

LNG AND FLNG PLANTS

ANÁLISIS Y DIFERENCIAS



A photograph of an industrial facility, likely an oil or gas processing plant, featuring complex piping, metal structures, and yellow safety railings. The scene is dimly lit, suggesting an indoor or nighttime setting.

ABOUT AKROM

Akrom is a specialist consultancy business based in WA which focuses upon the development of innovative solutions for the Oil & Gas and Mining industry.

Akrom offers high-value supply chain, procurement and contracting consultancy services to help its client base secure best in class solutions to its SCM challenges.

The practice embraces a client-focused and collaborative approach for each engagement, transferring critical knowledge every step of the way.

ABOUT THE AUTHORS

Diego Berazategui is a leading developer of business solutions for the industry and possesses over 12 years international experience in Engineering, Supply Chain Development and Project Management. Diego has undertaken project work for some of the largest Oil & Gas corporations including ConocoPhillips, ENI, Exxon-Mobil, BP, Chevron, Apache Energy and Santos. He is currently the country representative for the Petroleum Industry Data Exchange (PIDX) a global forum for delivering eBusiness standards that facilitate seamless, efficient electronic business within the industry.

Gonzalo Barbot is an experienced Business consultant in Australia with +4 years of experience in top-class companies. He holds a bachelor's degree in Industrial Engineering, expertise in Data Analysis, Business Intelligence, Software automation and Supply Chain Disciplines. He is currently working on projects in some Oil & Gas corporations including Santos and Inpex.



INTRODUCCIÓN

Fue realizado por nuestros consultores un estudio de viabilidad de un proyecto de exportación de gas en Argentina vía LNG (Liquefaction Natural Gas).

Para ello, se desarrollaron los conceptos de Liquefaction Natural Gas (LNG) y Floating Liquefaction Natural Gas (FLNG) para analizarlos y compararlos.

El estudio se realizará, a partir de información de publicaciones y reportes internacionales sobre la flota de barcos con plantas licuefaccionadores existentes o proceso de construcción.

El informe incluye análisis de: tecnologías, almacenamiento y distribución, mercado, costos y plazo de desarrollo.



LNG AND FLNG PLANTS

Onshore Liquefaction Natural Gas (LNG) Plants

En un proceso de LNG, el gas natural se trata primero para eliminar contaminantes (como agua, mercurio, CO₂ y otras sustancias) antes de ingresar a la sección de licuefacción de la planta. A continuación, el gas tratado se enfría progresivamente en intercambiadores de calor sucesivamente más fríos que normalmente utilizan refrigerantes específicos para cada diseño de proceso para enfriar el gas. El gas natural se licua cuando su temperatura se reduce a menos 162 ° C, momento en el que ocupa solo 1/600 de su volumen original. El producto que sale de las plantas de los trenes de GNL ha cambiado de un estado gaseoso a uno líquido y ahora está listo para su almacenamiento.

Floating Liquefaction Natural Gas (FLNG) Plants

El concepto de desarrollo de licuefacción flotante (FLNG – Floating Liquefaction Plants) (FLNG) se ha estudiado desde mediados de la década de 1970. Sin embargo, recién en la última década se ha progresado en el desarrollo en la tecnología y la construcción de proyectos de FLNG. La primera instalación de producción de FLNG completada fue la embarcación de Petronas, FLNG1.

Este mismo consiste en una instalación flotante de gas natural licuado (FLNG) es una unidad flotante de almacenamiento y descarga de producción que realiza operaciones de gas natural licuado (LNG) para desarrollar recursos de gas natural en alta mar.



TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN

Onshore Liquefaction Natural Gas (LNG) Plants

La tecnología necesaria para licuar el gas para producir GNL es altamente especializada y está sujeta a los derechos de propiedad intelectual de los desarrolladores de esa tecnología. La selección de la tecnología óptima jugará un papel importante en la confiabilidad y operatividad de la planta y, por lo tanto, afectará las necesidades operativas y de contratación. Los procesos más comunes son:

- ConocoPhillips Optimized Cascade®
- Refrigerante mixto Air Products (MRCTM)
- Cascada de fluidos mixtos Linde (MFCPTM)
- Axens Liquefin™
- Refrigerante mixto doble Shell (DMRTM) y refrigerante mixto paralelo (PMRTM)

El proceso ConocoPhillips se instala en plantas de GNL en Alaska, Trinidad, Egipto y Darwin y está diseñado en torno a un concepto de confiabilidad de "dos trenes en uno" con la planta configurada para que los equipos con mayores necesidades de mantenimiento (como turbinas de gas y compresores) están duplicados, mientras que los componentes más confiables (como enfriadores de aletas e intercambiadores de calor) no lo son.

Varias de las tecnologías también utilizan equipos patentados: MRCTM y MFCPTM, por ejemplo, utilizan intercambiadores de calor con licencia especial que, como consecuencia, son de origen único, lo que reduce el grado de oportunidad competitiva.

Floating Liquefaction Natural Gas (FLNG) Plants

Hay varias tecnologías de licuefacción para FLNG. Por un lado se encuentran los defensores de la utilización de tecnologías genéricas y por otro lado una corriente a favor de utilizar tecnologías específicas y adaptables según las características de cada prospecto.

De una u otra manera, la correcta selección de la tecnología es un elemento clave durante el diseño conceptual de un proyecto de FLNG. El proceso de licuefacción determina los requisitos de equipamiento para una gran sección del FLNG y tendrá un gran impacto en el diseño general del barco y puede llegar a representar hasta la mitad de los costos de capital de una planta de GNL. Se entiende que la decisión será basada, entre otros conceptos claves, en el suministro de refrigerante, costos CAPEX/OPEX y seguridad. En resumen, la elección de la tecnología de licuefacción afectará al peso de la embarcación, costo, capacidad del tren y eficiencia del proceso.



TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN

Shell ha seleccionado su proceso DMR para Prelude. Exmar y Golar han seleccionado el proceso de refrigerante único mixto (SMR) PRICO para sus proyectos. La tecnología DMR está también en operación. Por otro lado, Petronas está utilizando el proceso del ciclo de nitrógeno para sus buques Kanowit y Rotan y ha seleccionado el proceso AP-TN14 ofrecido por Air Products el cual utiliza un ciclo triple para una alta eficiencia. Ciclos únicos y dobles también están disponibles en Air Products. Los ciclos individuales se han utilizado ampliamente para plantas de aplanado de picos en tierra pero ofrecen una menor eficiencia que la doble o triple.

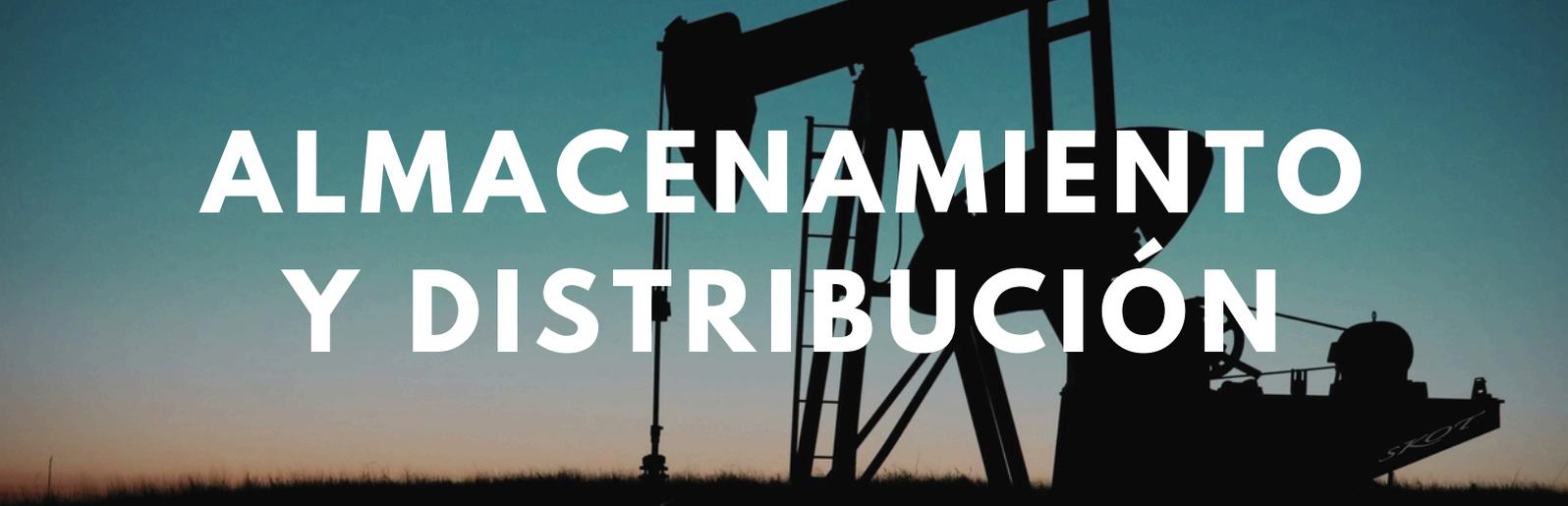
A continuación, fueron listadas las tecnologías actualmente utilizadas:

MEZCLA ÚNICA DE REFRIGERANTE (SINGLE MIXED REFRIGERANT): utiliza solo un circuito MR para preenfriamiento, licuefacción y subenfriamiento en un solo CWHE (intercambiador de calor de bobina enrollada) y es utilizada para capacidades menores de 1 millón de toneladas por año (MTPA) por tren. Al día de hoy, la tecnología SMR ha sido atractiva para instalaciones de menor escala. A diferencia del doble refrigerante mixto (DRM) el SMR debe manejar toda la licuefacción, incluido el preenfriamiento en un solo cambio. Por razones estructurales y de proceso, este intercambiador representa un desafío para su instalación en FLNG.

DOBLE REFRIGERANTE MIXTO (DUAL MIXED REFRIGERANT): Shell desarrolló un proceso de doble refrigerante mixto (DMR) destinado al proyecto Prelude. Consiste en la licuefacción con dos ciclos de enfriamiento de refrigerante mixto separados, uno para preenfriamiento del gas a aproximadamente -50°C (ciclo de PMR) y otro para enfriamiento final y licuefacción del gas (ciclo MR). Según reporta Shell, Prelude tiene una capacidad de producción de 3.6 MTPA de LNG

REGENERACION DE NITROGENO: el proceso de regeneración de nitrógeno es una tecnología muy probada para producir N_2 y O_2 líquidos. El proceso utiliza el ciclo de Brayton inverso para crear refrigeración:

- Comprimiendo nitrógeno
- Eliminando el calor de la compresión.
- Expandiendo el nitrógeno a través de un turboexpansor para crear un flujo frío.
- Calentando el flujo frío contra una carga de calor externa. Aunque menos eficiente que el DMR, los ciclos de refrigeración de nitrógeno evitan el uso de refrigerantes de hidrocarburos. Esto reduce el uso de insumos inflamables y elimina la necesidad de importar y almacenar refrigerante.



ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN

Onshore Liquefaction Natural Gas (LNG) Plants

Almacenamiento

El GNL que sale de los intercambiadores de calor se bombea a tanques de almacenamiento aislados especiales que deben contener y contener GNL para generar un volumen adecuado para el envío a los clientes. Los gases que hierven continuamente del GNL a medida que se calienta ligeramente durante el almacenamiento se capturan y se devuelven al proceso para volver a licuarse.

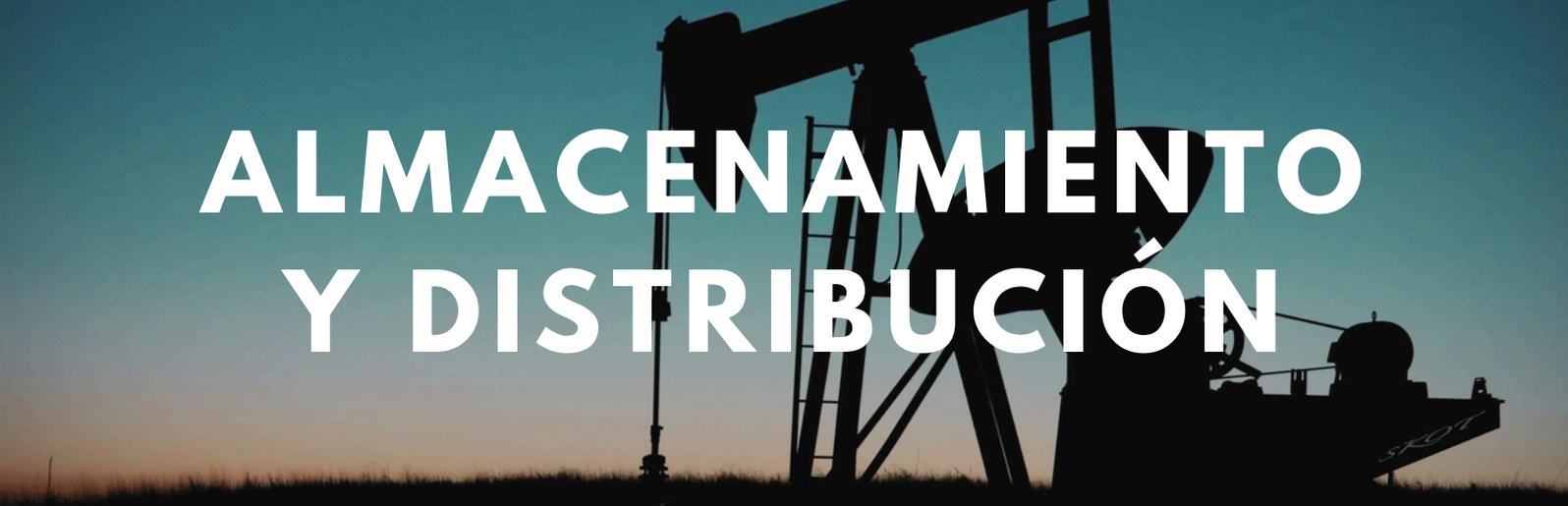
Los tanques de almacenamiento pueden ser excepcionalmente grandes: en el proyecto Curtis, por ejemplo, cada uno de los dos tanques requeridos tiene 48 m de altura y una capacidad de 140.000 m³, que es un volumen equivalente a cincuenta y seis piscinas olímpicas.

Los tanques de almacenamiento de GNL suelen tener contenedores internos de acero que pueden resistir el frío extremo y un contenedor externo de concreto secundario con paredes pretensadas para evitar fugas. El aislamiento rodea los contenedores interiores por encima, por debajo y alrededor de ellos.

Dado que el GNL se almacena casi a la presión atmosférica, esto significa que no está bajo presión de la misma manera que el gas en botella que se utiliza para barbacoas o vehículos de motor, por ejemplo. Los sistemas de seguridad de almacenamiento de GNL también incluyen un sistema de detección de incendios y gas, un sistema de agua contra incendios y protección contra sobrepresión.

Los tanques están diseñados para resistir eventos extremos como terremotos, explosiones, incendios y otros impactos y, hasta donde se pueda determinar en más de 35 años de operación industrial, nunca se ha reportado una falla importante en la contención del tanque.

Las bombas en el tanque transferirán el GNL del almacenamiento a los transportadores de GNL para su posterior transporte al mercado cuando esté programada la carga de una carga.



ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN

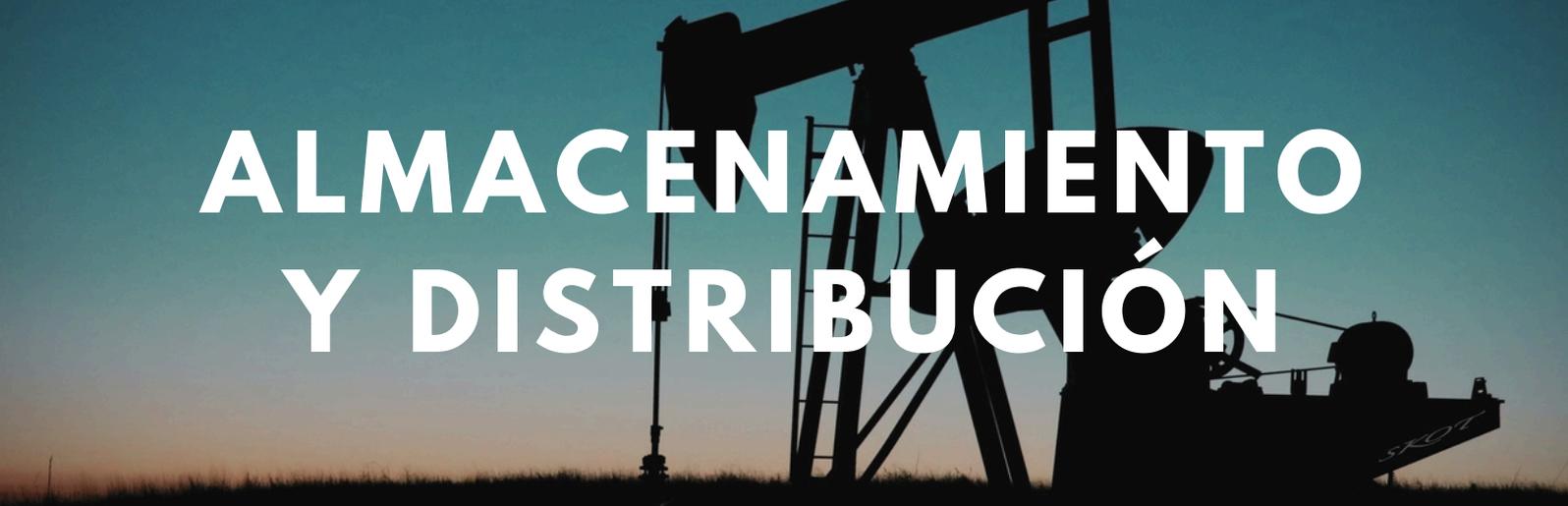
Onshore Liquefaction Natural Gas (LNG) Plants

Distribución

Las cargas de GNL se despachan periódicamente al mercado en transportistas especializados de GNL. Dado que la mayor parte del GNL exportado se utiliza para el consumo interno en los mercados extranjeros, la confiabilidad de la entrega es un requisito fundamental que tiene su propio efecto en las operaciones de la planta. Por lo general, los operadores deben garantizar un programa de entrega contractual para satisfacer las necesidades de sus clientes, lo que ejerce presión sobre los programas de mantenimiento.

En las terminales de exportación, el GNL se bombea desde un embarcadero exclusivo (a menudo a una distancia considerable por razones de seguridad y carga de carga) hasta los transportistas de GNL que esperan. Los transportadores de GNL a menudo se construyen específicamente para cumplir con los requisitos del contrato para plantas particulares y pueden dedicarse a dar servicio a esas plantas durante una parte considerable de su vida útil.

En las terminales receptoras, el GNL se transfiere a los tanques de almacenamiento, se regasifica y se envía por ductos a los usuarios domésticos que utilizan sistemas de distribución locales. Una vez regasificado, el GNL es completamente indistinguible del gas natural.



ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN

Floating Liquefaction Natural Gas (FLNG) Plants

Distribución y ubicación

En líneas generales, los barcos FLNG tienen almacenamiento de GNL y propano y condensado en el casco.

Todas las unidades grandes de nueva construcción FLNG usan tanques de membrana reforzada dispuestos en una doble fila con una mampara central para reducir movimientos del líquido y proporcionar resistencia para soportar los módulos de la parte superior.

Los FLNG pueden utilizarse para acceder a lugares remotos en altamar, así como también son utilizados para acceder a zonas más cercanas a las costas, con infraestructura limitada. El diseño tecnológico de un FLNG para mar abierto debe considerar la mitigación de riesgos y desafíos relacionados con su ubicación; su capacidad marítima, el peso y tamaño de los equipos, los movimientos de marea, etc. Muchos de estos desafíos son nulos o reducidos para FLNG destinados a ser localizados cerca de las costas. Por ello, su tecnología es más simple, menos costosa y más flexible que la tecnología de proyectos de FLNG de altamar.

Si bien la tecnología de FLNG cercano a la costa (utilizando un flotador de LNG tipo barcaza en aguas poco profundas y anclado en la costa o amarrado en la costa) es menos costosa que la producción de FLNG en alta mar, con los bajos precios de la energía de hoy, incluso los proyectos de FLNG cercanos a la costa pueden no ser económicamente viables. Sin embargo, para los países que desean tener exportaciones de GNL y muchos recursos de gas, la inversión puede estar justificada.

ANÁLISIS DE MERCADO

Mercado del LNG en el mundo

La figura siguiente muestra los mayores flujos de LNG en el mundo del año 2017, identificándose en rojo los movimientos mediante gasoductos y en azul el LNG. En el año 2017 el flujo total por gasoductos fue de 2029 MMm3/d, mientras que por LNG fue de 1078 MMm3/d. De manera que el LNG representa el 34,7% del comercio internacional de gas natural.

