

**ANÁLISIS EXERGÉTICO APLICADO A LA REGASIFICACIÓN DE GNL EN
COLOMBIA: DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS**

DAVID ANDRÉS ORTEGA GOYENECHÉ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA
2017**

**ANÁLISIS EXERGÉTICO APLICADO A LA REGASIFICACIÓN DE GNL EN
COLOMBIA: DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS**

DAVID ANDRÉS ORTEGA GOYENECHÉ

**Trabajo de Grado para optar al título de
Especialista en Ingeniería de Gas**

Director

JULIO CESAR PÉREZ ANGULO
Ingeniero de Petróleos, MSc en Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA
2017**

Tabla de contenido

	Pag.
INTRODUCCIÓN.....	11
1 OBJETIVOS	13
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	13
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	13
2 MARCO TEÓRICO	14
2.1 PROCESO DE REGASIFICACIÓN	14
2.2 EXERGÍA	18
2.3 CICLOS TÉRMODINÁMICOS	19
2.3.1 CICLO DE STIRLING	20
2.3.2 CICLO DE RANKINE:.....	21
2.3.3 CICLO DE KALINA.....	23
2.3.4 CICLO DE BRAYTON	24
3 ESTADO DEL ARTE	27
3.1 TIPOS DE PLANTAS DE GENERACIÓN:.....	28
3.1.1 PLANTAS DE EXPANSIÓN DIRECTA:.....	28
3.1.2 PLANTAS DE CICLO RANKINE:.....	29
3.1.3 PLANTAS DE CICLO BRAYTON:.....	30
3.1.4 PLANTAS DE CICLO COMBINADO:.....	31
3.2 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN CON GENERACIÓN ACOPLADA	31
3.3 REGASIFICACIÓN DE GNL EN COLOMBIA	32
3.4 MARCO REGULATORIO PARA APROVECHAMIENTO DE LA EXERGÍA DEL GNL EN COLOMBIA	33
4 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS EXERGÉTICO.....	34
4.1 CONDICIONES Y RESTRICCIONES DE LA SIMULACIÓN.....	34

4.2	SIMULACIONES	35
4.3	ANÁLISIS EXERGÉTICO	38
4.4	RESULTADOS	40
5	CONCLUSIONES	42
6	RECOMENDACIONES.....	43
	BIBLIOGRAFÍA.....	44

Lista de Figuras

	Pag.
FIGURA 1. PROCESO DE REGASIFICACIÓN DEL GNL (2) _____	14
FIGURA 2. RECONDENSADOR DE BOIL-OFF GAS (2) _____	16
FIGURA 3. TIPOS DE EXERGÍA _____	19
FIGURA 4. ETAPAS DEL CICLO DE STIRLING. (3) _____	21
FIGURA 5. DIAGRAMA DE UNA MÁQUINA TÉRMICA BASADA EN EL CICLO DE STIRLING. (4) _____	21
FIGURA 6. CICLO RANKINE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA (5) _____	22
FIGURA 7. DIAGRAMA ENTROPÍA VS TEMPERATURA PARA EL CICLO RANKINE _	22
FIGURA 8. MÁQUINA TÉRMICA QUE UTILIZA EL CICLO DE KALINA (6) _____	23
FIGURA 9. MÁQUINA TÉRMICA DE CICLO DE BRAYTON DE AIRE ESTÁNDAR (3) _	24
FIGURA 10. DIAGRAMA VOLUMEN VS PRESIÓN DEL CICLO BRAYTON _____	25
FIGURA 11. MÁQUINA TÉRMICA DE CICLO BRAYTON CON COMBUSTIÓN (3) ____	26
FIGURA 12. PROCESO DE REGASIFICACIÓN CON EXPANSIÓN DIRECTA. (9) ____	28
FIGURA 13. PROCESO DE REGASIFICACIÓN CON EXPANSIÓN DIRECTA EN CASCADA. (9) _____	29
FIGURA 14. PLANTA DE GENERACIÓN CON GNL UTILIZANDO CICLO RANKINE (10) _____	30
FIGURA 15. PLANTAS DE REGASIFICACIÓN CON GENERACIÓN ELÉCTRICA POR APROVECHAMIENTO DE GNL EN JAPÓN (12). _____	32
FIGURA 16. DIAGRAMA DE SIMULACIÓN DE CASO 0: SIN APROVECHAMIENTO DE EXERGÍA _____	36
FIGURA 17. DIAGRAMA DE SIMULACIÓN DE CASO 1: EXPANSIÓN DIRECTA ____	36
FIGURA 18. DIAGRAMA DE SIMULACIÓN CASO 2: CICLO RANKINE _____	37
FIGURA 19. DIAGRAMA DE SIMULACIÓN CASO 3: EXPANSIÓN DIRECTA Y CICLO RANKINE _____	37

Lista de Tablas

	Pag.
TABLA 1. CONDICIONES TERMODINÁMICAS DE GAS NATURAL A CONDICIONES ESTÁNDAR _____	38
TABLA 2. CONDICIONES TERMODINÁMICAS POR CORRIENTE DE PROCESO ____	38
TABLA 3. CÁLCULO DE EXERGÍA DE CADA CORRIENTE _____	39
TABLA 4. CÁLCULO DE LA EXERGÍA NETA DISPONIBLE_____	39
TABLA 5. EFICIENCIAS DE LAS SIMULACIONES REALIZADAS _____	40

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS EXERGÉTICO APLICADO A LA REGASIFICACIÓN DE GNL EN COLOMBIA: DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS*

AUTOR: DAVID ANDRÉS ORTEGA GOYENECHÉ **

PALABRAS CLAVE: GAS NATURAL LICUADO, GNL, EXERGÍA, CICLOS TERMODINÁMICOS, REGASIFICACIÓN, CICLOS DE POTENCIA.

DESCRIPCIÓN:

Se presenta una introducción teórica y práctica sobre el proceso de aprovechamiento de la exergía del GNL en procesos de regasificación para la generación de energía. Se realiza una explicación del concepto de Exergía, una revisión bibliográfica de los ciclos termodinámicos de potencia más utilizados para la generación de energía y un resumen del proceso de regasificación de GNL. También se muestra la situación actual de regasificación en Colombia y se exponen las posibilidades de implementación de las tecnologías mostradas en otros lugares.

Se realizan simulaciones en Aspen Hysys de varios escenarios del proceso de regasificación de GNL con recuperación de exergía y se mide la cantidad de trabajo útil que se obtiene en cada caso. Se simula un proceso de regasificación estándar, un proceso de expansión directa, un proceso con ciclo Rankine y un ciclo que combine los dos procesos anteriores. Luego se realiza un análisis exergético global del proceso para demostrar la eficiencia y el potencial que existe en este tipo de procesos. Se encuentra que el proceso que combina expansión directa y ciclo Rankine pudo generar más energía que la consumida por los equipos y se obtiene una eficiencia total del 8%. Finalmente se determina la necesidad de realizar investigación en la optimización de las condiciones para poder ser utilizado adecuadamente en Colombia.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Perez Angulo, Ingeniero de Petróleos, MSc en Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: EXERGETIC ANALYSIS APPLIED TO LNG REGASIFICATION IN COLOMBIA: DESCRIPTION AND EVALUATION OF ALTERNATIVES *

AUTHOR: DAVID ANDRÉS ORTEGA GOYENECHÉ **

KEYWORDS: LIQUEFIED NATURAL GAS, LNG, EXERGY, THERMODYNAMIC CYCLES, REGASIFICATION, POWER CYCLES.

DESCRIPTION:

This monography presents an theoretical and practical introduction about the liquefied natural gas (LNG) exergy recovery process in regasification processes for energy generation. The concept of exergy is explained and a bibliographic review of the most used thermodynamic power cycles is made, within the description of the standard LNG regasification process. Is also shown the situation of regasification in Colombia and the possibilities of implementation of the exergy recovery technologies used worldwide.

There were made simulations using Aspen Hysys of several scenarios considering the LNG regasification process with exergy recovery to measure the amount of useful work that can be obtained in every case. The cases simulated were the standard regasification process, a regasification process with direct expansion, a process coupled with a Rankin cycle and a process with both direct expansion and Rankine cycle. Also, a global exergetic analysis is made to the process to determinate the process efficiency and the potential of this kind of processes. Is found that the process of a direct expansion and a Rankine cycle even can generate more energy than the amount used by the equipment, with a total efficiency of around 8%. Finally is concluded the needed of more research in optimization of the process conditions to be used properly in Colombia.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Perez Angulo, Ingeniero de Petróleos, MSc en Hidrocarburos

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de monografía se propone hacer un análisis de las alternativas existentes para el aprovechamiento de la exergía en el proceso de regasificación de GNL. Este análisis se plantea para Colombia por su inminente ingreso al grupo de países con capacidad de importación de gas natural licuado y por sus necesidades de generación de energía eléctrica en situaciones de anormalidad climática.

Colombia es un país ubicado en la costa pacífica de Suramérica y como tal debe afrontar periódicamente la ocurrencia del Fenómeno del Niño. El evento ocurrido durante los años 2015 y 2016 demostró que, al momento de ser necesario, las termoeléctricas del país, mayormente operadas a gas, pueden entrar a suplir el déficit generado por las hidroeléctricas. Sin embargo, las proyecciones de la curva de declinación de los campos productores de gas natural de la Guajira indican la deficiencia en el suministro de combustible desde finales 2018.

El mercado de gas en Colombia es relativamente reciente y de pequeño tamaño, lo que representa algunos problemas para su maduración. El país concentra su producción en tres campos: Chuchupa en la guajira y Cusiana y Cupiagua en los llanos, por lo que no existe suficiente participación para estimular la competencia. Además de esto, varios proyectos de producción tienen limitaciones por cuenta de la infraestructura de transporte.

