

**SIMULACIÓN BÁSICA DE GENERACIÓN Y GESTIÓN DE BOG (BOIL OFF GAS) EN
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE LA FSRU (FLOATING STORAGE AND
REGASIFICATION UNIT) HÖEGH GRACE EN ESCENARIO DE NO
REGASIFICACIÓN**

JOSE CARLOS ACOSTA LUGO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA
2025**

**SIMULACIÓN BÁSICA DE GENERACIÓN Y GESTIÓN DE BOG (BOIL OFF GAS) EN
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE LA FSRU (FLOATING STORAGE AND
REGASIFICATION UNIT) HÖEGH GRACE EN ESCENARIO DE NO
REGASIFICACIÓN**

JOSE CARLOS ACOSTA

Monografía de grado para optar al título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director
ALVARO ROCA MOLINA, MSc.

BUCARAMANGA
2025

AGRADECIMIENTOS

A mi esposa y mi hija por su paciencia y comprensión durante la elaboración de este trabajo, a Álvaro por su gran apoyo y conocimiento, a SPEC LNG por la experiencia adquirida y a la UIS por los nuevos conocimientos compartidos.

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	4
2	MARCO TEORICO	5
2.1	Gas natural licuado (GNL)	5
2.1.1	Definición y características del GNL.....	5
2.1.2	Ventajas y desventajas del uso del GNL.....	6
2.2	Cadena de valor del GNL.....	7
2.2.1	Extracción y tratamiento del gas natural.....	7
2.2.2	Proceso de licuefacción.....	9
2.2.3	Transporte y almacenamiento	10
2.3.	Unidades flotantes de almacenamiento y regasificación FSRU	12
2.3.1	Operaciones y procesos en una FSRU	12
2.3.2	Estructura y componentes principales	22
2.4	Boil-off Gas (BOG)	25
2.4.1	Impacto del BOG en la industria del GNL	25
2.4.2	Métodos de gestión del BOG.....	27
2.5	Tecnologías de relicuefacción.....	29
2.5.1	Futuro de las tecnologías para la gestión del BOG.....	29
3	CASO DE ESTUDIO	31
3.1	Planteamiento del problema	33
3.2	Modelos de simulación.....	36
3.2.1	Generación de BOG.....	36
3.2.2	Simulación subenfriamiento de GNL para mitigar la generación de BOG	41
4	CONCLUSIONES.....	49
5	TRABAJOS FUTUROS	51
6	REFERENCIAS.....	52

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Cadena de valor GNL.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2. Operaciones en una FSRU</i>	<i>13</i>
<i>Figura 3. Ejemplo de una terminal de regasificación con FSRU.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 4. Comparación de sistemas Mark III</i>	<i>18</i>
<i>Figura 5. Cadena de suministro de GNL y fuentes de BOG.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 6. Representación esquemática del almacenamiento en una FSRU.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 7. Esquema de la simulación tanques FSRU.</i>	<i>38</i>
<i>Figura 8. Resultados simulación 4 tanques.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 9. Resultados simulación 3 tanques.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 10. Resultados simulación 2 tanques.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 11. BOG simulado vs real 3 tanques</i>	<i>41</i>
<i>Figura 12. Esquema de simulación del escenario base.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 13. Grafica resultados flujo de GNL vs Duty enfriador</i>	<i>46</i>
<i>Figura 14. Esquema de simulación con resultados de solución implementada</i>	<i>47</i>

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Utilización terminal de regasificación frente a escenarios de embalses</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 2. Características de la FSRU Höegh Grace de la terminal de SPEC LNG.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 3. Escenarios simulados</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 4. Parámetros definidos en el módulo tanques de la FSRU.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 5. Soluciones comerciales de relicuefacción basadas en ciclo Brayton.</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 6. Composición GNL de Trinidad y Tobago.</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 7. Comparativo BOG con y sin relicuefacción.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 8. Cálculo de ahorros potenciales al implementar la solución.....</i>	<i>48</i>

RESUMEN

Título: Simulación Básica De Generación Y Gestión De Bog (Boil Off Gas) En Tanques De Almacenamiento De La FSRU (Floating Storage And Regasification Unit) Höegh Grace En Escenario De No Regasificación

Autor: Jose Carlos Acosta Lugo

Palabras Clave: gas natural licuado (GNL), boil-off gas (BOG), FSRU, simulación, relicuefacción.

La presente monografía aborda un desafío operativo y ambiental crucial en la industria del Gas Natural Licuado (GNL): la gestión del Boil-off Gas (BOG), el cual es el gas que se evapora inevitablemente durante el almacenamiento criogénico del GNL. El documento se centra en el caso de estudio de la Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) Höegh Grace de SPEC LNG. La generación de BOG, causada por la entrada de calor en los tanques de almacenamiento, incrementa la presión interna y representa tanto una pérdida de producto valioso como un riesgo de seguridad y un potencial contaminante si se libera. Por lo tanto, el trabajo establece un marco teórico detallado sobre la cadena de valor del GNL, las FSRU y los métodos de gestión de BOG, sentando las bases para el análisis técnico.

El núcleo del trabajo consiste en la simulación básica, mediante el software Hysys, del proceso de generación de BOG y la evaluación de una solución de gestión para el escenario específico de no regasificación. Se desarrolló un modelo en estado estacionario para los tanques de almacenamiento, validando su comportamiento con datos reales de operación de la FSRU. La simulación propuesta se centra en la implementación de un sistema de relicuefacción basado en el subenfriamiento de GNL, específicamente de tipo Turbo-Brayton, con el objetivo de mitigar la formación de BOG y reconvertir la fase gaseosa en líquido para reincorporarla a los tanques.

Los resultados demostraron que el modelo simulado puede predecir de manera aproximada y con correspondencia en las tendencias, el comportamiento de la generación de BOG durante periodos de solo almacenamiento, a pesar de las limitaciones del estado estacionario. Se identificó que el rango óptimo de presión de operación de los tanques para registrar la menor generación de BOG es de 18 a 22 kPa. Más importante aún, la simulación de la solución de subenfriamiento arrojó una recuperación potencial de GNL de 2939 kg/h, reduciendo significativamente la cantidad de BOG que debe enviarse a la unidad de combustión. Con un consumo eficiente de 0,93 kWh/kg de BOG, el estudio concluye que la implementación de estos sistemas de relicuefacción es técnica y económicamente viable, representando un avance en la optimización y sostenibilidad de las operaciones en las FSRU.

ABSTRACT

Title: Basic Simulation of Boil-Off Gas (BOG) Generation and Management in the Storage Tanks of the FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) Höegh Grace in a Non-Regasification Scenario

Author: Jose Carlos Acosta Lugo

Keywords: Liquefied Natural Gas (LNG), boil-off gas (BOG), FSRU, simulation, reliquefaction.

This monograph addresses a crucial operational and environmental challenge in the Liquefied Natural Gas (LNG) industry: the management of Boil-off Gas (BOG), which is the gas that inevitably evaporates during the cryogenic storage of LNG. The document focuses on the case study of SPEC LNG's Floating Storage and Regasification Unit (FSRU), the Höegh Grace. The generation of BOG, caused by heat ingress into the storage tanks, increases internal pressure and represents both a loss of valuable product and a safety risk, as well as a potential pollutant if vented. Therefore, the work establishes a detailed theoretical framework on the LNG value chain, FSRUs, and BOG management methods, laying the groundwork for the technical analysis.

The core of the work consists of the basic simulation, using Hysys software, of the BOG generation process and the evaluation of a management solution for the specific scenario of non-regasification. A steady-state model for the storage tanks was developed, validating its behavior with real operating data from the FSRU. The proposed simulation focuses on implementing a reliquefaction system based on LNG subcooling, specifically a Turbo-Brayton type, with the aim of mitigating BOG formation and converting the gaseous phase back into liquid for return to the tanks.

The results showed that the simulated model can approximate and correspond in trends to the behavior of BOG generation during storage-only periods, despite the limitations of the steady-state approach. It was identified that the optimal operating pressure range for the tanks to register the lowest BOG generation is 18 to 22 kPa. More importantly, the simulation of the subcooling solution yielded a potential LNG recovery of 2939 kg/h, significantly reducing the amount of BOG that must be sent to the combustion unit. With an efficient consumption of 0.93 kWh/kg of BOG, the study concludes that the implementation of these reliquefaction systems is technically and economically viable, representing an advancement in the optimization and sustainability of FSRU operations.

1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el Gas Natural Licuado (GNL) se ha convertido en un componente esencial en la matriz energética global para mejorar la seguridad e independencia energética de los países. Además, es una solución estratégica para el suministro de energía limpia, contribuyendo a la diversificación de las fuentes energéticas y a su vez, la reducción de emisiones de carbono. Este documento se propone abordar conceptos básicos de la industria del GNL, desde su definición y características hasta las ventajas y desventajas de su uso.

Además, se examinará la cadena de valor del GNL, que abarca desde la extracción y tratamiento del gas natural hasta el proceso de licuefacción, y finalmente, el transporte y almacenamiento. Un aspecto crucial de este proceso es el uso de Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación (FSRU), cuyas operaciones, procesos y estructura serán analizados en detalle.

Un desafío importante en la industria del GNL y específicamente en las FSRU es la gestión del Boil-off Gas (BOG). Este documento explorará el impacto del BOG en la industria del GNL y discutirá los métodos disponibles para su gestión.

Finalmente, se presentará un caso de estudio relacionado con la generación de BOG en una FSRU para ilustrar estos conceptos en un contexto práctico. Se planteará un problema y se utilizarán el software Hysys para realizar una simulación básica del proceso de generación de BOG y de una alternativa para la gestión de este a través de la implementación de un sistema de relicuefacción basado en el subenfriamiento de GNL, limitado solo al escenario específico de no regasificación.

2 MARCO TEORICO

2.1 Gas natural licuado (GNL)

2.1.1 Definición y características del GNL

El GNL es un combustible, que se obtiene al enfriar el gas natural a temperaturas criogénicas para convertirlo en líquido, presenta ventajas significativas como su alta densidad energética y su notable reducción de volumen. En un contexto global donde la diversificación de fuentes energéticas y la reducción de emisiones de carbono son prioridades, este gas se destaca como una alternativa crucial para el cuidado del medio ambiente.

Es apropiado agregar que dichas características facilitan su almacenamiento y transporte a largas distancias a las cuales se somete este proceso entre un país y otro, convirtiéndolo en un recurso vital para la generación de electricidad; el suministro de gas a diversas industrias, hogares, tanto para el transporte marítimo como para el terrestre, trayendo así una solución energética eficiente que siga siendo segura y ecológica en comparación con otros combustibles fósiles.

Dicho gas natural se ha posicionado como un gas eficiente debido a que, enfriado a una temperatura extremadamente baja, alrededor de -162 grados Celsius y a presión atmosférica (1 bar), se convierte en un líquido incoloro e inodoro. Sin duda, cuando del mercado de GNL se refiere este es altamente elegido por ofrecer una gran flexibilidad, permitiendo a los países importar gas desde diversas fuentes y reducir su dependencia de gasoductos. Por consiguiente, esta flexibilidad fomenta la competitividad para más tarde mejorar la seguridad energética global, la cual es una solución estratégica para el

suministro de energía limpia, contribuyendo a la diversificación de las fuentes energéticas y a su vez, la reducción de emisiones de carbono.

2.1.2 Ventajas y desventajas del uso del GNL

El gas natural licuado o GNL por sus siglas, se ha convertido en una opción popular en la industria energética debido a sus múltiples ventajas, aunque también presenta algunas desventajas que deben ser consideradas. Una de las principales ventajas del GNL es su alta densidad energética, que permite transportar grandes cantidades de energía en volúmenes relativamente pequeños. Esto lo hace ideal para el transporte a largas distancias donde los gasoductos no son prácticos.

Asimismo, el GNL produce menores emisiones de dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y otros contaminantes en comparación con otros combustibles como el carbón y el petróleo, convirtiéndolo en una opción más limpia, a su vez, respetuosa con el medio ambiente (GIIGNL, 2019). Estas características influyen también a la hora de tocar términos de seguridad, el GNL se evapora rápidamente en caso de un derrame y se dispersa sin dejar residuos tóxicos, que a su vez asegura ser no corrosivo, lo que reduce los riesgos asociados con su manejo.

