)

¿Cómo determinar si una inversión es conveniente, atractiva económicamente y debe, por tanto, ser implementada?

La medida de conveniencia económica más simple es el Período Simple de Recuperación (PSI).

En aquellos casos en que los ahorros anuales son constantes, el PSI en años será:

$$\text{PSI} = [\text{Inversión en Capital}] / [\text{Ahorros anuales netos}]$$

Un período de recuperación corto supone una conveniencia económica.

Muchas empresas requieren que sus inversiones tengan períodos de recuperación simple de dos años o menos, independientemente de la vida esperada del proyecto.

El uso del PSI está muy extendido entre las empresas dadas su simplicidad y facilidad de cálculo pero tiene sus inconvenientes:

- ✓ No se toman en cuenta los ahorros acumulados después del período de recuperación.
- ✓ Se ignora el cambio del valor del dinero en el tiempo.
- ✓ No se consideran los cambios en costos de energía en el tiempo.
- ✓ Se omite la consideración de impuestos.
- ✓ Se ignora el valor residual de los activos de capital.

Por lo anterior, es aconsejable emplear el método del Periodo Simple de Recuperación de la Inversión únicamente como un primer filtro rápido de las posibles inversiones y emplear métodos más confiables para evaluar en detalle proyectos con buenas perspectivas.

Los métodos para la evaluación de proyectos más difundidos en la actualidad, y los más confiables, son aquellos que toman en consideración el cambio del valor del dinero en el tiempo al analizar los beneficios y costos esperados durante el periodo de evaluación del proyecto. Aunque existe otro método como el del costo del ciclo de vida que son empleado en los análisis para la adquisición e instalación de sistemas tecnológicos.

Los métodos que toman en consideración el valor del dinero en el tiempo se conocen como Métodos de Descuento.

El valor del dinero en el tiempo significa que un determinado capital que se tiene en la actualidad va incrementando su valor en el futuro a determinada tasa de interés fijada.

Dicho de otra forma, una cantidad de dinero en la actualidad tiene más valor que otra a recibir en el futuro, debido a que la primera ganará cierto interés o

rendimiento al ser invertida. (Nordelo y Yanes, 2006)

1.9.1. Métodos de Descuento.

Existen diversas técnicas de valor descontado, aunque todas ellas se basan en el descuento a valor presente de las cantidades futuras o flujos de caja.

Los flujos de caja son la diferencia neta entre beneficios y costos en cada uno de los años, refleja el dinero real en caja. (Nordelo y Yanes, 2006)

Convenio:

- ✓ entradas a caja (ingresos) son positivas.
- ✓ salidas (gastos) son negativas.

De forma general, el flujo de caja se puede calcular como:

$$Fc_i = (I_i - G_i - Dep) \cdot (1 - t/100) + Dep$$

Donde:

I- Ingresos en el año i, \$

G- Gastos en el año i, \$.

t- Tasa de impuestos sobre ganancia, %.

Dep- Depreciación del equipamiento, \$.

Evaluación del valor del dinero a través del tiempo

$$F = P \cdot (1 + r)^i$$

Donde:

F- Valor futuro de una cantidad presente (P) de dinero, \$.

r- Tasa de interés fijada, fracción.

i - Año para el cual se desea determinar el valor futuro de la cantidad presente.

En la evaluación del valor del dinero en el tiempo es muy importante tener en cuenta el interés real.

Interés real (en moneda constante)

Es el interés que tiene en cuenta los efectos de la inflación. La inflación o

devaluación del dinero, reflejada por el aumento de los precios en el mercado, puede incluirse en los análisis de inversiones calculando una tasa de interés real (tasa en moneda constante) mediante la relación de Fisher.

$$R = \left(\frac{1+r}{1+f} \right) - 1$$

Donde:

R- Tasa de interés real.

r- Tasa de interés bancaria.

f - Tasa de inflación, fracción.

El proceso de actualización a valor presente se realiza de la siguiente manera:

$$P = \frac{F}{(1+D)^i}$$

Donde:

D - tasa de descuento, fracción.

La expresión por la cual la suma futura es multiplicada se conoce como “factor de descuento”

$$Factor\ de\ Descuento = \frac{1}{(1+D)^i}$$

Valor Presente Neto (VPN)

Es el valor presente neto de los flujos de caja proyectados para todos los años durante el período de evaluación del proyecto.

Ganancias que puede reportar el proyecto, siendo positivo si el saldo entre beneficios y gastos es favorable, y negativo en caso contrario.

$$VPN = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{Fc_i}{(1+D)^i}$$

Donde:

K₀- Inversión o capital inicial.

F_{c*i*}- Flujo de caja en el año i.

D- Tasa de descuento real utilizada.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define como aquella tasa de descuento que reduce a cero el Valor Presente Neto.

La TIR representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de forma tal que al finalizar el período de evaluación o vida útil, el saldo no recuperado sea igual a cero. (Nordelo y Yanes, 2006)

Analíticamente la TIR se determina como:

$$0 = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_{c_i}}{(1 + TIR)^i}$$

Como se puede observar, esta ecuación no se puede resolver directamente, sino que se requiere de un análisis iterativo para obtener el valor de la TIR.

Período Real de Recuperación de la Inversión (PRI)

Es el tiempo en que se recupera la inversión inicial para una tasa de descuento D considerada. Se calcula como el momento para el cual el VPN se hace cero.

$$0 = -K_0 + \sum_{i=1}^{PRI} \frac{F_{c_i}}{(1 + D)^i}$$

Para obtener el valor del PRI se le van adicionando gradualmente a la inversión inicial los flujos de caja anuales hasta que el resultado sea cero, en ese momento se ha recuperado la inversión. (Nordelo y Yanes, 2006)

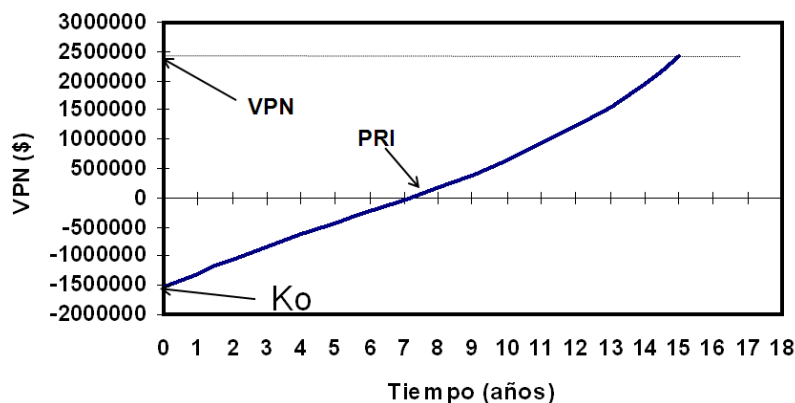
Relación Costo - Beneficio (RCB)

Se determina como la relación entre el Valor Presente Neto de los Costos VPNC y el Valor Presente Neto de los Beneficios VPNB.

$$RCB = \frac{VPNC}{VPNB}$$

En la determinación del VPNC hay que sumar al valor de los costos anuales descontados, el valor de la inversión inicial sin descontar.

Relación del VPN con el tiempo.



Rango de valores límites para que el proyecto sea económicamente viable.

Técnica de Evaluación	Rango
VPN, \$	$VPN > 0$
TIR, %	$TIR > D$
PRI, años	$PRI < n$
RCB	$RCB < 1$

1.9.2. Método costo del ciclo de vida.

En muchos casos al decidir sobre nuevas inversiones se toma en consideración solamente el costo de adquisición e instalación de un sistema.

Sin embargo, el costo inicial de muchos sistemas energéticos representa una fracción pequeña del costo total a lo largo de la vida útil del sistema.

Por ejemplo, en una instalación típica de bombeo industrial los costos de la energía, seguidos por los de mantenimiento, representan las partidas principales (Ver Figura 1.8). (Nordelo y Yanes, 2006)

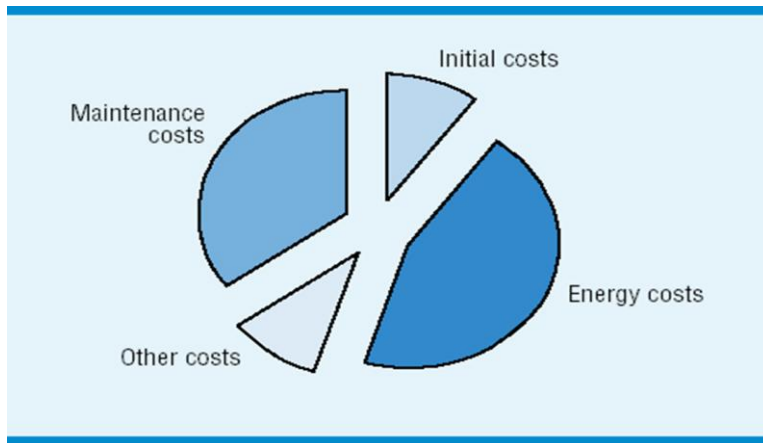


Figura 1.8: Gráfico de costos. **Fuentes:** [Nordelo y Yanes, 2006]

La esencia del método del Costo del Ciclo de Vida radica en llevar a valor presente todos los costos a lo largo de la vida del sistema y sumarlos.

$$VPN_{COSTOS} = K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{Fc_i}{(1+D)^i}$$

En este caso, Fc_i , incluye solo costos, que se considerarán positivos, al igual que el costo de la inversión inicial. En la determinación del VPN costos hay que sumar al valor de los costos anuales descontados, el valor de la inversión inicial sin descontar.

Este método posibilita realizar comparaciones entre diferentes alternativas para lograr un mismo fin productivo o servicio. Esto es particularmente útil en los casos en que no resulta factible determinar los ingresos que genera un proyecto dado, como pueden ser las inversiones en equipos de proceso específicos.

Dado que en muchos equipos y sistemas energéticos los costos de la energía y el mantenimiento constituyen las partidas principales, es importante considerar, no solo los costos actuales, sino también las tasas de incremento anual esperadas en los precios de la energía y en los costos de la mano de obra y materiales para el mantenimiento y reparación del sistema. (Nordelo y Yanes, 2006)

Los componentes que comúnmente se incluyen en el Costo del Ciclo de Vida son:

- ✓ Costo inicial, K_0 .
- ✓ Costo de instalación.

- ✓ Costo de la energía.
- ✓ Costo de operación.
- ✓ Costo de mantenimiento.
- ✓ Costo de las paradas (pérdidas de producción).
- ✓ Costos medioambientales.
- ✓ Costo de retiro del sistema y restauración del medio.

1.10. Conclusiones parciales:

- 1.El esquema actual de generación de electricidad en Cuba está basado en la utilización intensiva de combustibles fósiles derivados del petróleo, fundamentalmente de importación, lo que origina grandes gastos de divisas anualmente.
- 2.A nivel mundial el gas natural es uno de los combustibles más utilizados para la generación eléctrica por sus numerosas ventajas en comparación con los combustibles sólidos y líquidos en términos de costos, confiabilidad e impacto ambiental.
- 3.La utilización del gas natural en la modalidad GNL presenta como ventaja fundamental la reducción significativa de los costos de transportación y almacenamiento (el GNL a la temperatura de -160 °C utiliza 1/600 del espacio requerido por una cantidad comparable de gas a temperatura ambiente y presión atmosférica). Su cadena de producción comprende cuatro etapas fundamentales: exploración y producción, licuefacción, transporte y regasificación-almacenamiento.
- 4.El mercado del GNL ha mostrado un fuerte crecimiento en los últimos 10 años aunque todavía solo representa aproximadamente el 10% del consumo de gas mundial, el que a su vez representa alrededor del 2% del consumo total primario de energía en el mundo.
- 5.Cuba no posee yacimientos significativos de gas natural por lo que para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica utilizando este combustible se requiere la importación del mismo. Los principales productores en la región son Venezuela, Trinidad Tobago, Perú y

Estados Unidos.

6. Los métodos para la evaluación de proyectos más difundidos en la actualidad, y los más confiables, son aquellos que toman en consideración el cambio del valor del dinero en el tiempo, conocidos como Métodos de Descuento.

Capítulo 2: Propuesta de un esquema para generación de electricidad a partir del empleo del Gas Natural Licuado.

2.1. Introducción.

En el presente capítulo se muestra la estructura del sistema de generación térmica nacional con la propuesta de un nuevo esquema para la utilización del GNL en la generación de electricidad partiendo de variantes derivadas de un proyecto de ingeniería y construcción de una planta de regasificación.

