

# **BUNKER**

**Pasado, presente y futuro**



**Alumno: Fernando Cátedra Vallés**

**Tutor: Alfonso Aramburu**

# INDICE

1. Orígenes del bunker
2. Regulación aplicable a los combustibles marinos
  - 2.1. Convenio MARPOL – Anexo VI
    - 2.1.1. Regulación 13: Emisiones NOx
    - 2.1.2. Regulación 14: Emisiones SOx y otras partículas (PM)
  - 2.2. Zonas de emisiones controladas (ECA)
    - 2.2.1 ASIGNACIÓN DE LAS ZONAS ECA
    - 2.2.2. Zonas para el control de SOx y partículas
      - 2.2.2.1 Zona SECA del Mar Báltico
      - 2.2.2.2 Zona SECA del Mar del Norte
      - 2.2.2.3 Zona SECA de América del Norte y Mar Caribe
  - 2.3. Directivas de la Unión Europea
3. Proceso de bunker
  - 3.1. Tipos de combustible marino
  - 3.2. Especificaciones de la ISO
  - 3.3. Proceso de comercialización
  - 3.4. Métodos de suministro
  - 3.5. Tomas de muestras y reclamaciones
  - 3.6. Precios y puertos
  - 3.7. Especificaciones de una gabarra
4. Petróleo, refino y demanda de combustibles marinos
  - 4.1 Petróleo
  - 4.2 Proceso de refino del petróleo

## 4.3 Tendencia de la demanda mundial de productos petrolíferos

## 5. Futuro del bunker y MARPOL 2020

### 5.1. Instalación de scrubbers

5.1.1. Circuito abierto agua salada

5.1.2. Circuito cerrado agua dulce

5.1.3. Circuito híbrido

5.1.4. Comparación de las distintas tecnologías scrubber

5.1.5. Mercado scrubber

### 5.2. Consumo de un combustible con un contenido bajo de azufre

### 5.3. Consumo de LNG

#### 5.3.1. Legislación

##### 5.3.1.1. Marco normativo y regulatorio internacional

5.3.1.1.1. IMO Resolution MSC.285 (86)

5.3.1.1.2. IMO IGF Code

5.3.1.1.3. Otras regulaciones OMI relacionadas

5.3.1.1.4. ISO 28460:2010

5.3.1.1.5. Otras regulaciones ISO relacionadas

5.3.1.1.6. Recomendaciones de la SIGTTO

##### 5.3.1.2. Marco normativo y regulatorio europeo

5.3.1.2.1. Directivas de la Comisión Europea

5.3.1.2.2. Normas del CEN

5.3.1.2.3. Recomendaciones de la EMSA

5.3.1.2.4. Recomendaciones del Swedish Marine

#### Technology

5.3.1.2.5. Reglas de clasificación de barcos

5.3.1.2.6. Otras normas y recomendaciones

##### 5.3.1.3. Marco normativo y regulatorio español

5.3.1.3.1. Real Decreto legislativo 2/2011

5.3.1.3.2. Normas UNE

5.3.1.3.3. Normativa laboral y de seguridad-salud

5.3.1.3.4. Normativa relativa al transporte por carretera

#### de GNL

5.3.1.3.5. Otras normas nacionales

5.3.1.3.6. Pliegos de servicios comerciales de

#### bunkering de GNL

5.3.2. Sistemas de propulsión de GNL

5.3.3. Almacenamiento

5.3.4. Medios de suministro

5.3.5. Precio

6. Comparación de alternativas.

6.1. Uso de gasóleo

6.2. Uso de Gas Natural Licuado

6.3. Uso de scrubbers

7. Conclusiones

# 1. Orígenes del bunker

El término "bunkers" es el nombre genérico inglés que significa los combustibles marinos usados por los buques para su consumo y propulsión. El uso original de este término comenzó con el empleo del carbón como combustible para las calderas en los primeros buques propulsados por vapor. El carbón estaba entonces almacenado a bordo por alguno de los laterales de la sala de calderas, y estos compartimientos eran llamados en inglés "Coal Bunkers" (carboneras). Este era el mismo término usado para el almacenaje de carbón en tierra. Los marinos nunca usan dos palabras cuando una es suficiente, por tanto comenzaron a llamar a este espacio de almacenaje simplemente "bunker" (carbonera) y su contenido (carbón) fue denominado "bunkers" (combustibles).

Para finales del siglo XIX, ya existía un gran número de buques mercantes y de la armada propulsados por vapor. Se abastecían de carbón en los puertos donde cargaban y descargaban mercancías, y también en puertos intermedios sobre su ruta, donde se establecieron depósitos exclusivos para el suministro de carbón combustible. Estos depósitos eran llamados estaciones de carboneo o estaciones de abastecimiento de combustible, y para los buques de la marina mercante llegó a ser una práctica normal denominar la labor de abastecerse de combustible con la conocida palabra inglesa 'bunkering', en la actualidad lo que se llama en español abastecimiento de combustible marino líquido.

A principios del siglo XX, un empresario británico llamado Weetman Pearson, más adelante conocido por el título honorífico de Lord Cowdray, tenía una participación muy alta en yacimientos petrolíferos y refinerías en México (Mexican Eagle), y en 1909 estableció una flota de petroleros con objeto de transportar el hidrocarburo a EE.UU. Ya había comenzado a usar fueloil en las locomotoras ferroviarias que transportaban sus mercancías. Se dio cuenta de las posibles ventajas respecto al ahorro de mano de obra, el espacio adicional disponible para mercancías y la eficacia que aportaba el uso de los hidrocarburos en las calderas de sus buques, y estos buques tanque fueron diseñados para quemar ambos combustibles hidrocarburos y carbón. Como podía conseguir suficiente hidrocarburo en sus puertos de carga para la travesía completa, los buques apenas usaban carbón.

El uso de fueloil repercutió en la desaparición de los grupos de fogoneros que llenaban

la caldera de carbón a pala. El combustible hidrocarburo ocupaba un volumen y peso menor a bordo para cubrir la misma distancia, y el coste promedio por milla resultaba mucho más bajo.

No tardó mucho para que estas actividades de Pearson fueran observadas por otros, y dos personajes vieron las posibilidades de grandes ventajas para ellos. Sir Marcus Samuel, el fundador de Shell, estaba transportando y refinando hidrocarburos por todo el mundo, pero se dio cuenta que al mismo tiempo que proporcionaba a sus clientes la gasolina y keroseno que le pedían, a él le sobraban grandes cantidades de fueloil para las que necesitaba crear una demanda.

Por otra parte, el Almirante John Fisher era por aquel entonces el Comandante de la Flota Mediterránea y más adelante Primer Señor del Mar de la Real Armada Británica. Por su influencia se consiguió adaptar los buques de guerra de la clase Dreadnaught y Super Dreadnaught de aquella época, y comprendió las ventajas del combustible hidrocarburo en cuanto a mano de obra, espacio y coste. Ambos ejercieron presión sobre su amigo Sir Winston Churchill, Primer Señor del Almirantazgo, para facilitar el cambio del carbón a hidrocarburos por la armada británica.

Esta presión fue seguida por mucha intriga política además de cierta interferencia considerable por parte de la compañía que más adelante sería BP. El descubrimiento de que Alemania estaba también intentando el mismo cambio acabó con la oposición política. El contrato no podía ser otorgado a Shell por el gobierno británico porque en esos momentos Shell ya era una empresa Anglo-Holandesa. Por tanto, el contrato fue a las manos de British Petroleum, ahora BP. Sin embargo, como BP no contaba con recursos suficientes para suministrar el volumen requerido, un contrato adicional para la mayor parte del suministro fue a las manos de Shell.

El contrato exigía el establecimiento de depósitos de combustible para los buques de guerra británicos en las mismas localidades donde la armada ya tenía sus estaciones existentes de carboneo. Este cambio, emulado luego por otras importantes armadas del mundo, estableció (con el dinero de los contribuyentes) una red de estaciones de 'abastecimiento' de fueloil por todo el mundo además de la infraestructura necesaria para llenar los depósitos de almacenaje en las estaciones y trasladar el hidrocarburo a los buques.

Pasada la Primera Guerra Mundial, el acceso a estas estaciones de abastecimiento facilitó el aprovechamiento de las ventajas del combustible hidrocarburo por los buques de la marina mercante, consiguiendo con ello mayor distancia, tripulaciones más reducidas y creando una mayor eficiencia. La mayoría de las estaciones de abastecimiento de combustible marino eran propiedad y estaban operadas por las compañías que hoy llamamos las Grandes Petroleras, en muchos casos con el arrendamiento de sus instalaciones cedido por las autoridades coloniales (Gibraltar, Adén y Ciudad del Cabo son todos buenos ejemplos). La marina mercante comenzó a cambiarse al combustible hidrocarburo con mucha rapidez y, para 1940, casi la mitad de todos los buques eran propulsados por hidrocarburos.

## 2. REGULACIÓN APLICABLE A COMBUSTIBLES MARINOS

La Organización Marítima Internacional (OMI) fue creada en 1948 como una agencia especializada de las Naciones Unidas. Trabaja para establecer las reglas y regulaciones internacionales que gobiernan el movimiento seguro de los buques en aguas nacionales e internacionales. Los objetivos de la OMI se recogen en su lema: “Una navegación segura, protegida y eficiente en mares limpios”.

La OMI tiene su sede en Londres y está formada por 170 estados miembros y tres miembros asociados. Organiza su trabajo en Comités y Subcomités. Los Comités más importantes son:

**MSC:** El comité de seguridad marítima es uno de sus órganos principales junto con la Asamblea y el Consejo, constituidos por el Convenio constitutivo de la OMI de 1948. En la actualidad, el MSC se ocupa de todo tipo de cuestiones relativas a la seguridad de la navegación.

**MEPC:** El Comité de Protección del Medio Ambiente Marino (Marine Environment Protection Committee – MEPC), que es uno de los cuatro comités de la OMI, fue establecido por la Asamblea en noviembre de 1973 y se encarga de coordinar las actividades de las Organizaciones encaminadas a la prevención y contención de la contaminación de los buques sobre el medio ambiente, dentro de esta responsabilidad se encuadra su tarea de mantener y renovar convenciones como el MARPOL 73/78. El convenio MARPOL se encarga de prevenir la polución del ambiente marino y es una combinación de dos tratados. Actualmente incluye seis anexos.



Normativa sobre emisiones de los buques



## **2.1) El Convenio MARPOL – Anexo VI**

Si bien el Convenio internacional para prevenir la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos 1954, (OILPOL 1954) se actualizó en 1962, el naufragio del Torrey Canyon en 1967 dio lugar a la creación de nuevos convenios y otros instrumentos, incluidas nuevas enmiendas al Convenio de 1954 que se adoptaron en 1969.

En 1971 se modificó nuevamente el Convenio internacional para prevenir la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos, 1954 (OILPOL 1954). No obstante, pronto se consideró que se requería un instrumento totalmente nuevo. En 1973, la OMI convocó una importante conferencia para examinar en su totalidad el problema de la contaminación del mar procedente de los buques. Como resultado, se adoptó el primer convenio exhaustivo para combatir la contaminación concertado hasta la fecha: el Convenio Internacional para la Prevención de la Contaminación por los Buques (Convenio MARPOL).

En el año 1978, la OMI organizó la Conferencia internacional sobre la seguridad de los buques tanque y prevención de la contaminación, que adoptó un protocolo relativo al Convenio MARPOL de 1973 que introdujo medidas adicionales, incluidas las prescripciones para ciertas técnicas operacionales y una serie de prescripciones modificadas relativas a la construcción. En efecto, el Protocolo de 1978 relativo al Convenio MARPOL de 1973 incorpora las modificaciones al convenio original. A este instrumento combinado se le conoce comúnmente como MARPOL 73/78 y entró en vigor en Octubre de 1983. Desde entonces, el Convenio ha sido objeto de enmiendas en varias ocasiones.

El convenio MARPOL regula la contaminación por hidrocarburos, productos químicos y otras sustancias perjudiciales.

En 1997 se adopta el Anexo VI del convenio MARPOL por el que se incluyen medidas para regular la contaminación atmosférica y las emisiones procedentes de los buques. El anexo VI de MARPOL entra en vigor el 10 de Mayo de 2005.

Más tarde se revisa dicho anexo, ratificándose el 10 de Octubre de 2008. En el año 2010 entró en vigor el Anexo VI revisado, por el cual se produjo una reducción progresiva de las emisiones de óxido de azufre (SOx) y una reducción adicional de las emisiones de óxido de nitrógeno (NOx) procedente de los motores marinos.

Para que las regulaciones de la OMI tengan obligado cumplimiento mundial, deben ser ratificadas por al menos 15 países con un registro bruto de sus flotas mercantes de al menos el 50% de la flota mundial.

Pues bien, el 19 de octubre de 2008, el Anexo VI fue aprobado por 55 países, que representaban el 82% del registro bruto de la flota mundial.

Más tarde, en 2011 se adoptan enmiendas que establecen medidas de carácter obligatorio para reducir emisiones de CO2 procedentes del transporte marítimo internacional causantes del efecto invernadero (GEI), haciendo que el índice de eficiencia energética de proyecto (EEDI) adquiriera un carácter obligatorio para buques de nueva construcción y que el Plan de gestión de eficiencia energética del buque (SEEMP) sea un requisito para todos los buques. Estas enmiendas entraron en vigor el 1 de enero de 2013.

El Anexo VI fue ratificado por 66 estados miembros.

Si un buque está registrado por uno de los siguientes 66 países, estará obligado a cumplir lo requerido en dicho Anexo.

Antigua & Barbuda, Australia, Azerbaijan, Bahamas, Bangladesh, Barbados, Belgium, Belize, Benin, Brazil, Bulgaria, Canada, Chile, China, Cook Islands, Croatia, Cyprus, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Ghana, Greece, Iran, Ireland, Italy, Jamaica, Japan, Kenya, Kiribati, Kuwait, Latvia, Liberia, Lithuania, Luxembourg, Malaysia, Malta, Marshal Islands, Mongolia, Morocco, Netherlands, Norway, Panama, Poland, Portugal, Republic of Korea, Romania, Russia Federation, Saint Kitts and Nevis, St Vincent & Granadines, Samoa, Saudi Arabia, Serbia, Sierra Leone, Singapore, Slovenia, Spain, Sweden, Syria Arab Republic, Tuvalu, Ukraine, United Kingdom, United States, Vanuatu, Honk Kong.

Si el barco está matriculado en un Estado que no ha firmado el Anexo VI, deberá igualmente cumplirlo cuando navegue por las aguas de un estado que ha firmado el anexo VI.

El anexo VI se estructura en las siguientes 22 regulaciones temáticas:

Regulación 1: Aplicación (a todos los barcos)

Regulación 2: Definiciones

Regulación 3: Excepciones (periodos largos de realización de test)

Regulación 4: Aplicación de alternativas equivalentes

Regulación 5-11: Supervisión, certificación y control

Regulación 12: Sustancias reductoras de la capa de ozono

Regulación 13: Emisiones NOx

Regulación 14: Emisiones SOx y otras partículas

Regulación 15: Componentes orgánicos volátiles

Regulación 16: Incineración en los buques

Regulación 17: Instalaciones receptoras

Regulación 18: Fuel oil (disponibilidad y calidad)

Regulación 19: Aplicación de niveles de eficiencia energética en buques

Regulación 20: Energy Efficiency Design Index (EEDI)

Regulación 21: Parametrización del índice EEDI

Regulación 22: Plan de gestión de la eficiencia energética en buques (SEEMP)

Vamos ahora a tratar de manera singular las regulaciones 13 y 14, pues son las que mayores consecuencias tienen sobre el sector marítimo.

### **2.1.1) Regulación 13: Emisiones NOx**

Además, el Anexo VI del Convenio MARPOL establece nuevos límites de óxidos de nitrógeno (NOx) a los gases de exhaustación de los motores marinos.

La regla 13 aplica a los siguientes motores diésel:

- Motores diésel con potencia mayor de 130 KW instalados a bordo de buques construidos más tarde del 1 de enero de 2000.
- Motores diésel con potencia mayor de 130 KW instalados a bordo de buques que hayan sufrido una gran conversión posterior al 1 de enero de 2000. Nos referimos a gran conversión cuando se cambia el motor principal o cualquier modificación sustancial en el motor.
- Motores diésel con potencia mayor de 5000 KW instalados a bordo de buques construidos más tarde del 1 de enero de 1990 y antes del 1 de enero de 2000.

Esta regulación no aplica a:

- Motores diésel de emergencia, motores instalados en botes salvavidas o de cualquier equipo destinado a ser utilizado únicamente en caso de emergencia.
- Motores utilizados únicamente para conducir la maquinaria dedicada a la exploración y explotación de recursos minerales en alta mar.

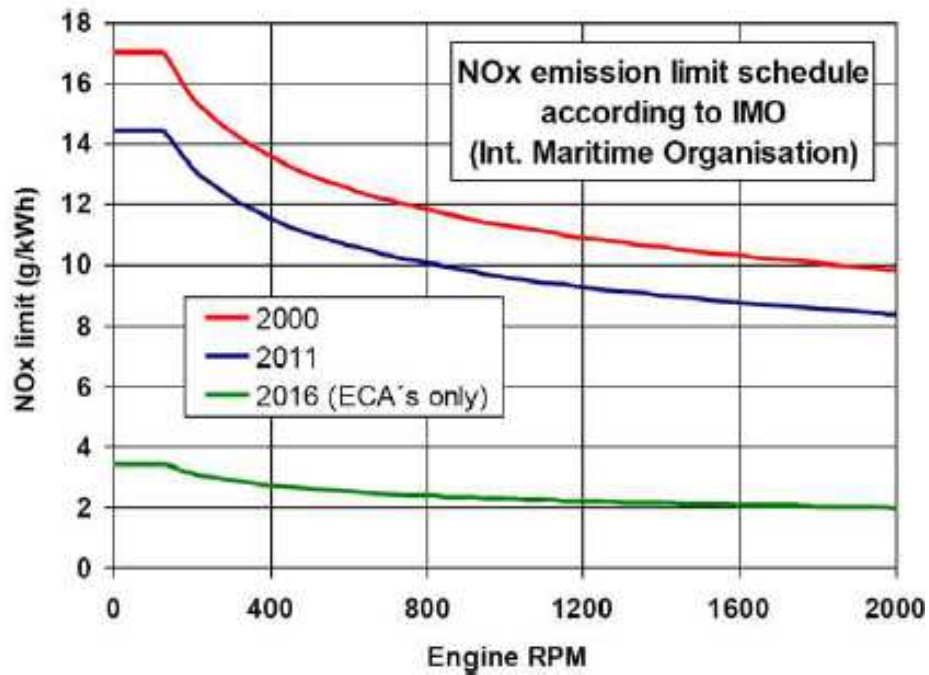
Las emisiones de referencia de la IMO son referidas comúnmente como Tier I, II y III. La referencia Tier I estaba definida en la versión de 1997 del Anexo VI, mientras que las Tier II/III fueron introducidas en las Enmiendas adoptadas al Anexo VI en 2008. En octubre de 2008 se adoptan nuevas enmiendas al Anexo VI conocidas como Tier II/III.

Estos límites se basan en las revoluciones por minuto (rpm) del motor (n) y el año de construcción. Revoluciones menores de 130 rpm corresponden a grandes motores, 130-2.000 rpm a motores medianos y las superiores a 2.000 a motores de alta velocidad, a menudo buques pequeños o generadores.

- Tramo I: 17.0 g-NOx/kW-hr. Se aprobaron en el año 2000
- Tramo II: reducción de entre 15,5 y 21,8% los niveles del tramo I. 14,4 g-NOx/kW-hr. Aplicable a los nuevos motores instalados en buques construidos a partir del 1 de enero de 2011.
- Tramo III: reducción de 80% sobre los niveles del tramo I 3,4 g-NOx/kW-hr. Aplicable a los nuevos motores instalados en buques construidos a partir del 1 de enero de 2016.
- Los motores construidos antes del año 2000 están bajo las enmiendas al Anexo VI de 2008 y por tanto las referencias Tier I se vuelven aplicables a todos los motores existentes instalados a bordo de buques construidos entre el 1 de Enero de 1990 y el 31 de diciembre de 1999, con una cilindrada unitaria mayor o igual a 90 litros y una potencia entregada mayor o igual a 5.000 kW, sujeto a la posibilidad de poder introducir en ellos ciertas modificaciones.

Tier	Date	NOx Limit, g/kWh		
		n < 130	130 ≤ n < 2000	n ≥ 2000
Tier I	2000	17.0	$45 \cdot n^{-0.2}$	9.8
Tier II	2011	14.4	$44 \cdot n^{-0.23}$	7.7
Tier III	2016†	3.4	$9 \cdot n^{-0.2}$	1.96

† In NOx Emission Control Areas (Tier II standards apply outside ECAs).



La aplicación del Tier III está condicionada a:

- 1.** Navegación en zona ECA. Fuera de zona ECA se aplicará Tier II
- 2.** Tier III no aplica a motores marinos diésel en barcos con:
  - a. Eslora de 24 m si ha sido diseñado y es utilizado únicamente para actividades recreativas.
  - b. Potencia de propulsión menor de 750 kW en aquellos casos donde su diseño o construcción impiden el cumplimiento de las limitaciones de emisión.

Tier III se espera que se cumplan mediante la aplicación de tecnologías de control de emisiones de NOx tales como varias formas de inducción de agua en el proceso de combustión (con fuel en el aire de barrido o en el cilindro), recirculación de gases de escape o reducción catalítica selectiva.

En cuanto a la certificación y verificación del cumplimiento de esta regla, se requiere un certificado EIAPP (Engine International Air Pollution Prevention) para ciertos casos de potencia, y se emitirá después de demostrar el cumplimiento de los límites de emisiones NOx.

El tramo Tier III solo es cumplido por los motores que utilizan gas natural licuado (GNL) como combustible. De manera que, no se cumple con scrubbers ni con el uso de

destilados. Hay que modificar el motor o bien utilizar un sistema alternativo como los mencionados.