Sin embargo, el uso del GNL también presenta desventajas; la infraestructura necesaria para la licuefacción, almacenamiento, transporte y regasificación es costosa, debido a que incluye plantas de licuefacción, terminales de regasificación y buques metaneros puede ser una barrera para su adopción en algunos mercados. Asimismo, dentro

de este proceso se requiere una cantidad importante de energía, lo que significativamente logra reducir la eficiencia neta del sistema y aumentar los costos operativos.

A pesar de ser generalmente seguro, el manejo del GNL implica riesgos inherentes debido a la naturaleza criogénica del líquido y su potencial para formar mezclas explosivas con el aire en condiciones específicas (GIIGNL, 2019). De esta manera, se necesitan estrictos protocolos de seguridad para mitigar estos riesgos, tomando en cuenta que el transporte en buques metaneros como la construcción y operación de infraestructuras tiene la capacidad de afectar el entorno local.

Finalmente, el mercado del GNL puede estar sujeto a fluctuaciones de precios debido a factores geopolíticos, cambios en la oferta, demanda global e inclusiones variaciones en los costos de producción y transporte, lo que ciertamente puede llegar a generar incertidumbre tanto para los consumidores como para los proveedores. Aunque este ofrece numerosas ventajas como una fuente de energía eficiente que a vez, es más limpia; también presenta desafíos significativos en términos de costos, consumo energético, gestión de riesgos, que deben ser cuidadosamente evaluados en proyectos de esta índole.

2.2 Cadena de valor del GNL

2.2.1 Extracción y tratamiento del gas natural

El gas natural se encuentra en yacimientos subterráneos, ya sea asociado con petróleo o en depósitos independientes en donde la extracción se realiza mediante perforación de pozos, utilizando tecnologías avanzadas que permiten acceder a estos

recursos de manera eficiente y segura. Detrás del gas natural licuado existe un proceso de extracción y tratamiento, los cuales son los primeros pasos cruciales en la cadena de suministro de este.

Una vez extraído, el gas natural contiene impurezas como agua, dióxido de carbono, sulfuros y otros compuestos. Por eso, es esencial someter el gas a un proceso de tratamiento para eliminar estas impurezas con la finalidad asegurar que el gas cumpla con los estándares de calidad necesarios para su licuefacción, claro está, para su uso posterior. Este proceso de tratamiento incluye varios pasos, como la deshidratación, donde se elimina el agua; la remoción de dióxido de carbono y sulfuros mediante absorción y otras técnicas químicas; y la separación de hidrocarburos líquidos.

La deshidratación es un paso crítico que previene la formación de hidratos de gas, que pueden obstruir las tuberías y equipos. En la remoción de dióxido de carbono y sulfuros, se utilizan absorbentes químicos que capturan estos compuestos, evitando la corrosión y mejorando la calidad del gas. La separación de hidrocarburos líquidos, como el condensado de gas natural, permite recuperar valiosos líquidos que pueden ser comercializados por separado.

Una vez tratado, el gas natural se comprime y se transporta a plantas de licuefacción. En estas plantas, el gas tratado se enfría a temperaturas criogénicas de aproximadamente -162 grados Celsius, convirtiéndolo en un líquido incoloro e inodoro. Este proceso de licuefacción reduce el volumen del gas en unas 600 veces, lo que facilita su almacenamiento y transporte en buques metaneros.

El tratamiento del gas natural no solo asegura la calidad del GNL, sino que también contribuye a la eficiencia de toda la cadena de suministro la cual se ha podido observar que es de gran importancia. Por un lado, la eliminación de impurezas significa evitar problemas operativos en un intento de mantener la integridad de las infraestructuras de transporte y almacenamiento.

2.2.2 Proceso de licuefacción

El proceso de licuefacción del gas natural implica enfriarlo a temperaturas criogénicas, lo que requiere instalaciones especializadas para un consumo energético significativo. Sin embargo, esta transformación es esencial para facilitar su transporte en buques metaneros y su almacenamiento en tanques criogénicos, diseñados para mantener el GNL a bajas temperaturas con la finalidad de prevenir su evaporación, por tal razón, están equipados con sistemas avanzados de aislamiento térmico, asegurando que el gas natural permanezca en estado líquido durante el transporte.

En este sentido, las características del gas natural (GN) como la alta relación hidrógenocarbono y el contenido prácticamente nulo de azufre lo convierte en el combustible fósil con menores emisiones contaminantes y, por tanto, su utilización en el sector marítimo puede resultar beneficiosa hasta que no se implementen tecnologías con combustibles de cero emisiones. (Naveiro, 2022)

Dicho proceso también es considerado en términos de seguridad como un gas relativamente seguro de manejar en comparación con otros combustibles fósiles los cuales tienen un menos rango de error para quienes lo manipulan; al no ser tóxico ni corrosivo en

caso de derrame, simplemente se evapora rápidamente al contacto con el aire, dispersándose sin dejar residuos contaminantes nocivos para la salud del personal, así, convirtiéndolo en una opción más segura y amigable con el medio ambiente.

2.2.3 Transporte y almacenamiento

El transporte y almacenamiento del Gas Natural Licuado (GNL) son aspectos críticos que requieren tecnologías y métodos especializados para mantener el gas en su estado líquido criogénico. El GNL se transporta principalmente en buques metaneros, que están equipados con sistemas avanzados de aislamiento térmico y tanques criogénicos diseñados para mantener la temperatura extremadamente baja del gas y prevenir su evaporación. Estos buques permiten el movimiento eficiente del GNL a través de océanos y mares, conectando regiones productoras con mercados consumidores en todo el mundo.

Una vez llegado a su destino, se almacena en terminales específicas que cuentan con tanques criogénicos capaces de mantener las bajas temperaturas necesarias. Estos tanques están contruidos con materiales altamente aislantes, los cuales cuentan con sistemas de monitoreo y control para asegurar la integridad del almacenamiento. Dicho esto, la capacidad de almacenar grandes volúmenes de GNL en espacios relativamente pequeños es una de las ventajas clave de este combustible, facilitando la gestión de la demanda energética.

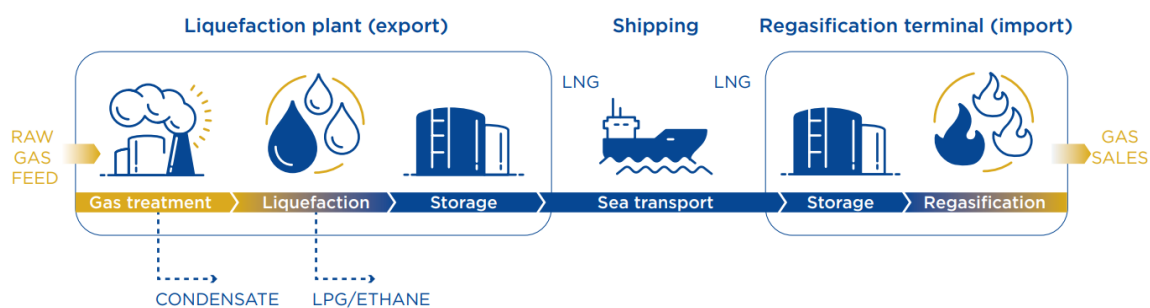
El proceso de regasificación es el siguiente paso en la cadena de suministro. En las terminales de regasificación, el GNL se convierte nuevamente en gas mediante calentamiento controlado, permitiendo su reintegración en las redes de distribución de gas

natural. Este proceso es crucial para asegurar que pueda ser utilizado de manera efectiva en aplicaciones industriales, comerciales y residenciales.

Las instalaciones y los buques están diseñados para minimizar riesgos, incluyendo la prevención de fugas con la gestión de posibles incidentes en altamar por lo que también se requiere de un equipo capacitado, incluso en momentos de emergencia. En caso de un derrame, el GNL se evapora rápidamente al contacto con el aire, dispersándose sin dejar residuos tóxicos, lo que reduce su impacto ambiental.

Para transportar el gas natural hay distintas maneras de llevarlo a cabo, se encuentra: En primer lugar, FSU (Unidades flotantes de almacenamiento) los cuales están conectadas a instalaciones de regasificación separadas que pueden estar en otra unidad flotante (FRU), un muelle o en tierra; En segundo lugar, transportadores de GNL modificados (LNGC) que son capaces de descargar este gas recalificado a través de una boya de descarga submarina; En tercer lugar, FSRU (Unidades flotantes de almacenamiento y regasificación) este es un buque que funciona con tanques de almacenamiento e instalaciones de regasificación en una sola embarcación (GIIGNL, 2021). En esta última se estará concentrando el presente estudio.

Figura 1. Cadena de valor GNL



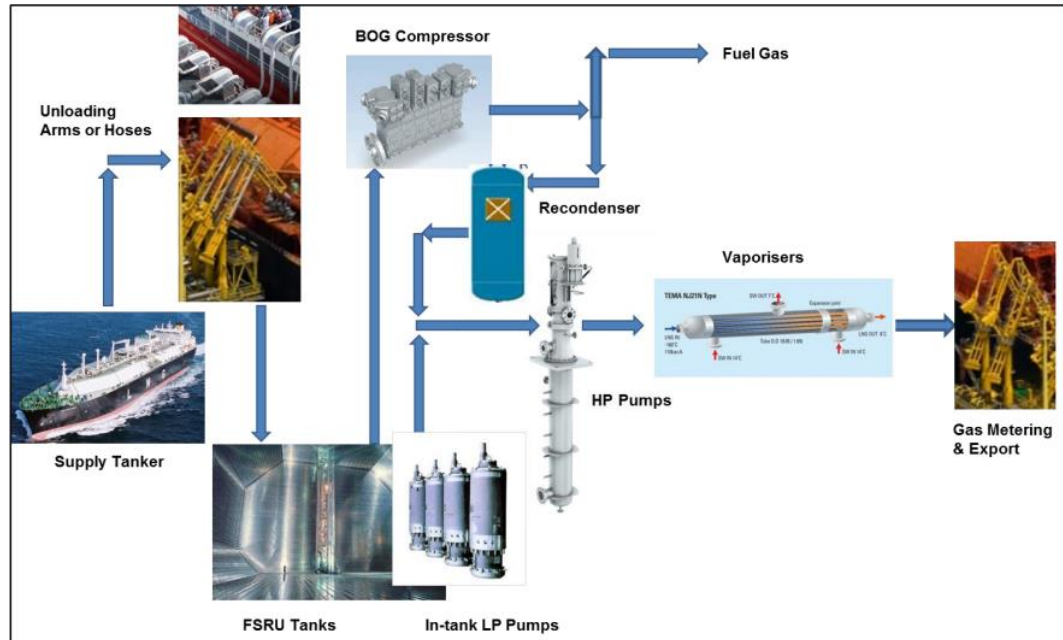
Nota. GIIGNL 2019. The LNG Process Chain. https://giignl.org/wp-content/uploads/2021/10/giignl2019_infopapers2.pdf

2.3. Unidades flotantes de almacenamiento y regasificación FSRU

2.3.1 Operaciones y procesos en una FSRU

El GNL en las FSRU se recibe a través de brazos o mangueras de descarga en operaciones denominadas STS (*shio-to-ship*), se mide y se almacena en los tanques. Durante una operación de regasificación las bombas de baja presión ubicadas en los tanques de almacenamiento envían el GNL al recondensador donde se pone en contacto con el gas de ebullición comprimido de los tanques de almacenamiento y el BOG se condensa de nuevo en GNL antes de entrar en las bombas de alta presión. Parte del BOG es utilizado para la generación a bordo de la FSRU. Luego, el GNL recondensado más el proveniente de las bombas de baja presión de los tanques se vaporiza a la presión de exportación, se mide y se exporta a través del brazo de carga o mangueras de exportación de gas hasta la tubería de exportación y el cliente (Songhurst, 2017).