2.2. Estructura general del sistema de generación eléctrica a implementar.

El esquema para la generación de electricidad con GNL que se propone implementar parte desde la importación del mismo y su transporte en buques metaneros hasta la planta regasificadora donde se transforma el GNL de estado líquido a estado gaseoso para luego ser enviado por vía gasoducto hacia las plantas con tecnología de ciclos combinados para el proceso de producción de energía eléctrica, la cual se insertaría finalmente a la red eléctrica nacional cubana. (Ver figura 2.1)



Figura 2.1: Estructura de generación eléctrica a implementar.

2.3. Proceso de importación del GNL.

El proceso de importación del GNL se prevee desde países del área que cuentan con la tecnología y la experiencia en el procesamiento del Gas Natural. A continuación se describen los procesos tecnológicos necesarios para el suministro del producto.

Perforación: Plataforma que ejecuta las perforaciones y extracciones del crudo en la costa.

Remoción: Procesamiento del crudo, separación de los derivados Gas Natural, H₂S, Hg, H₂O, CO₂, etc.

Licuefacción: Se transforma el Gas Natural de fase gaseosa a fase líquida y se obtiene el GNL.

Almacenamiento: El GNL se almacena en los tanques a presión.

Embarque y transporte: Carga de GNL al buque metanero y transporte en el mismo hasta el destinatario final.

2.4. Características de una Planta Regasificadora.

La planta de regasificación es una instalación que aplica tecnologías para llevar el gas natural de fase líquida a fase gaseosa y así ser enviado al sistema de tuberías de gas.

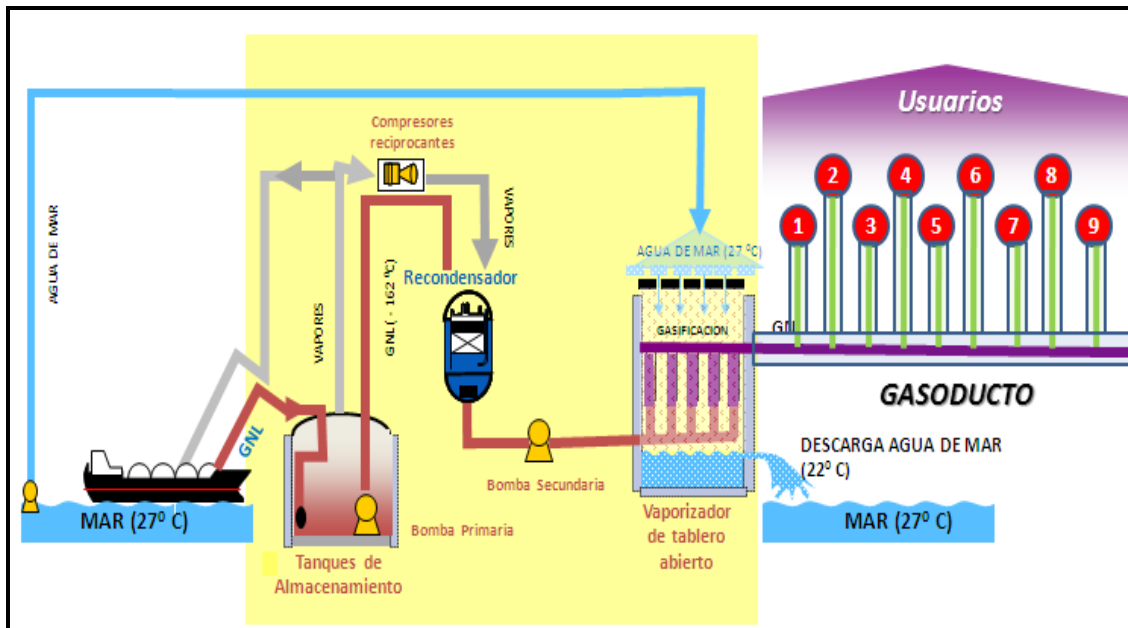


Figura 2.2: Configuración típica de una planta de regasificación

La composición de este tipo de instalación es la siguiente:

- ✓ Muelle espigón con brazos de descarga para la recepción de buques metaneros.
- ✓ Tanque(s) de almacenamiento de GNL.
- ✓ Sistema de recolección de Boil Off.
- ✓ Sistema de relacuación intermedia entre las bombas primarias (de baja presión) y las secundarias (de alta presión) para su posterior envío hacia los vaporizadores y finalmente hacia una red de gasoducto.
- ✓ Sistema de vaporización del GNL.
- ✓ Estación de medición de gas natural.
- ✓ Sistemas auxiliares.

Existen algunas semejanzas de diseño respecto a las plantas de gas convencionales, pero las consideraciones ambientales, de seguridad y de salud son más estrictas. Los principales riesgos son su baja temperatura (riesgo criogénico) del GNL y la alta inflamabilidad del gas natural.

2.5. Descripción general del Proyecto de Planta de Regasificación

Se propone la construcción de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) con dos trenes (1 funcionando y 1 de reserva) y una capacidad

anual de 1 030 000 toneladas de GNL, unido a una red magistral de gasoductos de distribución de gas natural (GN) hasta los consumidores finales para la generación eléctrica.

De acuerdo con ello el proyecto general consta de los siguientes objetos de obra: Planta de regasificación, Muelle y obras marinas y Red magistral de gasoductos.

I. Planta de regasificación.

El proceso tecnológico es físico, no hay reacciones químicas. Consiste en el cambio de estado, de líquido (GNL) a gaseoso (GN), mediante la transferencia de calor entre el agua de mar y el GNL en equipos llamados vaporizadores. La planta se diseñará para recibir buques metaneros de GNL con capacidades entre 40 000 y 155 000 m³, con eslora hasta 290 m. La planta, en general, está compuesta por los siguientes equipos y sistemas (Ver Figura 2.3):

- Tanques de almacenamiento de contención total (tanque interno de aleación 9% níquel y tanque externo de hormigón, incluyendo el techo). Total de tanques: 2; de 160 000 m³ cada uno (Diámetro: 80 m, Altura: 42 m.)
- Sistema de relicuación intermedia entre las bombas primarias (de baja presión) y las secundarias (de alta presión) para su posterior envío hacia los vaporizadores y finalmente hacia la red de gasoductos.
- Sistema de vaporización de panel abierto (*Open Rack Vaporizer: ORV*), con agua de mar como fluido caliente para la vaporización. Total de ORV: 3
- Consta además con tuberías desde el muelle a los tanques de almacenamiento, así como línea de retorno de vapor y líneas de mantenimiento en frío, sistemas de bombeo GNL, compresores de gas de *boil-off (BOG)* y sistema de licuefacción, estación de medida y de adición de odorizante en el gas de salida para el gasoducto, así como sistemas de seguridad y auxiliares.

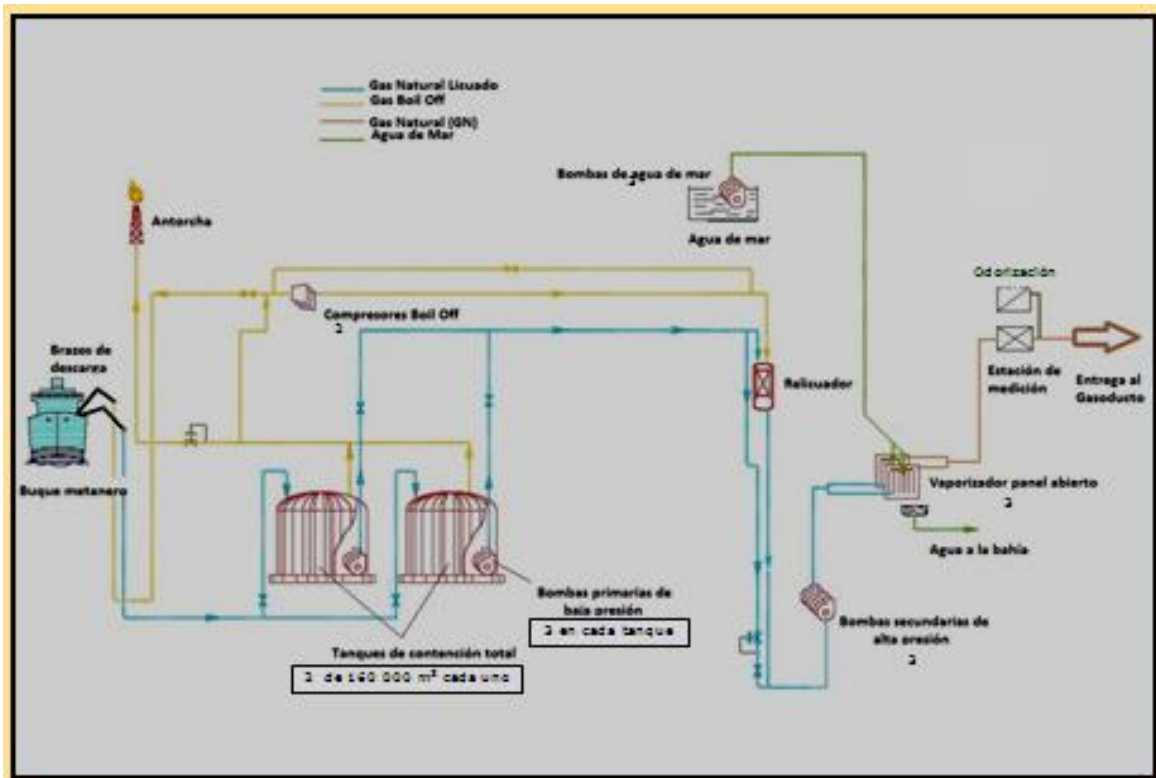


Figura 2.3: Diagrama de la planta de regasificación.

II. Muelle y Obras Marinas.

La principal obra es el muelle con una plataforma de descarga del GNL, con cuatro (4) brazos de descarga para la recepción de buques metaneros con capacidades entre 40 000 y 160 000 m³.

Las restantes obras marinas son un puente de acceso al muelle de descarga de 1 162 m, tuberías de toma y vertido de agua de mar, un muro de retención y dos piscinas de agua de mar.

III. Red Magistral de Gasoductos.

La red magistral de gasoductos tendrá su punto inicial a la salida de la planta de regasificación de GNL, suministrando GN a los consumidores finales. Será capaz de trasegar diariamente hasta 13,4 millones de Nm³ de GN, a una presión de 70,90 kg/cm² y temperatura de salida de 5°C. En la salida de la planta de regasificación de GNL, antes del límite de batería, se ha previsto una válvula de regulación que estabilizará la presión de salida del GN, para su entrega a la red de gasoductos.

La red magistral de gasoductos será soterrada en la mayor parte de su recorrido y con las características de la zona atravesada, previéndose un ancho máximo de 15 m del Derecho de Vía, para facilitar la etapa de construcción del ducto.

2.6. Descripción del proceso de regasificación.

Como se planteo en el epígrafe 2.4 el proceso de la planta comienza con la recepción o descarga del GNL del buque metanero utilizando las bombas criogénicas que están ubicadas en el interior de los tanques de almacenamiento del barco. El vapor desplazado durante la operación de llenado del tanque en tierra, se envía otra vez al buque para restablecer la presión en el tanque del barco, modificada debido a la descarga.

La descarga se realiza usando cuatro brazos de 16"; de los cuales tres se emplean para la transferencia de líquido y uno para la transferencia de gas. Durante la operación de descarga del buque, la presión en los tanques de almacenamiento se mantiene a 150 mbar (normalmente se encuentra en los 180 mbar). La presión del tanque de GNL se controla principalmente extrayendo el gas evaporado con los compresores de boil-off. En caso de un aumento de presión en los tanques, el exceso de gas de evaporación se puede enviar también a la antorcha.

Realizada la descarga, el GNL se extrae de los tanques en tierra utilizando las llamadas bombas primarias, que se encuentran en el interior de los tanques de almacenamiento. Estas bombas impulsan al GNL para dirigirlo hacia el relicuador. En éste, el gas comprimido por los compresores de boil-off se pone en contacto con el GNL y se condensa.

A la salida del relicuador, se obtiene GNL con una presión inferior a la exigida por la red de gas natural. Este GNL es aspirado por las llamadas bombas secundarias, que le otorgan la presión necesaria para atravesar el sistema de regasificación y alcanzar la red con la presión requerida.

Al hacer pasar el GNL por el interior de los tubos de los vaporizadores de panel abiertos (ORV¹), y por el exterior hacer circular agua de mar a temperatura

¹ Open rack vaporizer.

ambiente (a la que se le agrega una pequeña dosificación de un 0.2% de cloro para evitar las incrustaciones) se logra evaporar el gas natural licuado convirtiéndolo en gas, el cual queda listo para ser medido y odorizado y posteriormente enviado al gasoducto para ser consumido por los clientes.