No sería válido simplemente bajar la temperatura de combustión, ya que esto elevaría el nivel de Particulate Matters (PM) al no completarse la combustión. Existen numerosas medidas sobre el motor que podrían reducir el nivel de emisiones de NOx en un 70%, sin embargo, la regulación Tier III exige una reducción del 80%.

De manera que debemos utilizar sistemas externos para cumplir con Tier III. Los dos sistemas más utilizados son Exhaust Gas Recirculation (SCR) y Selective Catalytic reduction (EGR)

En mayo de 2013, durante la 65 reunión del “Marine Environment Protection Committee (MEPC65)”, uno de los grupos de discusión liderado por Rusia propuso el retraso de cinco años en la aplicación de Tier III, del 2016 al 2021. En la actualidad se sigue debatiendo este posible retraso, aunque EEUU, no estará de acuerdo en este retraso por ser el único que e su zona ECA ya regula la restricción Tier de NOx, mientras que en las zonas ECA Europeas, solo se regulan los límites de SOx.

La decisión final sobre el aplazamiento se tomó en Londres en abril de 2014 en la 66 reunión del “Marine Environment Protection Committee (MEPC66)”. En ella se aprobó por consenso una enmienda sobre el Anexo VI del MARPOL diferente de todas las soluciones de consenso propuestas anteriormente.

Se acuerda que los buques construidos a partir del 1 de enero de 2016, deben cumplir con las normas NOx del nivel III cuando se opera en la zona ECA Americana, ECA del Caribe, que son las ya designadas como zona NECAS.

Para futuras NECAS, los barcos tendrán que cumplir con los estándares de NOx del nivel III sólo si se construyen a partir de la fecha de adopción de la zona NECA, o una fecha posterior que se haya especificado a la hora de designar una nueva NECA.

### **2.1.2) Regulación 14: Emisiones SOx y otras partículas (PM)**

Las emisiones de azufre a la atmósfera tienen principalmente dos efectos perjudiciales:

- Lluvias ácidas: daño contra el medio ambiente y cambio climático.
- Otras partículas (PM): riesgo para la salud pública.

Para regular estas emisiones disponemos de cuatro organizaciones:

- IMO-International Maritime Organization
- EU-European Union Environment Directives
- EPA-U.S. Environment Protection Agency
- CARB-California Air Resources Board

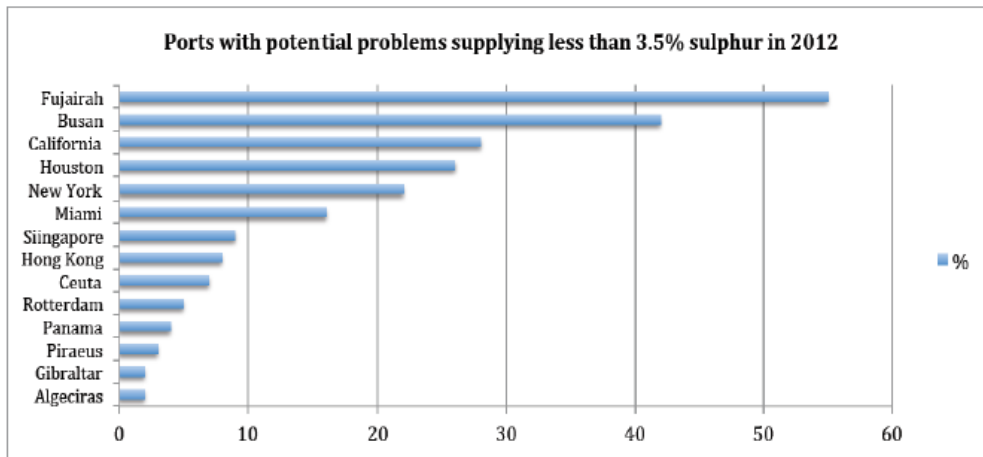
El 19 de mayo de 2005 entra en vigor el Anexo VI de MARPOL, estableciendo un máximo de contenido de fueles de un 4,5% en azufre. Adicionalmente, estableció una zona de control de emisiones de azufre llamada zona SECA (Sulfur Emissions Control Area) en el Mar Báltico, donde se restringía el consumo de fuel a 1,5% de azufre máximo. Una segunda zona SECA fue aprobada el 22 de noviembre de 2007 en el Mar del Norte y Canal de la Mancha. Una tercera nueva zona SECA ha sido aprobada por la OMI en el año 2010, corresponde a EEUU y Canadá que entró en vigor el 1 de agosto de 2012 y comprendiendo una franja de 200 millas náuticas de sus costas.

El contenido en azufre para cualquier fuel usado a bordo de un buque no podrá exceder de:

- 4,5% m/m antes del 1 de enero de 2012
- 3,5% m/m después del 1 de enero de 2012
- 0,5% m/m después del 1 de enero de 2020

Con la aplicación mundial se redujo el contenido de azufre a partir del 1 de enero de 2012 de 4,5%S a 3,5%S. Esto no fue un problema para la mayoría de puertos, ya que el contenido de azufre medio de los fueles quemados en el mundo durante los últimos 3 años es de alrededor de 2,46%S según el informe (OMI, 2009).

Según un estudio de Beicip Franlab en 2003 (Beicip, Franlab, 2003) los fueles con alto contenido en azufre (HSFO) producidos en Europa tienen una media de 2,91%S. Vemos en la ilustración 3-3 del informe realizado por la empresa LQM, los puertos cuyas muestras han sido analizadas reportando niveles de azufre superiores al 3,5%S.



El contenido máximo de azufre en combustibles marinos se volverá a reducir a 0,5%S el 1 de enero de 2020. Esta última reducción está sujeta a los resultados de estudios que deben ser presentados no más tarde de 2018 sobre la disponibilidad de un producto que cumpla esta regulación de azufre. Si las conclusiones a las que lleguen sobre la disponibilidad son negativas, la fecha de entrada en vigor del uso del fuel de 0,5%S será prorrogada al 1 de enero de 2025. Este siguiente límite de cumplimiento sí parece muy problemático, según la configuración actual de las refinerías.

Dentro de las zonas de emisiones controladas ECA (Emission Control Area) el contenido de azufre de los combustibles marinos ha seguido las siguientes limitaciones en cuanto a azufre se refiere:

- 1.5% m/m antes del 1 de julio de 2010
- 1,0% m/m después del 1 de julio de 2010
- 0,5% m/m después del 1 de enero de 2015

A continuación podemos ver un cuadro explicativo de la evolución de los niveles máximos de azufre permitidos en los combustibles marinos.



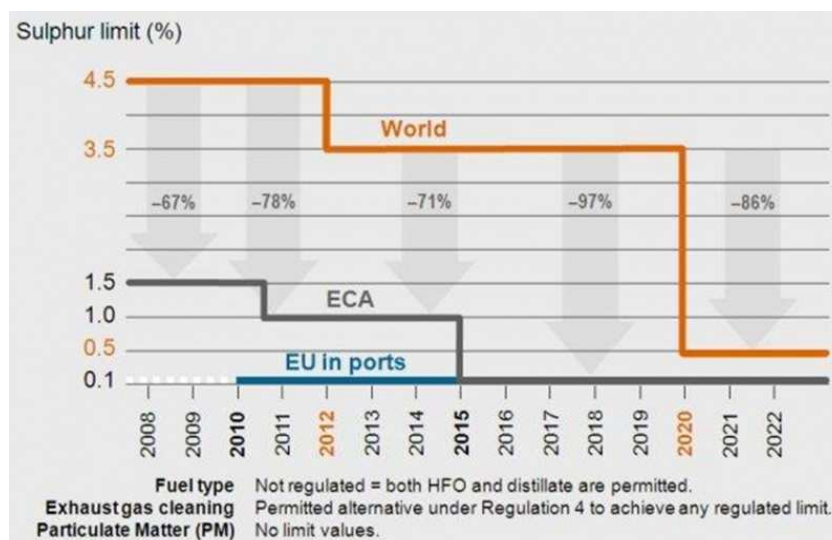


Figure 2. IMO sulphur limits for years 2008-2020 (% mass).

El estudio “2nd IMO 2009 GHG Study” (OMI, 2009) estimó que la nueva regulación MARPOL produciría una reducción del 48% de SO<sub>x</sub> en el año 2008, cuando las dos primeras zonas ECAS del Norte de Europa entraron en vigor.

El contenido en azufre de los fueles depende básicamente del azufre que tenga la dieta de crudos empleada en el proceso de refino y procesos de desulfuración posteriores. El incremento de producción de fueles con bajo contenido en azufre del 1,0%S no entraña problemas de disponibilidad, aunque obviamente sí que sufrirá aumento de precio en función de la disponibilidad/demanda.

De manera que la disponibilidad que la disponibilidad mundial actual es adecuada a las actuales zonas ECA asociadas al LSFO 1,0% y disponible en la mayoría de los puertos.

## 2.2) Zonas de emisiones controladas (ECA)

Las zonas de control de emisiones son áreas marítimas que tienen una gran contaminación atmosférica debido a la actividad de tráfico marítimo. En estas zonas el Convenio Marpol ha aplicado una normativa especial con el fin de reducir la concentración de sustancias contaminantes en el aire.

Para la designación de estas zonas, se llevan a cabo unos estudios de tanto de la salud de la población de esas zonas, como de los hábitats medio ambiente, ecosistemas y calidad del agua. Son zonas de alta concentración de óxidos de azufre y nitratos que afectan peligrosamente a la atmósfera.

En estas zonas, los buques no pueden utilizar combustibles con un contenido de azufre superior al estipulado en el convenio o bien, utilizar un sistema de lavado de los gases de escape, siempre y cuando no se contamine el agua con ellos.

Los buques deberán usar distintos tipos de combustibles, en función de si están transitando por una zona ECA o??? no. Se requiere que los buques tengan registrado a bordo el procedimiento de cambio de combustible, con la fecha, hora y posición en donde se ha producido el cambio de combustible y se debe de haber realizado por completo este procedimiento una vez se haya entrado en la zona ECA.

Así mismo, para el proceso contrario, no se puede comenzar a revertir el cambio de combustible hasta que no se haya abandonado por completo la zona ECA y también debe de quedar registrado.

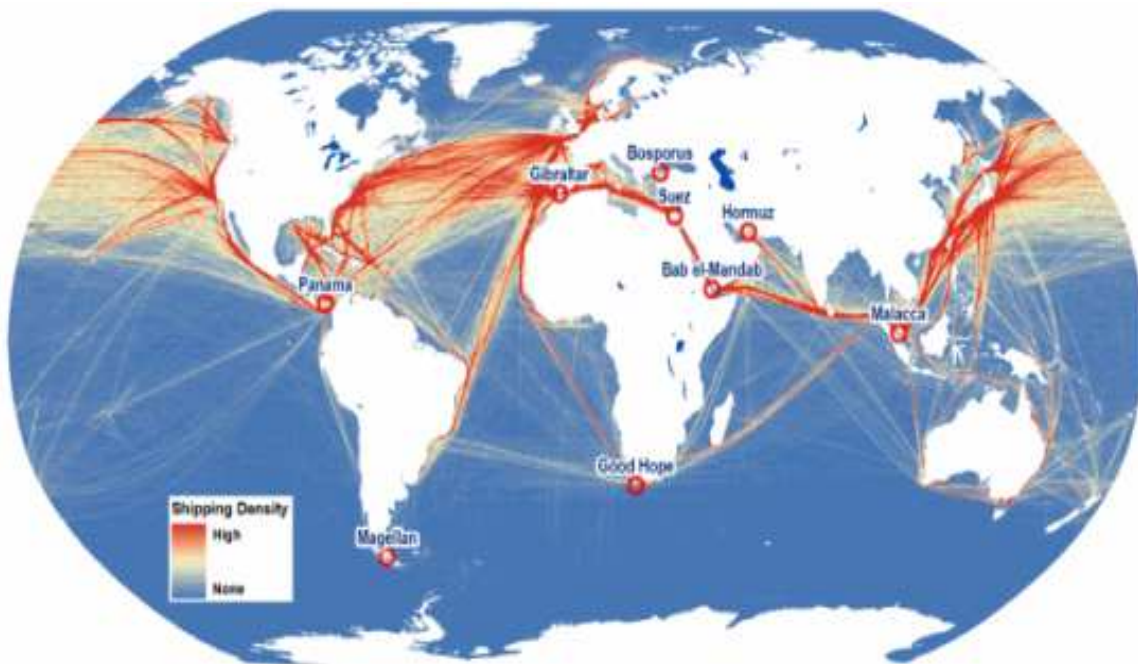
### 2.2.1 ASIGNACIÓN DE LAS ZONAS ECA

Para asignar una zona como ECA, es necesario demostrar que se debe reducir, controlar y prevenir las emisiones por parte de los buques en esas zonas e incluir que tipo de emisiones se quieren controlar (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PM) o las tres. Los procedimientos para la designación de una zona como ECA se establecen en el apéndice III del Anexo VI del MARPOL y se resumen en lo siguiente:

- Una definición clara de la zona marítima propuesta.
- Descripción de las áreas terrestres y marinas en peligro.
- Evaluación de las emisiones de SO<sub>x</sub> de procedencia marítima en el área designada y su impacto en el medio ambiente y en la salud así como una descripción de las metodologías empleadas.
- Las condiciones meteorológicas en la SECA propuesta y cualesquiera áreas críticas localizadas.
- Las expectativas de los patrones de tráfico del transporte marítimo.
- Descripción de cualquier control de las emisiones de SO<sub>x</sub> en tierra cuando se espera que la SECA entre en vigor.

Haciendo un resumen el anexo VI del Convenio MARPOL, que fue aprobado en septiembre de 1997 y entró en vigor el 19 de mayo de 2005, se inició limitando el nivel de azufre a nivel global en el 4,5% en masa y 1,5% en masa para las zonas de control de emisiones (SECA).

Según la OMI se justifica la creación de zonas ECAS en aquellos lugares de alta densidad de tráfico marítimo, por ser precisamente los mayormente expuestos a emisiones procedentes de los buques mercantes. Estas zonas de alta densidad están claramente marcadas pues las rutas que siguen los buques son prácticamente las mismas a lo largo del año, conectando producción y demanda a lo largo del mundo, como podemos ver en la siguiente ilustración. El estudio presentado en el año 2009 por la OMI analizó las rutas seguidas por los buques entre los años 1983 y 2002 para mostrar las zonas de mayor tráfico marítimo y así justificar su designación como zona ECA.



También se acordó designar la zona del Mar Báltico como zona SECA porque era zona bajo el riesgo de acidificación.

En las enmiendas de 2015 se designó la zona del Mar del Norte como zona SECA, esta enmienda entraría en vigor el 22 de noviembre de 2006.

En la actualidad, las zonas ECA vigentes son las siguientes:

## 1. Zonas con control de emisiones de NOx:

- Zona de Norte América (desde agosto 2012) – Es decir, alrededor de 200 millas de la línea de costa de EE.UU (incluyendo Hawaii) y Canadá junto con el territorio de las aguas de Saint-Pierre-et-Miquelon.
- Áreas del Mar Caribe de los Estados Unidos – Desde 1 de enero 2014

## 2.2.2. Zonas para el control de SOx y partículas:

- Zona del Mar Báltico; Como es definido en el Anexo I MARPOL.
- Zona del Mar del Norte; Como es definido en el Anexo V MARPOL.
- Zona de Norte América; Como es definido en el Apéndice VII del Anexo VI MARPOL.
- Zona del Mar Caribe de los Estados Unidos.

### 2.2.2.1 ZONA SECA DEL MAR BÁLTICO

El Mar Báltico fue la primera zona designada SECA, según el Anexo VI del Convenio MARPOL de 1997 y entró en vigor en mayo de 2005.

El área del Mar Báltico significa el Mar Báltico cercano al Golfo de Botnia y el Golfo de Finlandia y que se abre al Mar del Norte por sus aguas interiores y finalmente al Océano Atlántico a través de los estrechos de Kattegat y Skagerrak a 57º 44.8' N.

Los países que lo rodean son (empezando por la península Escandinava y siguiente en sentido horario): Suecia, Finlandia, Rusia, Estonia, Letonia, Lituania, Polonia, Alemania y Dinamarca.



#### 2.2.2.2 ZONA SECA DEL MAR DEL NORTE

Esta zona, junto con el Canal de la Mancha, fue la segunda en ser declarada zona SECA. Entró en vigor en el 22 de noviembre de 2006 y 12 meses más tarde, empezó a aplicarse en ella la normativa vigente.

El Mar del Norte es un mar abierto del océano Atlántico, situado entre las costas de Noruega y Dinamarca al este, las islas Británicas al oeste, y las de Alemania, los Países Bajos, Bélgica y Francia al sur. El estrecho de Skagerrak constituye una especie de bahía al este del mar, la cual lo conecta con el Báltico a través del estrecho de Kattegat; también está conectado con el Báltico mediante el canal de Kiel. El canal de la Mancha lo conecta al resto del Atlántico por el sur, mientras que por el norte conecta a través del mar de Noruega, que es el nombre que adopta el mar al norte de las Islas Shetland.

El anexo VI del MARPOL, designa las zonas del Mar del Norte como las siguientes:

- Desde el Sur del Mar del Norte a una Latitud de 62° N y hacia el Oeste a una Longitud de 4° W.
- El límite del estrecho Skagerrak al Sur que se determina en el Este de Skaw por una latitud de 57° 44.8' N.

- El Canal Inglés (de la Mancha) y sus enfoques??? No será enfilaciones? hacia el Este del meridiano 5° W, y hacia el Norte del paralelo 48° 30' N.



### 2.2.2.3 ZONAS ECA DE NORTEAMÉRICA Y EL MAR CARIBE

En la reunión del Comité de Protección del Medio Ambiente Marino, MEPC. 190 (marzo de 2010) fueron adoptadas las enmiendas del Anexo VI de MARPOL para designar las zonas ECA de Norteamérica para el control de NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> y Partículas. Se introdujo un nuevo apéndice VII en el que se definen los límites y las coordenadas de estas zonas, basadas en el “North American Datum of 1983/World Geodetic System 1984 (NAD/WGS84)”. Las enmiendas entraron en vigor el 1 de agosto de 2011.

En la resolución MEPC.1/Circ. 723 se provee más información sobre el Área de Control de Emisiones de Norteamérica bajo el Anexo VI de MARPOL, y en particular sobre la fecha de entrada en vigor de los requisitos para los SOx que fue el 1 de agosto de 2012, ya que en las enmiendas se especificaba que no entrarían en vigor dichos requisitos hasta pasados 12 meses de la fecha de comienzo como zonas ECA (1 de agosto 2011). Mientras los buques naveguen en la ECA de Norteamérica, el contenido de azufre en el combustible usado a bordo no deberá exceder del 1.00% m/m en y después del 1 de Agosto de 2012, y del 0.10% m/m en y después del 1 de enero de 2015.

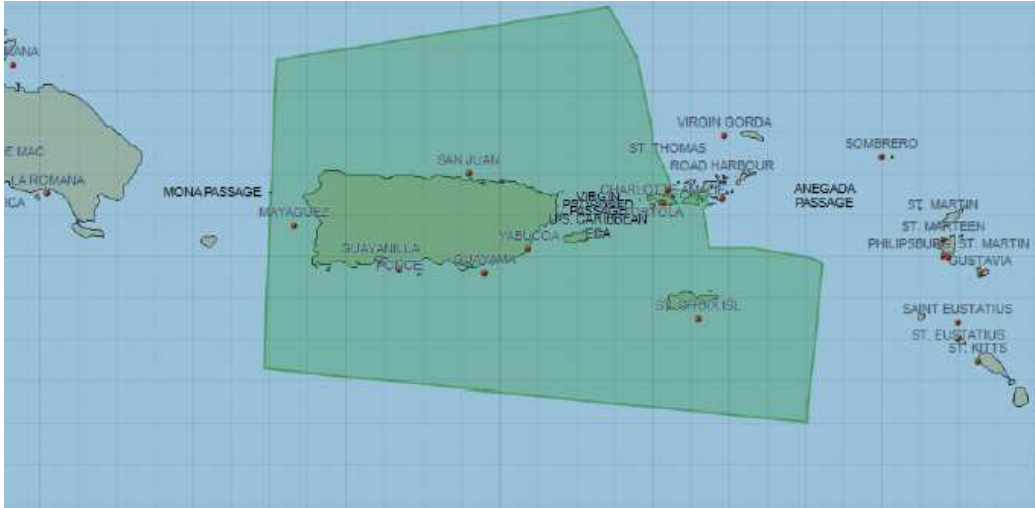
#### Zonas ECA de EEUU y Canadá

- Las zonas de mar que baña el Océano Pacífico en las costas de EEUU y Canadá, delimitadas por las coordenadas definidas en el Convenio.
- Las zonas marítimas que baña el Océano Atlántico de los EE.UU, Canadá y Francia (Saint-Pierre-et-Miquelon) y las de las costas del Golfo de México de los EE.UU delimitadas por las coordenadas definidas en el Convenio.
- Las localizadas en las costas de las Islas de Hawái pertenecientes a Hawái, Maui, Oahu, Molokai, Nihau, Kauai, Lanai y Kaho'olawe delimitadas por las coordenadas definidas en el Convenio.



## Zonas ECA del Mar Caribe

El área del Mar Caribe de los Estados Unidos incluye la zona localizada fuera de las costas atlánticas y caribeñas pertenecientes al Estado Libre Asociado de Puerto Rico y de Las Islas Vírgenes de los Estados Unidos.