Debido a lo anterior y considerando que las importaciones desde Venezuela no dan la confiabilidad adecuada, la UPME contempló la inclusión de dos plantas regasificadoras en los planes de expansión del sistema, una en la costa Caribe, en el puerto de Cartagena, y otra en la costa Pacífica, en Buenaventura. Estas plantas abrirían el mercado colombiano a la oferta internacional y le darían mayor confiabilidad al suministro, incluso en los momentos que se presenten fenómenos del niño.

En el mundo moderno, el uso racional de la energía es un valor agregado apreciado por los mercados, por los ciudadanos y por los reguladores. De esta manera, la tecnología apunta a aprovechar y recoger la mayor cantidad de energía de las fuentes disponibles, cada vez con mayor eficiencia. En este sentido aparece el concepto de la exergía, la cual es una medición relacionada con la cantidad de trabajo que es termodinámicamente posible extraer de una fuente de calor.

La importación de grandes cantidades de GNL implica la compra de un producto que ha requerido la utilización de grandes cantidades de energía para alcanzar temperaturas de varios grados bajo 0. Sus propiedades tan extremas en comparación con el ambiente permitirían su uso en diversos procesos, incluidas

máquinas térmicas. Sin embargo, los procesos normalmente utilizados en la regasificación por lo general solo evaporan el GNL mediante la combustión de parte del gas.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar el proceso exergético para la regasificación de GNL en Colombia.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Explicar el proceso estándar de regasificación de GNL para especificar los posibles puntos de mejora.
2. Definir el concepto de exergía y realizar una revisión bibliográfica sobre los ciclos termodinámicos de generación que pueden utilizarse para el aprovechamiento de la exergía del GNL.
3. Mostrar la situación de la generación eléctrica a partir del GNL en el mundo, la situación actual de la regasificación en Colombia y un resumen del marco regulatorio para la cogeneración eléctrica y su posibilidad de aplicación en la regasificación de GNL.
4. Escoger y realizar la simulación de un proceso de generación dentro del proceso de regasificación del GNL y realizar un análisis exergético del mismo.

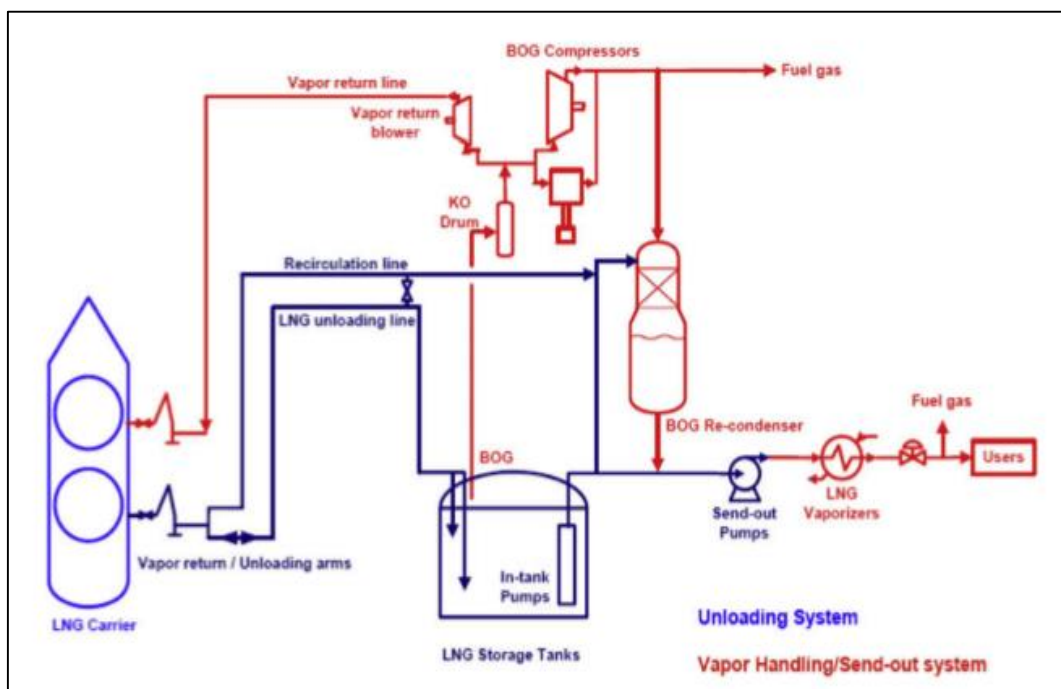
2 MARCO TEÓRICO

En este capítulo se pretende dar una introducción al tema de la regasificación de manera técnica mostrando los procesos de regasificación que se utilizan en la industria de manera que se pueda tener una idea clara al momento de hablar sobre procesos adicionales al mismo. De igual forma, se muestra que tipo de proceso de regasificación se utiliza en Colombia

2.1 PROCESO DE REGASIFICACIÓN

Una planta de regasificación es una instalación industrial destinada a la recepción de GNL y que realiza un proceso de calentamiento para convertirlo nuevamente en gas que pueda ser consumido, ya sea dentro del edificio o exportado para fines industriales o domésticos (1). En la figura 1 se diagrama el proceso típico de una terminal de regasificación de GNL

Figura 1. Proceso de regasificación del GNL (2)



A grandes rasgos, el proceso de regasificación consiste en la vaporización del GNL con diversos fluidos de trabajo como agua de mar, aire o simplemente mediante calor de combustión del mismo gas. El proceso cuenta normalmente con las siguientes operaciones:

Descarga de GNL: Este proceso permite la transferencia del GNL del barco de transporte al tanque de almacenamiento de la planta. Este proceso se realiza con un brazo anclado al muelle y está compuesto de dos segmentos de tubería, y un codo giratorio que permite acercar y acoplar al barco.

Cada brazo tiene una capacidad de descarga de entre 4.000 m³/h y 6.000 m³/h y el juego de brazos en el puerto cuenta normalmente con dos o tres unidades para descarga de GNL (2), uno para retorno de vapor de gas natural al barco y uno de repuesto.

De este proceso, el GNL pasa a unos grandes tanques de almacenamiento especiales que permiten la evaporación del boil-off, el cual es extraído y re condensado lo cual se explica más adelante. Las condiciones de almacenamiento del GNL son a una presión ligeramente superior a la atmosférica, de entre 1.1 bar y 1.3 bar, y a una temperatura de -160°C.

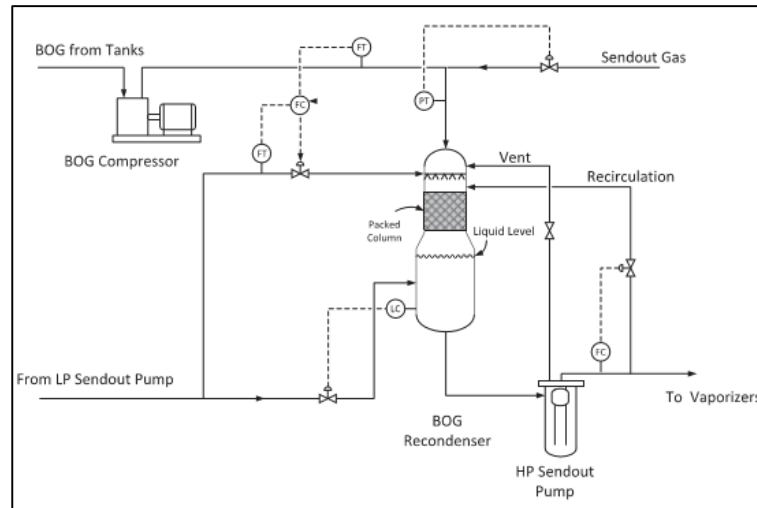
Bombeo de GNL: Típicamente existen dos bombas dentro del proceso de regasificación del GNL, la primera, para la movilización dentro de las instalaciones desde el tanque de almacenamiento, se realiza mediante bombas sumergibles instaladas en un pozo en los costados del tanque. Esta bomba descarga por lo general entre los 8 y los 10 barg de presión (2)

La segunda se utiliza antes de los vaporizadores, donde se le eleva la presión a más de la requerida para entrar al gasoducto por la conveniencia energética de utilizar bombas en lugar de compresores. Las presiones suelen estar entre los 80 y los 120 barg de presión (2) y de igual forma se utilizan trenes de compresión sumergibles.

Re-condensador del Boil Off Gas: Para manejar el gas evaporado que se va produciendo en el tanque de almacenamiento, conocido como Boil Off Gas (BOG) y evitar el aumento de la presión, las plantas cuentan con re condensadores antes de ingresar al evaporado.

El proceso está compuesto por una columna empacada que pone en contacto el GNL con el vapor de gas natural extraído del tanque como se muestra en la figura 2. Es importante que la torre cuente con una cantidad suficiente de GNL en la parte inferior para evitar que la bomba de alta presión pueda succionar vapor y cavitarse.

Figura 2. Recondensador de Boil-off Gas (2)



Vaporizadores: El proceso central de la planta se realiza en un vaporizador, el cual es un intercambiador de calor que puede utilizar varios fluidos como fuentes de calor, entre las más comunes se encuentran agua marina, aire y gases de combustión del mismo gas licuado.

Los tipos de evaporador se escogen según el sitio, las condiciones ambientales, las limitaciones regulatorias y consideraciones operacionales.

De los tipos más comunes de vaporizadores se tienen:

- Open Rack Vaporizer (OPV) o Vaporizador de Rejilla Expuesta
- Submerged Combustion Vaporizer (SCV) o Vaporizador de Combustión Sumergida
- Ambient Air Vaporizers (AAV) o Vaporizadores de Aire Ambiente
- Shell and Tube Exchange Vaporizers (STV) o Vaporizador de tubos y coraza,
- Intermediate Fluid Vaporizers (IFV) o Vaporizadores de Fluido Intermedio.

