

GAS NATURAL LICUADO

Alternativa de Abastecimiento para Colombia y Estado del Arte de su Metrología

Erik S. Tapias Chávez (etapias@cdtdegas.com)
Raúl Alonso Anaya (ranaya@cdtdegas.com)

Resumen:

El actual crecimiento en la demanda energética del país y la falta de hallazgos de nuevos campos de explotación de gas natural, que garanticen el autoabastecimiento de este energético en el futuro, ha despertado la iniciativa del gobierno y de una buena parte del sector gas, para encontrar alternativas de abastecimiento, que sean confiables y brinden estabilidad en el largo plazo. Una de estas alternativas corresponde a la importación de GNL, el cual sería transportado por barcos metaneros hasta terminales de regasificación que podrían ser construidas en las costas colombianas. El presente documento muestra un panorama actual sobre la cadena del GNL (licuefacción, transporte, regasificación y almacenamiento), así como los esfuerzos por dar solución, a sus problemas de medición.



El acceso libre a la autopista de la Internet, ha permitido que países en vías de desarrollo como Colombia, puedan conocer el “norte” de la ciencia y la tecnología en temas relacionados con la aplicación de la metrología para beneficio de la sociedad.

En el CDT de GAS seguimos atentos a los movimientos internacionales, mediante la vigilancia tecnológica y la inteligencia competitiva; continuamos en esta sección compartiendo dicha información para que los lectores conozcan hacia donde se dirige la investigación, y como valor agregado en cada entrega, haremos un análisis particular del por qué y para qué estos esfuerzos están siendo realizados.

1. INTRODUCCIÓN

Colombia, como país en vía de desarrollo, tiene una demanda de gas natural de aproximadamente 800 MPCD a diciembre del 2010, de los cuales, el mayor demandante es el sector industrial, seguido de cerca por otros como el sector residencial, el comercial, el GNV y la refinación. Adicionalmente, el país exporta a Venezuela a través del gasoducto Guajira-Maracaibo, aproximadamente 160 MPCD, para un total de 960 MPCD.

De acuerdo con el documento del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural Versión 2010 [1], expedido por el Ministerio de Minas y la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), se prevé como escenario base, para el periodo comprendido entre 2011 y 2020, una tasa de crecimiento media de 4,0%, alcanzando una demanda nacional de 1070 MPCD. Para el escenario alto, se espera que la demanda nacional alcance en el año 2020 hasta 1200 MPCD. Es importante resaltar que para el año 2012, se finaliza el contrato de exportación de gas natural a Venezuela a través del gasoducto Guajira-Maracaibo.

Por otra parte, las principales fuentes de producción de gas natural de nuestro país se encuentran en la Costa Atlántica, con los campos de Ballena y Chuchupa, y en el interior del país, en los campos de Cusiana y Cupiagua. Durante el año 2009, los campos de Guajira y Cusiana fueron responsables del 86% del suministro nacional, de los cuales el 66% corresponde a Guajira y 20% a Cusiana, que equivale a 665 y 200 MPCD respectivamente [1].

Concluyeron entonces en [1] (entre otros), que tomando como base la declaración de producción y de reservas probadas de gas natural en Colombia, sin considerar las reservas probables y posibles, la capacidad de autoabastecimiento se estimaba hasta el año 2015 como se aprecia en la Figura 2.

En este sentido, para compensar el posible déficit del energético para las fechas estimadas, se plantearon una serie de alternativas con la finalidad de incrementar el suministro de gas natural, fortalecer el sistema de oferta de gas colombiano y garantizar

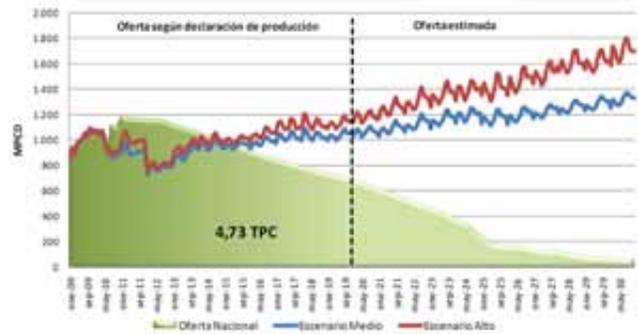


Figura 2. Balance Nacional de Gas Natural. [1]

el abastecimiento del gas por un período de 10 años (Decreto 2687 de 2008). Las soluciones propuestas contemplaron la incorporación de gas no convencional, importación de gas natural desde Venezuela por gasoducto, adición de reservas a partir de nuevos descubrimientos y/o la importación de gas natural licuado GNL (LNG por sus siglas en inglés Liquefied Natural Gas) el cual sería transportado por medio de barcos metaneros posiblemente desde plantas de licuefacción ubicadas en Perú en el Océano Pacífico y/o en Trinidad y Tobago en el Océano Atlántico (consideradas por ser los centros de producción más cercanos a las costas colombianas) y descargados en plantas de regasificación, las cuales serían construidas una posiblemente en Buenaventura y/o la otra en la Guajira.