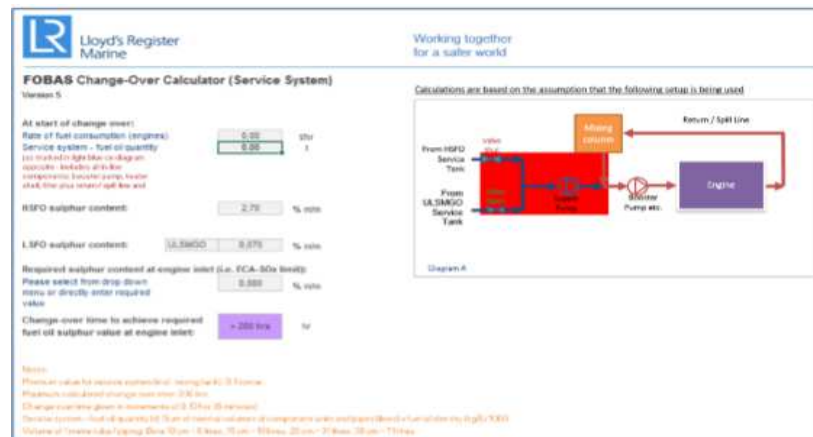


Los buques que utilicen fuel oil de distintos niveles de azufre para cumplir con la regulación en función de su navegación dentro o fuera de zona ECA deberán llevar un procedimiento escrito que muestre como se lleva a cabo el cambio de tipo de fuel, permitiendo un tiempo suficiente para que el sistema combustible de servicio saque todo el fuel oil con alto contenido de azufre antes de entrar en a la zona ECA. Se debe anotar en el libro de registro de azufres del buque, el volumen de bajo contenido de azufre fuelóleos en cada tanque, así como la fecha, hora y situación del buque cuando el cambio de fuel oil se ha completado. Existen numerosos programas que calculan el tiempo para realizar esta operación.





A continuación podemos ver la tabla proporcionada por LLOYD'S REGISTER MARINE en su apartado FOBAS (Fuel Oil Bunkering Analysis and Advisory System) que nos permite calcular el tiempo que nos llevará el proceso en función de las características del buque.



### 2.3) Directivas de la Unión Europea

La mayoría de las normativas europeas relativas a las emisiones atmosféricas, no son aplicadas a los buques, sin embargo algunas leyes obligan a la Comisión a adoptar medidas sobre las emisiones de los buques.

Estas regulaciones son las que se exponen a continuación:

- Directiva 2001/81/CE, regula las emisiones de contaminantes atmosféricos y ordena que se defina la contribución del tráfico marítimo a la contaminación de los suelos.
- Directiva 1999/32/CE, propone rebajar la cantidad de azufre contenido en los combustibles líquidos para buques que navegan por aguas de la Unión.
- Directiva 1994/63/CE sobre el control de emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) resultantes del acopio y suministro de combustibles desde las terminales a los puntos de servicio. La Comisión debe reflexionar sobre la ampliación de su ámbito de aplicación a la carga y descarga de buques.
- Reglamento (CE) nº 2037/2000 sobre las sustancias que dañan la capa de ozono que prohíbe la utilización de halones en la Unión.

- Programa “Aire puro para Europa<sup>3</sup>”: Tiene la misión de elaborar estrategias para paliar la contaminación atmosférica que causa daños en el medio ambiente y en la salud.
- Sexto programa de acción en materia de medio ambiente<sup>4</sup>: Su objetivo es alcanzar unos niveles de calidad del aire óptimos para la vida y el medio ambiente y evitar la formación de gases de efecto invernadero que producen cambios climáticos.

También se adopta la estrategia de reducción de las emisiones de los buques de navegación marítima<sup>5</sup>, cuyas finalidades son las siguientes:

- Reducir las emisiones de SO<sub>2</sub> de los buques que afectan a la calidad del aire.
- Reducir los niveles de NO<sub>x</sub> que contribuyen a la acidificación y a superar los niveles de ozono superficial que afectan a la salud y medio ambiente.

Y estas son las medidas propuestas para alcanzar estos objetivos:

- Coordinación de los países miembros de la OMI para adoptar medidas que eviten la contaminación atmosférica por parte de los buques. El ANEXO VI del Convenio MARPOL, es un arma primordial para este fin.
- Aprobación de la propuesta de Directiva por la que se modifica la Directiva 1999/32 con la que se reduce el contenido de azufre de los combustibles.
- Modificar la Directiva 1997/68/CE sobre las emisiones de NO<sub>x</sub>.
- Prohibir el uso de halón en los buques que navegan por aguas europeas.
- Proponer medidas para reducir las emisiones de COV<sup>6</sup> en las operaciones carga.
- Investigar la adopción de una serie de herramientas económicas para mitigar las emisiones contaminantes atmosféricas por parte de los buques.

- Premiar a las compañías que sean respetuosas con el medio ambiente.
- Subvencionar investigaciones que promuevan la reducción de emisiones. En la directiva 1999/32/CE<sup>7</sup> se introdujeron medidas para amortiguar el impacto de las emisiones producidas por la combustión de productos derivados del petróleo con contenido de azufre.

En lo relativo al contenido de azufre de los gasóleos, de acuerdo a la normativa 93/12/CEE, a partir del 1 de enero de 2008, se debe reducir el contenido en peso de azufre de los mismos al 0,1 por ciento. Los Estados miembros deberán realizar los controles necesarios para hacer que estas disposiciones se cumplan y enviar informes a la Comisión.

A partir de 1 de enero de 2003, se decidió limitar también el contenido en peso en azufre de los fuelóleos al 1%.

Estas limitaciones, más tarde corregidas por la Directiva 2005/33/CE<sup>8</sup>, tienen las siguientes excepciones:

- El gasóleo marino utilizado por buques que atraviesen la frontera que separa un país tercero de un Estado miembro.
- El combustible destinado a ser transformado antes de su combustión final.
- El combustible que vaya a ser transformado en la industria del refino.
- El combustible que vaya a utilizarse con fines de investigación y ensayo.
- El combustible utilizado y comercializado en regiones ultraperiféricas de la Comunidad, con algunas reservas.
- El combustible utilizado por buques militares y por todos los buques para garantizar su seguridad o para salvar vidas en el mar, así como en caso de avería
- El combustible utilizado a bordo de buques que utilicen tecnologías aprobadas de reducción de las emisiones.

Esta Directiva propone:

- Limitar al 1,5 % el contenido de azufre de los combustibles utilizados por los buques en el Mar Báltico, a partir del 11 de agosto de 2006, y en el Mar del Norte y el Canal de la Mancha, a partir del 11 de agosto de 2007.
- Limitar al 0,1 %, a partir del 1 de enero de 2010, la cantidad de azufre en los combustibles de los barcos que navegan por aguas interiores o permanezcan atracados en puertos de la Unión.
- Permitir a los buques el uso de una tecnología aprobada de reducción de emisiones, siempre que dichos buques consigan continuamente reducciones de las emisiones que sean al menos equivalentes y documenten rigurosamente el hecho de que ningún residuo descargado en puertos cercados, dársenas y estuarios tiene un impacto sobre los ecosistemas.
- Limitar al 1,5 % el porcentaje de azufre en los combustibles para uso marino que sean vendidos en la Unión.
- Limitar al 0,1 % el contenido de azufre de los gasóleos para uso marítimo vendidos en la Unión.
- Exigir que quede reflejado en los diarios de a bordo, el proceso de cambio de combustible, como condición indispensable para que el barco pueda acceder a puertos de la Unión.
- Garantizar que el proveedor de combustibles, documente el porcentaje de azufre en el producto que está suministrando y adjunte una muestra del mismo para su análisis, si esto fuera necesario.

Para limitar las emisiones de CO<sub>2</sub> de los buques ha establecido un sistema de seguimiento, notificación y verificación (sistema MRV) de emisiones de CO<sub>2</sub>, (Reglamento (UE) 2015/757 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de abril de 2015, relativo a la vigilancia, notificación y verificación de las emisiones de dióxido de carbono del transporte marítimo y por la que se modifica la Directiva 2009 / 16 / CE) basado en el consumo de combustible de los buques como primer paso de un enfoque escalonado para la inclusión del transporte marítimo en el compromiso de reducción de

gases de efecto invernadero de la Unión, junto con las emisiones de otros sectores que ya están contribuyendo a ese compromiso.

Todos los viajes intracomunitarios, todos los viajes entrantes desde el último puerto fuera de la UE hasta el primer puerto de escala de la UE y todos los viajes salientes desde un puerto de la UE hasta el siguiente puerto no comunitario, incluidos los viajes en lastre, deben ser considerados a efectos de monitorización. También deberían cubrirse las emisiones de CO<sub>2</sub> en los puertos de la UE, incluidas las emisiones procedentes de los buques atracados o en movimiento en un puerto, en particular en la medida en que se disponga de medidas específicas para su reducción .

El reglamento MRV de la UE, cubre también otra información pertinente que permite determinar la eficacia de los buques y seguir analizando los factores que contribuyen al desarrollo de las emisiones. Este ámbito también alinea el sistema MRV de la UE con iniciativas internacionales para introducir normas de eficiencia para los buques existentes (por ejemplo, el sistema de recolección de datos de la OMI), que también cubre las medidas operacionales y contribuye a eliminar las barreras de mercado relacionadas con la falta de información.

Con el fin de reducir al mínimo la carga administrativa para los armadores y los operadores, en particular para las pequeñas y medianas empresas, y optimizar la relación coste-beneficio del sistema MRV sin poner en peligro el objetivo de cubrir una parte predominantemente del transporte marítimo, las reglas para MRV sólo deben aplicarse a los grandes emisores. Se ha seleccionado un umbral de arqueo bruto de 5000 (GT), tras un análisis objetivo detallado de los tamaños y las emisiones de los buques que llegan y salen de los puertos de la Unión. Los buques de más de 5000 GT representan alrededor del 55% del número de buques que hacen escala en los puertos de la Unión y representan aproximadamente el 90% de las emisiones conexas. Este umbral no discriminatorio garantizará que se cubran los emisores más relevantes. Un umbral más bajo resultaría en una carga administrativa más alta mientras que un umbral más alto limitaría la cobertura de emisiones y así la eficacia ambiental del sistema MRV.

La aplicación de este Reglamento tiene en cuenta los requisitos existentes y los datos ya disponibles a bordo de los buques. Por lo tanto, las empresas tienen la oportunidad de

seleccionar uno de los siguientes cuatro métodos de monitoreo: el uso de albaranes de entrega de combustibles (BDN) , monitorización de tanques de combustible a bordo, contadores de combustible o las mediciones de emisión directa.

Un plan de monitorización específico para cada buque documenta la elección hecha y proporciona más detalles sobre la aplicación del método seleccionado durante un período de reporte específico. La empresa responsable de todo el período de notificación sobre un buque que realiza actividades de transporte marítimo, es responsable de todas las obligaciones de supervisión y reporte de informes relacionadas con ese período, incluida la elaboración de un informe de emisiones verificado satisfactoriamente.

La compañía tiene el compromiso de proteger a las personas y al medio ambiente mediante el seguimiento y el análisis del consumo de energía en los buques, aprovechando las lecciones aprendidas y las mejores prácticas, para mejorar la eficiencia energética y reducir las emisiones. Es política de la compañía armadora que los buques se operen siempre tan eficientemente como sea posible.

En cuanto a las fechas de presentación:

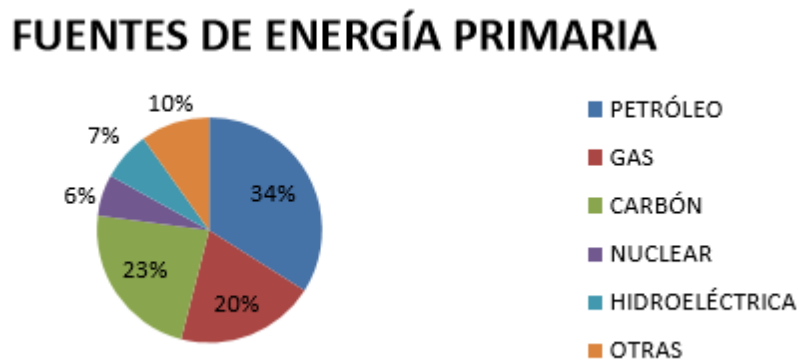
- Fecha límite 31 de agosto de 2017 – Presentación de planes (uno para cada buque) a verificadores.
  
- 01 de enero de 2018 :
  - Seguimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, aplicando el Plan
  - De cada buque: por cada viaje (exentos aquellos buques que hagan más de 300 viajes/año , todos ellos desde o hacia puntos del EEE , están exentos del seguimiento por viaje) y anualmente
  
- 01 de enero de 2018 al 30 de abril de 2019 (y sucesivos):
  - Preparación informe de emisiones de CO<sub>2</sub>
  - Aprobación por verificador
  
  - Presentación a la Administración (30 abril del año siguiente)

## 3. Proceso del bunker

### 3.1. Tipos de combustibles marinos

El petróleo es un aceite mineral natural, constituido por una mezcla de hidrocarburos en su mayoría y otros compuestos orgánicos como parafinas, naftenos y aromáticos así como pequeños contenidos en azufre. Su fórmula general es  $C_nH_{2n+2}$ .

El petróleo es un recurso natural no renovable que actualmente es la principal fuente de energía a nivel mundial.



El combustible marino se origina con la mezcla en las refinerías de hidrocarburos procedentes del refinado del petróleo, con sustancias aditivas que se añaden para mejorar sus cualidades y propiedades.

Según su procedencia puede ser fuel oil (IFO), gasoil (GO) o diésel marino (MDO). En un buque de medio tamaño el fuel es consumido por los motores principales y el gasóleo o diésel por los motores auxiliares para la producción de energía eléctrica.

A día de hoy, muchos buques utilizan el mismo combustible para ambos tipos de motores. La razón fundamental es económica, ya que el precio del fuel es mucho menor. Existen también buques pequeños o medianos que sólo consumen gasóleo.

Existen dos tipos de combustible marino:

Combustible residual: es el residuo que se obtiene del proceso de refinado del crudo en refinerías. Se trata de un producto de mayor viscosidad que queda después de extraer la gasolina, gasóleo, propano, butano, nafta, aceites lubricantes...

Es un combustible negro, pastoso, de olor desagradable, difícil de limpiar y es denominado también Marine Fuel Oil (MFO). Existen varios tipos de fuel en función de la viscosidad y el contenido de azufre. Los más usados son los de 380 cst (centistokes) y el de 180 cst, aunque también existen fueles intermedios y de menor cst (IFO) que se obtiene mezclando fuel con destilados (gasóleo o diésel) de tal manera que según la viscosidad deseada añadiremos al fuel más o menos producto destilado. De esta forma, podemos obtener IFO 30, 40, 60, 80, 100, 120, 150, 240, 280 y 320 cst. También existen producto de 500 y 700 cst.

Dentro de los fueles podemos distinguir entre:

- HSFO: (high sulphur fuel oil) tiene un contenido máximo de azufre del 3,5 por ciento, una viscosidad de entre 380 y 420 centistokes a 50º y una densidad de 0.991 y 0.998 g/l.
- LSFO: (low sulphur fuel oil) tiene un contenido de azufre máximo de 1,5 por ciento.
- ULSFO: (ultra low sulphur fuel oil) tiene un contenido máximo de azufre de 0,1 por ciento.

Combustible destilado: son los llamados MGO (gasoil marino) y MDO (diésel marino).

El gasoil es el más ligero, de MAYOR calidad y de precio más elevado. Hay varios tipos de gasóleos en el mercado. Se trata de un combustible con un contenido relativamente bajo de azufre. Su calidad de ignición se caracteriza por el índice de Cetano o el Número de Cetano. El primero es calculado a partir de algunas propiedades de destilación y debe tener un valor mínimo de 43; El segundo es más preciso ya que está medido en un motor bajo unas condiciones estándar.

Es un excelente combustible para motores diésel que operan bajo condiciones de alta exigencia. Posee aditivos mejoradores de flujo, lo que le permite fluir a la más baja temperatura ambiente, circulando sin obstruir a través de los conductos de alimentación, filtros y sistema de inyección. Tiene un adecuado nivel de residuo carbonoso que contribuye a la uniformidad de las operaciones y evita la formación de depósitos que disminuyen la eficiencia.

Este combustible se usa comúnmente en motores marinos de categoría 1 (< de % litros por cilindro) Las embarcaciones de recreo utilizan un gasóleo de 0,1%S desde el 1 de enero de 2008. Se asemeja a la especificación ISO 8217: 2010 (versión 2010) DMA.



El diésel marino es de peor calidad y de precio más bajo. Se asemeja a la especificación ISO 8217: 2010 DMB. El Diesel Marino (También conocido como MDO o DMB) se le permite tener rastros de combustible residual, que pueden ser altos en azufre. Esta contaminación con combustible residual por lo general se produce en el proceso de distribución, al utilizar los mismos medios de suministro (por ejemplo, oleoductos, buques de suministro) que se utilizan para el combustible residual. El DMB se utiliza normalmente para motores de categoría 2 (5-30 litros por cilindro) y Categoría 3 (= 30 litros por cilindro).

### **3.2. Especificaciones del producto-Normativa ISO**

Los parámetros mínimos de calidad requerido a los combustibles marino vienen definidos por las especificaciones. Comienzan en el año 1982 cuando las refinerías introducen el cracking y se llega por consenso entre suministradores, consumidores y fabricantes de motores a la necesidad de establecer un estándar de calidad.

Es la organización ISO (International Organization for Standardization) con sede en Ginebra la que establece los parámetros mínimos tanto de los combustibles residuales, como de los destilados.

La primera letra del nombre del producto indica el tipo de combustible que es:

- D es para combustible destilado
- R es para combustible residual

La segunda letra indica la aplicación M de marina. La tercera letra, X, A, B, C, E, F etc indica propiedades particulares del combustible. Para los combustibles marinos residuales, el número de después del nombre del producto indica la viscosidad máxima a 50°C y medida en (mm<sup>2</sup>/s), es decir en centistokes.

Los cuatro tipos de combustible marinos más usados en el sector del transporte marítimo son Marine Gasoil (MGO), Marine Diesel Oil (MDO) y los fueles residuales (IFO) 180 cst y 380 cst IFO. Estos se corresponden con los siguientes grados ISO:

- MGO se corresponde con DMA
- MDO se corresponde con DMB y DMC
- IFO 180 cst se corresponde con RME 180 y RMF 180.
- IFO 380 cst se corresponde con RMG 380, RMH 380 y RMK 380.

Los parámetros más importantes regulados por la ISO son:

- 1) Densidad: ha de ser inferior a la del agua dulce. Se fijó en 0,991 max.
- 2) Viscosidad: es el parámetro que fija el valor ifo. Se establece para 50°C.
- 3) Punto de inflamación (SOLAS): fija el valor de seguridad en almacenaje.
- 4) Punto de congelación: fija el valor mínimo de manipulación.
- 5) Residuo carbonoso: valor que previene la obturación de inyectores y el deterioro del lubricante.
- 6) Cenizas: valor que previene su depósito en la cabeza del cilindro
- 7) Agua: valor que previene que a altas temperaturas forme con otros elementos ácidos corrosivos.
- 8) Azufre: valor que previene la corrosión del pistón y la contaminación atmosférica.
- 9) Vanadio: valor que previene la formación de elementos gomosos????.
- 10) Sedimento potencial: valor que previene la obturación de filtros e inyectores.
- 11) Aluminio mas sílice: valor que previene el deterioro de los aros.
- 12) Sulfídrico: gas altamente venenoso e inodoro extremadamente peligroso para la vida. Recientemente la ISO ha cambiado ciertos parámetros de sus especificaciones publicando la ISO 8217-2010. Esta nueva regulación entró en vigor el 1 de julio de 2010 para corregir ciertos problemas detectados en los motores a consecuencia de los combustibles utilizados.

La ISO revisa cada ciertos años estos parámetros y sus volúmenes valores??? máximos permitidos.

A continuación podemos observar las especificaciones de la ISO 8217 de 2005.

ISO 8217 2005 FUEL STANDARD		ISO 8217 2005 Fuel Standard for marine residual fuels										ISO 8217 2005 FUEL STANDARD		ISO 8217 2005 Fuel Standard for marine distillate fuels			
Limit	Parameter	RMA 30	RMB 30	RMD 80	RME 180	RMF 180	RMG 380	RMH 380	RMK 380	RMH 380	RMK 380	RMH 380	RMK 380	DMX	DMA	DMZ	DMB
Max.	Viscosity at 50°C (mm²/s)	30.0	80.0	180.0	380.0	700								5.5	6.0	11.0	14.0
Min.	Viscosity at 40 °C (mm²/s)													1.4	1.5	-	-
Max.	Density at 15°C (kg/m³)	960.0	975.0	980.0	991.0	999.1	1030.0	1010.0	991.0	1010.0			0.30	0.30	-	-	
Max.	Micro Carbon Residue at 10% Residue (% m/m)												-	800.0	900.0	920.0	
Max.	Density at 15 °C (kg/m³)												-	-	0.30	2.50	
Max.	Micro Carbon Residue (% m/m)																
Max.	Sulfur (% m/m)												1.0	1.5	2.0	2.0	
Max.	Water (% V/V)												-	-	0.3	0.3	
Max.	Total Sediment Existent (% m/m)												-	-	0.10	0.10	
Max.	Ash (% m/m)												0.01	0.01	0.01	0.05	
Min.	Flash point (°C)												43	60	60	60	
Max.	Pour point in Summer (°C)												-	0	6	6	
Max.	Pour point in Winter (°C)												-	-6	0	0	
Max.	Cloud point (°C)												-16	-	-	-	
Min.	Calculated Cetane Index												45	40	35	-	
Max.	Vanadium (mg/kg)												-	-	-	100	
Max.	Aluminium + Silicon (mg/kg)												-	-	-	25	
Max.	Zinc (mg/kg)												-	-	-	15	
Max.	Phosphorus (mg/kg)												-	-	-	15	
Max.	Calcium (mg/kg)												-	-	-	30	
	Appearance													Clear & Bright	-	-	

ISO 8217 año 2005 de fuel

ISO 8217 año 2005 de gasoil

# Y de la ISO 8217 2010.

## ISO 8217 2010 FUEL STANDARD

ISO 8217 2010 Fuel Standard for marine distillate fuels

## ISO 8217 2010 FUEL STANDARD

ISO 8217 2010 Fuel Standard for marine residual fuels

### MARINE DISTILLATE FUELS

Limit	Parameter	DMX	DMA	DMZ	DMB
Max.	Viscosity at 40°C (mm²/s)	5,500	6,000	6,000	11,000
Min.	Viscosity at 40°C (mm²/s)	1,400	2,000	3,000	2,000
Max.	Micro Carbon Residue at 10% Residue (% m/m)	0.30	0.30	0.30	-
Max.	Density at 15°C (kg/m³)	-	890.0	890.0	900.0
Max.	Micro Carbon Residue (% m/m)	-	-	-	0.30
Max.	Sulphur (% m/m)	1.00	1.50	1.50	2.00
Max.	Water (% V/V)	-	-	-	0.30
Max.	Total sediment by hot filtration (% m/m)	-	-	-	0.30
Max.	Ash (% m/m)	0.010	0.010	0.010	0.010
Min.	Flash point (°C)	43.0	60.0	60.0	60.0
Max.	Pour point in Summer (°C)	-	0	0	6
Max.	Pour point in Winter (°C)	-	-6	-6	0
Max.	Cloud point (°C)	-16	-	-	-
Min.	Calculated Cetane Index	45	40	40	35
Max.	Acid Number (mgKOH/g)	0.5	0.5	0.5	0.5
Max.	Oxidation stability (g/m)	25	25	25	25
Max.	Lubricity, corrected wear scar diameter (wsd 1.4 at 60°C) (um)	520	520	520	520
Max.	Hydrogen sulphide (mg/kg)	2.00	2.00	2.00	2.00
	Appearance	Clear & Bright			-

The above is a service for informational purposes only. Dan-Bunkering assumes no responsibility for any errors or omissions.

