



## **LA INFLUENCIA DEL TRADING DE GNL EN EL MERCADO DEL SHIPPING**

Rodrigo López Sacristán

Tutor: Gabriel González Laguna

Máster en Negocio y Derecho Marítimo

Promoción 2015-2016

# ÍNDICE - IMPACTO DEL TRADING DE GNL EN EL MERCADO DEL SHIPPING

## 1. Introducción

## 2. **CAPITULO I:** PASADO - Orígenes del trading de GNL

### 1. El GN – Visión de conjunto, reservas, productores y consumidores

- Líderes del sector
  - Exportadores
  - Importadores

### 2. La comercialización desde sus orígenes.

- Mercado Back to Back – Contratos a largo plazo
- El trading de excedentes (a partir de 2009) – las re-exportaciones
- Mercados Spot y hubs de gas.

## 3. **CAPITULO II:** PRESENTE – Shipping y Trading, la actualidad del mercado de GNL

### 1. Flota mundial y principales rutas de GNL

### 2. Correlación Mercado de GNL – Shipping de GNL (Situación actual y previsiones de futuro)

- Mercado de GNL
- Shipping de GNL

### 3. Negociación con cargas – Pricing

- Antecedentes
- Fijación de precios de GN
- Evolución de los precios del GNL
- Visión general y perspectivas de futuro

### 4. Afección real del Trader en el actual mercado de fletes.

- El mercado de fletes
  - Evolución del mercado
  - Índice de fletes
    - Tc<sub>p</sub>
    - Spot

### 5. La optimización del transporte marítimo

- Modelo cálculo de costes de viaje (Excel – RLS)

#### 4. **CAPITULO III: FUTURO - Adaptación en un mercado con sobreproducción.**

Nuevos desafíos.

##### 1. La Geopolítica como oportunidad de negocio.

- Inversiones post 2020
- El futuro del GNL
  - En la balanza energética
  - El futuro de la demanda
- Crecimiento de GNL en mercados no convencionales
- El GNL una industria global en un mundo globalizado
- Afección de las trading houses.

##### 2. Optimización del mercado marítimo – Impacto nuevos motores MEGI y DFDE

- Comparativa de motores
- Afección real de los nuevos motores tipo MEGI

##### 3. Nuevas rutas marítimas

- Impacto del terrorismo y la piratería
- Diferencia entre actos de terrorismo y actos de piratería

##### 4. Alternativas ante la previsión de excedentes

- SSLNG y Bunkering de GNL (Aspectos regulativos)
- Nuevos mercados y aprovechamiento de unidades FSRU
  - Beneficios FSRU
  - El mercado de las FSRU
  - FSRU vs Planta regasificación onshore
  - La flota mundial de FSRU
  - Proyectos de FSRU

#### 5. **Conclusiones**

#### 6. **Bibliografía**

# Introducción

El peso de los traders en el mercado del LNG es cada vez mayor y en consecuencia su influencia en el transporte marítimo del mismo.

Durante los últimos años hemos visto un incremento de la presencia de los trader en el panorama del shipping de GNL debido, tanto al incremento de producto disponible, como al mayor número de buques donde cargarlo.

De acuerdo con un reciente estudio de Poten & Partners, las casas de trading realizaron el 36% de los 275 cierres tanto de viajes en spot como de fletamentos por periodos cortos de buques metaneros durante el 2016.

En atención a la información proporcionada por brokers del sector, casas como Glencore, Trafigura, Vitol y Gunvor están jugando un papel cada vez más importante en el mercado. Y no se trata de nuevas incorporaciones al sector, si no que algunos traders como Vitol llevan trabajando en el mercado de GNL desde hace bastantes años, y mientras tanto, otros que ya lo habían intentado en el pasado y habían desistido dadas las restricciones que encontraban por la concentración de los grandes jugadores que acaparaban las cargas y buques en mercado, han vuelto a reconstruir sus equipos.

Hace tan solo dos años, los traders de GNL acaparaban únicamente entre el 3% y el 5% del volumen total de GNL comercializado, sin embargo, como estamos viendo esos volúmenes han crecido y se espera que esta tendencia continúe al menos durante los próximos 5 años.

El último año tan solo Trafigura, de acuerdo con el resumen anual de la compañía, comercializó 6.2 millones de toneladas de GNL, lo que supone un incremento de más del doble de tonelada respecto al año anterior. Glencore por su parte está comercializando alrededor de 4 millones de toneladas al año (mtpa).

Si bien las 'Trading houses' son reticentes a hablar de sus operaciones, planes y perspectivas de mercado, podemos detectar ciertos factores, como son la expansión de la flota, la prevalencia de fletes bajos, el crecimiento de oportunidades de comercio entre áreas relativamente más cercanas que dan pie a viajes más cortos, los nuevos volúmenes procedentes de EEUU y Australia, así como los acuerdos y oportunidades a la vista tras la construcción de un mayor número de buques en especulación, que hacen prever un incremento del peso de estos aún mayor en un futuro cercano, ya que todos estos

factores contribuyen a la liquidez del mercado y cargamentos más accesibles para los mismos.

Así mismo es destacable el sentimiento generalizado entre los traders de que la actual liquidez en el mercado de LNG va a ser duradera, y salvo acontecimientos inesperados no se prevé un cambio en estas perspectivas.

Los grandes tenders de importación, que en su momento parecían acotados a los grandes 'majors' propietarios de pozos de extracción, están siendo invadidos por traders dispuestos a gestionar los riesgos para ser más competitivos.

Las perspectivas de futuro de un incremento de 200 mtpa de nuevo LNG que se esperan para el 2020 y que representan un significativo aumento en la oferta, sin duda provocarán el surgimiento de nuevos jugadores con vistas a las oportunidades y a los nuevos mercados, con sus más que probables nuevos compradores.

Igualmente destacable es que si bien es cierto que los traders desde un primer momento se han alejado de la posibilidad de ser fletadores a largo plazo de buques, se aprecia un resurgido interés de los mismos por los nuevos tipos infraestructuras, incluyendo buques FSRU, que pueden ofrecerles una mayor versatilidad a la hora de ofrecer sus servicios, aprovechándose de la liquidez a la hora de hacer factibles nuevos cargamentos y en consecuencia nuevos consumidores.

Al respecto, en la actualidad existen muchos ejemplos de FSRUs que se han utilizado para la apertura de nuevos mercados durante los últimos años, como son los casos de Egipto, Paquistán y Lituania entre otros. Así como otros muchos proyectos en mercados emergentes como son los de Sur África, Costa de Marfil, Ghana, Myanmar y Bangladesh que en la actualidad están estudiando esta posibilidad para ser usados como unidades de regasificación.

El sector de los FSRU está madurando, apreciándose una tendencia a equipararse al mercado de los buques metaneros con periodos de fletamento que se han visto reducidos desde los 15 años originales a los 5 vistos en Egipto o incluso a periodos anuales que se están discutiendo en la actualidad.

Es por tanto, esta fascinante perspectiva, lo que a mi parecer hace interesante el objeto de este trabajo que no es otro que el hecho de estudiar no solo el papel actual de los traders en el mercado de LNG, si no la evolución y lo que podemos esperar de los mismos en el futuro inmediato, que sin duda será determinante para la industria.

# CAPITULO I – Orígenes del Trading de GNL

## 1. EL GAS NATURAL: VISION DE CONJUNTO, PRODUCTORES E IMPORTADORES.

*El gas natural* es una fuente de energía no renovable formada por una mezcla de gases ligeros que se encuentra frecuentemente en yacimientos de petróleo, disuelto o asociado con el petróleo o en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se saca, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 o 95%., es una fuente de energía versátil que puede ser utilizada en ámbitos muy variados. Aplicaciones domésticas, comerciales e industriales en la producción de calefacción y calor junto con la generación de electricidad son sus principales usos tradicionales y así como carburante en transporte.<sup>1</sup>

El Gas Natural se ha convertido en una de las principales fuentes de abastecimiento energético, estimándose que a día de hoy, se trata de la tercera fuente más utilizada tras el Petróleo y el carbón. Si además tenemos en cuenta que ambas fuentes son bastante más contaminantes que el gas natural, junto a legislaciones cada vez más restrictivas en este aspecto, cabe hacerse una idea de la importancia que el gas natural adquirirá.

Las reservas mundiales de GN están concentradas en su mayoría en Oriente Medio con aproximadamente el 40% de las reservas mundiales y en Europa Oriental y antigua Unión Soviética con aproximadamente el 34%.

Reservas probadas en 2016 en el mundo:

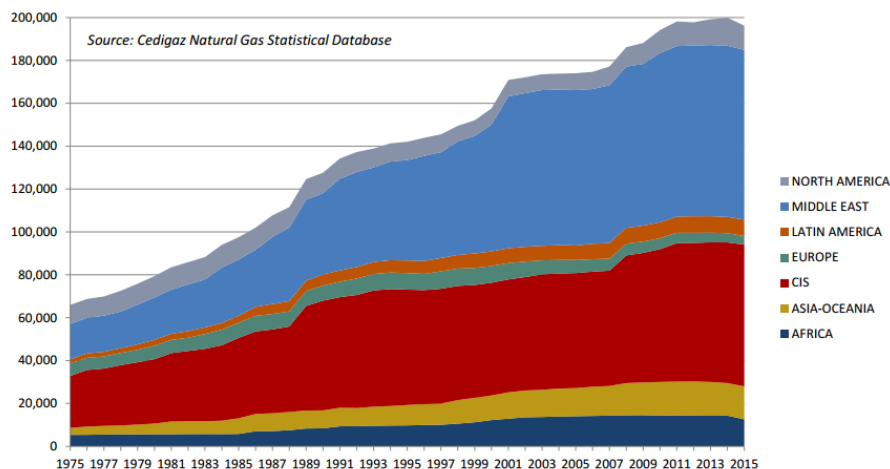


Ilustración 1- Fuente: Cedigaz – Gas Natural in the world 2016

<sup>1</sup> Definición de gas natural, COTS DE LA NATIVIDAD, Carlos <<El mercado de gas Natural>>, Gas Natural Comercializadora

En producción por países, en la actualidad es EEUU es el país que se sitúa a la cabeza, seguido a cierta distancia de Rusia.

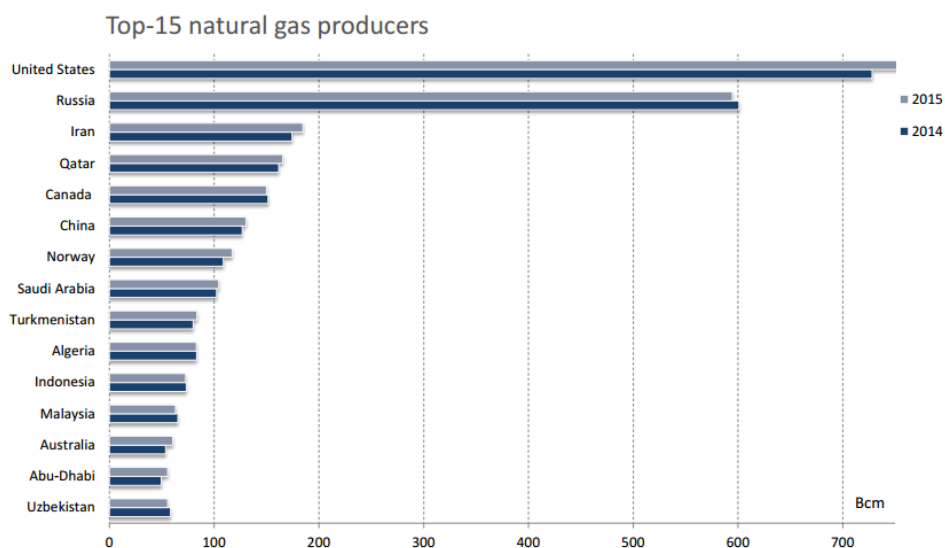


Ilustración 2 - Fuente: Cedigaz – Gas Natural in the world 2016.

- Principales productores y consumidores.

Como mencionábamos anteriormente, las reservas mundiales están principalmente concentradas en Oriente medio, siendo los países miembros de la OPEC quienes controlan aproximadamente el 50% de estas.

La producción creció durante el 2015 un 1,6% respecto al año anterior, lo cual, si bien supone un ligero incremento, sigue estando por debajo de la media de los últimos 10 años que asciende al 2,2%, esta progresiva disminución en la oferta, viene determinada por el descenso en la demanda que se vio reducida en aproximadamente un 3.5% en el mismo año.

Así mismo la producción de gas natural no convencional (en su mayoría EEUU 90%) se vio reducida respecto años anteriores.

Todo esto junto a la incapacidad de la demanda de absorber la sobreproducción de GN ha provocado un desajuste en el mercado de gas natural internacional, produciendo un declive de los precios como veremos más adelante.<sup>2</sup>

Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, el mayor flujo de importación se centra en Europa, consumidor de aproximadamente el 43% de las importaciones de GN en el mundo seguido de la zona Asia-Oceanía con el 29%, por países Japón y Alemania son los principales importadores.

<sup>2</sup> CEDIGAZ, <<International Gas in the world 2016>>

Es clave en este punto especificar que las exportaciones e importaciones se pueden realizar tanto por gaseoducto como mediante transporte marítimo, siendo objeto de este trabajo analizar las connotaciones referentes única y exclusivamente del transporte marítimo, es importante hacer esta distinción, pues si hablamos de importaciones de Gas Natural Licuado, son los mercados consolidados de Asia (Japón – Corea – Taiwán) los se sitúan como los mayores consumidores de GNL del mundo con un consumo de aproximadamente el 60% de los embarques en 2015.

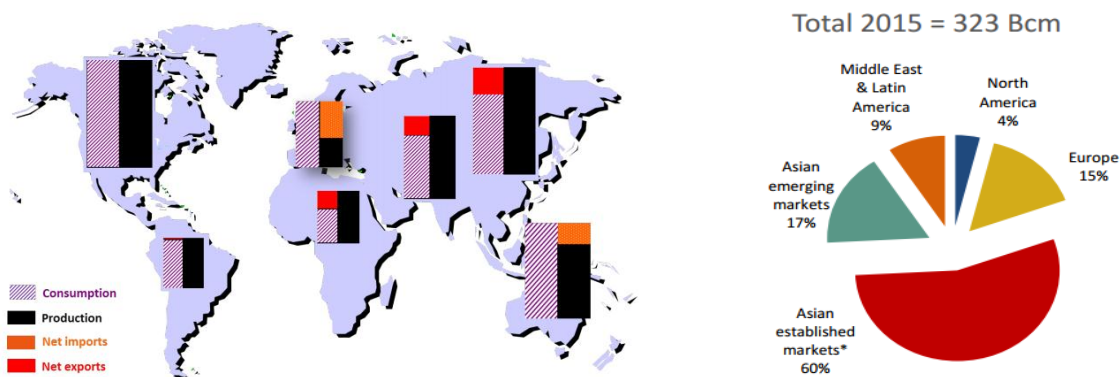


Ilustración 3 - Fuente: Cedigaz – Gas Natural in the world 2016.

La mayoría de las importaciones de GN siguen produciéndose mediante gaseoductos, ya que, en función de la distancia hasta el origen del producto, los costes de construcción son menores que los del transporte marítimo (suponiendo el GNL aproximadamente el 47% del comercio internacional frente al otro 53% comercializado mediante gaseoducto), lo que permite la amortización de los mismos durante la vigencia de los contratos.

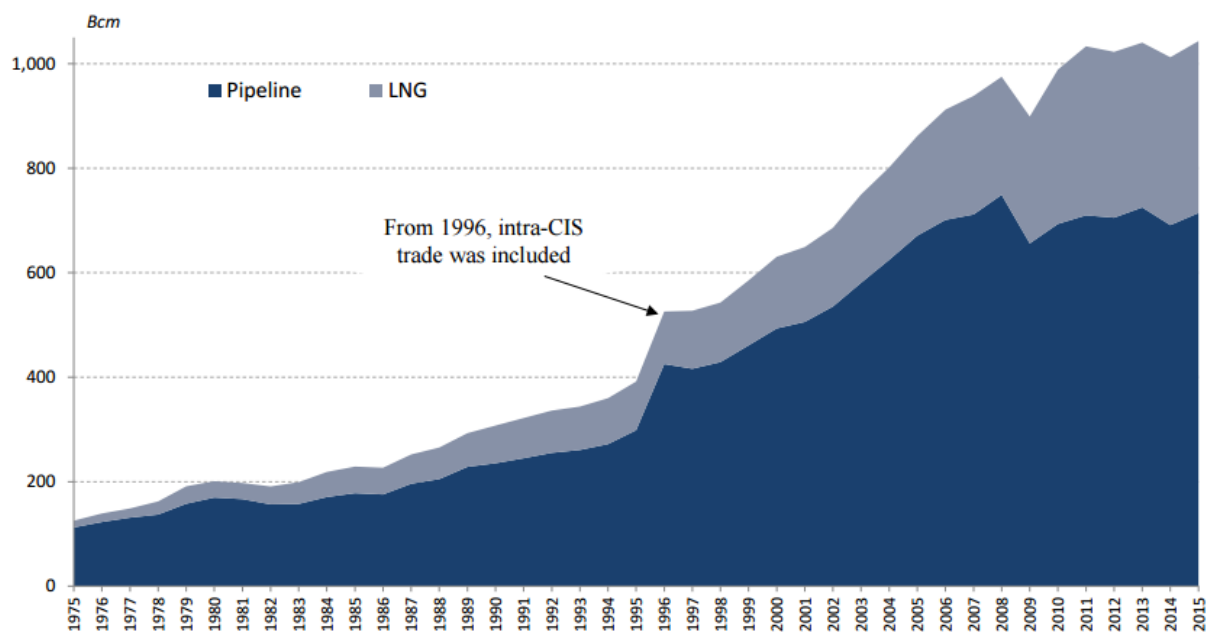


Ilustración 4- Fuente Cedigaz



Sin embargo, en atención a los últimos estudios realizados por CEDIGAZ, las perspectivas a futuro es que las importaciones de GNL se vean amplificadas llegando 2035 a superar a las efectuadas mediante gaseoducto tal y como se refleja el gráfico siguiente:

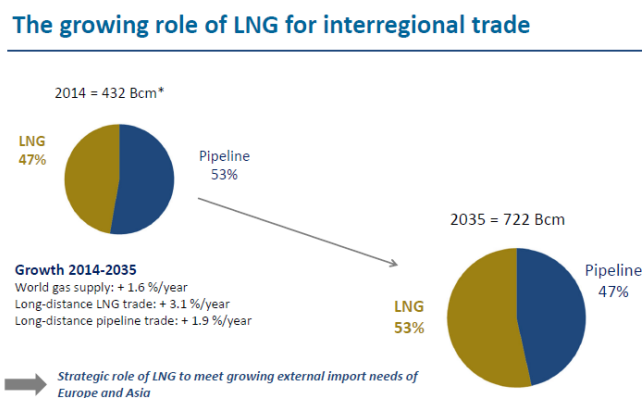


Ilustración 5 - Fuente: Poten & Partners

Este cambio en la tendencia viene dado por un lado por la mejora en las instalaciones de regasificación así como en el aumento de cantidad de las mismas, y nuevas infraestructuras (incluyendo en este punto las FSRUs), así como la más que probable proliferación de nuevos mercados para los que la importación mediante gaseoductos no sea posible al menos en una primera etapa.

El siguiente gráfico, nos sirve para tomar una idea de más clara de los puntos de origen del gas (productores) y los de consumo. En el mismo, podemos observar los principales movimientos de GN y GNL en el mundo durante el 2015:

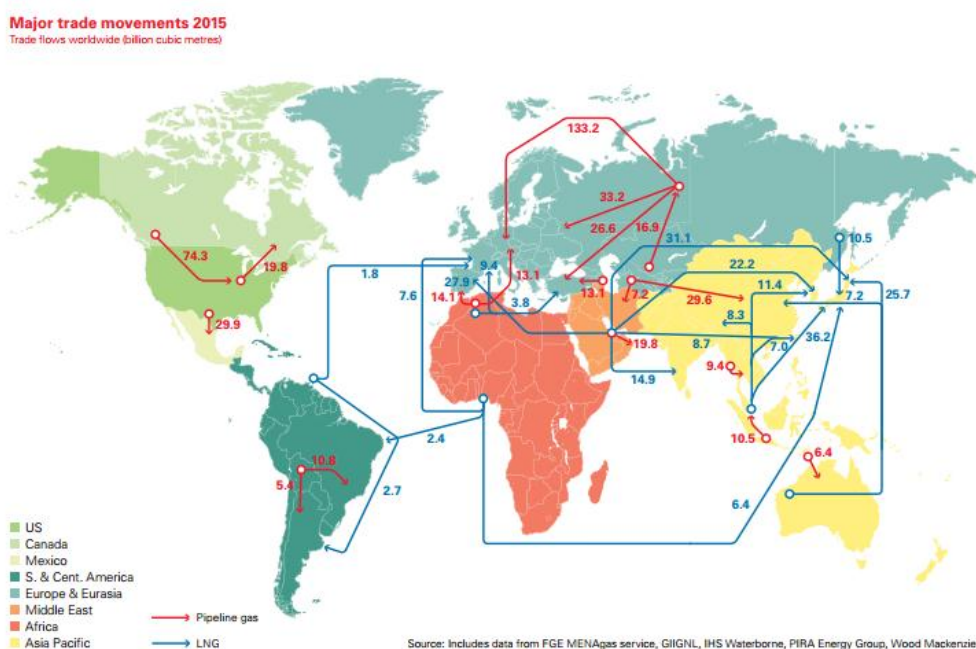


Ilustración 6 - BP Statistical Review of world energy 2016.

Como conclusión a esta pequeña introducción al gas natural, parece importante terminar destacando los siguientes puntos referentes a la importancia de esta fuente de energía para la sustitución de fuentes de energía más contaminantes, en un futuro próximo:

- Los roles del gas y las energías renovables continúan expandiéndose y serán más determinantes si caben en el futuro próximo.
- En consonancia con una mayor búsqueda de eficiencia, la sustitución del petróleo y el carbón por el gas y energías renovables es la calve que permita cumplir con los retos medioambientales que estamos afrontando.
- Serán claves las políticas climáticas y energéticas que se promuevan en el futuro para avanzar en este campo.

## 2. LA COMERCIALIZACIÓN DESDE SUS ORÍGENES

- Mercado Back to Back – Contratos a largo plazo

Tras esta pequeña introducción respecto al gas natural, su producción y consumo en el mundo, cabe concentrarse en la comercialización del mismo, siendo este el objeto de análisis de este trabajo, así como las implicaciones que tiene en el transporte marítimo.

La evolución del comercio internacional del GNL:

EVOLUCIÓN DEL COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

AÑO	TOTAL		GASODUCTOS (1)G		NL	
	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	%S/Producción	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	%S/Total	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	%S/Total
1970	45,7	4,4	43,0	94,1	2,7	5,9
1980	201,0	13,2	169,6	84,4	31,3	15,6
1990	307,4	15,3	235,3	76,5	72,1	23,5
1995	391,7	18,1	298,5	76,2	93,2	23,8
2000	630,5	25,8	492,8	78,2	137,7	21,8
2005	861,7	30,6	672,8	78,1	188,9	21,9
2009(2)	901,3	30,1	658,5	73,1	242,8	26,9
2010	988,0	30,7	692,5	70,1	295,5	29,9
2011	1.032,0	32,1	708,5	68,7	323,5	31,3
2012	1.026,2	31,9	708,8	69,1	317,4	30,9

(1) Desde el 2000, incluye comercio entre países antigua URSS.

(2) Desde 2009 se incluyen reexportaciones.

Fuente: Cedigaz

El gas natural licuado (GNL) ha experimentado desarrollos notables en cuanto a comercialización y capacidad de exportación en un lapso de solo 50 años.

Podríamos decir que en una primera fase, en la que el mercado estaba regulado por grandes monopolios estatales, la compra-venta que se realizó mediante contratos a largo

plazo, con una duración de entre 20 y 25 años, entre las grandes compañías nacionales que estaban garantizadas por el estado y las grandes compañías productoras. Algunos de estos contratos continúan a día de hoy en vigor, siendo en general muy restrictivos, con cláusulas de take or pay y de destino, lo que a priori imposibilitaba el desvío de las cargas a otros mercados.

Estos contratos han sido decisivos para asegurar el capital necesario para la creación de los activos que son muy costosos y perdurables.

Dada la extensión de los contratos, los precios generalmente van indexados a la evolución del petróleo o sus derivados y con fórmulas de revisión al paso de un determinado número de años, que permiten ajustar los mismos al estado del mercado en cada momento. Esto es debido a que en una primera etapa el GNL competía con el petróleo como combustible. Lo que hizo que se convirtiera en algo natural el uso de los precios del petróleo para determinar los precios en los contratos de GNL (a veces incrementados por cláusulas de apertura).

Si bien, la aplicación de los precios se computa generalmente de forma mensual, con objeto de evitar grandes oscilaciones producidas en el mercado spot del petróleo los periodos de referencia suelen ser de entre tres y nueve meses.

La indexación a los precios del petróleo ha supuesto un problema dada la segmentación de ambos mercados, mientras que el petróleo se ha transformado paulatinamente en un combustible usado mayoritariamente para el transporte, el GNL es un combustible que se utiliza para la generación eléctrica, además mientras que la producción de petróleo se ha estancado, la producción de gas, especialmente en Norte América ha aumentado drásticamente. Esto ha provocado que los precios de uno y otro productos se desvinculen provocando grandes tensiones entre los compradores y los vendedores en contratos relacionados con el petróleo cuando los valores y los precios de los contratos difieren sustancialmente y una de las partes tiene grandes incentivos para reclamar una revisión del contrato.

Volviendo sobre los contratos de suministro a largo plazo, son dos los principales objetivos que justifican la aparición de estos contratos, por un lado, se pretende garantizar el suministro base necesario de los países importadores y por otro lado, se garantiza un flujo de entrada de dinero suficiente que justifique el elevado gasto que suponen los proyectos de extracción y transporte de gas, ya sea bien a través de gaseoductos o bien a través del mercado de transporte marítimo que implica la licuefacción, transporte y regasificación.