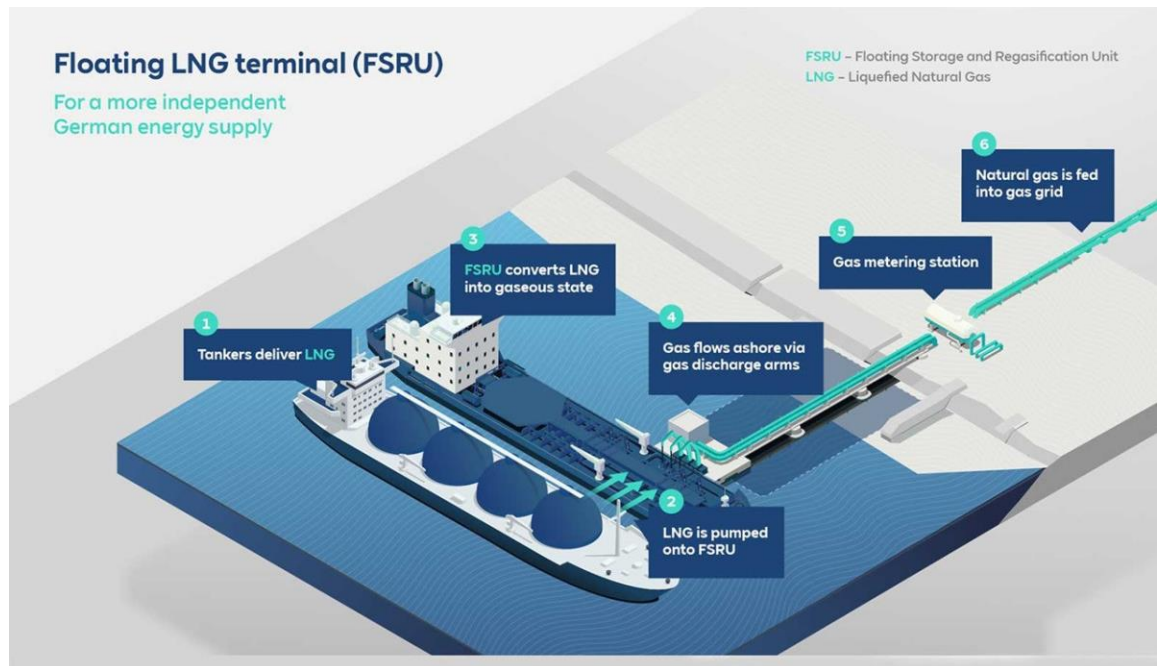
Figura 2. Operaciones en una FSRU



Nota: Songhurst, B. (2017).

Habiendo entendido a lo que se referencia cuando se nombra a las embarcaciones FSRU es apropiado asegurar que dicho buque proporciona una solución viable para el manejo de este recurso energético ¿Por qué? Porque están equipadas con tanques criogénicos capaces de almacenar entre 125,000 y 170,000 metros cúbicos de este lo cual significa mayor confiabilidad por la cantidad de energía almacenada y su capacidad para ajustar los flujos de entrega del gas natral regasificado.

Figura 3. Ejemplo de una terminal de regasificación con FSRU



Nota. <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-finishes-construction-first-floating-lng-terminal>

Dichos tanques están contruidos con materiales altamente aislantes para mantener temperaturas extremadamente bajas especificadas con anterioridad con el fin de llegar al estado líquido gracias a que la capacidad de regasificación de una FSRU típica puede variar entre 300 y 750 millones de pies cúbicos por día (MMscfd) con el propósito de ser de ser inyectado directamente en la red de distribución del país receptor atracando en puertos especializados o incluso en alta mar si llegase ser necesario (GIIGNL, 2021).

El transporte de gases licuados en buques gaseros requiere sistemas de contención especializados. Por esta razón, los tanques utilizados se dividen en dos categorías principales: tanques independientes y tanques de membrana, cada uno con características y aplicaciones específicas que en este apartado se estarán detallando cada uno para seleccionar el modelo más predilecto.

En primer lugar, los tanques independientes, estos incluyen los tipos A, B y C. "La forma prismática de los tanques de tipo A proporciona una estructura robusta que garantiza la seguridad" (García Soutullo, s.f.). Están diseñados para contener cargas a bajas presiones con una estructura robusta que garantiza la seguridad, pero al mismo tiempo requieren una barrera secundaria para prevenir fugas; siendo comunes en buques de gas licuado debido a su simplicidad en el manejo de gases refrigerados.

Por otro lado "Los tanques de tipo B, al ser esféricos, soportan mayores presiones y reducen la tensión en las paredes del tanque (García Soutullo, s.f.). Se menciona que estas características les permite soportar mayores presiones en comparación con los tanques de tipo A aumentando su durabilidad; sin embargo, hay que añadir que, también necesitan una barrera secundaria para evitar escapes de gas.

Finalmente, "los tanques de tipo C, debido a su diseño robusto, eliminan la necesidad de barreras secundarias" (García Soutullo, s.f.). Por su parte, también están diseñados para soportar altas presiones y suelen ser cilíndricos o esféricos, lo que simplifica tanto su diseño como su respectivo mantenimiento, ahorrando cientos de gastos de las empresas que los manejan habitualmente.

En cuanto a los tanques de membrana, estos incluyen los sistemas Gaz Transport, Technigaz y GTT (Gaz Transport & Technigaz) (García Soutullo, s.f.). Por su parte, el sistema Gaz Transport utiliza membranas de acero inoxidable, que permiten flexibilidad, así como expansión a bajas temperaturas, apoyadas por capas de aislamiento que mantienen el gas a la temperatura requerida para llegar a su destino final, lo cual es de suma importancia para la embarcación.

Por un lado, el sistema Technigaz, combina membranas de aleación de níquel con material aislante, ofreciendo alta resistencia a la expansión térmica con excelente contención de gases refrigerados, minimizando el riesgo de fugas (García Soutullo, s.f.). La tecnología GTT combina los beneficios de ambos sistemas anteriores, utilizando membranas flexibles con una doble barrera de aislamiento, proporcionando una contención eficiente para el transporte de GNL y otros gases licuados; dicho sistema híbrido es conocido por su alta fiabilidad además de ser recursivo en costos operativos.

En este estudio en particular se estará haciendo especial énfasis en el sistema de contención Mark III por estar desarrollado por GTT (Gaztransport & Technigaz), lo cual representa una de las tecnologías más avanzadas en el transporte y almacenamiento de GNL, diseñada específicamente para soportar las extremas condiciones de bajas temperaturas que es el objetivo de invertir en ello (Gaztransport & Technigaz, s.f.).

Con un revestimiento criogénico que se apoya directamente en la estructura del casco del buque, este sistema de contención está compuesto por una membrana primaria de acero inoxidable corrugado, que se sitúa sobre paneles de aislamiento prefabricados. Asimismo, incluye una membrana secundaria completa hecha de material compuesto.

"El uso de acero inoxidable corrugado en la membrana primaria permite una cierta flexibilidad y expansión bajo condiciones de baja temperatura". (Gaztransport & Technigaz, s.f.)

Este diseño multicapa asegura una protección adicional contra fugas y daños estructurales, siendo vital para la integridad del sistema. Dichos componentes modulares permiten su adaptación a diversas formas y capacidades de tanques; así pues, facilitando la instalación con una alta eficiencia en la producción en masa gracias a su capacidad de aislamiento criogénico.

Cabe recalcar que, desde sus inicios GTT ha realizado varias mejoras en el diseño de este sistema para aumentar su eficiencia térmica y estructural. "El aumento del grosor del aislamiento de 270 mm a 480 mm en el Mark III Flex+ ha mejorado significativamente la tasa de evaporación" (Gaztransport & Technigaz, s.f.). De esta manera, una de las principales evoluciones es que ofrece una tasa de evaporación garantizada de 0.07% V/día gracias a un aumento en el grosor del aislamiento diseñada para reducir aún más las pérdidas por evaporación, haciendo que el transporte de GNL sea más económico.

Por su parte, el Mark III Flex también ha sido adaptado para operaciones en condiciones árticas, lo que demuestra su versatilidad, así como robustez para distintas situaciones, la cual ha sido aprobada por entidades como Bureau Veritas, asegurando que el sistema cumpla con las normativas más estrictas para el transporte seguro de gas licuado en entornos extremos.

Figura 4. Comparación de sistemas Mark III

	Mark III	Mark III Flex	Mark III Flex+
Boil-off Rate (BOR)* (170K m ³ vessel)	From 0.15 to 0.125%	From 0.10 to 0.085%	0.07%
Date to market	1969 (Mark I concept)	2011	2017
Insulation	Foam 130 kg/m ³		
Membranes	Primary: Stainless steel 304L - 1.2 mm Secondary: composite material		
Support	Primary and secondary panel: foam and plywood		
Thickness Primary + Secondary panel	270 mm = 100 + 170	400 mm = 100 + 300	480 mm = 100 + 380

Nota. Mark III systems. GTT. <https://gtt.fr/technologies/markiii-systems>

Ha quedado claro hasta este punto que este tanque se utiliza ampliamente en buques gaseros y tanques de almacenamiento en tierra, equipando más de 200 buques en operación o en construcción; gracias a su fiabilidad han sido reconocidas a nivel mundial, con aprobaciones de entidades como DNV GL lo que confirman que el sistema efectivamente cumple con los más altos estándares de seguridad operativa con mejores resultados en menos tiempo que otros sistemas.

El sistema de contención Mark III de GTT es un ejemplo sobresaliente de innovación y en el transporte marítimo de gas natural licuado. Su diseño modular, materiales avanzados con una basta capacidad de adaptación lo convierten en una solución preferida para armadores, a su vez, de astilleros que buscan cumplir con los estrictos requisitos regulatorios y operacionales del sector que cada día avanza más. Por tal razón, es necesario continuar optimización del sistema que aseguren poder enfrentar los desafíos

futuros del transporte de GNL, manteniendo la seguridad con eficiencia como prioridades clave (Gaztransport & Technigaz, s.f.).

De esta manera, según el informe anual del GIIGNL 2024, a cierre de 2023 existen 48 mercados de importación de GNL a nivel mundial con una capacidad combinada de regasificación de 1143 millones de toneladas anuales (mtpa). A medida que crece el número de terminales de regasificación, más proyectos están utilizando instalaciones flotantes de GNL para agilizar sus procesos.

Gracias a que una terminal flotante se ha convertido en una opción atractiva para sus operadores; Actualmente, en las situaciones donde resulta difícil asegurar un sitio en tierra adecuado o cuando el tiempo es limitado aparece como un salvavidas significativo debido a que la construcción de tanques de almacenamiento en tierra puede llevar hasta 4 años, mientras que el desarrollo de una terminal de este tipo puede ser mucho más rápido;

Por lo tanto, es esencial estimar las posibles relaciones comerciales futuras en el comercio de GNL para ayudar a los gobiernos a prepararse estratégicamente con anticipación y mejorar la seguridad del comercio de gas natural en caso de interrupciones en las relaciones comerciales existentes (Pazos Delgado, 2023) .

Es necesario recalcar que, como bien se sabe, cuando se trata de comercialización, mientras más corto sea el tema de implementación, significará más ingresos para el país. Además, estas tienen un costo inicial relativamente bajo porque pueden ser reubicadas si las circunstancias cambian, lo cual es algo habitual.

En una FSRU existe un sistema de amarre que está diseñado para soportar las fuerzas de las olas, el viento y las corrientes, manteniendo las embarcaciones en su lugar incluso durante mal tiempo, por ello, tienen la capacidad de soportar largos tiempos de navegación sin inconvenientes significativos que impidan seguir su ruta inicial ni afectar la carga de gas natural que llevan (GIIGNL, 2021).

Anteriormente se especificó que en dichos buques constantemente se lleva un proceso de regasificación. Asimismo, (GIIGNL, 2021) explica los distintos circuitos que se seleccionan para proceder con esta acción tan fundamental desde circuito abierto, cerrado o el híbrido, los cuales van utilizando agua de mar y/o combustión de gas natural para calentar el GNL para llegar al punto exacto que se necesita para ser usado con sistemas de transferencia haciendo uso de mangueras flexibles de tipo criogénicas con brazos de carga marina articulados que cuentan con sistemas de desconexión de emergencia para limitar la cantidad de GNL o gas que podría liberarse, lo que les permite saber minuto a minuto lo que se está manejando.