El GNL no es una industria nueva, existe hace tiempo en muchos países del mundo; incluso en Suramérica ya se está utilizando. Estos países del primer mundo han desarrollado tecnologías y normas para su operación, aprovechamiento y control, y aunque aún persisten algunos problemas en torno a la confiabilidad de las mediciones, el GNL brinda excelentes resultados y garantiza su estabilidad por un tiempo considerable.

Pero, ¿Qué es el GNL? ¿Cómo está constituida la cadena? ¿Cómo asegurar metrológicamente sus mediciones? ¿Cuál es la trazabilidad?, estas son algunas de las incógnitas que se procura resolver en este documento.

2. INDUSTRIA DEL GAS NATURAL LICUADO

2.1 ¿Qué es GNL?

El gas natural licuado es gas natural que ha sido convertido temporalmente a estado líquido, para ser almacenado y/o transportado a presión atmosférica y a una temperatura de -162°C , considerando que la licuefacción reduce en 600 veces el volumen del gas. Las extremas bajas temperaturas del GNL hacen que éste sea considerado como un líquido criogénico (Generalmente sustancias a temperaturas de -100°C o menores son consideradas criogénicas), lo que implica tecnología especial para su manipulación. El GNL es líquido puro, con una densidad inferior a la densidad del agua, alrededor del 45% y está constituido principalmente por metano (aproximadamente 95%, sin embargo, este porcentaje puede variar de acuer-

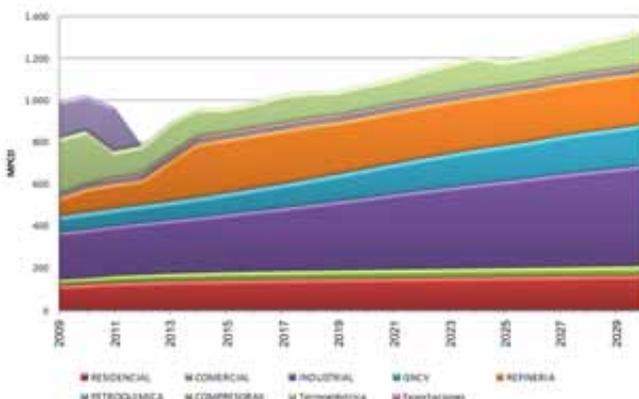


Figura 1. Demanda nacional de gas natural - Escenario base [1].

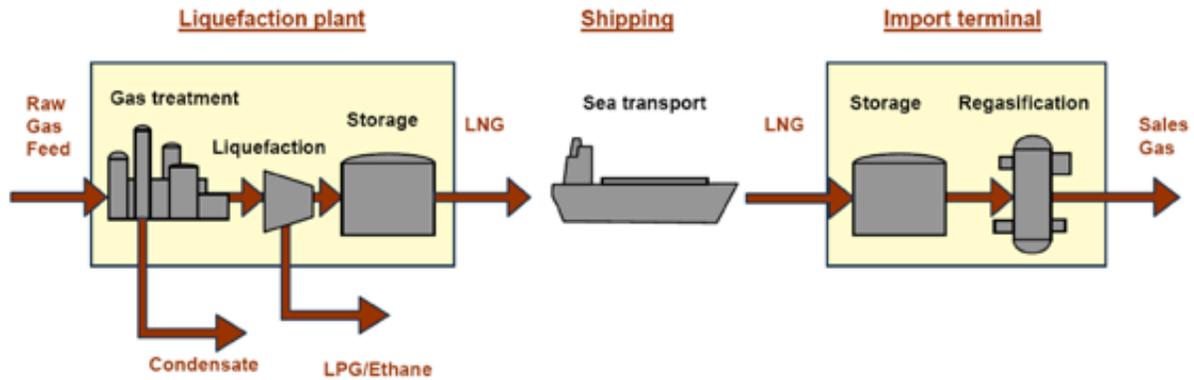


Figura 3. Cadena de procesamiento del GNL

do al punto de procedencia) y una mínima cantidad de otros componentes como etano y nitrógeno. Al igual que en su estado gaseoso, el GNL es incoloro, inodoro, no es corrosivo ni tóxico.

En cuanto a contaminantes, componentes como el agua y el CO_2 son extraídos previamente para evitar que se hagan sólidos cuando el gas es enfriado a -162°C . Un aspecto muy importante a considerar es el extremo cuidado que se debe tener en los procesos de regasificación, dado que el contenido máximo de O_2 presente en el GNL, no debería superar 0,01% molar. Para mayor información es preciso referirse a MET&FLU N°2 [2].