La gran ventaja de este tipo de contratos es la división del riesgo, mientras por un lado, el productor asume el riesgo inherente a un precio indexado, el importador asume un riesgo al aceptar un mínimo de consumo (generalmente anual).

A día de hoy si bien la extensión de los contratos se ha reducido, podríamos decir que aproximadamente al menos el 80% del suministro de muchos de los grandes importadores sigue supeditado a este tipo de contratos indexados y de una duración medianamente prolongada., sin embargo, la tendencia es a su desaparición por los diferentes motivos que explicamos en los siguientes párrafos.

En primer lugar, preocupa que mientras que los consumidores se han multiplicado por diez, y aunque el número de productores también ha aumentado, lo ha hecho en menor medida, lo que favorece su posición en el mercado. Se ha pasado de monopolios naturales en la compra y oligopolio en la venta, donde las relaciones eran de pocos con pocos, a un cambio tras la liberalización, donde aparecen muchos en la compra y los mismos en la producción (relación muchos–pocos). Esto evidentemente hace perder capacidad negociadora a los comercializadores.

Adicionalmente, este cambio de tendencia viene dado por el gran crecimiento acontecido por los productores, estos ya no necesitan contratos a largo plazo para obtener rentas suficientes como para que la gran inversión que supone la extracción sea rentable.

- El trading de excedentes (A partir del 2009) – las re-exportaciones

A partir del 2009, surge un nuevo fenómeno comercial, el aumento de los precios del GNL en el mercado asiático junto con la caída de los precios del petróleo, provocaron que resultase interesante comercialmente, re-exportar las cargas adquiridas hacia estos mercados, debido a que el coste del transporte marítimo eran inferiores al precio del producto en el destino final, generando una oportunidad de beneficio.

Este hecho ayudo crear un incremento sustancial en la demanda de transporte, ya que los buques gaseros encontraban trabajo en ambas direcciones, primero en las exportaciones hasta Europa y luego en las re-exportaciones hacia Asia.

En este sentido España y compañías como Gas Natural Fenosa han cumplido un papel fundamental, siendo en muchos sentidos pioneros en este tipo de trading de excedentes y en algunos momentos llegando a copar hasta el 60% de todas las exportaciones que se producían en el mundo.

En la actualidad este tipo de re-exportaciones siguen existiendo, si bien se han visto afectadas al haberse debilitado la demanda asiática, provocando que la diferencia de precios del GNL entre Asia y Europa ha disminuido considerablemente, la disminución de la demanda interna de GNL ha provocado que se mantenga una constante de re-exportaciones, ya que, recordemos muchos de los contratos a largo plazo existentes con los productores incluyen cláusulas de ‘take or pay’, que imposibilitan renunciar a las mismas y aumenta la necesidad del shipping.

Empieza aquí a vislumbrarse la importancia del trading como solución a la vez que oportunidad, pues si bien en ciertos momentos es necesario recolocar excedentes de cargas en otros momentos el beneficio de renegociar una carga puede ser muy substancioso.

Por otro lado, vemos aquí también la primera afección real registrada por el trading al transporte marítimo, desde la aparición de las re-exportaciones, el uso de buques gaseros incremento exponencialmente a este negocio, se redujeron tiempos muertos y se consiguió reducir las millas en lastre, en definitiva, se dio un paso hacia la optimización del transporte.

En Marzo de 2011, sucede el desastre de Fukushima, que genera que las re-exportaciones empiecen a ser realmente competitivas.

- Mercado Spot y Hubs de gas – el trading comercial

El cambio de mercados regulados a liberalizados ha supuesto la creación de Mercados OTC y Mercados Organizados. Que podemos definir como:

- Los mercados OTC (Over the counter) son acuerdos bilaterales de entrega de gas a un precio determinado, para los que las compra-ventas asociadas se realizan en los mercados físicos o virtuales Los Hubs. Existen mercados OTC Spot y OTC Forward, dependiendo de para cuando se realice la entrega del gas. La información de precios es confidencial y tan solo las partes tienen acceso a la misma.
- Los mercados organizados son plataformas independientes donde se pueden encontrar diferentes productos a un precio determinado, entre ellos el GNL.

Para la existencia de estos mercados es necesaria la proliferación de hubs de gas que permitan el trading físico del gas, que permitan atender las necesidades operativas de los agentes parte en el mercado.

El concepto de “hub de gas” hace referencia a una ubicación ya sea física o virtual, en la que se dan cita una serie de agentes (transportistas, traders, consumidores...) para intercambiar productos o servicios. Al respecto podemos hacer la siguiente diferenciación:

- <<Físico: son lugares físicos en los que varios gasoductos están interconectados, lo que permite trasvasar el gas de un gasoducto a otro. Los hubs físicos pueden tener interconectadas instalaciones separadas de almacenamiento y tratamiento de gas. El operador meramente trasiega el gas del cliente. Los hubs físicos suelen estar emplazados en zonas de suministro, donde se reciben importantes volúmenes de gas y se encauzan hacia los mercados, con poca o ninguna actividad bidireccional. Un ejemplo de hub físico es el existente en Bélgica, el Zeebrugge Hub.
- Virtual: los hub virtuales representan una zona de balance y pueden funcionar casi independientemente de las instalaciones físicas, aunque en determinados momentos es posible que usen dichas infraestructuras para incrementar sus operaciones y servicios. Estos hubs virtuales facilitan la formalización de acuerdos de transporte desde las zonas de suministro hasta los puntos de entrega especificados por los clientes. Estos hubs también proporcionan una localización, o “mercado”, donde los transportistas de gas y traders pueden comprar y vender capacidad de transporte y el propio gas. Un ejemplo de hub virtual es el existente en Reino Unido, en el National Balancing Point (NBP)>><sup>3</sup>

Los principales hubs de gas europeos son:

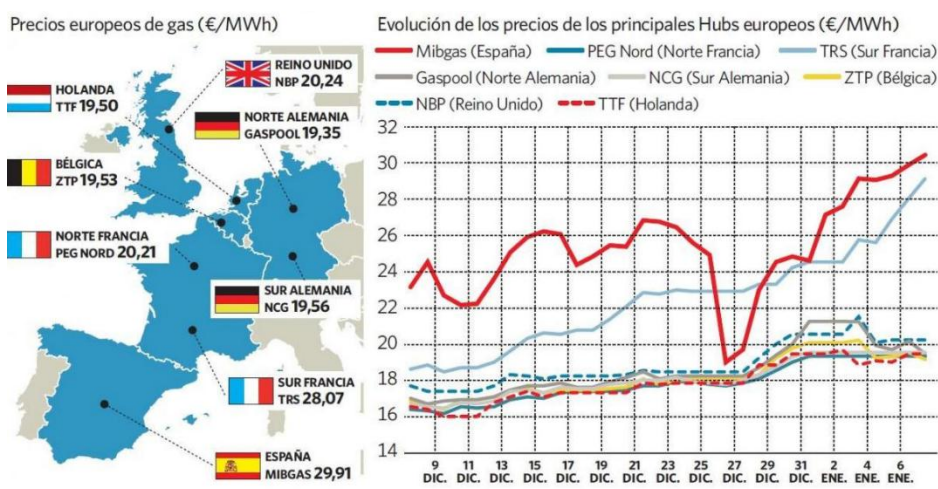


Ilustración 7 – Principales Hubs Gas Europa 01.2017 – <http://www.voltium.es>

<sup>3</sup> Energía y sociedad: Las claves del sector energético – Los hubs de gas en Europa

Por su parte, en EEUU cuentan con el Henry Hub, tratándose del mercado spot y de futuros más importante.

Para la aparición de un hub del tipo que sea, se deberían de dar una serie de factores determinantes como son:

- La interconexión física con otros mercados.
- Disponibilidad de almacenamientos bien conectados con el hub

A este tipo de comercio con el gas es lo que denominamos trading, que entre otras ventajas aporta las siguientes:

- Aumentar la liquidez
- Aumenta diversidad de orígenes del gas
- Aprovecha las oportunidades de arbitraje (permitiendo a través de la optimización del negocio marítimo obtener una ventaja competitiva).
- Contribuir a optimizar el uso de las infraestructuras existentes

Una vez que el trading en un hub se desarrolla hasta convertirse en un mercado líquido es cuando surgen los mercados spot y de futuros.

La principal ventaja de estos mercados es que permiten desvincular el precio del gas del el del petróleo.

## CAPITULO II – El trading comercial

### 1. FLOTA MUNDIAL Y PRINCIPALES RUTAS GNL

En el capítulo anterior hacíamos mención a los principales productores y consumidores de gas natural, por el contrario, en este capítulo nos centraremos en el gas natural licuado por ser este el que afecta al transporte marítimo.

Lo que se pretende en este apartado es en primer lugar, dar una visión al lector del estado de la flota mundial, para posteriormente analizar las diferentes rutas del GNL, tanto las tradicionales como aquellas de más reciente incorporación.

La flota mundial de buques de GNL en este momento, está compuesta por unos 450 buques, (excluyendo buques con capacidad de menos de 65.000m<sup>3</sup> y FLNG), y con una edad media de 11 años.

La flota a 2016 de GNL, en atención a sus características principales, la podemos clasificar por tipos de tanque y por tipo de propulsión:

- Por tipo de tanques, tan solo entre el 22% y el 27% de la flota es tipo Moss frente a un 73-75% de tanque de membrana.
- Por tipo de propulsión, la mayoría es repartida entre buques de motores de turbina (50%) y motores duales, mientras que apenas se están empezando a producir buques con motores Megi de nueva generación, aunque evidentemente la tendencia a futuro es completmanete contraria.

#### LNG Fleet by Propulsion Type

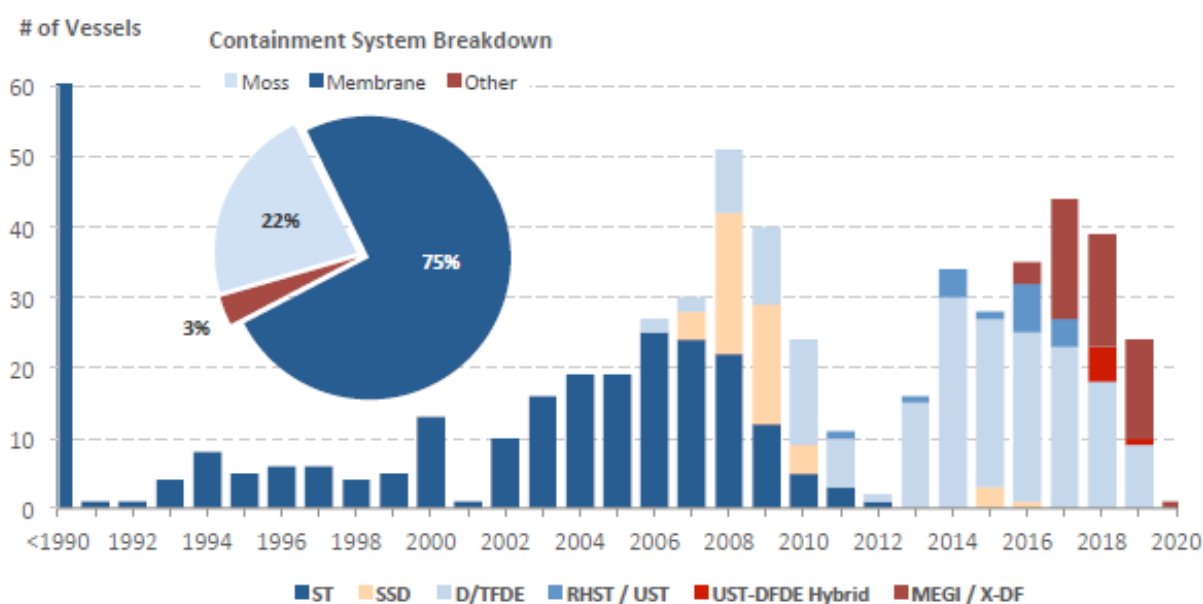


Ilustración 8 - Fuente: Poten & Partners LNG market Report



Propulsion Type	Fuel Consumption (tonnes/day)	Average vessel capacity	Typical Age
Steam	175	<150,000	>10
DFDE/TFDE	130	150,000-180,000	<10
ME-GI	110	150,000-180,000	<1

Ilustración 9- The IGU LNG report 2017

Tal y como podemos observar en el gráfico inferior, la flota está compuesta por buques desde los 65.000m<sup>3</sup> hasta 266.000m<sup>3</sup>. Un 6% de la flota esta parada y sin actividad, lo cual, considerando que se trata una flota relativamente reducida comparada con otras como es por ejemplo la de transporte de crudo, no deja de ser muy significativo.

Por último, no podemos dejar de destacar el número de FSRU/FSU, pues en este momento ya alcanza el 6% de la flota mundial, más adelante analizaremos en profundidad estas unidades, pues sin duda serán instrumentos fundamentales en la creación de posibles nuevos mercados en el futuro.

Existing Fleet	# of Vessels	% of Fleet	Average Age
185 -266,000 m <sup>3</sup>	45	15%	8 Yrs
167- 185,000 m <sup>3</sup>	56	14%	2 Yrs
150 - 167,500 m <sup>3</sup>	115	26%	5 Yrs
130-150,000 m <sup>3</sup>	185	37%	13 Yrs
65-130,000 m <sup>3</sup>	49	8%	30 Yrs
<b>Total</b>	<b>450</b>		<b>11 Yrs</b>
(Of which Laid up)	29	6%	29 Yrs
(Of which FSRU/FSUs)	29	6%	14 Yrs

Ilustración 10 - Fuente Lng Shipping Market (Poten & Partners)

La cartera de pedidos se situaba en febrero de 2017 en 116 buques, con entregas entre 2017 y 2022, aunque prácticamente el 50% serán entregados durante el presente año. Este alto número de pedidos no contribuirá a mejorar este mercado, en la actualidad existe un elevado número de buques, que no se corresponden con la demanda de lo mismo, creando una situación de inestabilidad que ha generado una caída en los fletes.

Especialmente significativo es que de los 116 buques en cartera 106 son construidos con un contrato a sus espaldas, lo que nos da una idea del carácter poco especulativos de los armadores en este sector, entendemos que motivado por la gran inversión en capital que requiere la construcción de un buque metanero. Sin embargo es importante destacar que esta tendencia está cambiando y cada vez son más los armadores que se atreven a construir en especulación este tipo de buques.

## 2. Orderbook

- Number of vessels: 116
- Uncommitted on order: 9 (7 LNGCs, 2 FSRUs)
- Committed on order: 106 (99 LNGCs, 6 FSRUs, 1 FSU)

Orderbook	# of Vessels	% of Orderbook
185-266,000 m <sup>3</sup>	1	1%
167- 185,000m <sup>3</sup>	97	84%
150- 167,500m <sup>3</sup>	18	14%
<b>Total</b>	<b>116</b>	
(Of which FSRU/FSUs)	9	8%

## LNG Orderbook

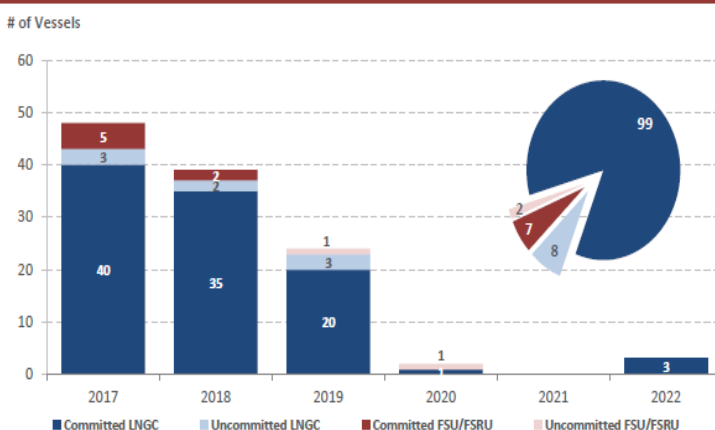


Ilustración 11 - Poten & Partners

Al igual que pasa con las nuevas construcciones, la flota existente de LNG carriers está prácticamente en su totalidad bajo contratos o comprometidas con rutas de trading dejando un reducido número de buques disponibles para el mercado spot:

De los 450 buques existentes, 362 están actualmente comprometidos con fletadores y en principio no disponibles en el mercado, salvo por dos excepciones:

7. En primer lugar, en algunas ocasiones estos buques aparecen en mercado spot, para ventanas relativamente cortas, que permite a los fletadores optimizar sus costes de transporte e incluso generar beneficio evitando grandes lastradas sin carga e incluso cubrir periodos en los que sus demandas internas de transporte no son tan elevadas.
8. Aproximadamente, el 8% de estos buques, estaría disponible para contratos a largo plazo, a pesar de estar bajo contrato con otro fletador, es decir, los operadores comerciales, considerarían subfletarlos.

La situación de los buques restantes es la siguiente:

- 29 buques son unidades FSRU/FSU que en la actualidad están en proyectos alrededor del mundo.

- 29 buques están parados en fondeaderos y requerirían de una activación para poder volver a mercado.
- 30 buques estarían en mercado, buscando empleo.

Existing LNG Fleet Overview – January 2017

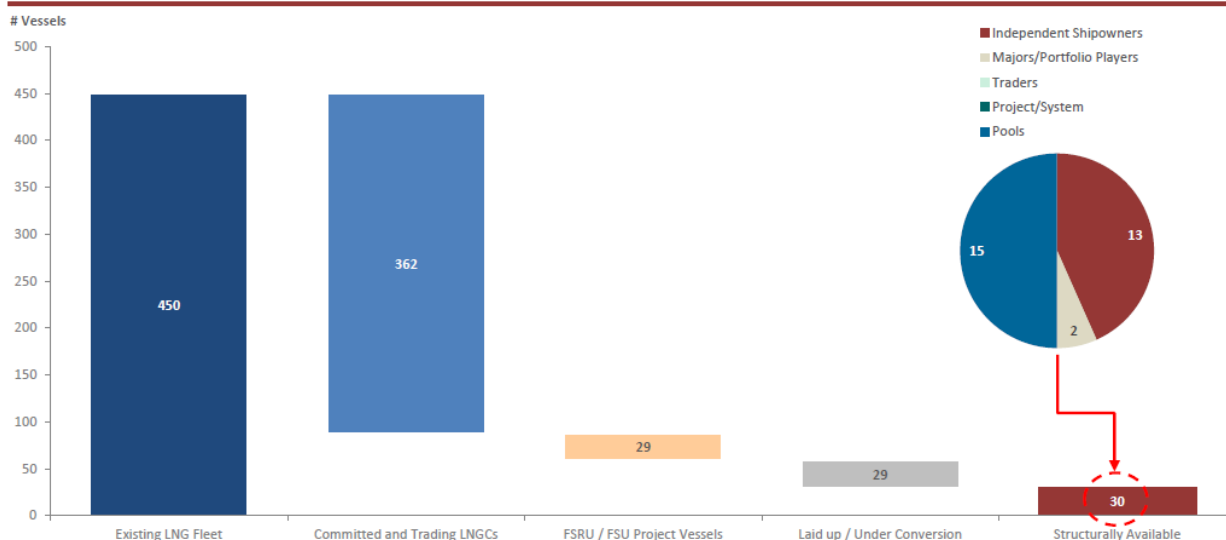


Ilustración 12 - LNG Shipping market overview - Poten & Partners

Uno de los factores que puede contribuir a una mejora en la actual situación de fletes bajos, es que se espera que parte de la flota deberá de ser reemplazada, puesto que aproximadamente el 50% de la flota existente aun cuenta con propulsión de turbina, y de este porcentaje, aproximadamente un 15% fue construida antes de los noventa.

Por último, destacar que la tendencia es que los buques sean cada vez de mayor tamaño.

Ver Anexo 1 – Flota mundial LNG carriers / FSRU / FSU 2017.05

- Las rutas del GNL

Para poder analizar las rutas del GNL, debemos de volver a hacer referencia a los productores y consumidores, pues lógicamente el intercambio entre unos y otros es lo que determinará las rutas.

Teniendo en cuenta lo anterior, podemos hablar de Orígenes y Destinos:

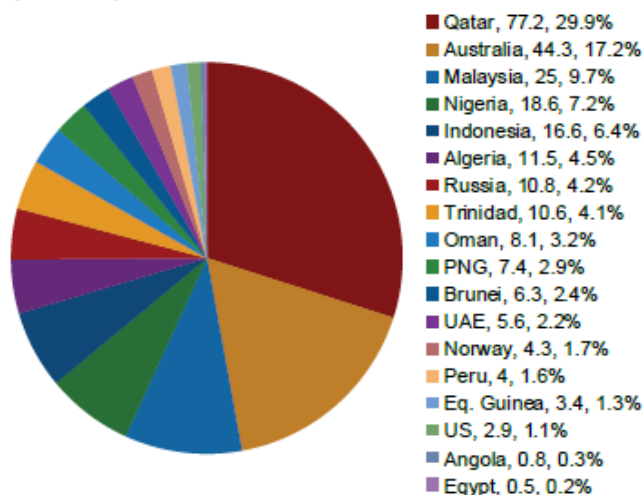
- Orígenes

En el pasado, la regla general es que el mayor número de exportaciones se originasen en Oriente Medio (por países, Qatar sigue siendo el mayor exportador de GNL), y así fue durante los años 2010 a 2015, sin embargo, recientemente este privilegio se lo ha ganado la zona Asia-Pacífico, debido en parte a la incorporación de nuevas infraestructuras de licuefacción como a disminución en las exportaciones motivadas por países como

Yemen, que sigue sin exportar desde mediados de 2015, debido a las inestabilidades internas del país.

A continuación, incluimos un gráfico donde se muestran los principales orígenes de GNL por país:

Figure 3.2: LNG Exports and Market Share by Country (in MTPA)



Note: Numbers in the legend represent total 2016 exports in MT, followed by market share. Source: IHS Markit, IGU

Ilustración 13 - World IGU LNG Report 2017

En este punto, es fundamental hacer una mención a las re-exportaciones, pues debido a las mismas, el origen de algunas rutas del GNL no coincidirá necesariamente con países productores o con reservas de GNL. Las re-exportaciones en 2016 han tenido su origen en los siguientes países: España, Bélgica, Francia, Brasil, Portugal, Holanda, Corea del Sur, India, Singapur y Reino Unido.

- Destinos

Aunque el año 2016 fue un año record de importaciones por parte de los nuevos países consumidores, que añadieron un consumo de 6.0MT (Egipto, Jordania, Pakistán, Polonia, Colombia y Jamaica), la mayor parte del crecimiento en las importaciones estuvo soportada por los grandes países consumidores, como son China e India, responsables de un incremento de 11.5MT.

La región Asia-Pacífico, continúa situándose a la cabeza de la importación mundial de GNL, acaparando el 53.6% del total de las importaciones que se producen en el mundo, si bien, esta cifra supone un descenso frente al año anterior de 1.6 MT. La demanda en esta zona continúa liderada por Japón con 83.3 MT y Corea del Sur con 33.7 MT.

Tras los años de disputa entre Europa y Asia por ser el continente con mayor número de importaciones, finalmente la balanza se ha decantado hacia Asia con un incremento total de 48.6 MT frente a las 38.1 MT de Europa.

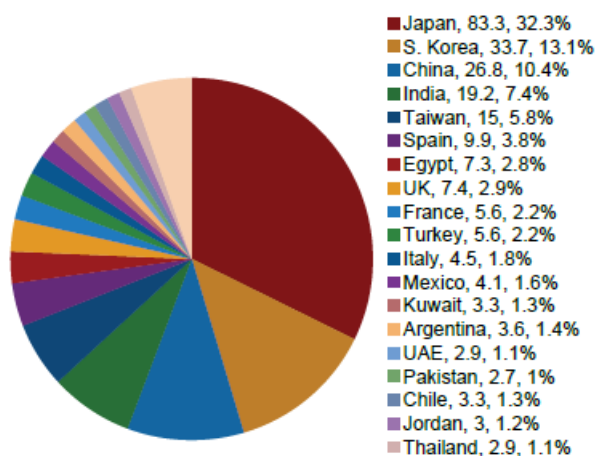
El crecimiento en Europa ha sido más evidente en países como Francia (+1.0MT) y España (+1.0MT), mientras que los países más ‘jóvenes’ en cuando a importaciones de GNL se refiere, como Lituania o Polonia, solo han visto incrementada su demanda en aproximadamente 0.7MT respecto al año anterior.

Por su parte, en el continente americano, las importaciones han vuelto a decrecer en 2016, al igual que pasaba en el 2015. Latino América ha sido la zona con mayor caída de sus importaciones principalmente por el descenso en las mismas tanto en Brasil (-4.1 MT) como en Argentina (-0.6 MT). Por su parte hemos podido apreciar un ligero incremento en Chile, supuestamente debido a la exportación por demanda de las zonas argentinas colindantes a los Andes. Cabe destacar que Latino América ha incorporado este año dos nuevos países importadores Colombia y Jamaica, sin embargo, sus importaciones tan solo han supuesto un incremento de 0.1 MT.

Oriente medio, continua con incrementos en su demanda estables con un total de 2.6 MT entre sus principales importadores (Kuwait, EAU, Israel, Jordania y sobre todo Egipto).