En una FSRU el sistema de energía y generación eléctrica resulta indispensable para su operación eficiente con los correctos parámetros de seguridad, esto es posible a través de la implementación de planes de contingencia acompañado de distintos estudios que prevén inconvenientes que en altamar serían difíciles de solucionar (GIIGNL, 2021). Entre estos estudios se incluyen la identificación de peligros (HAZID), que identifica posibles riesgos; la operabilidad y peligros (HAZOP), que analiza los procedimientos

operativos para detectar problemas potenciales; la evaluación cuantitativa de riesgos (QRA), que cuantifica los riesgos identificados para gestionarlos adecuadamente.

Como se puede observar, las terminales flotantes deben cumplir con estrictos estándares nacionales e internacionales que incluye las normativas establecidas por las sociedades de clasificación de buques, así como las autoridades marítimas y ambientales locales; al cumplir con los estándares apropiados, se aseguran que las FSRU operen bajo las mejores prácticas de la industria.

Entonces, con base en lo expuesto por el (GIIGNL, 2021) se podría decir que el comercio diversificado de Gas Natural Licuado (GNL) ha incrementado significativamente la demanda de terminales de regasificación, lo que ha llevado a que numerosos proyectos de Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) estén en curso. Estas terminales flotantes se presentan como opciones atractivas en situaciones donde es difícil asegurar sitios en tierra o cuando el tiempo disponible es limitado, aunque es importante mencionar que tienen una capacidad de almacenamiento limitada.

Las FSRU deben cumplir con una variedad de normas y regulaciones, y es crucial que se realicen numerosos estudios de seguridad desde la fase inicial del proyecto para garantizar su operación segura. La industria ha avanzado en el desarrollo de terminales flotantes que alcanzan niveles de seguridad y rendimiento ambiental comparables a los de las terminales en tierra.

Los múltiples niveles de seguridad implementados en las FSRU se basan en estándares sólidos de la industria, cumplimiento regulatorio y códigos. Estos niveles incluyen contención primaria y secundaria, así como sistemas de control y protocolos operativos, asegurando que las FSRU operen de manera segura y eficiente en todo momento.

2.3.2 Estructura y componentes principales

Las FSRU están basadas en diseños de buques transportadores de GNL estándar (LNGC), utilizando cascos de doble pared. Tomando como referencia lo expuesto por (GIIGNL, 2021) estos cascos combinan un diseño de barco convencional con materiales especializados para contener el gas a -162°C (-259°F) los tanques de contención que tienen múltiples capas de aislamiento que aíslan la carga del casco, asegurando una distancia mínima desde los lados hasta el fondo del casco. Este diseño sigue el código internacional de gas (IGC) de la OMI, proporcionando protección adicional en caso de encallamiento o colisión.

Asimismo, estos buques pueden estar amarradas contra muelles convencionales o en aguas abiertas utilizando un sistema de torreta, una boya o un amarre de extensión (GIIGNL, 2021). Estos sistemas están diseñados para soportar las fuerzas de las olas, el viento y las corrientes, manteniendo la embarcación en su lugar incluso durante condiciones climáticas adversas; por tal razón, son seleccionados en función de la ubicación del proyecto (cerca de la costa o en alta mar) y las condiciones ambientales locales.

Debido a las condiciones climáticas cambiantes, las FSRU están equipadas con generadores que producen electricidad para alimentar todos los sistemas a bordo que suelen funcionar con gas natural, aprovechando el propio GNL almacenado en la unidad diseñados para operar de manera continua y confiable, asegurando un suministro de energía constante (GIIGNL, 2021). En caso de fallos en los generadores principales, también están equipadas con sistemas de respaldo, como generadores auxiliares o baterías garantizando que los equipos esenciales continúen operando sin interrupciones, permitiendo que la unidad mantenga su funcionalidad básica hasta que se restablezca la energía principal.

Dicho esto, es necesario resaltar que el sistema de generación eléctrica también está estrechamente integrado con los sistemas de regasificación debido a que estos contribuyen a que haya la energía necesaria para los vaporizadores que convierten el GNL de nuevo en gas natural incluyendo la que se utilizar para bombear dicho gas desde los tanques de almacenamiento a los vaporizadores para finalmente calentarlo. Los sistemas de regasificación pueden ser de circuito abierto, circuito cerrado o híbridos, utilizando agua de mar y/o la combustión de una pequeña fracción del gas natural para proporcionar la energía necesaria para la vaporización.

Claro está, ambos sistemas están equipados con avanzados sistemas de control, así como de monitoreo que permiten la gestión eficiente de la generación y distribución de energía, incluyendo sensores y controles automatizados que garantizan la operación segura de los artefactos utilizados que más tarde influirá en qué tantos problemas se presentan en altamar a la hora de zarpar.

Es interesante conocer la superficie de dichos buques, pero también es fundamental tomar en cuenta su exterior ya que los ejemplares de FSRU utilizan mangueras flexibles y brazos de carga marina articulados para transferir el GNL desde el buque al terminal flotante equipados con dispositivos de desconexión de emergencia, conocidos como acoplamientos de liberación de emergencia motorizados (PERC), que permiten la desconexión rápida del buque en caso de movimientos excesivos protegiendo las conexiones de los buques y limitando la cantidad de gas que podría liberarse en caso de emergencia (GIIGNL, 2021). Más adelante en el proceso, El GNL se almacena en los tanques, el cual es bombeado a la presión de exportación requerida (típicamente entre 50 y 120 bares)

Por otro lado, un tema que se estará profundizando en esta investigación es la gestión del gas de ebullición (BOG) el cual representa un componente indispensable en el funcionamiento de las FSRU debido a que, durante el almacenamiento y las operaciones de proceso, el BOG generado puede ser manejado mediante varios sistemas especializados como recondensador, que mezcla el BOG recondensado con la corriente principal de GNL de los tanques y enviándolo al vaporizador para ser exportado.

Por otro lado, se encuentra otro método el cual incluye el uso de compresores de envío de gas, que permiten que el BOG se envíe directamente al sistema de exportación de gas. A su vez, pueden contar con tanques reforzados, diseñados para operar a una presión más alta, lo que reduce el volumen del elemento generado. Finalmente, el proceso de

relicuefacción que mezcla el BOG con GNL subenfriado, reconvirtiéndolo en líquido y enviándolo de vuelta a los tanques.

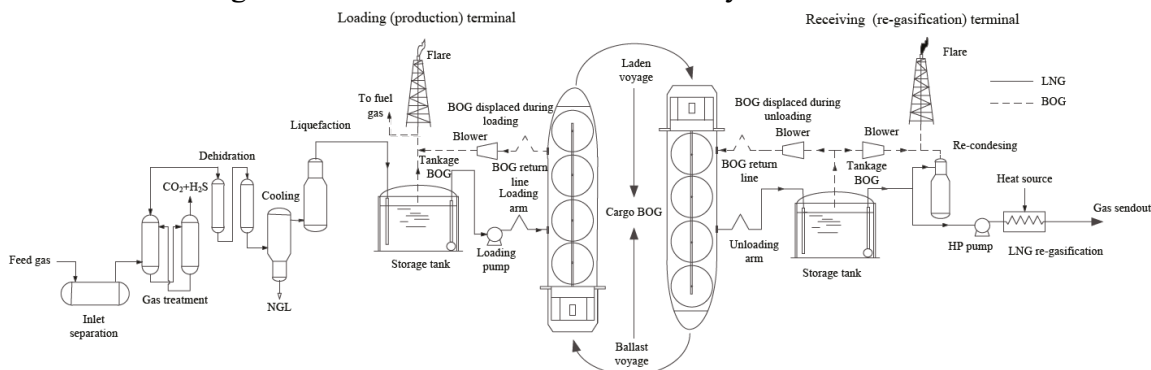
2.4 Boil-off Gas (BOG)

2.4.1 Impacto del BOG en la industria del GNL

El gas de ebullición (BOG) se genera inevitablemente durante el almacenamiento y las operaciones de proceso del gas natural licuado (GNL) debido a la evaporación del GNL (GIIGNL, 2021); dicho gas evaporado representa un recurso valioso que no debe desperdiciarse ni tampoco su gestión adecuada debido a que es crucial tanto desde una perspectiva económica como ambiental que beneficia tanto a quienes manejan este sistema hasta las personas que consumen el producto final.

Hay que considerar la tasa de boil-off gas(BOG) generada por los buques, que tiene lugar durante el almacenamiento, la carga o descarga y el viaje, es inevitable una evaporación natural de la carga debido al “sloshing”, la cual debe eliminarse para mantener la presión en los tanques de carga y, la forma de hacerlo es relicuándolo a bordo, o bien, quemándolo en la unidad de combustión (Pazos Delgado, 2023).

Figura 5. Cadena de suministro de GNL y fuentes de BOG



Nota. (Dobrota et al., 2013)

La utilización del BOG es esencial, por no decir indispensable para mantener la eficiencia energética de las operaciones. Al convertir el BOG en líquido a través de sistemas como los recondensadores, se puede reincorporar al ciclo de almacenamiento y regasificación. De esta manera, no solo reduce la pérdida de gas natural, sino que también disminuye las emisiones de gas, mejorando la eficiencia operativa. Sin embargo, este equipo está limitado a escenarios de regasificación en los cuales se está tomando GNL de los tanques para ser vaporizado.

Pero este es solo el comienzo, porque también es necesario abarcar otro tipo de aspecto como la seguridad operativa debido a que, si este componente no se gestiona adecuadamente, puede aumentar la presión dentro de los tanques de almacenamiento, lo que representa un riesgo significativo de seguridad para toda la tripulación que pudiese terminar en un desastre para todo aquello que esté cerca de él.

El exceso de presión puede llevar a la necesidad de liberar gas al ambiente, lo que no solo es peligroso sino también costoso. De esta forma, se utilizan equipos como los

compresores de envío de gas los cuales dan paso para manejar esta presión adicional al redirigir el BOG hacia el sistema de exportación de gas, aumentando su presión para su utilización directa; esto asegura que las operaciones se mantengan dentro de los límites de seguridad que contribuye a un funcionamiento adecuado (GIIGNL, 2021).

Desafortunadamente, los daños causados al medio ambiente si se da una liberación no controlada de BOG al ambiente, contribuirían a las emisiones de gases de efecto invernadero, esto significará en un futuro a corto plazo un impacto negativo en todo lo que le rodea, desde los gases, seres vivos y demás. Gestionar el BOG mediante tecnologías avanzadas como los sistemas de relicuefacción que no solo captura y reutiliza este gas, sino que también reduce las emisiones al ambiente. Esto es crucial para reducir la huella de carbono de las operaciones de GNL.

Por la delicadez del asunto surge la necesidad que dentro de las FSRU se cuente con todo un personal a su disposición, dicho buque siempre debe estar equipado con tanques reforzados que pueden operar a presiones más altas y tienen la ventaja de generar menos BOG, lo que permite una mayor flexibilidad durante las transferencias de carga. A su vez, en periodos de baja demanda de exportación se deben ajustar las condiciones operativas y de personal a bordo, adaptándose a las fluctuaciones en la demanda.

2.4.2 Métodos de gestión del BOG

Detrás del BOG, hay todo un sistema de gestión en la FSRU que vale la pena explorar. Para empezar, el BOG generado se puede manejar con equipos que normalmente se encuentran en los buques transportadores de GNL (LNGCs), como generadores de

energía, sistemas de purga de vapor o unidades de combustión de gas (GCU) (GIIGNL, 2021).

Sin embargo, existen otros métodos en los cuales hay recuperación de este BOG, uno de los métodos más utilizados son el uso de recondensadores. Este equipo se encuentra entre las bombas de carga y las bombas de envío de alta presión donde el BOG generado se dirige hacia una columna de empaques donde se mezcla con GNL que es bombeado desde los tanques de carga. Debido a que este último está por debajo de su punto de ebullición, condensa el BOG de vuelta a estado líquido; acto seguido, el BOG recondensado se mezcla con el flujo principal de GNL, luego se bombea a la presión de exportación, se vaporiza y finalmente se exporta, dicho método es altamente eficiente para reducir las pérdidas.

Finalmente, el proceso de relicuefacción consiste en enfriar y condensar el BOG de vuelta a GNL, utilizando un intercambiador de calor criogénico combinado con un refrigerante, como el nitrógeno; el BOG se convierte nuevamente en líquido y se retorna directamente a los tanques de almacenamiento.