Siendo los más populares los OPV con 70% de los equipos instalados y los SCV con un 20% (2). Los IFV serían los tipos de vaporizador que más afectarían esta monografía por la posibilidad de implementar ciclos termodinámicos intermedios para obtener energía.

Open Rack Vaporizer (OPV): Son el tipo más común de vaporizador y consisten en un intercambiador de calor que utiliza generalmente agua de

mar como fuente de calor. Son diseños simples de arreglos de tubos verticales por donde fluye y se evapora el GNL, rodeados de agua de mar y casi sin partes móviles. Por esta misma razón requieren un mantenimiento sencillo y tienen un muy buen registro de seguridad (2).

Las principales variables que pueden influenciar la decisión de instalar este tipo de sistemas se encuentran en la cantidad y en las propiedades del agua cercana a las instalaciones. Condiciones de sedimentación y de concentración de metales pesados pueden dañar las estructuras del vaporizador haciéndolo inviable.

De igual forma, es importante considerar las limitaciones ambientales que pueda tener el proyecto, especialmente las temperaturas de descarga del agua de desecho y la afectación a la vida marina por la toma y la cloración del agua.

Submerged Combustion Vaporizer (SCV): Son el segundo tipo de vaporizador más instalado en la industria y se caracterizan por utilizar parte del gas natural como combustible y como fuente de calor. Por lo general utilizan hasta 1.5% del gas vaporizado como combustible por lo que su costo de operación es considerablemente mayor que los tipos sin combustión.

En estos vaporizadores, el GNL fluye entre los tubos del intercambiador de calor, los cuales están sumergidos en un baño de agua que es calentada por contacto directo con los gases de combustión del gas natural. Debido a la fuente de energía que utiliza el proceso, el tamaño de las instalaciones es de las más pequeñas de todos los vaporizadores, con su respectiva disminución de precio en materiales y en infraestructura.

Ambient Air Vaporizers (AAV): Son el tipo de vaporizador considerado más amigable con el ambiente debido a que utilizan el calor del aire en lugar del agua de mar, de gas combustible o de fluidos intermedios. Por esta misma razón son el tipo de vaporizador que tiene menos costos de operación. Sin embargo, requieren varias unidades de vaporización para igualar en volumen a los otros tipos y por tanto tienen más costos de infraestructura.

Los vaporizadores de aire ambiente son convenientes en las regiones ecuatoriales donde la temperatura del aire es alta y permanece constante durante todo el año. En otras regiones del planeta pueden requerir la instalación adicional de calentadores a la entrada para las épocas de invierno.

Debido a las bajas temperaturas, se requiere realizar procesos de descongelamiento de las superficies del intercambiador para evitar la acumulación de gruesas capas de hielo y la reducción de la eficiencia. Adicionalmente, debido a la baja temperatura de salida del aire, es conveniente instalar sistemas que eviten la niebla producto del aire frío que sale del vaporizador y el aire húmedo del entorno.

Shell and Tube Exchange Vaporizers (STV): Es operativamente similar al Open Rack Vaporizer, con la diferencia que funciona como un intercambiador de calor, donde el GNL fluye por los tubes y el agua marina es bombeada por la coraza. La adición de la bomba en el flujo de agua marina hace que las instalaciones sean más pequeñas, aunque el equipo puede ser más caro que el open rack.

Intermediate Fluid Vaporizers (IFV): Este tipo de equipos utilizan un fluido de transferencia en ciclo cerrado para intercambiar calor de una fuente de calor hacia el GNL que se desea evaporar. El equipo utilizado es un intercambiador de tubos y coraza y los fluidos de transferencia pueden ser etilenglicol, hidrocarburos.

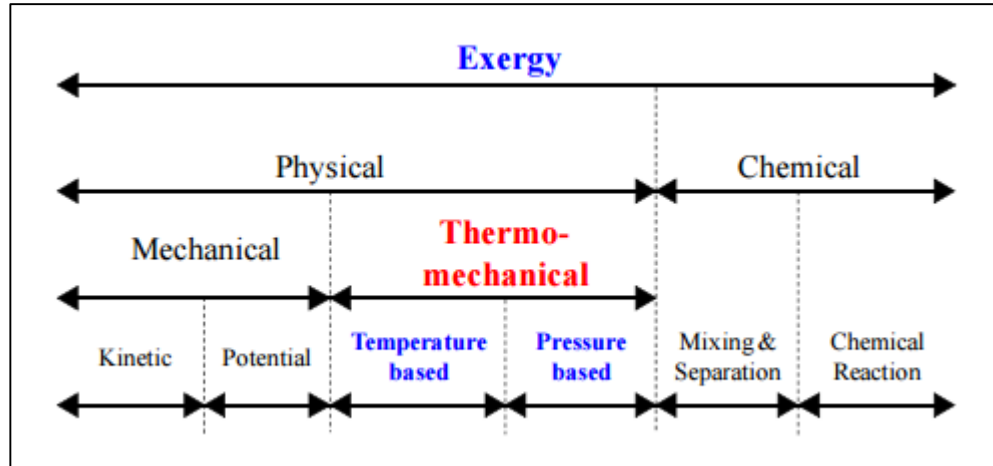
El calor que se transfiere al fluido de trabajo puede venir de instalaciones industriales donde haya unidades de recuperación de calor o torres de enfriamiento. De igual forma pueden usarse calentadores de aire o agua marina.

2.2 EXERGÍA

Es un término utilizado para denominar la utilidad potencial de una fuente de energía y se define como el máximo trabajo teórico que se puede obtener de una cantidad de masa cuando es llevada a un estado de equilibrio termodinámico con su entorno. Dado lo anterior, la exergía no se conserva, sino que se destruye con las irreversibilidades (2), es decir que entre mayor sea la producción de entropía de un proceso, menor es el aprovechamiento de su exergía.

La exergía se distribuye según el tipo de energía que la origina. De esta manera, un sistema puede tener una exergía física y una exergía química, como se muestra en la figura 3. La exergía física está relacionada con la diferencia entre las condiciones de un sistema con el entorno ambiente, mientras que la exergía química se relaciona con la interacción y el cambio de la materia del sistema.

Figura 3. Tipos de Exergía



La exergía física se considera como una unión de la primera y la segunda ley de la termodinámica, que para un sistema abierto estacionario y despreciando las contribuciones de energía cinética y potencial, se expresa como muestra la ecuación 1.

$$Ex = (H - H_0) - T_0(S - S_0) \quad (1)$$

Esta ecuación puede reescribirse entendiendo que la exergía de flujo es el máximo trabajo que puede realizar una corriente desde el estado de flujo hasta las condiciones de equilibrio con el ambiente, como se observa en la ecuación 2.

$$Ex = \int_{T_s}^{T_0} Cp dT - T_0 \int_{T_s}^{T_0} \frac{Cp}{T} Cp dT + \int_{p_s}^{p_0} \left[v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right] dp + T_0 \int_{p_s}^{p_0} \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p dp \quad (2)$$

Lo anterior demuestra que la exergía física se puede dividir en dos factores, uno dependiente de la temperatura del fluido y otro dependiente de la presión del fluido cuyo comportamiento puede considerarse como funciones independientes como se muestra en la ecuación 3.

$$Ex = F(T) + F(P) \quad (3)$$

2.3 CICLOS TÉRMODINÁMICOS

Los ciclos termodinámicos son aquellos que, moviendo una cantidad de materia entre diferentes estados termodinámicos, permiten convertir el calor en trabajo útil. Son la base teórica para el desarrollo de máquinas térmicas,

las cuales permiten la generación de trabajo, y potencialmente de energía eléctrica, a partir de calor.

Los ciclos considerados más relevantes para la generación de energía eléctrica son el ciclo de Rankine, por las turbinas de vapor, y el ciclo de Brayton, por las turbinas de gas. Sin embargo, se han desarrollado varios tipos de ciclos termodinámicos con diferentes ventajas y desventajas, algunas teóricas y otras más prácticas

2.3.1 CICLO DE STIRLING

El ciclo Stirling es un ciclo termodinámico diseñado para acercarse lo más posible al ciclo teórico de Carnot. Es un ciclo cerrado que utiliza un regenerador como equipo central del proceso y se encarga de retirar, almacenar y entregar calor entre las diferentes etapas del ciclo.

Las etapas del ciclo Stirling se muestran en la figura 4 y consisten en:

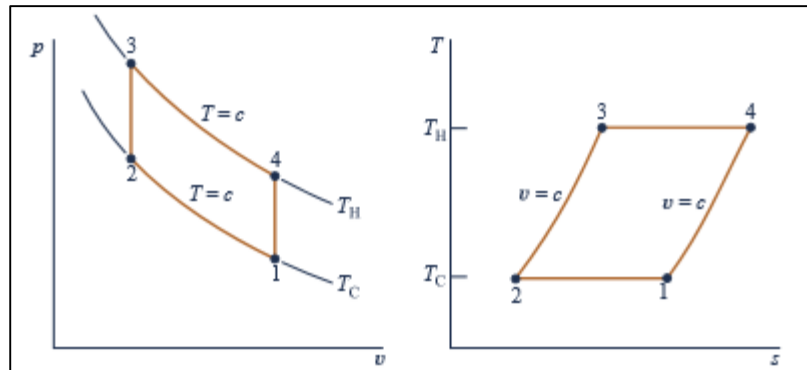
1->2: El fluido es comprimido en un pistón de manera isotérmica en la temperatura T_c fría.

2->3: El regenerador realiza un calentamiento isocórico de T_c a T_h , la temperatura alta de operación

3->4: El fluido realiza una expansión isotérmica dentro del segundo pistón, entregando trabajo.