Por países, el mayor incremento en las importaciones se ha visto en China. Incluimos a continuación una tabla donde se muestran los principales importadores de GNL:

Figure 3.7. LNG Imports and Market Share by Country (in MTPA)



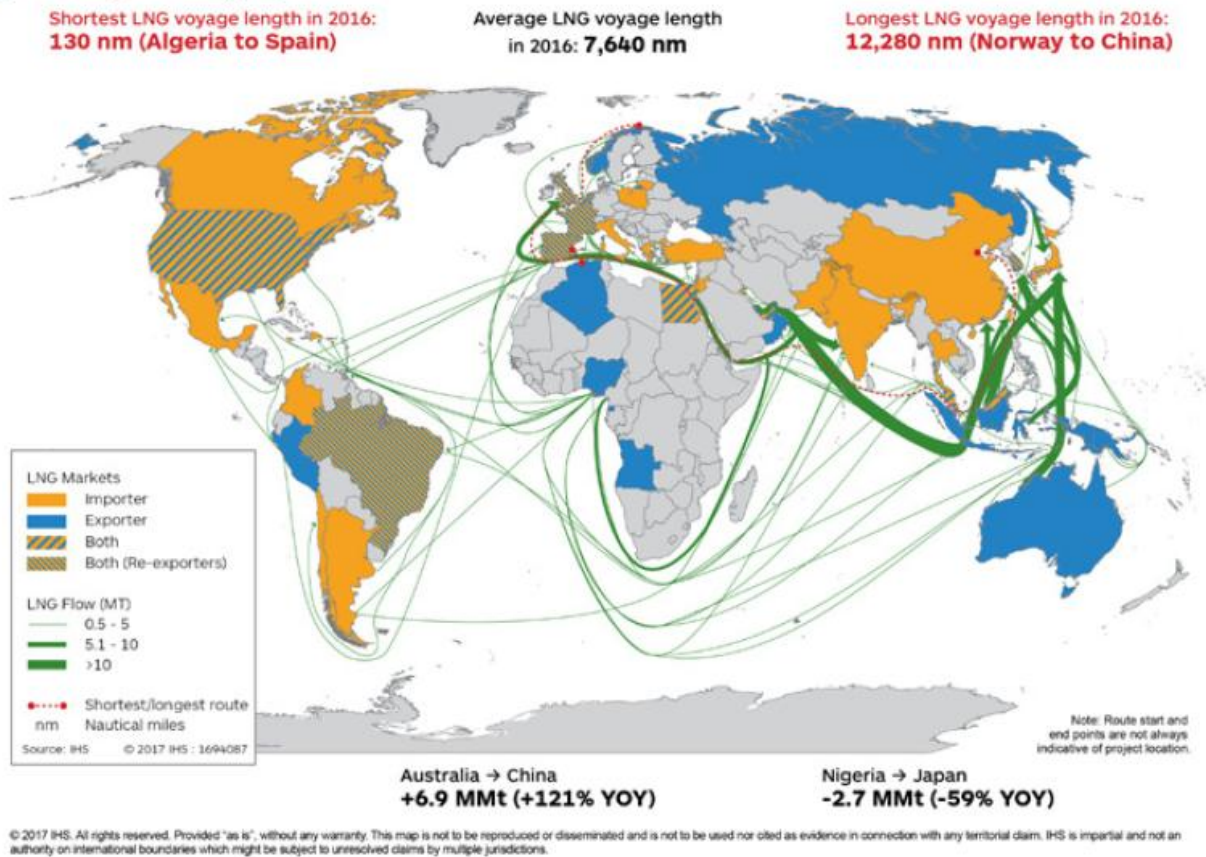
Note: Number legend represents total imports in MT, followed by market share %. "Other" includes countries with imports less than 2.5 MT (by order of size): Singapore, US, Portugal, Puerto Rico, Belgium, Malaysia, Brazil, Lithuania, Poland, Dominican Republic, Greece, Netherlands, Israel, Canada, Jamaica, and Colombia. Sources: IHS Markit, IGU

Ilustración 14 - IGU LNG market report 2017

Una vez visto el origen y destino del tráfico de GNL a nivel mundial, podemos hacernos una idea más clara de las rutas del mismo.

Al respecto, tal y como se muestra en la ilustración inferior, el grueso del tráfico se localiza en la zona Asia-Pacífico, con orígenes desde Australia y Oriente Medio y destino hacia los grandes consumidores como Japón, Corea del Sur o China. Por su parte, en el Atlántico, podemos observar muchas rutas alrededor de Europa y conexiones con el continente americano.

Figure 5.7: Major LNG Shipping Routes, 2016



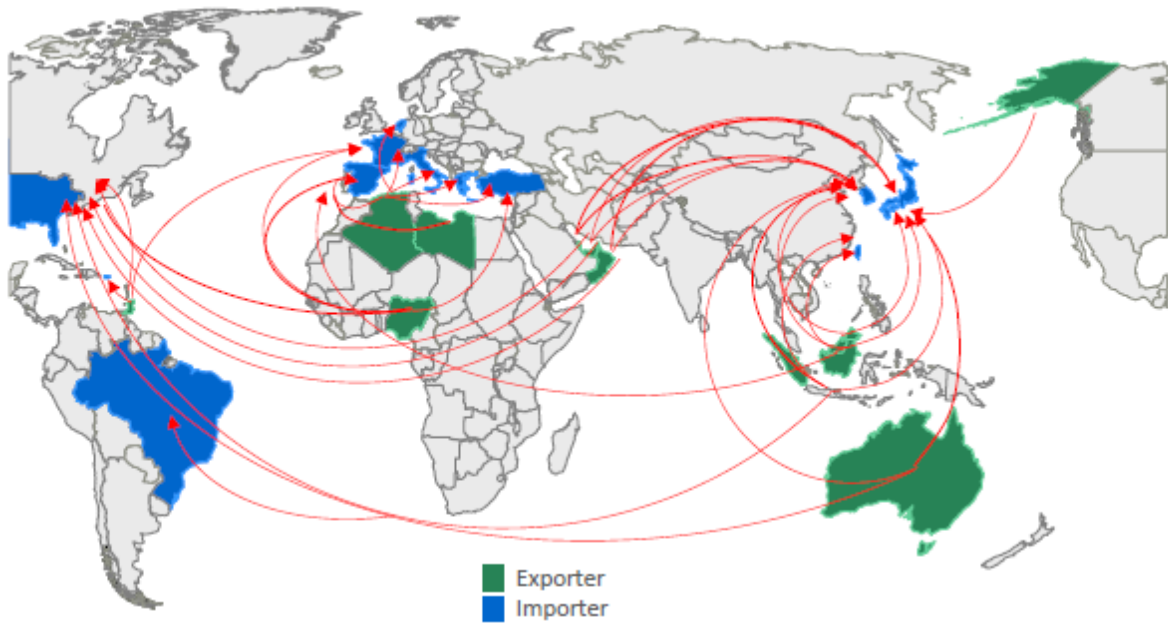
Source: IHS Markit.

Ilustración 15 - Fuente: IGU LNG market report 2017.

A continuación incluimos la evolución de las rutas del GNL en los últimos años, como vemos el tráfico ha aumentado exponencialmente durante el presente siglo, y lo seguirá haciendo conforme haya más actores en el mercado internacional:



## Global LNG Trade Routes 2000



## Global LNG Trade Routes 2015

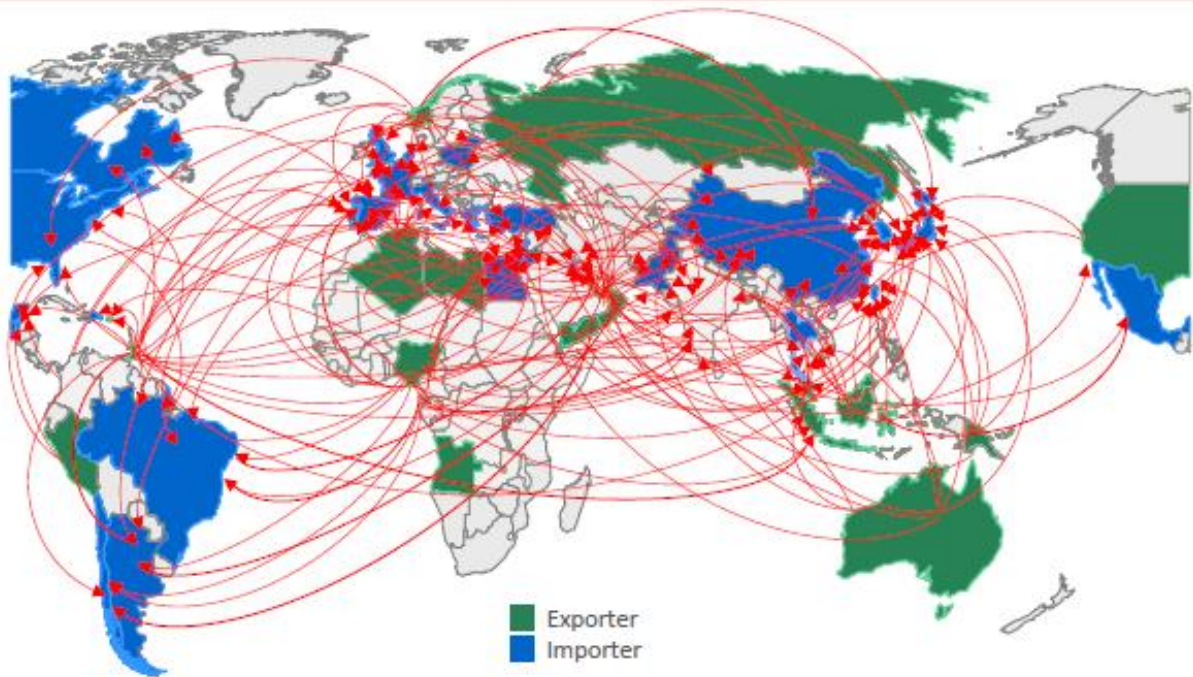


Ilustración 16 - Fuente Poten & Partners

## 2. CORRELACIÓN MERCADO DE GNL – SHIPPING DE GNL (SITUACIÓN ACTUAL Y PREVISIONES DE FUTURO)

- Mercado de GNL

Por tercer año consecutivo, en 2016 el comercio de LNG a nivel mundial ha batido un nuevo record, alcanzando las 258 millones de toneladas, lo que supone un incremento de 13 millones de toneladas respecto a 2015, este incremento de aproximadamente el 5% supone una diferencia considerable respecto al incremento anual promedio de los últimos años, el cual se colocaba en torno al 0,5% anual.

Este incremento viene determinado, por parte de la oferta, dado el incremento continuado de la oferta en el Pacífico, principalmente en Australia, tal y como mencionábamos anteriormente, así como por el inicio de las exportaciones desde el golfo de México por parte de EEUU, mientras que por la parte de la demanda, el incremento de la misma se debe en su mayoría a la vista en Asia (China, India, y Pakistán).

Sin embargo, este crecimiento no se ha ajustado a las expectativas, debido en parte a los retrasos y constantes altibajos de demanda en Asia. Por su parte, en el tráfico de GNL tampoco se han cumplido las expectativas, por un lado, se ha visto reforzado por grandes consumidores como China, India y Egipto, sin embargo, la demanda de Japón y Corea no ha aumentado según lo esperado, y tampoco se han materializado las expectativas por parte de Europa y Latinoamérica.

La demanda de los nuevos importadores, ha aumentado progresivamente y podríamos decir que de manera superior a la de los últimos años.

Para este 2017, se espera que la oferta continúe creciendo, pues se prevé la incorporación nuevas instalaciones de licuefacción, especialmente en la zona del pacífico. Por su parte, la demanda continuara sustentada tanto por los grandes consumidores como son China e India, así como por nuevos importadores como Pakistán, Egipto o Jordania, sin embargo, el desajuste entre la oferta y la demanda seguirá produciéndose, reflejándose en un mayor número de cargas a países con infraestructuras ampliamente desarrolladas en Europa, como son el Reino Unido y España, todo ello provocará que los suministradores continúen depositando todos sus esfuerzos en buscar nuevos mercados.



Table 3.1: LNG Trade between Basins, 2016, MT

Exporting Region	Africa	Asia-Pacific	Europe	Former Soviet Union	Latin America	Middle East	North America	Reexports Received	Reexports Loaded	Total
Importing Region										
Africa	1.2	0.3	0.2		0.4	4.4		0.8		7.3
Asia	5.5	21.5	0.2	0.3	1.1	18.9	0.5	0.7		48.6
Asia-Pacific	4.4	78.5	0.1	10.6	0.3	45.7		1.2	0.6	138.2
Europe	18.2		2.8		2.5	17.4	0.3	0.4	3.4	38.1
Latin America	1.7	0.1	0.7		5.2	1.0	1.2	0.7	0.4	10.1
Middle East	3.2	0.7	0.1		0.8	3.6	0.4	0.7		9.5
North America	0.7	0.5	0.1		4.3		0.5	0.1	0.1	6.1
<b>Total</b>	<b>34.8</b>	<b>99.5</b>	<b>4.3</b>	<b>10.8</b>	<b>14.6</b>	<b>91.0</b>	<b>2.9</b>	<b>4.5</b>	<b>-4.5</b>	<b>258.0</b>

Sources: IHS Markit, EIA, IGU

Ilustración 17 Fuente: IGU LNG market report 2017

¿Pero cómo afecta el trader al mercado?

Históricamente, la mayor parte de los volúmenes de GNL se comercializaban mediante contratos a largo plazo con un destino fijo. Durante la última década, ha crecido el número de cargas vendidas bajo contratos a corto plazo o incluso al spot. Esta comercialización a corto plazo, ha sido posible gracias a la proliferación de contratos flexibles en destino y sobre todo gracias a la aparición de nuevos traders en el mercado. Se percibe un gran crecimiento desde mediados de 2011, provocado tanto por la crisis de Fukushima como por la aparición del Shale Gas en EEUU, sin embargo, no es hasta 2013, cuando realmente esta porción del mercado a corto plazo o spot, empieza a ser realmente significativa.

Entendemos por comercialización a corto plazo, toda aquella que está vinculada a contratos por periodos inferiores a dos años. En 2016, la comercialización a corto plazo ha alcanzado 67.7MT, o lo que es lo mismo el 25,8% de todo el GNL comercializado en el mundo (incluyendo las re-exportaciones).

Por su parte, los volúmenes comercializados a medio plazo (entre 2 y 5 años), siguen suponiendo una porción significativamente pequeña del total del gas comercializado en el mundo, con tan solo 4.7MT comercializadas bajo este tipo de contratos.

Si tenemos en cuenta los dos tipos de comercialización anterior, estamos hablando de un total de 72.3MT comercializadas en contratos a corto plazo, o lo que es lo mismo, un 28% de todo el GNL comercializado durante el 2016, lo que supone acercarnos a los niveles de 2013, en los que Japón adquirió una elevada cantidad de cargas al spot.

Este crecimiento es consecuencia de los siguientes aspectos:

- La proliferación de contratos con flexibilidad de destino, que ha facilitado el poder recolocar las cargas en mercados con precios más altos.
- El crecimiento en número de exportadores e importadores, que ha aumentado la complejidad de la industria. En 2016, 29 países (incluidas re-exportaciones) han exportado volúmenes en el mercado spot a 35 consumidores diferentes.
- La caída en la producción interna y de las importaciones mediante gaseoductos en países como Corea del Sur, Japón o Taiwán, ha generado que ante cambios bruscos en la demanda (como Fukushima) estos países tengan que cubrir sus necesidades en el mercado spot.
- El descenso de la competitividad del GNL frente al carbón en Europa y el surgimiento del Shale gas en EEUU.
- La gran diferencia de precio en los diferentes mercados, que hacían del arbitraje una importante y lucrativa estrategia para las empresas.
- El acceso mucho más rápido en tiempo y coste a nuevos puntos de regasificación a través de FSRUs, comparado con coste y tiempo de construir una central de regasificación en tierra.
- El rápido crecimiento de la flota de buques metaneros, incluyendo aquellos sin contratos a sus espaldas que ha reducido los costes del transporte, incluso entre distancias más cortas.

Las tendencias de este mercado a corto plazo o spot, han seguido la evolución de todo el mercado a nivel mundial en 2016, observando un mayor crecimiento del mismo en cargas con origen en Australia, mientras que la mayor caída ha sido provocada principalmente como resultado de la disminución de la oferta por algunos países exportadores debido a inestabilidades internas.

Continuando con la tendencia de 2015, Egipto se ha situado a la cabeza del crecimiento de las importaciones mediante este tipo de contratos, con un resultado de un crecimiento de 4.3MT.

- ¿Pero de qué forma se traduce esto en el mercado del Shipping?, el mercado del Shipping

En 2016 ha crecido el número de viajes completados con un total de 4.246 viajes, debido como ya hemos explicado por un lado al incremento en la capacidad de licuefacción y como resultado al incremento en la importación de en África y Oriente Medio.

Este número de viajes completados, supone un incremento del 5% respecto al año anterior.

Respecto a las rutas, seguimos observando que gran parte de los viajes, se realizan por las tradicionales de contratos a largo plazo (punto a punto), si bien el crecimiento de la comercialización a corto plazo mencionada en el punto anterior, ha venido acompañado de un crecimiento en la diversificación de las rutas comerciales.

Sin embargo, las oportunidades de arbitraje en 2016 se han contraído en un 47% respecto al año anterior.

De la totalidad de los viajes cerrados al spot, prácticamente el 70% de los mismos han sido acaparados por las trading houses, lo que nos da una verdadera imagen de la importancia de las mismas en el sector.

### 3. PRICING

- Antecedentes

Aunque el precio del GNL tiene características particulares, es evidente que sus precios están íntimamente ligados a los del gas natural canalizado, con el que comparte su destino final, por lo que conviene analizar en primer lugar la formación de precios de este.

Los precios del gas natural están determinados por la oferta y la demanda, y como ocurre con los demás commodities, depende tanto del presente como de las perspectivas a futuro. Por otra parte, como ya hemos mencionado en diversas ocasiones, su precio estará estrechamente ligado al de las fuentes de energía con las que compiten, carbón y petróleo, principalmente con el de este último.

- Fijación de precios del GN

Existen distintos mecanismos de formación de precios, de los que los más relevantes son los siguientes:

➤ Sistema “Gas on Gas”

En este caso, el precio del gas se referencia, de forma similar al precio del petróleo, mediante índices, de los que con diferencia el más importante es el llamado Henry Hub, que se utiliza en la gran mayoría de las transacciones en EE.UU. Existen índices en otros mercados, como el NBP –National Balanced Point– en Gran Bretaña. Estos índices se construyen en torno a centros de transacción, llamados Hubs, y pueden ser físicos –como el Henry Hub–, o virtuales y nacionales –caso del NBP–. Con estos índices se puede operar como con los del petróleo, tanto en los mercados físicos como en los mercados de futuros.\* (Ver mercado de futuros - más adelante).

El precio en este tipo de mecanismo, se determina por el cruce oferta-demanda en el mercado de gas. Para ser eficiente y representativo, precisa de amplios volúmenes de contratación, multitud de compradores y vendedores, y por tanto de suficiente competencia y profundidad de mercado, y que un número suficiente de transacciones se realicen en el mercado spot. No todas las transacciones se ejecutan en spot, de hecho muchas se basan en contratos de medio y largo plazo, en los que el precio se determina en base al índice de referencia. Estos índices se utilizan también en el mercado spot de GNL.

➤ Precio referenciado a otras energías

En este caso, normalmente limitado a contratos de medio y largo plazo, el precio se determina mediante una fórmula que se basa en el precio del petróleo y de alguno de sus derivados, normalmente gasóleo o fuelóleo, en las que a veces entra también el carbón. Este mecanismo de fijación de precios es el más utilizado en los contratos de GNL, sin embargo, la tendencia es a su desaparición tal y como explicaremos en el siguiente apartado.

- Evolución de los precios del GNL

Los últimos diez años, y sobre todo los últimos seis, han sido de gran bonanza para la industria del GNL, en todos los niveles y para la gran mayoría de los agentes, tanto por el crecimiento del mercado como por la evolución de los precios. Con la excepción de compradores estructurales, que, como Japón, han tenido que recurrir a grandes compras no planificadas en el mercado *spot*, todo el resto se ha visto muy beneficiado por la

situación. Los productores han podido colocar su gas no contratado en un mercado ávido de GNL a precios muy superiores a los de contrato. También los compradores con contratos de libre destino o con una cierta flexibilidad han podido vender su gas en cada momento en el mercado más remunerador, lo que, en un mercado fragmentado y con gran diferencia de precios regionales, les ha producido beneficios extraordinarios.

Incluso la crisis económica que han sufrido los países desarrollados, y la caída de la demanda doméstica de estos países ha redundado en una gran oportunidad, tanto para los productores como para las compañías tenedoras de contratos de GNL destinada a esos mercados. Esos excedentes de gas han podido ser re direccionados al mercado *spot* de GNL, y la diferencia de precios entre precio del contrato y precio *spot* repartida entre comprador y vendedor.

A mediados del año 2014, la situación comenzó a cambiar, y desde entonces, y a lo largo del 2015, la situación ha venido deteriorándose. ¿Se acabó la bonanza? Al parecer sí, por la concurrencia de varios factores. En primer lugar, la debilidad de la demanda mundial de materias primas no podía dejar de lado el GNL. La menor demanda de gas *spot* por parte de Japón, un invierno con temperaturas anormalmente moderadas, y la ya palpable desaceleración de la economía china provocaron un desplome del mercado *spot*, que llegó a colocarse por debajo de los 11 dólares por millón de *Btus*, prácticamente la mitad de los precios de años anteriores, y por primera vez en muchos años, el precio del GNL *spot* se situó por debajo de los precios de contrato. En segundo lugar, la brusca caída de los precios del crudo, que se inició en el mes de septiembre de 2014, y que ya en enero de 2015 los situó por debajo de los 50 dólares, es decir una caída del 50% en cuatro meses.

Esta caída de los precios, ha perjudicado a casi todos los agentes, excepto, claro está, a los importadores estructurales de GNL, tanto de contrato como *spot*.

Los nuevos productores de GNL, muchos de los cuales han preferido orientar gran parte de su producción al mercado *spot*, están en una situación difícil. Los que tienen contratos de gas ligados al precio del petróleo también, aunque su situación se ha visto en un primer momento aliviada por el declive temporal de muchos contratos, pero que se ha venido deteriorando a medida que transcurría el año. Menos afectados han sido los contratos ligados a índices como *Henry Hub*, o al precio del *pool* eléctrico, pero este tipo de contratos es minoritario.

También ha desaparecido, al menos temporalmente la oportunidad que los compradores de GNL tenían de re direccionar su gas a otros destinos, debido a la disminución del 'spread' en precios entre los mercados Pacífico y Atlántico, lo cual ha generado que el extracoste originado en la re-exportación no sea asumible en muchos casos y se opte por vender el excedente de gas adquirido en los mercados spot nacionales.

Los grandes beneficiados por esta situación, como por otra parte de la del resto de materias primas, son los consumidores finales de las mismas y las economías de los países importadores.

La actual coyuntura, dejando aparte los precios del petróleo, cuyo nivel actual de sobreoferta, y en consecuencia de precios, no se veía desde hace muchos años, no es sino una paulatina vuelta a la normalidad, ya que lo que estaba fuera de la misma era el mercado de GNL. En los próximos meses veremos cómo este pasa de una situación de clara sobredemanda a otra de probable sobreoferta.

De aquí a 2018, es decir en los próximos meses, la capacidad de producción de GNL aumentará en más de 60 Mtpa, es decir un 20% más de la actual capacidad de producción, que no parece que el mercado pueda absorber este exceso de oferta fácilmente.

La evolución de las economías asiáticas y de la denominada región «Asia-Pacífico» será clave para la evolución de los precios del GNL, ya que, entre las dos consumen hoy más del 75% del GNL mundial, y su demanda ha crecido en una proporción similar en los últimos años—, y además serán también en un futuro las regiones donde se concentre más del 50% de la producción mundial. Las perspectivas de crecimiento de otros mercados en los próximos años son mucho menores, con un crecimiento limitado, si es que lo hay, en los países desarrollados, con vistas a aumentar la seguridad del suministro, y con la entrada en el mercado de otros países, también por la misma razón, como Polonia o Lituania, que podrán aprovechar los bajos precios del mercado *spot*, sustituyendo en parte el gas ruso.

En estos terceros países la demanda incremental, podría venir, ante la perspectiva de un bajo precio del GNL *spot*, de aquellos que ya cuentan con infraestructuras de regasificación, como Argentina, Brasil o Chile, y también de países como Egipto,

tradicionalmente exportador de GNL, pero en el que el crecimiento del mercado interno le ha convertido en importador, sin tener que invertir en infraestructuras al poder utilizar las de sus plantas de licuefacción para importar gas.

El final del boom extraordinario que ha vivido la industria del GNL en los últimos años no significa que deje de ser una industria atractiva, ya que, va a seguir mostrando fuertes tasas de crecimiento. En el mundo hay mucho gas cuya mejor alternativa para rentabilizarlo pasa por convertirlo en GNL. Los proyectos de GNL que sean realmente competitivos se materializarán, y los que hayan sido bien desarrollados ofrecerán una buena rentabilidad a los inversores. No será tan fácil como en el pasado reciente desarrollar un proyecto, y los proyectos de partida menos competitivos, o que sufran sobrecostes o retrasos redundarán en una rentabilidad muy deficiente.<sup>4</sup>

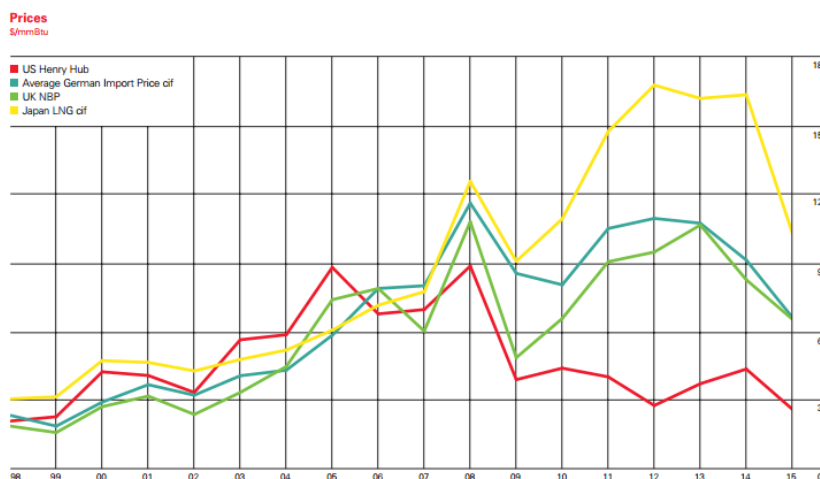


Ilustración 18- BP statistical review of World Energy 2016

Tal y como observamos en la gráfica anterior, los precios subieron de forma más o menos constante en todo el mundo hasta 2008 por su interconexión con los precios del crudo, a partir de este año, los precios comienzan a divergir, esto es debido a la desvinculación con los precios del petróleo, especialmente significativo es el cambio que se observa en relación a los precios con el mercado spot asiático, fundamentalmente a partir del 2011 con el accidente de la central de Fukushima provocando que el precio se triplicase de unos mercados a otros.