Los sistemas de operación que debe asegurar una planta de regasificación son:

Sistema de descarga.

El Sistema de Descarga de la Planta, se diseña con atraques para recepcionar buques metaneros de hasta 155 000 m³ de capacidad máxima. Las instalaciones se proyectan para descargar un barco a un tanque de almacenamiento de GNL a una velocidad media de descarga de 12 000 m³/h.

El colector del muelle, se equipa con cuatro brazos de 16"; de los cuales tres se emplean para la transferencia de líquido y uno para la transferencia de gas. Uno de los brazos de líquido es de tipo híbrido, para en el caso de fallar el brazo de transferencia de gas, este brazo de líquido híbrido pueda usarse como brazo de retorno de gas y llevarse a cabo la descarga a una velocidad reducida sin quemar gas en la antorcha.

Sistema de almacenamiento.

✓ Tanques: serán del tipo contención total con un tambor interno de aleación 9% Ni² y revestido completamente de hormigón en el exterior (incluyendo el techo). Para evitar cualquier riesgo de derrame descontrolado, la instrumentación de control se localizará en la superficie del tanque sumergida en termo-pozos para lograr menores niveles perturbaciones en la medición. El resto se distribuye por toda el área del mismo, para el control de posibles fugas, implosiones, explosiones, incendios y cualquier mitigación que salvaguarde la seguridad.

En la siguiente figura se muestra un tanque de contención total.

² Niquel

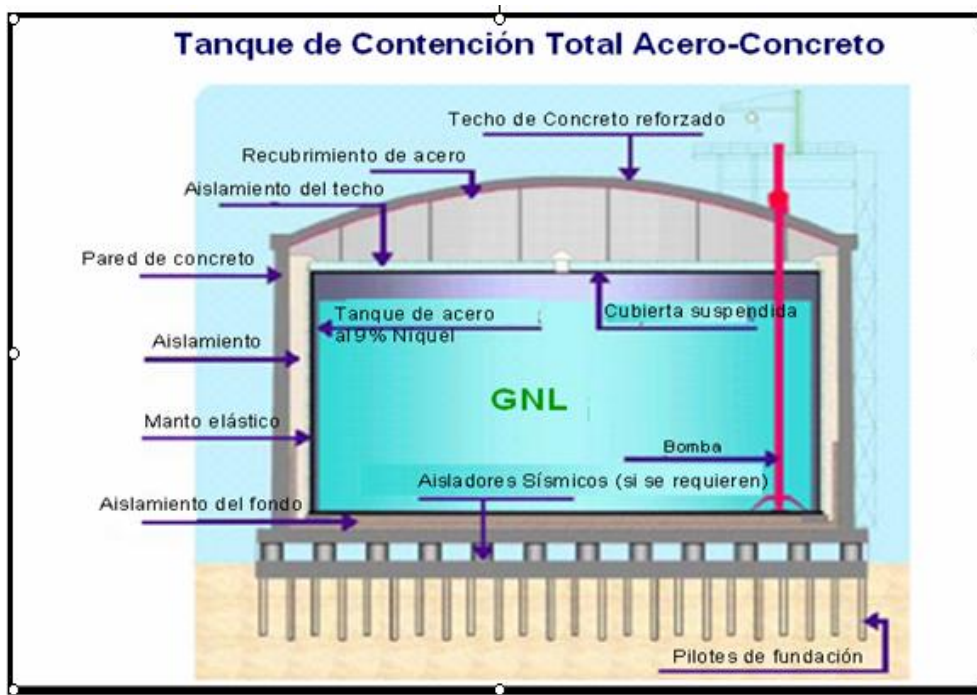


Figura 2.4: Tanque de contención total.

✓ Bombas del interior del tanque.

El GNL que se almacena, se extrae del tanque mediante las bombas sumergidas en los pozos del interior del tanque. Se instalan tres bombas centrífugas iguales, dos en servicio y una de reserva.

✓ Compresión de gas boil-off.

La función de los compresores de BOG³, es mantener una presión constante en los tanques de almacenamiento mediante la retirada de gas en exceso. Se han previsto dos compresores criogénicos con control de capacidad por pasos. La capacidad de funcionamiento (0%-25%-50%-75%-100%) de los compresores BOG normalmente está regulada por un controlador de presión.

✓ Relicador.

El objetivo del relicador es condensar los BOG poniéndolo en contacto con el GNL sub-enfriado procedente del tanque de almacenamiento. En el relicador, el caudal de GNL se divide en dos corrientes: una lo lleva a su parte superior donde entra en contacto con los BOG, fluyendo en paralelo a través de un paquete de anillos de acero inoxidable y los BOG se condensan por

³ Boil Off Gases

intercambio de calor con el GNL, y la otra corriente de GNL se envía a la parte inferior del relicuador, que actúa como acumulador para las bombas de envío.

Sistema de envío.

✓ Bombas Alta Presión (HP) de envío.

Las bombas centrífugas de alta presión HP⁴ se alimentan del GNL que procede del relicuador y proporcionarán a los vaporizadores el caudal y presión requeridos, para enviarlo al gasoducto. Las bombas HP son verticales, con un tambor de aspiración. Se instalan además, tres bombas iguales en el sistema de envío.

✓ Vaporizadores de panel abierto.

Se necesitan dos ORV⁵ en operación, y estará instalado un tercero como reserva. El caudal de envío de la Planta es igual al caudal de todos los vaporizadores, menos un pequeño caudal que se usará como gas de barrido del colector de antorcha y para los pilotos de la misma. Estos vaporizadores utilizan agua de mar como fuente externa de energía. El GNL fluye hacia arriba a través de paneles verticales de tubos y se vaporiza por intercambio térmico con el agua de mar clorada, que desciende desde la parte superior a la inferior en forma de película.

Sistema de medida.

El sistema de medida es de transferencia fiscal con medición de flujo de forma ultrasónica y cromatografía en la línea de trasiego de gas, el gas se factura por BTU⁶ (Cantidad de energía) y odoriza con THT⁷.

Sistema de antorcha

El sistema de antorcha se compone de una sola red de baja presión conectada al colector de BOG para evacuar los gases en el caso de un incremento anormal de la presión. Posee un sistema de fuel gas que mantiene los pilotos de la chimenea encendidos. Las válvulas de seguridad y válvulas de expansión térmica de la Planta se conectan al colector BOG.

⁴ High pressure.

⁵ Open rack vaporizer.

⁶ British thermal unit

⁷ Tetrahidrotiofeno C₄H₈S

Unidades de servicios auxiliares.

- ✓ Sistema de agua de mar.
- ✓ Sistema de aire de instrumentos.
- ✓ Sistema de nitrógeno.
- ✓ Sistema de agua contra incendios.
- ✓ Agua industrial.
- ✓ Agua potable.
- ✓ Sistema de tratamiento de residuales.
- ✓ Sistema de diesel.

A continuación se muestra un esquema del proceso de regasificación de GNL en la Planta:

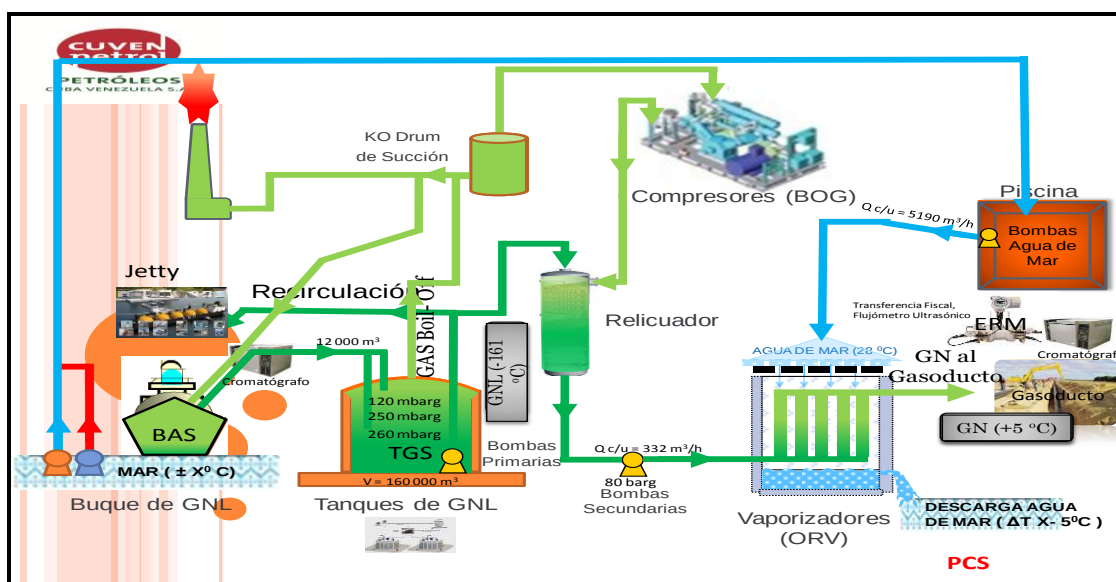


Figura 2.5: Proceso de la Terminal de Regasificación.

2.7. Evaluación de las variantes tecnológicas para la planta regasificación.

Se estudiaron tres variantes tecnológicas para la planta de regasificación,

- ✓ Opción 1: Vaporización usando panel abierto (OPEN RACK). Almacenamiento con tanques de contención total.
- ✓ Opción 2: Vaporización usando aire del ambiente (AAV) almacenamiento con tanques de contención total.

- ✓ Opción 3: Vaporización usando combustión sumergida (SCV) almacenamiento con tanques de contención total.

Sistema de Vaporización usando Panel Abierto. (ORV)

En términos simples, los vaporizadores de panel abierto (Open Rack Vaporizers, ORV) consisten en tuberías que son bañadas con una película de agua de mar a temperatura ambiente. Como el agua de mar se encuentra a una temperatura ambiente muy superior a la temperatura del GNL (entre 12 y 18 ° C versus -160° C), el gas natural en estado líquido se calienta con el agua del mar, retornando a su fase gaseosa. El elemento conductor de calor es llamado panel, el cual está comprendido por muchas filas de tubos de transferencia de calor. Los paneles de estos vaporizadores son fabricados de una aleación de aluminio, ya que este material posee características mecánicas ideales para operación a bajas temperaturas, además, de su alta conductividad térmica. Para protegerlos de la corrosión por el agua de mar, son recubiertos con una aleación de Zinc.

Sistema de Vaporización usando Aire del Ambiente. (AAV)

Los vaporizadores con aire del ambiente, emplean la energía térmica del aire para vaporizar el GNL en gas natural. Para ello, el GNL es enviado a través de varios bancos de intercambiadores de superficie extendida. De esta forma el calor es transferido al GNL para vaporizarlo y generar gas natural a una temperatura cercana a la temperatura del aire en el ambiente. El aire frío, ahora más denso, fluye en forma descendente y sale por el fondo del vaporizador.

El tamaño y rendimiento de estos equipos se ve severamente afectado por la temperatura y humedad del aire, por lo que son ideales para localizaciones de clima cálido.

Sistema de Vaporización usando Combustión Sumergida. (SCV)

Los vaporizadores con combustión sumergida emplean un tubo aleteado de acero inoxidable sumergido en un baño de agua para vaporizar el GNL. El agua es calentada por los gases de combustión generados por uno o varios quemadores, los cuales son burbujeados en el baño. De esta forma, el calor es transferido desde el baño de agua hacia el GNL que fluye en el interior de

los tubos. Los gases de combustión son liberados a la atmósfera, por lo general a través de una chimenea de venteo.

Generalmente, se prefiere el uso de un solo quemador grande a múltiples quemadores pequeños por razones económicas y de menor generación de contaminantes (CO₂ y NO_x). Se diseñan para utilizar como combustible, el vapor generado en los tanques por evaporación (Boil Off) y/o gas de baja presión obtenido del total de gas vaporizado.

Para la elección de la variante tecnológica a emplear en la Planta Regasificadora apropiada se recopiló la información económica de los costos, lo que se muestra en la tabla 2.1

Tabla 2.1: Información económica opciones tecnológicas.

DESCRIPCIÓN	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3
Inversión (MM\$)	405,05	513,55	385,12
Contingencia (30%)	121,51	154,07	115,54
Inversión Total (MM\$)	526,56	667,62	500,66
Mantenimiento (MM\$)	64,29	92,47	58,84
Contingencia (10%)	6,43	9,25	5,88
Total Mtto. (MM\$)	70,72	101,72	64,72
Operación (MM\$)	255,55	298,81	676,72
Contingencia (10%)	25,55	29,88	67,67
Total Operación (MM\$)	281,10	328,69	744,39
Total General (MM\$)	869,25	1.085,78	1.300,97

A partir de los resultados obtenidos se propone para el Proyecto la opción 1, por ser la más económica y la menos impactante sobre el medio ambiente, pues se suprimen procesos que conllevan combustión y por ende emisiones de gases tóxicos.