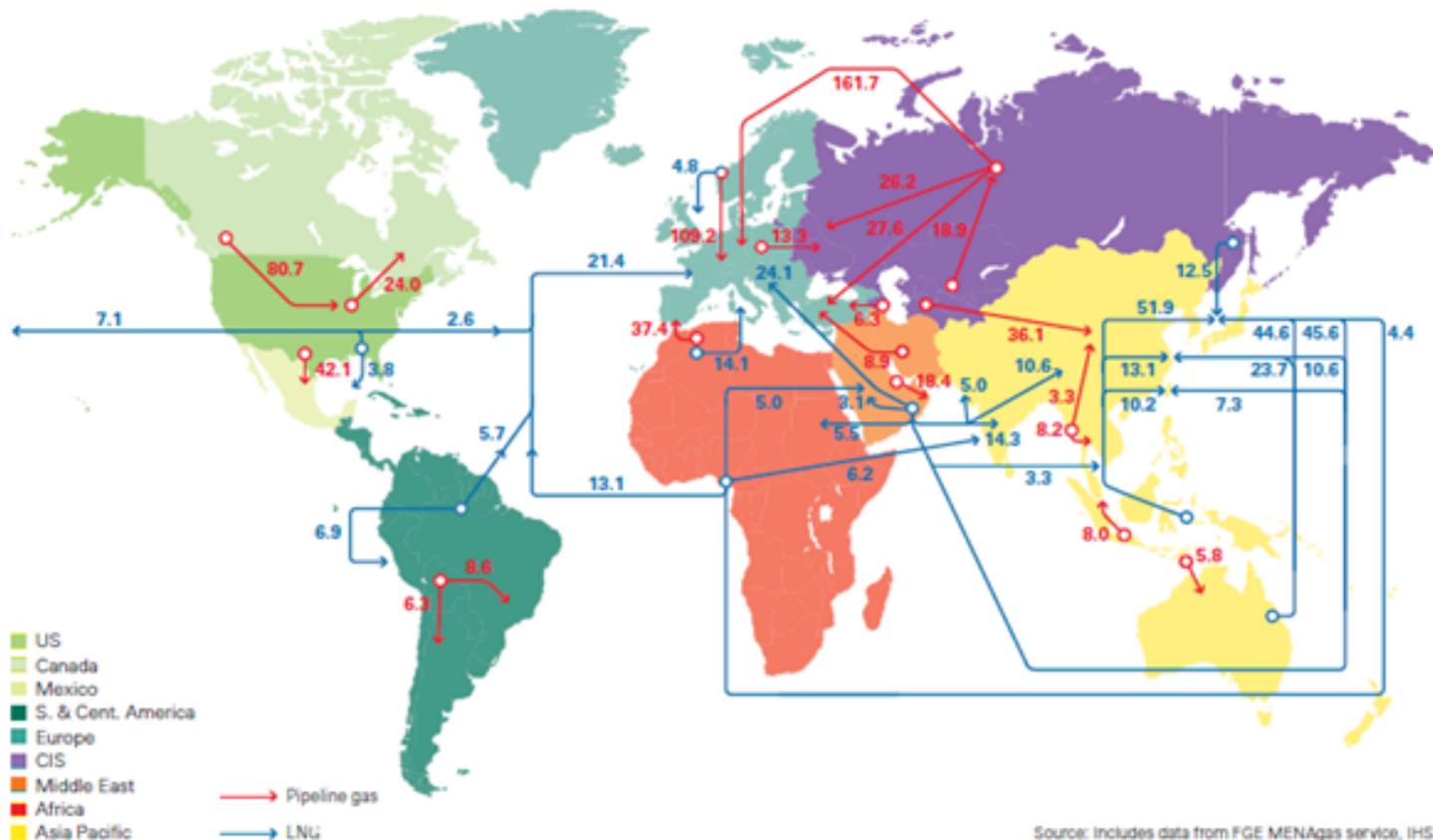


Figura 1: Principales Movimientos de Gas Natural 2017 (Fuente: BP)

Un factor central que apoyó la fortaleza de los mercados mundiales de gas el año 2017 fue la continua expansión del gas natural licuado que aumentó en más del 10% respecto del 2106, su mayor crecimiento desde 2010, ayudado por la puesta en marcha de nuevos trenes de GNL en Australia y Estados Unidos. La creciente necesidad de China de GNL representó casi la mitad de la expansión mundial, y China superó a Corea como el segundo mayor importador mundial de GNL después de Japón.

ANÁLISIS DE MERCADO

Mercado del LNG en el mundo

El comercio del LNG ha crecido en forma sostenida en los últimos años, 241,1 MT (2014), 244,8 MT(2015), 258 MT (2016) y 293,1 MT (2017), o sea creció un 35% respecto del 2016. Asia continuó siendo el motor de la demanda global, con China creciendo 12.7 TM, el mayor crecimiento anual de un solo país. Esto fue impulsado por la fuerte política ambiental diseñada para promover el cambio de carbón a gas. Los otros países clave que impulsan el crecimiento global de GNL incluyen a Corea del Sur, Pakistán, España y Turquía por un total de 11.9 TM. La Cuenca del Pacífico sigue siendo el motor clave del crecimiento del comercio, ya que los flujos comerciales dentro del Pacífico alcanzaron un récord de 125 TM, conformado por la producción australiana y la demanda china.

A continuación se muestra el incremento del comercio de GNL entre 1990 y 2017. Es importante resaltar que a final del 2007, el GNL era exportado por 15 países e importado por 18. En la actualidad hay 18 países exportadores y 35 importadores.