<sup>4</sup> Enrique Locutora Rupérez, "Energía y Geoestrategia 2016" - Instituto Español de Estudios Estratégicos Comité Español del Consejo Mundial de la Energía Y Club Español de la Energía

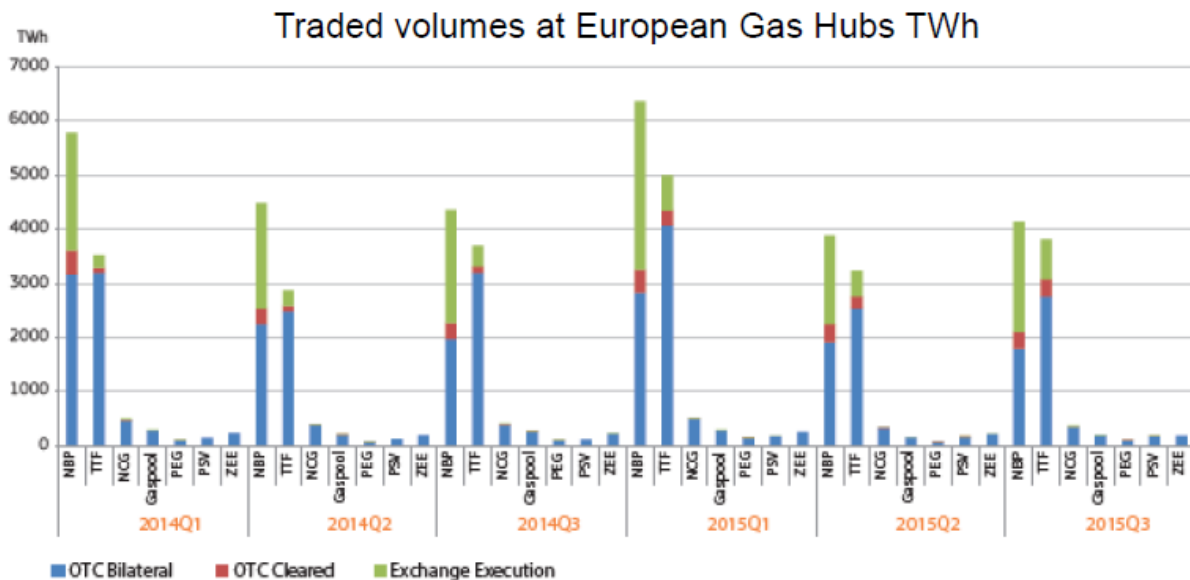


Ilustración 19 - GIE Annual Conference 2016

- Visión general y perspectivas de futuro:

Los precios Asiáticos y del mercado spot de GNL decrecieron de forma continuada durante la primera mitad del 2016, dado que la oferta superaba a la demanda, situándose en Mayo en \$4.5 por MMBtu (Million British Thermal Units). Sin embargo, durante la segunda mitad del año, ocurrió justamente lo contrario, con las bajas temperaturas del invierno y la contracción de la capacidad de llevaron los precios del Spot a \$9,95/MMBtu en Febrero de 2017. el precio del petróleo también cayó en la primera mitad del año, con su equivalente caída en el precio de los contratos indexados a este producto, la diferencia entre el NBP y los precios del Spot en Asia, se han mantenido en torno a \$0,91/MMBtu durante todo el año. Especialmente relevante es el hecho de que en ciertos periodos la diferencia ha sido negativa por primera vez en 6 años (Mayo y Junio -0.40\$/MMBtu). En definitiva, podemos decir que los precios tanto al spot como indexados en Europa y en el continente asiático continúan con una tendencia floja, salvo por los periodos de invierno afectados por las bajas temperaturas.

Los cortes en el suministro y las frías temperaturas de invierno, han demostrado que todavía es posible que se de una cierta rigidez en el mercado global de GNL estacional. Los precios en invierno del mercado Asiático, han subido por encima de los precios en Europa incluso situándose por encima del precio indexado al petróleo.

Por otra parte, Los costes de entrega del GNL de EEUU, son un punto de referencia cada vez más importante para los mercados mundiales, dada la flexibilidad de su oferta libre de destino, así como la liquidez y transparencia de precios del mercado estadounidense.



Los precios del gas en Norte América son cerrados en hubs, de los cuales el más importante como ya fue mencionado en el capítulo anterior es el Henry Hub de Luisiana. En Europa, en cambio la mayoría de las compraventas de gas están aún supeditadas bajo contratos a largo plazo, los cuales por regla general están indexados tanto a los precios de los hubs en el Norte de Europa como al petróleo en el Mediterráneo. En Asia y muchos mercados emergentes con mercados de gas poco establecidos o líquidos, el precio del GNL se establece en su mayor parte a través de indexaciones al Petróleo, complementado por una menor participación en las importaciones al spot.

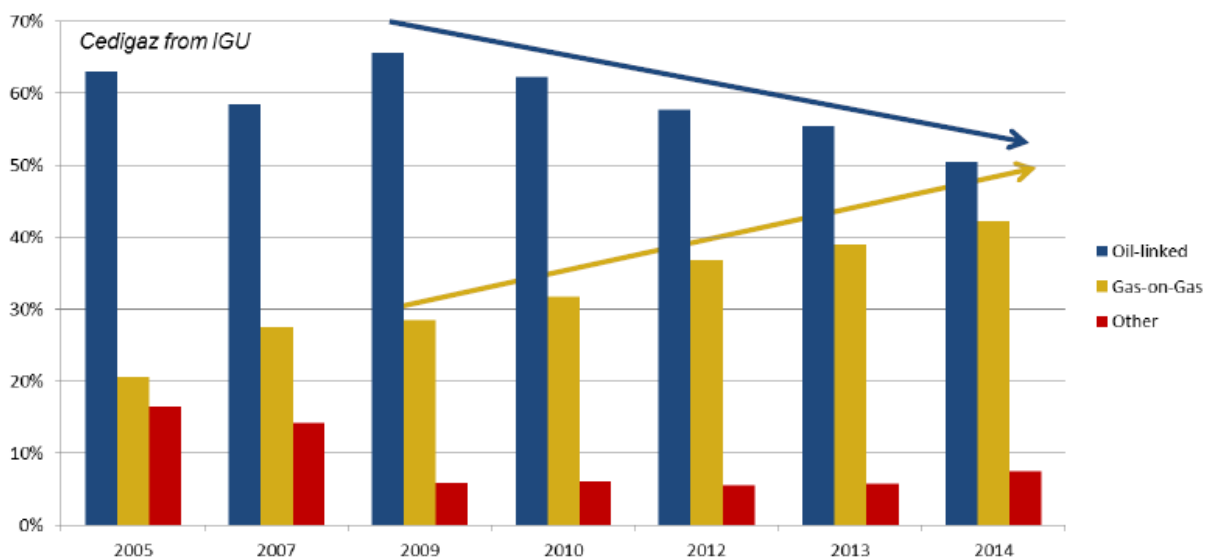
Durante los últimos seis años, los compradores asiáticos han buscado cada vez más alejarse de los contratos con destinos fijos de periodos largos e indexados al precio del petróleo para de esta forma diversificar las estructuras de precio de sus contratos. El crecimiento sostenido de la producción de shale gas en América del Norte ha significado que los precios del Henry Hub acaparasen importantes descuentos frente a otros importantes puntos de referencia del gas en la cuenca del Pacífico y Europa; esto ha llevado a empresas Japonesas, Coreanas, Taiwanesas e Indias, entre otras, a firmar una serie de acuerdos de 'offtake' vinculados a los índices vistos en Henry Hub. Sin embargo, como el precio del petróleo ha frenado la aparición de nuevos proyectos, la producción de EE.UU. también ha disminuido.



Ilustración 20 - Fuente: Cedigaz

Al igual en Europa, desde 2009, los contratos de gas se han ido firmado o renegociado para incluir la indexación de precios (Particularmente en el Noroeste), dejando atrás los que históricamente habían sido dominantes, es decir aquellos indexados a crudo y fuel oil. Debido en parte a las políticas energéticas de la Unión Europea y en parte a la dinámica del mercado. Desde entonces, los proveedores han aumentado la parte de la fórmula de cálculos precios de exportación que hace referencia a hubs.

## Oil-linked pricing losing ground since 2009



- Growing influence of hub indexation in Europe
- Growing share of spot/short-term LNG

Ilustración 21- Fuente: Cedigaz

En definitiva, lo que se aprecia, es que la tendencia reinante desde mediados de 2014 a principios de 2016, que era la de bajada en los precios del petróleo provocando caídas en los precios de los hubs de gas europeos; y como resultado de caída en los precios del spot a nivel mundial, ha cambiado, aunque de momento esta nueva tendencia se haya corregido meramente de forma estacional.

- Las coberturas financieras

Si hay algo que distingue el buen hacer de las trading houses respecto a las compañías tradicionales del sector es su dominio del mercado financiero y de las coberturas de sus precios.

En un mercado tan cambiante como es el del GNL, el ser capaz de cubrirse antes las eventuales subidas y bajadas de los precios es fundamental para poder hacerse un hueco en el mismo.

¿Qué entendemos por coberturas?

Las coberturas, pueden ser financieras o físicas. La diferencia es que las financieras son negociadas en mercados secundarios en los que agentes especializados buscan posiciones alternativas que permitan a la compañía vender o adquirir posiciones sin depender de cambios que puedan producirse en los diferentes índices de mercado o cualquiera sea el medio por el que tienen determinado el precio de sus suministros.

Por su parte, por cobertura física entendemos aquella que se da por que los precios se fijan sin estar vinculados a ningún tipo de índice y son los mismos tanto a la compra como a la venta del gas, o bien aquella que se da porque los índices de referencia para el precio de la compra y de venta es el mismo, es decir, cuando no hay ningún tipo de diferencial entre el precio de compra y el de venta.

En definitiva, el mercado financiero de coberturas permite a una empresa desvincularse del riesgo asociado a que los precios de compra y venta del producto estén indexados a dos índices (NBP, HH, Brent) diferentes, lo que podría generar que al subir uno de ellos y el otro bajar se incurriese en pérdidas o ganancias millonarias.

#### 4. AFECCIÓN REAL DEL TRADER EN EL ACTUAL MERCADO DE FLETES

- El mercado de fletes – Evolución

La actividad en el mercado de fletes de LNG ha seguido una tendencia alcista desde sus comienzos, que sin embargo ha cambiado en los últimos años, debido fundamentalmente al carácter cíclico del mercado que ha generado una caída de los niveles de fletes. En gran medida podemos decir, que esta tendencia es resultado de la incorporación de nuevos actores como las trading houses y el aumento de buques disponibles en mercado.

En atención a palabras de los analistas de mercado no podemos esperar un cambio de ciclo hasta 2019-2020.

Las claves de esta tendencia son las siguientes:

- La duración media de los fletamentos cayó casi un 80% de 230 días en 2008 a sólo 48 días en 2016

- La actividad de fletamento de mediano plazo disminuyó en los últimos años, ya que los jugadores comenzaron a confiar en la cantidad de tonelaje moderno disponible a corto plazo.
- Una reducción de la demanda de toneladas-milla, debido a la falta de oportunidades comerciales a corto plazo entre cuencas, dando lugar a viajes regionales más cortos y frecuentes.
- Los fletamentos para períodos de más de 6 meses crecieron a finales de 2016 debido a que los fletadores buscan cubrir los requisitos a más largo plazo que emanan de nuevos proyectos.
- La actividad de fletamento al spot (<180 días) ha continuado representando una proporción creciente del mercado de fletamento, representando aproximadamente el 89% de los cierres en 2016.

Total Fixture Activity 2008 – 2016

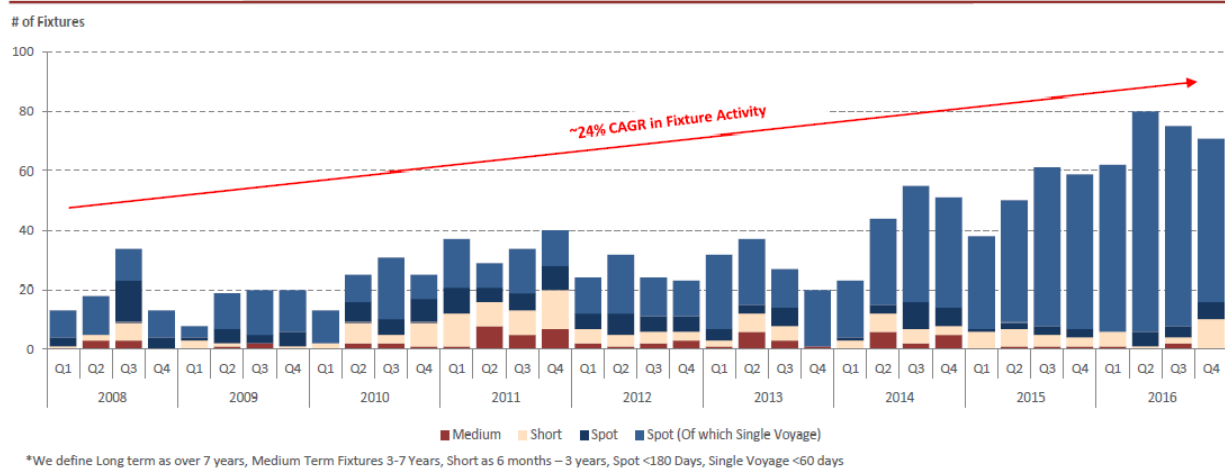


Ilustración 22 - Fuente Poten & Partners

- Evolución:

De 2008 a 2010, el mercado de spot se encontraba en un estado de exceso de oferta, ya que los proyectos de licuefacción en Qatar, Rusia, Australia, Perú, Yemen e Indonesia se enfrentaron a diversos retrasos.

- Los buques steam turbine eran el tipo predominante de tonelaje disponible a corto plazo y fletes estaban bajo presión sostenida, por debajo de US \$ 60.000 / día a lo largo de este período

A medida que la capacidad de licuefacción comenzó a aumentar hacia finales de 2010, los fletadores rápidamente perdieron la fe en su capacidad de abastecer el tonelaje en el mercado secundario.

- El exceso de tonelaje disponible a corto plazo fue rápidamente absorbido por una ráfaga de actividad de fletamento a largo plazo entre 2010 y 2011 - los cierres a medio plazo representaron aproximadamente el 45% de toda la actividad de fletamento en 2011.
- A medida que el diferencial de precios Este-Oeste comenzó a aumentar, acelerado por el trágico desastre de Fukushima Daiichi en Japón, y los requerimientos de tonelaje continuaron expandiéndose, la disponibilidad de embarcaciones a corto plazo disminuyó y los fletes subieron a más de US \$ 140.000 / día en 2012
- El alza en los niveles de flete de charter estimuló una ola de nuevas construcciones con resultado de 119 pedidos de LNGC entre 2011 y 2013, de los cuales aproximadamente 30 fueron encargados con base especulativa
- La gran mayoría (> 95%) de esta importante cartera de pedidos estaba compuesta por buques con las últimas tecnologías de propulsión (D / TFDE / ME-GI / X-DF)

La introducción de esta nueva tecnología en el mercado del shipping provocó que a corto plazo se creará una bifurcación en el mercado de fletes entre buques TFDE y MEGI frente a los STEAM TURBINE a partir de 2013.

- Las significativas ventajas de eficiencia de la propulsión D / TFDE permitieron que el nuevo tonelaje superara a los buques de turbinas de vapor a una hora UTC
- El diferencial se sitúa en torno a los US \$ 20.000 / día y se está expandiendo gradualmente a medida que los buques ST son menos competitivos y una nueva generación de buques es aún más eficiente (ME-GI / X-DF)

- Índice de fletes

- a. Time Charter

Los índices de fletes durante 2016, continuaron bastante bajos por la entrada de nuevos buques y los parámetros de mercado en las bases antes mencionadas. Incluso con el mercado de spot en crecimiento, el gran número de buques disponibles ha imposibilitado la subida de los fletes. Por otro lado la diferencia entre los fletes para los viejos buques de propulsión por turbina, frente a los nuevos DFDE/TFDE en incluso en la actualidad los MEGI, ha aumentado considerablemente, ya que por lo general una mayoría abrumadora de los fletadores prefieren estos buques de nueva generación por ser más eficientes en consumo.

Un total de 31 buques fueron entregados por los astilleros en 2016, de los cuales dos eran FSRUs y uno era un FSUs reconvertido, de estos 31 buques, tan solo 3 fueron entregados sin un contrato a sus espaldas, estas entregas, coinciden con la apertura de nuevos proyectos de licuefacción y con el reemplazo de otras unidades existentes. Un total de seis líneas de licuefacción irrumpieron en el mercado en 2016 con un total de licuefacción equivalente a 26,5MTPA, esto implica, que conforme a la actual regla de mercado se necesitarían unos 26 nuevos buques *'un buque por cada MTPA'*, sin embargo, teniendo en cuenta las entregas del 2015, así como los buques que se han construido en especulación esto no ha contribuido a reducir la sobrecapacidad del mercado

La sobrecapacidad del mercado, es consecuencia los siguientes motivos, entre otros:

- En 2015, se añadieron 29 nuevas construcciones junto con las 31 de 2016, es más de lo que el mercado requería para cubrir la nueva capacidad de licuefacción.
- Los cortes y reentradas de suministro desde países como Yemen, Angola y Egipto, generan inestabilidad y sobrecapacidad igualmente.
- Los precios del Spot en las cuencas Pacífica y Atlántica se mantuvo estable durante el 2016, reduciendo las oportunidades de arbitraje, resultando en un mercado más regionalizado y con menos millas recorridas por embarque. Las cargas desde el Atlántico a Far East, se redujeron en un 50% respecto del año anterior.

b. El mercado Spot (Fletamentos por 6 meses o menos)

Los fletes al Spot durante casi todo el 2016 se mantuvieron bajos.

- Para los buques TFDE/DFDE la media del mercado fue de \$34000/día, lo que supone una caída del 6% comparado con los \$36000/día de 2015.
- Para los buques convencionales de propulsión de turbina, la caída en los fletes fue más dramática, con una caída del 25% respecto al 2015 y un flete promedio de 27000\$/día. Siendo esta una clara evidencia de la preferencia del mercado por los buques de nueva generación.

Los buques tipo TFDE/DFDE fueron nominados para la mayoría de los embarques al spot, provocando que los buques de turbinas tuvieran grandes periodos de espera entre cargas y como consecuencia obligando a estos buques a tomar volúmenes de carga para el *'cool down'* para poder volver al servicio, lo que implica mayores tiempos de espera y el consecuente aumento de los costes.

Los traders de LNG han jugado aquí un papel fundamental ayudando a absorber el exceso de capacidad. La relativamente nueva tendencia de tenders de suministro para cortos periodos, tal y como ha sucedido en Argentina, Egipto y Pakistán, los traders pueden ahora participar en el mercado del LNG sin tener que comprometerse ni a suministros ni fletamentos a muy largo plazo.

Con el exceso en la oferta existente y un mercado de fletes bajo, los traders han podido tomar posiciones en los tenders a corto plazo en el mercado y cubrir estos requerimientos con cargas adquiridas en el mercado spot y transportarlas con buques cerrados en periodos de fletamento cortos o en 'Voyage Charter'. Con esta tendencia, en la que el mercado es cada vez más líquido, los cierres a corto plazo van a ser cada vez más relevantes.

El total de cierres en Spot (hasta 6 meses) durante el 2016 se estiman en 280 lo que supone un incremento respecto a los 175 del año 2015, siendo los traders quienes cerraron uno de cada tres buques en spot.

Como ya se ha mencionado, la mayor parte del año los fletes se mantuvieron estables durante el 2016, sin embargo, se observó una subida en el Atlántico en los fletes a finales de año Q4, esto probablemente se debió a la subida estacional de los precios de GNL en los mercados Spot asiáticos, generaron un incremento en los fletes transfronterizos, con el consecuente aumento de días de viaje, que dejó a la cuenca atlántica con poca capacidad.

El hecho de que la mayor parte de la nueva licuefacción se concentre en el Pacífico, así como todas las nuevas construcciones se entregaron de los astilleros Japoneses, Coreanos y Chinos, han provocado la conglomeración de buques en el Pacífico. Sin embargo, esto no ha provocado en los armadores la necesidad de reposicionar los buques en el Atlántico y se muestran reticentes a asumir el coste, con la esperanza de poder cerrar sus buques a un flete mayor en el futuro.

En cuanto a las previsiones de futuro, si las 53 nuevas construcciones que se esperan para el 2017 son entregadas, se espera que el mercado se mantenga estable y no sea hasta finales de 2018 cuando empecemos a observar una subida del actual nivel de fletes. El mercado global de GNL continúa su expansión y consecuente regionalización, con nueva capacidad de licuefacción tanto en la cuenca atlántica como pacífica. Es previsible, que estas nuevas instalaciones continúen con la equiparación de los precios reduciendo la necesidad de viajes largos de una cuenca a la otra. Sin duda una de las principales consecuencias de esto, como por otro lado ya hemos empezado a ver, es el

creciente interés de los armadores en reconvertir sus buques a FSRUs. El reconvertir o retirar los buques más antiguos podría tener consecuencias positivas en el mercado, sin embargo, este proceso no será rápido.

## 5. LA OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE MARÍTIMO

- Modelo cálculo de costes de viaje (Excel – Elaboración propia)

En este apartado se procede a analizar los costes del transporte marítimo del GNL, a través del análisis de un viaje spot.

Para este análisis, se ha utilizado un Excel de cálculo de costes de viaje de elaboración propia, a través del cual se pretende dar una imagen verídica de los costes que afectan a un transporte de GNL.

Se analizara un viaje entre EEUU (Sabine Pass) y España (Barcelona), en un buque tipo STEAM TURBINE con peso muerto de 138.000 tons (full cargo). Como referencia para el cálculo tomaremos los siguientes datos.

- Puerto de carga : Sabine Pass
- Puerto de descarga : Barcelona
- Buque : STEAM TURBINE 138.000
- Precio de compra de gas : 6 \$/MMTBU
- Precio de venta : 9 \$/MMTBU
- Coste de IFO 380 : 320\$/MT
- Precio MGO : 520\$/MT
- Speed : 17 knts
- TCE : 25000\$/Día
- Costes de puerto : 230.000\$\*
- Costes paso Canal Suez : 459 521,89\$\*
- Puerto de entrega : Passing Gibraltar westbound
- Puerto reentrega : DLOSP Ras Laffan



En primer lugar, tenemos que determinar cómo será nuestra ruta y los días de Navegación que esta implica, para ello introduciremos los datos anteriormente mencionados para que el Excel de forma automática calcule la MN de navegación:

**VOYAGE COST LNG**

DISTANCE - SAILING		
Distance (NM)		
Ballast (to load)	ALGECIRAS	4744
LOAD PORT	SABINE PASS, TX	
DISCH PORT	BARCELONA	5262
Ballast (back)	RAS LAFFAN	4720
<b>Total Miles (NM)</b>		<b>14726</b>
Canal		0

\* 0 no canal, 1 Suez, 2 Panama, 3 Suez+Panama.  
For the round trip check if vessel has to cross more than once thru canal.

CONSUMPTION		
BO RATE		
MAIN ENGINE	STEAM TURBINE	0,15
VSSL SIZE		138.000
SPEED KNT		17

MT/DAY		
	LADEN	BALLAST
HFO	38,875	75,005
MDO	2	0
BO	98,325	58,995

FACTOR CONV	TIPO DE BUQUE	BO
0,475	STEAM TURBINE	0,15
	DFDE	0,12
	MEGI	0,08

VSSL SIZE	CBM / LNG
126.000	189
138.000	207
173.000	259,5
176.000	264
217.000	325,5
276.000	414

PORT COST		
PORT	SABINE PASS	
VSSL SIZE	138000	for 136000 NA
EXCHANGE	USD	USD
PDA	165000	<b>165000</b> *Reference

CANAL COST		
VSSL SIZE	92.000	
CANAL	SUEZ	
LADEN/BALL/RT	BALLAST	
TOTAL APROX.	<b>FALSO</b>	USD *Reference

For round trip check if vessel has to cross more than once thru the canal.  
\*FOR SUEZ COST, pls check <http://lethagencies.com/egypt/calculator-suez>

BUNKERS + BO COST		
USD/MT		
FO		320
MDO		520
BO		
GAS \$/MT	PURCHASE	6
	SALE	9

DISTANCE - SAILING		
Distance (NM)		
Ballast (to load)	ALGECIRAS	4744
LOAD PORT	SABINE PASS, TX	
DISCH PORT	BARCELONA	5262
Ballast (back)	RAS LAFFAN	4720
<b>Total Miles (NM)</b>		<b>14726</b>
Canal		0

\* 0 no canal, 1 Suez, 2 Panama, 3 Suez+Panama.  
For the round trip check if vessel has to cross more than once thru canal.