Para efectos de la evaluación económica se consideran como ingresos los volúmenes de venta del gas natural y como egresos el costo de compra del GNL, el cual se define en los cálculos como materia prima del proceso.

En la tabla 2.2 muestra el pronóstico de los precios del gas en los próximos 8 años.

Tabla 2.2: Costos de Compra del GNL y Venta del GN.

	Unidad	Años							
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Compra GNL	Usd/ MMBtu	4.02	3.99	4.04	4.10	4.16	4.08	3.99	4.08
Venta GNL		5.87	5.82	5.89	5.97	6.05	5.95	5.82	5.95

Fuente: (Ernst & Young, 2012)

Como se estima en la tabla anterior las ventas superan a los costos de compra en \$1.87 MM USD por tonelada, por lo que los ingresos serían notablemente mayores.

Otro elemento de vital importancia es lo estratégico que representa el recurso energía para el desarrollo socioeconómico en los tiempos actuales y más en el caso de Cuba como país bloqueado, y que el principal objetivo que se pretende con el suministro de grandes volúmenes de gas natural es el comienzo de transformación de la matriz energética del país con un combustible mucho más barato y limpio, lo que clasifica esta inversión como una de las prioritarias. A continuación se exponen además los beneficios de la obra en las etapas de construcción y explotación.

Durante las etapas de proyecto y construcción de esta industria los beneficios se limitan al empleo de fuerza de trabajo directa e indirecta, siendo el pago en salario el principal bien que genera, según cálculos aproximados 65 000 pesos y al desarrollo de otros sectores de la economía mediante la compra de materiales de construcción y otros insumos, cuyo monto resulta muy difícil de calcular en estos momentos, aunque deben ser considerables; al igual que se incluye en este renglón la posible utilización de la vegetación maderable del desmonte.

Con la puesta en marcha y explotación de la Planta Regasificadora se obtiene el mayor impacto socio-económico con la producción anual de 1,03 MM Ton/año de gas, aportándole al país ahorros superiores a los 100 MM de dólares.

2.8. Propuesta de las variantes de esquemas para la producción de electricidad.

En este acápite se muestran las posibles variantes de esquemas de producción de electricidad derivadas del análisis realizado, partiendo del estudio de ingeniería y construcción de la planta de regasificación en Cuba y tomando como base el análisis de los costos iniciales de inversión de la misma.

2.8.1. *Propuestas de variantes para esquemas de producción de electricidad.*

- Variante I: Esquema para la producción de electricidad con la ubicación de la planta Regasificadora en Cienfuegos.

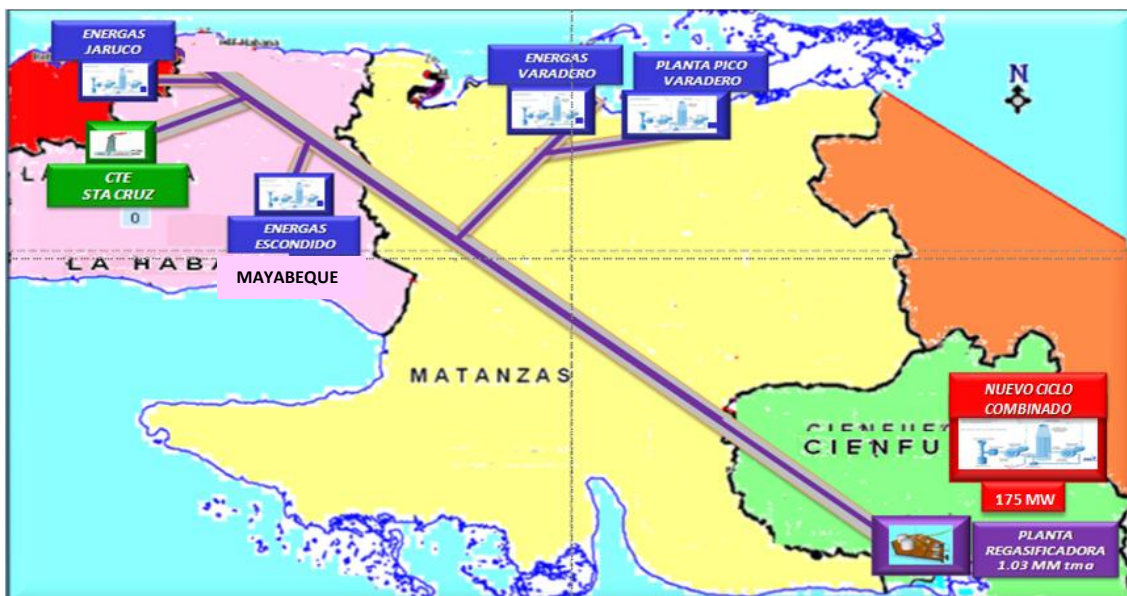


Figura 2.6: Esquema general de ubicación de objetos de obras del Proyecto y consumidores

Los consumidores son los siguientes:

- ✓ Ciclo combinado Energías Varadero.
- ✓ Ciclo combinado Energías Boca Jaruco.
- ✓ Nuevo ciclo combinado de 175 MW en Cienfuegos.
- ✓ CTE Habana. (buffer)
- ✓ Planta Pico Varadero. (buffer)

El Proyecto contempla la construcción de una planta de Regasificación de GNL en Cienfuegos, unido a un gasoducto de distribución de gas natural de 286 km, desde Cienfuegos hasta Matanzas y Mayabeque, y un nuevo ciclo combinado de 175 MW en Cienfuegos.

La estructura del ciclo combinado de esta variante será la siguiente:

- ✓ Configuración 2 x 2 x 1.
- ✓ Composición:
 - 2 turbinas de gas de 60 MW ISO
 - 1 turbina de vapor de 55 MW

- ✓ 2 calderas recuperativas.
- ✓ Potencia Bruta 175 MW
- ✓ Potencia Neta probable (30 °C) 150 MW
- ✓ Eficiencia Neta probable a (30 °C) 51%
- ✓ Costo de inversión 1,7 MM USD/MWh
- ✓ Costo del combustible: 152.24 USD/MWh
- ✓ Costo de Operación: 13.0 USD/MWh
- ✓ Costo de Mantenimiento: 5.7 USD/MWh
- ✓ Precio de venta del MWh: 187.0 USD/MWh

Lo anterior permite la recuperación de:

- ✓ 205 MW que no se generan por falta de gas natural en los yacimientos cubanos en explotación actualmente a pesar de existir capacidad instalada en Energías.
 - ✓ 140 MW adicional en Boca de Jaruco, por disponer de gas natural adicional para el montaje de una nueva turbina de gas a ciclo abierto.
 - ✓ 175 MW que aporta el nuevo ciclo combinado.
- Variante II: Esquema para la producción de electricidad con la ubicación de la planta Regasificadora en Matanzas.

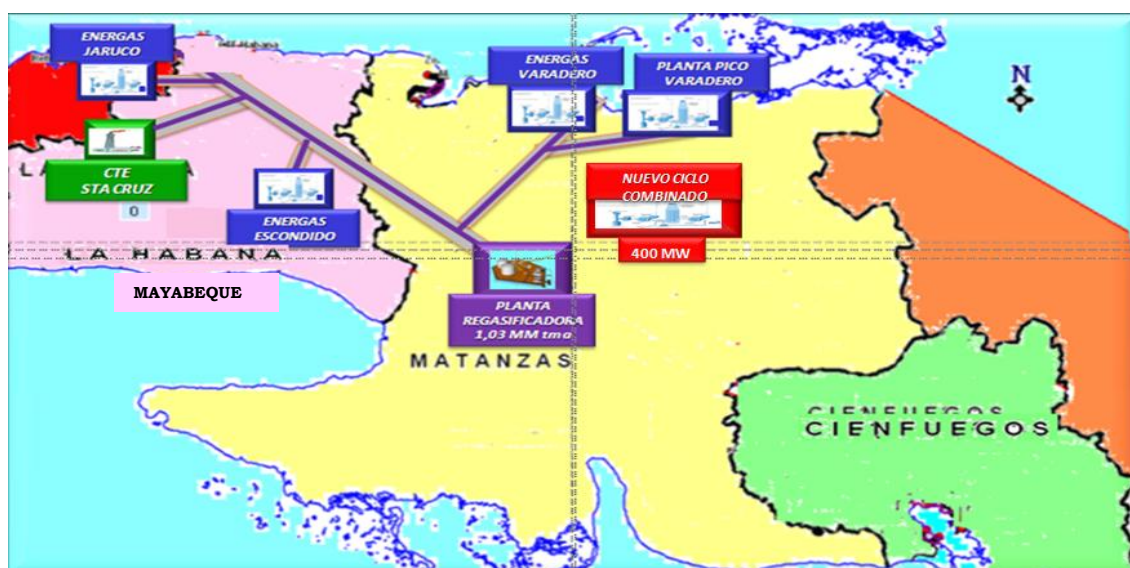


Figura 2.7: Esquema general de ubicación de objetos de obras del Proyecto y consumidores

Los consumidores son los siguientes:

- ✓ Ciclo combinado Energas Varadero.
- ✓ Ciclo combinado Energas Boca Jaruco.
- ✓ Nuevo ciclo combinado de 400 MW en Matanzas.
- ✓ CTE Habana. (buffer)
- ✓ Planta Pico Varadero. (buffer)

El Proyecto contempla la construcción de una planta de Regasificación de GNL en Matanzas, unido a un gasoducto de distribución de gas natural de 132 km, desde Matanzas hasta Mayabeque, y un nuevo ciclo combinado de 400 MW en Matanzas. La potencia de este ciclo combinado es mayor que la propuesta para Cienfuegos producto que en esta variante se ahorra en la construcción de los km de gasoducto y en las obras marítimas (muelle) lo que posibilita la inversión en una tecnología de dicha capacidad.

El nuevo ciclo combinado tendrá las siguientes características:

- ✓ Configuración 2 x 2 x 1.
- ✓ Composición:
 - 2 turbinas de gas de 130 MW ISO.
 - 1 turbina de vapor de 140 MW.
- ✓ 2 calderas recuperativas.
- ✓ Potencia Bruta 400 MW
- ✓ Potencia Neta probable (30 °C) 350 MW
- ✓ Eficiencia Neta probable a (30 °C) 51%
- ✓ Costo de inversión 1,7 MM USD/MWh
- ✓ Costo del combustible: 136.22 USD/MWh
- ✓ Costo de Operación: 10.5 USD/MWh
- ✓ Costo de Mantenimiento: 4.5 USD/MWh
- ✓ Precio de venta del MWh: 187.00 USD/MWh

Lo anterior permite:

- ✓ Recuperar 205 MW que no se generan por falta de gas natural en los yacimientos cubanos en explotación actualmente a pesar de existir capacidad instalada en Energas.
- ✓ 140 MW adicionales en Boca de Jaruco, por disponer de gas natural adicional para el montaje de una nueva turbina de gas a ciclo abierto.
- ✓ 400 MW que aporta el nuevo ciclo combinado.

2.9. Conclusiones parciales.

Con la realización de este capítulo llegamos a las siguientes conclusiones:

1. El esquema de generación de electricidad propuesto está basado en la importación del GNL y su transporte en buques metaneros hasta la Planta Regasificadora donde se transforma el GNL de estado líquido a estado gaseoso para luego ser enviado por vía gasoducto hacia las plantas con tecnología de ciclos combinados para el proceso de producción de energía eléctrica, la cual se insertaría finalmente a la red eléctrica nacional cubana.
2. Los procesos que intervienen en el funcionamiento de la planta de regasificación son descarga, almacenamiento, bombeo, regasificación y medida.
3. La variante tecnológica de empleo de Vaporización usando panel abierto (OPEN RACK) y almacenamiento con tanques de contención total en la planta de regasificación, es la más ventajosa de las tres evaluadas, por ser la más económica y la menos impactante sobre el medio ambiente, pues se suprimen procesos que conllevan combustión y por ende emisiones de gases tóxicos.
4. Se proponen dos variantes para la implementación del esquema de producción de electricidad, las mismas contemplan la construcción de una planta de Regasificación de GNL, con una capacidad anual de regasificación de 1,03 MMTM de GNL, la variante I en Cienfuegos y la variante II en Matanzas.