### MARINE RESIDUAL FUELS

Limit	Parameter	RMA 10	RMB 30	RMD 80	RME 180	180	380	RMG 500	700	380	RMK 500	700	
Max.	Viscosity at 50°C (mm²/s)	10.00	30.00	80.00	180.0	180.0	380.0	500.0	700.0	380.0	500.0	700.0	
Max.	Density at 15°C (kg/m³)	920.0	960.0	975.0	991.0								
Max.	Micro Carbon Residue (% m/m)	2.50	10.00	14.00	15.00			18.00			20.00		
Max.	Aluminium + Silicon (mg/kg)	25	40	50				60					
Max.	Sodium (mg/kg)	50	100	50				100					
Max.	Ash (% m/m)	0.040		0.070				0.100			0.150		
Max.	Vanadium (mg/kg)	50		150				350			450		
Max.	CCA	850		860				870					
Max.	Water (% V/V)	0.30						0.50					
Max.	Pour point (upper) in Summer (°C)	6						30					
Max.	Pour point (upper) in Winter (°C)	0						30					
Min.	Flash point (°C)							60.0					
Max.	Sulphur (% m/m)	Statutory requirements											
Max.	Total Sediment, aged (% m/m)	0.10											
Max.	Acid Number (mgKOH/g)	2.5											
	Used lubricating oils (ULO): Calcium and Zinc, or Calcium and Phosphorus (mg/kg)	The fuel shall be free from ULO, and shall be considered to contain ULO when either one of the following conditions is met: Calcium > 30 and zinc > 25, or Calcium > 30 and phosphorus > 15.											
Max.	Hydrogen sulphide (mg/kg)	2.00											

ISO 8217 año 2010 de fuel

ISO 8217 año 2010 de gasoil

En el albarán de entrega del producto, también denominado BDN (Bunker Delivery Note), vienen reflejados algunos de estos parámetros, nivel de azufre, flash point, viscosidad densidad... como podemos observar en la siguiente imagen.

**TOTAL**  
Marine Fuels

**TOTAL MARINE FUELS Pte Ltd**  
250 North Bridge Road, #30-00 Raffles City Tower,  
Singapore 079261  
Tel: +65 6849 4319 - Fax: +65 6337 9453

**BUNKER DELIVERY NOTE / Reçu de Bord**  
N° 1294

**DATE OF DELIVERY / Date de livraison**  
13 / 12 / 2017

**VESSEL / Navire:** BOVAS  
**FLAG / Pavillon:** SG  
**IMO NUMBER / Numéro IMO:** 9249996

**PORT:** HO-TONG  
**BERTH / Quai:** 2020

**DELIVERY METHOD / Mode de livraison**

BARGE  TRUCK  PIPELINE

**POINT OF LOADING / Lieu de chargement**

Identification Barge/Truck  
Identification Barge/Camion

**LOG DATE TIME / Dates/Heures**

**ALONGSIDE / Accosté:** 700 **CONNECTION / Branchement:** 710 **START PUMPING / Début pompage:** 730 **FINISH PUMPING / Fin pompage:** 730 **DEPARTED / Départ:** 730

PRODUCT / Produit	QUANTITY DELIVERED / Quantités livrées			CHARACTERISTICS / Caractéristiques			
	Liters at 15°C / Litres à 15°C	Metric tons / Tonnes métriques	Temp (°C)	Density at 15°C / Densité à 15°C	Sulfur / Soufre	Viscosity / Viscosité	Flash-Pnt(°C) / Point d'allumage (°C)
1 FUEL OIL / FUEL OIL	404,906	359,835	70	9887	16%	294	64
2 FUEL OIL / FUEL OIL							
3 MGO/DML/MDO / MGO/DML/MDO							

**Seal numbers / N° des cachets:**

Ships MARPOL Sample / Éch. MARPOL (réservé)	Ships retained sample / Éch. Navire	TOTAL retained sample 1 / Total 1 (réservé)	TOTAL retained sample 2 / Total 2 (réservé)
1			
2			

Our General Terms and conditions of Sale for marine fuels are applicable to the above deliveries / Nos Conditions Générales de Vente pour le service de combustibles marins s'appliquent aux livraisons ci-dessus

**REMARKS / Observations:**

Was a letter of protest issued? / Une lettre de réclamation a-t-elle été émise? Y N

Signature MARINE FUELS Representative / Signature Représentant MARINE FUELS

Stamp of vessel / Signature of Vessel Officer / Cachet navire / Signature Officier navire

CLIENTS FEEDBACK / ÉVALUATION CLIENT

The following rating is our satisfaction level of the bunkering operation / Indicateur de satisfaction de l'opération de ravitaillement

Very Good Good Fair Poor

The products supplied are in conformity with regulation 14(1) or 14(2) and regulation 18(1) of MARPOL VI / Les produits livrés sont conformes à la réglementation 14(1) ou 14(2) et de réglementation 18(1) de MARPOL VI

Material Safety Data Sheets (MSDS) are available on the website [www.totalsea.com](http://www.totalsea.com) / Les Fiches de Données de Sécurité (FDS) sont disponibles sur le site [www.totalsea.com](http://www.totalsea.com)

Blanc/White: SIEGE / HEADQUARTER - Eau/Bleu: BORD / SHIP - Vert/Green: REPRESENTANT LOCAL / LOCAL REPRESENTATIVE - Jaune/Yellow: TRAFICANT/CLIENT - Rouge/Red: REPRESENTANT SÉRIÉ / SÉRIAL OFFICER

Albarán de entrega, Bunker Delivery Note BDN

### 3.3. Proceso de Comercialización

En este proceso intervienen diversas partes que intervienen o pueden intervenir en el contrato de suministro de bunker. Dichas definiciones son extractadas de la Ley de Navegación Marítima 14/2014, de 24 de julio que ha entrado en vigor en España el pasado 25 de septiembre de 2014, y que ha venido a sustituir sendos artículos del Código de Comercio y de la Ley de Puertos del Estado y la Marina Mercante.

**ARMADOR:** Es quien, siendo o no propietario, tiene la posesión de un buque o embarcación, directamente o a través de sus dependientes, y lo dedica a la navegación en su propio nombre y bajo su responsabilidad.

**NAVIERO:** Se entiende por naviero o empresa naviera la persona física o jurídica que, utilizando buques mercantes propios o ajenos, se dedique a la explotación de los mismos, aun cuando ello no constituya su actividad principal, bajo cualquier modalidad admitida por los usos internacionales.

**FLETADOR:** Es quien, con el pago de un flete, contrata toda o parte de la cabida de un buque para el transporte de mercancías por mar.

El fletamento podrá ser por viaje o por tiempo, y se formalizará en una póliza.

El fletamento también podrá referirse a mercancías determinadas por su peso, clase, y se formalizará en un conocimiento de embarque.

En sus relaciones con el armador, el fletador podrá pactar libremente sus derechos y obligaciones en una póliza.

**CONSIGNATARIO:** Se entiende por consignatario a la persona que por cuenta del armador o del naviero se ocupa de las gestiones materiales y jurídicas necesarias para el despacho y demás atenciones al buque en puerto.

a) Con anterioridad a la llegada del buque :

Anunciar la llegada del buque

Gestionar todos los trámites ante Aduanas , Sanidad , etc.. (obtención de licencias)

b) A la llegada del buque:

Provisión de fondos al Capitán.

Asistencia al mismo ante los distintos organismos.

Hacerse cargo de la mercancía etc...

c) Al hacerse el buque a la mar:

Entre otras representar al naviero en cuantas reclamaciones se deriven de la expedición marítima, actuando en defensa de los intereses del mismo.

OPERADOR LOGÍSTICO: es el responsable de la entrega del producto, puede ser el armador u operador de la gabarra.

## INTERMEDIARIOS

Bróker; es un intermediario autorizado a comprar el bunker en nombre del dueño o fletador del buque y por cuenta de éste. No entra en posesión de los bienes, normalmente son representantes temporales y se les paga una comisión.

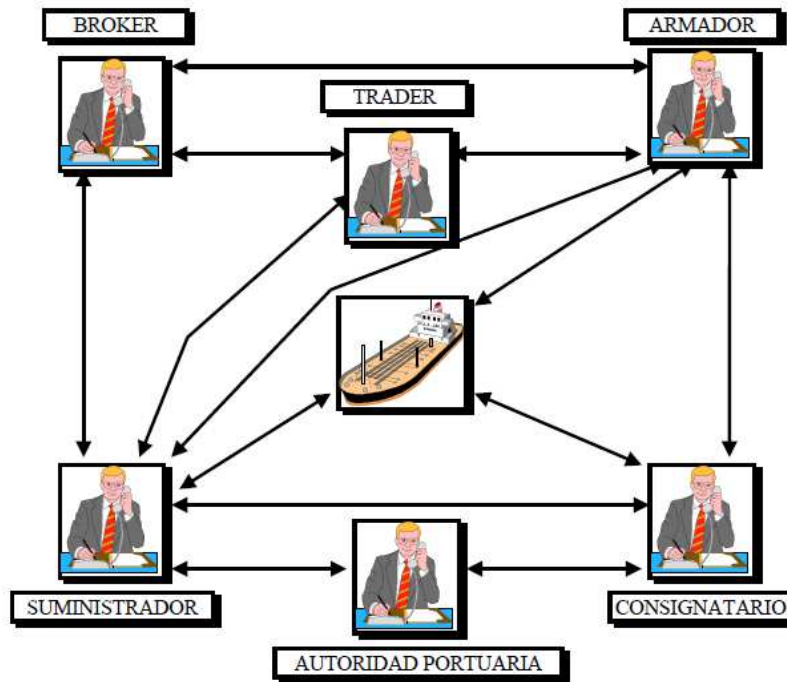
Trader: compra en firme un suministro para un buque y posteriormente lo revende a un cliente Armador/Fletador. A diferencia del bróker, éste si que tiene responsabilidad en el pago y es responsable de este ante el suministrador.

Un armador utiliza estas dos figuras anteriores por los siguientes motivos:

- Equipo experimentado en el mercado de bunkers
- Contactos con suministradores a nivel mundial
- Seguimiento continuo del mercado
- Delegación de la función y negociación de compra
- Mediador en disputas y reclamaciones

Al suministrador en cambio le puede interesar trabajar con estos intermediarios en vez de con el cliente final, por los siguientes motivos:

- Equipo experimentado en el mercado de Bunkers
- Relación comercial con Armadores, Operadores y Fletadores nivel mundial
- Información de mercado
- Mediador en disputas y reclamaciones
- Riesgo de crédito



*Proceso de bunker*

El proceso habitual en la compra de bunker, como en la mayoría de los procesos de compra son:

- Petición de cotización con cantidades requeridas
- Recepción de ofertas
- Negociación
- Cierre

En la petición de combustible, el fletador o armador debería aportar los siguientes datos:

- Buque (IMO)
- Puerto. Atracado o fondeo
- Fecha
- Medio de suministro. Gabarra, tubería (ex--pipe) o camión.
- Tipo de combustible
- Especificaciones del producto. ISO
- Cantidad. Toneladas o metros cúbicos

- Restricciones de la operación. Actividades concurrentes o no. Por ejemplo a un buque tanquero que transporte petróleo no se le puede suministrar el combustible a la vez que esta cargando o descargando el crudo.
- Restricciones del buque
- Quién compra. Cuenta del armador, fletador, trader o bróker
- Otros requerimientos. Ratio de bombeo, inspector, francobordo

En la oferta, el suministrador debería dar los siguientes datos:

- Precio
- Unidades
- Medio de entrega
- Coses de entrega
- Extra coste horario
- Costes de cancelación
- Términos de pago. Financiación
- Validez
- Comisiones

Previa negociación, se acepta el cierre del combustible y se emite una confirmación que hace las veces de contrato entre las partes y que normalmente tiene detrás un extenso conjunto de condiciones generales del suministrador (ANEXO GTC's).

### **3.4. Método de suministro**

Existen tres métodos de suministrar el bunker:

- 1) Por tubería (ex-pipe): el buque a ser suministrado se conecta directamente por tubería a un tanque de tierra normalmente perteneciente a una refinería. Sólo se suele suministrar por este medio los propios buques tanque que van a operar e una refinería, siempre que esta disponga de fuel de calidad bunker y se encuentre en un pantalán con tubería de fuel. Este medio suele ser el más económico puesto que no hay que utilizar ni gabarra ni camión.



*Suministro por tubería*

- 2) Por gabarra: es el más habitual, el combustible lo suministra un pequeño petrolero, la gabarra, que no suelen exceder de los 100 metros de eslora y tienen restringida su navegación a aguas interiores del puerto. La gabarra carga el producto de un tanque de tierra y lo lleva al buque a suministrar, ya sea en otro atraque del puerto o, en los puertos que está permitido, en aguas de fondeo del puerto. La gabarra se abarboa al costado del buque a suministrar, disponiendo en medio de unas defensas especiales de gran tamaño, llamadas Yokohama.



*Yokohama*





Suministro por gabarra

- 3) Por camión cisterna: por este medio se suelen realizar suministros de pequeño volumen, cada cisterna es de unas 25 Mt. Y es más habitual realizar suministros de gasóleo.



Suministro por camión

### 3.5. Toma de muestras y reclamaciones

En el suministro se realiza la toma de muestras obligatoria del combustible que se está bombeando al buque para comprobar que los parámetros de calidad de la especificación del combustible que se fijaron en la compra se cumplen.

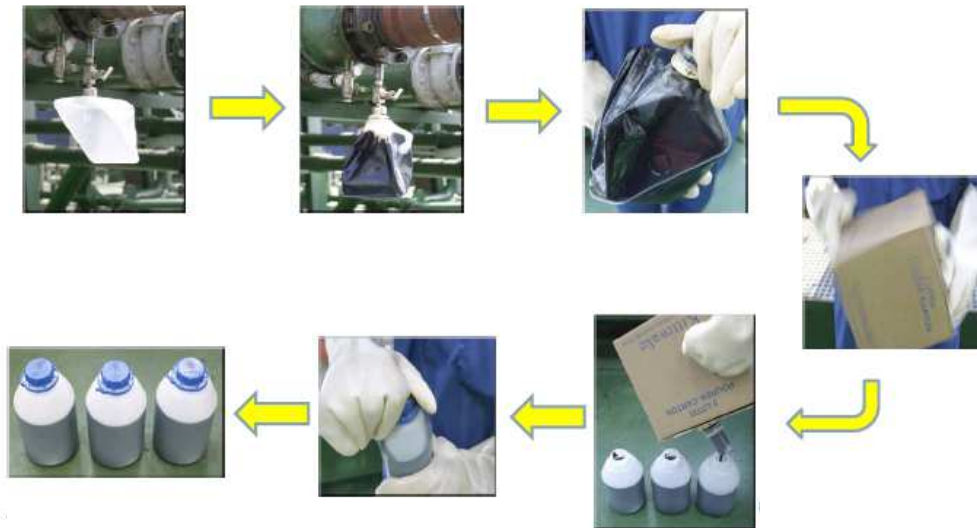


*Toma de muestra manual*

Las tres muestras recogidas durante el suministro (comprador, vendedor y vinculante), son las únicas válidas. Estas muestras recogidas por la gabarra, selladas y mantenidas bajo custodia durante 3 meses.



*Bote de muestra para analizar*



*Procedimiento de recogida de muestras*

Por otro lado, se toman dos muestras MARPOL, que son usadas en caso de conflicto con el puerto en donde opere el buque. Las Autoridades Portuarias pueden revisar el contenido en azufre de las muestras MARPOL para comprobar que se cumple con los niveles máximos de azufre. Estas muestras deben ser guardadas durante un año tanto por el suministrador como por el barco.

Los métodos para recoger las muestras son:

- Válvula manual de goteo
- Automática, proporcional al tiempo
- Automática, proporcional al flujo

Las reclamaciones pueden ser de dos tipos, de calidad o de cantidad.

Las de calidad son aquellas en las que alguno de los parámetros del producto no cumple las especificaciones marcadas en la compra. Los parámetros sobre los que más comúnmente se realizan las reclamaciones son:

- Contenido de azufre: Puesto que los buques están obligados a cumplir con las especificaciones del Anexo VI de MARPOL, si se demuestra que el buque está consumiendo un combustible con mayor contenido de azufre del permitido se enfrentan a multas o incluso a detención del buque.

- Punto de inflamación (flashpoint). Se trata de la temperatura a la cual el combustible entra en ignición. La temperatura mínima permitida por la ISO 8217 es de 60°C. Teniendo en cuenta que la temperatura en una sala de máquinas puede llegar a los 40°C fácilmente, es posible que el combustible del tanque diario llegue a una temperatura alta. Por eso se limita a 60°C, si el combustible tuviese 50°C por ejemplo, correríamos el riesgo de explosión a bordo del buque. Los clubes de P&I no se hacen responsables de ningún tipo de accidente a bordo si se demuestra que el punto de inflamación del combustible a bordo es menor de 60°C. Por ejemplo, un gran crucero con 4.000 personas de pasaje y 2.000 de tripulación y nos daremos cuenta de lo importante que es este parámetro para un armador.

Los pasos a seguir son:

- 1) Realizar siempre análisis **precio??????** en toma de manifold del buque suministrado
- 2) Notificar al suministrador, trader o bróker.
- 3) Solicitar un análisis de la muestra del suministrador en un laboratorio de mutuo acuerdo y con resultado vinculante.
- 4) Negociación posterior según el resultado, compensación por demoras, precio de producto degradado, aditivos, blending, devolución del producto...

Las reclamaciones por cantidad son aquellas en las que la densidad analizada por el receptor no coinciden con el albarán o simplemente el buque receptor argumenta que no ha recibido el total de la cantidad convenida. Son más difíciles de demostrar por el receptor y alrededor de ellas existe una gran variedad de leyendas, casi siempre provenientes de Grecia y Singapur. Las más habituales son desvíos en la tubería de suministro, mezclas con agua, espuma, efecto capuccino...

Los pasos a seguir son:

- 1) Invitación a medir
- 2) Análisis de densidad
- 3) Ullage report Toma de vacíos

Las mediciones del suministrador siempre prevalecen sobre las propias del buque receptor.

Para evitar este tipo de disputas muchas gabarras están incorporando contadores másicos, en lugar de volumétricos que son más antiguos y menos exactos. Los contadores másicos previenen las imprecisiones en la medición durante el proceso. Este sistema de medición se ha venido utilizando en la industria oil & gas y elimina problemas propios de mediciones convencionales y garantiza la máxima transparencia durante el proceso de repostaje del depósito de combustible.



*Sistema bunkering con contador másico*

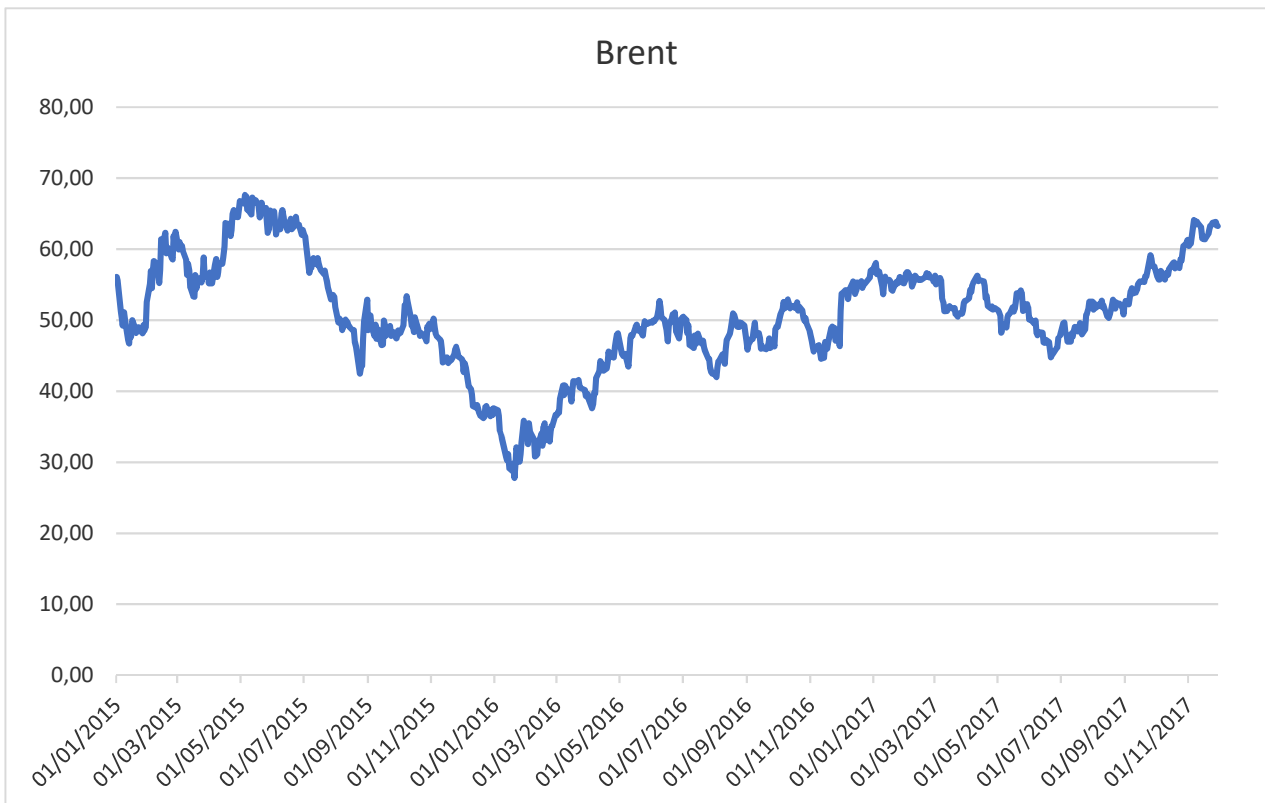
### **3.6. Precios y puertos**

La evolución del crudo dirige el precio de todos los productos petrolíferos, existiendo por tanto una correlación perfecta. La anterior relación es aún más acusada entre los combustibles marinos, tanto fuel como gasóleo.