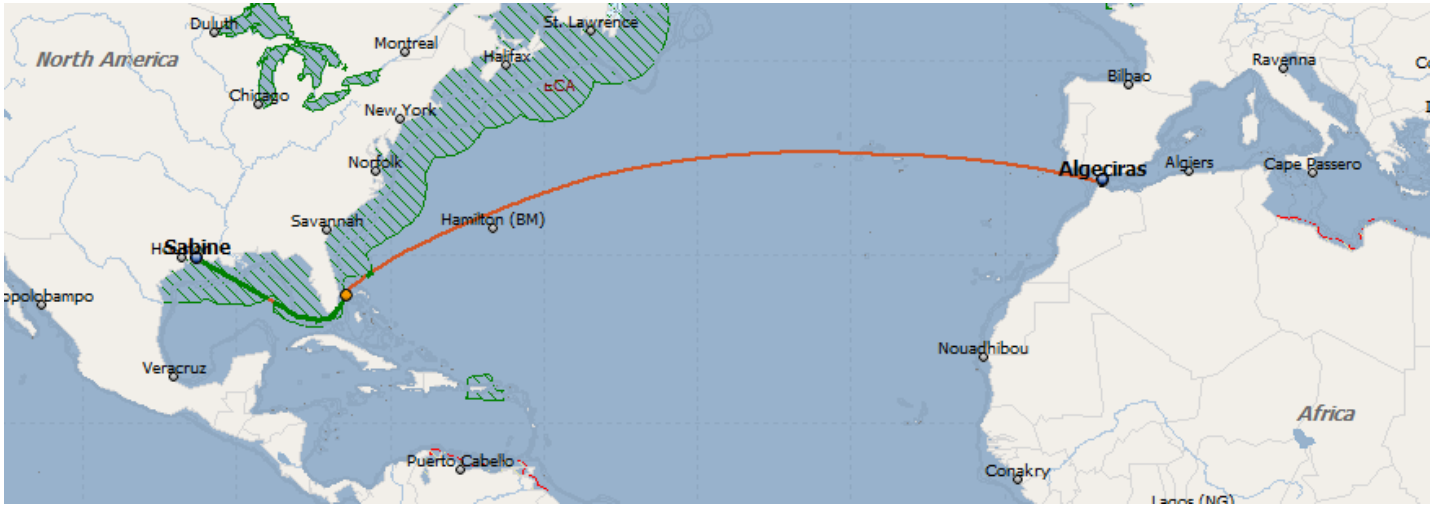
FROM/TO	ALGECIRAS	ALIAGA	AQABA
SABINE PASS, TX	4.744	6.367	7.036
SAGUNTO	411	1.382	2.051
SAIJO	9.705	8.404	7.638
SAKHALIN LNG	10.489	9.189	8.422
SINGAPORE	7.058	5.757	4.991
SKIKDA	610	1.042	1.710
SOKHNA PORT	2.032	731	284

Como podemos ver, el Excel automáticamente buscara en la tabla de datos asociada las distancias entre cada uno de los puertos que hemos introducido, el puerto de entrega es Algeciras y por tanto, debemos de considerar el inicio del viaje en este punto, mientras que el final a efectos del caculo será en el puerto de reentrega Ras Laffan.

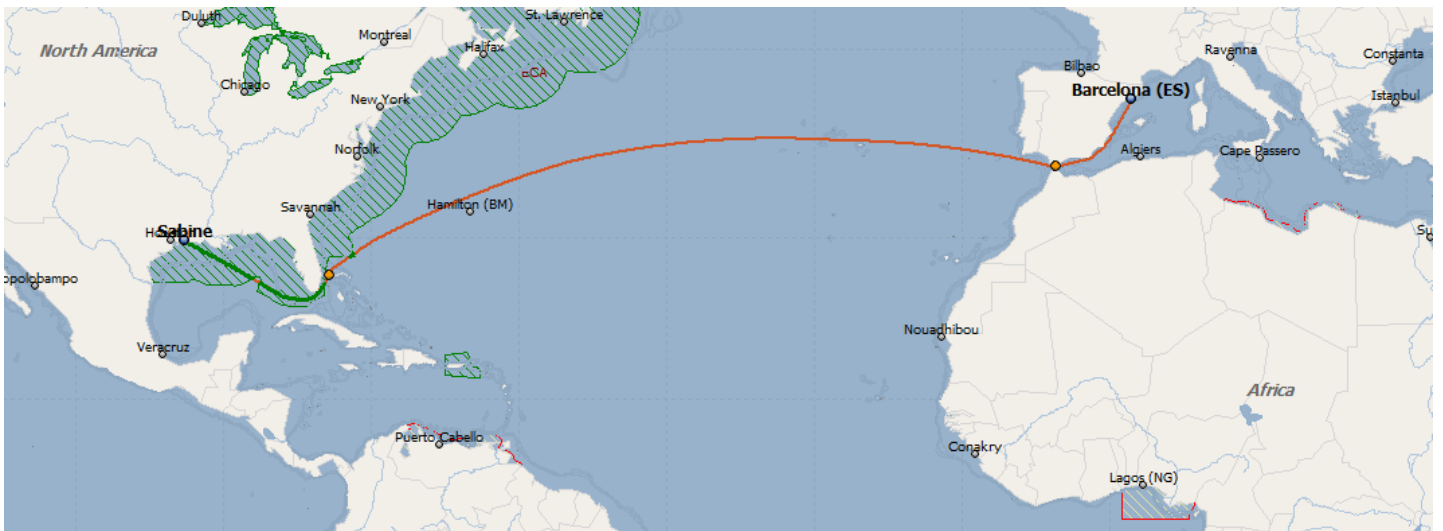
Es importante en este punto destacar que el Excel elaborado nos marca que no hay paso por canal, si bien esto no es del todo cierto, pues aquí se hace referencia a el viaje en carga en el que efectivamente no se pasa por ningún canal, pero debemos de tener que tener cuidado, pues para calcular nuestro coste total se deberá considerar el paso por el Canal de Suez en la pata en lastre hasta el puerto de reentrega tal y como veremos más adelante.

Una vez determinadas las millas de navegación, procedemos a visualizar la ruta, para ello, hemos utilizado el programa de cálculo de rutas marítimas NETPAS distance:

- Pata en lastre hasta puerto de carga



- Viaje en carga



- Pata en lastre hasta puerto de reentrega



Una vez determinada la ruta que nos interesa tomar, procedemos a analizar los costes del transporte uno por uno:

- Combustible

Para calcularlo, necesitamos saber los precios de este y los consumos del buque:

CONSUMPTION		
		BO RATE
MAIN ENGINE	STEAM TURBINE	0,15
VSSL SIZE	138.000	
SPEED KNT	17	

	MT/DAY	
	LADEN	BALLAST
HFO	38,875	75,005
MDO	2	0
BO	98,325	58,995
FACTOR CONV	TIPO DE BUQUE	BO
0,475	STEAM TURBINE	0,15
	DFDE	0,12
	MEGI	0,08
VSSL SIZE	CBM / LNG	
126.000	189	
138.000	207	
173.000	259,5	
176.000	264	
217.000	325,5	
276.000	414	

once thru canal.

BUNKERS + BO COST		
USD/MT		
FO	320	
MDO	520	
BO	PURCHASE	SALE
GAS \$/MT	6	9

Para calcular el coste combustible de un buque metanero, tenemos que tener en cuenta el Boil-Off del mismo, el Boil-Off es como denominamos a la pérdida por evaporación de carga de GNL que tiene el buque por diseño, este gas es reconducido a los motores para ser aprovechado como combustible optimizando su transporte, en este punto, cabe destacar que algunos buques tienen plantas de re licuefacción diseñadas para re licuar el gas que se va evaporando y no perder parte de la carga, sin embargo este tipo de buques no se ha tenido en cuenta para la elaboración de este estudio y por tanto el consumo se ha calculado teniendo en cuenta el aprovechamiento del BO como combustible.

Como nuestro buque es un modelo STEAM TURBINE, hemos considerado un BO garantizado de 0,15%, a continuación, se explica cómo se traduce esto en términos de consumo.

En primer lugar, los consumos de un buque de este tipo son semejantes a los del gráfico inferior y vienen dados en FOE (Fuel Oil Equivalente).

Consumption STEAM TURBINE		
SPEED/KNT	TM FOE/DAY LADEN	TM FOE/DAY BALLAST
19,5	185,00	176,00
19	173,60	163,90
18	151,10	144,60
17	137,20	134,00
16	129,00	125,80
15	114,40	111,80
14	104,00	101,50
13	96,00	95,00

Una vez que sabemos los consumos de nuestro buque debemos diferenciar que parte se corresponde con gas evaporado y que parte es efectivamente consumo de Fuel Oil, para ello, considerando un factor de conversión estándar de 0,475, primero calcularemos el consumo de GNL en metros cúbicos de este tipo de buques:

FACTOR CONV	TIPO DE BUQUE	BO
0,475	STEAM TURBINE	0,15
	DFDE	0,12
	MEGI	0,08

VSSL SIZE	CBM / LNG
126.000	189
138.000	207
173.000	259,5
176.000	264
217.000	325,5
276.000	414

(138000\*0,15) / 100=207

Una vez calculado el BO en metros cúbicos, debemos de transformarlo a Toneladas aplicando el factor de conversión antes mencionado (0,475),  $207*0.475= 98,325$  MT. Es en este punto cuando efectivamente podemos calcular el consumo en una base real y diferenciando consumo de GNL y de FO:

VSSL TYPE	LADEN	BALLAST
138.000	98,325	58,995

Consumption STEAM TURBINE LADEN		
SPEED/KNT	HFO	LNG
19,5	86,68	98,325
19	75,28	98,325
18	52,78	98,325
17	38,88	98,325
16	30,68	98,325
15	16,08	98,325
14	5,68	98,325
12	0,00	98,325

Consumption STEAM TURBINE BALLAST		
SPEED/KNT	HFO	LNG
19,5	117,01	59,00
19	104,91	59,00
18	85,61	59,00
17	75,01	59,00
16	66,81	59,00
15	52,81	59,00
14	42,51	59,00
12	36,01	59,00

Como se puede observar, es importante diferenciar entre consumo en carga y el consumo en lastre, pues en lastre el BO será de 0,6% respecto al de carga, ya que el buque no lleva los tanques llenos de gas.

Por último, una vez determinados los consumos tanto de LNG como de FO a las distintas velocidades dadas por el buque simplemente deberemos de buscar la velocidad a la que se ha planeado hacer el trayecto y aplicar los distintos precios, tal y como se muestra en la gráfica inferior:

once thru canal.

BUNKERS + BO COST	
USD/MT	
FO	320
MDO	520
BO	
GAS \$/MT	
PURCHASE	6
SALE	9

CONSUMPTION COST USD			
	BALLAST (TO LOAD)	VOYAGE	BALLAST (BACK)
FO	242.676,02	139.512,53	241.448,32
MDO	0,00	1.040,00	0,00
BO	3.578,93	6.616,19	5.341,24
<b>TOTAL</b>			<b>640.213,23</b>

El consumo de MDO es constante ya que este producto solo se consume en puerto (2 ton/día).

A efectos de este cálculo, se ha considerado que el precio del BO de la pata en lastre para reposicionamiento será el de venta del gas, pues de esta manera se puede optimizar de una forma más eficiente el transporte del GNL, este punto es especialmente significativo para traders, pues de esta forma se tiene una perspectiva más completa a considerar el coste de oportunidad.

- Costes de puerto

La plantilla de Excel de cálculo de costes de transporte de GNL está preparada para dar una indicación del posible coste de puerto para los diferentes puertos y tamaños de buque, sin embargo y por su especialidad simplemente nos servirá a forma de referencia, siendo el usuario final el que deberá de anotar los costes reales para no perder exactitud a la hora de realizar el cálculo.

En nuestro caso en concreto, los costes aplicables serán los del Puerto de Sabine Pass y los de Barcelona, dadas las indicaciones asumimos que estos costes se situarán en torno a los 230000\$ para este viaje, tal y como se observa en las tablas inferiores:

PORT COST		
PORT	SABINE PASS	
VSSL SIZE	138000	for 136000 NA
EXCHANGE	USD	USD
PDA	165000	<b>165000</b> *Reference

PORT COST		
PORT	BARCELONA	
VSSL SIZE	138000	for 136000 NA
EXCHANGE	EUR	USD
PDA	59000	<b>62540</b> *Reference

- Costes de paso por canal

En la lastrada de vuelta desde Barcelona hasta Ras Laffan, la ruta más corta atraviesa el canal Suez y es por esto que debemos tener en cuenta este coste para nuestro cálculo.

La plantilla de Excel indicará automáticamente el canal por donde debe pasar si está en la ruta de carga, las tarifas del Canal de Suez dependen de una serie de factores específicos (GRT, DRAFT, BEAM, SCNT, SCGRT) para cada tipo de buque y por ello el Excel redirigirá para el cálculo a la página web, el cálculo de coste de paso por Canal de Panamá en cambio se realiza automáticamente.

### Online Toll Calculator

Tariff 5. LNG carriers	SCNT 84450
GRT 93450	SCGRT 93950
Draft (if >14.33m) (m) 11.40	SDR (if known)
Beam (if >66.45m) (m) 42.5	Laden or Ballast Ballast
Northbound or Southbound Northbound	Gas Free certificate Yes

CALCULATE
[Calculator guidelines](#)

### Newsletter

SIGN UP

## Calculator Suez

Egypt > Calculator Suez

<b>Tariff:</b>	14-05
<b>Canal Tolls:</b>	437 674,14
First 5000:	33 500,00
Next 5000:	26 050,00
Next 10000:	45 100,00
Next 20000:	69 800,00
Next 30000:	96 900,00
Next 50000:	44 650,50
Rest:	0,00
TotalSDR:	316 000,50
USD/SDR Exchange rate:	1,39
<b>Tugs (0):</b>	0,00
<b>Mooring:</b>	2 587,75
<b>Pilotage:</b>	634,63
<b>Pilotage:</b>	1 800,00
<b>Disbursements:</b>	16 825,37
<b>Grand Total USD:</b>	<b>459 521,89</b>

- Cálculo de costes finales y transformación a \$/MMTBU

El paso final es el cálculo de los costes y lo que supone en términos económicos, para ello en primer lugar deberemos de completar nuestra tabla de gastos:

Voyage data	
Ballast (to load)	10,11 Days
Voyage	11,21 Days
Port time	3,00 Days
Ballast (back))	10,06 Days
Laytime TTL	34,39 Days
D/A TTL	230.000 USD
Canal fee	459.522 USD
TCE	25.000 USD/Day
Cargo loaded	135.240 CBM
TTL Com	1,25%
BO PRICE (PURCH)	6 USD
BO PRICE (SALE)	9 USD

Una vez determinados todos los costes que afectan a este viaje, debemos de traducir los mismos, primero a coste total incluyendo bunkers y por último transformarlo a \$/MBTU para saber qué proporción supone sobre nuestro negocio:

CONSUMPTION COST USD			
	BALLAST (TO LOAD)	VOYAGE	BALLAST (BACK)
FO	242.676,02	139.512,53	241.448,32
MDO	0,00	1.040,00	0,00
BO	3.578,93	6.616,19	5.341,24
<b>TOTAL</b>			<b>640.213,23</b>

VOY COST	DAY COST	USD/MBTU
2.189.368,54	63.671,57	0,71003354

OTHER COST ASSOCIATED		MBTU
TTL COM	27.367,11	3.083.472,00

Para la transformación a \$/MBTU, debemos de multiplicar el coste diario por el factor de conversión, para nuestro estudio aplicaremos 22.8 y luego dividir nuestro coste diario por la unidad resultante hallando de esta forma el coste en USD/MBTU.



## **CAPITULO III: FUTURO - Adaptación en un mercado con sobreproducción. Nuevos desafíos.**

### **1. LA GEOPOLÍTICA COMO OPORTUNIDAD DE NEGOCIO**

El GNL genera un alto impacto político, especialmente en lo que a relaciones internacionales se refiere y la afección a factores geográficos. Esto es debido, que al igual que el Petróleo y los productos refinados del mismo la mayoría de la producción es controlada por los gobiernos de los distintos países. Mientras que las entidades privadas actúan prácticamente en exclusiva como inversores en países en vías de desarrollo, pero siendo las reservas propiedad del estado al igual que la decisión de que estas empresas participen o no.

Es por esto que el GNL juega un papel fundamental en la geopolítica a nivel mundial. La buena relación entre países, por ejemplo, afectara sus intercambios de crudo y GNL, así como factores dependientes de otros estados, como que no estén sancionados por la UE o por EEUU, en caso contrario el intercambio se consideraría un riesgo innecesario.

*“Geopolitics,” coined in 1904, meant “the study of how factors such as geography and economics influence politics and relations between nations.” Now it means politics among (not just between) nations and rivalries for international power. A geopolitically successful nation delivers on promises to allies and threats to rivals — or loses allies and strengthens rivals. And, earlier weapon was Crude Oil now an added weapon to settle the score is LNG between the Countries”*

Se estima que existen unas 58 economías dependientes de recursos naturales (economías en las que el petróleo y el gas representan más del 10% del PIB). Es evidente que estas regiones se están viendo afectados económicamente por la caída de los precios de la energía, incluso a medida que aumentan los importadores como India y China.

Esta influencia en la geopolítica mundial es tan importante, que incluso podemos determinar que los precios más bajos de la energía también han impactado acontecimientos geopolíticos que están marcando la historia durante los últimos años como son los levantamientos árabes, el levantamiento del estado islámico (IS), el programa nuclear de Irán, y también en la confrontación sobre Ucrania.



A modo de ejemplo y de muy reciente actualidad podemos destacar la actual crisis con Qatar que podría afectar y mucho a las exportaciones de este país, pues está sufriendo un importante bloqueo por parte de los países del entorno y sus aliados, desestabilizando el mercado en su conjunto.

Un ejemplo puntual de lo anterior:

Durante las pasadas semanas hemos visto una subida en el precio del GNL determinado por el índice NBP porque dos buques cargados con GNL de origen Qatari y destino Europa, se dieron la vuelta en mitad de la ruta frente a las costas de Yemen, esto provocó el pánico generalizado en Europa, con una significativa subida de los precios en sus índices, así mismo afecto al mercado del shipping pues los fletes subieron exponencialmente frente a la más que probable necesidad de transporte con destino a Europa. Finalmente, resulto que los buques simplemente querían evitar la ruta del mar rojo por ser esta más peligrosa debido a la piratería, sin embargo, el hecho de que estemos ante esta situación de crisis con Qatar hizo prever a los mercados lo peor, he incluso se llegó a pensar que Egipto había prohibido el paso por el Canal de Suez a buques con origen en Qatar con las implicaciones que ello tendría.

Una vez analizada la importancia del Gas en el escenario geopolítico mundial, debemos de atender a como los diferentes escenarios geopolíticos afectarán al mercado del Shipping de GNL y porque estos diferentes escenarios pueden ser una oportunidad, para ello, analizaremos las tendencias del escenario geopolítico de la energía en general:

Siempre resulta difícil pronosticar, tanto el corto como el largo plazo de la evolución del mercado geopolítico de la energía, ya que está en continuo cambio. La calidad de este pronóstico no sería del todo acertada aunque estuviésemos hablando de muy corto plazo.

Sin embargo el autor *Carlos Pascual* ha desarrollado un marco analítico que permite poner un poco de orden en el ámbito de la geopolítica de la energía. Este sistema está elaborado mediante lo que él denomina *Rules of six*, clasificando en seis tipos las tácticas de los países en los mercados energéticos y al mismo tiempo define seis tipos de factores de mercado que predominan y cuya intervención en las tácticas determina el rumbo más o menos acertados de las mismas.

La matriz de resultados que se derivan de estas Rules of Six permite a C. Pascual una clarificación en el diagnóstico de una amplia serie de acontecimientos significativos en la historia de la geopolítica de la energía y una mejor comprensión de los nuevos

acontecimientos a medida que se van produciendo, pero incluso con este modelo, las previsiones sobre la evolución futura del escenario geopolítico de la energía estarán sometidas a una amplia incertidumbre, por tanto el objeto de este punto será el de dar unas claves sobre expectativas a futuro, concentrándonos en las inversiones esperadas y el futuro previsible para el mercado de GNL, basándonos en pronósticos que en mayor o menor medida están aceptados por el mercado.

- Inversiones post 2020

El crecimiento del negocio durante los últimos años, ha generado un interés más que lógico en seguir creciendo por los principales actores del sector, pero también ha propiciado la entrada de nuevos agentes movidos su atractivo, entre ellos encontramos países potencialmente productores y compañías petroleras que aún no habían mostrado interés por el GNL. En la parte de los compradores también ha generado cambios tanto de los tradicionales para integrarse aguas arriba, como de potenciales nuevos compradores para asegurarse el suministro en mejores condiciones, y hasta el de bancos de inversión que han querido participar como inversores activos en algún proyecto.

Como consecuencia, hemos visto innumerables anuncios de proyectos potenciales, que en su conjunto ascienden a 800 Mtpa, aproximadamente el doble de la capacidad instalada en 2020. Es evidente que muchos de estos proyectos no se materializarán, además, dado el largo tiempo de maduración de este tipo de proyectos, solo una pequeña parte de ellos se iniciarán en un futuro próximo. Ha sido tal la locura especulativa, que algunos de estos anuncios de proyectos ni siquiera han anunciado previsiones de fechas de entrada en servicio, por lo que simplemente podemos considerarlos como una declaración de intenciones y tomarlos por cuando menos dudosos.

Muy destacable es el hecho de que entre los países que están anunciando estos nuevos proyectos no se encuentra ninguno de Oriente Medio, quien hasta ahora había sido la mayor región productora, y sin embargo, encontramos que la mayoría de estos nuevos proyectos se concentran en Norteamérica, la región Asia-Pacífico y en la costa Indica de África, decimos que es muy destacable porque ninguna de estas áreas había destacado hasta la fecha como punto tradicional de producción y las exportaciones que se realizaban eran mínimas, también aunque de forma más anecdótica podemos indicar que alguno de estos nuevos proyectos está previsto para el Ártico.

La gran mayoría de los proyectos, provienen de Norteamérica, en su total si todos los proyectos se materializarán, sumarían una capacidad de 615 Mtpa. Entre ellos, encontramos proyectos en EE.UU., en su mayoría localizados en el golfo de México, pero también en Alaska. En Canadá, la gran mayoría de los proyectos son en la costa oeste, pero también hay proyectos en su costa atlántica. Solo bastaría con que se materialice el veinte por ciento de los proyectos anunciados, para que Norteamérica se convierta en el primer exportador mundial, pero en cualquier caso parece claro que Norteamérica se está consolidando como una de las principales áreas productoras y exportadoras del mundo.

Los proyectos anunciados en la región Asia Pacífico equivaldrían a un total de 90Mtpa, estos proyectos por lo general son incluso más especulativos, ya que se pretende producir en zonas muy remotas y con costes muy elevados de explotación.

En la costa índica africana se han descubierto grandes reservas de gas, y se han anunciado proyectos que ascienden a cerca de 50 Mtpa, en su mayoría concentrados en las costas de Mozambique y Tanzania.

Por último, en la zona Ártica, además de los proyectos mencionados anteriormente en Alaska (20 Mtpa), los proyectos anunciados en Rusia incluyen una ampliación de Sakhalin –dos de las islas Sajalín–, que inicialmente se había anunciado para su entrada en operación en 2018, pero que ha sido pospuesto, y otros proyectos más septentrionales todavía muy especulativos.

Pero, la pregunta que debemos hacernos es ¿Cuántos de estos proyectos se consolidarán, y cuándo?

Parece evidente que el «momentum» de muchos de estos proyectos ha pasado, dado el deterioro en la rentabilidad que sufrirá la industria cuando nos encontremos con una situación de evidente exceso de oferta. Así mismo, debemos de tener en cuenta que los tradicionales grandes productores de gas no tienen planes, al menos públicos, de crecimiento a corto-medio plazo, lo que supone una clara señal al respecto de la viabilidad o no de muchos de estos proyectos.

De los proyectos previstos, aquellos que parecen más viables son los de la cuenca atlántica de EE.UU., siendo difícil que cualquiera de las otras iniciativas pueda competir contra los mismos, sobre todo con los del golfo de México. Debido entre otros factores, a que estos cuentan con infraestructuras disponibles, los costes de construcción son bajos

y previsible, la extracción del gas es barato y puede ser encontrado a poca profundidad, existe una regulación probada y previsible, y además tienen bajos costes de financiación.

Sin embargo, existe una serie de factores que nos hacen prever la imposibilidad de que todos los proyectos anunciados salgan adelante, el principal es la amenaza de Qatar de levantar su moratoria tal y como anunciaba en Julio de 2017, esto supondría una gran cantidad de entrada de gas en mercado con un coste de producción cercano a 0, que hasta ahora había sido prolongada en un intento de Qatar de mantener los precios del producto, pero ante la amenaza constante de nuevos proyectos de extracción, la situación ha cambiado. Por otro lado, y no menos importante, es que no hay producción de gas suficiente para asimilar hasta 270 Mtpa de gas adicional sin que aumenten sus precios, y menos en la actual coyuntura, en nos se prevee un aumento significativo en la demanda a corto plazo.

- El futuro del GNL

En la actualidad existe un consenso generalizado acerca del futuro prometedor del gas natural, los expertos estiman que el crecimiento anual de la demanda crecerá en torno al 1,4% hasta al menos 2040, esto implica que el gas natural para 2040 tendría un peso similar al de las otras dos energías fósiles alternativas y predominantes hasta la fecha: petróleo y carbón.

En ese año el GN alcanzaría un 24% del total del uso de todas las energías en conjunto. Estos mismos expertos auguran que el 85% de esta nueva demanda seguirá correspondiéndose con países de la OCDE, pero es importante tener en cuenta ese 15% alternativo, ya que sin duda es una oportunidad para los nuevos actores, con menos presencia en los países que actualmente tienen ya muy integrado el gas natural en sus economías, prácticamente en todo el mundo la demanda crecerá con excepción de aquellos países que cuentan con grandes reservas o que en la actualidad ya engloban la mayor parte de la demanda para ellos, tal y como son Rusia y Japón respectivamente.

En respecto a partir de 2040, el consenso es igualmente unánime con respecto a que el gas natural seguirá ganando terreno al resto de energías fósiles, sin embargo, resulta muy arriesgado realizar previsiones a tan largo plazo.

Las previsiones se amparan en factores como la persecución de la reducción de emisiones que conlleva la progresiva electrificación del transporte y la generación

eléctrica con una mezcla energías renovables, nuclear y ciclos combinados de gas natural.

Estas previsiones positivas vienen entre otros factores determinadas por los nuevos protocolos de actuación secundados por una basta cantidad de países, tales como “El Acuerdo de París” y el “Carbon Tax”.

El Acuerdo de París persigue:

- “a) Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático;*
- b) Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos;*
- c) Elevar las corrientes financieras a un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.”*

El Carbon Tax, por su parte, es un impuesto medioambiental sobre la emisión de dióxido de carbono, gas de efecto invernadero, que pretende reducir su expulsión a la atmósfera. Este impuesto desalienta las emisiones de contaminantes, haciendo pagar a los contaminadores en proporción a sus emisiones. El impacto del impuesto sobre los productos finales aumenta sus precios en proporción a las emisiones que ha provocado su producción, promoviendo el consumo de los productos que hayan inducido menos emisiones de dióxido de carbono en su fabricación como puede ser el Gas Natural. Un aumento gradual y planificado del impuesto puede ayudar a orientar las inversiones a largo plazo, dejando tiempo suficiente a los consumidores y a las empresas para adaptarse.