2.2 Cadena de procesamiento

El proceso de GNL es complejo, tanto desde el punto de vista técnico así como del comercial. El proceso inicia desde la explotación en el yacimiento, continúa con el tratamiento preliminar en los pozos, el transporte por tubería a la planta de licuefacción, el llenado de barcos, el transporte a las unidades de re-vaporización y finaliza en la venta y distribución del gas. Para aspectos técnicos de este documento, nos centraremos en tres eslabones principales de la cadena como se muestra en la Figura 3:

- Licuefacción del Gas
- Transporte del Gas
- Regasificación del Gas

2.2.1 Plantas de Licuefacción del Gas

2.2.1.1 Licuefacción

Extraído el gas natural de los diferentes yacimientos y después de un tratamiento previo de acondicionamiento para su transporte, es llevado a través de gasoductos hasta las plantas de licuefacción, donde antes de ser licuado, pasa nuevamente a través de una serie de procesos para separar y remover materiales y componentes no deseados (agua, azufre, CO_2 , H_2S , hidrocarburos pesados, helio, entre otros) con el objetivo de cumplir con los requisitos del proceso y la calidad del gas establecido para el mercado de destino (poder calorífico, índice de Wobbe). Los principales tratamientos del gas antes de la licuación son:

- Extracción del H_2S y CO_2 : para evitar que se generen productos sólidos con la reducción de la temperatura, y eliminar los gases ácidos como el H_2S y CO_2 debido a su poder corrosivo, se realiza la purificación del gas por adsorción del dióxido de carbono y el agua existentes en el mismo, por medio de la aplicación de una corriente inversa de solución de mono-etanol-amina (MEA).
- Etapas de deshidratación y filtrado: Una vez eliminadas las impurezas y los gases ácidos, la corriente principal de gas natural se encuentra saturada de agua debido a que los absorbentes para la eliminación de gases ácidos siempre se utilizan disueltos en agua, por lo tanto, se requiere extraer la humedad del gas hasta lograr valores menores a 1 ppm, posteriormente se realiza un filtrado para retirar material sólido y trazas de mercurio debido a que este disuelve

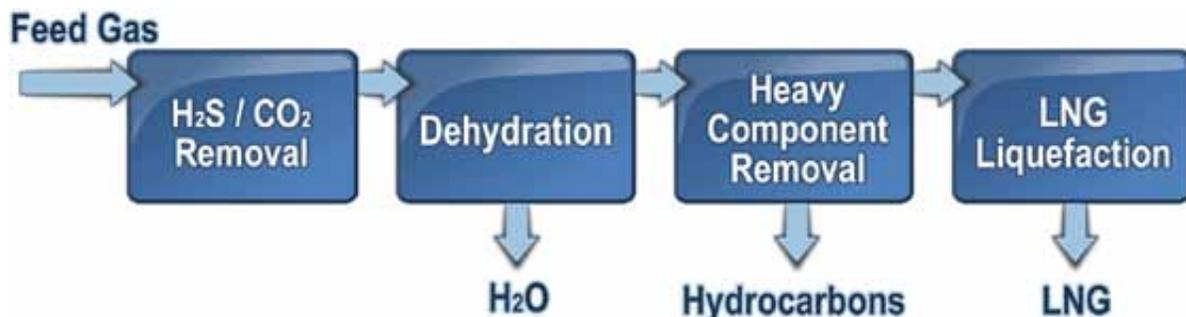


Figura 4. Procesos de tratamiento del gas natural, previo a la licuefacción [3].

| Substancia | Contenido Límite |
|--------------------------|----------------------------|
| Azufre Total | 10 a 40 mg/Nm ³ |
| H ₂ S | 3 ppm, vol |
| CO ₂ | 50 ppm, vol |
| Agua | 0,1 ppm, vol |
| Mercurio | 0,001 ppm, vol |
| Hidrocarburos aromáticos | 5 ppm, vol |

Tabla 1. Límites para sustancias perjudiciales en la licuefacción [4].

el aluminio, material del cual están fabricados la mayoría de los intercambiadores criogénicos. Finalmente se produce la separación de los hidrocarburos más pesados (especialmente los aromáticos), por condensación parcial, ya que estos pueden solidificar a temperaturas bajas.

Seguido a la remoción de la mayoría de los contaminantes e hidrocarburos pesados el gas natural, que en este punto en su mayoría es metano, ingresa al proceso de licuefacción donde un refrigerante por medio de la expansión y compresión sucesivas, extrae el calor del gas y lo enfría hasta aproximadamente -162°C, donde a esta temperatura es líquido puro, limpio y claro como el agua, pero con casi la mitad de su densidad. En este estado, el volumen ocupado es 600 veces menor que la misma cantidad de gas natural en estado gaseoso. El proceso de licuefacción tiene una eficiencia de aproximadamente 90% [5].