De esta manera, mirando hacia el futuro implementar e invertir en nuevas tecnologías y métodos avanzados para la gestión del BOG no solo es una oportunidad que vale la pena tomar no solo con el fin de optimizar las operaciones de GNL sino también cumplir con nuevos y mejores estándares a nivel mundial a la vanguardia de innovadoras maneras de comercializar asegurando así operaciones sostenibles que sigan siendo rentables a largo plazo para alargar la vida útil de estos componentes.

2.5 Tecnologías de relicuefacción

2.5.1 Futuro de las tecnologías para la gestión del BOG

Según Naveiro, J. (2022) El gas natural licuado (GNL) ha dejado de ser una promesa futura para convertirse en una realidad actual, actuando como un combustible de transición hacia alternativas con cero emisiones contaminantes. A pesar de que se reconoce su impacto ambiental y su horizonte limitado, es esencial maximizar su potencial y optimizar su uso en el presente. No obstante, la adaptación a esta fuente de energía presenta desafíos para los buques que aún no pueden realizar la transición, lo que puede resultar en costos más elevados para aquellos que dependen de combustibles tradicionales.

Las tecnologías de relicuefacción son fundamentales para la gestión del BOG siga siendo viable en el futuro; a pesar de que, los sistemas tradicionales de relicuefacción se han utilizado durante décadas y son bien comprendidos en términos de su operación y eficiencia, hay nuevas maneras de llevar a cabo este proceso. Según Naveiro, J. (2022) estos sistemas típicamente utilizan ciclos de refrigeración que aunque son efectivos, llegan a tener limitaciones en cuanto a eficiencia energética junto a los costos operativos que representan.

Por otro lado, los sistemas criogénicos modernos representan una evolución significativa utilizando intercambiadores de calor avanzados y refrigerantes más eficientes de maneras más compactas que con una mayor flexibilidad en cuanto a su integración en las configuraciones de las FSRU, claro está, esto se ve reflejado también en el aspecto de adaptabilidad a diferentes condiciones operativas.

Dentro de estos sistemas criogénicos, en los últimos años, se han vuelto más populares para la gestión del BOG los ciclos de subenfriamiento de GNL. El proceso consiste en tomar GNL del tanque de almacenamiento el cual se bombea directamente a través de la bomba criogénica de GNL, y luego se presuriza en la unidad de relicuefacción. La temperatura del GNL se reduce en el intercambiador de calor criogénico para hacer que el GNL se subenfrie entre 10-15°C, y luego el GNL se rocía de nuevo al tanque de almacenamiento para licuar el BOG y reducir la presión del tanque de almacenamiento. (Yin & Yu, 2020)

Según Naveiro, J. (2022) el Sistema Turbo Brayton (TBF) por su lado, es una tecnología avanzada de relicuefacción utilizada para gestionar el BOG en las FSRU. Por esta razón, es conocido por su alta eficiencia y capacidad para operar en diversas condiciones adecuándose facialmente al principio de operación del TBF el cual se basa en el ciclo de Brayton, que utiliza un gas de trabajo para transferir energía térmica.

Según Naveiro, J. (2022) el TBF ofrece varias ventajas sobre otros sistemas de relicuefacción. Primero, su eficiencia energética es superior debido a la efectividad del ciclo de Brayton para transferir energía térmica. Segundo, el TBF es más compacto y puede ser integrado más fácilmente en las configuraciones de las FSRU. Además, este sistema requiere menos mantenimiento y tiene una mayor vida útil, lo que reduce los costos operativos a largo plazo. La capacidad del TBF para operar en diversas condiciones también lo hace ideal para aplicaciones en alta mar, donde las condiciones pueden variar significativamente.

Casos de éxito como el de la empresa Air Liquide la cual en Mayo de 2020 suministró por primera vez a la FSRU BW Magna ubicada en el puerto de Açú en Brasil cuya capacidad es de 174.000 m³ de almacenamiento de GNL dos unidades criogénicas de licuefacción de BOG bajo el principio de subenfriamiento, estas unidades denominadas “TBF-1225” tienen una capacidad de recondensar 3200 kg/h de BOG y su objetivo es mantener la temperatura de la carga y prevenir el aumento de presión en los tanques en los casos en que no se requiera el despacho de energía de la planta termoeléctrica de Açú (Hellenic Shipping News, 2021). Este tipo de casos demuestran la capacidad de estas nuevas tecnologías para reducir las emisiones de gases y mejorar la eficiencia operativa, contribuyendo a operaciones más sostenibles y rentables.

A diferencia de las tecnologías tradicionales de licuefacción, que a menudo requieren sistemas complejos y mantenimiento frecuente, las unidades Turbo-Brayton ofrecen una solución más simplificada gracias a su diseño preensamblado y su requerimiento mínimo de recursos para la operación. Esta simplificación se traduce en ganancia de tiempo de preparación de unidades como las FSRU, sin duda alguna, se está dando grandes pasos hacia procesos más rápidos que beneficien en tiempo y recursos para las empresas.

3 CASO DE ESTUDIO

Colombia, un país con un gran potencial energético, ha basado su matriz energética principalmente en la hidroelectricidad. Sin embargo, la variabilidad del recurso hídrico y fenómenos climáticos como El Niño ponen en riesgo la confiabilidad del suministro eléctrico, en esos escenarios donde entran a funcionar las plantas termoeléctricas para

asegurar el suministro de energía al país. En este contexto, el gas natural licuado (GNL) surge como una alternativa viable y sostenible para complementar la matriz energética nacional.

En diciembre de 2016 inició operaciones la terminal de regasificación de GNL de Colombia, operada por la Sociedad Portuaria El Cayao S.A E.S.P. (SPEC LNG). Esta terminal cuenta con una FSRU en la cual se almacena y regasifica el GNL y con facilidades en tierra en las que se monitorean las variables de cantidad y calidad para cumplimiento de los requisitos del RUT y que permite a través de un gasoducto dedicado conectado al Sistema Nacional de Transporte (SNT) la entrega de gas natural al Grupo Térmico compuesto por TEBSA, Termocandelaria y Prime Termoflores para la generación de energía eléctrica brindando confiabilidad en materia de generación a Colombia.

La terminal de regasificación ha jugado un papel crucial en el abastecimiento de gas natural para la generación térmica principalmente en los escenarios de sequías producto del fenómeno de niño. Sin embargo, fuera de esos escenarios su papel es de respaldo y la frecuencia en su operación es menor como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1. Utilización terminal de regasificación frente a escenarios de embalses

Año	Días del año con regasificación	Volumen entregado [MPCD]	Volumen promedio por día [MPCD]	Nivel mínimo de embalses bianual (%)
2019	148	5.836	39.43	31,81
2020	210	13.078	62.28	

Año	Días del año con regasificación	Volumen entregado [MPCD]	Volumen promedio por día [MPCD]	Nivel mínimo de embalses bianual (%)
2021	53	1.860	35.09	57,58
2022	50	1.125	22.05	
2023	210	29.942	142.58	31,51
2024*	178	37.870	212.75	

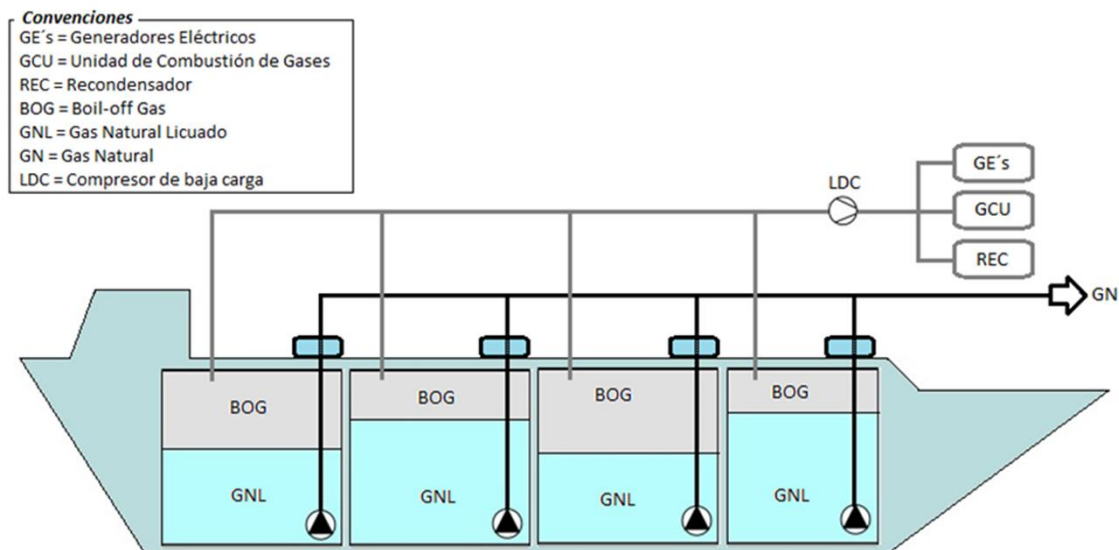
Fuente: Elaboración propia con información del Gestor del Mercado de Gas Natural, XM e informes anuales de gestión de SPEC LNG. *A corte del 30 de junio de 2024.

3.1 Planteamiento del problema

La generación de Boil-off gas (BOG) es una condición inevitable en el almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) que se produce cuando el calor procedente del exterior o a través del GNL en movimiento (Sloshing) evapora el líquido de los tanques de GNL incrementando el GNL en fase vapor y a su vez la presión en los tanques de almacenamiento.

El BOG generado típicamente tiene tres (3) usos: (1) Gas combustible para generadores, (2) Recondensación de GNL (sólo cuando hay regasificación) y (3) Unidad de combustión o GCU.

Figura 6. Representación esquemática del almacenamiento en una FSRU.



El recondensador solo puede funcionar si hay regasificación en la FSRU, es decir, si hay exportación de gas (Songhurst, 2017), es por esto que en escenarios de no regasificación o con poca utilización de la terminal la recondensación no es eficiente o simplemente no puede ser utilizada, además el requerimiento de energía (BOG a generadores) se reduce y la cantidad de BOG en exceso que debe ser enviado a la GCU para que sea quemado aumenta, generando ineficiencias e impacto ambiental. Por lo tanto, se hace necesario explorar alternativas que permitan la disminución o mejor gestión del BOG en exceso.

El alcance de este trabajo es realizar una simulación básica en Hysys del proceso de generación de BOG en la FSRU Höegh Grace con las características que se muestran en la Tabla 2 y de una alternativa para la gestión de este a través de la implementación de un sistema de relicuefacción basado en el subenfriamiento de GNL, está limitado solo al escenario específico de no regasificación es decir modo de almacenamiento o Holding

mode, en este escenario las tuberías de recirculación de GNL se encuentran drenadas y vacías, por lo cual el GNL solo se encuentra en los tanques de almacenamiento.

Tabla 2. Características de la FSRU Höegh Grace de la terminal de SPEC LNG

<i>Propietario</i>	<i>Tipo de nave</i>	<i>Año de construcción</i>	<i>Constructor</i>	<i>Sistema de contención</i>	<i>Capacidad de almacenamiento</i>
Höegh LNG Partners LP	FSRU	2015	Hyundai Heavy Industries Co. Ltd	Tipo membrana Mark III	170.032 m3
<i>Capacidad de regasificación</i>	<i>Casa clasificadora</i>	<i>Bandera</i>	<i>Propulsión</i>	<i>Velocidad</i>	<i>Longitud</i>
533 MPCD	DNV-GL	Marshall Island	Dual fuel (DFDE) Wärtsilä-Hyundai	18 knots	294 m



Fuente: Höegh LNG

3.2 Modelos de simulación

Se utilizó el software Hysys para la simulación del escenario de generación de BOG en la FSRU y realizar la comparación con datos reales de la operación con el fin de validar el modelo. Además, se utilizó este mismo software para predecir cual sería la generación de BOG al implementar un sistema de relicuefacción por subenfriamiento de GNL tipo Turbo-Brayton.

3.2.1 Generación de BOG

Se realizó la simulación de los 4 tanques de la FSRU en Hysys con las siguientes características:

La ecuación de estado utilizada es la de Peng-Robinson, la cual es una modificación de la ecuación de Redlich-Kwong. La ecuación de estado de Peng-Robinson presenta varias ventajas en cuanto a la descripción de sistemas multicomponentes, siendo más precisa en la correlación entre la temperatura, la presión y composición de las fases del GNL (líquido) - BOG (vapor) en los tanques.