El impuesto es una opción abierta para los países comprometidos en reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, por ejemplo, mediante el Protocolo de Kyoto. Así, el objetivo no es solo contribuir a disminuir la incidencia del CO<sub>2</sub> en el cambio climático, sino también en reducir la dependencia de muchos países de los combustibles fósiles y progresar hacia una economía ecológicamente sostenible.

El impuesto puede ser aplicado a nivel de los productos o, directamente en la producción y/o importación de combustibles fósiles, que emitirán dióxido de carbono al ser consumidos.

El impuesto sobre el carbono es complementario del principio de los bonos de carbono (negociables a través de un mercado de carbono): el impuesto impone un precio fijo a cantidades libres, las cuotas fijan las cantidades, pero dejan variable el precio. Ambos sistemas pueden coexistir, el impuesto permite implicar a numerosos pequeños emisores de CO<sub>2</sub> muy dispersos, a los que es difícil ponerles una cuota.

Países como Dinamarca, Finlandia, Noruega, Suecia, o la provincia canadiense de Columbia Británica y Francia ya aplican algún tipo de impuesto sobre el carbono, aunque se de forma parcial.<sup>5</sup>

- El futuro del GNL en la balanza energética

El GNL desde sus orígenes ha mantenido altas tasas de crecimiento, sin embargo, es en el presente siglo cuando esta tendencia realmente se está acentuando. Desde el año 2000, la demanda de gas natural ha crecido continuamente en torno al 2,7% en todo el mundo, mientras que la de GNL crecía entorno al 7%, como podemos ver es una diferencia más que significativa.

Aun cuando los expertos esperan que esta tasa se modere durante los próximos años, las previsiones a largo plazo continúan siendo muy positivas en cuanto al peso que asumirá el GNL dentro de la balanza energética, y se espera que para el 2040 suponga un 20% del gas natural comercializado frente al 10% actual. La explicación principal la encontramos en las mayores oportunidades que ofrece por su versatilidad tanto a los productores como a los consumidores.

- El futuro de la demanda de GNL

Como comentado anteriormente, no se espera que los actuales grandes consumidores de GNL (España, Japón, UK y Corea) contribuyan en gran medida al crecimiento de la demanda. El mayor impulso al crecimiento de la demanda vendrá desde los grandes países emergentes como son China o la India, pero de igual manera se espera ver que

---

<sup>5</sup> Carbon tax – Wikipedia – Free translation

muchos otros países emergentes de menor tamaño aumenten su demanda dado que es necesario para su potencial desarrollo. Europa por su parte deberá de sustituir parte de la pérdida de producción propia con GNL, debido a varios factores, las producciones de gas de Holanda, Reino Unido y Noruega en declive, y sin perspectivas, hoy por hoy, de que desaparezcan las barreras al desarrollo de gas no convencional –cuyos recursos en Europa son por otra parte limitados–. No parece fácil que desaparezcan las grandes dificultades geopolíticas para que se consoliden las iniciativas de traer gas del Caspio y de las repúblicas del Asia central por gasoducto.

Por otro lado, se espera que países que por lo general han sido productores en el pasado aumenten su presencia como consumidores debido al crecimiento de su demanda interna y en otras ocasiones por el declive de sus propios yacimientos.

- Crecimiento del GNL en mercados no convencionales

Aunque el GNL no está presente en el mercado final pues se regasifica, se espera que en un futuro no muy lejano empiecen aplicaciones del mismo directamente que aportaran ventajas frente a otro tipo de energías. La más importante es la utilización del mismo como combustible marino en sustitución de los existentes actualmente, la clave aquí se encuentra en que la exigencia de reducción de emisiones implementada por los organismos oficiales que rigen en el sector obliga a armadores de todo el mundo a utilizar gasoil o fueles refinados que difícilmente podrán competir con el precio y nivel de emisiones del GNL, lo que está generando que se tenga en cuenta la utilización de este combustible en la construcción de los nuevos buques.

Por otro lado, la utilización del gas para el transporte terrestre también crece en todo el mundo, en la actualidad se estima que unos 23 millones de vehículos ya utilizan este tipo de combustible frente a otros combustibles fósiles y más contaminantes y la tendencia futura es claramente alcista. Esto es muy relevante para el GNL ya que se pretende que los vehículos pesados como camiones o autobuses se use GNL en lugar de gas natural presurizado, a este respecto, llama la atención el hecho de que el 7% de los vehículos pesados vendidos en China el año 2013 tengan previsto consumir GNL. En Europa existe un proyecto promovido por la Comisión, para incentivar el consumo de GNL en el transporte pesado por carretera. Este proyecto, llamado *Blue Corridors Project*, prevé inversiones en infraestructura de distribución y en flota de camiones en los cuatro principales corredores de transporte europeos.

Otra utilización, por el momento marginal, pero que se expandirá a medida que haya más instalaciones de licuefacción y regasificación en el mundo, es la del llamado en la jerga del negocio *Small Scale LNG*, o SSLNG, es decir GNL en pequeña escala, básicamente plantas de almacenamiento y regasificación de reducido tamaño, que operan como satélites de plantas convencionales, y reciben el GNL con metaneros de pequeña capacidad que operan como lanzaderas, o por carretera en el caso de plantas terrestres. Esta modalidad está actualmente en pleno desarrollo en todo el mundo, especialmente en Asia, para introducir el gas en las islas, tanto en Japón como en Indonesia –similar concepto se está utilizando en el Caribe–, así como en Escandinavia precursora de esta modalidad y en China para dar acceso al gas a industrias remotas.

- El GNL, una industria global en un mundo globalizado

El GNL tiene tan solo cincuenta años de vida, siendo clave en el desarrollo de países productores y consumidores durante el siglo pasado, y en este siglo, su crecimiento en se está produciendo aún más deprisa, y es una pieza importante para más países, tanto productores como consumidores.

Las expectativas son que el gas natural siga creciendo más que los demás combustibles fósiles, he incluso que 2050 llegue a ser la primera fuente de energía. El GNL crecerá todavía más de prisa, y esto llevará como ya decíamos a que a mediados de siglo suponga el 20% de la demanda de gas.

Tan importante como su mayor peso en el mercado de energía es su contribución a la seguridad de suministro y a su globalización. Su expansión, y la cada vez más importante proporción de las ventas *spot* o a corto plazo, tendrán un efecto cada más mitigador de las grandes diferencias regionales existentes en los precios del gas natural, así como el llamado *decoupling* de precios entre gas y petróleo.

- Afección de las ‘trading houses’.

Algunas de las innovaciones más importantes en el ámbito de la energía de los últimos años han sido en el gas natural. Grandes cantidades de ‘shale gas’ estadounidense no convencional son ahora comercialmente viables, cambiando la imagen estratégica para los Estados Unidos haciéndola autosuficiente en gas natural para el futuro previsible. Este desarrollo por sí solo ha repercutido en todo el mundo, provocando cambios en los



patrones de comercio y llevando a otros países de Europa y Asia a explorar su propio potencial de gas de esquisto. Esta evolución está ejerciendo presión sobre acuerdos de larga duración, así como en los contratos de gas vinculados al petróleo y una mayor separación de los mercados de gas de América del Norte, Europa y Asia e igualmente, puede dar lugar a cambios estratégicos, como el debilitamiento de la posición dominante de Rusia en el mercado europeo del gas.

Esta situación abre una nueva ventana de oportunidades que las Trading Houses tendrán que aprovechar, localizando nuevos mercados y logrando una mejor competitividad que la que pueden aportar las grandes empresas del sector, esto solo se conseguirá a través de la gestión de riesgos y toma de decisiones de una forma más eficiente y ágil.

El movimiento y la adaptabilidad de las Trading Houses, es un factor determinante para conseguir llegar a nuevos mercados, una rápida toma de decisiones será igualmente fundamental pues es el modo de mejorar la competitividad de estas empresas frente a sus competidores.

## 2. OPTIMIZACIÓN DEL MERCADO MARÍTIMO – IMPACTO NUEVOS MOTORES MEGI Y DFDE

- Comparativa de motores

Parece evidente que el reciente surgimiento de los Motores MEGI en el mercado supone toda una revolución, dado que las prestaciones en cuanto a consumo superan con creces a los que hasta el momento eran los mejores motores del mercado DFDE.

En este apartado trataremos de hacer una pequeña comparativa de los diferentes tipos de motores que instalan los buques gaseros dada la importancia de los mismos por sus prestaciones, puesto que puedes suponer una gran diferenciación en los costes que deben afrontar tanto fletadores como armadores en el negocio.

Esta evolución en la propulsión de los buques de GNL ha establecido otro sector dentro del segmento de transporte de GNL, junto a los sistemas de propulsión DFDE / TFDE y de steam-turbine hasta ahora conocidos.

Los motores MEGI son incluso más eficientes que los motores DFDE / TFDE, que a su vez han demostrado ser mucho más eficientes en combustible que los motores tipo 'steam turbine'. Como resultado, casi todas las embarcaciones de GNL ahora en orden son DFDE / TFDE y MEGI.

Sin embargo, la mayoría de los barcos de GNL que operan actualmente son ‘steam turbine’, con mayores tasas de ‘boil-off’ y menor capacidad de carga. Pero desde 2013 hasta ahora, con la espera de la industria de un aumento significativo en la demanda de transporte de GNL, alrededor de 70 nuevos buques, con motores DFDE / TFDE o MEGI (más recientemente) han sido entregados con su considerable mejora en ‘boil-off’ y aumento en la capacidad de carga.

Propulsion Type	Fuel Consumption (tonnes/day)	Average vessel capacity	Typical Age
Steam	175	<150,000	>10
DFDE/TFDE	130	150,000-180,000	<10
ME-GI	110	150,000-180,000	<1

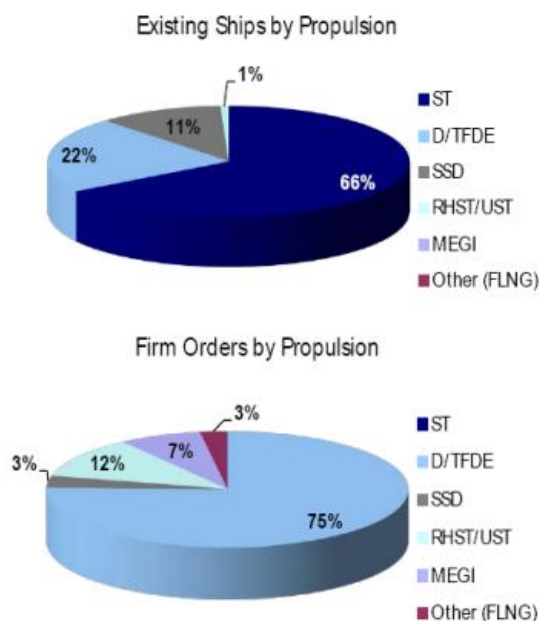


Ilustración 23 - Buques por tipo de propulsión actualizado 2015

Hace pocos años, se esperaba que a finales de 2017 muchos de los viejos barcos de tipo ‘steam turbine’ o los aquellos considerados de primera generación de GNL serían retirados, ya que se requiere cada vez más actualizar la inversión para cumplir con diversas regulaciones y las realidades del mercado (en algún momento ya no vale la pena La inversión adicional), sin embargo encontramos que muchos de ellos siguen navegando y no se espera su pronta desaparición debido a que cierto número de fletadores prefiere la utilización de los mismos dado el Premium que deben de afrontar si se decantan por

buques de nueva generación, debemos de esperar aún unos años, con el esperado cambio de tendencia de mercado para ver si definitivamente este tipo de buques termina por desaparecer.

Lo que parece menos seguro es el destino de los buques de vapor relativamente más recientes que se comercializan hoy en día, pues llegado el caso podrían dejar de ser competitivos. La pregunta que nos cabe plantearnos es ¿a qué precio seguirán siendo competitivos ante un previsible cambio de tendencias del sector? La diferencia de costes entre los barcos es fácil de calcular, pero puede ser algo más que una cuestión de costes.

Lo que vemos es que los fletadores son reacios a cerrar este tipo de buques a largo plazo, prefiriendo flotas más nuevas, más grandes y más eficientes. Los buques 'steam turbine' siempre estarán disponibles para viajes spot, tal vez incluso para periodos de un año. Pero es casi evidente que los fletamientos de 10 o 20 años ya no pueden ser una posibilidad, incluso si los buques steam turbine son capaces de negociar durante ese período de tiempo. Como resultado, la capacidad de los buques 'steam turbine' para generar ingresos, y por lo tanto su valor de los activos, será imposible de predecir.

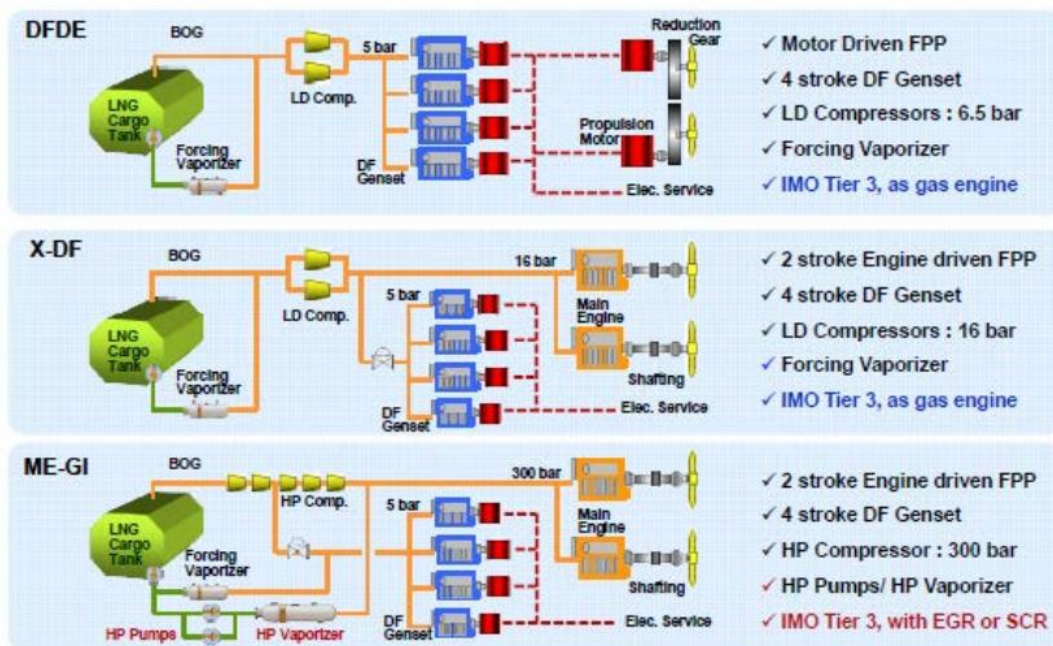


Ilustración 24 - Diferentes tipos de motor y su funcionamiento

Sin embargo, no todo son desventajas para los motores tipo Steam Turbine, a continuación mostramos las principales ventajas y desventajas por tipo de motor:

## STEAM TURBINE

Ventajas:

- Menos peso (15 t. Para el módulo LM2500)
- La potencia de rampa rápida
- Facilidad de servicio (elementos estándar intercambios)
- Contaminación limitada

Desventajas:

- Mayor consumo específico de motores diésel (235 g / kWh a 25 ° C)
- Sensible a la temperatura ambiente (LM 2500:23.000 kilovatios a 25 ° C y 21.000 kilovatios a 35 ° C)
- Los grandes volúmenes de aire y conductos de admisión salida de gas
- caída significativa en la eficiencia de carga parcial en particular para máquinas de un solo eje
- La redundancia

## **DFDE**

Ventajas:

- Mayor eficiencia en comparación con el STEAM TURBINE (pero menor en comparación con Velocidad diésel opciones)
- Mayor disponibilidad de personal experimentado comparando con la turbina de vapor
- Redundancia de alta propulsión (con respaldo motor)
- Reducción de emisiones

Desventajas:

- Mayor costo de capital TFDE
- Mayor mantenimiento como resultado de más piezas móviles, mayor velocidad y más

Cilindros

- Aproximadamente 10 o 12% de pérdida de eficiencia en el proceso de generación de energía
- Sensible a la calidad del gas: golpear con reducción automática de carga
- Mantenimiento: revisión programada más riguroso (problemas en el dry dock) y caro.

- Afección real de los nuevos motores tipo ME-GI

Para un tráfico típico de largo recorrido los nuevos y más eficientes motores MEGI tendrán un consumo (gas and fuel oil) de aproximadamente el 25% menos que el que tendría un DFDE recientemente diseñado y entregado en mercado. Esto equivaldría a un ahorro de aproximadamente 25 toneladas de fuel oil al día en HFO equivalente. Comparado con el típico Gasero tipo 'steam turbine', que en la actualidad comprende una importante parte de la flota mundial, la reducción en el consumo de HFO equivalente ascendería a casi la mitad.

En términos generales estaríamos hablando de añadir tan solo 10 millones de dólares al coste del buque, cuyo coste en la actualidad para este tipo de buques se sitúa en torno a los 212 millones de dólares. Pero sin embargo, debemos considerar que el ahorro diario será de unos 10.000 Dólares/día considerando un 70% de tiempo de navegación anual, lo que evidentemente hace que la opción de invertir en buques tipo ME-GI sea realmente atractiva, ya que podemos calcular que la diferencia en el coste se repercutiría en tan solo 4 años.

Además debemos considerar que el hecho de que un buque sea de tipo MEGI también repercutirá en el flete percibido, puesto que este tipo de buques tendrá un Premium sobre el flete de mercado que según hemos visto se sitúa entre 15.000 y 20.000 dólares diarios respecto al flete percibido por un 'Steam Turbine'.

### 3. NUEVAS RUTAS MARÍTIMAS

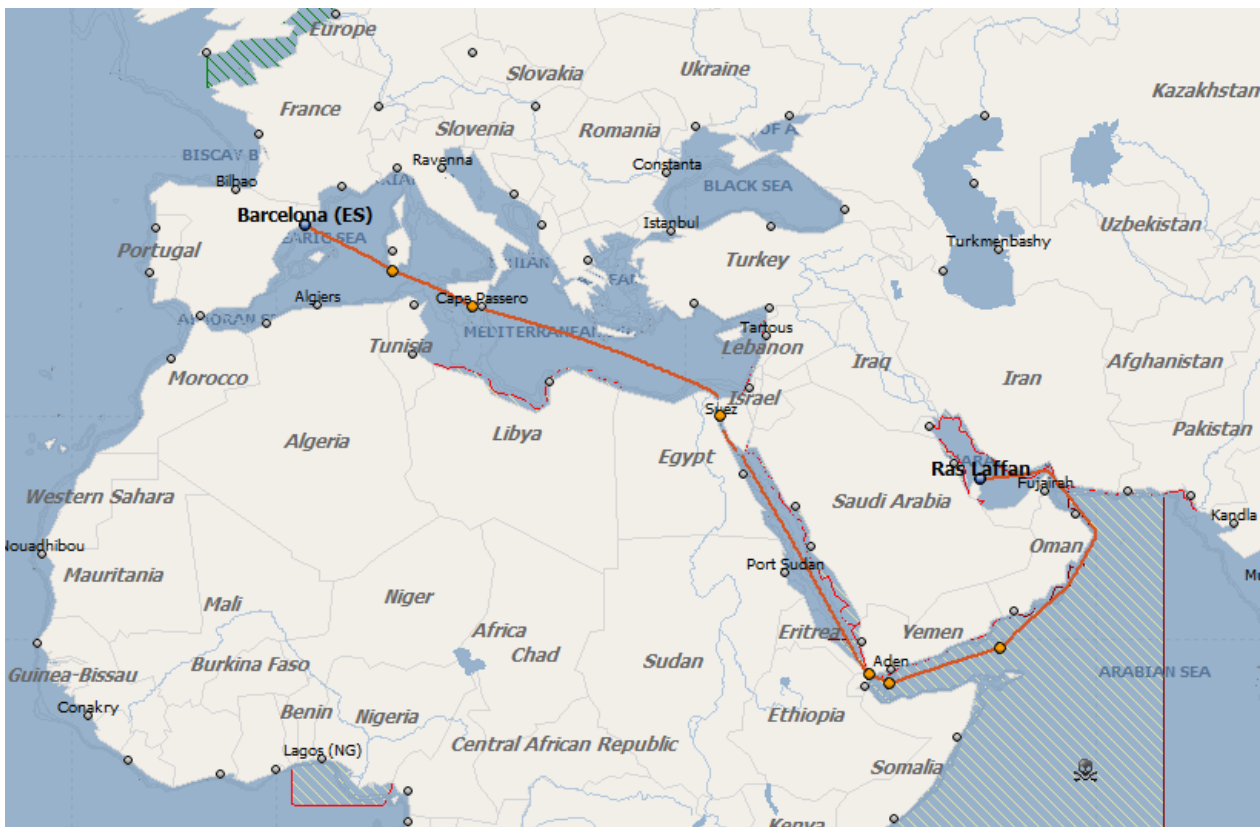
- Impacto de terrorismo y la piratería

Es creciente la preocupación respecto al impacto que la piratería y los actos de guerra pueden tener en el mercado del shipping y es que ciertas zonas claves para la navegación a nivel mundial se están viendo afectadas por esta lacra. Durante los últimos años habíamos entrado en una corriente positiva con una gran reducción de los actos de este tipo, sin embargo, en el último año hemos visto un peligroso aumento especialmente preocupante en el sector por el ataque a buques metaneros.

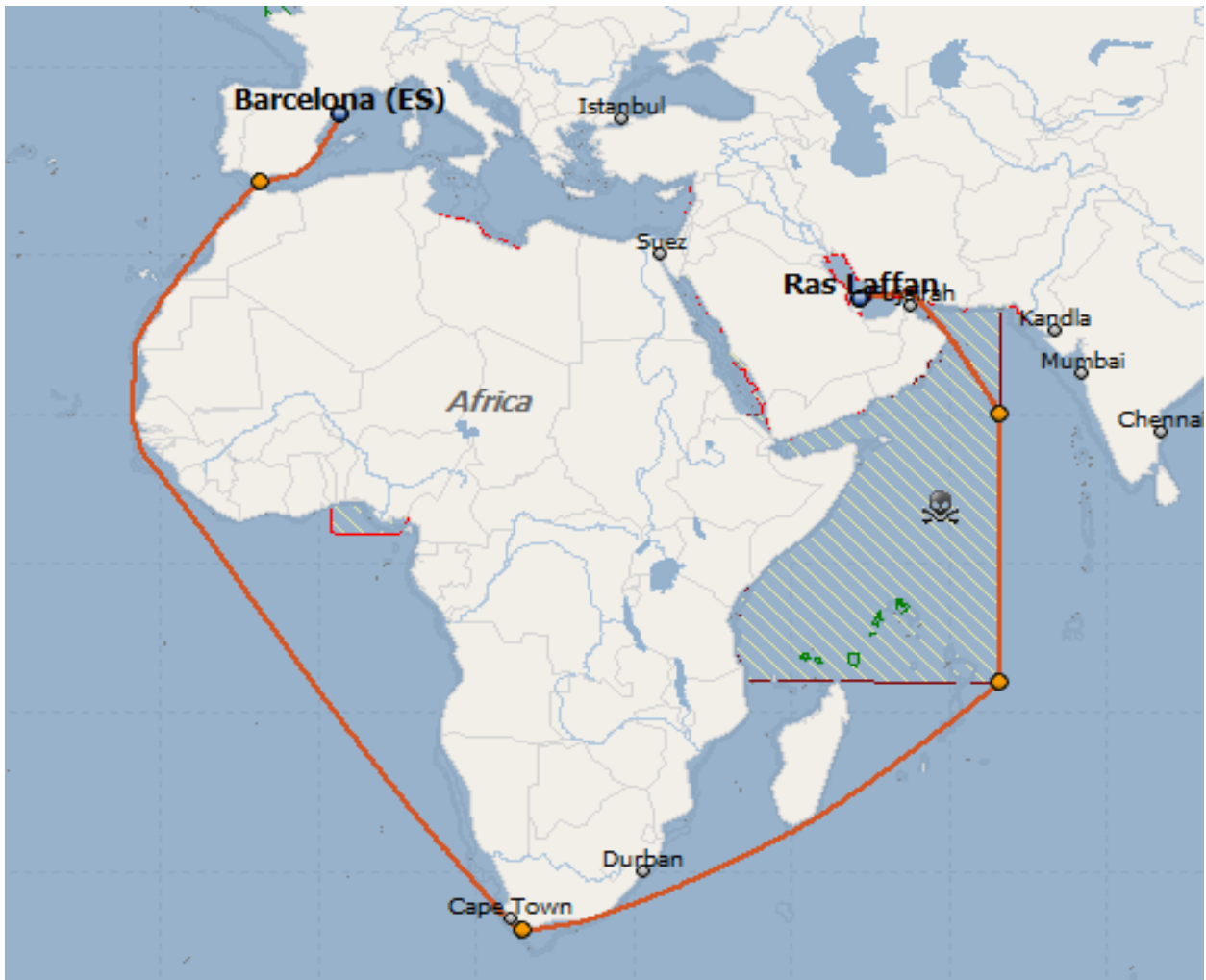
Es evidente que la preocupación ha crecido a nivel mundial por la peligrosidad que conlleva un ataque de este estilo a buque completamente cargado de gas, por suerte, hasta el momento, no se han tenido que lamentar daños mayores, pero un ataque a un

buque metanero podría haber pasar de anecdótico a una verdadera catástrofe con suma facilidad, es por ello que en este apartado trataremos de dar una pequeña visión de las implicaciones que esto puede tener para el negocio.