Las unidades de licuefacción son mejor conocidas como trenes de licuefacción y su capacidad depende del tipo de refrigerante utilizado, del número de circuitos de refrigeración y de los intercambiadores de calor que enfrían el gas. En la actualidad, los mayores países con capacidad de licuefacción en el mundo son Indonesia, Qatar, Malasia, Argelia y Australia. También existen otros países con trenes de licuefacción tales como Trinidad y Tobago, Rusia (el país con mayores reservas gasíferas mundiales...), Egipto, Estados Unidos y Perú, el cual recientemente inauguró su terminal de licuefacción para la exportación del gas proveniente del yacimiento Camisea, denominado Pampa Melchorita [5].

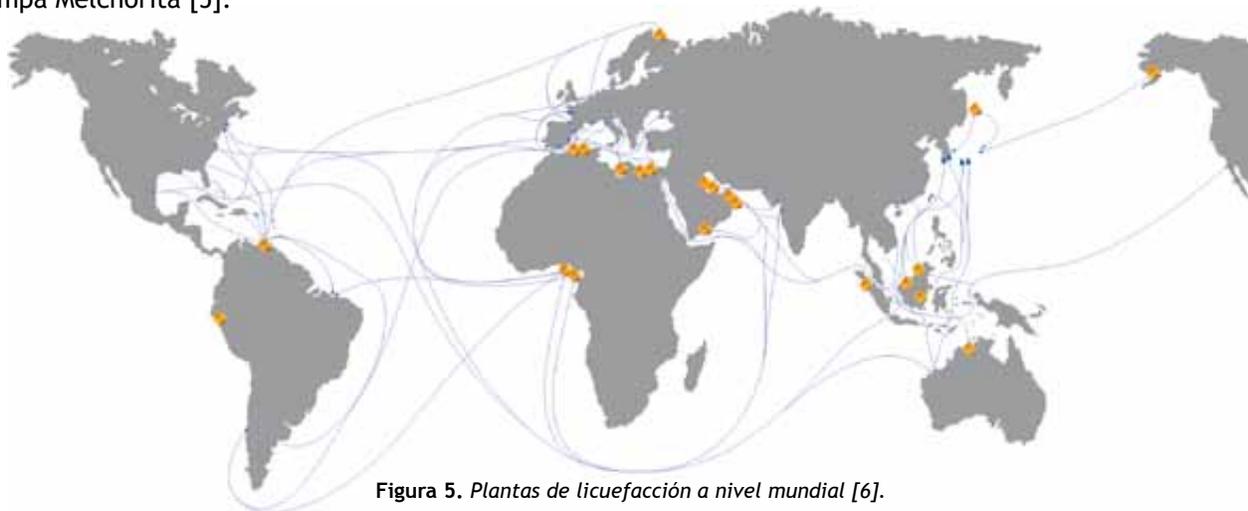
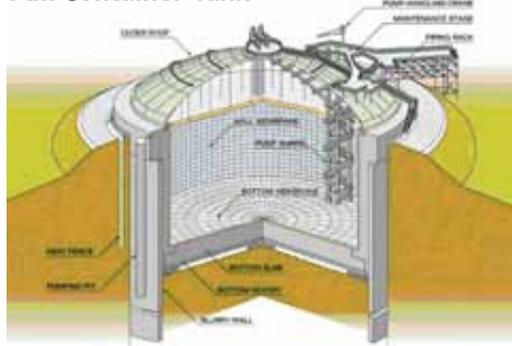


Figura 5. Plantas de licuefacción a nivel mundial [6].

Full Container Tank



In-Ground Tank

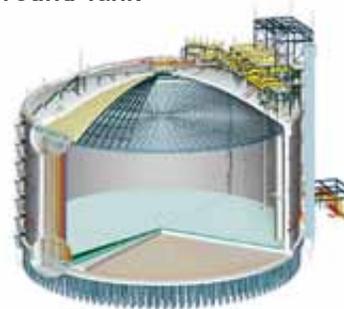


Figura 6. Tanques de almacenamiento [7].

2.2.1.2 Almacenamiento

Posterior al proceso de licuefacción, el GNL es enviado a tanques de almacenamiento en donde se recolecta hasta completar la carga del buque que lo va a transportar o para tener reservas listas para la venta. Estos tanques de almacenamiento también se encuentran en las plantas de regasificación con la finalidad de recibir la carga de los buques metaneros y posterior regasificación. El GNL es almacenado a -162°C y a presión atmosférica, en tanques criogénicos especiales para baja temperatura. El típico tanque de GNL tiene doble pared: una pared externa de hormigón armado, recubierto con acero al carbono, y una pared interna de acero niquelado al 9%. La seguridad

y la resistencia son las consideraciones de diseño primarias al construir estos tanques, los cuales se diseñan para soportar terremotos y fuertes vientos.