La composición del GNL usada para la simulación es la misma para los cuatro tanques y se obtiene de datos reales de una carga almacenada con el fin de realizar comparativas entre los resultados del modelo y los datos reales de BOG generado. Dicha composición corresponde a un GNL típicamente ligero ya que la procedencia usual de las cargas es Trinidad y Tobago o el Golfo de México.

La geometría de los tanques de almacenamiento es de tipo cabeza elipsoidal. El diseño de los tanques es de tipo Membrana Mark III con una BOR (*Boil-off-rate*) de 0.15%/día con

respecto a la capacidad total de almacenamiento la cual es de 170.000m³. Asimismo, un espesor de pared de aislamiento de 270mm de acuerdo con la ficha de los tanques.

El GNL almacenado en cada tanque se declara como una corriente de entrada igual al 98% del volumen del tanque dividido entre 24 (flujo horario).

Se asume 0% eficiencia de recuperación en la capa L-V para que el modelo permita la evaporación máxima de GNL.

El BOG total se define como la suma de las corrientes individuales de BOG de cada tanque.

Restricciones aplicadas al modelo:

Modelo en estado estacionario. Bajo las suposiciones planteadas no puede ser desarrollado en modo dinámico ni bajo escenario de regasificación.

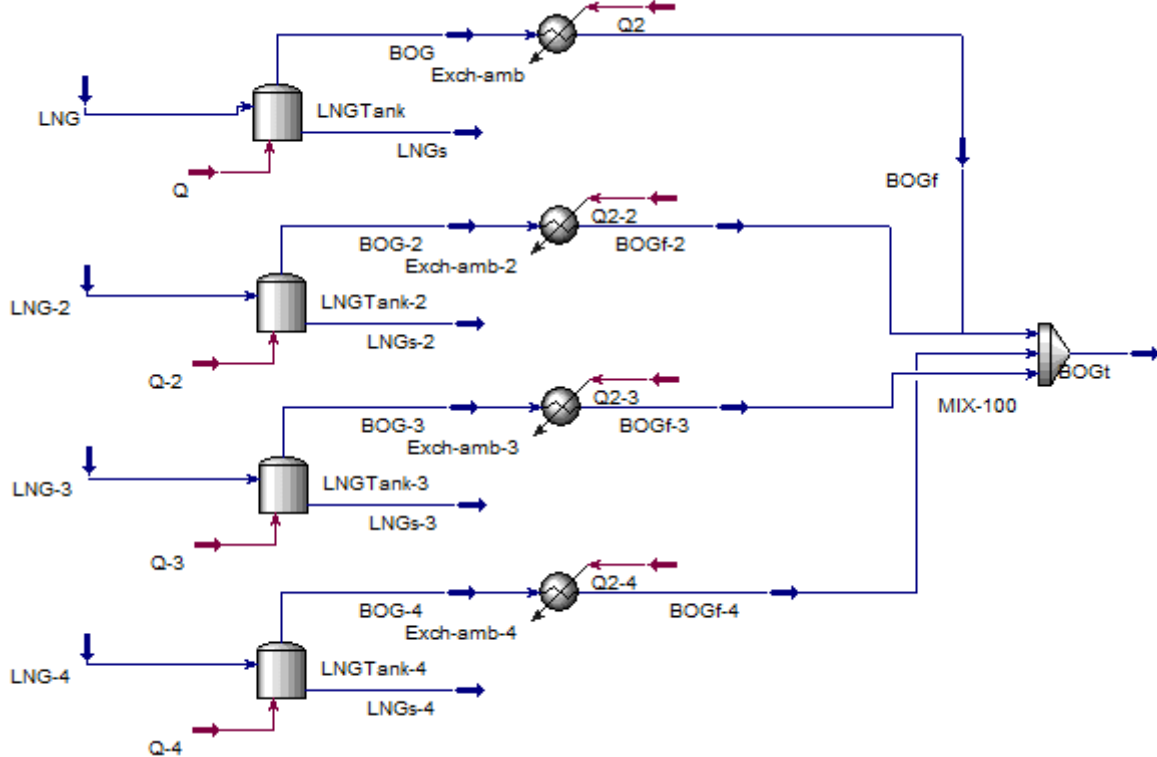
Ya que el manual del Módulo Tanques de HYSYS no da certeza de que se tenga en cuenta o no transferencia adicional de calor en el tope del tanque (Khan et al., 2019), se simulan intercambiadores de calor para llevar dicha fase a las temperaturas evidenciadas históricamente que permitan la comparación.

En la comparación de los resultados del modelo versus datos reales de generación de BOG, se seleccionó un periodo en el que no realizaron otras operaciones en las que se pudiese afectar la generación de BOG, no hubo recepción de GNL, ni transferencia entre tanques o regasificación, es decir, en dicho periodo la FSRU solo estuvo en modo de almacenamiento. Dentro de este periodo las condiciones de presión variaron entre 19 kpa y 30 kpa en los tanques, además mayoritariamente dentro de este periodo no hubo

recirculación en líneas por lo tanto no se considera transferencia de calor ya que se encontraban drenadas, dicha condición es una decisión operativa que reduce precisamente la generación de BOG.

Por tratarse de datos confidenciales de la operación, no se comparten los datos de composición del GNL y las condiciones de diseño específicas de cada tanque utilizados para la construcción del modelo.

Figura 7. Esquema de la simulación tanques FSRU.



3.2.1.1 Resultados

Se realizó la simulación del caso tomando como variable la presión (Adom et al., 2010) en tanques desde un valor inicial de 19 kPa hasta 30 kPa con pasos de 1 kPa y en función de la cantidad de tanques en servicio como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3. Escenarios simulados

Escenarios	Presión Inicial en CT (kPa)	Presión Final en CT (kPa)	Cambio paso (kPa)	Número de experimentos
4 tanques	19	30	1	20736
3 tanques (CT2/CT3/CT4)	19	30	1	1728
2 tanques (CT2/CT4)	19	30	1	144

Fuente: elaboración propia.

Tabla 4. Parámetros definidos en el módulo tanques de la FSRU

Parámetro	Unidad	Valor	Comentario
Volumen	m ³	170.000	Volumen de cada tanque es confidencial
Limite máximo de llenado	%	98,0	-
Composición	%mol	Confidencial	Típica GNL liviano
Presión en tanques	kPa	19 a 30	-
Geometría tanques	-	-	Horizontal - Cabeza Elipsoidal
Ingreso de calor a los tanques	kW	Confidencial	Calculado a partir del BOR de 0.15%/día

Se obtuvieron los siguientes resultados simulando tres escenarios de operación:

Figura 8. Resultados simulación 4 tanques.

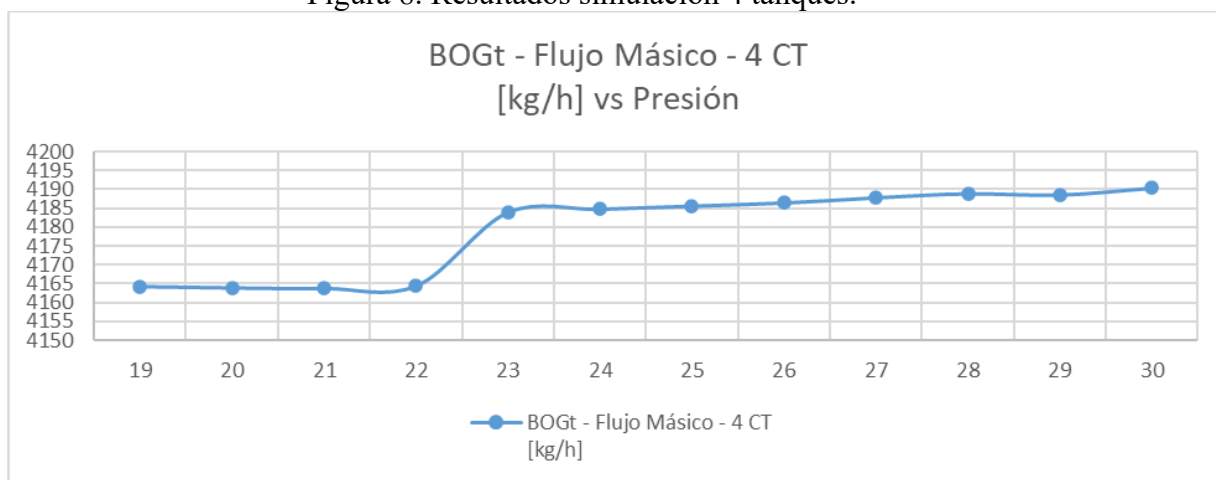


Figura 9. Resultados simulación 3 tanques.

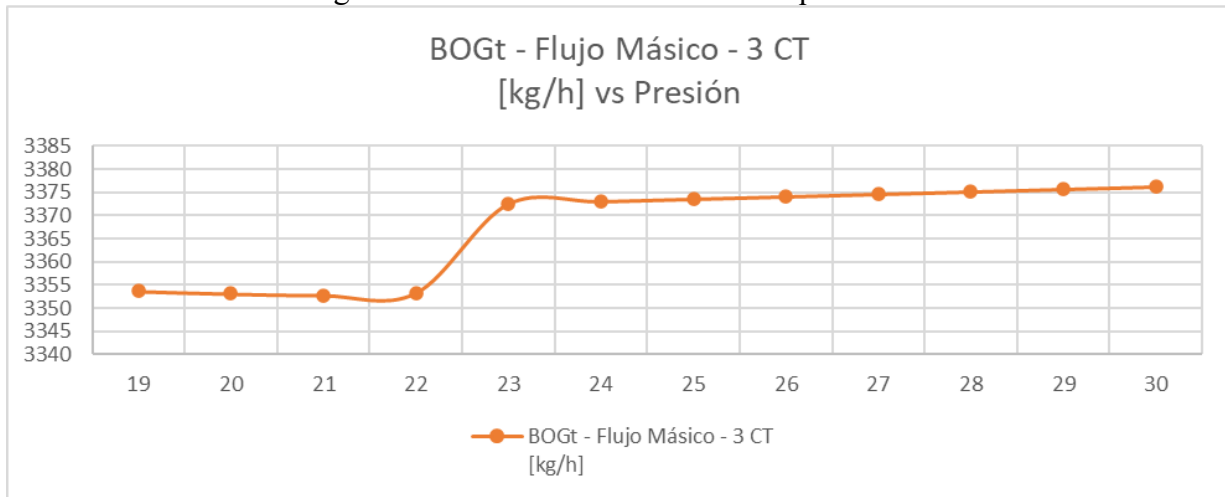
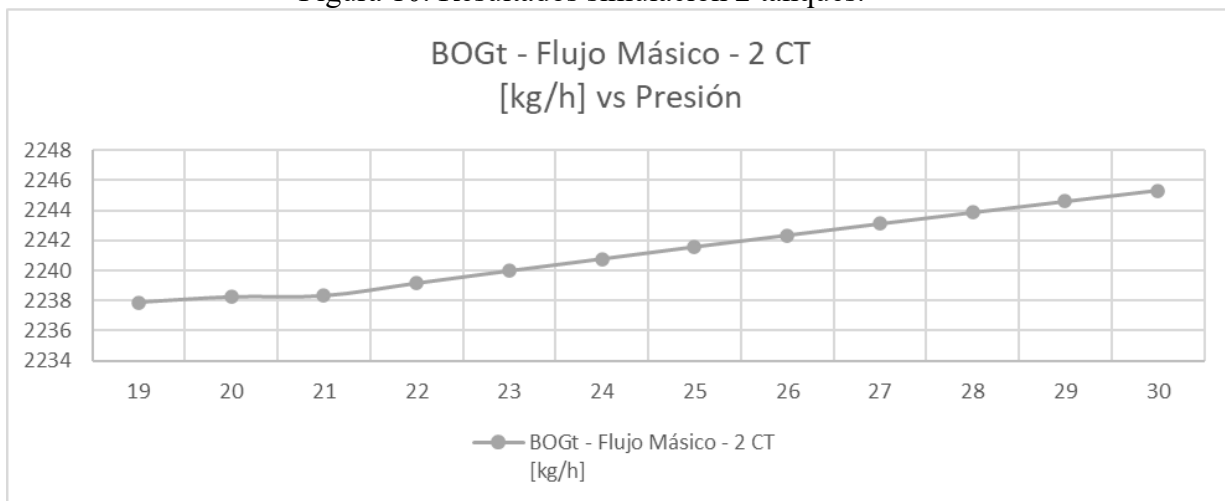


Figura 10. Resultados simulación 2 tanques.