5. Se necesita elaborar la evaluación técnico económica de las variantes propuestas para la implementación del nuevo esquema de producción de electricidad, para determinar cuál de las mismas es la más viable y factible para ser ejecutada por el país.

Capítulo 3: Evaluación de Impacto Ambiental.

3.1 Introducción.

En el presente capítulo se evalúa el efecto económico de la propuesta de sustitución de combustibles para la generación eléctrica, partiendo de las variantes definidas en el capítulo anterior.

3.2 Premisas.

- 1º. Los datos de los objetos de obras asociados al procesamiento (Muelle y Planta Regasificadora) y transporte (Gasoducto) de GNL son obtenidos de las siguientes fuentes:

- Los resultados de la Ingeniería Básica de la Planta Regasificadora.
- Los resultados de la Ingeniería Básica del gasoducto, desarrollada por la empresa cubana de ingeniería EIPP.
- Contrato IPCA firmado para el Proyecto con la firma China HQC.
- Los resultados de la Ingeniería Básica hecha por GEOCUBA Estudios Marinos para el Corte de la Punta de Pasacaballos y el Dragado del canal de acceso a la bahía.
- Análisis de precios actualizados del GNL hecho por Cubametales.

- 2º. Los datos de los Ciclos Combinados e indicadores de la generación eléctrica son obtenidos de la siguiente fuente:

- Datos certificados por la Unión Eléctrica (UNE).

- 3º. Bases de cálculo:

- Datos tomados de ***Stream, Diciembre 2012.***

- ✓ 1 TM de GNL= 1 346.04 Nm³

✓ 1 TM de GNL= 52.44 MMBtu

➤ Costo de inversión en Ciclo Combinado: 1.7 USD/MWh.

4º. Se mantiene el financiamiento por el valor del Contrato IPCA de 1 395,0 MMUSD. No se necesita financiamiento adicional en las variantes que se presentan.

5º. Utilización del modelo económico de CONAS para el análisis de las variantes.

6º. Los Precios utilizados fueron suministrados por CUBAMETALES, según publicaciones internacionales del 19/12/2012 (Henry Hubb y Brent)

3.3. Datos empleados en la realización de la evaluación económica para cada variante.

3.3.1. Mercado y Potencial de Producción.

✓ La capacidad nominal de la Planta Regasificadora es de 1 030 000 TM/año.

✓ Días de operación de la Planta Regasificadora al año: 330 (según Ingeniería Conceptual Extendida hecha por la empresa española de ingeniería Técnicas Reunidas).

Variante I:

Consumidor	TM GNL/año	Nm ³ /d GN	MMJ/año
Energas Varadero	79 275	323 355	4 383 123 787
Energas Boca de Jaruco	284 350	1 159 838	15 721 743 916
Nuevo Ciclo Combinado Cienfuegos	234 701	957 324	12 976 644 582
CTE Habana	431 673	1 760 755	23 867 249 254

Variante II:

Consumidor	TM GNL/año	Nm ³ /d GN	MMJ/año
Energas Varadero	79 275	323 355	4 383 123 787
Energas Boca de Jaruco	284 350	1 159 838	15 721 743 916
Nuevo Ciclo Combinado Matanzas	439 007	1 790 670	24 272 746 992
CTE Habana	227 368	927 413	12 571 202 724

Existen otros consumidores para las dos variantes, tales como:

⇒Energas Puerto Escondido (20 MW)

⇒Planta Pico Varadero

3.3.2. Fuentes de financiamiento.

El financiamiento para esta inversión, común para las dos variantes, será otorgado por el EXIMBANK y por PDVSA CUBA S.A. bajo las condiciones particulares de cada una, la cual expresamos a continuación:

1-EXIMBANK, de la República Popular China, otorga financiamientos bajo los siguientes términos y condiciones:

- ✓ Firma del contrato de préstamo entre EXIMBANK y PDVSA.
- ✓ El período de disponibilidad del crédito no debe exceder los 12 años en principio a partir de la suscripción del contrato.
- ✓ Hay que pagar un 0,5% por administración del préstamo (Honorarios de Dirección).
- ✓ La tasa de interés es del LIBOR a 6 meses 330 BP ANUAL, calculándose sobre los saldos adeudados.
- ✓ La base de cálculo de los intereses es de 360/360.
- ✓ El interés y el principal se pagarán 2 veces en el año en los meses de enero y julio.
- ✓ Se proyecta en el Estudio el pago de los intereses al año vencido a partir de la primera toma.
- ✓ El pago del principal se efectuará 4 años posteriores a la firma del préstamo entre EXIMBANK y PDVSA.
- ✓ Este financiamiento ascenderá al 85% del valor total del IPCA firmado entre HQC y CUVENPETROL.

2- PDVSA CUBA, S. A. otorga financiamientos bajo los siguientes términos y condiciones:

- ✓ El período de disponibilidad del crédito no debe exceder los 15 años.
- ✓ La tasa de interés anual de 3 %, contemplándose un período de gracia para el pago de los mismos de cinco (5) años.

- ✓ Para el pago del principal se establece un período de gracia de diez (10) años realizándose desembolsos anuales por este concepto hasta alcanzar el año 15 a partir de cada toma del financiamiento.
- ✓ Este financiamiento ascenderá al 15% del valor total del contrato IPCA firmado entre HQC y CUVENPETROL, además de los otros gastos asociados a la inversión fuera del contrato IPCA.

3.3.3. Desglose del valor de la inversión del Proyecto por objetos de obra.

Variante I:

UM: MMUSD

COMPONENTES	PLANTA	MUELLE	GASODUCTO	DRAGADO	CC 175MW	TOTAL
CONSTRUCCION	165.700	103.900	157.000	67.100	91.284	584.984
EQUIPOS	187.600	35.000	174.400		197.348	594.348
OTROS	121.450	62.900	70.845	46.603	8.868	310.665
TOTAL	474.750	201.800	402.245	113.703	297.500	1,489.997

Variante II:

UM: MMUSD

CONCEPTO	PLANTA	MUELLE	GASODUCTO	DRAGADO	CC 400MW	TOTAL
CONSTRUCCION	165.700	46.600	72.600		210.000	494.900
EQUIPOS	187.600	18.800	80.600		454.000	741.000
OTROS	146.239	38.300	48.419		20.400	253.358
TOTAL	499.539	103.700	201.619		684.400	1,489.258

3.3.4. Costo de inversión por variantes.

	UM: MMUSD	
	VARIANTE I	VARIANTE II
Gerencia	34	34
Planta Regasificadora	419	419
1 tren de gasificación	419	419
Muelle Nuevo	181	86
% del muelle original		48
Gasoducto	360	166
Km	286	132
Costo / km	1,26	1,26
Obras Marinas	102	0
TOTAL IPCA	1096	705
Disminución respecto al Financiamiento Original	299	689
Gastos pre inversión	165:	152:
Re-ingeniería		10,75
Otros Gastos de Inversión	99,11	99,11

Gastos de financiamiento	65,92	42,41
Total estimado de la inversión	1261,03	857,27
Capacidad de generación en CC con el ahorro (MW)	175	400

3.3.5. Elementos de costos tomados en cuenta para la evaluación económica de cada variante.

3.3.5.1. Para la operación de GNL:

Elemento	USD/MMBtu	
	Variante I	Variante II
Precio de compra del GNL	12.000	12.000
Combustibles y lubricantes	0,020	0,020
Electricidad	0,008	0,008
Remolcadores	0,006	0,006
Otros Gastos	0,043	0,043
Mantenimiento y Reparación	0,040	0,040
Otros Gastos de Distribución y Venta	0,054	0,054
Otros Gastos Generales y de Administración	0,080	0,080
Estimulación	0,001	0,001
Salario	0.068	0,065

3.3.5.2. Para el cálculo del beneficio país por la recuperación de potencia instalada y la nueva generación con la introducción del GNL:

Elemento	USD/MWh	
	Variante I	Variante II
Costo de Operación CC (Sin considerar el combustible)	13.0	10.5
Costo de Mantenimiento CC(Ciclo Combinado)	5.7	4.5
Precio de Venta del MWh a la UNE	187.0	187.0

Elemento	USD / MMBTU
Costo Operación	1.943
Otros Costos	1.337
Precio de Compra	12.00

Elemento	Energas. Varadero	Energas. Boca Jaruco	TG 140	CC 175	CC 400
Índice TM GNL / MW	0.200	0.170	0.170	0.190	0.170
Precio de Venta USD / MMBTU	15.28	15.28	15.28	15.28	15.28
MM BTU a TM GNL	52.44	52.44	52.44	52.44	52.44
CUC / MW	160	136	136	152	136

Evaluación Económica sobre la sustitución del Fuel Oil por GNL

Nota: Costo total (operación + combustible) para la generación con fuel: 198.91 USD / MWh y el Índice de consumo para plantas de fuel 210 g/MW equivalentes a 0.210 TM/MW

3.3.5.3. Para el cálculo del beneficio país por la adquisición anual del combustible.

Precio del GNL (USD/MMBTU)	12.00
Precio FUEL (USD/TM)	669
Precio GNL TPE (USD/TM)	476.40
Precio Crudo Nac.	532.70

3.3.5.4. Para el cálculo del esquema de generación a partir de la inclusión del GNL.

Índices de Consumo	TM / MW	m3/MW
Planta Pico Varadero	0.420	0.974
Energas Varadero	0.359	0.833
Energas Varadero (gas sup.)	0.185	0.429
Energas Puerto Escondido	0.420	0.974
CTE Este Habana	0.212	0.492
Energas Boca Jaruco	0.359	0.833
Energas Boca Jaruco (gas sup.)	0.189	0.438
Ciclos combinado (nuevos)	0.170	0.394

		VARIANTES			
	OBSERVACIONES	VARIANTE I		VARIANTE II	
		CONSUMO GNL UM= Tm GNL	GEN. ELECT UM= Mw	CONSUMO GNL UM= Tm GNL	GEN. ELECT UM= Mw
CONSUMIDORES		6	635	5	745
Planta Pico Varadero	Deficit (20 MW)	202	20	202	20
Energas Varadero	Deficit (35 MW)	302	35	302	35
Energas Varadero (Gas suplementario)	Deficit (24 MW)				
Energas Puerto Escondido	Deficit (20 MW)	202	20	202	20
CTE Habana (Santa Cruz)	Planta Buffer	585	115	0	
Energas Boca de Jaruco	Deficit (70 MW)	1,809	210	1,809	210
Energas Boca de Jaruco (Gas sup.)	Deficit (60MW)	0	60	0	60
Nuevo Ciclo Combinado		715	175	1,630	400
CONSUMO DE GNL					
Consumo diario (TM)		3,099		2,514	
Consumo anual (TM)		1,022,749		829,660	
Disponibilidad del 75%	Planta sin nuevo CC	2,324		1,886	
Disponibilidad del 75%	Planta con nuevo CC	2,861		3,108	
Capacidad de la Planta por día (t)	2 trenes				
Capacidad de la Planta por día (t)	1 tren	3,122		3,122	
Diferencia(CAP. PLANTA - CONSUMO)	Planta sin nuevo CC	23		608	
% Utilizacion de la Planta	Planta sin nuevo CC	74%		60%	
Diferencia(CAP. PLANTA - CONSUMO)	Planta con nuevo CC	261		14	
% Utilizacion de la Planta con nuevo CC	Planta con nuevo CC	92%		100%	

3.4. Modelo matemático para el cálculo económico de las variantes de esquemas de generación a evaluar a partir de la inclusión del GNL para la producción de electricidad.

A continuación se exponen los pasos que se siguieron para la evaluación técnico económica de las variantes analizadas.

1er paso: Cálculo del valor del MW generado con GNL en cada fuente de generación.

CALCULO DEL COSTO UNITARIO DE GENERACION CON GNL						
	UM	IMPORTE				
PRECIO DE COMPRA DEL GNL	USD / MMBTU	0.00				
Costo de operacion	USD / MMBTU					
Otros Costos	USD / MMBTU					
PRECIO DE VENTA DEL GNL	USD / MMBTU	0.00				
Factor de Conversion	MMBTU a TM	52.44				
		Energia			Ciclos Combinados	
		Varadero	B Jaruco	TG 140	CC175	CC400
INDICE DE CONSUMO GENERACION	TM GNL / MWH	0.000	0.000	0.084	0.000	0.000
Potencia nominal de las turbina	MW					
Cantidad de Turbina	Unidad					
Indice de consumo de la Turbina	TM GNL / MWH					
Generacion con vapor	MW					
Total Generacion						
COSTO DEL COMBUSTIBLE PARA LA GENERACION	USD / MWH	0	0	0	0	0

Comentarios:

- ⇒ Se toma como precio de compra del GNL, según las tendencias de CUBAMETALES.
- ⇒ El costo de operación es el de procesamiento del GNL hasta su entrega al consumidor, L.
- ⇒ En otros costos se consideraron el pago del préstamo, amortización, etc.
- ⇒ El precio de venta del GNL a las unidades de generación es la suma del precio de compra + costo de operación + otros costos considerados.
- ⇒ Índice de consumo para la generación con GNL:
 - Son los valores que certifica la Unión Eléctrica UNE.
 - En el caso de la nueva turbina de Gas de Boca de Jaruco (TG 140).