Existen varios tipos de tanques que se utilizan hoy en día para almacenamiento de GNL en tierra, entre ellos están [7]:

- a. Tanque de contención simple (Single containment tank): La mayoría de los tanques para almacenamiento de GNL en el mundo, son de este tipo y posee una historia de excelente fiabilidad. Estos tanques requieren de porciones de tierra relativamente grandes para su construcción.
- b. Tanque de contención doble (Double containment tank): La pared exterior de hormigón aumenta el costo del tanque, pero es menor el espacio requerido.
- c. Tanque de contención completa o total (Full containment tank): La mayoría de los tanques de almacenamiento de GNL construidos en los últimos 10 años en todo el mundo han sido diseñados como tanques de contención total.
- d. Tanque de membrana (Membrane Tank): La membrana permite que el GNL almacenado se contraiga y expanda con los cambios de temperaturas. Estos tanques fueron construidos principalmente en Francia y Corea en los años 1970 y 1980.
- e. Tanque bajo tierra (In-ground tank): Estos tanques son evidentemente menos visibles en su entorno. Se utilizan principalmente en Japón y otros países asiáticos. Estos tanques son más caros y tardan más en construir que un tanque por encima del suelo, de 4 a 5 años en comparación a los 3 años para un tanque construido por encima del suelo.

La mayoría de instalaciones de almacenamiento de GNL tienen más de un medio de contención. Más allá de la primera capa (los tanques especialmente diseñados y construidos), diversas metodologías (incluidas las bermas, diques, presas de embalse y los tanques de secundaria) se utilizan para proporcionar otra capa de protección.

2.2.2 Transporte

El GNL depositado en los tanques de almacenamiento, está listo para ser enviado a las diferentes plantas de regasificación ubicadas generalmente, en lugares remotos separados por grandes cuerpos de agua o con geografías muy complicadas como para trazar un gasoducto a través de ésta. Teniendo en cuenta que el volumen físico del GNL es mucho menor en relación al gas natural gaseoso, los costos de transporte se pueden reducir al permitir la entrega con buques de carga o camiones de transporte en lugar de tuberías.

El transporte en buques metaneros es el segundo eslabón de la cadena integrada del gas natural licuado. El GNL se transporta a presión atmosférica en buques especialmente construidos con casco doble. El sistema de contención de carga se diseña y construye utilizando materiales especiales para el aislamiento y tanque, para asegurar el transporte de esta carga criogénica. El GNL en los tanques de carga del buque se mantiene a su temperatura de saturación ($-162\text{ }^{\circ}\text{C}$) a lo largo de toda la navegación, pero se permite que una pequeña cantidad de vapor se disipe por ebullición, en un proceso que se denomina “autorrefrigeración”. El gas evaporado en algunos modelos de barco, puede ser utilizado como combustible alternativo para impulsar los motores del buque, lo que conlleva a que la cantidad de gas que sale de la planta de licuación no sea la misma que llega a la planta de regasificación.

Actualmente hay dos tipos de barcos que se utilizan para el transporte de GNL; los “de membrana” y los “de esferas”. Aproximadamente 40% de los buques de GNL actualmente en servicio cuentan con sistemas de contención de carga del tipo membrana, que tienen un aspecto muy similar al de otros cargueros. El resto de los buques tienen un sistema de contención de carga más particular, que incluye cuatro o más tanques esféricos grandes. Ambos tipos de sistema de contención poseen antecedentes de operación extremadamente seguros y confiables.

Un buque típico de GNL es de aproximadamente 300 metros (m) de largo y 43m de ancho. Los buques de GNL varían en capacidad de carga, de 1.000 metros cúbicos a 250.000 metros cúbicos, pero la mayoría de los buques modernos son entre 125.000 metros

Buque metanero de tanques esféricos[9]



Buque metanero con tanques tipo membrana [10]



Figura 7. Buque tipo tanque esférico y tipo membrana.

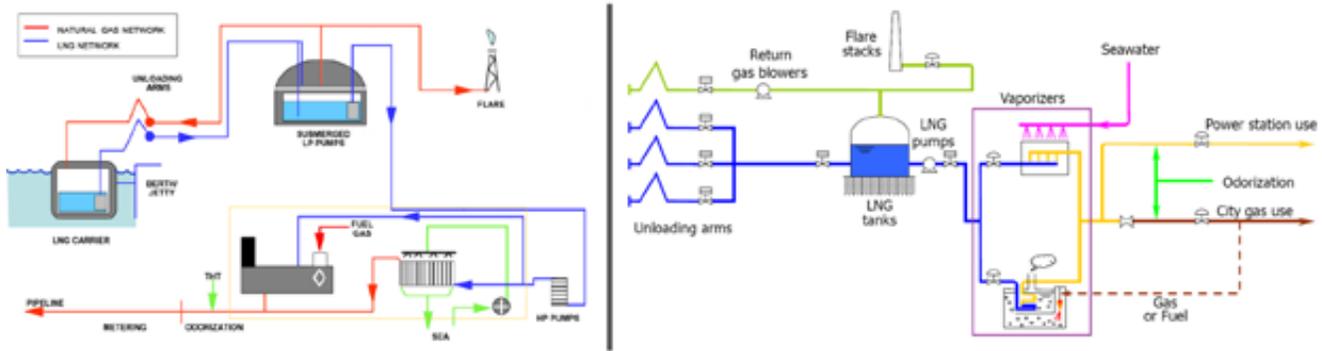


Figura 8. Ejemplo de terminal de recepción de GNL [3].