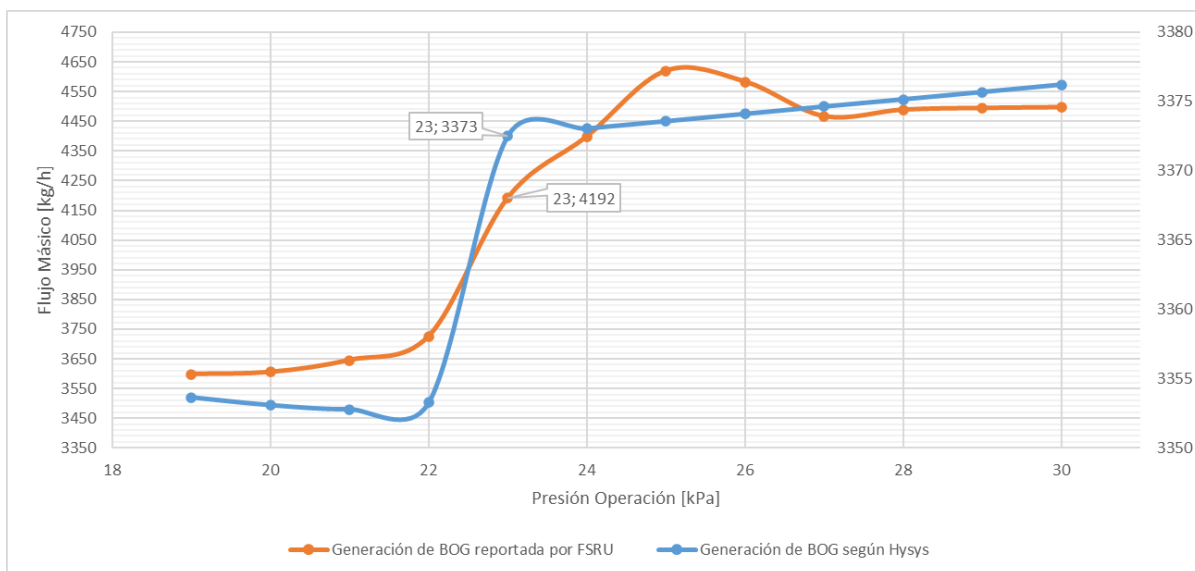


3.2.1.2 Validación del modelo

Se realizó el comparativo entre los datos obtenidos de la simulación y los datos reales de operación en periodos de tiempo en los cuales se informó que mayoritaria mente no se realizaron otras operaciones a bordo de la FSRU y la presión se mantuvo en promedio cerca de las simuladas, en los cuales se asume que la generación del BOG solo correspondería a la evaporación por ingreso de calor a los tanques, la convección en la fase vapor es tenida

en cuenta introduciendo intercambiadores en las corrientes de salida de los tanques de manera que se corrijan las temperaturas en dicha fase en correspondencia con los datos operativos reportados. De acuerdo con la disponibilidad de los datos históricos el comparativo se hace para un escenario de tres tanques en servicio y sin recirculación de GNL en líneas.

Figura 11. BOG simulado vs real 3 tanques



3.2.2 Simulación subenfriamiento de GNL para mitigar la generación de BOG

Con el fin de reducir el BOG generado y que es enviado a la unidad de combustión se propone instalar un sistema de relicuefacción usando subenfriamiento de GNL.

Este sistema consiste en tomar GNL de los tanques y subenfriarlo, es decir, pasar de aproximadamente -157 °C a -172 °C y posteriormente retornarlo a los tanques de almacenamiento a través de las bombas spray para que al entrar en contacto directo con el BOG lo recondense en GNL nuevamente y retornarlo a la carga del tanque.

Se realizó revisión de las opciones comerciales disponibles para la licuefacción de BOG que utilizan el ciclo Brayton para el subenfriamiento del GNL en FSRU y LNGC. Las opciones se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5. Soluciones comerciales de relicuefacción basadas en ciclo Brayton.

<i>Nombre</i>	<i>Fabricante</i>	<i>Duty calculado* [kW]</i>	<i>Capacidad máxima de relicuefacción [kg/h]</i>	<i>Consumo eléctrico [kWh]</i>
TBF-1225	Air Liquide	212	1600	1365
CRD	Wärtsilä	220	1700	N/E

**Valores calculados para agua de enfriamiento a 36°C, y calor latente de GNL: 465 kJ/kg. Fuente: Air Liquide y Wartsila.*

Hay que aclarar que esta simulación no abarca como tal el Ciclo Brayton de refrigeración, sino que se simula el retiro de calor en un enfriador con un delta de temperatura establecido.

Se tuvieron en cuenta las mismas consideraciones de la simulación anterior adicionando los siguientes ítems:

- Se define presión de operación igual a 24 kPa teniendo en cuenta que es a partir de esa presión donde inicia la mayor generación de BOG de acuerdo con la simulación previa.
- La temperatura de vapor en este ejercicio se asume igual a la del líquido ya que el nivel de este en los tanques se simula al 98%.
- Se define temperatura de almacenamiento de GNL en tanques de -158,2 °C y la siguiente composición:

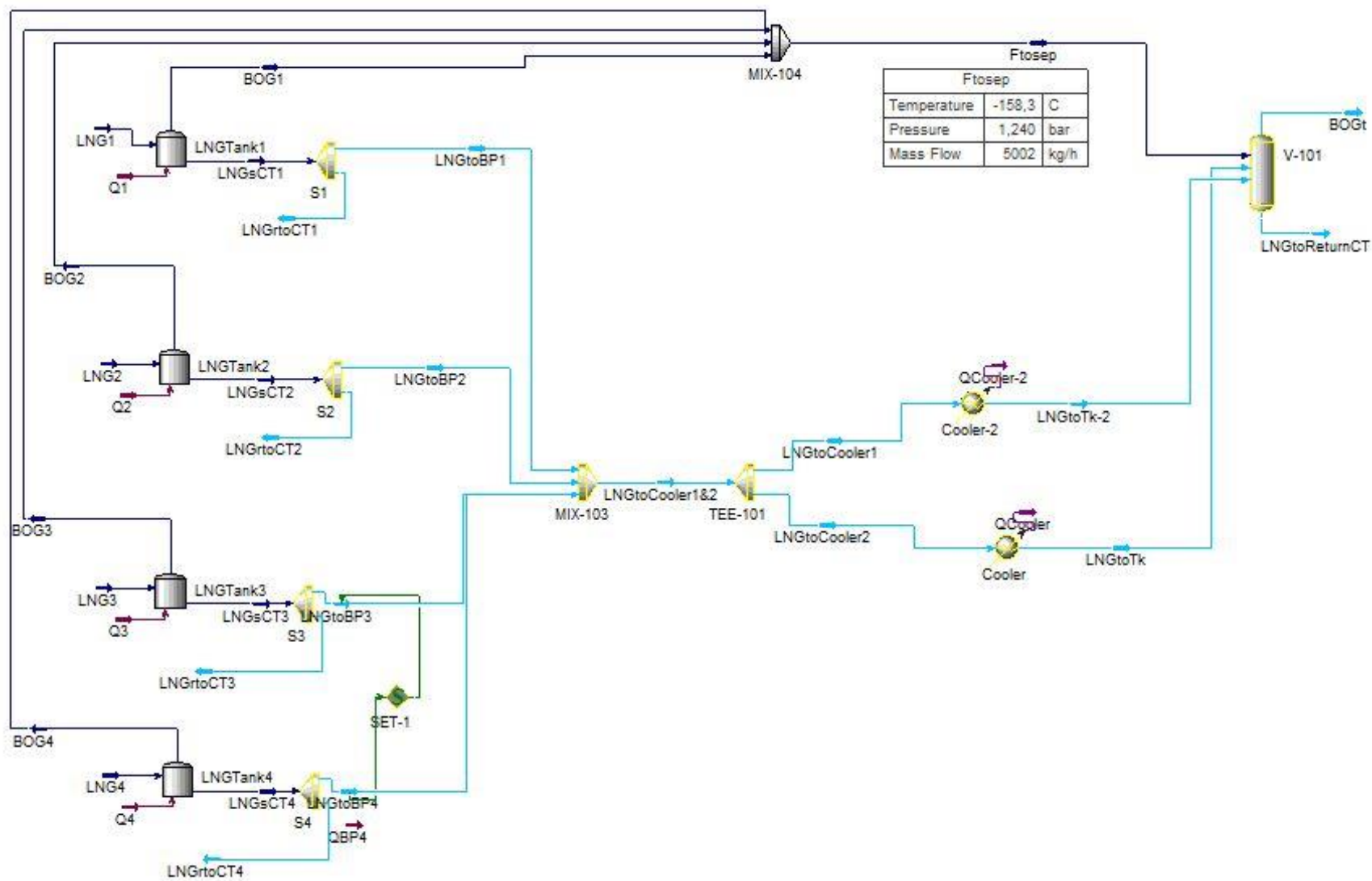
Tabla 6. Composición GNL de Trinidad y Tobago.

Composición GNL		
Metano	96,780	% mol
Etano	2,780	% mol
Propano	0,370	% mol
C4+	0,060	% mol
Nitrógeno	0,010	% mol

Fuente: GIIGNL Global Report (2018)

- Basado en las opciones comerciales más utilizadas para este tipo y capacidad de FSRU, se simulan dos subenfriadores.
- Se construye cabezal de alimentación de GNL a subenfriadores utilizando bombas de descarga de tanques.
- Se asume cabezal de BOG que entra en contacto directo con la corriente de GNL subenfriado en un separador de fases. El BOG resultante es utilizado como Fuel Gas (GEs) y para quema en GCU. El líquido debe retornar a los tanques de almacenamiento.

Figura 12. Esquema de simulación del escenario base



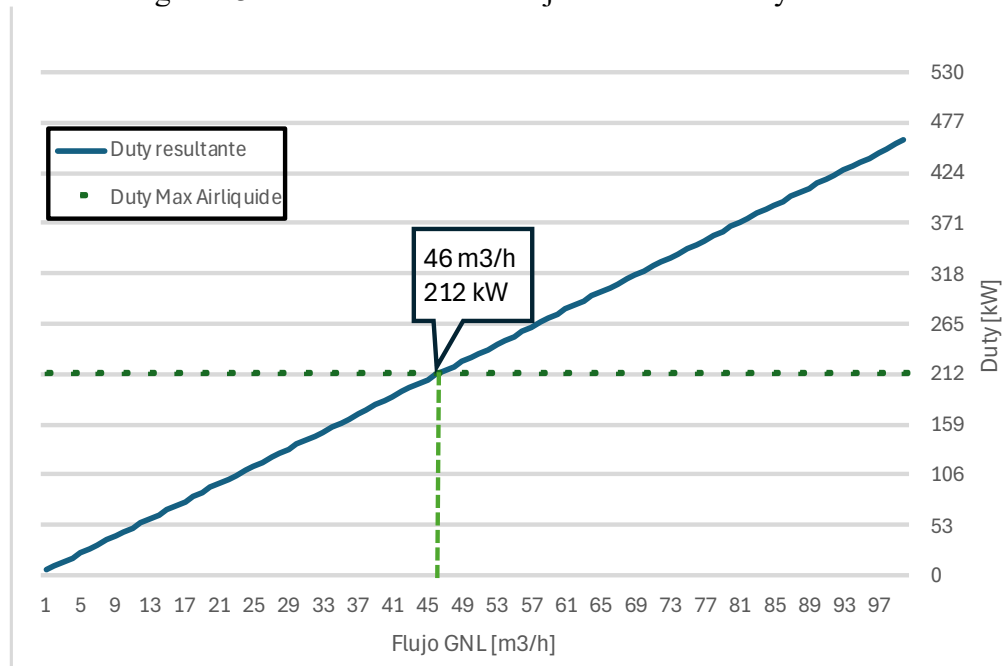
En la simulación se quiso determinar el flujo de GNL requerido en función de la cantidad de BOG a recondensar, y asimismo comprobar el calor total transferido (duty) requerido para un delta de temperatura de -15°C entre la corriente de entrada y salida de los subenfriadores. Para efectos prácticos solo se tomará GNL de los tanques 3 y 4 por lo cual el flujo desde los tanques 1 y 2 será de 0 m³/h.