A continuación podemos ver la evolución del precio del IFO 380 High Sulphur y del gasoil desde el año 2015 hasta el noviembre de 2017.



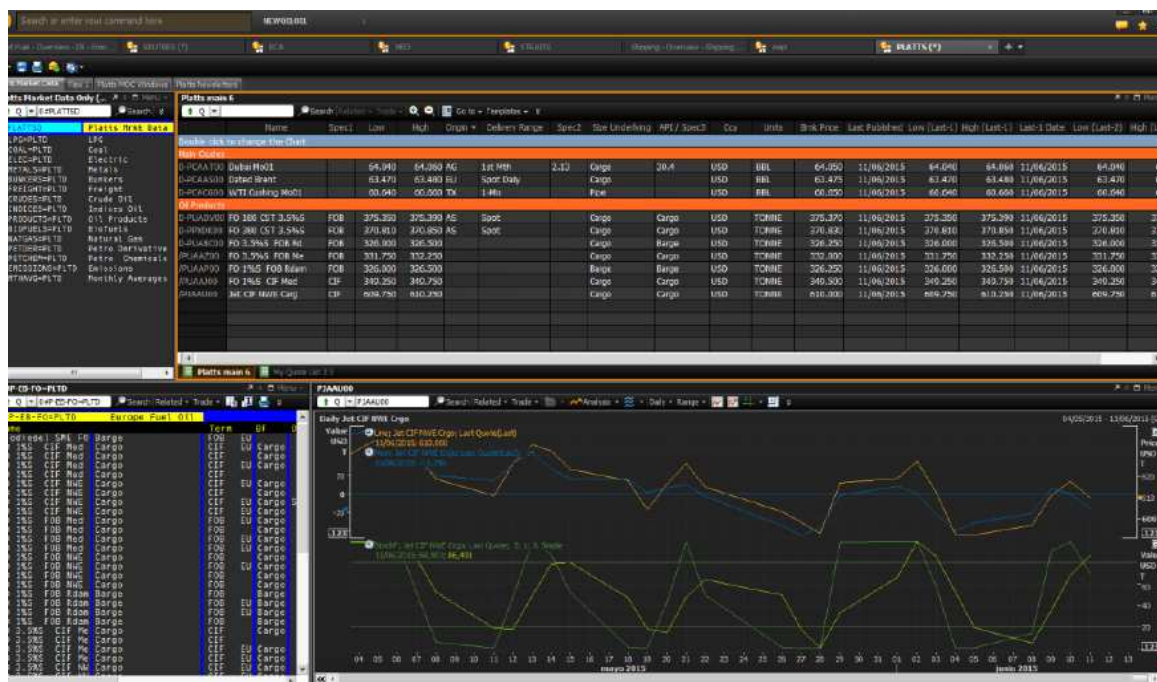
Si comparamos las gráficas anteriores con la siguiente que recoge la evolución de la cotización del petróleo Brent, podemos observar una correlación muy alta puesto que describen los mismos movimientos.



Los precios de venta de los combustibles fluctúan con el precio del petróleo, y se suelen expresar como un diferencial sobre varios marcadores internacionales en función de la zona geográfica y el incoterm utilizado.

Los más utilizados son los publicados por Platt's y según el incoterm será CIF o FOB. En el Norte de Europa la referencia es la cotización de Rotterdam y en el Mediterráneo la referencia es Génova-Lavera.

A continuación se muestra una pantalla de Reuters para poder seguir la cotización de los productos en tiempo real.



Los incoterms en los cargamentos marcan la diferencia entre si el precio incluye el flete (CIF) o no y solo para el producto puesto en el puerto de origen (FOB), entre otras consideraciones, como el cambio de titularidad del producto y quién soporta el riesgo en distintas situaciones.

En el caso de los combustibles marinos, el empleo es diferente, FOB si es el precio con el producto puesto a bordo del buque a suministrar. Y CIF si al precio ofrecido hay que sumarle costes de puesta a bordo, como el coste de la gabarra. Estos se suelen expresar como “lumpsum” si la cantidad es pequeña, inferior a 250 MT aprox.

Aunque es más habitual emplear el término “USD/Mt delivered”, en lugar de especificar el incoterm.

Los principales puertos de bunker se encuentran en cinco zonas perfectamente definidas.

Comenzamos con Europa y en ella el puerto de ROTTERDAM , uno de los de mayor tráfico del mundo .En él se dan al año entre 11 y 13 millones de toneladas de bunker y de ellos un 12% es de gasoil / diesel en este puerto están representadas muchas de las principales compañías suministradoras de ámbito mundial.

La capacidad de almacenamiento y la cercanía de las refinerías le permiten ser uno de los principales puertos de influencia de los precios de mercado y punto de partida de importantes guías de precios, basándose en sus cotizaciones diarias.

Rotterdam es a su vez modelo de eficiencia en cuanto a la forma de suministrar principalmente mediante una importante flota de gabarras capaz de realizar más de 20.000 suministros al año.

Amberes y Hamburgo son otros dos puertos importantes en suministros de bunker, si bien distan mucho de acercarse a Rotterdam .En Alemania, en general, se suministran unos 3 millones de toneladas al año. Le Havre, en Francia, junto con Algeciras y Gibraltar en la Península Ibérica , Génova y Augusta en Italia , Pireo en Grecia y Estambul en Turquía completan esta primera zona de suministro.

En Grecia se viene suministrando alrededor de dos millones de toneladas al año.

Es destacable el incremento de Gibraltar como puerto de suministro en los últimos años con algo más de 4 millones de toneladas al año, siendo de 10-12 millones lo que se suministra en todo el Mediterráneo.

En todos los puertos mencionados en esta primera zona es fácil encontrar cualquier tipo de fueles, desde los más ligeros hasta los más pesados, además de gasoil y diesel.

Ceuta forma, junto con Algeciras y Gibraltar, el triángulo de puertos de bunker más importantes del Mediterráneo y zona de paso de más de 90.000 buques año , tanto de los que van al mismo Mediterráneo como los de tráfico a través del canal de Suez.

Dakar en Senegal, Durban en Sudáfrica y Lagos en Nigeria completan el grupo de puertos de bunker en África .



Tenerife y Las Palmas, por su posición en la ruta de los buques que navegan con origen o destino a Sudáfrica y Sudamérica desde el estrecho de Gibraltar o con destino a Norte de Europa permiten atender con modernos equipos de suministro y una elevada calidad cualquier demanda de combustible.

La tercera zona comprende el Oriente Medio, destacando los puertos de Suez /Port Said, Jeddah(Mar Rojo)/Dammam(Golfo Pérsico), Ras Tanura (Arabia Saudita ),Mina Al Ahmadi (Kuwait) Aden y Fujairah , este puerto lo analizaremos posteriormente.

Por último en América, con los puertos de Montreal, New York, Hampton Roads, New Orleans, Houston, Los Ángeles, Cristóbal, Balboa, Rio de Janeiro, Buenos Aires Montevideo, como los más significativos en el área de bunker.

La participación de las siete primeras compañías de refino en el mundo, en el mercado de bunker ha variado notablemente en los últimos años. En 1970 controlaban el 85% del mercado y en 1986 habían descendido hasta el 40%, dando paso a un gran número de compañías suministradoras que alcanzan en la actualidad las casi 400 compañías.

## **FUJAIRAH**

Es uno de los tres puertos de suministro más importantes del mundo, su volumen se acerca a los 20 millones de toneladas anuales, corresponde el 85 % a fuel 380 cst , aproximadamente 2 % a gasoil y el resto fuel 180 cst .

El mercado de Fujairah es principalmente a flote, atendiendo a los petroleros que esperan órdenes fondeados.

El mayor protagonismo como puerto de bunker lo alcanza en los últimos 10 años donde aumenta 5 veces su volumen. Uno de los atractivos de este puerto es su situación en una zona de aguas tranquilas lo que favorece los suministros a flote.

Actualmente se observa una cierta competencia de puertos situados en el interior del Golfo Pérsico, ya que en algunas terminales de carga de crudo se ofrece la posibilidad de suministrar atracado.

Entre otras facilidades este puerto cuenta además con la posibilidad de efectuar cambios de tripulaciones.

El puerto de Fujairah es asimismo uno de los tres mayores puertos de contenedores de la Península Arábiga. Operan compañías públicas, majors y privadas siendo FAL una de las más activas, ocupando un lugar dentro de las 10 compañías del mundo que actualmente opera con una flota de buques y gabarras permitiéndole seguir liderando ese mercado.

## **BUNKER ESTRECHO DE GIBRALTAR**

En el estrecho de Gibraltar se encuentran tres de los mejores puertos bunker del Mediterráneo.

CEUTA dispone de unas excelentes condiciones para suministrar por línea toda clase de barcos medianos y pequeños, está especializada en suministros de gasoil / diesel e IFOS bajos , puede simultáneamente atender a un número importante de buques .

El puerto de Ceuta actualmente está aumentando el tamaño de los suministros situando su volumen anual alrededor de las 600 000 tm/año.

ALGECIRAS puede atender los suministros por línea o camión en el puerto comercial y cualquier tipo de suministros de fueles, gasoil y diesel por gabarras.

Este puerto cuenta con una moderna flota de gabarra y su posición está consolidada desde hace varios años, su volumen actual se sitúa en algo mas de 2.800.000 tm/año.

El puerto de Gibraltar atiende los suministros principalmente por gabarras y los distintos suministradores han aumentado su volumen en los tres últimos años , hoy se suministran unos 4.200.000 tm/año.

## **BUNKER CANARIAS**

Los puertos de Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria, están situados en una privilegiada ruta de los grandes petroleros, de hecho, han supuesto el abastecimiento natural durante muchos años de los grandes buques con una ruta hacia el Golfo Pérsico.

Por sus características especiales el puerto de Santa Cruz de Tenerife puede atender en su fondeadero, que parte de las cercanías del puerto comercial en dirección al Norte, todo tipo de suministros además cuenta en su actividad haber suministrado la mayor cantidad de Bunker a un solo barco, alrededor de 14.000 toneladas.

Las Palmas de Gran Canaria, situada en la ruta de los buques que tienen su origen/destino en Sudáfrica y Sudamérica está especializada en buques pesqueros y recibe pedidos de grandes buques nodrizas de todas las nacionalidades, sus instalaciones de tubería permiten atender a un gran número de buques, es el segundo puerto español en toneladas de suministros anuales y uno de los mayores del mundo en los suministros de gasoil a pesqueros, cuenta asimismo con un eficiente servicio de gabarras.

Se suministran 2.100.000Tm/año.

## PUERTOS ESPAÑOLES PENINSULARES DE BUNKER

Además de los dos puntos naturales de Bunker del Estrecho y Canarias , en el resto de la Península se atiende alrededor de 1.500.000 toneladas de Bunker anualmente además de las casi 400 000 toneladas de gasoil a pesqueros que se suministran por surtidor.



*Principales puertos de bunker en España*

## SINGAPUR

El mayor puerto del mundo en suministros del Bunker, con un volumen de más de 40 millones de toneladas en el año 2015. El mercado se liberalizó en 1985.

Los principales factores que han contribuido a situarlo como el primero del mundo han sido su excelente posición geográfica entre Japón, Corea , Australia y los Estados Unidos hacia el este , Oriente Medio y Europa hacia el oeste . Otro factor es ser un importante centro de refinación con 5 refinerías así como su gran infraestructura de apoyo a la navegación marítima, cambio de tripulación, dique seco, limpieza de buques.

Es asimismo uno de los mayores puertos del mundo en el tráfico de contenedores.

A lo largo del año pasan más de 50 000 barcos de todo tipo y nacionalidades.

Se produce en este puerto un continuo aumento del tráfico de buques porta contenedores y disminución del tráfico de petroleros.

Los países cercanos, Indonesia, Thailandia, Malasia y Vietnam carecen de las facilidades y servicios con los que cuenta Singapur.

Diispone de una flota de gabarras cercana a las 140, lo que le permite alcanzar su volumen de ventas.

Las demoras principales en los suministros se producen por congestión en los terminales de carga de las gabarras.

### **3.7. Especificaciones de una gabarra**

Un buque de suministro debe estar equipado con los medios que le permitan una gran maniobrabilidad, por lo que deberá tener dos motores principales a los que vayan acoplados medios de propulsión azimutales tipo Schottel o Aquamaster, consistentes en hélices capaces de girar 360º sobre su eje. Además deben ir provistos de hélice de proa. El puente de gobierno deberá disponer de una gran visibilidad.



*Gabarra Greenoil suministrando en el puerto de Barcelona*

El sistema de carga deberá ser de carga cerrada de forma que esté provisto de radares en tanques de carga que enviarán información monitorizada referente al volumen, peso y temperatura del producto almacenado en cada tanque. Tendrá alarmas de alto nivel, así como calefacción en los tanques de carga.

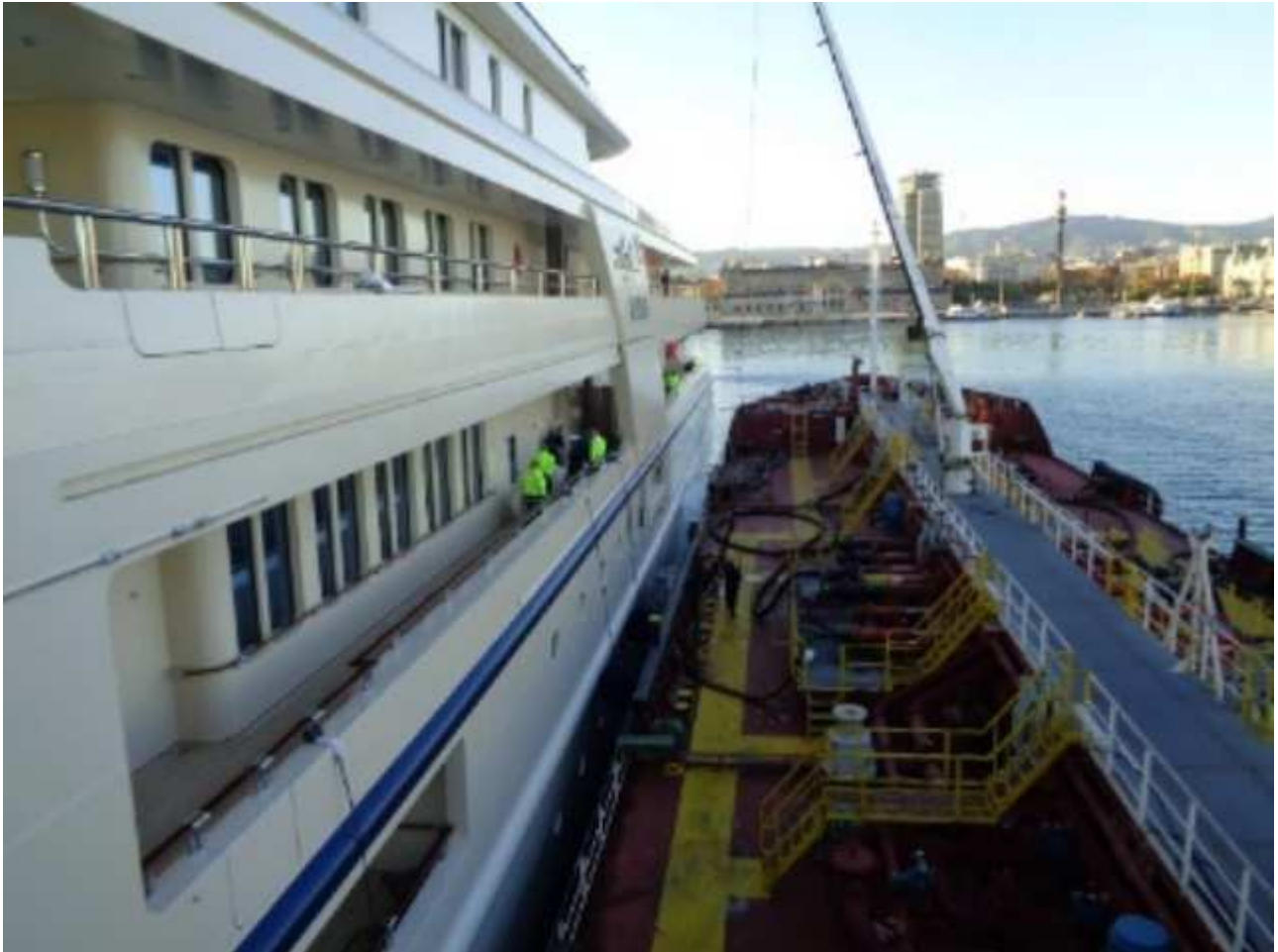
Dispondrá de bombas de descarga suficientemente potentes para el bombeo de productos. Al menos deberá tener dos para descarga de Fuel y dos para descarga de Gasoil.

Deberá tener manifolds de carga y descarga al medio del buque en ambas bandas así como a la popa, al menos a una de las bandas.

Irá provisto de grúa para el manejo y entrega de las mangueras de suministro tanto a media eslora como a popa.

Deberá de contar con defensas Yokohama, vistas en el punto 3.4.

También deberá de disponer de mangueras de suministro con longitud suficiente para bombear todo tipo de buques y con todo tipo de reducciones para el acople de las mismas a la toma de suministro de los buques.



*Gabarra Greenoil, donde se pueden observar la grúa y los manifolds*

## **4. Petróleo, refinó y demanda de combustibles marinos.**

### **4.1 Petróleo**

Como vimos en el apartado 3.1) los combustibles marinos provienen del petróleo. En este apartado vamos a profundizar en el origen y transformación del crudo en combustible para la flota mundial.

La teoría más aceptada sobre la formación del petróleo es la teoría biogénica, por la cual la materia orgánica procedente de zooplancton y algas depositada en grandes cantidades en el fondo de lagos y mares del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos inorgánicos. Posteriormente, como resultado de una serie de transformaciones que se producen en el subsuelo se generan el petróleo y, en general, los hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos. Dichas transformaciones, que en conjunto reciben el nombre de maduración, están controladas principalmente por el aumento de temperatura que se produce con el aumento de profundidad como consecuencia del gradiente geotérmico y/o fuentes locales de calor. Sin embargo, se trata de procesos de baja temperatura que no superan los 200-250°C.

De una manera muy general, esta transformación consiste en la pérdida de O<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> en forma de H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> y NH<sub>3</sub> y en el enriquecimiento relativo de C e H. Aunque el proceso lo inician ciertas bacterias anaerobias, a medida que aumenta la profundidad de enterramiento, éstas desaparecen, quedando controlado a partir de entonces por el aumento de temperatura en forma de destilación natural de dicha materia orgánica. En este proceso se distinguen tres etapas, en función de la temperatura: diagénesis, catagénesis y metagénesis.

#### **Diagénesis**

Esta etapa abarca desde la sedimentación de la materia orgánica, a temperatura ambiental, hasta 65°C, y en ella se producen las primeras transformaciones, que consisten esencialmente en la eliminación de los productos solubles (glúcidos y proteínas) y de N y O (en forma de H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> y NH<sub>3</sub>), y en la concentración de productos insolubles. También se forman cantidades importantes de metano (CH<sub>4</sub>). El residuo orgánico que se va concentrando con los productos insolubles se denomina “kerógeno”

y está constituida por una mezcla compleja de moléculas orgánicas de gran número de C.

A lo largo de la diagénesis no se generan hidrocarburos, a excepción del metano. Únicamente se produce un aumento paulatino de temperatura hasta alcanzar los 65°C, en que comienza la destilación del kerógeno, y que se considera como la separación entre la etapa de diagénesis y catagénesis. Es interesante señalar que sólo un 10% del kerógeno original se transformará en hidrocarburos.

### Catagénesis

Entre los 65°C y los 150°C se produce la destilación del Kerógeno y, en consecuencia, la generación de hidrocarburos, cuyo máximo de generación se encuentra entre los 90° y los 110°C (como muestra la figura 2.2). Este proceso se denomina catagénesis y consiste en la rotura de las moléculas orgánicas para formar cadenas de hidrocarburos. Dichas cadenas seguirán rompiéndose a su vez en otras más sencillas según un proceso de destilación natural al aumentar la temperatura, hasta que hacia el final de esta etapa sólo quedarán hidrocarburos gaseosos (desde metano a pentano). La máxima generación de gas se localiza, precisamente hacia el final de esta etapa, procediendo tanto de la generación directa del kerógeno como de la continua rotura de las cadenas de hidrocarburos líquidos.

### Metagénesis

A partir de los 150°C y hasta los 200°C comienza la destrucción de los hidrocarburos al continuar su destilación. El kerógeno produce cantidades cada vez menores de gas, exclusivamente metano, y los hidrocarburos existentes se van rompiendo en cadenas cada vez más cortas, para dar metano, y en última instancia convertirse toda la fracción orgánica en grafito. Sin embargo, si no existen condiciones fuertemente reactivas en profundidad, el metano, muy estable, puede permanecer incluso a temperaturas superiores a 300°C.