No solo estamos hablando de medidas de precaución, como es la de navegar a máxima potencia por las zonas de peligro, o a la evidente afección a los seguros y repercusión en el coste por la inclusión de agentes de seguridad a bordo, uno de estos actos podría incluso generar que se elegirá evitar estas áreas sustituyendo las rutas por otras alternativas, y las consecuencias de esto podrían tambalear el mercado al completo. Imaginemos que dadas estas circunstancias los buques procedentes de medio oriente y con destino Europa tuviesen que rodear toda África, evidentemente esto afectaría tanto a fletadores como armadores, ya que supondría un cambio drástico en el nivel de los fletes provocado por la evidente disminución de buques disponibles debido al aumento de millas de navegación.



Aprox. 12 días de navegación @ 16 Nudos



Aprox. 30 días de navegación @ 16 Nudos

- Diferencia entre actos de terrorismo y actos de piratería

El Convenio de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar de 1982 El Convenio de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar hecho en Montego Bay el 10 de diciembre de 1982 («UNCLOS») constituye el marco jurídico principal aplicable a la lucha contra la piratería marítima internacional.

El apartado a) del artículo 101 de UNCLOS define la piratería como «todo acto ilegal de violencia o de detención o todo acto de depredación cometidos con un propósito personal por la tripulación o los pasajeros de un buque privado o de una aeronave privada y dirigidos: (i) contra un buque o una aeronave en alta mar o contra personas o bienes a bordo de ellos; (ii) contra un buque o una aeronave, personas o bienes que se encuentren en un lugar no sometido a la jurisdicción de ningún Estado»; también la incitación a la



comisión de tales actos o su facilitación constituye un acto de piratería, al tenor del artículo 101.c) de UNCLOS.

Un buque pirata es aquél que es destinado, por las personas bajo cuyo mando efectivo se encuentra, a cometer un acto de piratería o que haya servido para cometer tales actos, mientras sigan bajo el mando de los responsables del acto de piratería (artículo 103 de UNCLOS).

Es importante en este punto distinguir entre piratería, entendida tal y como citábamos anteriormente y la conocida como “piratería por analogía”, integrada por actos terroristas, violentos, sediciosos o rebeldes.



*“El terrorismo en el mar, constituye una de las manifestaciones de violencia en el mar que destaca, estos actos ilegales, en los que prevalecen los móviles políticos, han sido calificados en más de una ocasión como actos de piratería, por medios de comunicación e incluso autoridades de los Estados afectados.*

*Para determinar que se entiende por actos terroristas en el mar debemos de tener en cuanto que estos cumplen con los siguientes elementos:*



*En primer lugar la violencia actual o potencial, en segundo el objetivo político y por último la intención de obligar a un grupo específico a hacer o no hacer algo. La más destacable de las características mencionadas, por lo que ahora interesa, es el “objetivo político del acto” ya que, en el ámbito marítimo, esto separa al acto terrorista del acto de piratería.*

*Los actos de violencia terrorista en el mar pueden adoptar distintas modalidades y tener objetivos muy diferentes que cabría resumir en las cuatro siguientes situaciones:*

- *cuando los buques son el blanco de actos terroristas*
- *cuando los buques son utilizados como arma para producir un atentado terrorista;*
- *cuando el transporte marítimo se emplea para facilitar un ataque terrorista transportando cargas o equipos peligrosos;*
- *cuando el esquema financiero del shipping mundial se utiliza para el financiamiento de actividades terroristas o de apoyo a las mismas.*

*La amenaza terrorista hacia las líneas marítimas de transporte no es una preocupación nueva. En el pasado ha habido casos en donde las embarcaciones han sido tomadas por grupos insurgentes o atacados por terroristas.*

*Por lo que se refiere al delito de terrorismo en el mar, hay que partir de la Convención SUA 1988/2005, que en su artículo 3 enumera una serie de conductas que son consideradas como delito. De este Convenio cabe considerar al terrorismo marítimo como aquel que, con propósitos políticos o con el objetivo de influir en el ejercicio de los derechos de otro Estado o entidad política, intenta hacer una combinación de los siguientes actos:*

- *capturar o ejercer control ilícito sobre un buque u otra estructura marítima mediante amenaza o por la fuerza.*
- *llevar a cabo o amenazar con un acto de violencia contra una persona a bordo con probabilidad de poner en peligro la seguridad en la navegación*
- *destruir o dañar, o colocar un artefacto que probablemente destruya o dañe, un buque, plataforma marítima, cargamento o instalación de navegación;*
- *difundir intencionalmente información falsa que ponga en peligro la seguridad en la navegación.”<sup>6</sup>*

---

<sup>6</sup> Jose Manuel Sobrino Heredia <<Piratería y Terrorismo en el Mar>>, Catedrático de Derecho Internacional Público de la Universidad de A Coruña

Esta diferenciación es clave de entender por su afección a los seguros y en especial a las coberturas de los mismos, el hecho de que se trate de un acto de piratería o de un ataque terrorista determinará si las pérdidas consecuentes del mismo son cubiertas por el P&I del buque, ya que en caso de que fuese un atentado terrorista las pólizas estándar no lo cubrirán.

#### 4. ALTERNATIVAS ANTE LA PREVISIÓN DE EXCEDENTES

- SSLNG y Bunkering de GNL (aspectos regulativos)

En el mundo existe una tendencia a la reducción de emisiones en el mundo del shipping para minimizar el impacto de la contaminación del aire, especialmente remarcable en las nuevas regulaciones y en las expectativas de los accionistas de las compañías.

La principal alternativa son los combustibles bajos en azufre que servirían para reducir estas emisiones, esto ha producido que de un tiempo en adelante se esté considerando el GNL como una fuente alternativa de combustible marino, siendo en la actualidad los más consumidos los del tipo HFO o 'Heavy Fuel Oils' con una alta concentración de azufre y que en la actualidad suponen la vasta mayoría de los combustibles marinos consumidos.

Para limitar emisiones altamente contaminantes de sulfuro de dióxido desde buques, se han implementado límites en el contenido de azufre de los combustibles en ciertas áreas conocidas como Emission Control Áreas (ECAs). Y en 2020 se pretende que el contenido de azufre máximo de los carburantes sea del 0,5%.

Según se va acercando el plazo límite a la regulación más restrictiva en contenido de azufre, el GNL como bunker se está empezando a considerar como una alternativa factible al combustible tradicional puesto que su contenido en SOx es del 0%.

En el mejor de los casos estaríamos ante un escenario en el que en 2025 se estarían consumiendo hasta 66 millones de toneladas de LNG como combustible, lo que sin duda lo convierte en una cifra nada desdeñable y por tanto necesaria de analizar como una alternativa ante la previsión de excedentes.

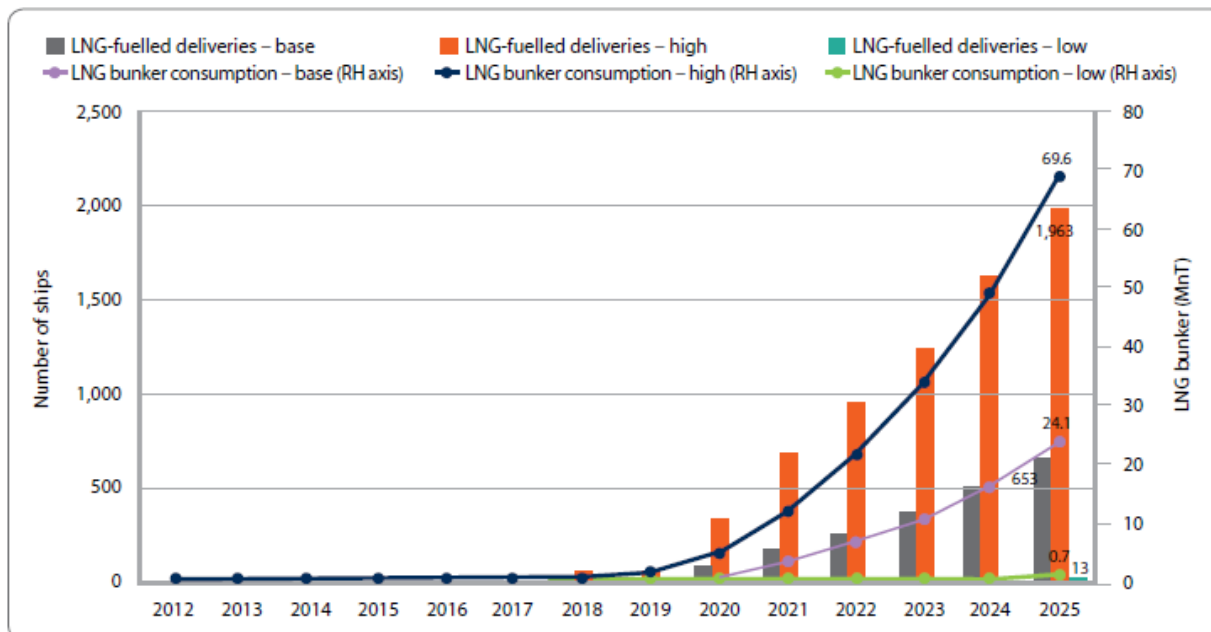


Figure 1: Cumulative global LNG fuelled newbuilds and LNG bunker consumption (base, high and low cases)

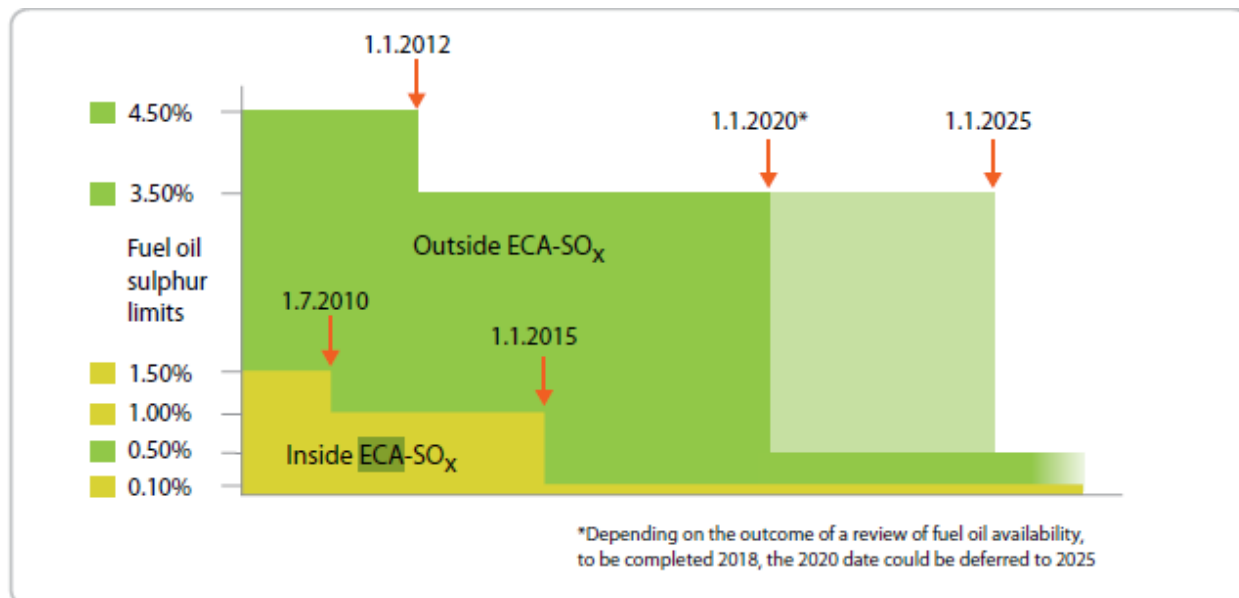
En la actualidad los tipos de combustible más utilizados en el transporte marítimo son los siguientes:

- Residual fuel oil: Esta es la porción más pesada resultante del refinado del petróleo y es comúnmente conocida como fuel oil pesado (HFO), el combustible marino más habitual y tiene un alto contenido de azufre.
- Fuel oil destilados: Están compuestos por una mezcla menos pesada resultante del proceso de refinado, y son comúnmente conocidos por su bajo contenido en azufre.
- Intermediate fuel oils (IFO): Estos son una mezcla del fuel residual y el destilado, su contenido en azufre si bien es menor que el del fuel pesado varía dependiendo del grado del mismo.

Una vez conocidos los diferentes tipos de combustibles en el mercado, cabe determinar los límites y regulaciones que están entrando en vigor y que en los próximos años serán determinantes, a este respecto:

La Organización Marítima Internacional o IMO por sus siglas en inglés, está adoptando medidas para prevenir la contaminación del aire desde buques, a este respecto han creado el anexo VI del convenio MARPOL.

Desde 2012, el Anexo VI del MARPOL incluye un límite global del 3,5% del contenido de azufre en los combustibles marinos, a partir del 2020 se prevé que este límite se reduzca a 0,5% a nivel mundial



El uso de combustibles destilados de bajo contenido de azufre es una manera relativamente fácil de cumplir con los contenidos de azufre del gasóleo límites. Sin embargo, si la flota mundial de buques comerciales se convirtiera a el uso de combustible destilado por 2020, la producción actual no satisfacerla la demanda de combustible de bunker marino.

Las dudas sobre la disponibilidad y los precios de los combustibles destilados han llevado a la búsqueda de otras alternativas para el cumplimiento de estrictos límites de azufre considerados.

Las tres opciones principales son:

- a. funcionamiento fuel oil de bajo contenido de azufre (LSFO), que, dependiendo de la limitación de los contenidos de azufre, podría ser combustible diésel marino (MDO) o MgO (es decir, destilados).
- b. funcionamiento en HFO con un sistema de tratamiento de gas de escape (EGTS)
- c. funcionamiento con gas natural licuado (GNL).

El uso de GNL como combustible para buques representa una alternativa real al combustible marino convencional, al considerar el cumplimiento con límites de azufre más estrictos debido a su 0% de contenido en SO<sub>x</sub> en sus emisiones (este 0% es virtual y siempre será dependiendo del tipo de motor).

Sin embargo, aún existe una barrera clave para la adopción del GNL: La infraestructura de bunkering.

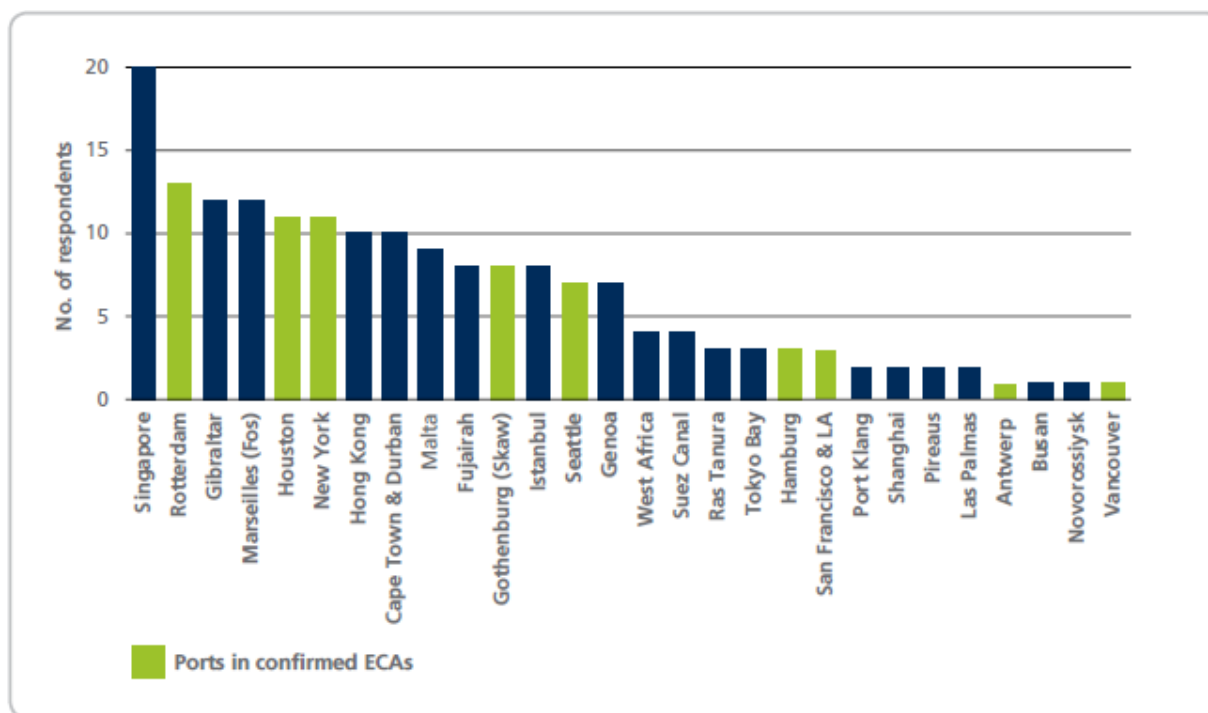
Un aspecto crítico del desarrollo del GNL como combustible es la falta de una red de infraestructura y cadena de suministro para la entrega de GNL como combustible marino.

Esto se considera una barrera significativa para la adopción generalizada de GNL como combustible, con proveedores de gas y proveedores de búnker reticentes a invertir en la infraestructura necesaria hasta que haya suficiente demanda del GNL como combustible.

Por otro lado, los armadores no están en disposición de invertir en buques alimentados con GNL si los suministros de un búnker de GNL son difíciles de obtener.

Es por ello que esto supone un problema grave de cara a la consecución del objetivo de utilización del GNL como combustible.

En el siguiente cuadro mostramos los principales puertos de suministro de combustible para armadores cuyas flotas están en tráficos internacionales:



En base a lo anterior, debemos presuponer que el GNL se convertirá en una alternativa para los desafíos medioambientales y regulatorios futuros.

El gas natural licuado (GNL) se ha utilizado ya durante algunos años como combustible para un número de buques costeros en Noruega: transbordadores, buques de suministro marítimo y, a partir de 2009, tres Buques de la Guardia Costera. Los registros operativos de los buques noruegos alimentados con GNL son excelentes.

En definitiva, la industria marítima se enfrentará a exigencias cada vez mayores de seguridad, medio ambiente y rendimiento de la eficiencia más allá de 2020. Y las demandas de eficiencia seguirán siendo el centro para el desarrollo tecnológico, con el

límite global de azufre de la OMI y el EEDI siendo los conductores más fuertes. Esto puede dar lugar a cambios fundamentales en la industria.

- Nuevos mercados y el aprovechamiento de unidades FSRU

Como ya se ha visto, la capacidad de licuefacción se verá incrementada durante los próximos años, lo que traerá consigo un aumento de la oferta de LNG en el mercado. La demanda necesita crecer para poder hacer frente a este exceso en la demanda, y uno de los medios a través de los cuales podrá crecer la demanda es con la incorporación de unidades de almacenamiento y regasificación (FSRU) por los países.



- Beneficios de los FSRUs:
  - Desde que se toma la decisión o desde que surge la necesidad de regasificación, el tiempo para poder disponer una unidad es considerablemente menor al que se tardaría en disponer de una planta de regasificación onshore. La construcción de un FSRU desde cero implicaría unos 30 meses, la conversión de un gasero por su parte puede tomar entre 14 y 20 meses basándonos en las unidades existentes en este momento.
  - Otro beneficio de los FSRUs es su coste, mientras que la construcción de un buque nuevo de unos 170.000 metros cúbicos tiene un coste de unos 275 millones de dólares y el de una conversión de una unidad ya existente, tiene un coste de entre

80- a 160 millones, dependiendo de su tamaño, una terminal onshore, tiene un coste de entre 750 millones de dólares y 1 billón.

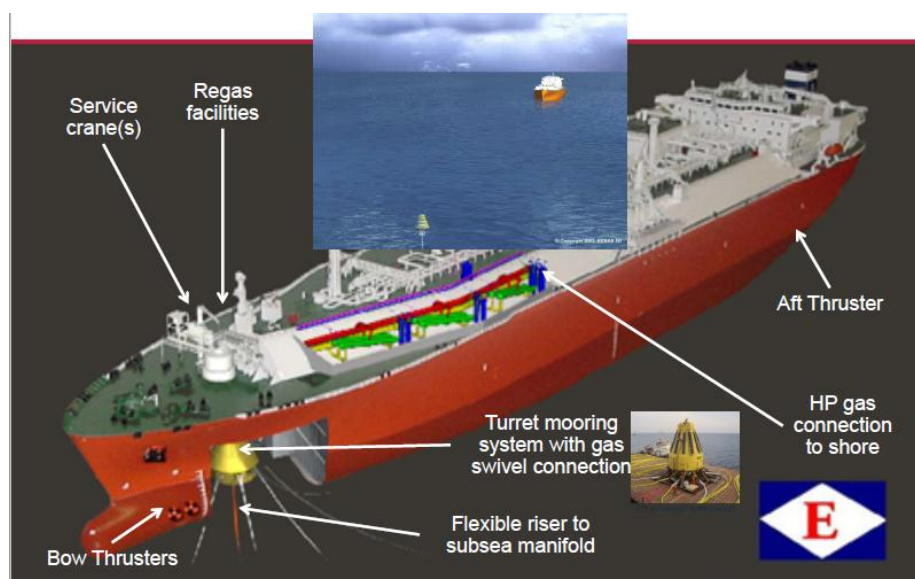
En la actualidad existe un total de unos 41 Mtpa ordenados a astilleros de todo el mundo y esta cantidad se prevé que aumente durante el 2017, dado el gran interés en este tipo de proyectos.

Existen proyectos que ascienden a unos 57 Mtpa, esto implica que los FSRUs entregados hasta finales de 2016, están empleados o con un gran avance en tender para los que serán empleados. Y todo parece sugerir que durante lo que queda de este año y el siguiente, algunos de los FSRUs que serán botados (entre 6-8) serán rápidamente conectados a la demanda.

Teniendo en cuenta los 57Mtpa proyectados para FSRUs que están altamente avanzados en la actualidad, se puede prever que un incremento rápido en la utilización de FSRUs durante los próximos años. Sin embargo, aun tendremos que esperar para ver una utilización al cien por cien de las FSRUs puesto que ello dependerá en gran medida del uso de las plantas de regasificación onshore.

El uso de estas unidades se concentrará en áreas de menor demanda o en las que la misma sea más localizada, otro motivo que pueden favorecer a un incremento en el uso de estas unidades es el riesgo de demoras en la construcción de nuevas infraestructuras en tierra, o el surgimiento de nuevos mercados competidores.

Las expectativas de los expertos prevén la incorporación de alrededor 12Mtpa en 2018 y 26Mtpa cubiertos por unidades FSRU durante 2018 y 2019 respectivamente, a partir de 2019 se prevé un incremento de entre 3-4 unidades de FSRUs anualmente.





- El mercado de FSRUs

La esperada incorporación de mucha más oferta de GNL puede golpear al mercado. En estos momentos, se espera que la capacidad de oferta crezca alrededor de 155 Mtpa entre 2017 y 2020, es un crecimiento astronómico, teniendo en cuenta que la oferta en 2015 era de 300Mtpa en total. La demanda, sin embargo, no crecerá a la misma velocidad, en estos momentos se espera que la demanda aumente a un ritmo de 20Mtpa al año hasta 2020, lo que evidentemente indica que en los próximos años tendremos un exceso de oferta, los expertos calculan que este exceso podría llegar a los 55Mtpa al año.

Este crecimiento en la capacidad de licuefacción hace preguntarse cómo responderá el mercado. Dado que el mercado está apunto de encarar un periodo de exceso de oferta, es evidente que nuevas fuentes de demanda serán requeridas para poder encontrar un equilibrio entre oferta y demanda.

La capacidad de regasificación global ha crecido a la estela de los proyectos de licuefacción que iban apareciendo durante los últimos años, pero según vaya creciendo esta nueva capacidad de licuefacción la diferencia entre regasificación y licuefacción se igualará, provocando que cada vez sea más necesario el empleo de FSRUs.

Las áreas que han incorporado FSRUs durante los últimos años han visto como su demanda incrementaba. Como comentábamos anteriormente una de las mayores ventajas de la utilización de los FSRUs es que permiten que la demanda se materialice de una forma mucho más rápida. La incorporación de FSRUs a países como Egipto y Pakistán durante los últimos dos años, ha provocado que en estos países sean donde más se ha incrementado la demanda con un aumento conjunto de unos 10 Mt de GNL en la demanda en 2016.

Es importante destacar que mientras que incorporar unidades de regasificación es un paso importante para importar GNL, no es el único, la demanda interna del propio país tiene que ser igualmente atendida para que el GNL pueda ser utilizado y para ello se necesitarán una serie de infraestructuras.

En cuanto al incremento de la capacidad de regasificación a través de FSRUs por parte de los países, encontramos una serie de patrones que serán determinantes a la hora de la toma de su decisión sobre si deben o no incorporar estas nuevas instalaciones, algunos de ellos son:

- Un incremento repentino de las importaciones de GNL: En aquellos países en los que el GNL ya tenía un cierto peso en la economía. En estos países el motivo de



la necesidad de regasificación se ha dado o bien por un rápido crecimiento en la demanda interna o bien por una reducción de la capacidad de producción del propio país. Algunos ejemplos son Egipto o Pakistán.

- Un incremento moderado del uso de GNL: En estos países la nueva capacidad de regasificación ha sido planeada debido al incremento de la demanda de gas interna que ha hecho necesaria la incorporación de nuevas instalaciones de regasificación para bastecerla.
- Crecimiento lento en la demanda de GNL: Estos pueden ser países que ya cuentan con una gran incorporación del GNL en sus economías, pero con otros desarrollos que compiten con el mismo, como puede ser el abastecimiento a través de gaseoductos, como la incorporación de infraestructuras de regasificación en China. Alternativamente, también puede tratarse de países en los que se incorpora unidades de regasificación, pero la infraestructura interna no está muy desarrollada y por tanto es insuficiente para absorber una gran cantidad de GNL

Por tanto, cuando se estudia un potencial aumento en la demanda, es importante entender ambos aspectos, cuando será posible tener las infraestructuras necesarias y que nivel de demanda será absorbida por el área en el que se pretende utilizar una unidad de importación de GNL.

- FSRUs frente a plantas de regasificación en tierra.

La decisión de elegir entre un FSRU y una planta de regasificación no es fácil, ya que ambas aportan una serie de beneficios que se deberán de tener en cuenta, y de los que dependerá la decisión que se va a tomar.