3.2.2.1 Resultados

Con las condiciones base, sin aplicar subenfriamiento, la generación de BOG total resultante de la simulación fue de 5002kg/h concordante el 0,15% de evaporación frente al volumen total por día (BOR). El consumo típico de BOG para generación en una FSRU es 500kg/h (cuando no hay regasificación) (Songhurst, 2017) por lo tanto, se tendrían 4.502 kg/h de BOG en exceso que irían a la GCU (unidad de combustión).

Al variar el flujo de GNL de 1 a 100 m³/h en la corriente de entrada al subenfriador para determinar el duty requerido para que la temperatura variase en -15°C se obtuvieron los datos:

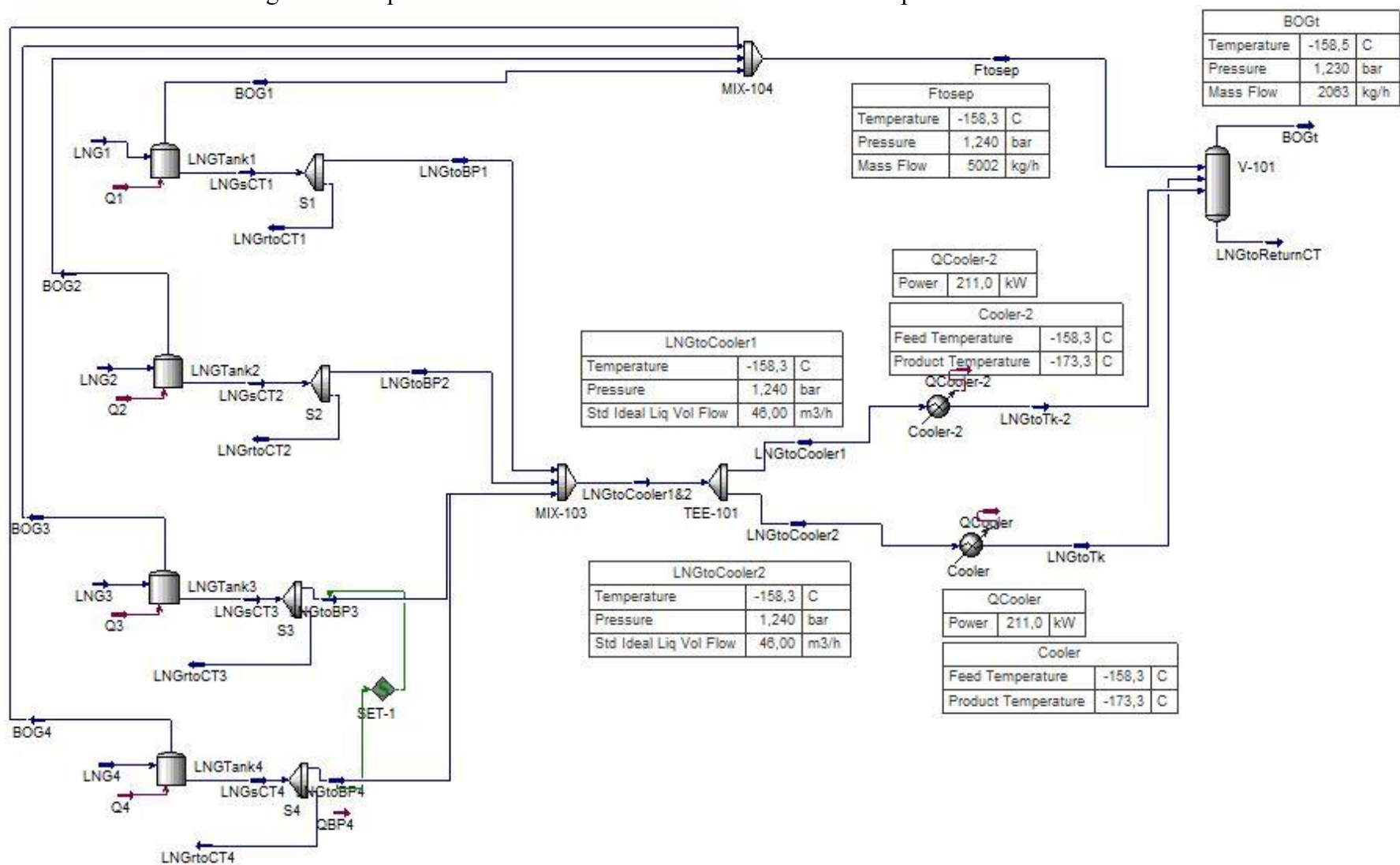
Figura 13. Grafica resultados flujo de GNL vs Duty enfriador



De la gráfica anterior se logró determinar que el flujo máximo requerido de GNL para una unidad de subenfriamiento es de 46m³/h tomando como referencia el sistema TBF-1225 de Airlíquide.

Basado en esta conclusión se procedió a simular todo el sistema con dos subenfriadores en servicio al flujo máximo y determinar el BOG total luego de la relicuefacción obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 14:

Figura 14. Esquema de simulación con resultados de solución implementada



El BOG total generado (BOGt) pasó de 5002kg/h a 2063 kg/h obteniéndose una recuperación de GNL de 2939kg/h, por lo cual, a la GCU (unidad de combustión) solo sería necesario enviar 1183kg/h de BOG en exceso. A lo anterior, ya se le ha descontado el consumo característico de 500kg/h para generación y la energía requerida en las dos unidades de subenfriamiento, las cuales según el fabricante consumen 1365 kWh cada uno para un total de 2730 kWh que equivalen a 380 kg/h de BOG, teniendo en cuenta una eficiencia de 47% de los generadores 50DF que usualmente equipan las FSRU similares a la del estudio (Wärtsilä Corporation, 2017).

Tabla 7. Comparativo BOG con y sin relicuefacción

[kg/h]	Generado		Consumido		BOG en exceso
	Total	GE	TBF	GCU	
Sin TBF	5.002,00	500	-	4.502,00	
Con dos unidades TBF	2.063,00	500	380	1.183,00	
Recuperado	2.939,00				

Con base en lo anterior se pueden calcular los ahorros potenciales al implementar esta solución de la siguiente manera:

Tabla 8. Cálculo de ahorros potenciales al implementar la solución

Consideraciones					
BOG recuperado: 2.939,0 kg/h					
GHV promedio BOG: 55,48 MJ/kg					
Precio GN*: 2.75 USD/MMBTU					
*Henry Hub Index del 30 de junio de 2024					
Ahorro día	70.536,0 kg/día	≈	3.709,1 MMBTU/día	≈	10.200,1 USD/día
Ahorro mes	2.116.080,0 kg/mes	≈	111.273,8 MMBTU/mes	≈	306.003,0 USD/mes

4 CONCLUSIONES

Si bien los resultados simulados en el modelo de generación de BOG no se ajustan exactamente a los datos reales, permiten concluir que el modelo puede ser usado para predecir comportamientos (y una aproximación a las cantidades) de generación de BOG durante periodos de no regasificación independientemente del número de tanques de almacenamiento en servicio dado que las tendencias en generación de BOG se corresponden.

Además, puede identificarse que el rango óptimo de presión de operación de los tanques de almacenamiento de GNL en FSRU es de 18 – 22 kPa ya que es en este rango que se registra la menor generación de BOG.

La diferencia entre los datos reales y los simulados podría corresponder a las limitaciones propias del modelo en estado estacionario, en las que no se consideran entradas de calor, por ejemplo, a través de las tuberías de recirculación de GNL en las cuales se requiere un flujo constante de GNL para mantenerlas a una temperatura de aproximadamente -160°C con el fin de estar listas siempre para operación en caso de ser requerido y las cuales también contribuyen a la generación del BOG.

Con respecto a la implementación de los sistemas de relicuefacción basados en subenfriamiento de GNL, el modelo permitió un acercamiento básico al proceso y se lograron estimar ahorros en caso de implementar la tecnología, valdría la pena determinar el retorno de la inversión si se encontrase información disponible de la inversión en CAPEX requerida para su implementación. Sin embargo, a priori se concluye que vale la

pena implementar estos sistemas ya que el consumo de estos es de 0,93kWh/kg de BOG evidenciando un gran avance en las tecnologías de relicuefacción.

5 TRABAJOS FUTUROS

Debido a que todas las simulaciones en esta monografía se realizaron utilizando el módulo de estado estacionario de HYSYS, el cual asume o simplemente omite ciertos parámetros y además realiza cálculos de algunos equipos sin la entrada de datos del usuario, se recomienda dar el paso a las simulaciones dinámicas.

Para las simulaciones dinámicas realizadas a futuro se recomienda tomar en consideración otros factores que impactan en la generación del BOG como cambios en la temperatura ambiente, envejecimiento del GNL almacenado, flujos de regasificación, transferencia de GNL en operaciones Ship-to-Ship o trasiegos entre tanques.

De lo anteriormente expuesto estoy seguro de que he establecido una simulación que, aunque básica permite ser el punto de partida para futuros trabajos con mayor profundidad y detalle y en los cuales se pase a la simulación dinámica la cual permite obtener resultados más precisos y completos y más acercados a la realidad.

6 REFERENCIAS

- Adom, E., Islam, S. Z., y Xi, X. (2010). Modelling of Boil-Off Gas in LNG Tanks: A Case Study. *International Journal of Engineering and Technology*, Vol.2 (4), 292-296.
- Dobrota, Đ., Lalić, B., y Komar, I. (2013). Problem of Boil - off in LNG. *Transactions on Maritime Science*, 2(2), 91–100.
<https://doi.org/https://doi.org/10.7225/toms.v02.n02.001>
- García Soutullo, R. (s.f.). Ingeniero Marino, Tipos de Tanques en Buques Gaseros. Retrieved junio de 2024, from <https://ingenieromarino.com/tipos-de-tanques-en-buques-gaseros-sistemas-de-contencion/>
- Gaztransport & Technigaz. (s.f.). GTT Mark III Systems. Retrieved 2024, from <https://gtt.fr/technologies/markiii-systems>
- GIIGNL. (2019). LNG INFORMATION PAPER #2, The LNG process chain.
https://giignl.org/wp-content/uploads/2021/10/giignl2019_infopapers2.pdf
- GIIGNL. (2021). GIIGNL Information Paper N°7 – FSRU (Floating Storage Regasification Unit). <https://giignl.org/document/giignl-information-paper-n7-fsru-floating-storage-regasification-unit/>
- Hellenic Shipping News. (23 de marzo de 2021).
<https://www.hellenicshippingnews.com/air-liquide-supplies-the-first-turbo-brayton-cryogenic-units-for-an-fsru/>

- Khan, M., Effendy, S., Karimi, I., y Wazwaz, A. (2019). Improving design and operation at LNG regasification terminals through a corrected storage tank model. *Applied Thermal Engineering*, Volume 149, Pages 344-353.
- Naveiro, J. (2022). Tecnologías de reliquefacción para la gestión del Boil-Off Gas (BOG) en unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU). . *Revista de Energía y Medio Ambiente*, 34(2), 123-145.
- Pazos Delgado, V. (2023). Perspectiva futura del transporte marítimo de gas natural licuado. <https://ruc.udc.es/dspace/handle/2183/34539>
- Songhurst, B. (2017). *The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)*. Oxford Institute for Energy Studies, ISBN 978-1-78467-089-4.
- Wärtsilä Corporation. (4 de Abril de 2017). <https://www.wartsila.com/media/news/04-04-2017-wartsila-to-provide-solutions-and-maintenance-for-hoegh-fsru-and-lng-vessels>
- Yin, L., y Yu, Y. (2020). Design and analysis of a process for directly Re-liquefying BOG using subcooled LNG for LNG carrier. *Energy*, 199, 117445.