El índice de consumo que se considera para calcular el beneficio país, a través de obtener el costo de producción no coincide con el índice propio de la turbina, pues aquí en este análisis lo que se valora es que la instalación de la turbina permite generar 140 MW adicional sin necesidad de consumir más gas en la instalación, pues primero el gas pasa por la turbina realiza su trabajo genera 140 MWh y su gas de escape pasa a calentar el gas de escape del resto de las turbinas haciendo el mismo efecto que los quemadores, por lo cual su índice de consumo para este cálculo resulta inferior que el propio de la turbina para esta evaluación, el cual se obtiene:

A= Potencia recuperada del Ciclo con el uso del GNL (130 MW)

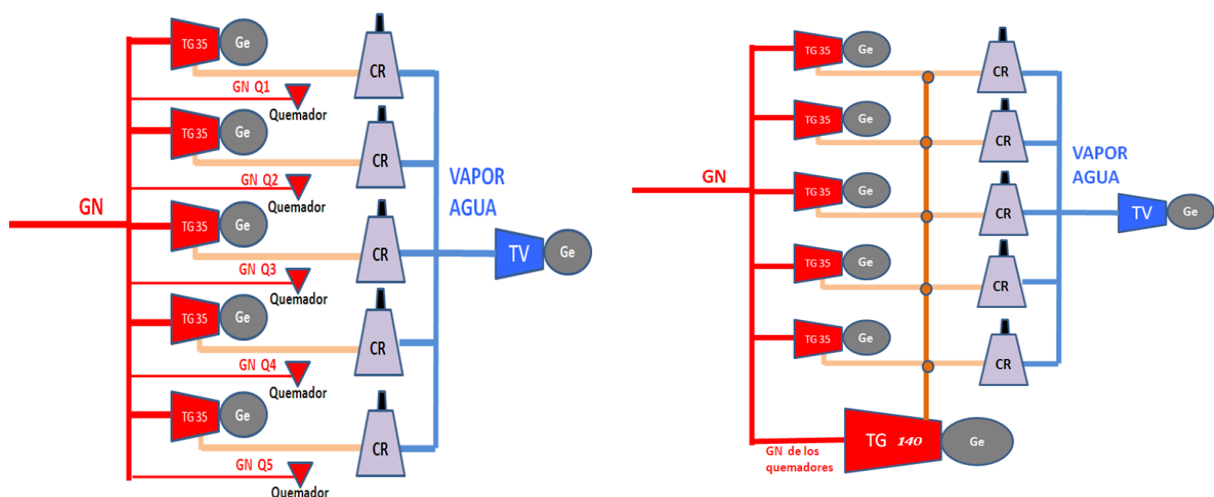
- ⇒ 2 turbinas de 35 MW que no tienen actualmente gas para operar
- ⇒ 60 MW por el efecto del gas de escape de estas 2 turbinas en la generación de la turbina de vapor.
- ⇒ Potencia total (130 MW) que se obtiene con el empleo del GNL

B= Índice de consumo del Ciclo

C= Nueva potencia instalada con la incorporación de la nueva turbina 140 MW

Índice de consumo para la nueva turbina en el cálculo beneficio país

$$= A * B / C$$



⇒ Costo de Generación

= PRECIO DE VENTA DEL GNL * factor de conversión * INDICE DE CONSUMO

2do paso: Cálculo del beneficio país por la recuperación de potencias instaladas en ENERGAS que actualmente no poseen gas natural para operar al introducirse el GNL.

A continuación se muestra la tabla que resume este cálculo

CÁLCULO DEL BENEFICIO PAÍS									
	MW RECUPERADO	Costo Combustible		Costo Oper USD / MW	Costo Total USD / MW	REGIMEN DE OPERACIÓN			COSTO ANUAL GENERACIÓN MM USD/ AÑO
		FUEL	GNL					% UTILIZACIÓN	
		PRECIO USD / MW					HORAS		DIAS
RECUPERACIÓN Ó NUEVA GENERACIÓN									
Generacion con Fuel						24	365	0.75	0
						24	365	0.75	
						24	365	0.75	
						24	365	0.75	
							Beneficio País		0.00

Comentarios:

⇒ Se consideró como condiciones de operación para la generación:

- 24 horas de operación
- 365 días al año
- Utilización 75% (0.75)

⇒ Potencia a recuperar en los ciclos de ENERGAS:

- Energas Varadero 55 MW
- Energas Boca de Jaruco 130, de ellos
 - ✓ 2 turbinas de 35 MW (70 MW)
 - ✓ 60 MW por la utilización del gas de escape de estas turbinas en la turbina de vapor

⇒ Para la generación con fuel del MWh se consideró:

- Costo total (operación + combustible) para la generación con fuel:
198.91 USD / MWh

⇒ Para la generación con GNL del MWh se consideró:

- Costo del combustible, se toma el valor del cálculo efectuado en el 1er paso de este trabajo.
- Costo de operación:
 - ✓ Para los ciclos con la inversión recuperada 20 USD / MWh
 - ✓ Para los ciclos con la inversión por recuperar 45 USD / MWh

⇒ Cálculo del Beneficio por recuperación anual se calculó como:

Beneficio país por la recuperación de los MW instalado en ENERGAS que no operan actualmente por falta de gas

Beneficio país por la recuperación = A – B.

Dónde:

A = costo total de la generación con el fuel para un año

MW a generar * Costo MWh generado * horas * días del año * % Utilización.

B = costo total de la generación de la recuperación en ciclo combinado

MW a recuperar * Costo del GNL * Costo de Operación * días del año * % Utilización.

3er paso: Cálculo del beneficio país por la nueva generación utilizando el GNL.

Este cálculo se realiza utilizando un procedimiento similar al descrito en el paso anterior.

Comentarios:

⇒ Se consideró como condiciones de operación para la generación:

- 24 horas de operación
- 365 días al año
- Utilización 75% (0.75)

⇒ Nueva Potencia a generar con el uso del GNL:

- Nueva turbina en Energas Boca de Jaruco 140 MW
- Nuevo Ciclo combinado 400 MW

⇒ Para la generación con fuel del MWh se consideró:

- Costo total (operación + combustible) para la generación con fuel:
198.91 USD / MWh

⇒ Para la generación con GNL del MWh se consideró:

- Costo del combustible, se toma el valor del cálculo efectuado en el 1er paso de este trabajo.
- Costo de operación:
 - ✓ Para el nuevo ciclo combinado costo de operación del CC + el costo de mantenimiento en USD / MWh
 - ✓ Para la nueva turbina de Boca de Jaruco 45 USD / MWh

⇒ Cálculo del beneficio por la nueva generación que se puede obtener con el uso del GNL:

Beneficio país por la recuperación = A – B

Dónde:

A = costo total de la generación con el fuel para un año

MW a generar * Costo MWh generado * horas * días del año * % Utilización.

B = costo total de la generación con el GNL

MW a recuperar * Costo del GNL * Costo de Operación * días del año * % Utilización.

4to paso: Cálculo del Beneficio país total.

Se calcula como:

Beneficio país total = A + B.

Dónde:

A = Beneficio país por la recuperación de potencia instalada.

B = Beneficio país por la nueva generación con la introducción del GNL.

3.5. Resultados del cálculo sobre la factibilidad y la evaluación económica por la adquisición, recuperación de potencia instalada y la nueva generación con la introducción del GNL.

En el anexo # 1 se muestra el modelo económico utilizado y los principales resultados.

Resumiendo, puede destacarse lo siguiente:

Variante I:

- ▶ La evaluación sobre la factibilidad de la inversión en esta variante dió como resultados una TIR de 55,45 % y un VAN de 5,687.0 MMUSD a la tasa de descuento del 10%, con un periodo de recuperación de 7.00 años a partir de la puesta en marcha.
- ▶ El ahorro con respecto al proyecto original es de 299 MMUSD, el cual se localiza en:
 - ✓ Reducción de la longitud del gasoducto.
 - ✓ La Planta Regasificadora al considerar un solo tanque y un tren de vaporización.
- ▶ Considerando el costo unitario para la generación en CC de 1,7 MMUSD/MW, con este ahorro se podría generar 175 MW en CC, utilizando el mismo financiamiento original aprobado para el Proyecto GNL.
- ▶ Se puede utilizar el 92% de la capacidad nominal de la Planta Regasificadora (2861 TM/día), pues la Planta opera con solamente 1 tren de vaporización.
- ▶ Es necesario para lograr el 92%, que la CTE Este Habana, trabaje como buffer.
- ▶ El balance de GNL realizado, permite considerar un nuevo CC de 175 MW, como máxima capacidad.

- ▶ Se genera en esta variante 635 MW, utilizando para ellos CTE y CC existentes y un nuevo CC de hasta 175 MW.
- ▶ Con la implementación de esta variante el país obtiene un beneficio de 21.85 MMCUC/AÑO por concepto de Recuperación de MW en la empresa ENERGAS o sea por dejar de generar con Fuel Oil y alcanza un beneficio de 48.43 MMCUC/AÑO por la inserción del nuevo ciclo combinado de 175 MW y la nueva turbina de 140MW que estarían sustituyendo 315 MW de generación con Fuel Oil. (Ver anexo # 2)
- ▶ El análisis de sensibilidad sobre el precio de compra del GNL demuestra que el proyecto mantiene una rentabilidad aceptable hasta un precio de compra de 16.45 dólares por millón de BTU. (Ver anexo # 3)
- ▶ Con la consumación de esta variante el país se ahorra 70.28 MMCUC/AÑO por dejar de generar electricidad con Fuel Oil y hacerlo con GNL y obtiene un ahorro (beneficio) de 77.50 MMUSD/AÑO por concepto de adquisición del combustible (sustitución del Fuel Oil por el GNL). (Ver anexo # 2)

Variante II:

- ▶ La evaluación sobre la factibilidad de la inversión en esta variante dió como resultados una TIR de 55,10% y un VAN de 4,030.4 MMUSD a la tasa de descuento del 10%, con un periodo de recuperación de 7.01 años a partir de la puesta en marcha.
- ▶ El ahorro con respecto al proyecto original es de 689 MMUSD, el cual se localiza en:
 - ✓ Reducción de la longitud del gasoducto.
 - ✓ La Planta Regasificadora al considerar un solo tren de vaporización, ubicada en la provincia de Matanzas.
 - ✓ En la obra civil del muelle al ubicarlo en la bahía de Matanzas.
- ▶ Considerando el costo unitario para la generación en CC de 1,7 MMUSD/MW, con este ahorro se podría generar 400 MW en CC, utilizando el mismo financiamiento original aprobado para el Proyecto GNL.