En favor de las FSRUs encontramos:

- Disminución del tiempo necesario para la incorporación de una unidad de regasificación, especialmente si se trata de una unidad que ya existe en el mercado, ya que sería prácticamente inmediato. En particular, el proceso de incorporación de un FSRU será más fácil y menos costoso que el de una planta de regasificación en tierra.
- La posibilidad de superar factores geográficos como podría ser el hecho de que en el punto en el que se pretenda instalar la terminal el calado sea muy bajo. Así mismo, estas unidades ocupan menos espacio, haciendo que sean preferibles si el terreno en el que se pretende construir es difícil o costoso de adquirir.

- Un considerable menor coste de construcción frente a una terminal de regasificación, para la que el coste podría llegar a 1 billón de dólares. Los costes de capital de un FSRU serán considerablemente menores, ya que los FSRUs son fletados a terceros, aun cuando los costes operativos sean mayores que los de una planta de regasificación.
- Más flexibilidad de los FSRU en relación a una planta de regasificación en tierra, lo que genera que sea más fácil encontrar clientes en el mercado que no quieran contratos de larga duración para los que una planta de regasificación sería competitiva.

En favor de las plantas de regasificación habituales de tierra:

- Mayor espacio de almacenamiento, normalmente entre 300.000 metros cúbicos, que es la capacidad de dos tanques de almacenamiento, hasta 900.000 que sería la capacidad de 8 tanques de almacenamiento. La capacidad de los FSRU que encontramos habitualmente en mercado es de entre 125.000 y 170.000 metros cúbicos, con una capacidad media de 150.000 metros cúbicos. En la actualidad existe una tendencia hacia buques cada vez más grandes, como por ejemplo el Gas Sayago FSRU que será entregado en 2018 y una capacidad de 263.000 metros cúbicos. También es importante destacar a favor de las terminales en tierra que es mucho más fácil incrementar la capacidad de almacenamiento, pues solo será necesario construir un nuevo tanque, siempre y cuando hubiese espacio suficiente para hacerlo.
- Mayores ritmos de descarga, normalmente entre 19mcm/d y 47mcm/d, dependiendo del número de tanques. La capacidad de descarga, está relacionada con la capacidad de almacenamiento, un FSRU tendrá normalmente una capacidad de entre 11-20mcm/d, debido a su menor capacidad de almacenamiento. Algunas unidades ya muestran ritmos de descarga de hasta 28.3mcm/d pero son especiales, esto también se está incorporando a buques de bunkering de GNL para reducir los tiempos necesarios, pero hasta el momento esto es anecdótico.
- Menores limitaciones a la hora de recibir cargas de los buques más grandes como los Q-Max. Cuando hablamos de FSRU, la menos la mitad de las existentes en este momento son demasiado pequeñas para recibir cargas de buques Q-Max, y

la tendencia es similar para los buques que actualmente están en construcción, la gran mayoría de los buques que serán entregados entre 2016 y 2019 serán pequeños para poder aceptar estas cargas.



En atención a lo anterior, se puede concluir que las terminales en tierra serán elegidas por aquellos importadores convencidos de que las necesidades de demanda de GNL crecerán a largo plazo.

El tiempo necesario para tener un FSRU en el sitio deseado, dependerá de si existe alguna unidad disponible en mercado o no, de si ya está en construcción y de si las infraestructuras para conectar con la red de distribución interna ya están construidas.

Los buques que están encargados en astilleros pueden haber sido encargados directamente como FSRUs o que se traten de conversiones de buques gaseros estándar:

- La construcción de un buque FSRU desde cero en astillero, tomará unos 30 meses aproximadamente. El proceso completo hasta su construcción normalmente tomar algo más de tiempo, dado que se necesita que el astillero prepare en proyecto, es por ello habitual que los armadores de este tipo de buques se reserven un derecho para poder encargar gemelos del buque construido al mismo astillero, he incluso algunos de ellos empiezan la construcción sin tener un empleo comprometido para el buque, esto no es lo habitual, pero sí que se ha visto como en el caso de Hoegh que tuvo un FSRU en construcción sin haber sido garantizado con el tender en el que participaba.

El coste de un 170k FSRU nuevo ascendía en 2015 a 275 millones de dólares, lo que equivale a unos 50 millones más que un buque estándar, pero siga sin superar lo que cuesta un buque con notación 'icebraker'.

- La conversión de un buque gasero estándar a un FSRU es rápida, tomará entre 14 y 20 meses. Los bajos niveles de fletamento que encontramos en el mercado actual, han provocado que la posibilidad de reconvertir un buque en FSRU sea aún más atractiva.

La construcción de un buque FSRU desde cero, cuenta con algunas ventajas respecto a la conversión de un buque existente, como un menor ratio de boil-off.

Los FSRU pueden ser conectados con tierra de dos formas:

- Con un dique 'dockside', la construcción del mismo implicaría entre 9-12 meses.
- Mediante conexión offshore, conectando el FSRU con tierra mediante una tubería subacuática. Esta opción hace que sean muy viables en aquellos lugares en los que las características geográficas son adversas a la construcción de otro tipo de instalaciones, como podría ser aquellas aguas de poco calado cercanas a la costa. Otra ventaja de esta facilidad se da en aquellos puertos en los que tráfico es muy alto, permitiendo que no sea necesario entrar a puerto para la descarga y

mejorando los tiempos del transporte marítimo. Este tipo de instalaciones se completan entre 12 y 18 meses.

La mayoría de los trabajos de conexión con tierra podrán realizarse antes de que el FSRU haya llegado, esto facilitara que, si el buque ha sido encargado en astillero o se esté convirtiendo casi todo el trabajo de conexión a tierra sea realizado mientras este está aún en el astillero, permitiendo que el buque sea conectado a tierra prácticamente inmediatamente de su llegada, en la actualidad se ha visto comenzar operaciones tan solo un mes después de la llegada del buque.

- La flota mundial del FSRUs

A finales de 2016 había 23 FSRUs en la flota mundial más otros cinco buques encargados en astillero. La gran mayoría de los FSRU está localizada en oriente medio, latino américa y el sudeste asiático, La región norte de Asia, tan solo cuenta con un buque en este momento, en China, mientras que en Europa solo podemos encontrar dos hasta el momento, uno en Italia y otro en Lituania.

En 2016, cuatro nuevos contratos para FSRU han sido concedidos --- Abu Dhabi (Excelerate), Bangladesh (Excelerate), Costa de Marfil (Golar), y Pakistán (BW). Tres nuevos FSRU también entraron en servicio durante ese año, uno en Indonesia, a las afueras de Bali, otro en Jamaica a las Afueras de Montego Bay y el último en Colombia, Cartagena.

Nuevas unidades de FSRU en el futuro, perspectivas:

- De los FSRU proyectados, 57Mtpa ya tienen un contrato, o están muy avanzados en tender. Existen proyectos en Colombia, Ghana, Malta, India y Suez entre otros.
- En 2016 existían encargos a astilleros por 41Mtpa en FSRU, tendremos que esperar hasta finales de este año para tener una idea más clara de cuantos habrá, pero lo que es evidente es que si existe movimiento en el mercado y se esperan más encargos durante este año.
- Los principales armadores del sector además cuentan con opciones en astilleros especializados, que podrían ejercitar para la construcción de buques gemelos, en algunos casos como el de Hoegh, ya han comunicado a medios del sector que su intención es tener siempre un buque en construcción al menos hasta el final de esta década.

Así mismo existen tender activos en este momento para la instalación de FSRUs como el de Energy en la India y hasta hace poco el de Egas en Egipto. Durante lo que queda de año y el año próximo se espera que entre seis y ocho nuevos FSRU hayan sido entregados y estén literalmente conectados con la demanda y con la sobre producción que se espera no es descabellado pensar que hasta 2020 al menos se incorporarán a la flota mundial entre 3 y 5 buques al año.

Las conversiones probablemente también aumenten debido a los bajos niveles de flete del Mercado, sin embargo no serán tan determinantes.

La gran cuestión a futuro es si los nuevos proyectos funcionarán tan bien como Egipto o afrontarán tantos problemas como los vitos en Ghana.

- Proyectos de FSRU

Un Proyecto para un FSRU no solo atiende a factores logísticos o a construir un buque, como decíamos anteriormente, es importante que existan consumidores para hacer frente a la demanda y que además puedan hacer frente a la misma.

A continuación analizamos algunos de los proyectos de FSRU activos en la actualidad:

- 1- Egipto: Este ha sido uno de los casos de mayor éxito en términos de lo que al Proyecto se refiere, se incorporaron dos FSRU, y en tan solo 3 meses el uso de uno de ellos estaba al 100%, mientras que el Segundo tan solo tardo 12 meses en estar al máximo rendimiento.

Con la demanda egipcia de importaciones de gas en alza por el aumento de la demanda interna y la caída de la producción nacional, las nuevas importaciones de GNL se dirigían a un país donde el gas ya tenía buena penetración.

Las tendencias que dieron lugar a la necesidad de importar gas han persistido y han llevado a Egipto a anunciar una licitación para un tercer FSRU, idealmente para estar en su lugar a mediados de 2017.

Si bien Egipto es el principal ejemplo de una fuente de demanda de GNL que puede surgir rápidamente utilizando la tecnología FSRU, hay algunos vientos adversos que auguran que no se pueda continuar con estas importaciones. El principal riesgo es el descubrimiento del inmenso campo de gas de Zohr en aguas egipcias por parte de Eni, que se espera que esté disponible a finales de 2017. La preocupación es que Zohr, junto con los otros 11 proyectos de producción que se

espera que se inicien para el año 2019, esperándose que la producción doméstica egipcia crezca unos 20 Mtap para 2019, y el gobierno cree que podría dejar de ser importador de gas a finales de esta década.

El contrato de fletamento de Egas en ambas FSRU existentes se extiende por cinco años hasta 2020, y es difícil ver una renovación si el suministro de gas doméstico aumenta según lo planeado. Si bien la producción egipcia podría no cumplir plenamente con estos ambiciosos objetivos, es probable que los requisitos de importación de GNL disminuyan al final de 2020.

Otro tema importante para Egipto es la solvencia crediticia, con el rápido aumento de las importaciones de combustibles y la disminución de los precios internos, se dificulta la elaboración de los presupuestos y ha afectado a las reservas de divisas. Esto ha dado lugar a que hayan surgido problemas con respecto al lento pago de las facturas.

- 2- India: Aunque la India aún no cuenta con un FSRU operacional, tiene uno de los proyectos más desarrollados a nivel mundial y otros ocho proyectos anunciados en diferentes etapas de desarrollo que podrían completarse antes de finales de la década. El más avanzado de estos parece ser el proyecto de H-Power en Jaigarh que se espera se adjudicado antes de que finalice el año.
- 3- Cina: Ninguno de los proyectos FSRU más avanzados está en China. La falta de entusiasmo para FSRU podría venir dada por el hecho de que los proyectos existentes no están bien comunicados con las instalaciones costa adentro dificultando la demanda y actualmente con una capacidad excedente a la necesaria.

También hay un gran número de terminales en tierra en construcción. La preferencia por terminales en tierra podría deberse al hecho de que China ve una necesidad a largo plazo de GNL (y por lo tanto la flexibilidad de una FSRU importa menos); Tienden a construir terminales más grandes (dando lugar a economías de escala); Tienden a ser menos restrictivos en capital.

Dicho esto, las FSRU podrían ser más atractivos para las compañías de distribución independientes y cuasi independientes que buscan cada vez más arbitrar la brecha entre los precios spot del GNL y los precios chinos de la ciudad.

#### 4- Otros proyectos de FSRUs

Los proyectos de FSRU más avanzados en la actualidad, se pueden dividir en tres categorías basándonos en los mercados que servirán:

- Aquellos con una subida lenta de la utilización de la capacidad FSRU, donde creemos que alcanzar una alta utilización tardaría más de cinco años. Los horizontes de tiempo más largos se deben a que las instalaciones entran en mercados que tienen una demanda localizada limitada, un alto riesgo de retrasos en las infraestructuras internas o la competencia potencial de otras fuentes de gas.

Estos representan 23 Mtpa del total, incluyendo los dos en África, y la mayoría de los de América del Sur. Por ejemplo, la demanda brasileña de GNL parece débil en comparación con la generación de energía hidroeléctrica y eólica, creando un riesgo real de que una de las FSRU actuales sea reemplazada por el nuevo proyecto cuando el tender existente termine en 2018.

- Aquellos países con oscilaciones en la demanda, donde creemos que la FSRU podría ser altamente utilizada en un período de tres a cinco años. Esto incluye aquellos mercados con una penetración razonablemente buena de gas en el mercado interno, aunque es probable que la expansión de la demanda requiera alguna infraestructura adicional. Esto representará alrededor de 14.5 Mtpa de la capacidad.

- Aquellos en los que se espera un aumento de la demanda muy importante y rápido, donde se cree que el aumento podría ocurrir en un horizonte temporal de uno o dos años. Estos países representan alrededor de 15 Mtpa de los proyectos y son principalmente los mercados de Asia meridional de Bangladesh, India (costa noroeste) y Pakistán. La pega es que esta demanda es muy sensible a los precios, creando un gran riesgo de que la misma no se materialice si los precios del GNL superan el nivel de 5-6 \$ / mmbtu.





## **CONCLUSIONES**

El propósito de este trabajo ha sido el de analizar la influencia de los traders y trading houses en el mercado del shipping de GNL, como hemos podido analizar a lo largo del mismo, existen muchos factores en los que los traders pueden afectar al mercado, principalmente en el mercado spot y en los tenders de suministro a corto plazo.

¿Pero por qué las 'Trader Houses' Están cobrando tanta importancia en el mercado?, ¿Por qué ahora?, pues bien, para poder dar respuesta a estas preguntas es importante que las analicemos desde dos perspectivas diferentes, en primer lugar debemos de mirar hacia el mercado y determinar qué nuevo elementos han favorecido la incorporación de las trading houses, y en segundo lugar tenemos que analizar la propia gestión de las trading houses, pues evidentemente la clave de su éxito radica en la mismas.

Respecto al primer punto, tal y como hemos podido ver a lo largo del trabajo, el mercado ha evolucionado, y esta evolución ha generado una serie de factores positivos para la incorporación de nuevos actores como son las trading houses, estos serían:

1. Aumento de la liquidez: El mercado de GNL ha pasado de ser un mercado con pocos actores a estar repleto de ellos, esto ha fomentado la liquidez y ha generado que las posibilidades de incorporación al mercado sean mayores.

Un mercado con más productores y consumidores genera nuevas oportunidades, estas nuevas oportunidades podrían haber sido absorbidas por las grandes oil majors dada la transcendencia de los mismos en el mercado de GNL, sin embargo, han sido la puerta de entrada de las trading houses que gracias a su versatilidad han sabido aprovechar y favorecerse de ciertos nichos de demanda a los cuales los oil majors tardan más en llegar.

2. Nuevos riesgos de mercado: La entrada de nuevos consumidores y productores al mercado, lleva consigo la aparición de nuevos riesgos, los mismos pueden suponer igualmente un problema o una oportunidad. Para los actores tradicionales de mercado han supuesto un problema, ya que las grandes compañías tienen una mayor aversión al riesgo, sin embargo, las trading houses son más hábiles a la hora de gestionarlos y su adaptación a las nuevas condiciones de mercado es más rápida que la de las grandes compañías u oil majors.

En definitiva, existen una serie de características que permiten que la adaptación de las trading houses al mercado sea sencilla y por tanto estas mismas en determinadas circunstancias aportan una serie de ventajas, estas características son:

1. Gestión de riesgos: Estos riesgos pueden ser de dos tipos, a. riesgos de mercado y b. riesgos de crédito:

a. Los riesgos de mercado; Este tipo de riesgos siempre han existido, estos no son otros que los derivados de la propia evolución de los precios, y radican en la dificultad de pronosticar las tendencias que regirán el mercado a corto plazo y ni qué decir del largo plazo. Pues bien, una de las claves las trading houses es esta menor aversión a los riesgos derivados de los cambios que puedan darse en los índices de precios.

Un continuo análisis de la evolución del mercado es fundamental para el éxito de una trading house, siendo de suma importancia para estas compañías sus departamentos de 'análisis and research', ya que una correcta predicción de la tendencia de mercado puede marcar el éxito o fracaso de estos actores. Sin embargo, la clave del éxito radica en estar preparados para las adversidades, pues como hemos repetido en diferentes ocasiones una predicción correcta del mercado a medio plazo es muy incierta, a este respecto, los traders son capaces de innovar en sus estrategias, e incluso llegado a ir en contra de las tendencias del mercado, se trata de comportamientos empresariales que arriesgados pero que permiten, en ciertas ocasiones, maximizar beneficios que con una mayor aversión al riesgo no podrían obtenerse.

b. Riesgos crediticios: estos riesgos están asociados a los nuevos clientes, por regla general el mercado estaba acostumbrado a que los actores tuviesen una muy buena calificación crediticia, con la incorporación de los nuevos actores en el sector, aparecen riesgos crediticios asociados.

La gestión de los mismos por las trading houses es más eficiente por dos razones:

- En primer lugar, la gestión de los riesgos de crédito por este tipo de entidades es más eficiente ya que su incorporación al mercado financiero es más profunda, siendo capaces de traspasar el riesgo en mercados secundarios a entidades financieras, esto en la mayoría de los casos se traduce en una reducción de los ingresos percibidos, sin embargo, si tenemos en cuenta un negocio en su totalidad el hecho de poder realizar el mismo a cambio de una pequeña pérdida en la retribución posible, siempre será mejor que no haber participado en el mismo.

A modo de ejemplo, las cartas de crédito que algunos consumidores aportan a la hora de pagar sus importaciones pueden ser negociadas a cambio de una compensación económica, de esta forma la compañía se desprende de un riesgo financiero como es la carta de crédito, si bien, también es cierto que en ningún caso percibirá el 100 por 100 del importe que podría recibir en caso de cobrar esa carta de crédito en el futuro.

- En segundo lugar, el hecho de que las trading houses no se dediquen en exclusiva al mercado del GNL les proporciona una ventaja competitiva frente a las oil majors, ya que en situaciones en las que existe un alto riesgo crediticio pueden realizar sinergias con otras commodities.

A modo de ejemplo, imaginemos que una trading house está negociando con un país de dudoso crédito, en este caso, tendrá una ventaja siempre y cuando este país sea exportador de otro producto, ya que parte del pago podrá realizarse con este producto y viceversa.

2. Adaptación: Probablemente la mayor diferencia de las trading houses con las grandes oil majors es su capacidad de adaptación. Esta capacidad de adaptación viene dada por su versatilidad a la hora de tomar decisiones, las trading houses son organizaciones con organigramas prácticamente horizontales, a diferencia de las oil majors, la toma de decisiones es mucho más rápida y por tanto los cambios en sus estrategias también lo son.

3. Profundo conocimiento del mercado financiero: Las posibilidades que ofrece el mercado financiero y las coberturas en las posiciones tomadas que se pueden

obtener en el mismo, son una herramienta clave para las trading houses, su conocimiento al respecto es mucho más extenso que el que pueda tener cualquier compañía no especializada y es una ventaja competitiva clave a la hora de asumir riesgos que no podrían ser tomados si no se supiese que esas posiciones pueden ser cubiertas en el mercado.

4. Sistema retributivo para empleados: Puede parecer un tema menor, sin embargo, el sistema de retribución por objetivos de las trading houses es donde radica gran parte de su éxito. Los empleados son incentivados con grandes bonos en contraprestación al éxito en sus objetivos, esto fomenta que la mentalidad del trader esté orientada a la eficiencia. La diferencia entre este sistema y el de las grandes corporaciones es clave, ya que es la llave a todas las demás características que proporcionan éxito a este tipo de compañías, para que una empresa sea versátil y ágil a la hora de tomar las decisiones es fundamental que sus empleados también lo sean y no solo eso es fundamental que estos estén en continua evolución y sean proactivos a la hora de tratar de adelantarse al mercado.

En definitiva, para que la compañía tenga éxito, necesita que sus empleados sean la herramienta del mismo y compartan las características de la empresa, si como hemos visto el éxito de las trading houses radica en su capacidad de adaptación y en una efectiva gestión de los riesgos, sus empleados deben de compartir estas máximas y la política retributiva de la compañía es clave para que así sea.

Sin duda el éxito hasta ahora cosechado por las trading houses en el sector es significativo, debido entre otras circunstancias a las características que estas comparten y que mencionábamos previamente. Pero ¿qué cabe esperar para el futuro?, ¿cuál será la cabida de estas compañías en un mercado al alza?

En la situación actual de mercado y la que según los expertos tendremos en un futuro a corto plazo, con exceso de oferta los traders cuentan con una ventaja competitiva a la hora de asumir el riesgo de quedarse “cortos” y focalizando sus estrategias muy en el corto plazo a la espera de que los precios de mercado sigan estables o incluso bajen dado el exceso de oferta previsto para los próximos años. Las dificultades aparecen en un mercado con tendencia alcista y en pleno crecimiento en el que las estrategias tendrán

que tomarse teniendo en cuenta la alta posibilidad de los precios a corto medio plazo sean más altos.

Esto significa que a la hora de competir en los tenders, será más complicado cerrar periodos relativamente a largo plazo (entendiendo por aquellos superiores a 6 meses) de suministro con los consumidores, obligando a los mismos a afinar más a la hora de ofrecer un suministro, y proporcionando una clara ventaja a los 'oil majors' con explotaciones propias. En caso de querer competir contra las mismas se verán obligados o bien a quedarse lo suficientemente "largos" como para poder abastecer la totalidad del suministro, o bien a asumir un riesgo incierto esperando que los precios del gas bajen o se mantengan.

Pero, ¿entonces qué alternativas tienen?, ¿depende el futuro de las trading houses de la marcha del mercado?, no necesariamente, como decíamos a continuación incluso ante una situación de mercado "adversa" a priori para los traders, lo cierto es que estos seguirán contando con características positivas frente a la empresa tradicional, y será en ese momento cuando más que nunca necesitarán centrarse en estas ventajas que no son otras que:

- Agilidad en la toma de decisiones.
- Estrategias a corto plazo.
- Efectiva gestión de riesgos para la creación de nuevas oportunidades de negocio.

Así mismo, cabe destacar que en cualquiera de los diferentes escenarios futuros, lo que es claro es que la tendencia es a que cada vez aumentan más los actores en el sector, este hecho fomentará la liquidez del mercado, y un mercado liquido siempre estará repleto de oportunidades a las que las compañías tradicionales u 'oil majors' no quieren o no pueden llegar.

A modo de conclusión final, lo que se ha tratado de enfatizar en el desarrollo de este trabajo es la importancia del trader en el sector del GNL y como este afecta al mercado del shipping, es evidente que durante los últimos años y al menos en el futuro próximo (hasta 2020), el trader de GNL afecta y seguirá afectando mucho al mercado del shipping del mismo, principalmente al mercado de fletes, y es que como hemos visto, la presencia de los mismos como fletadores se ha visto multiplicada en los últimos años y seguirá creciendo.

La afección del trader al mercado de fletes de buques metaneros es considerable y tiene que ser vista como una oportunidad por los armadores.

Como veíamos, los fletadores tradicionales (oil majors), por termino general cuentan con flotas explotadas a medio/largo plazo, si bien esto es sin duda la modalidad de fletamento que preferirá cualquier armador, dada la alta inversión en capital que supone la construcción de un buque metanero, no siempre tendrán a su alcance este tipo de contratos y deberán explotar sus buques al spot, siendo en este mercado clave la figura del trader.

Como hemos visto la presencia del trader en mercado spot es considerable, suponiendo una pieza clave con gran influencia en el mercado de fletes, esto supone una oportunidad para cualquier armador desde el punto de vista de la importancia de los mismos. Pero no solo debemos de considerar a las trading houses por las oportunidades que presentan pues como hemos visto han sido determinantes en la transformación del mercado, muy especialmente cuando hablamos de la tendencia hacia una reducción en los periodos de duración de los contratos de fletamento.

## **BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS**

1. *LNG Hipping Market Discussion – Madrid LNG & Shipping Forum 2016* by Poten & Partners. May 2016
2. *World LNG Report – 2016 Edition* by International Gas Union
3. *LNG market in 2016* by CEDIGAZ, the International Association for Natural Gas
4. *Cincuenta años de la industria del gas Natural Licuado (GNL) a Nivel Mundial, carrera a toda prisa hacia un punto de inflexión, <<Craig Pirrong, Profesor de finanzas universidad de Houston>>, elaborado para Trafigura.*
5. *The LNG industry – GIIGNL annual report 2016 edition.*
6. *LNG Shipping market update February 2017* by Poten & Partners
7. *Global LNG – Will new demand and new supply mean new pricing* by EY
8. *Impact of the Oil Price – How long will this Pricing World continue? – by Cedigaz*
9. *Tendencias emergentes en los mercados de Gas Natural Licuado: Perspectivas de un operador de infraestructuras, <<Marcelino Oreja Arburúa CEO de ENAGÁS>>.*
10. *Medium and Long Term Natural Gas Outlook 2016* by Cedigaz, June 2016
11. *Floating Storage Regasification Units - Madrid LNG & Shipping Forum <<Carlos Guerrero Business Development Manager Oil tankers and Gas Carriers of Bureau Veritas España>>*
12. *LNG Trading – Ponencia por Gabriel González Laguna*
13. *Energía y Geoestrategia 2016 - Instituto Español de Estudios Estratégicos, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, Club Español de la Energía*
14. *LNG shipping a Charterers view of changing times, Madrid LNG Shipping Forum 2016 << Antonio Bianqui>>*
15. *Piratería y Terrorismo en el Mar <<José Manuel Sobrino Heredia, Catedrático de Derecho Internacional Público de la Universidad de A Coruña>>*



16. *BP Statistical review of World Energy*
17. *El Mercado de Gas Natural << Carlos Cots de la Natividad, Gas Natural Comercializadora>>*
18. *Shell LNG Outlook 2017*
19. *Platts 16th Annual Liquefied - Natural Gas (LNG) Conference By Poten & Partners.*
20. *The Future of small LNG Shipping in Southern Europe*