La composición del petróleo varía mucho en función de dónde se encuentre su yacimiento, tanto en los elementos presentes como en los compuestos químicos que lo forman. Los elementos predominantes son el carbono (83,0% a 87,0% en peso) y el hidrógeno (10,0% a 14,0%p), apareciendo también azufre (desde trazas hasta un 6%p), nitrógeno (hasta un 2,0%p), oxígeno (hasta 1,5%p) y menor cantidad de metales y otros no metales. La presencia de níquel y de vanadio es característica, pudiendo sobrepasar en conjunto las 1000ppm. Estos elementos están combinados formando una compleja

mezcla de componentes orgánicos, cuyo peso molecular varía desde 16, para el metano, hasta varios miles. Cuanto mayor es la masa molecular, mayor resulta, generalmente, la relación carbono/hidrógeno y mayores los contenidos en otros elementos. Cuanto mayor sea dicha relación, mayor será la cantidad de productos pesados en el crudo.

En condiciones normales, el petróleo es un líquido que puede presentar gran variación en diversos parámetros como color y viscosidad (desde amarillentos y poco viscosos hasta líquidos negros tan viscosos que apenas fluyen), densidad, capacidad calorífica, etc. Estas variaciones son debidas a la diversidad de concentraciones de los hidrocarburos que componen la mezcla.

<b>Nombre del crudo</b>	<b>País de origen</b>	<b>% en peso de azufre</b>
<b>Bu Attifel</b>	Libia	0,10
<b>Arjuna</b>	Indonesia	0,12
<b>Bonny Light</b>	Nigeria	0,13
<b>Hassi Messaoud</b>	Argelia	0,14
<b>Ekofisk</b>	Mar del Norte (Noruega)	0,18
<b>Arabian Light</b>	Arabia Saudita	1,80
<b>Kirkuk</b>	Irak	1,95
<b>Kuwait</b>	Kuwait	2,50
<b>Arabian Heavy</b>	Arabia Saudita	2,87
<b>Cyrus</b>	Irán	3,48
<b>Boscan</b>	Venezuela	5,40

*Algunos tipos de crudo en función de su nivel de azufre*

#### **4.2. Proceso de refinado del petróleo**

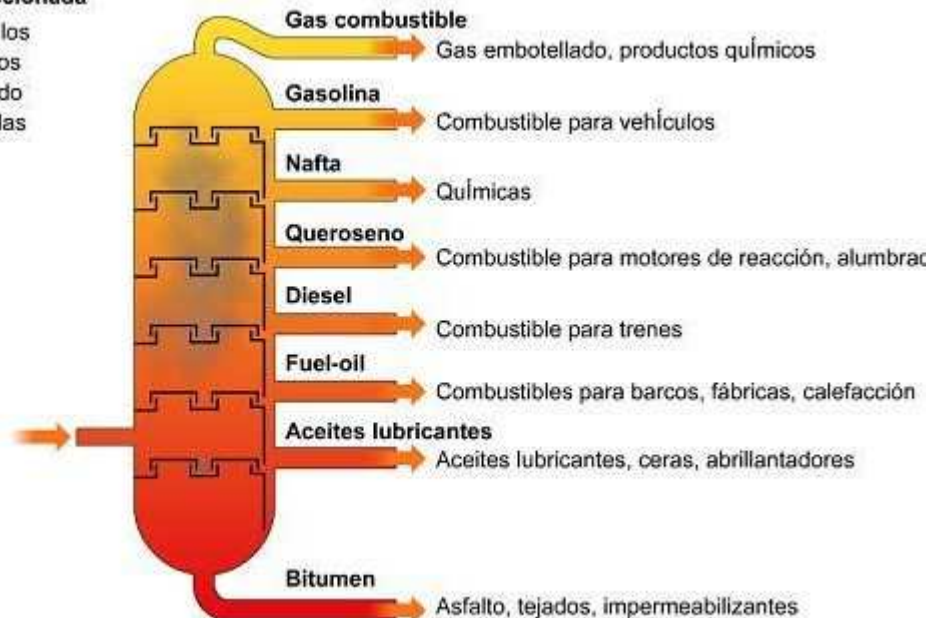
Los crudos se clasifican por su densidad en grados API, en ligeros, medianos y pesados. Según la zona de donde proceda el crudo tendrá características diferentes que influirán en la proporción de los diferentes productos que resultan del refinado de un barril de crudo. Su temperatura de corte es de entre 275° y 325°.

Seguidamente se presentan los productos cuya obtención es el objeto de la industria del refinado del petróleo y del gas natural.



### Destilación fraccionada

La obtención de los distintos derivados depende del grado de ebullición de las fracciones o componentes del petróleo.



Proceso de destilación del petróleo

### Gas de refinería (“fuel-gas”)

Está constituido principalmente por hidrógeno, metano y etano, aunque puede contener cantidades menores de etileno (especialmente cuando la refinería dispone de unidades de craqueo), y, excepcionalmente, también propileno, propano y butano, pues estos últimos se recuperan sistemáticamente, en la medida de lo posible, para comercializarlos como LPG. Su composición es muy variable, dependiendo de las condiciones de operación de las distintas unidades que integran cada refinería.

En general, el gas de refinería se autoconsume, utilizándolo como combustible (de ahí su denominación “fuel-gas”) en hornos y cámaras de combustión que, por sus duras condiciones de trabajo requieren combustibles “limpios” que no produzcan hollín ni cenizas. Por ese motivo y para evitar la contaminación, además de otras razones inherentes a las propias unidades que lo producen y separan, suelen estar desulfurados hasta niveles muy bajos.

El mejor aprovechamiento del “fuel-gas” es uno de los objetivos de la operación en las refinerías, procurando optimizar el balance producción-consumo. El complemento de la energía necesaria (aporte de calor en hornos, generación de vapor, etc.) se consigue con combustibles más pesados como fuelóleo o residuos.

Otro destino alternativo del “fuel-gas” es la producción de hidrógeno mediante el reformado en unidades de “steam reforming”. Este gas es imprescindible en refinerías modernas, que siempre cuenta con unidades de hidrogenación.

## Gases licuados del petróleo (LPG)

Se denominan así el propano, el butano y sus mezclas, que se almacenan y transportan a presión para mantenerlos en estado líquido.

Estos hidrocarburos están presentes en los crudos, en disolución con el resto de componentes, de los que se separan por destilación, pero también se producen en los procesos de craqueo, junto con alquenos de bajo peso molecular (propileno y butenos, entre otros), y en el reformado catalítico.

El propano y el butano también se pueden separar junto con el etano del gas natural húmedo, en cuyo caso reciben la denominación “líquidos del gas natural” (Natural Gas Liquids- NLG), que no deben confundirse con el gas natural licuado (Liquified Natural Gas- LNG).

Generalmente se desulfuran hasta niveles muy bajos de azufre (0,1g/Nm<sup>3</sup>) y deben estar exentos de agua, separándose en los dos productos más importantes: el propano y el butano comercial.

Todos los LPG son productos de gran importancia como materia prima en la industria química orgánica de base, pero también en las refinerías que se usan para sintetizar componentes valiosos en las refinerías (alquilatos). El butano es un componente importante que se adiciona a las gasolinas para ajustar su presión de vapor.

En los países que carecen de red de distribución de gas se emplean como combustible doméstico e industrial, para pequeños consumos, comercializándose en bombonas y a granel. El butano también se usa como carburante de motores de combustión interna con encendido mediante chispa.

## Naftas y Gasolinas

Las naftas son mezclas de hidrocarburos de 5 a 11 átomos de carbono, que normalmente tienen un intervalo de ebullición entre los 35 y 195°C, aunque a veces sobrepasan ligeramente los 205°C. Las naftas ligeras tienen un punto final de ebullición (EBP) del orden de los 135°C, mientras que las naftas pesadas cubren el intervalo superior. Si no se especifica si son naftas ligeras, medianas o pesadas, se debe entender que se cubre el intervalo completo (“full range nafta”). Sus componentes son parafinas, isoparafinas, alquenos, naftenos y aromáticos (P.I.O.N.A.) en distintas proporciones según su origen.

Las gasolinas son naftas acondicionadas para su uso como combustibles en motores de combustión interna de explosión, tanto de automóviles como de aviones. Este acondicionamiento tiene como objetivo proporcionarle las características físicas (presión de vapor dentro de las especificaciones, principalmente) y químicas (ausencia de

combustión detonante en el interior de los cilindros de los motores en condiciones estándar, estabilidad en relación en formación de gomas, etc.) Los distintos tipos de gasolinas para motores se refieren siempre a las características antidetonantes que se cuantifican con el “índice de octano” (ON). Tanto mayor es este índice, la combustión detonante se produce en condiciones más severas (mayor relación de compresión, entre otros parámetros). En muchos países se comercializan gasolinas con distintos índices de octano. En España, por ejemplo se comercializan gasolinas para automoción de 95 y 98 octanos, mientras que las gasolinas para motores de aviación suelen superar los 100 octanos.

Las características antidetonantes de las gasolinas dependen de su composición. Concretamente, los alquenos, los aromáticos y las parafinas ramificadas contribuyen a elevar el número de octano, mientras que las n-parafinas lo rebajan, tanto más cuanto mayor sea su peso molecular. Existen además unos productos cuya presencia en pequeñas concentraciones inhibe la combustión detonante, aumentando el índice de octano de las gasolinas en algunos puntos. Estas sustancias se denominan aditivos antidetonantes.

Las gasolinas como productos de uso final deben tener una estabilidad química que asegure el mantenimiento de sus características durante largo periodo de tiempo y en condiciones muy variables. Esta exigencia obliga, en ocasiones, a eliminar los alquenos como componentes de las gasolinas, a pesar de sus buenas características antidetonantes, pues pueden polimerizar, por apertura de sus dobles enlaces, dando origen a productos de alto peso molecular de aspecto gomoso, cuya presencia en el carburante es completamente inadmisibles.

En la industria del refino casi ningún producto final se fabrica directamente como tal (únicamente, y no siempre, el propano comercial y el keroseno), sino por mezcla (blending) de distintos componentes que se obtienen y almacenan separadamente.

En el caso de las gasolinas, éstas se producen mezclando distintos productos intermedios (naftas principalmente) de diferentes características acumulados en unos tanques de almacenamiento denominados el “pool” de gasolinas.

Las naftas, además de utilizarse como productos intermedios para la preparación de gasolinas, son una importante materia prima de la industria química y también tienen aplicaciones como disolventes. Evidentemente, se da este destino, en la medida de lo posible, a las naftas que tienen peores características antidetonantes, por lo que resultan

indeseables como “blending stocks” en la formulación de gasolinas. Habitualmente se las designa como “naftas químicas”.

### Kerosenos

Los productos intermedios entre las gasolinas y gasóleos reciben el nombre genérico de “kerosenos”, estando constituidos fundamentalmente por hidrocarburos del intervalo C10-C14. Su principal utilización es la preparación de turbocombustibles o jet-fuels, utilizados por turborreactores en aviones comerciales y en las aeronaves a turbohélice.

Las características de los jet-fuels corresponden a las condiciones de utilización a grandes alturas (relativamente baja volatilidad) y a muy bajas temperaturas (bajo punto de congelación), entre otras exigencias.

Existen otros usos de kerosenos de especificaciones menos exigentes, pero su demanda es muy reducida. Su empleo como alumbrado y calefacción está limitado a países en vías de desarrollo. También se usan como disolvente en ciertas industrias como en el curtido de pieles y en hidrometalurgia.

### Gasóleos

La denominación “gasóleos” se le da a las mezclas de hidrocarburos dentro del margen C14-C20, con intervalos de ebullición generalmente comprendidos entre 200 y 350°C, aunque pueden llegar a prepararse en su punto inicial de ebullición (IBP) tan bajo como 175°C y su punto final de ebullición (EBP) hasta 370°C. Se emplean como combustible en motores de combustión interna de encendido por compresión (diésel) y como combustibles en las calefacciones domésticas y en pequeñas instalaciones térmicas.

Los gasóleos para motores diésel rápidos deben reunir una serie de características especiales que no deben reunirlos los destinados a la calefacción. En ambos casos, sin embargo, se requiere un contenido en azufre lo suficientemente bajo para reducir las emisiones de SO<sub>x</sub> en los gases de escape de la combustión. También en ambos casos su temperatura de congelación debe ser inferior a la temperatura ambiente, de modo que en invierno no sean necesarios sistemas adicionales de calentamiento.

Las características más importantes de los gasóleos destinados a la utilización en motores son en relación a la adecuada velocidad de combustión en las condiciones reinantes en el interior del cilindro. Una velocidad excesiva produciría un

sobrecalentamiento en la tobera del inyector, mientras que una velocidad insuficiente provocaría que el combustible llegara a las camisas del motor sin quemar. Este comportamiento se cuantifica con una escala designada como "índice de cetano", y tiene una estrecha relación con la proporción en que están presentes los distintos tipos de hidrocarburos. Concretamente, los aromáticos tienen una relación C/H muy alta y queman muy lentamente, provocando índices de cetano menores que los parafínicos.

Otra exigencia importante en los gasóleos destinados a la combustión en motores es la ausencia de cenizas o residuos de combustión, que podrían dañar los órganos internos de los motores, lo que limita en la mezcla de productos excesivamente pesados.

### Fuelóleos

Los componentes más pesados del petróleo, que constituyen los residuos de las destilaciones atmosféricas y de vacío, se destinan a la preparación de fuelóleos, que encuentran su aplicación en las instalaciones térmicas (generadores de vapor, hornos, etc.) y en motores diésel lentos.

Las principales características de los fuelóleos o fueloils, que sirven para clasificarlos, son la viscosidad y el contenido de azufre.

La viscosidad es una de las propiedades que más influyen en la dificultad de pulverizar los combustibles en finas gotas a una determinada temperatura, para posibilitar su adecuada combustión. La preparación de los distintos tipos de fuelóleos en las refinerías exige la mezcla de distintos productos destilados de baja viscosidad, denominados cutterstocks, de modo que el producto resultante tenga su viscosidad dentro de un margen especificado.

Su contenido de azufre se limita por razones de protección del medio ambiente, pero también, en ciertos casos para evitar corrosiones excesivas en las partes frías de las instalaciones en contacto con los gases de combustión.

### Aceites lubricantes

Los hidrocarburos comprendidos en el intervalo C<sub>20</sub>-C<sub>70</sub> contenidos en el petróleo tienen buenas propiedades lubricantes y son más baratos que otros productos con similares propiedades, por lo que su uso en la lubricación de todo tipo de máquinas y mecanismos está ampliamente extendido. Únicamente en casos especiales hay que recurrir a otros

tipos de lubricantes, casi siempre sintéticos. Todos ellos son líquidos a la temperatura de utilización y su característica principal es su untuosidad o adherencia a las superficies metálicas, formando películas de muy pequeño espesor, por ello se les denomina aceites.

Los aceites lubricantes deben ser químicamente estables; no deben oxidarse ni formar barros en las condiciones de utilización. Su viscosidad debe variar poco con la temperatura y ser adecuada a cada aplicación. Deben estar libres de impurezas y no solidificar a bajas temperaturas.

No todos los hidrocarburos presentes en la fracción C20-C70 del petróleo tienen las mismas propiedades en relación a las exigencias. Los aromáticos ofrecen una buena resistencia a la oxidación, pero proporcionan fuertes variaciones de la viscosidad con la temperatura. Los naftenos no tienen este efecto pero forman barros con facilidad cuando son insaturados y permanecen mucho tiempo a alta temperatura. Las parafinas son más estables que los naftenos, pero cuando su peso molecular es alto y la cadena es recta (n-parafinas) pueden cristalizar a temperaturas bajas, alterando el régimen de la lubricación. En consecuencia, todos ellos deben ser eliminados, quedando como componentes mayoritarios las parafinas ramificadas y los naftenos saturados.

El conjunto de propiedades y características requeridas para distintas aplicaciones de los aceites lubricantes minerales se consigue mediante mezcla de distintas fracciones o bases de hidrocarburos previamente tratados y unos aditivos específicos, cuya formulación está basada en resultados experimentales.

El consumo de aceites lubricantes derivados del petróleo disminuyó en los países desarrollados a partir de la crisis del petróleo, a pesar del aumento notable experimentado en el parque automovilístico y de maquinaria industrial, debido a tres razones fundamentales:

- Menores pérdidas por ejecuciones mecánicas más precisas (menos holguras), coincidentes con una importante renovación de la flota automovilística a base de motores de menor capacidad de cárter.
- Mayor calidad de los propios aceites, que tienen una mayor duración de utilización.
- Mayor proporción de componentes sintéticos y aditivos.

## Parafinas y ceras

Las parafinas separadas de las fracciones de petróleo destinadas a la fabricación de aceites lubricantes encuentran aplicación en otras industrias por sus características reológicas, barrera a la humedad y químicas. Se denominan también ceras.

Dentro de la industria petroquímica se emplean como materia prima para la fabricación de detergentes, entre otras aplicaciones.

## Asfaltos

Los asfaltos eran conocidos y utilizados mucho antes de que se explotasen los yacimientos de petróleo. En el Siglo XVIII ya se obtenían materiales asfálticos de acumulaciones superficiales de bitumen que impregnaban rocas porosas.

Están formados por los componentes menos volátiles del petróleo, contienen nitrógeno, oxígeno y metales pesados, además de azufre, combinados con hidrocarburos complejos con múltiples anillos aromáticos.

Modernamente se obtienen casi exclusivamente en algunas refinerías a partir de los residuos de la destilación de los crudos y de las unidades de “cracking”, en los que los asfaltos aparecen dispersos en aceites pesados, que pueden extraerse mediante disolventes.

En contacto prolongado con aire a alta temperatura endurecen, cambiando su estructura molecular y originando una variedad de asfaltos modificados, conocidos generalmente como “oxiasfaltos” o “asfaltos soplados”.

La principal aplicación de los asfaltos es la construcción de pavimentos en carreteras, mezclándolos con cargas minerales de granulometría adecuada. Los oxiasfaltos se usan en la fabricación de materiales impermeabilizantes para cubiertas de edificios y naves, protección contra la corrosión y otros tipos de recubrimientos.

Las principales características de los asfaltos son las que determinan su comportamiento reológico; concretamente su resistencia a la penetración y su temperatura de reblandecimiento.

La preparación de un tipo de asfalto con unas características previamente especificadas requiere, como en el caso de otros productos petrolíferos, la mezcla de diferentes bases, con propiedades diferentes y en las debidas proporciones. Cada base se obtiene de distintas materias primas y/o en diferentes partes de la refinería y se almacenan por separado.

Los consumos de estos productos, como ocurre en el caso de los aceites, son muy inferiores a las cantidades que se podrían separar de los crudos tratados en las refinerías, pero evidentemente, sólo se separan y tratan las necesarias para satisfacer la demanda del mercado. El resto sale mezclado con otros hidrocarburos más ligeros en fuelóleos, formando una mezcla estable, o se coquiza mediante “cracking” térmico para producir coque.

Coque de petróleo.

Calentando los residuos del petróleo por encima de los 400°C se produce la ruptura o cracking de las moléculas de hidrocarburos, formándose compuestos ligeros que destilan y quedando un residuo pastoso que con el tiempo llega a adquirir una alta consistencia; es el denominado “coque de petróleo”, que tal cual sale de las plantas de coquización se llama “coque verde”. Este tipo de coque se utiliza como combustible y su aplicación más generalizada está en las fábricas de cemento.

El coque de buena calidad (con bajos contenidos de cenizas y otras impurezas) se suele calcinar para eliminar los hidrocarburos volátiles ocluidos y se tritura, comercializándose con el nombre de “coque calcinado”.

El coque calcinado contiene más del 90% de carbono en peso, junto con otras impurezas y pequeñas cantidades de hidrógeno. Su estructura es casi siempre esponjosa, aunque con ciertas materias primas ricas en aromáticos puede adquirir una estructura cristalina porosa, que constituye una variedad muy apreciada denominada “coque de aguja”.

El coque de petróleo no dispone de las características necesarias para ser utilizado en los altos hornos siderúrgicos, sin embargo encuentra aplicación, en cuanto el contenido de cenizas es relativamente pequeño, en la fabricación de ánodos para la obtención electrolítica de aluminio a partir de alúmina y para la fabricación de electrodos usados en hornos eléctricos. La variedad de aguja de menor calidad se emplea en la fabricación de equipos de grafito para la industria.

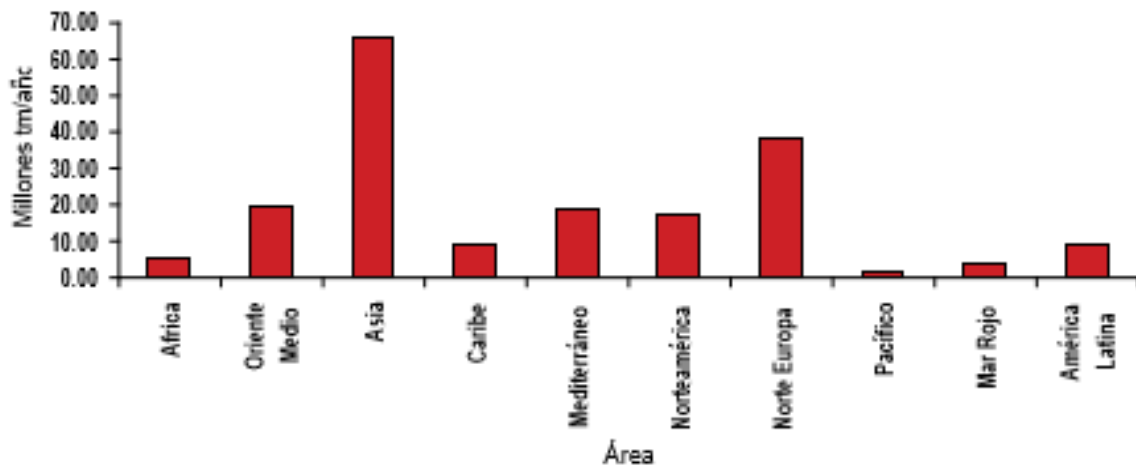


### 4.3. Tendencia de la demanda mundial de productos petrolíferos

El consumo mundial de fuel ha bajado desde el año 2006, como resultado del menor consumo en tierra por su sustitución por otros combustibles menos contaminantes y más baratos. Sin embargo, esta bajada de consumos se ha visto amortiguada por el aumento de la demanda de bunker en el sector marítimo. El consumo industrial supone alrededor del 30% y el de bunker un 70% del consumo total de fuel.