- ▶ Se puede utilizar el 100% de la capacidad nominal de la Planta Regasificadora, equivalente a (3 122 TM/día), pues la Planta opera con solamente 1 tren de vaporización.
- ▶ No se considera en el Balance del GNL, que generen con GNL ninguna de las CTE, ya que es más eficiente la generación en Ciclos Combinados, se consideró:
 1. Instalar una nueva turbina de gas de 140 MW en Energas Boca de Jaruco, ya que las calderas recuperadoras que se instalan en este CC, prevé la utilización de fuego directo para elevar la temperatura de los gases que se inyectan para la caldera de vapor, utilizando para ello como combustible, el propio GNL. De ahí que se valoró instalar una nueva turbina para que utilizando ese GNL, genere 140 MW y sus gases de escape se mezclarían con el de las turbinas actuales, lo que implicaría la no necesidad de utilizar el fuego directo para elevar la temperatura antes de emplearse los gases de escape en la caldera de vapor.
 2. El balance de GNL permite además, instalar un nuevo CC de hasta 400 MW.
 3. Se genera en esta variante 745 MW, todo en Ciclo Combinado, lo cual resulta más eficiente que en los casos anteriores.
- ▶ Con la implementación de esta variante el país obtiene un beneficio de 21.85 MMCUC/AÑO por concepto de Recuperación de MW en la empresa ENERGAS o sea por dejar de generar con fuel oil y alcanza un beneficio de 141.81 MMCUC/AÑO por la inserción del nuevo ciclo combinado de 400 MW y la nueva turbina de 140 MW que estarían sustituyendo 540 MW de generación con Fuel Oil. (Ver anexo # 2)
- ▶ El análisis de sensibilidad sobre el precio de compra del GNL demuestra que el proyecto mantiene una rentabilidad aceptable hasta un precio de compra de 17.35 dólares por millón de BTU. (Ver anexo # 3)
- ▶ Con la consumación de esta variante se ahorra 163.66 MMCUC/AÑO por dejar de generar electricidad con Fuel Oil y hacerlo con GNL y obtiene un ahorro (beneficio) de 123.15 MMUSD/AÑO por concepto de adquisición del combustible (sustitución del Fuel Oil por el GNL). (Ver anexo # 2)

3.6. Conclusiones parciales.

Con la realización de este capítulo llegamos a las siguientes conclusiones:

1. La evaluación económica aplicada trajo como resultados en ambas variantes lo siguiente: En la variante I se obtiene una TIR de 55,45 %, un VAN de 5,687.0 MMUSD a la tasa de descuento del 10%, con un periodo de recuperación de 7.00 años a partir de la puesta en marcha y en la variante II se obtiene una TIR de 55,10%, un VAN de 4,030.4 MMUSD a la tasa de descuento del 10%, con un periodo de recuperación de 7.01 años a partir de la puesta en marcha.
2. El análisis de los resultados obtenidos en la modelación matemática del cálculo de las variantes, según su ubicación, dio que la variante II es la de mayor posibilidad de implementación, pues con la ejecución de la misma el país obtiene ahorros en los órdenes de los 21.85 MMCUC/AÑO por concepto de Recuperación de MW en la empresa ENERGAS o sea por dejar de generar con fuel oil, 141.81 MMCUC/AÑO por la inserción del nuevo ciclo combinado de 400 MW y la nueva turbina de 140 MW, 163.66 MMCUC/AÑO por dejar de generar electricidad con Fuel Oil y hacerlo con GNL además de obtenerse un ahorro (beneficio) de 123.15 MMUSD/AÑO por concepto de adquisición del combustible (sustitución del Fuel Oil por el GNL).
3. El método o procedimiento empleado tiene un valor metodológico ya que permite dejar registrados de diferentes formas los pasos a seguir para la materialización de dicho proyecto, sirviendo como base para casos posteriores de este mismo tipo.

Conclusiones Generales.

Luego de culminada la investigación arribamos a las siguientes conclusiones:

1. La utilización del gas natural en la modalidad GNL presenta como ventaja fundamental la reducción significativa de los costos de compra, transportación y almacenamiento.
2. Se propone un esquema de generación de electricidad basado en la importación del GNL y su transporte en buques metaneros hasta la Planta Regasificadora donde se transforma el GNL de estado líquido a estado gaseoso para ser enviado por vía gasoducto hacia las plantas con tecnología de ciclos combinados para el proceso de producción de energía eléctrica, la cual se insertaría finalmente a la red eléctrica nacional.
3. Se proponen dos variantes para la implementación del esquemas de producción de electricidad, las mismas contempla la construcción de una planta de Regasificación de GNL, con una capacidad anual de regasificación de 1,03 MMTM de GNL, la variante I en Cienfuegos y la variante II en Matanzas.
4. Se presenta un método de cálculo el cual tiene un valor metodológico ya que permite dejar registrados de diferentes formas los pasos a seguir para la materialización de dicho proyecto, sirviendo como base para casos posteriores de este mismo tipo.
5. La evaluación económica aplicada trajo como resultados en ambas variantes lo siguiente: En la variante I se obtiene una TIR de 55,45 %, un VAN de 5,687.0 MMUSD a la tasa de descuento del 10%, con un periodo de recuperación de 7.00 años a partir de la puesta en marcha y en la variante II se obtiene una TIR de 55,10%, un VAN de 4,030.4 MMUSD a la tasa de descuento del 10%, con un periodo de recuperación de 7.01 años.
6. El cálculo matemático por variantes arrojó que la variante II es la más atractiva a implementar pues el país obtiene un beneficio de 21.85 MMCUC/AÑO por concepto de Recuperación de MW en la empresa ENERGAS o sea por dejar de generar con Fuel Oil y alcanza un

beneficio de 141.81 MMCUC/AÑO por la inserción del nuevo ciclo combinado de 400 MW y la nueva turbina de 140 MW. Y se ahorra 163.66 MMCUC/AÑO por dejar de generar electricidad con Fuel Oil y hacerlo con GNL además de obtenerse un ahorro de 123.15 MMUSD/AÑO por concepto de adquisición del combustible (sustitución del Fuel Oil por el GNL).

Recomendaciones

Luego de culminada la investigación proponemos las siguientes recomendaciones:

1. Generalizar la metodología de cálculo para el estudio técnico económico de las variantes, que sirva de base para proyectos posteriores de este mismo tipo.
2. Discutir la presente investigación con las entidades rectoras de la actividad de generación de electricidad en el país, ya que la misma ofrece un grupo de elementos que sirven para la toma de decisiones estratégicas, por el estado en materia de análisis económico y de eficiencia energética.
3. Aplicar de forma paulatina y estratégica alguna de las variantes expuestas en esta investigación y en dependencia con las proyecciones futuras de generación eléctrica planificadas por el país.

Bibliografía

- Areas, J. M. (2006). Instituto Argentino de la energía, información GNL. Retrieved from http://www.iae.org.ar/archivos/educ_gnl.pdf.
- Avella, J. C. C. (2000). Herramientas para Establecer un Sistema de Gestión Total Eficiente de la Energía. Universidad del Atlántico, Barranquilla, Colombia.
- Avella, J. C. C. (1997). *La Eficiencia Energética en la Gestión Empresarial*. Universidad de Cienfuegos, Cuba.
- Bermúdez, A. J. B., & Nordelo, A. B. (1998). *Evaluación Económica de Proyectos de Ahorro de Energía*. Universidad de Cienfuegos, Cuba.
- Colectivo de Autores. (2002). *Gestión Energética Empresarial*. Universidad de Cienfuegos, Cuba.
- Concepto de Gas Natural Licuado. (2014, September). . Retrieved from <http://www.areaciencias.com/que-es-el-gas-natural.htm>. .
- Diego, F., & Díaz. (2014, July). Centrales de Generación de Energía Eléctrica. Retrieved from <http://ocw.unican.es/enseanzas-tecnicas/centrales-de-generacion-de-energia-elctrica/materiales/bloque-energia-IV.pdf>.
- Diez, P. F. (2007). Documento de ingeniería energética. Universidad de Cantabria.
- Eficiencia energética en generación. (2014, November).. Retrieved from <http://www.abengoa.es/html/sites/boletines/es/diciembre2007ext/eficiencia.htm>.
- Ernst, & Young. (2012). Conclusiones fundamentales y proyecciones financieras 2016-2040. Proyecto GNL Cienfuegos.
- Felipe, D. P. V., Teyra, D. M. D. A., & Padrón, M. A. P. (2005). *Ahorro de energía en sistemas de suministro eléctrico*. Universo Sur. Universidad de Cienfuegos.
- Ferris, D., & Gronewold, N. (2015, April). ENERGY POLICY: The U.S. opportunity in Cuba. The promise of LNG. Retrieved from

<http://www.eenews.net/stories/1060016531>.

Ficha de datos de seguridad GAS NATURAL LICUADO. (2003, May). . Retrieved from <http://www.ecosmep.com>.

Foss, M. M. (2013, December). Introducción al GNL Descripción general del gas natural licuado (GNL), sus propiedades, la industria de GNL y aspectos de seguridad. Retrieved from http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf.

Generación de energía eléctrica. (2014, April). . Retrieved from <http://www.comindsa.com/Noticias/103/Generaci%C3%B3n-de-energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica.html>.

GIIGNL. (2010). *LNG Custody Transfer Handbook*. Paris, France.

Guerrero, N. A. O. (2013, July). La elaboración de los proyectos de investigación. Retrieved from <http://www.uch.edu.ar/rrhh>.

Herrera, H. T. (2011). Medios de Transporte de Gas natural Licuado: GNL.

La Gestión Energética y la competitividad empresarial. (2013). . Retrieved from www.cubasolar.cu/biblioteca/energía/energia29/html/articulo_10.htu.

López, P. Q. (2008). Diseño y construcción de terminales de Regasificación.

MINEM, CUBAMETALES, & CUVENPETROL. (2012). Mercado del Gas Natural Licuado.

NFPA 59A. (2009). Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG).

Nordelo, A. B. (1997). Administración de Energía: Auditorías Energéticas y Cogeneración. Universidad de Valle, Cali, Colombia,

Nordelo, A. B., & Felipe, P. V. (2001). *Gestión Energética Empresarial*. Universidad Autónoma de Baja California, Tecate, B.C., México.

- Nordelo, A. B., & Yanes, J. P. M. (2006). *Gestión y Economía Energética*. Universo Sur. Universidad de Cienfuegos.
- Nordelo, A. E. B., & Bermúdez, A. J. B. (1999). El Verdadero Costo de la Energía. *Revista Mundo Eléctrico Colombiano*.
- Olson, K. (2011). Gas Natural Licuado (GNL). Retrieved from <http://nfpajla.org>.
- ONEI. (2014, February). Electricidad en Cuba. Indicadores Seleccionados.
- Park, Q. B. (2012). Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) NFPA. MA 02169-7471 An International Codes and Standards Organization.
- Rechelo, C., & Sauer, I. (2006). “LNG as a strategy to establish developing countries’ gas development: The Bazilian case”. *Energy Policy* 34. Pp. 41034114.
- Ríos-R, L. E. (2013, May). Método Científico y Diseños de Investigación. Retrieved from <http://rcm-library.rcm.upr.edu/sitebuilder>.
- Ruester, S., & Neumann, A. (2013, October). “The prospects for liquefied natural gas development in the US”. *Energy Policy* 36. Pp. 3160-3168.
- Soria, C. P. G. (2010). Evaluación de alternativas de generación de electricidad desde el punto de vista de su impacto ambiental, para sectores no conectados a redes eléctricas.
- Snijder, R. (2008). El futuro del gas y el papel del Gas Natural Licuado (GNL): implicaciones económicas y geopolíticas.
- TIVENCA. (2008). Estudio de Visualización: Instalaciones para regasificación de gas natural (GNL) en la República de Cuba.
- Usos del Gas Natural. (2015, January). . Retrieved from [www. fullciencia. com/2010/09/ usos- del- gas- natural.html](http://www.fullciencia.com/2010/09/ usos- del- gas- natural.html).

Anexo # 1: Estudio Factibilidad. Flujo de Caja Rendimiento de la Inversión.

Variante I

CONAS		ESTUDIO FACTIBILIDAD				TABLA No. 3					
PROYECTO: Regasificación de GNL		FLUJO DE CAJA RENDIMIENTO DE LA INVERSIÓN.				UM: MUSD					
	TOTAL	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
UTILIDAD NETA	22,959,168.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,354,606.2	1,347,945.0	1,350,390.7	1,353,581.7
Más: Reserva para contingencias	1,520,970.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	73,359.5	73,359.5	73,359.5	73,359.5
Más: Depreciación y Amortización	1,095,943.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	113,421.6	113,421.6	113,421.6	113,421.6
Menos: Costos de Inversión	1,438,580.1	14,829.4	18,824.6	57,254.3	510,910.7	486,122.0	234,188.8	81,901.2	1,218.0	18,595.3	459.9
* Inv. Activos fijos y pre operativos	1,356,854.3	14,829.4	18,824.6	57,254.3	510,910.7	486,122.0	234,188.8	175.4	1,218.0	18,595.3	459.9
* Variaciones en capital de trabajo	81,725.8					0.0	0.0	81,725.8	0.0	0.0	0.0
Menos: Estimulación Individual y Colectiva	1,420.0					0.0	0.0	71.0	71.0	71.0	71.0
Más: Valor residual Activo Fijo Neto	270,086.3										
* Inv. Activos fijos y pre operativos	188,360.5										
* Variaciones en capital de trabajo	81,725.8										
FLUJO NETO DE EFECTIVO	24,406,168.3	-14,829.4	-18,824.6	-57,254.3	-510,910.7	-486,122.0	-234,188.8	1,459,415.1	1,533,437.1	1,518,505.5	1,539,831.9
FLUJO ACUMULADO		-14,829.4	-33,654.0	-90,908.3	-601,819.0	-1,087,941.0	-1,322,129.9	137,285.2	1,670,722.3	3,189,227.8	4,729,059.7
INDICADORES ECONÓMICOS											
Tasa de Actualización	10.0%										
Tasa Interna de Rendimiento (TIR):	55.45%										
Periodo de Recuperación (años)	7.00										
Valor Actual Neto (VAN):	MUSD	Tasa de Rendimiento Actualizada:									
		RVAN:			al %						
	7,404,629.5	5.46			8.00%						
	6,479,984.5	4.78			9.00%						
	5,687,000.7	4.19			10.00%						
	5,004,399.8	3.69			11.00%						
	4,414,717.4	3.25			12.00%						
	3,903,560.5	2.88			13.00%						