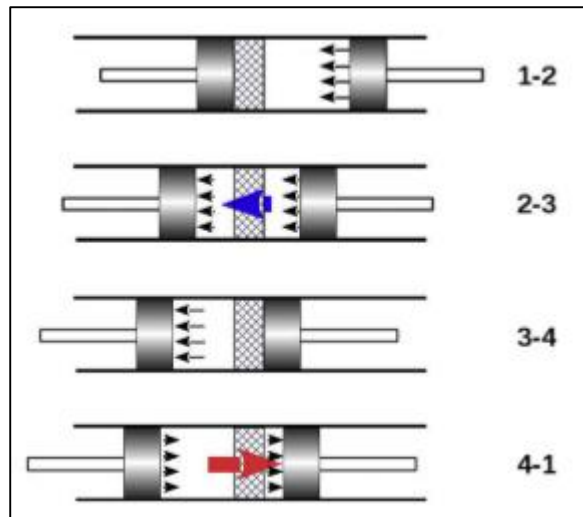
4->1: El fluido es enfriado de manera isocórica por el regenerador nuevamente a la temperatura T_c para completar el ciclo.

Figura 4. Etapas del ciclo de Stirling. (3)



Si el regenerador de las etapas 2->3 y 4->1 tiene un 100% de eficiencia, el ciclo tiene una eficiencia cercana a la del ciclo ideal de Carnot. La conversión del ciclo de Stirling a una máquina real se observa en la figura 5. En este ciclo, la fuente y el reservorio de calor se ubican a cada lado de los cilindros y realizan la expansión y la compresión del gas.

Figura 5. Diagrama de una máquina térmica basada en el ciclo de Stirling. (4)

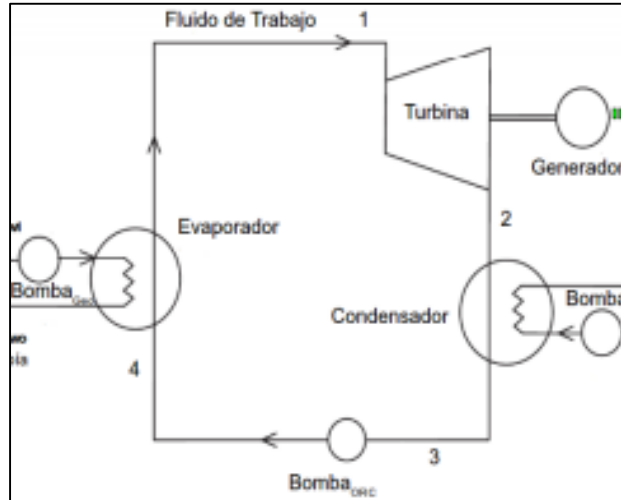


2.3.2 CICLO DE RANKINE:

El ciclo de Rankine es uno de los ciclos de potencia utilizados en la generación de energía eléctrica y funciona con la constante evaporación y condensación de un fluido de trabajo. Son procesos que utilizan

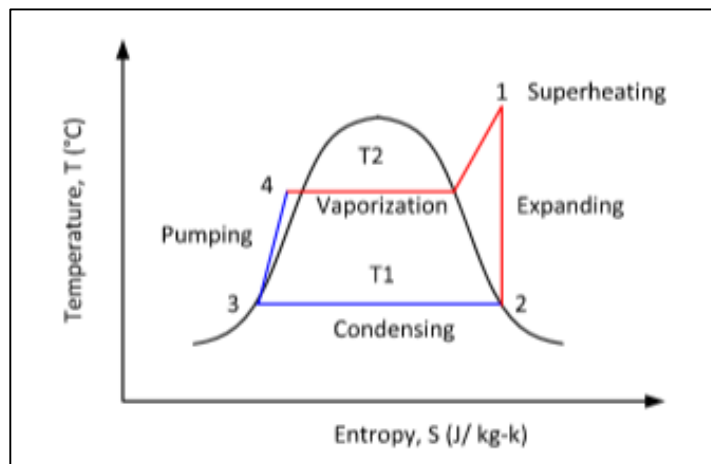
típicamente cuatro operaciones: evaporación, expansión, condensación y compresión, como se muestran en la figura 6.

Figura 6. Ciclo Rankine de generación de energía (5)



Los estados termodinámicos del ciclo de Rankine se muestran en la figura 7 y consisten en 4 etapas:

Figura 7. Diagrama Entropía vs Temperatura para el ciclo Rankine



1->2: Se realiza una expansión adiabática reversible del vapor en una turbina hasta que alcanza la presión de entrada al condensador. Esta

etapa genera condensación, pero debe evitarse que sea demasiado para los equipos.

2->3: El fluido en forma principalmente de gas entra a un condensador a presión y temperatura constante para generar líquido saturado.

3->4: Se realiza un bombeo adiabático reversible del líquido saturado hasta la presión de la caldera, produciendo líquido comprimido.

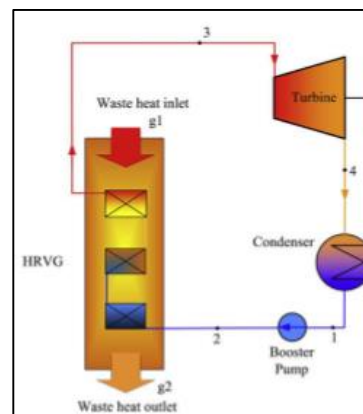
4->1: El fluido entra en estado líquido a presión constante y es calentado, evaporado y sobrecalentado más allá de su temperatura de saturación.

2.3.3 CICLO DE KALINA

El ciclo Kalina es una modificación del ciclo Rankine, que utiliza como fluido de trabajo una mezcla no azeotrópica. La ventaja de utilizar esta mezcla radica en que la temperatura de evaporación puede tener un perfil más cercano a la de la fuente de calor (6).

En las etapas, el proceso se comporta de manera similar al ciclo Rankine normal, con la diferencia de la inclusión de una torre de destilación en lugar de un evaporador, como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Máquina Térmica que utiliza el Ciclo de Kalina (6)



1->2: Se realiza una expansión adiabática reversible del vapor en una turbina, donde se extrae trabajo hasta que alcanza la presión de entrada al condensador.

2->3: El fluido en forma principalmente de gas entra a un condensador a presión y temperatura constante y entrega calor a un reservorio para generar líquido saturado.

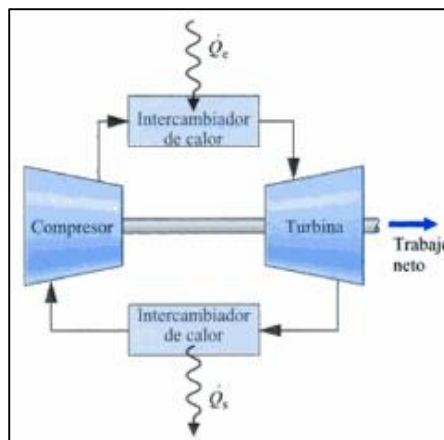
3->4: Se realiza un bombeo adiabático reversible del líquido saturado hasta la presión de la caldera, produciendo líquido comprimido.

4->1: El fluido entra en estado líquido a presión constante en una torre de destilación, que evapora los compuestos de la mezcla en diferentes platos con un perfil de temperatura que se ajusta al perfil de la fuente de calor.

2.3.4 CICLO DE BRAYTON

El ciclo de Brayton es un ciclo de potencia que funciona únicamente con un fluido en estado gaseoso, sin cambio de fase. El considerado ciclo de Brayton de aire estándar es la idealización del ciclo y funciona con etapas de compresión, calentamiento, expansión y enfriamiento en ciclo cerrado, como se muestra en la figura 9.

Figura 9. Máquina Térmica de Ciclo de Brayton de Aire Estándar (3)



Los estados termodinámicos del ciclo de Brayton se muestran en la figura 10 y tienen 4 etapas:

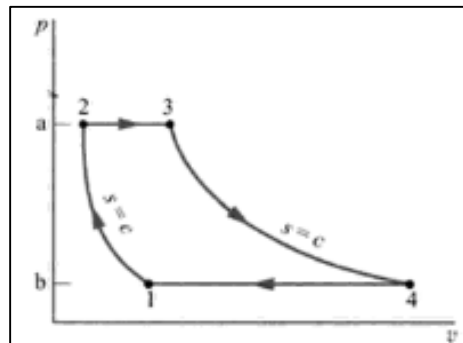
1->2: Se realiza una compresión isotrópica del gas en un compresor hasta que alcanza la presión de entrada al intercambiador.

2->3: El fluido entra en un intercambiador que le suministra calor de manera isobárica, aumentando su volumen.

3->4: El fluido entra a una turbina que extrae trabajo y genera una expansión del gas hasta que la presión alcance el nivel de trabajo del enfriador.

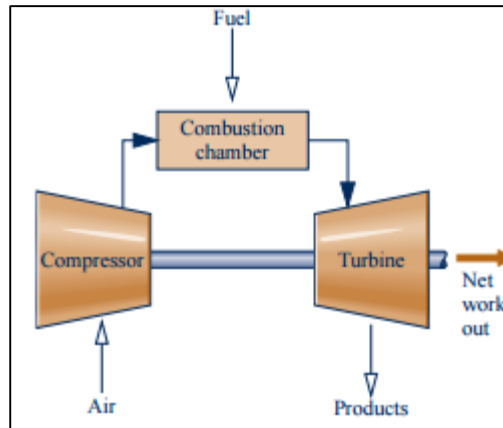
4->1: El fluido entra a presión constante y es enfriado hasta las condiciones termodinámicas iniciales.

Figura 10. Diagrama Volumen vs Presión del ciclo Brayton



La variación más práctica del ciclo de Brayton funciona en ciclo abierto e implica un calentamiento por combustión de un combustible, esta produce una expansión isobárica dentro de una cámara de combustión antes de pasar a la turbina, como se muestra en la Figura 11.