El consumo de bunker creció un 5% entre 2006 y 2008, por el continuo aumento del comercio internacional. Durante 2009 y 2010 bajó por el inicio de la crisis mundial. Tras la crisis el consumo de bunker crece en un 5% a partir del año 2016. Asia lidera el suministro mundial de bunker con un 38% del total, siendo Singapur el principal puerto.

#### Volúmenes Mundiales de Abastecimiento de Combustible



## 4. Futuro del bunker y MARPOL 2020

La Organización Marítima Internacional (OMI) acordó en la 70.<sup>a</sup> sesión del Comité de Protección del Medio Marino (MEPC), celebrada en Londres, aplicar en el 2020 la reducción del límite de contenido de azufre de los combustibles marinos al 0,5 %. Eso significa que ha elegido el plazo más corto de los que se estudiaban.

La OMI, según el convenio Marpol, debía decidir como muy tarde en el 2018 si ese límite del 0,5% en el combustible marino iba a aplicarse a partir del 2020 o habría que esperar al 2025, fechas que estaban supeditadas a las conclusiones de un estudio sobre si en la más próxima, el 2020, habría o no disponibilidad suficiente de combustible de bajo azufre. Así, en la última reunión se pusieron sobre la mesa dos informes al respecto, uno encargado por la propia OMI y otro elaborado por varias organizaciones del sector de refino y BIMCO, la patronal internacional del transporte marítimo.

La OMI concluye que «la industria de refino puede producir suficiente cantidad de combustibles marinos de la calidad demandada en los tres casos analizados (base, alto y bajo)». El de la patronal del transporte, por el contrario, subraya que «los resultados apuntan a una extrema dificultad» a la «potencial inviabilidad» en relación a que el sector del refino esté en disposición de suministrar el combustible necesario.

Ante el reto del año 2020, hay tres alternativas:

- Instalación de scrubbers en los barcos
- Consumo de un combustible con un contenido reducido en azufre
- Consumo de LNG

Consumir combustible bajo en S (diésel marino o gasoil)	Instalar filtros de lavado de gases (scrubbers)	Combustible alternativo: GNL
		
Coste de operación por precio combustible + 40%	Coste de inversión y operación	Coste de inversión
Descartado si la navegación es exclusiva en zona SECA	Complejidad operativa	Alta complejidad operativa
	No reducen NOx	Reducen NOx y SOx

*Alternativas para el año 2020*

## 5.1. Instalación de scrubbers

Existen distintos diseños de sistemas marinos de limpieza de gases de escape (conocidos normalmente como scrubbers) que eliminan los óxidos de azufre de los gases de escape de los motores y calderas de los buques.

Esa tecnología se utiliza desde 1930, aunque solo en instalaciones de tierra. El primer prototipo para buques fue instalado en el buque MK Kronprins en el año 1991.

En el mercado hay al menos 12 compañías que comercializan este sistema (Alpha Laval, Hamworthy, Wärtsila, Clean Marine, Couple Systems, Man Turbo & Diesel, Marine Exhaust Systems...)

El tiempo de instalación de un scrubber en un barco ya construido es de unos 20 días. El mayor inconveniente de este sistema es la descarga al mar del agua empleada para el lavado de gases en los scrubbers de circuito abierto. También es un problema, el tratamiento de la sosa en los de circuito cerrado. Un inconveniente común a todos es el peso de estos equipos, pues hay que situarlos en cotas muy altas, por lo que pueden alterar la estabilidad transversal del buque e incluso hacerse necesario un nuevo cálculo en el caso de buques pequeños.

Otro inconveniente es que con este sistema se cumpliría la normativa en cuanto al contenido de azufre pero no en cuanto a la limitación de óxidos de nitrógeno (NOx). Para cumplir con esta limitación, habría que instalar un sistema adicional de tratamiento de emisiones NOx.

Una de las incógnitas de este sistema es que a día de hoy las sociedades de clasificación y las autoridades locales aún están definiendo los requisitos que pedirán a estos equipos para poder certificarlos.

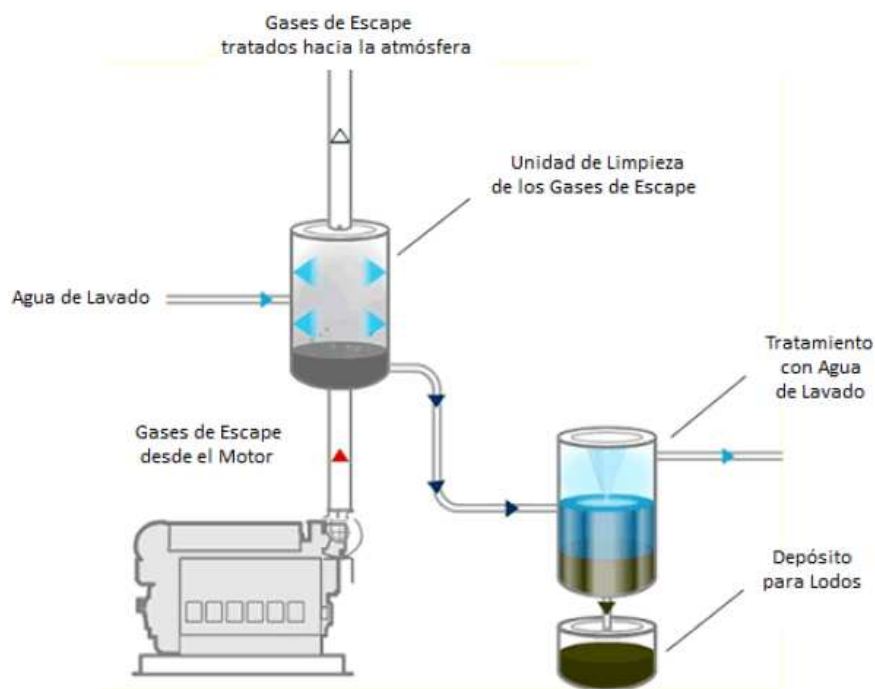
La tecnología más empleada es la que utiliza agua (wet scrubbers) para depurar los gases de exhaustación. Con este método, los gases son depurados de componentes de azufre (SOx) utilizando o agua salada (circuito abierto) o con agua dulce y un aditivo alcalino (circuito cerrado)

La mayoría de estos sistemas tienen tres componentes básicos:

- Un recipiente que permite que el flujo de gases de escape desde los motores o calderas sean mezclados bien con el agua – tanto agua dulce como agua salada. Por razones de espacio disponible y acceso, las unidades de limpieza

de gases de escape suelen ser situadas arriba del todo en el buque o alrededor del área del guardacalor.

- Una planta de tratamiento para eliminar los contaminantes del agua de “lavado” después del proceso de limpieza “scrubbing”.
- Una instalación de manejo de los lodos – el lodo eliminado por la planta de tratamiento con agua de lavado debe ser retenido a bordo para su descarga en puerto y no puede ser quemado en los incineradores del buque.



*Componentes básicos de un sistema de limpieza de gases de escape*

Se diferencian tres grupos de sistemas:

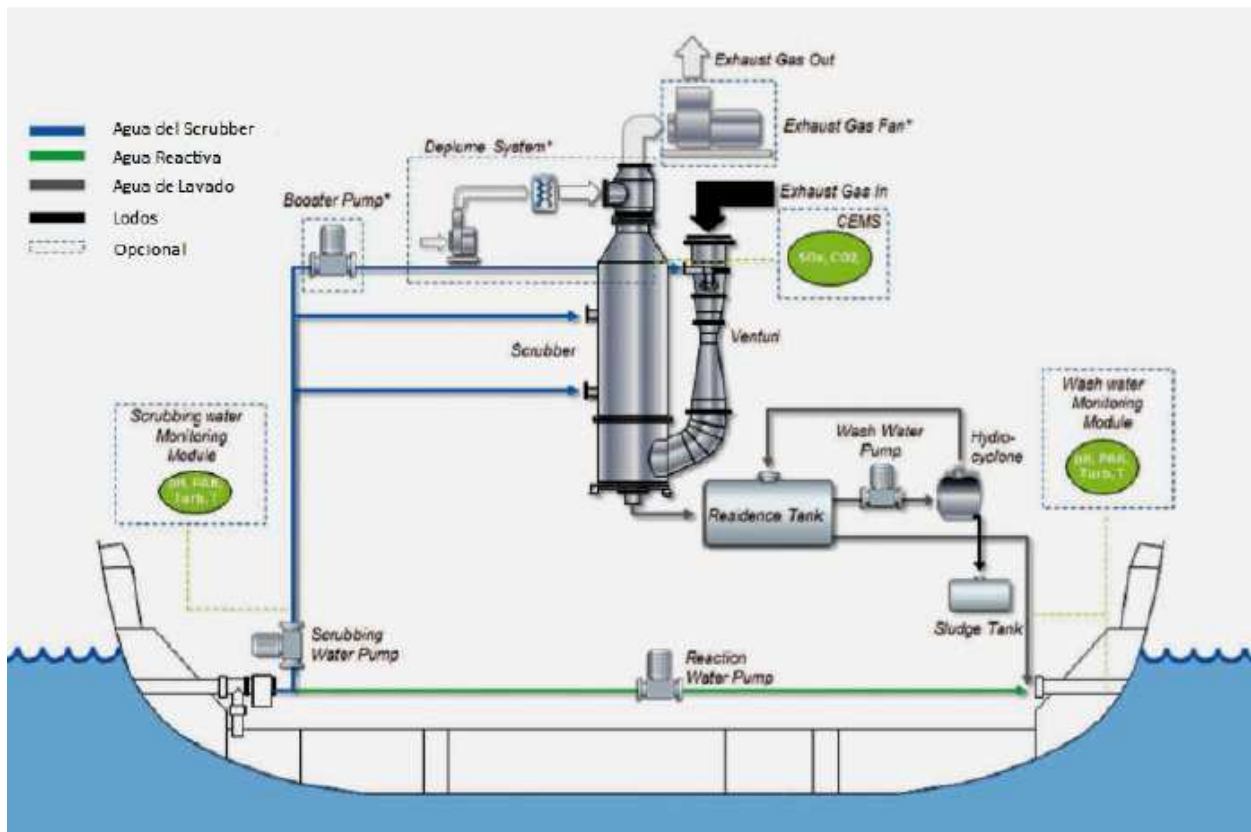
#### 5.1.1. Circuito abierto de agua salada:

En este sistema el agua de mar una vez que ha depurado los gases de exhaustación, es llevada a un sistema de tratamiento de agua donde los materiales sólidos son llevados a tanques especiales, que se descargan en puerto y el agua restante es mezclada con agua dulce para ajustar el pH antes de verterla al mar.

Este sistema utiliza una cantidad media de agua de mar de 45 m<sup>3</sup>/MWh de potencia instalada. La separación de SO<sub>x</sub> llega al 98%, por lo que este sistema puede ser utilizado mientras se consume fuel de 3,5%S y conseguir emisiones equivalentes a las de haber quemado un combustible con 0,1%S. Para llegar a este nivel de 0,5%S, el sistema regularía el volumen de agua utilizado.

Este sistema se basa en la alcalinidad del agua, por lo que en aguas de baja alcalinidad su efectividad disminuye, como en el Báltico. También disminuye su efectividad en aguas de alta temperatura.

Este sistema tiene numerosos opositores por el hecho de que es necesario verter al mar el agua resultante del lavado. Existen estudios que aseguran que la alcalinidad del agua es rápidamente neutralizada por el agua de mar. Aunque tiene detractores que indican que no se han hecho pruebas en el interior de puerto con varios buques utilizando este sistema al mismo tiempo, ni en aguas calientes, ni ricas en vida marina.



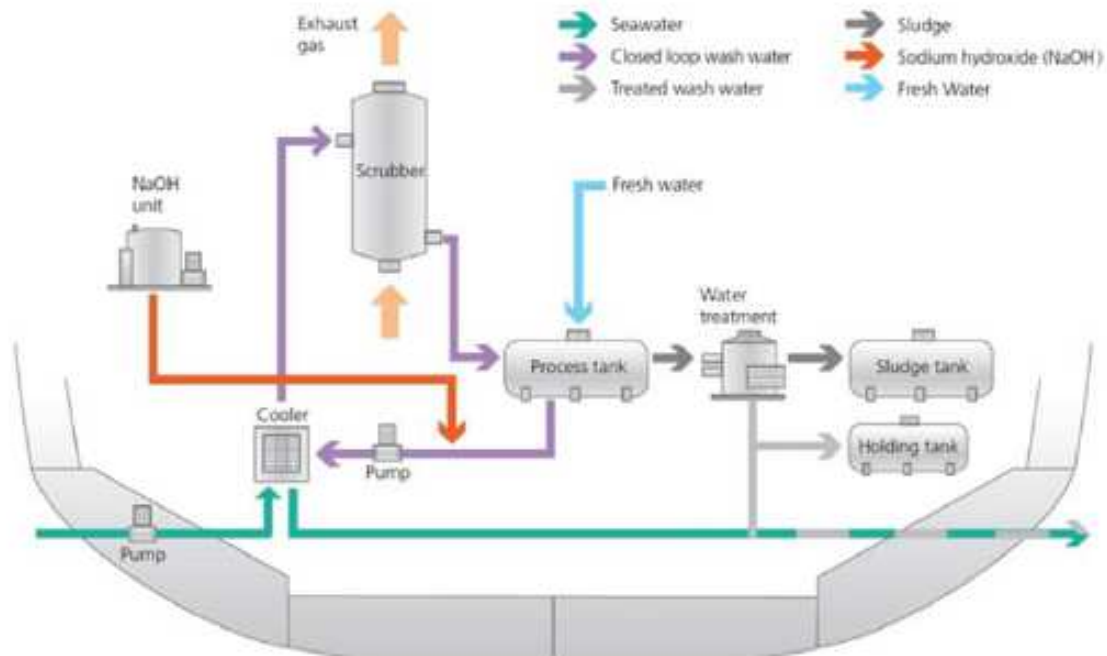
Scrubber de circuito abierto

### 5.1.2 Circuito cerrado de agua dulce.

Este sistema utiliza una solución alcalina producida mezclando agua dulce con sosa cáustica NaOH. Esta solución alcalina es la que neutraliza los componentes de SOx de los gases de exhaustación. Después de lavar los gases es llevada a un tanque de procesamiento donde se lava con agua dulce nueva y se vuelve a mezclar con NaOH para volver a ser pulverizada sobre los gases de exhaustación. El proceso de tratamiento del agua de lavado requiere que una parte de la solución alcalina no pueda volver a ser utilizada, por lo tanto hay que llevarla a un tanque especial llamado holding tank y

descargarla en puerto, Aun así, esta cantidad viene a ser tan solo un 1% del volumen circulado, mucho menor que en el circuito abierto. Los sedimentos sólidos se llevan al tanque de lodos “sludge tank” para ser descargado en puerto.

El inconveniente de este sistema es el manejo de la unidad de sosa cáustica, ya que este tiene que ser tratada a temperatura controlada.

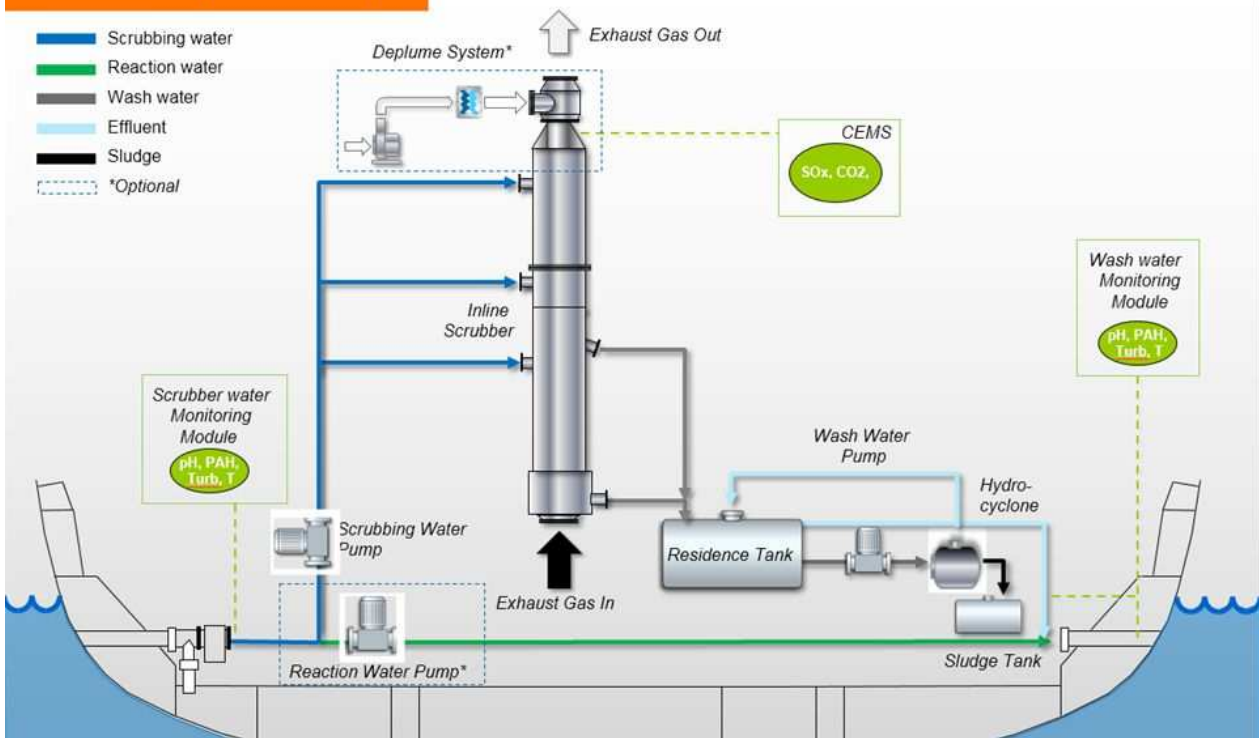


*Scrubber tipo cerrado*

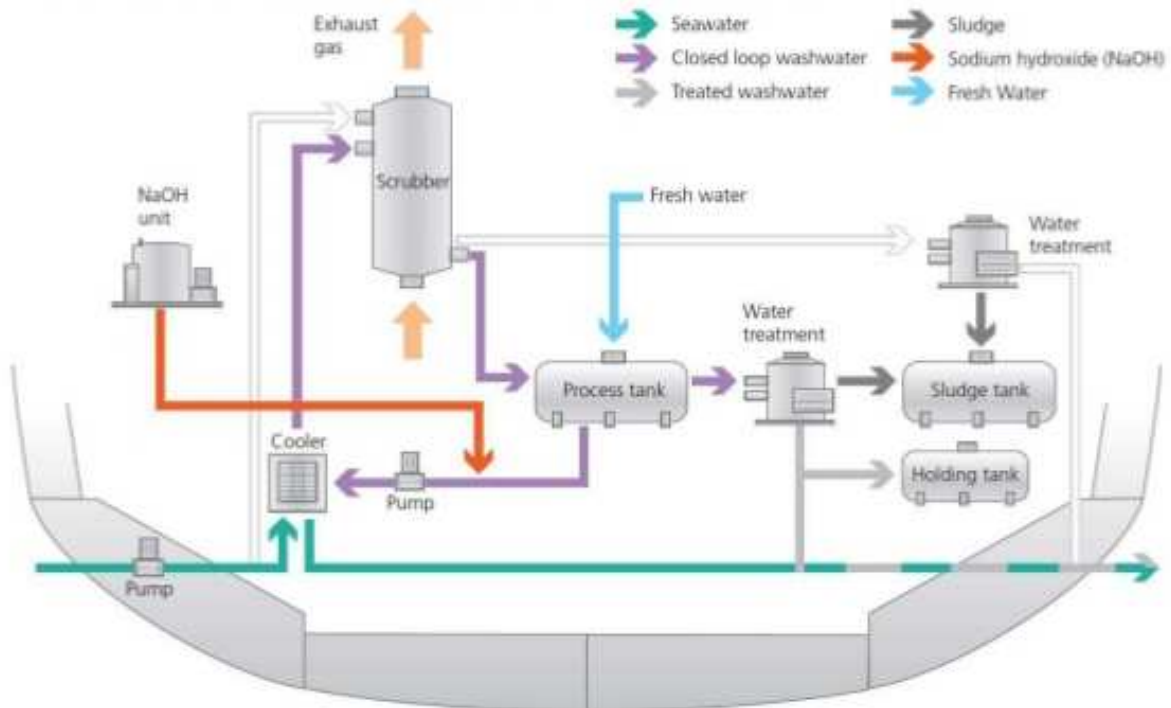
### 5.1.3 Ciclo híbrido

Este sistema permite un funcionamiento flexible pudiendo operar según circuito abierto o cerrado o abierto. La ventaja es precisamente la de poder operar en circuito con cero descargas cuando el agua es de baja alcalinidad o bien las regulaciones locales no permitan descargas. El inconveniente es su mayor coste y mayor número de equipos a bordo.