Anexo # 1: Estudio Factibilidad. Flujo de Caja Rendimiento de la Inversión. (Continuación)

Variante II

CONAS		ESTUDIO FACTIBILIDAD				TABLA No. 3					
PROYECTO: Regasificación de GNL		FLUJO DE CAJA RENDIMIENTO DE LA INVERSIÓN.				UM: MUSD					
	TOTAL	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
UTILIDAD NETA	16,189,977.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	950,890.2	943,882.0	944,778.2	945,934.8
Más: Reserva para contingencias	1,072,797.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	51,245.2	51,245.2	51,245.2	51,245.2
Más: Depreciación y Amortización	767,070.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89,667.2	89,667.2	89,667.2	89,667.2
Menos: Costos de Inversión	971,071.1	10,829.4	16,824.6	53,254.3	383,929.5	311,078.3	117,541.5	43,064.5	1,218.0	18,595.3	459.9
* Inv. Activos fijos y pre operativos	928,182.0	10,829.4	16,824.6	53,254.3	383,929.5	311,078.3	117,541.5	175.4	1,218.0	18,595.3	459.9
* Variaciones en capital de trabajo	42,889.1					0.0	0.0	42,889.1	0.0	0.0	0.0
Menos: Estimulación Individual y Colectiva	1,420.0					0.0	0.0	71.0	71.0	71.0	71.0
Más: Valor residual Activo Fijo Neto	149,649.6										
* Inv. Activos fijos y pre operativos	106,760.5										
* Variaciones en capital de trabajo	42,889.1										
FLUJO NETO DE EFECTIVO	17,207,004.4	-10,829.4	-16,824.6	-53,254.3	-383,929.5	-311,078.3	-117,541.5	1,048,667.0	1,083,505.4	1,067,024.3	1,086,316.3
FLUJO ACUMULADO		-10,829.4	-27,654.0	-80,908.3	-464,837.8	-775,916.1	-893,457.6	155,209.4	1,238,714.8	2,305,739.1	3,392,055.3
INDICADORES ECONÓMICOS											
Tasa de Actualización	10.0%										
Tasa Interna de Rendimiento (TIR):	55.10%										
Periodo de Recuperación (años)	7.01										
Valor Actual Neto (VAN):	MUSD	Tasa de Rendimiento Actualizada:									
		RVAN:			al %						
	5,242,827.9	5.65			8.00%						
	4,590,223.9	4.95			9.00%						
	4,030,443.6	4.34			10.00%						
	3,548,349.8	3.82			11.00%						
	3,131,877.9	3.37			12.00%						
	2,770,317.1	2.98			13.00%						

Anexo # 2: Resultados del cálculo por la adquisición, recuperación de potencia instalada y la nueva generación con la introducción del GNL.

Variante I

Resultados recuperación de potencia instalada y la nueva generación.

		Costo Combustible		Costo operac	Cost Total				
		FUEL	GNL	CUC / MW	CUC / MW				
Recuperacion MW en ENERGAS	MW	PRECIO CUC / MWh				HORAS	DIAS AÑO	UTILIZACION	MM CUC / AÑO
Generacion Fuel	185				198.91	24	365	0.75	241.7651595
Energas Varadero	55		160	20.0	180	24	365	0.75	65.13573686
Energas Boca Jaruco	130		136	45.0	181	24	365	0.75	154.7784168
						Beneficio país Recuperacion		21.85	
Nueva Generacion									
Generacion Fuel	315				198.91	24	365	0.75	411.6541905
CC 175	175		152	18.7	171	24	365	0.75	196.5426432
TG 140	140		136	45.0	181	24	365	0.75	166.6844489
						Beneficio país nueva generacion		48.43	
						Beneficio país		70.28	

Resultados por la adquisición del combustible.

						Monto Anual por adquisición del combustible (USD)			
VARIANTE I	Capacidad de Generacion	COMBUSTIBLE A SUSTITUIR	Consumo FUEL (TM/Año)	Consumo CRUDO (TM/Año)	Consumo GNL (TPE)/Año	FUEL	CRUDO	GNL (TPE)	Diferencia FUEL-GNL (TPE)
Planta Pico Varadero	20	FUEL	33,994.80		40,793.76	22,742,521.20		19,434,147.26	3,308,373.94
Energas Varadero	35	FUEL	59,490.90		71,389.08	39,799,412.10		34,009,757.71	5,789,654.39
Energas Puerto Escondido	20	FUEL	33,994.80		40,793.76	22,742,521.20		19,434,147.26	3,308,373.94
CTE Habana (Santa Cruz)	115	CRUDO		219,475.20	263,370.24		116,914,439.04	125,469,582.34	-8,555,143.30
Energas Boca de Jaruco	210	FUEL	356,945.40		428,334.48	238,796,472.60		204,058,546.27	34,737,926.33
Energas Boca de Jaruco (Gas sup.)	60	FUEL	101,984.40		122,381.28	68,227,563.60		58,302,441.79	9,925,121.81
Nuevo Ciclo Combinado	175	FUEL	297,871.10		357,445.32	199,275,767.87		170,286,952.13	28,988,815.74
Total	635		884,281.40	219,475.20	1,324,507.92	591,584,258.57	116,914,439.04	630,995,574.77	77,503,122.84

Anexo # 2: Resultados del cálculo por la adquisición, recuperación de potencia instalada y la nueva generación con la introducción del GNL. (Continuación)

Variante II

Resultados recuperación de potencia instalada y la nueva generación.

		Costo Combustible		Costo operac	Cost Total				
		FUEL	GNL	CUC / MW	CUC / MW				
Recuperacion MW en ENERGAS	MW	PRECIO CUC / MWh				HORAS	DIAS AÑO	UTILIZACION	MM CUC/AÑO
Generacion Fuel	185				198.91	24	365	0.75	241.8
Energas Varadero	55		160	20.0	180	24	365	0.75	65.1
Energas Boca Jaruco	130		136	45.0	181	24	365	0.75	154.8
						Beneficio pais Recuperacion		21.85	
Nueva Generacion									
Generacion Fuel	540				198.91	24	365	0.75	705.7
CC 400	400		136	15.0	151	24	365	0.75	397.4
TG 140	140		136	45.0	181	24	365	0.75	166.5
						Beneficio pais nueva generacion		141.81	
Beneficio país 163.66									

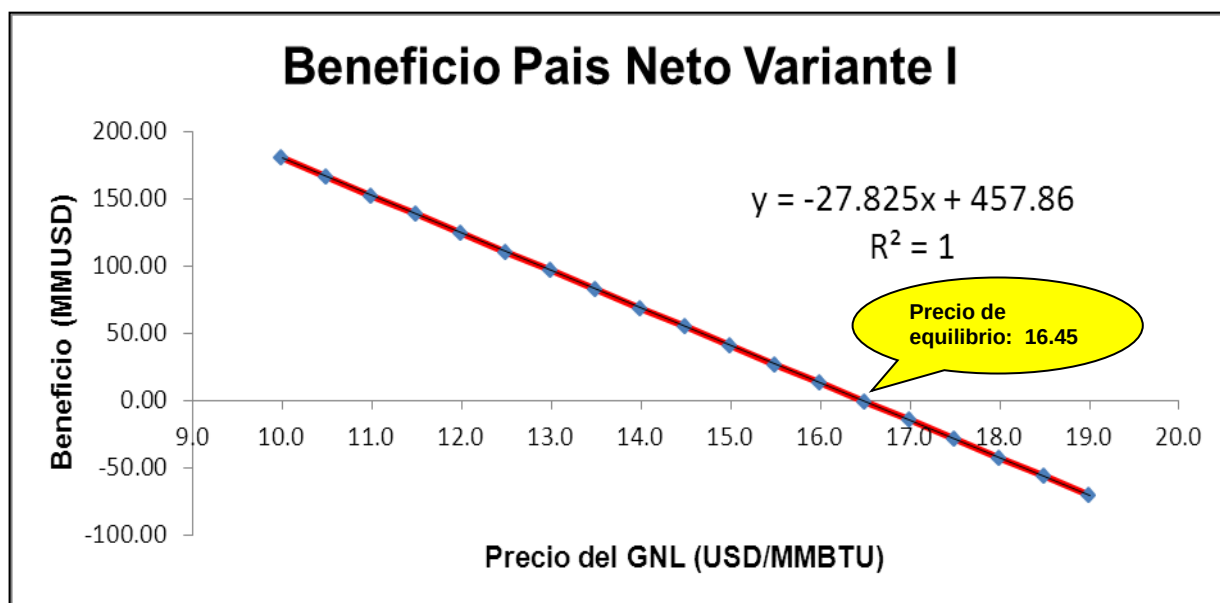
Resultados por la adquisición del combustible.

						Monto Anual por adquisición del combustible (USD)			
VARIANTE II	Capacidad de Generacion	COMBUSTIBLE A SUSTITUIR	Consumo FUEL (TM/Año)	Consumo CRUDO (TM/Año)	Consumo GNL (TPE)/Año	FUEL	CRUDO	GNL (TPE)	Diferencia FUEL- GNL (TPE)
Planta Pico Varadero	20	FUEL	33,994.80		40,793.76	22,742,521.20		19,434,147.26	3,308,373.94
Energas Varadero	35	FUEL	59,490.90		71,389.08	39,799,412.10		34,009,757.71	5,789,654.39
Energas Puerto Escondido	20	FUEL	33,994.80		40,793.76	22,742,521.20		19,434,147.26	3,308,373.94
Energas Boca de Jaruco	210	FUEL	356,945.40		428,334.48	238,796,472.60		204,058,546.27	34,737,926.33
Energas Boca de Jaruco (Gas sup.)	60	FUEL	101,984.40		122,381.28	68,227,563.60		58,302,441.79	9,925,121.81
Nuevo Ciclo Combinado	400	FUEL	679,062.79		814,875.35	454,293,009.26		388,206,618.14	66,086,391.12
Total	745		1,265,473.09	0.00	1,518,567.71	846,601,499.96	0.00	723,445,658.45	123,155,841.52

Anexo # 3: Análisis de sensibilidad sobre el precio de compra del GNL para cada variante.

Variante I

Precio del GNL	Beneficio País		
	Completamiento del Gas	Nuevo Ciclo Combinado	Neto
10.0	35.74	143.88	179.62
10.5	29.7	136	165.70
11.0	23.66	128.13	151.79
11.5	17.62	120.25	137.87
12.0	11.59	112.38	123.97
12.5	5.55	104.51	110.06
13.0	-0.49	96.63	96.14
13.5	-6.53	88.76	82.23
14.0	-12.57	80.88	68.31
14.5	-18.6	73.01	54.41
15.0	-24.64	65.13	40.49
15.5	-30.68	57.26	26.58
16.0	-36.72	49.39	12.67
16.5	-42.76	41.51	-1.25
17.0	-48.79	33.64	-15.15
17.5	-54.83	25.76	-29.07
18.0	-60.87	17.89	-42.98
18.5	-66.91	10.01	-56.90
19.0	-72.95	2.14	-70.81



Anexo # 3: Análisis de sensibilidad sobre el precio de compra del GNL para cada variante. (Continuación)

Variante II

Precio del GNL	Beneficio País		
	Compleatamiento del Gas	Nuevo Ciclo Combinado	Neto
10.0	35.74	256.70	292.44
10.5	29.70	242.90	272.60
11.0	23.66	229.00	252.66
11.5	17.62	215.20	232.82
12.0	11.59	201.30	212.89
12.5	5.55	187.40	192.95
13.0	-0.49	173.60	173.11
13.5	-6.53	159.70	153.17
14.0	-12.57	145.90	133.33
14.5	-18.60	132.00	113.40
15.0	-24.64	118.10	93.46
15.5	-30.68	104.30	73.62
16.0	-36.72	90.40	53.68
16.5	-42.76	76.60	33.84
17.0	-48.79	62.70	13.91
17.5	-54.83	48.80	-6.03
18.0	-60.87	35.00	-25.87
18.5	-66.91	21.10	-45.81
19.0	-72.95	7.30	-65.65