Figura 11. Máquina Térmica de Ciclo Brayton con combustión (3)



3 ESTADO DEL ARTE

Desde un punto de vista teórico es posible recuperar parte de la enorme cantidad de energía que se utiliza para la licuefacción del gas natural durante el proceso de regasificación. Esto es posible considerando la diferencia de temperatura entre el gas licuado y el ambiente. Sin embargo, los procesos de regasificación estándar, como los utilizados normalmente por la industria, llevan a la destrucción de la exergía del GNL y a la dispersión de la energía en el ambiente.

Esta propiedad del GNL es algo que algunas plantas de regasificación en Japón, China, Korea Taiwan y Francia utilizan como sumidero de calor integrado en diferentes procesos industriales. Las bajas temperaturas permiten una integración con una amplia gama de procesos como producción de agua para refrigeración, separación de aire y licuefacción de CO₂, procesos de desalinización de agua marina, e incluso para generación de energía eléctrica, siendo este último de los más estudiados.

La mayoría de procesos de generación de energía utilizan la exergía térmica del GNL y aprovechan su temperatura como un sumidero de calor en máquinas térmicas. Estos varían según el número de ciclos que emplean en ciclos simples y ciclos en cascado, y según el tipo de foco caliente en procesos CERS (Cryogenic exergy recovery systems) y procesos ECERS (Enhanced Cryogenic exergy recovery systems) (7).

Los ciclos simples corresponden a aquellos donde solo se tiene un paso entre el foco frío y el foco caliente. Los ciclos en cascada deben tener mínimo dos ciclos entre cada foco. Los primeros se caracterizan por ser más sencillos en su operación y por tener menores inversiones en capital, pero los segundos obtienen mayores eficiencias por la optimización en la selección del fluido de trabajo, por la disminución del trabajo del compresor

Los procesos CERS y los procesos ECERS se diferencian en el tipo de fuente de calor que se utiliza en cada uno (7). Los procesos CERS son aquellos que utilizan el ambiente como fuente de calor, generalmente obtenido del agua del mar, y esencialmente utilizan el ciclo de Rankine.

Los procesos ECERS utilizan temperaturas más altas como foco caliente a partir de fuentes de calor residual o de la quema de combustible, incluido el mismo gas natural regasificado. Debido a que la diferencia de temperatura entre los focos es mayor, los ciclos ECERS permiten recuperar mayor cantidad de trabajo. Estos procesos pueden utilizar todos los ciclos termodinámicos, siendo los más populares Rankine, Brayton y la combinación de los dos, y por la diversidad de orígenes que puede tener la fuente de calor, también es posible acoplarlos a una gran cantidad de procesos industriales o de generación.

También es posible aprovechar la exergía física del gas acoplando un proceso de expansión directa en la salida del proceso de regasificación. Este proceso depende de la presión de entrada y la presión de salida, la cual generalmente se limita por la necesidad de transportar el gas en sistemas de gasoductos.

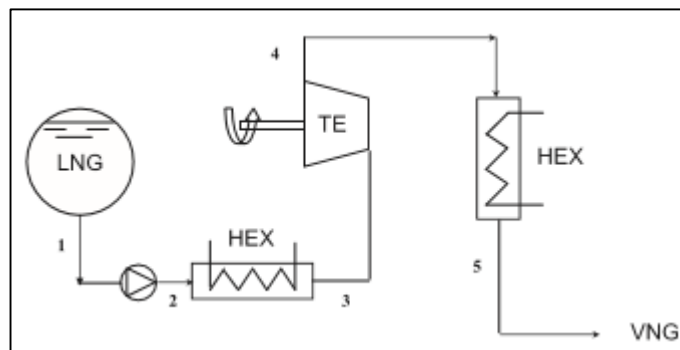
3.1 TIPOS DE PLANTAS DE GENERACIÓN:

Las plantas de generación que se pueden implementar en la regasificación del Gas Natural Licuado, como se explicó anteriormente, dependen del tipo de exergía que se aproveche y del ciclo termodinámico que se utilice. Algunas plantas incluso pueden desarrollarse en combinación de las más simples, como se expone en la última parte:

3.1.1 PLANTAS DE EXPANSIÓN DIRECTA:

El proceso de generación con expansión directa más simple consiste únicamente en una bomba que aumenta la presión del GNL por encima del nivel requerido para superar las pérdidas del proceso y del necesario para cualquier uso posterior que tenga el gas. Como se observa en la figura 12 el objetivo es impulsar una turbina, disminuir la presión hasta el nivel requerido e ingresar a un gasoducto o a cualquier otro destino que se requiera sin realizar ningún aumento adicional de presión.

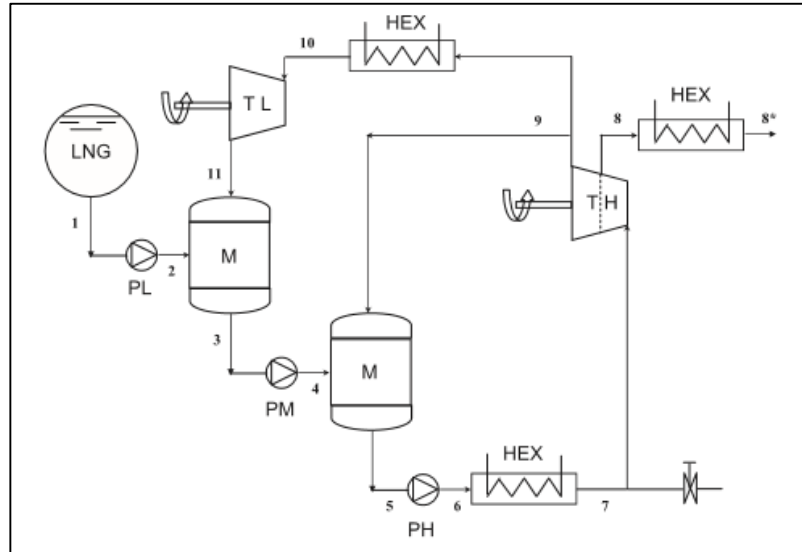
Figura 12. Proceso de regasificación con expansión directa. (9)



También es posible realizar modificaciones al proceso para extraer más energía, tal como se muestra en la figura 13. En esta, Franco et al proponen una configuración con varias etapas de expansión en cascada para obtener mayor eficiencia del proceso. En estos ciclos, se utilizan aumentos

graduales de presión en el GNL, con tanques de equilibrio entre cada etapa para realizar recirculación, y dos turbinas al finalizar el proceso.

Figura 13. Proceso de regasificación con expansión directa en cascada. (9)



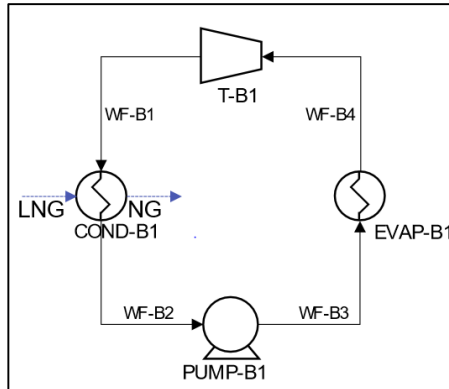
La ventaja de esta configuración radica en que, mediante la recirculación del gas, permite una mayor caída de presión en la turbina de alta y agrega una caída de presión adicional en la turbina de baja. El autor afirma que las configuraciones multietapa pueden llegar a tener una recuperación de hasta 160 kJ por kg de gas natural evaporado y afirma que es similar al obtenido en una planta trabajando con un ciclo Rankine.

Sin embargo, el aumento gradual de la temperatura que realiza la mezcla interetapa del gas va destruyendo la exergía térmica del gas y reduciría la eficiencia de una eventual combinación con ciclos térmicos.

3.1.2 PLANTAS DE CICLO RANKINE:

Los procesos de generación basados en ciclos termodinámicos del tipo Rankine utilizan el GNL para enfriar un fluido de trabajo, generalmente un hidrocarburo, de manera que simultáneamente se condensa el fluido de trabajo y se evapora el gas natural, tal como se observa en la Fig 14.

Figura 14. Planta de Generación con GNL utilizando Ciclo Rankine (10)



El calor para la evaporación del fluido de trabajo puede ser cualquier fuente de calor de baja temperatura, incluido el aire o el agua marina como se utiliza en los evaporadores convencionales de GNL, pero también puede adaptarse a fuentes de calor de mayor temperatura, como calor residual de procesos industriales o por combustión directa del gas, por lo que este tipo de ciclo puede utilizarse en procesos CERS y ECERS.

La selección del fluido de trabajo representa un punto importante del diseño de un ciclo Rankine que trabaja con temperaturas criogénicas. Por lo general, para ciclos únicos se utilizan fluidos orgánicos con mayor punto de condensación que el metano, como etano o propano (7). También se utilizan algunas mezclas azeotrópicas como amoníaco-agua (8) o como pentano, tetrafluorometano y fluorofórmico (10). Estas mezclas son principalmente utilizadas para procesos de ciclos Rankine ECERS, con fuentes de calor de mayor temperatura.

3.1.3 PLANTAS DE CICLO BRAYTON:

Los procesos de generación con el Ciclo Brayton utilizan el frío del GNL para enfriar el fluido que entra al compresor para disminuir el trabajo necesario. El ciclo Brayton puede emplearse tanto abierto como cerrado y la causa de la diferencia suele ser si el calor proviene de la combustión del fluido de trabajo o de una fuente externa.

Por el tipo de calor necesario, este tipo de ciclos se caracteriza siempre en procesos ECERS. El fluido de trabajo depende de si el proceso es abierto o cerrado. En los ciclos abiertos se utiliza una mezcla de aire y combustible

que reacciona y produce gases de combustión. El calentamiento del GNL se realiza con el aire a temperatura ambiente a la entrada y con los gases de combustión a la salida. La combustión se realiza generalmente con parte del mismo gas natural ya vaporizado.