cúbicos y 150.000 metros cúbicos de capacidad. Los buques transportadores de GNL son capaces de alcanzar velocidades de hasta 21 nudos (petroleros operan a 15-20 nudos) en aguas abiertas. Aproximadamente 300 buques transportistas de GNL estaban en servicio en 2009, con más de 50 en orden [8].

Como valor promedio, puede decirse que el transporte del gas natural licuado tiene un rendimiento del 95% [4].

En muchos lugares del mundo en donde las plantas de licuefacción están cerca de las plantas de regasificación, el mecanismo de transporte más rentable para el GNL es por camión cisterna. Usando especializados camiones cisterna de doble pared para GNL se puede transportar a una planta de regasificación de forma rápida y eficaz. El uso de camiones para transporte por carretera se ha utilizado para el transporte de GNL desde 1968.

2.2.3 Regasificación

La tercera y última etapa corresponde a la regasificación e inicia cuando un buque-tanque de GNL llega a la terminal de regasificación y es bombeado desde la nave hasta los tanques de almacenamiento, los cuales son semejantes a los empleados en las plantas de licuefacción. El GNL también puede ser entregado en terminales flotantes los cuales son barcos conocidos como Floating Storage and Regasification Units (FSRU).

El GNL almacenado en los tanques es enviado a vaporizadores donde es calentado y transformado a estado gaseoso, a las condiciones de entrega especificadas por las empresas de gasoductos y los usuarios finales. Durante el proceso el GNL se evapora, sin embargo, estos vapores son re-condensados y enviados a los vaporizadores. Este proceso es conocido como regasificación. La regasificación del GNL presenta el rendimiento más alto dentro de la cadena integrada con aproximadamente el 98%.

Los principales tipos de vaporizadores utilizados en la industria del GNL son [3]:

- a. Open Rack Vaporisers (OVR): Utiliza el agua de

mar para calentar los paneles del intercambiador por los cuales fluye el GNL.

- b. Submerged Combustion Vaporisers (SCV): Utiliza los gases de la combustión obtenidos de la quema de gas natural obtenido de la terminal, para calentar el baño de agua donde se encuentran sumergidos los tubos del intercambiador de calor donde fluye el GNL.
- c. Intermediate Fluid Vaporisers (IFV): Este vaporizador se basa en dos niveles de intercambio térmico: el primero es entre GNL y un fluido intermedio, tales como el propano, y el segundo es entre el fluido intermedio y una fuente de calor que suele ser agua de mar.
- d. Ambient Air Vaporisers (AAV): Utiliza aire para calentar los paneles del intercambiador por los cuales fluye el GNL.

Actualmente existen cerca de 63 plantas de regasificación a nivel mundial. Los más grandes importadores de GNL son Japón, Corea del Sur, Taiwán y la India en el continente Asiático, USA, México, Brasil, Argentina, y Chile en las Américas y un número de países europeos como Bélgica, Francia, Reino Unido, Portugal, Italia y España [3].

En términos de eficiencia, finalmente es clave recordar que para el caso de las plantas de GNL, gases naturales con cantidades de oxígeno superiores a 0,01% molar, pueden generar efectos adversos debido a que existe la posibilidad que se presente combustión de trazas de oxígenos con hidrocarburos, ante las altas temperaturas presentes en los calentadores necesarios para la regasificación, obteniendo como un subproducto, presencia considerable de agua. Este contenido satura fácilmente los tamices moleculares utilizados en los separadores de las plantas de regasificación, disminuyendo su vida útil. [11]

3. METROLOGÍA DEL GAS NATURAL LICUADO

3.1 La Metrología Actual

El comercio del GNL está basado en un complejo esquema de métodos de medición y cálculos para determinar la composición y cantidad de GNL. En el negocio internacional, la facturación de GNL se realiza con