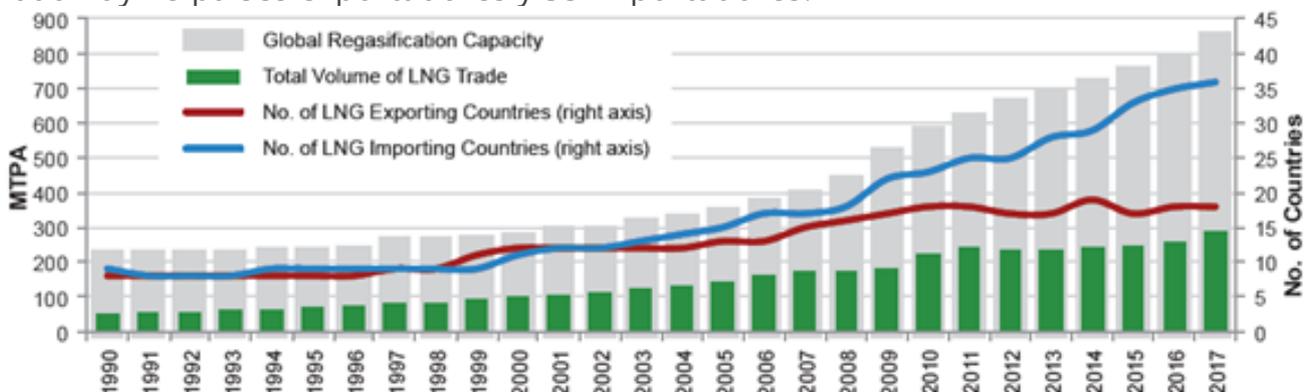


Figura 2: Crecimiento del comercio del GNL 1990-2017 (Fuente: IGU)

La capacidad de licuefacción a marzo 2018, fue de 369 MT. Aunque llegar a FID se ha convertido en una perspectiva desafiante en los últimos años, el descubrimiento continuo de recursos y reservas han respaldado una creciente lista de proyectos propuestos. A partir de marzo de 2018, la capacidad total de licuefacción de los proyectos propuestos alcanzó 875.5 MTPA, la mayoría en los Estados Unidos y Canadá. A pesar de la gran cantidad de capacidad propuesta en esos dos países, el anuncio a principios de 2017 por parte de Qatar de que levantaría la producción de su North Field para apuntalar nuevos trenes de licuefacción, ofrecería un mayor suministro potencial. Dado que se espera que muchos proyectos en construcción contribuyan a una sólida oferta mundial en los próximos años, muchos desarrolladores se han trasladado a principios de 2020 como la próxima ventana disponible para nuevos proyectos de licuefacción.

IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

Los principales países exportadores (2017) y su porcentaje de participación se muestran en la siguiente figura.

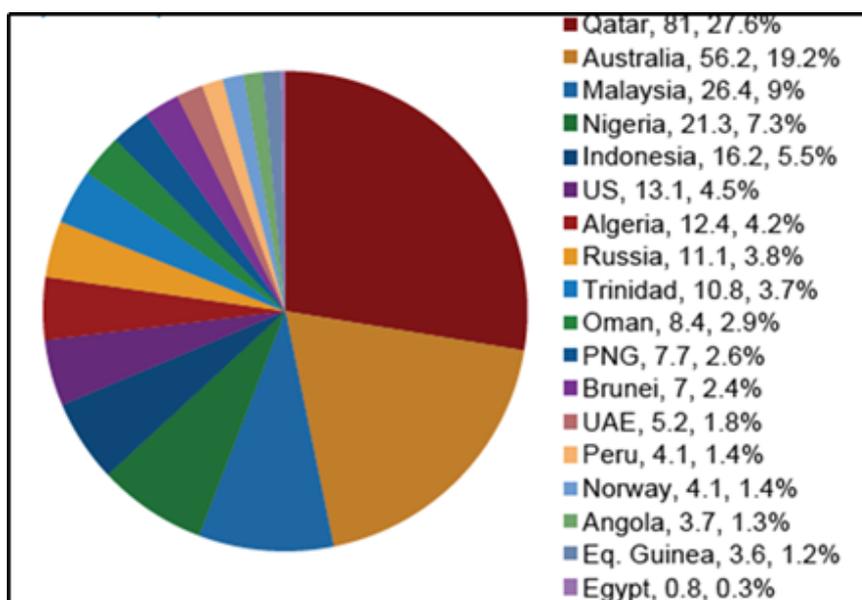


Figura 3: Países Exportadores de GNL (2017) (Mtpa,%)

Qatar ha sido el mayor jugador de GNL durante una década, aprovechando sus grandes reservas de gas natural, que por su ubicación geográfica difíciles de transportar por gasoductos, lo que impulsó el desarrollo de una infraestructura de GNL muy importante para sus exportaciones. Actualmente, sus exportaciones se mantienen estables, disminuyendo su participación en el mercado debido al crecimiento de las exportaciones de GNL de Australia y Estados Unidos. Ambos países dominan los incrementos de capacidad de exportación de GNL, impulsadas por sus respectivos grandes recursos de gas natural. En Australia, por el crecimiento del metano del coalbed, y en los Estados Unidos, por el crecimiento de la producción de shale gas.

Australia está, cada vez más, ganando participación de mercado. Varios proyectos y trenes adicionales entrarán en funcionamiento en los próximos dos años, por un total de 20 Mtpa adicionales a los actuales. Australia tiene por objetivo convertirse en el mayor exportador de GNL durante el 2019 cuando Wheatstone LNG train 1-2, Ichthys LNG train 1-2 y Prelude LNG (flotante) entren en funcionamiento.

IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

En la Figura 4, se muestra la localización de las diversas plantas de GNL de Australia y sus capacidades.