En los ciclos cerrados se utiliza aire, oxígeno, nitrógeno o argón (11) que se comprime y expande por el calor de una fuente externa. El calentamiento del GNL en este caso se realiza en el intercambiador de calor entre la entrada de gas frío y la salida de gas caliente.

3.1.4 PLANTAS DE CICLO COMBINADO:

Las plantas de generación de ciclo combinado utilizan tanto el ciclo de Brayton como el ciclo de Rankine para generar energía. Esta combinación de ciclos de potencia es de las más eficientes en conversión de energía térmica a trabajo.

Cuando se acoplan a la evaporación de GNL, se utiliza de la misma manera que en los ciclos separados. El GNL se precalienta en una etapa previa al ciclo donde enfría el aire que ingresa al ciclo de Brayton, y luego se lleva a vaporizar totalmente en la condensación del fluido de trabajo utilizado en el ciclo Rankine. Posteriormente, puede usarse una parte del gas para realizar la combustión en la etapa de calentamiento del ciclo Brayton.

3.2 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN CON GENERACIÓN ACOPLADA

El primer país en el mundo que comenzó a implementar el aprovechamiento de la exergía del GNL durante el proceso de regasificación para generar energía fue Japón. La compañía Osaka Gas comenzó en los años setenta utilizando en su terminal de Senboku un ciclo Rankine con propano para generación de 1450 kW de energía (7)a.

Para el final de 1990 ya había una capacidad instalada de generación de 60 MW, la mayoría ubicados en Japón, como se puede observar en la Figura 15.

Figura 15. Plantas de regasificación con generación eléctrica por aprovechamiento de GNL en Japón (12).

Company and terminal names	No. of units	Start of operation	Output (kW)	Type	LNG consumption (t/h)	Delivery (MPa)
Osaka Gas, Senboku Daini	1	12/1979	1,450	Rankine	60	3.0
Toho Gas, Chita Kyodo	1	12/1981	1,000	Rankine	40	1.4
Osaka Gas, Senboku Daini	1	2/1982	6,000	Rankine / NG direct expansion	150	1.7
Kyushu Electric Power and Nippon Steel, Kitakyushu LNG	1	11/1982	9,400	Rankine / NG direct expansion	150	0.9
Chubu Electric Power, Chita LNG	2	#1 6/1983	7,200	Rankine / NG direct expansion	150	0.9
		#2 3/1984	7,200	Rankine / NG direct expansion	150	0.9
Tohoku Electric Power, Nihonkai LNG	1	9/1984	5,600	NG direct expansion	175	0.9
Tokyo Gas, Negishi	1	4/1985	4,000	Mixed refrigerant Rankine	100	2.4
Tokyo Electric Power, Higashi Ogishima	1	#1 5/1986	3,300	NG direct expansion	100	0.8
Osaka Gas, Himeji	1	3/1987	2,800	Rankine	120	4.0
Tokyo Electric Power, Higashi Ogishima	2	#2 9/1987	8,800	NG direct expansion	170	0.4
		#3 /1991	8,800	NG direct expansion	170	0.4
Osaka Gas, Senboku Daiichi	1	2/1989	2,400	NG direct expansion	83	0.7
Chubu Electric Power, Yokkaichi	1	12/1989	7,000	Rankine / NG direct expansion	150	0.9
Osaka Gas, Himeji	1	3/2000	1,500	NG direct expansion	80	1.5

En occidente se destaca la planta de Enagás en su terminal de Huelvas donde tiene desde 2013 un ciclo Rankine con agua de mar como fuente de calor para generar 4.5 MW de energía (7).

También está la planta de Ecoeléctrica en Puerto Rico que integra la regasificación con la entrada de una turbina de gas para disminuir el trabajo realizado.

3.3 REGASIFICACIÓN DE GNL EN COLOMBIA

En Colombia se ha venido hablando de realizar importación de gas natural desde antes del 2009, pero fue hasta el Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte del Gas Natural realizado por la UPME que se planteó la necesidad de realizar la importación de GNL para cubrir la creciente demanda de Gas Natural del país y dar confiabilidad al sistema en los futuros escenarios de Fenómeno del Niño.

Este documento evaluó específicamente la necesidad de instalar plantas de regasificación en la costa Atlántica y/o en la costa Pacífica, pero no alcanzó a abordar la posibilidad de realizar generación eléctrica aprovechando las propiedades del GNL.

De este plan de navegación salió el proyecto de regasificación que se realizó en la costa Caribe colombiana, manejado por la Sociedad Portuaria de El Cayao (Spec LNG). Esta terminal cuenta con una unidad flotante de regasificación que tiene una capacidad de procesar 400 millones de pies cúbicos día que tienen como principal destino las generadoras térmicas de la zona (13).

Los planes de expansión de esta terminal incluyen, según la demanda, construir una planta de regasificación en tierra una vez termine el contrato a 10 años con la dueña de la unidad flotante de regasificación. En este escenario sería posible considerar el diseño de unidades de generación a partir de la exergía del GNL.

En el mismo documento y en planes posteriores la UPME también manifiesta que eventualmente será necesario instalar otra terminal de regasificación en la costa Pacífica, la cual se plantea más como un apoyo al Sistema Nacional de Transporte (SNT) y a las generadoras del centro y suroccidente del país. Al igual que con la planta del caribe, la planta de Buenaventura no contempla la realización de sistemas de generación a partir de la exergía del GNL.

3.4 MARCO REGULATORIO PARA APROVECHAMIENTO DE LA EXERGÍA DEL GNL EN COLOMBIA

En Colombia, la política, la regulación y la planeación de todo el sistema energético recaen sobre el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) respectivamente. Hasta donde se encontró, ninguno de los tres entes ha contemplado directamente la generación eléctrica en las plantas de regasificación a partir del aprovechamiento de la exergía del GNL sin combustión del mismo.

Sin embargo, los entes del sector tienen definida la ley 1715 de 2014, la cual define la normatividad por la cual puede realizarse la integración de fuentes de energía no convencionales, principalmente renovables, al sistema energético nacional. Esta ley podría permitir la integración de una terminal de regasificación como generador, considerando que las anteriores regulaciones de la CREG para cogeneración ponen los condicionantes de que esta implica explícitamente la utilización de energía térmica en el proceso primario y la generación de energía eléctrica como proceso secundario.

4 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS EXERGÉTICO

La exergía física se calcula a partir de las funciones de estado de la entalpía y la entropía, como se explicó en la sección 1.2. Además, es posible determinar la cantidad de la exergía física que aporta la diferencia de temperatura y la cantidad de exergía física que aporta la diferencia de presión del GNL.

Un análisis exergético comprende la comparación de la exergía al inicio y al final del proceso de regasificación. Como esta propiedad se expresa en unidades de Energía sobre masa, esto permitiría cuantificar la cantidad de trabajo útil que ha perdido o entregado el fluido.

Para poder hablar de eficiencia en el aprovechamiento exergético, la idea sería comparar esta cantidad con la energía que se genera a través de los ciclos de potencia anteriormente descritos.

Con estos dos datos sería posible determinar la cantidad de exergía que efectivamente se convierte en trabajo útil y cuanto corresponde a una pérdida durante el proceso.

Además, comparando ciclos que también aprovechen la exergía física correspondiente a la presión, es posible determinar cuánto aporta cada uno de estos términos en la recuperación de trabajo útil.

4.1 CONDICIONES Y RESTRICCIONES DE LA SIMULACIÓN

Se plantea realizar la simulación de una planta de regasificación que utiliza la exergía del gas natural licuado para generar energía eléctrica. Se plantea realizar 3 tipos de simulaciones en cuanto al proceso empleado para mostrar el aprovechamiento de la exergía física de la presión mediante expansión directa, el aprovechamiento de la exergía térmica mediante un Ciclo Rankine, y la unión de las dos para mostrar la sinergia de las mismas.

Las condiciones y restricciones que se consideraron al momento de realizar la simulación son:

- En cada una de estas simulaciones se va a utilizar la cantidad de gas que se plantea que debería regasificar la terminal de la Sociedad Portuaria de El Cayao en Cartagena para dar una idea de cuánto podría generarse en caso que se implementara en la futura ampliación de la

terminal. Esto quiere decir que como volumen de gas a regasificar se van a utilizar 400 millones de pies cúbicos por día.

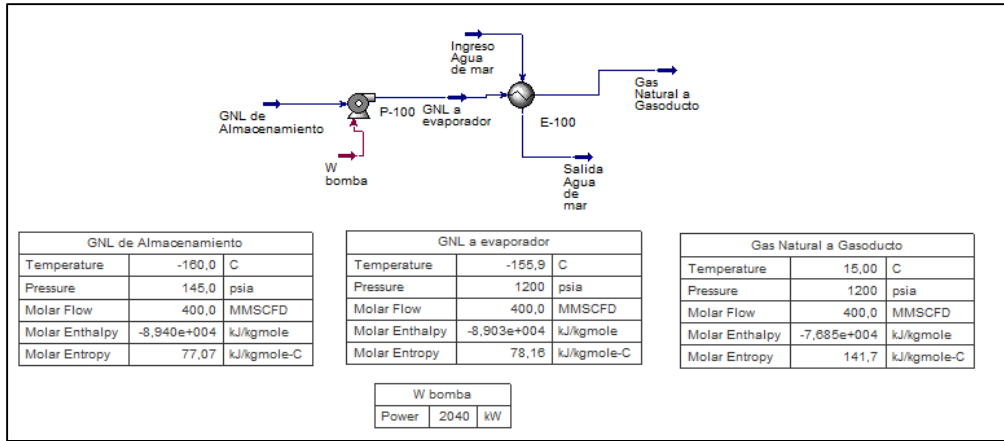
- Como reservorio de calor se plantea utilizar el agua de mar, con una temperatura promedio de 29° Centígrados.
- Se considera que el GNL corresponde en un 100% a metano.
- Las condiciones iniciales del GNL son una temperatura de -160 °C y una presión de 10 bares. Esta presión corresponde a la de flujo de GNL saliendo del tanque de almacenamiento, ya que la presión dentro del tanque es casi la atmosférica, 1.3 bares.
- La presión de entrega del Gas Natural al final del proceso debe ser de 1200 psia para poder ingresar al sistema de distribución de Colombia. Por la misma razón, la temperatura debe ser de al menos 5°C.