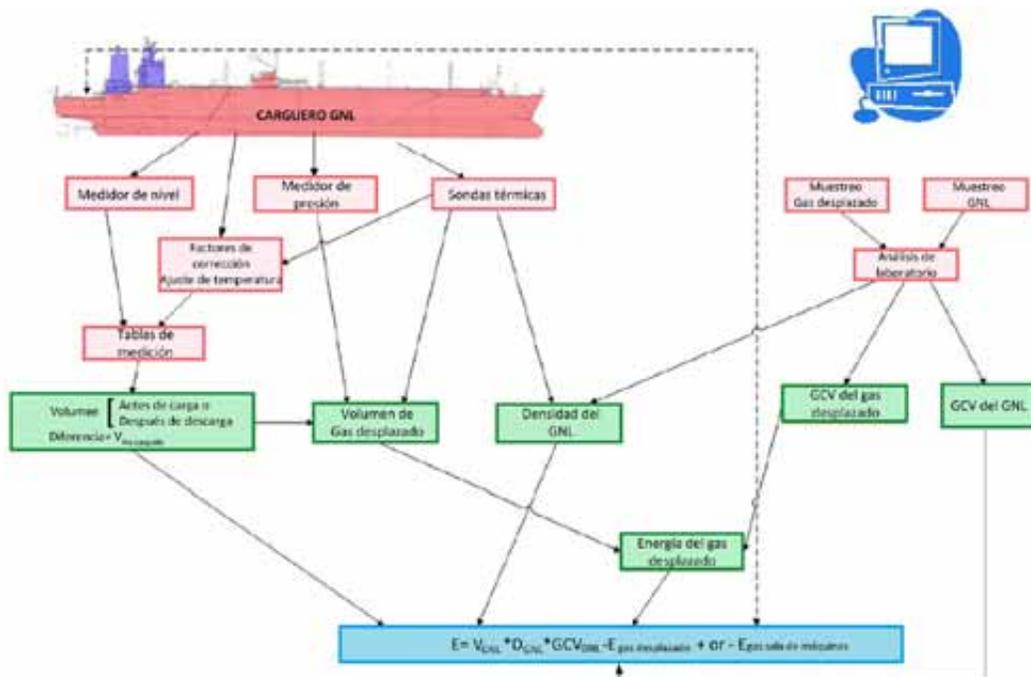


Figura 9. Carta de flujo para determinar la energía transferida [12].

base en la energía transferida, la cual es calculada a partir de la medición directa del nivel en el tanque, su composición y temperatura, así como el cálculo de cantidades derivadas como el volumen, la densidad y el poder calorífico del GNL. Actualmente no existe una norma de referencia que especifique la metodología para la cuantificación de GNL, no obstante, en el sector es muy empleado el LNG Custody Transfer Handbook producido por el International Group of Liquefied Natural Gas Imported (GIIGNL).

De acuerdo con este documento, la energía transferida en los terminales de carga o descarga se calcula como:

$$E = [V_{LNG} * D_{LNG} * GCV_{LNG}] - E_{(gas\ displaced)} \pm E_{(gas\ to\ ER)}$$

Dónde:

- E Energía total neta transferida del terminal de carga al barco, o del barco al terminal de descarga
- V_{LNG} Volumen de GNL cargado o descargado
- D_{LNG} Densidad del GNL
- GCV_{LNG} Poder calorífico del GNL
- $E_{(gas\ displaced)}$ Energía de gas desplazada durante la transferencia de GNL
- $E_{(gas\ to\ ER)}$ Si es aplicable, corresponde a la energía de GNL consumida por el metanero durante la apertura y cierre de la medición de transferencia de custodia.

Un esquema que muestra las variables involucradas durante el proceso de medición se puede observar en la figura 9.

Actualmente, el método estándar preferido para determinar el volumen del GNL contenido en el barco, es a través de mediciones de nivel de cada tanque de

carga, tablas de conversión, la aplicación de factores de corrección de temperatura y la posterior suma de los volúmenes de todos los tanques, antes y después de iniciar el proceso de carga o descarga. Se estima que la incertidumbre asociada a la medición de volumen por este método es de aproximadamente 0,5% (o mayor) bajo condiciones ideales y para grandes volúmenes [13].

3.2 El Futuro de la Metrología del GNL

Existe un consenso general que considera que la medición dinámica de GNL ofrece mejores condiciones operativas y menor incertidumbre en la medición, factor preponderante debido a los altos volúmenes comercializados y en particular al muy alto costo que pueden representar las transacciones comerciales. Los medidores de flujo máxicos tipo Coriolis y los medidores ultrasónicos, debido a sus características técnicas y metrológicas (ver tabla 2), se encuentran disponibles y están siendo empleados para este propósito, sin embargo existe un número de obstáculos a vencer, para la aceptación como medición de transferencia de custodia entre los que se destacan:

- La carencia de trazabilidad para la calibración del medidor de flujo con fluido a temperaturas criogénicas y altas velocidades y
- La falta de bancos de calibración a condiciones representativas (GNL a -160°C) para el aseguramiento metrológico de los medidores.