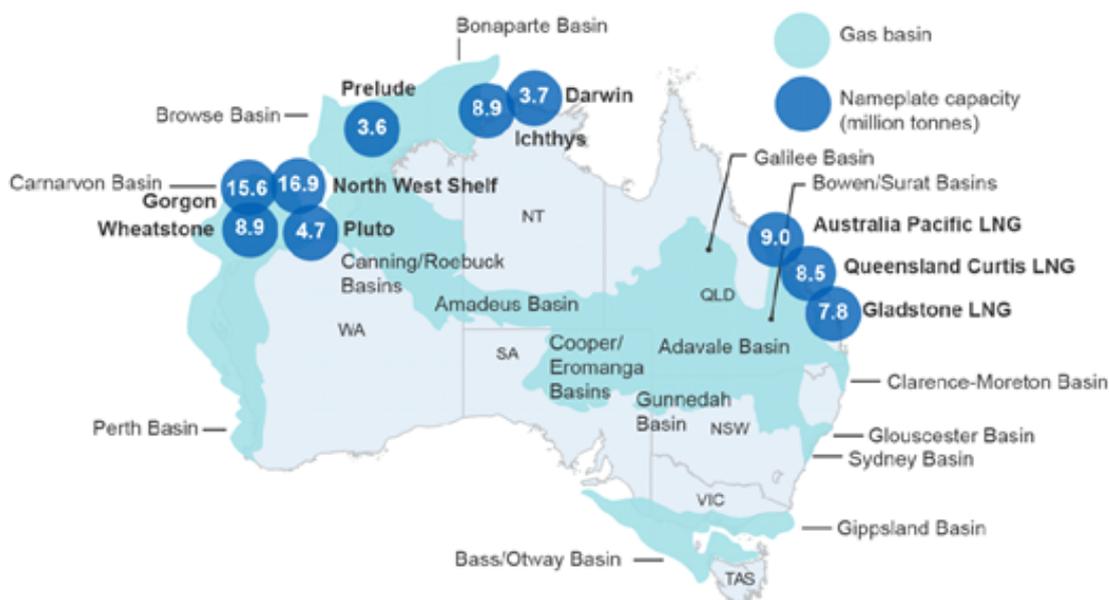


Figura 4: Australia Plantas de Licuefacción de Gas Natural (2018)- 87,6 Mtpa

A pesar de la caída de precios en Japón, donde por un lado se retrasaron proyectos de licuefacción, tanto Australia, USA y Canadá como nuevo participante en el mercado no se han amedrentado por esta situación.

Aunque durante 2016 y 2017, hubo para el mercado australiano, una expectativa de precios desfavorable en las exportaciones a Japón, la situación se está revirtiendo, manifestando diferenciales más atractivos de 5 u\$d-MMbtu. Los motivos de esta evolución de precios de compra de Japón y Asia del GNL Australiano se deben a:

- De los 73 Mtpa de GNL australiano contratados, la mayoría se vende al noreste de Asia, particularmente a Japón y China, sobre una base indexada al precio del petróleo. Hace varios años, esto no era un problema. Sin embargo, el precio del GNL ha estado disminuyendo en Japón desde 2015 por la caída del precio del crudo, aunque recientemente ha aumentado.
- El modelo de negocios de Australia está estructurado por contratos a largo plazo indexados al petróleo, lo que limita el destino del GNL (esta limitación es ahora combatida por los compradores y las agencias gubernamentales, por ejemplo, Japan Fair Trade Commission).



IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

- Otro tema a tener en cuenta que lo manifiesta la Fig. 5, que muestra el precio del gas natural en Wallumbilla (Hub de Precio de Mercado interno), ubicado en el sur de Queensland (Costa Este de Australia), cerca de las ciudades más pobladas del país. A medida que aumentaron las exportaciones de GNL de Australia, principalmente a partir de proyectos de GNL en el este de Australia, Australia ha experimentado una escasez interna de suministro de gas natural en el este y sureste de Australia (EIA 2017c). Esto se muestra mediante dos picos de precios separados (mediados de 2016 y principios de 2017). Desde el inicio de los proyectos de GNL en Queensland (Gladstone LNG, Australia Pacific LNG y Queensland Curtis), los precios domésticos del gas natural se han más que duplicado, y en varias ocasiones han superado el precio de exportación de GNL a Japón (EIA). Ante esta situación, el 20 de junio de 2017, el gobierno australiano estableció el Mecanismo Australiano de Seguridad del Gas Doméstico (ADGSM). Su objetivo es "garantizar que haya un suministro suficiente de gas natural para satisfacer las necesidades previstas de los consumidores australianos al requerir, si es necesario, proyectos de GNL que extraen gas del mercado nacional para limitar las exportaciones o encontrar fuentes compensadoras de gas nuevo".

A pesar de estos eventos negativos, donde el primero afectó a todo el mercado de crudo y de GNL, mientras que el segundo fue un tema puntual de acomodarse a exportaciones y satisfacer demandas domésticas, Australia no manifiesta reducir su participación en la comercialización internacional, sino muy por el contrario con expectativas de crecimiento fortísimas en los próximos años.

Según IGU 2018, la capacidad de regasificación global a marzo de 2018 fue de 851 Mtpa, frente a los 795 Mtpa (2017) y 776.8 Mtpa (2016). Los 45 Mtpa de capacidad de regasificación agregada durante 2017, ocurrieron la mayor parte durante enero de 2017. Las adiciones clave realizadas durante el segundo semestre de 2017 fueron todas en Asia, incluidos Pakistán, Tailandia y Malasia. Por primera vez en diez años, ningún mercado nuevo agregó capacidad de regasificación a gran escala durante el 2017. A pesar de este resultado a marzo 2018 hay 87.7 Mtpa adicionales de capacidad de regasificación en construcción. Esto incluye la capacidad en varios mercados nuevos, como Bahrein, Bangladesh, Panamá, Filipinas y Rusia así como 37.7 Mtpa de capacidad a ser construido durante 2018, gran parte en China

Junto con el rápido aumento en la capacidad de licuefacción que se espera hasta fines de la década, se espera que se construya una capacidad adicional de regasificación. Las adiciones se realizarán tanto en mercados maduros que experimenten una mayor demanda de gas, como en nuevos mercados donde los gobiernos han desarrollado gas.

IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

Los principales países importadores de GNL se muestran a continuación:

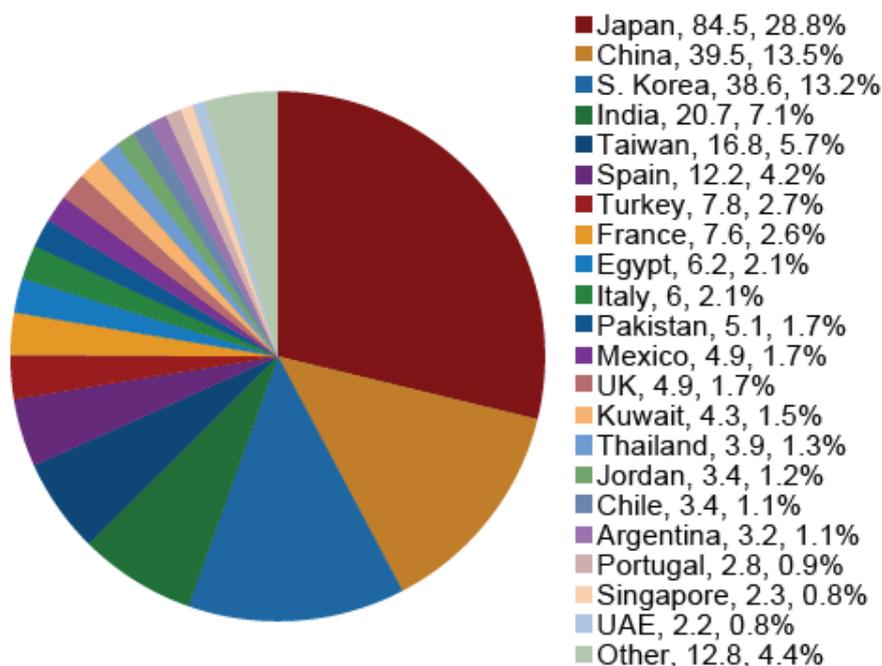


Figura 8: Principales Países importadores de GNL - 2017 (Mtpa/%)

Asia Pacífico siguió siendo la mayor región importadora en 2017, representando el 50,3% de la oferta mundial. Este es el cuarto año consecutivo de disminución de la participación de mercado para la region Asia Pacifico, que refleja en gran medida el aumento de las importaciones en Asia, liderado por China, y la recuperación de las importaciones europeas. La demanda en Asia-Pacífico sigue siendo liderada por Japón (84.5 MTPA), seguida por Corea del Sur (38.6 MTPA). Al igual que en 2016, Asia y el Pacífico recibieron una mayor cantidad de GNL por parte de suministro regional, lo que provocó que el comercio intrarregional volviera a aumentar a 83.9 MTPA en 2017 frente a los 76.5 MTPA en 2016.

Asia durante el 2017, registro el mayor incremento por región (16.7 MTPA) para alcanzar 65.3 MTPA. China (+12.7 MTPA), Pakistán (+2.4 MTPA) e India (+1.5 MTPA) fueron los principales países que generaron este mayor incremento. Es probable que estos tres países continúen con importaciones crecientes durante 2018. Además Bangladesh, como Nuevo mercado, recibirá sus primeras cargas durante 2018. La región fue abastecida tanto por Medio Oriente como Asia Pacífico, pero esta última representa el 83% del suministro.

La capacidad de regasificación por país se muestra en la Fig. 9.

IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

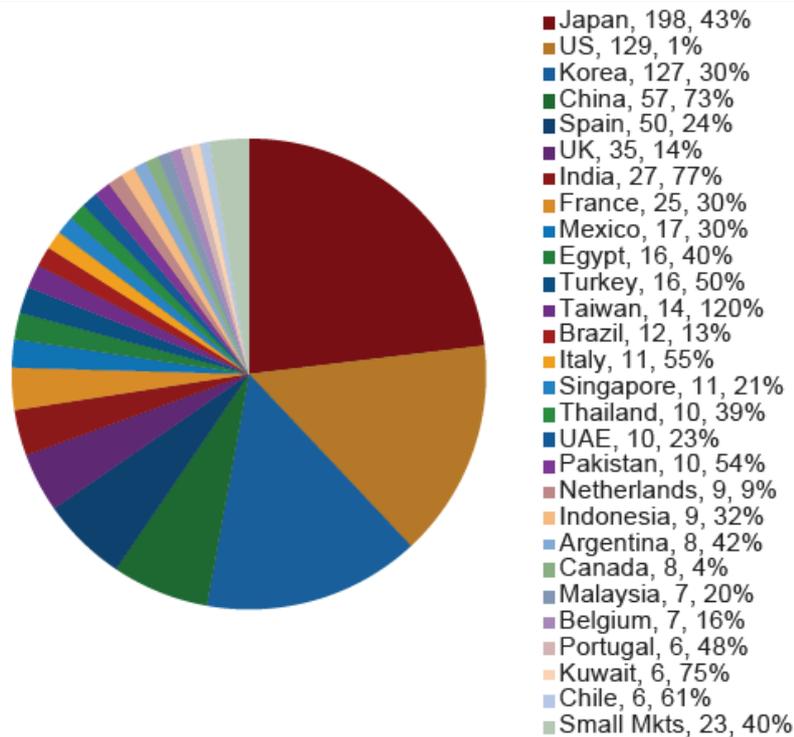


Figura 9: Capacidad de Regasificación y Porcentaje de Utilización (3/2018) Fuente: IGU 2018 (Mtpa/%).