4.2 SIMULACIONES

Se utilizó ASPEN HYSYS para simular el proceso de regasificación del GNL planteado anteriormente, la primera simulación incluye un proceso normal de regasificación que utiliza agua como fuente de calor. El proceso incluye una bomba que aumenta la presión del líquido a un punto superior al necesario para superar el proceso de regasificación y poder pasar al transporte sin necesidad de aumento de un aumento de presión adicional.

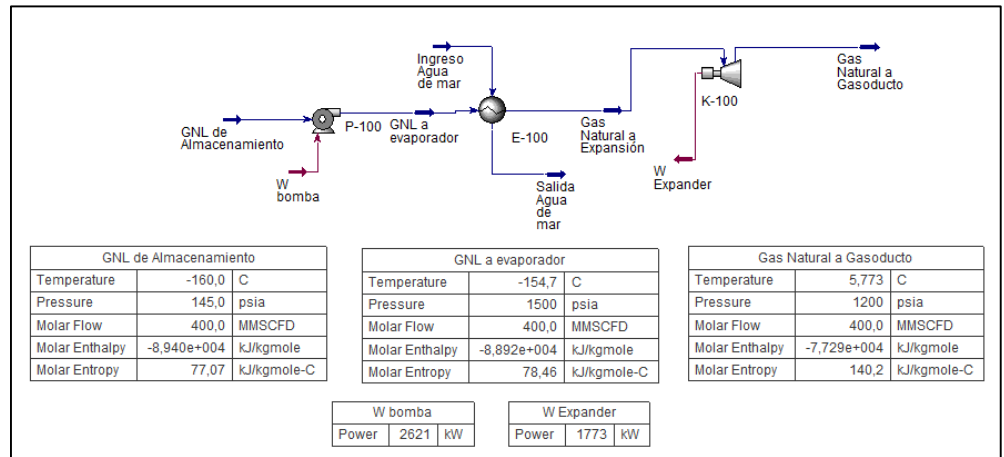
La figura 16 muestra la simulación del proceso junto con las tablas de propiedades de las corrientes más importantes.

Figura 16. Diagrama de simulación de CASO 0: Sin aprovechamiento de exergía



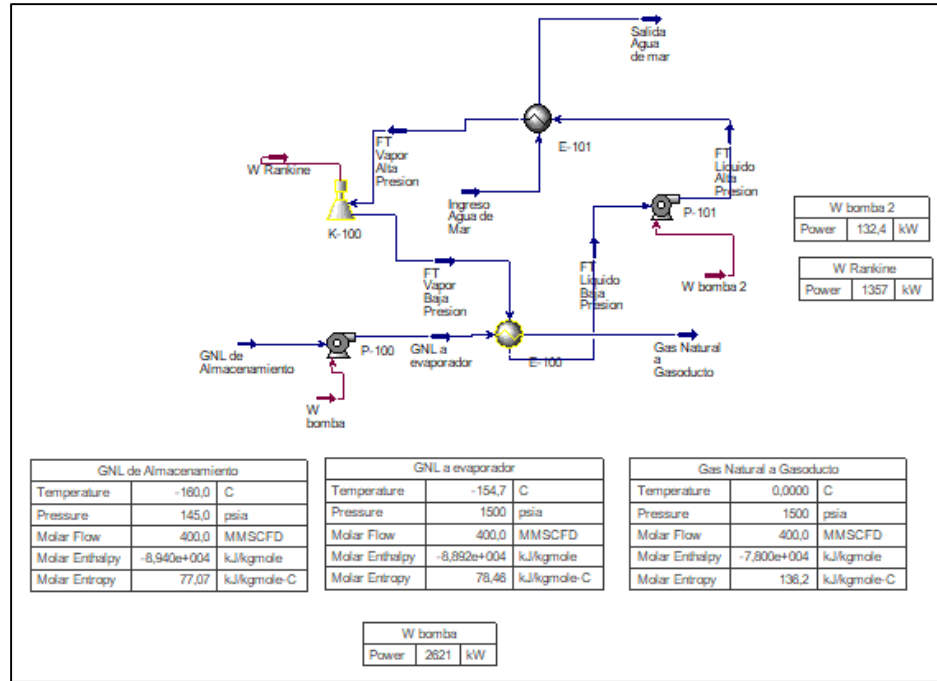
Para la simulación del proceso de expansión directa se incluyó una turbina al final y se determinó la cantidad de energía que esta podía extraer del gas al final del proceso. Para poder realizar una disminución de la presión, el GNL al inicio del proceso se lleva a una presión de 1500 psia y, como se observa en la figura 17, después de la evaporación, la turbina lo lleva nuevamente a los 1200 psia.

Figura 17. Diagrama de simulación de CASO 1: Expansión Directa



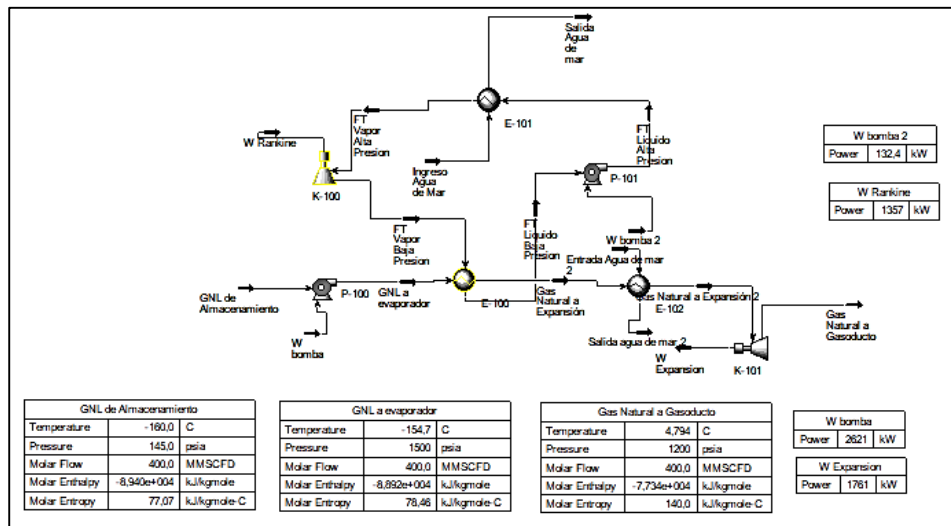
La simulación del proceso del ciclo Rankine resulta la más compleja de las anteriores porque incluye un fluido de trabajo. Para este caso, se simuló un ciclo único que utiliza una mezcla de pentano, tetrafluorometano y fluoroforno.

Figura 18. Diagrama de simulación CASO 2: Ciclo Rankine



También se realizó una simulación que incluye ambos procesos, de expansión directa y de ciclo Rankine. Como se observa en la figura 19, en este caso fue necesario complementar la evaporación del ciclo Rankine con calentamiento con agua de mar para alcanzar la temperatura al finalizar el proceso.

Figura 19. Diagrama de simulación CASO 3: Expansión directa y Ciclo Rankine



4.3 ANÁLISIS EXERGÉTICO

En cuanto al análisis exergético, con la información obtenida es posible calcular la exergía disponible mediante los datos de entalpía y entropía que se tomaron del programa. De igual forma es posible comparar con los datos de trabajo producido para determinar la cantidad y exergía que pudo ser convertida en trabajo útil.

El análisis exergético debe comparar cada estado de interés con el gas en condiciones ambientales estándar, para Colombia se utilizan 15.5°C y 14.7 psia. La tabla 1 muestra los valores de las propiedades Entropía y Entalpía para el Gas Natural a condiciones estándar.

Tabla 1. Condiciones Termodinámicas de Gas Natural a condiciones estándar

Gas Natural		
Temperature	15,50	C
Pressure	14,70	psia
Molar Flow	400,0	MMSCFD
Molar Enthalpy	-7,526e+004	kJ/kgmole
Molar Entropy	182,3	kJ/kgmole-C

El cálculo de exergía se realiza entre el momento en que se implementa el método de aprovechamiento, esto quiere decir que siempre se mide antes de ingresar al evaporador, y el momento en que se entrega a distribución. A esto se le llama exergía específica disponible porque la destrucción de exergía que pueda llevarse a cabo entre los tanques de almacenamiento y la subida de presión no se considera objeto del análisis y es necesaria para el proceso.

Tabla 2. Condiciones Termodinámicas por corriente de proceso

Corriente:	GNL a Evaporador	Corriente:	Gas a Gasoducto	Condiciones Estandar	
Entalpía	-88920 kJ/kgmol	Entalpía	-77290 kJ/kgmol	Entalpía	-75260 kJ/kgmol
Entropía	78,46 kJ/kgmol °C	Entropía	140,2 kJ/kgmol °C	Entropía	182,3 kJ/kgmol °C
Temperatura	-154,7 °C	Temperatura	5,7 °C	Temperatura	15,5 °C
Presión	1500 psia	Presión	1200 psia	Presión	14,7 psia

En la tabla 2 se pueden observar todos los datos de entalpía y entropía de las corrientes de la simulación del Caso 2. Como todas las variables son variables de estado, son independientes del proceso que se realice a fines de cálculos. En la tabla 3 se tienen los cálculos de exergía de ambas corrientes en relación

con el ambiente y la diferencia entre ambas. Esta diferencia corresponde a la exergía que, según el caso fue destruida o parcialmente utilizada, todo por cantidad de moles.