Es claro que las bajas temperaturas tienen un efecto sobre el rendimiento de los equipos de medición y en el comportamiento de los fluidos. El conocimiento de estos efectos está poco desarrollado y apropiado por lo que se trabaja actualmente en experimentación y

| Medidores ultrasónicos | Medidores másicos |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Caída de presión pequeña • Mínimo diámetro requerido para mediciones exactas • Disponible en diámetros grandes hasta 40" • Medición de volumen (requiere medición de densidad) • Sensible al perfil de velocidad | <ul style="list-style-type: none"> • Caída de presión significativa cuando es empleado a caudal máximo • Alta exactitud en pequeños caudales y diámetros • Máximo tamaño: 10". Requiere de medidores en paralelo. • Medición de masa directa. • No es sensible a perfiles de velocidad. |

Tabla 2. Características de medidores de flujo empleados en medición de GNL.

modelización de los fenómenos. El conocimiento resultante será indispensable y estratégico para estimar con mayor exactitud la incertidumbre de la calibración y la de las mediciones del GNL en campo [13].

Otro aspecto importante, para determinar el valor de la carga de GNL, corresponde a la determinación de la densidad y el poder calorífico, los cuales se obtienen a partir de la determinación de la composición del GNL. Un número de métodos de medición pueden ser empleados, sin embargo, todos tienen ventajas y desventajas, lo que dificulta la cuantificación de la energía con un mayor grado de exactitud. En este sentido, es de suponer que ésta ha sido la principal causa para que de momento no se tenga la disponibilidad de normativa aplicables y materiales de referencia para la calibración de los equipos de medición. En la actualidad, la Unión Europea está financiando un proyecto de investigación sobre metrología para el gas natural licuado (www.lngmetrology.info). Este proyecto se centra en la trazabilidad, la tecnología de medición y reducción de incertidumbre en la medición de GNL. Abarca no solo la medición de volumen y caudal, sino también en la composición y cálculos de densidad.

Los objetivos principales del proyecto son [13]:

- Desarrollo de métodos de medición y la infraestructura necesaria para brindar trazabilidad a las mediciones de flujo de GNL con bajas incertidumbres.
- Desarrollar procedimientos de medición y materiales de referencia con incertidumbres reducidas para composición de GNL, propiedades físicas tales como densidad y poder calorífico.
- Desarrollar tecnologías de muestreo para las mediciones de GNL.
- Mejorar la comprensión de los efectos específicos de GNL en los sistemas de medición de energía.
- Desarrollar guías y estándares para el desarrollo del GNL.

Se espera que para el 2013, se encuentre desarrollado y construido, en Rotterdam-Holanda, el primer banco de calibración de medidores de flujo y composición de GNL, con capacidad de 100 a 7000 m³/h y una incertidumbre esperada de 0,15%. El CDT de GAS continuará atento a su desarrollo.

4. CONCLUSIONES

El normal abastecimiento de gas natural en nuestro país es un aspecto clave para el desarrollo de la industria, para el aseguramiento del suministro eléctrico en tiempos de sequía (fenómeno del niño), y en general para el sostenimiento y crecimiento de nuestra economía. El GNL, sin duda, representa en la actualidad, una de las mejores alternativas disponible en términos de confiabilidad.

- Se conoce que empresas muy importantes del sector gas, trabajan actualmente para consolidar ésta alternativa haciéndola realidad en el corto o mediano plazo.
- El CDT de GAS, con su equipo de trabajo, ha consolidado igualmente un proceso, en términos de metrología de los fluidos, que sin duda podrá apoyar tecnológicamente a estas empresas nacionales que han tomado la correcta decisión de incursionar en el ámbito del GNL. Establecer este vínculo estratégico representará para las dos partes ventajas competitivas. No cabe duda, que para la empresa privada, el mejor resultado es la optimización de las inversiones requeridas, en términos de obtener una correcta medición del energético.

REFERENCIAS

1. MINMINAS, "Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural - Documento Temprano", 2010.
2. Hernández Suarez, Sandra; Osorio Fuentes, Jose A; Abril Blanco, Henry. "Perspectiva de Análisis Tecnológico a la Calidad del Gas Natural establecidos en la Regulación Colombiana". Revista MET&FLU. N° 2. 2010
3. GIIGNL, "LNG Process Chain", information paper No. 2, 2009.
4. Pita Guillermo, "Introducción al GNL", 2006.
5. Schneider Lucas, "Una Visión sobre el Mercado de GNL en América Latina y el Mundo", 2009.
6. GIIGNL, "The LNG Industry", 2009.
7. GIIGNL, "Managing LNG Risk-Containment", Information paper No. 4, 2009.
8. GIIGNL, "LNG Ship", information paper No. 3, 2009.
9. <http://gazprom-sh.nl/lng/technology/shipping/>
10. <http://www.globalsecurity.org/military/systems/ship/tanker-lng.htm>
11. DTI. Future arrangements for Great Britain's gas quality specifications. 2005.
12. GIIGNL, "LNG Custody Transfer Handbook", Third Edition, 2010.
13. EMRP, "Metrology for Liquefied Natural Gas (LNG)", Energy 2009 Topic 10, Version 1.