Tabla 3. Cálculo de exergía de cada corriente

Corriente:	GNL a Evaporador	
Exergía	16497,84	kJ/kgmol
Corriente:	Gas a Gasoducto	
Exergía	10115,85	kJ/kgmol
Diferencia	6381,99	kJ/kgmol

Finalmente se puede obtener la exergía total neta disponible, que corresponde al cálculo del resultado anterior con el flujo molar que se encuentra en la planta. Además es posible calcular esto en unidades de potencia para dimensionar la capacidad ideal que tienen las instalaciones.

Tabla 4. Cálculo de la exergía neta disponible

Exergía Específica	6382	kJ/kgmole
Flujo Molar	19920	kgmole/hr
Exergía Disponible	127129241	kJ/hr
Exergía Disponible	35314	kW

Estos resultados pueden compararse con los expuestos en la tabla 5 obtenidos de las simulaciones en cuanto a capacidad instalada para los 3 casos con aprovechamiento de exergía. A partir de esto es posible obtener eficiencias del proceso y algunas conclusiones

Tabla 5. Eficiencias de las simulaciones realizadas

CASO 1 - EXPANSIÓN DIRECTA		
Exergía Disponible	35314	kW
Potencia Obtenida Expansión	1773	kW
Eficiencia del proceso	5,02%	
CASO 2 - CICLO RANKINE		
Exergía Disponible	35314	kW
Potencia Obtenida Ciclo Térmico	1357	kW
Potencia Consumida bomba	132,4	kW
Eficiencia del proceso	3,47%	
CASO 3 - CICLO RANKINE Y EXPANSIÓN DIRECTA		
Exergía Disponible	35314	kW
Potencia Obtenida Expansión	1761	kW
Potencia Obtenida Ciclo Térmico	1357	kW
Potencia Consumida bomba	132,4	kW
Eficiencia del proceso	8,45%	

4.4 RESULTADOS

Las simulaciones realizadas permiten obtener información importante para complementar lo explicado sobre los procesos de generación utilizando la exergía del GNL.

Sin embargo, es importante resaltar que todas estas simulaciones pueden ser objeto de optimización para adecuarse a las condiciones de operación que deberían tener en Colombia.

En el caso de la expansión directa se observó que, entre mayor sea la presión que se alcance en el GNL líquido, mayor es la energía obtenida al realizar la expansión. Mediante un análisis de sensibilidad se encontró que incluso llega un punto en el que la energía obtenida es mayor que la energía introducida mediante la bomba, pero es importante tener en cuenta que la temperatura del gas llega a niveles inferiores a los requeridos por el RUT y requeriría un proceso de calentamiento adicional con agua de mar, tal como se realizó en el proceso de expansión con ciclo Rankine.

Para el caso del ciclo Rankine, es posible realizar la optimización tanto del fluido de trabajo seleccionado, como del diseño y las condiciones de operación del ciclo. Considerando que se utilizó un ciclo único de generación, el fluido de trabajo debía tener un rango de operación que se acoplara al perfil de temperatura del proceso, mientras que, si se utilizaran varios ciclos en cascada,

se podrían usar varios fluidos de trabajo, aprovechando las ventajas de cada uno.

En cuanto a las condiciones de operación, las únicas restricciones que se tenían correspondían a que el calentamiento con agua de mar genera vapor sobrecalentado y el enfriamiento con GNL genera líquido subenfriado, por lo que los datos de volumen y presión deben ser calculados para permitir la operación. Sin embargo, un proceso de optimización podría permitir generar menores volúmenes, tener mayores aumentos de presión y por tanto generar mayores cantidades de energía.

5 CONCLUSIONES

La investigación realizada permite demostrar la utilidad que puede presentar el aprovechamiento de la exergía del GNL, especialmente para la generación de energía eléctrica. Entre lo más importante se encuentra que:

- El proceso de regasificación estándar, con todas sus variantes en cuanto a fuentes de calor, no tiene en cuenta ningún tipo de eficiencia exergética y realiza la evaporación del GNL con la consecuente destrucción de la exergía. Como mejora al proceso se pueden instalar evaporadores con ciclos de potencia, los cuales tienen la ventaja de generar energía eléctrica y minimizar el impacto ambiental producto de la temperatura de salida.
- La conversión de exergía térmica en trabajo útil y en energía eléctrica es logrado mediante la utilización de ciclos de potencia. Entre los ciclos de potencia más utilizados en la industria son el ciclo Rankine y el ciclo de Bayron. La conversión de la exergía física en energía eléctrica se realiza principalmente mediante expansión directa.
- El país del mundo con mayor desarrollo en aprovechamiento de la exergía del GNL para generación de energía eléctrica es Japón, con una amplia historia en la construcción de plantas con generación eléctrica a partir de la evaporación del GNL. Colombia, por otra parte, hasta ahora ha comenzado a realizar importaciones de GNL en una terminal en la costa Caribe para cubrir sus picos de demanda debido a fenómenos ambientales como “El Niño”, y aunque tiene planes para la instalación de otra planta de regasificación, todavía ni sus operadores, ni el gobierno, ni su regulación contemplan la posibilidad de realizar generación en las terminales de regasificación.
- Gracias a las simulaciones y al análisis exergético es posible determinar la cantidad de exergía que se podría convertir en energía eléctrica en el caso de la planta de regasificación de Cartagena, y se determinan unas posibles configuraciones con sus respectivas variables de proceso, que podrían ser optimizadas para su instalación.

6 RECOMENDACIONES

Debido a la amplitud del tema y a la complejidad que puede alcanzar, se recomienda que se realicen futuras investigaciones. Un posible trabajo futuro correspondería a la optimización de las condiciones de operación de los ciclos de potencia para el diseño y simulación de una posible planta de generación a partir del aprovechamiento de la exergía del GNL en Colombia. Debido a la diversidad de variables implicadas, cada ciclo y cada configuración representa un posible trabajo independiente que parte de lo plasmado en esta monografía.

Otro posible trabajo futuro corresponde a la investigación de la regulación y de la posible remuneración en el sistema eléctrico colombiano para garantizar la rentabilidad del proceso. La inclusión de las nuevas unidades en el proceso de regasificación depende de la retribución económica que pueda conseguirse de la venta de la energía o del funcionamiento de un cargo por confiabilidad.

Finalmente, otro posible trabajo que pueda realizarse al respecto corresponde a la investigación de otras formas de aprovechamiento de la exergía del GNL que no corresponden a la generación eléctrica, como la absorción de CO₂ o el acoplamiento con procesos industriales que requieren frío. La posibilidad de integración es inmensa pero las necesidades dependen de cada proceso en específico.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Application of the Stirling engine driven with cryogenic exergy of LNG (Liquefied Natural Gas) for the production of electricity.* **Szczygiel, Ireneusz, Stanek, Wojciech y Szargut, JAn.** 2015, Energy, págs. 25-31.
2. *Aprovechamiento de la exergía física del GNL.* **Querol, Enrique y Gonzalez del Regueral, Borja.** 2010, Universidad Politécnica de Madrid, págs. 1-339.
3. *Ciclos térmicos para mejorar la eficiencia en la regasificación del gas natural licuado.* **Romero, Manuel y Ramon, Ferreiro.** 2014, Universidad de A Coruña, págs. 1-164.
4. **Kanagawa, Toshihide.** Japan LNG's utilization and enviromental efforts. *The Japan Gas Association.* [En línea] [Citado el: 16 de 08 de 2017.]
http://www.gas.or.jp/en/newsletter/images/07/pdf/LNG_Workshop.pdf.
5. **LNG GNL.** Regasificación del GNL. *GNL.es.* [En línea] 2010.
<http://www.gnl.es/index.php>.
6. **Mokhatab, Saeid, y otros, y otros.** *Handbook of Liquefied Natural Gas.* Oxford : Elsevier, 2014.
7. **Moran, Michael, y otros, y otros.** *Fundamentals of Engeniering Thermodynamics.* Hoboken : John Wiley & Sons Inc., 2011.
8. **Mouthon, Lupe.** Buque de Regasificación ya está en puerto de El Cayao. *El Heraldo.* [En línea] 2 de Noviembre de 2016. [Citado el: 14 de Agosto de 2017.]
<https://www.elheraldo.co/economia/buque-de-regasificacion-ya-esta-en-el-puerto-de-el-cayao-299169>.
9. *Optimización de un ciclo orgánico de Rankine (ORC) usando recursos geotermales de baja entalpía.* **Arrieta Garrido, Jesus David.** 2012, Universidad Industrial de Santander, pág. 67.

10. *Superstructure based techno-economic optimization of the organic Rankine cycle using LNG cryogenic energy.* **Lee, Ung, y otros, y otros.** 2017, Energy, págs. 83-94.
11. *Thermodynamic analysis and optimization of an ammonium-water power system with LNG (liquefied natural gas) as its heat sink.* **Wang, Jiangfeng, y otros, y otros.** 2012, Energy, págs. 513-522.
12. *Thermodynamic analysis of direct expansion configurations for electricity production by LNG cold energy recovery.* **Franco, Alessandro y Casarosa, Claudio.** 2014, Applied Thermal Engineering, págs. 649-657.
13. *The role of real gas Brayton cycle for the use of liquid natural gas physical exergy.* **Gianfranco, Angelino y Invernizzi, Costante.** 2010, Applied Thermal Engineering, págs. 827-833.