# Inline Open Loop



Scrubber híbrido en circuito abierto



Scrubber híbrido en circuito cerrado

#### 5.1.4 Comparación de las distintas tecnologías scrubber

El scrubber de tipo abierto implica un menor coste y emplea agua de mar para limpiar los gases de escape, pero no se puede utilizar en puertos que no permitan la descarga al mar ni en aguas con una baja alcalinidad. La alcalinidad del agua de mar tiene un efecto proporcional en la capacidad de limpieza de un depurador. Cuanto menor sea la alcalinidad, menos será la capacidad de limpieza. En el Mar Báltico, la alcalinidad del agua se hace menor a medida que navega hacia el norte. El límite de operación de circuito abierto dependerá, por tanto, de la zona de navegación, de la capacidad del sistema instalada y de la época del año. Sin embargo, el scrubber de circuito abierto presenta la flexibilidad de que puede ser convertido en uno de circuito híbrido una vez instalado.

El sistema de circuito cerrado tiene un coste de operación más alto debido a la necesidad de dosificación con un aditivo alcalino, pero puede ser utilizado en cualquier lugar y no requiere de descarga a tierra.

Un sistema híbrido tiene dos modos de operación, en circuito abierto y en circuito cerrado. Reduce los costes de operación, siempre que sea posible y permite cero descargas en puerto cuando sea exigido. En algún puerto de Estados Unidos hay legislaciones de descargas cero en vigor y estas leyes se está considerando su aplicación en Europa.

Los scrubbers más utilizados son los húmedos de circuito híbrido y abierto, los secos son más costosos y apenas se han instalado.

Uno de los aspectos que está retrasando esta alternativa es la aprobación de esta tecnología por parte de la OMI. En 2009 se dieron unas directrices de funcionamiento que deberían seguir los scrubbers pero posteriormente, en 2015, la OMI realizó ciertos cambios sobre aspectos de las pruebas de emisiones, en relación con las mediciones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>). Un cambio clave es la aceptación de una metodología de cálculo para la verificación de los criterios de descarga del agua de lavado en relación con el pH. El objetivo es aclarar el proceso para aprobar los equipos de circuito abierto.

Ventajas e inconvenientes de la tecnología scrubber:



## Ventajas:

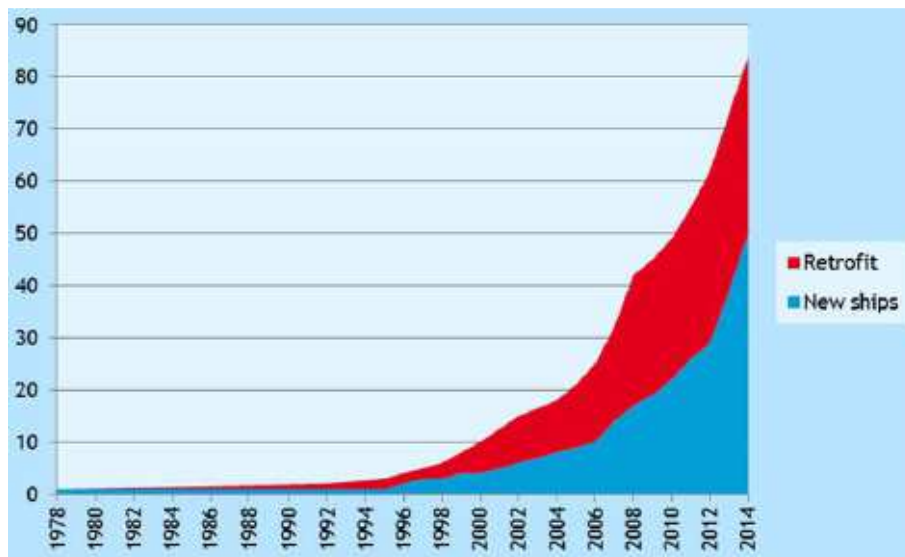
- Alta eficiencia en la eliminación de partículas sólidas.
- Poco mantenimiento.
- Tratamiento de gases corrosivos el SOx forma ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) en combinación con el agua a altas temperaturas
- Mayor tolerancia ante distintos rangos de humedad y temperatura si los comparamos con otros sistemas anti-polución.

## Desventajas:

- Concentración de sustancias corrosivas en el interior del sistema
- Alta caída de presión
- Generación de residuo líquido que contiene partículas o compuestos tóxicos(ceniza,ácidos...)
- Coste de instalación

### 5.1.5. Mercado de scrubber

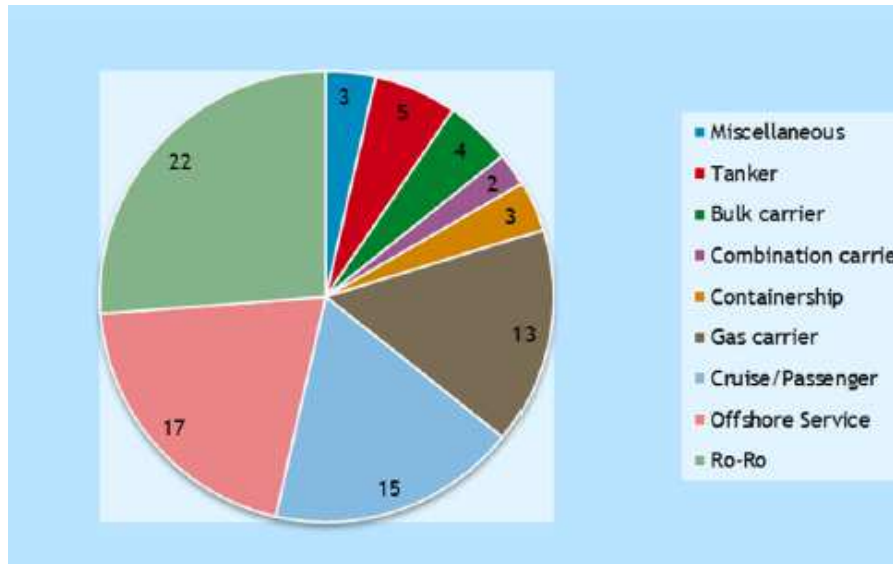
Los scrubber son utilizados desde 1978, pero ha sido en los últimos doce años cuando han experimentado su mayor crecimiento tanto en buques de nueva construcción como en reconversiones tras el anuncio de varias regulaciones medioambientales.



*Evolución de la flota mundial de scrubbers.*

Los tipos de buques que más están usando esta tecnología son los roros, buques offshore, ferries y cruceros con navegación por las actuales zonas ECA. Los roros están invirtiendo mayormente en esta tecnología por su gran riesgo de perder competitividad

frente al transporte por carretera si no hacen nada y consumen gasoil. En general, los buques que apuestan por los scrubbers son de mediano y pequeño tamaño, inferior a 20.000 toneladas de peso muerto. Hasta la fecha, los armadores están elaborando sus estrategias con el horizonte temporal del año 2020 cuando entre en vigor el consumo de combustibles de azufre inferior al 0,5%.



*Scrubbers instalados por tipo de buque*

## 5.2. Consumo de un combustible con un contenido reducido en azufre

Los buques pasarían de consumir fueles de alto contenido en azufre a consumir destilados con un contenido de azufre del 0,5% ó 0,1% de azufre, según si navegan por zona ECA o no, a partir del año 2020.

A simple vista solo implica la compra de combustible más caro pero vamos a ver que realmente el buque deberá someterse a ciertos cambios en su sistema propulsivo, aunque no de un elevado coste.

Como indican varios Club de P&I, la mayoría de motores marinos han sido diseñados para consumir fuel, por lo que sus bombas podrían tener problemas de succión de un producto como el gasóleo, que es menos viscoso.

También, podría haber riesgo de explosión por una mala operación como una purga incorrecta del combustible antes de la ignición. También podría causar formación de carbonilla en los quemadores. Una solución para prevenir esta acumulación de coque es la instalación de pantallas térmicas de protección.

El fuel tiene mejor lubricación que el gasóleo, por lo que se podría producir un recalentamiento al consumir gasóleo. También se han observado incidentes de pérdida total de potencia en los inicios de 2015, cuando comenzó el consumo de gasóleo en las zonas ECA y muchos buques no tomaron las medidas oportunas para cambiar de fuel tradicional a destilados.

Organizaciones como INTERTANKO y OCIMF han publicado un informe en el que comunican a los operadores marítimos las consecuencias del cambio de fuel a gasóleo en motores marinos diseñados para consumir fuel. Este informe proporciona una lista de verificación de los elementos que deben comprobarse y una evaluación de los motores principales, auxiliares y calderas de buques que van a pasar a operaciones a largo plazo con combustible destilado. También incluyen recomendaciones de entrenamiento de las tripulaciones en manejo de destilados.

Algunos de estos aspectos a tener en cuenta son:

Viscosidad:

Los combustibles destilados tienen una viscosidad mucho menor que los fueles residuales. Los principales problemas del uso de un combustible con menor viscosidad en un motor no diseñado para ello son:

- Incremento de las fugas internas en la bomba de fuel
- Incremento de los ratios de caudal a través de los reductores y los inyectores

Los motores marinos no diseñados para consumo de MGO y MDO requieren de una viscosidad no inferior a 2,0 cst a la temperatura de trabajo. Los gasóleos marinos tienen una viscosidad que se suele situar en la parte inferior del rango permitido por la ISO 8217 y que es de 1,5 a 6,0 cst a 40º. De manera que, si no se realizan cambios para enfriar el combustible, la temperatura de operación del combustible estará por encima de lo necesario.

Por lo tanto, será necesario instalar bombas de fuel diferentes y un enfriador para elevar la viscosidad del combustible.

Lubricidad:

Este parámetro está también directamente relacionado con la viscosidad. A menos viscosidad menor lubricidad. De manera que, se debe de tener cuidado con aquellas bombas que requieran una alta lubricidad para su funcionamiento, ya que podría producir recalentamiento al consumir gasóleo.

Acidez:

A menor contenido de azufre, menor acidez. El lubricante de un motor se fabrica de manera que su alcalinidad neutraliza la corrosión por acidez del fuel. Por lo que, si la acidez de los destilados es menor, la alcalinidad de los lubricantes debe ser corregida, de lo contrario se producirá incremento en los depósitos de carbonilla.

Punto de inflamación:

Este parámetro es menor en los destilados, unos pocos grados por debajo de 60°C, y en los fueles pesados ronda los 90°C. El problema surge cuando la producción de estos nuevos productos, como el DMX, se crea por la mezcla de fueles de bajo azufre con destilados de automoción, que tienen un punto de inflamación menor que el fuel con el que se está mezclando, produciendo un punto aún menor. En el caso del DMX el punto de inflamación es de 43°C, muy por debajo de los 60°C indicados en SOLAS para combustibles marinos.

Densidad:

Los destilados tienen una densidad menor que los fueles residuales. Esto requiere que la cantidad de mezcla que se introduzca en el quemador sea diferente. La mayoría de los motores tienen esta relación preajustada para el fuel, de manera que se tiene que reajustar para las características del producto destilado. Si no es así se perderá potencia, habrá problemas de ignición y se incrementarán las emisiones de combustión.

También el consumo de productos destilados en motores fabricados para el uso de fueles pesados requiere unas modificaciones técnicas en los siguientes elementos:

- Almacenamiento
- Calderas, incluyendo el control de combustión
- Principal y motores auxiliares

Para un consumo prolongado de destilados se debe prestar especial atención a la posibilidad de contaminación del lubricante debido a fugas en las bombas de combustible. Esto requerirá un mayor seguimiento de los análisis del lubricante y el uso de un TBN????? más bajo.

Cualquier cambio en el sistema de bombeo o tuberías debe ser aprobado por la Sociedad de Clasificación.

Ventajas del uso de destilados

A pesar del mayor coste del uso de productos destilados en lugar de fueles residuales, existen asociaciones como la de armadores de petroleros (INTERTANKO), que apoyan el uso de gasóleo frente a otras alternativas, como scrubbers o GNL, por las siguientes razones:

- El uso de gasóleo reduce los Sox (70-80%), las emisiones PM<sub>10</sub> (80%) y las emisiones NO<sub>x</sub> (10-15%) sin necesidad de instalar nuevas plantas tratamientos de residuos a bordo.

- El consumo de gasóleo reduce los consumos de los buques un 5% por su mayor poder calorífico, de manera que también se reducen indirectamente las emisiones de CO<sub>2</sub>.

- El uso de MGO no genera residuos.

- El MGO no presenta problemas de incompatibilidades ni de calidad, al contrario que los fueles residuales.

- Si el buque consume gasóleo, en lugar de fuel tratado con scrubbers, no debe cambiar de combustible del fuel a gasóleo al aproximarse a la costa, por lo que se eliminan riesgos operativos.

- Las modificaciones de los motores existentes para el uso de MGO incurren en un coste, pero es mínimo en comparación con la adaptación de la tecnología de scrubber o GNL.

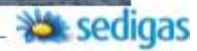
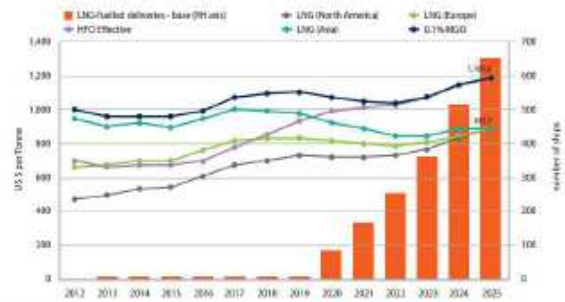
### **5.3. Consumo de LNG**

El uso de gas natural licuado (GNL) como combustible es una de las alternativas para el cumplimiento del Anexo VI de la Regulación MARPOL. El GNL, por su composición mineral es uno de los combustibles fósiles más limpios que existen. El desarrollo de este nuevo mercado surge por los atractivos precios del GNL sobre el gasóleo. El uso de GNL como combustible es ya una solución técnica probada, interesante para algunas nuevas construcciones e incluso reconversiones.

En diciembre de 2014 ya existían 73 barcos navegando con GNL, excluyendo los buques gaseros. Esta cifra comparada con el tamaño de la flota mundial a la misma fecha de 106.631 buques, es pequeña pero denota que este mercado está en crecimiento. La cartera de pedidos en 2018 podría hacer doblar el número de buques propulsados con GNL. Esta tecnología se está extendiendo a la vez que mejora la tecnología propulsiva y

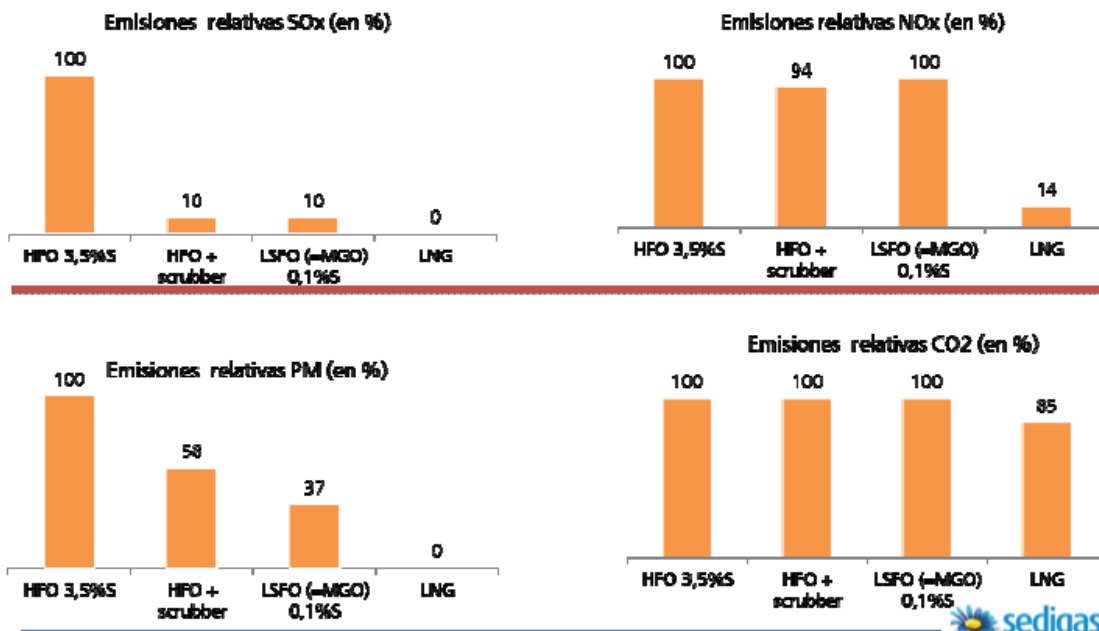
la infraestructura en los puertos para poder suministrar este tipo de combustible. Aunque se espera que sea a partir de 2020 cuando aumente su presencia considerablemente.

<b>DNV</b>	2020	<b>1.000 ships LNG fuelled</b>
<b>LLOYD'S REGISTER</b>	2025	<b>653 ships LNG fuelled</b>



Previsiones de demanda de buques propulsados por GNL

Uno de los principales argumentos de los defensores de este producto es la considerable reducción de las emisiones, ya que elimina completamente las emisiones de Sox y partículas PM, reduce las emisiones de NOx hasta un 85% y CO2 en al menos un 20%.



Comparativa de emisiones de los distintos combustibles

Los actuales motores de GNL cubren una amplia gama de potencias con motores sólo gas, duales de cuatro y dos tiempos.

### 5.3.1. Legislación

#### 5.3.1.1 Marco normativo y regulatorio internacional

##### 5.3.1.1.1. IMO Resolution MSC.285(86).

La Resolución MSC.285(86) de la OMI, “Interim Guidelines on Safety for Natural Gas-Fuelled Engine Installations in Ships”, de 2009, establece una guía provisional para las instalaciones de motores de combustión interna en los buques que utilizan gas natural como combustible (ya sean motores puros de gas, o motores dual-fuel) y para las instalaciones de almacenamiento del gas a bordo (tanto en estado gaseoso como líquido).

Estas Directrices son aplicables a los buques nuevos, siendo la decisión sobre su aplicación a buques existentes competencia de las administraciones de rango infra-internacional.

El contenido de esta Resolución incluye:

- Disposición del buque y diseño de sistemas a bordo.
  - o Materiales.
  - o Ubicación y separación de espacios.
  - o Características exigibles a las salas de compresores de gas.
  - o Características exigibles a las salas de máquinas que albergan los motores a gas.
  - o Características exigibles a la sala que alberga los tanques de almacenamiento.
  - o Características exigibles al sistema de búnkering.
- Seguridad contra incendios.
  - o Sistemas de protección contra el fuego.
  - o Sistemas de detección y extinción de incendios.
- Instalaciones eléctricas.
- Sistemas de control y de seguridad.
- Compresores y motores de gas.
- Fabricación, acabado y ensayo de equipos auxiliares.
- Requisitos de operación y formación.

##### 5.3.1.1.2. IMO IGF Code.

El Código IGF de la OMI, “International Code of Safety for Ships Using Gases or other Low-flash Point Fuels”, elaborado por el Maritime Safety Committee 78, y que se espera que entre??? Si ha entrado ya habría que decir que ya entrón en vigor en vigor durante 2014, establece unas directrices provisionales para todos los buques (salvo los buques regidos por el Código IGC para barcos gaseros) que utilicen combustibles de bajo punto de inflamación (gas natural, butano, propano, etanol, metanol, hidrógeno y otros), incluyéndose en este rango los barcos con motores a gas natural.

Este Código tiene un contenido similar a la Resolución MSC.285(86) de la OMI (aunque su ámbito de aplicación es más amplio) y tiene una redacción más moderna.

El objetivo de estas directrices es proporcionar criterios para la disposición e instalación de maquinaria con fines de propulsión y otros usos auxiliares, que utilizan combustibles de bajo punto de inflamación como combustible.

Actualmente, el borrador del IGF Code cubre las áreas siguientes:

- Materiales y diseño de tuberías.
- Motores para generación de energía.
- Sistema de almacenamiento del combustible.
- Suministro de combustible a los barcos y reabastecimiento.
- Estructura del buque.
- Seguridad contra incendios.
- Protección contra explosiones.
- Ventilación.
- Instalaciones eléctricas.
- Sistemas de vigilancia, seguridad y control.
- Diseños alternativos.
- Requisitos operacionales.

Respecto del búnkering, el código IGF cubre los siguientes aspectos:

- Requerimientos para las estaciones de búnkering.
- Requerimientos para el manifold.
- Requerimientos para el sistema de búnkering.
- Requerimientos de monitorización y control.



- Requerimientos de formación y capacitación del personal.
- Requerimientos operacionales para las tareas de búnkering.

También el código IGF trata los temas relativos a la cualificación y formación de las tripulaciones a bordo de los barcos.

#### 5.3.1.1.3. Otras regulaciones OMI relacionadas.

Es necesario reseñar que la OMI tiene otras dos regulaciones relacionadas con el búnkering de GNL que, aunque han sido incorporadas de una u otra forma en las ya mencionadas MSC.285(86) e IGF Code, tienen independencia de estas y están sujetas a continuas modificaciones y añadidos. Estas dos regulaciones son las relativas a Seguridad y a Formación, y han sido materializadas en dos convenciones:

- SOLAS, International Convention for the Safety of Life at Sea, 1974.
- STCW, International Convention on Standards of Training, Certification and Watchkeeping for Seafarers, 1978.

Además, el ISPS Code (International Ship and Port Facility Security Code, 2003), denominado Código PBIP en castellano (Protección de Buques e Instalaciones Portuarias) no se ocupa del búnkering de GNL en particular, pero presenta principios generales para proteger los buques e instalaciones portuarias, los cuales deben ser considerados en el diseño de una terminal de búnkering de gas natural licuado.

#### 5.3.1.1.4. ISO 28460:2010.

El organismo internacional de estandarización, ISO, dispone de muchos comités técnicos encargados de tareas de estandarización y normalización. Dentro de este organismo, el Comité Técnico 67 (TC-67) es el encargado de los materiales, equipos y estructuras offshore para las industrias del petróleo, petroquímicas y de gas natural, y en su seno se encuentra el Grupo de Trabajo 10 (WG-10) que, a su vez tiene siete equipos de Trabajo (PT-1 a PT-7):

- PT1 : LNG as Ship Fuel Infrastructure.
- PT2 : Ship to Shore interface – Port Operations.
- PT3 : Guidance on Performing Risk Assessments in the Design of Onshore LNG Installations.

- PT4 : Characteristics of LNG and Materials Suitable for Construction of Equipment for Cryogenic Uses.
- PT5 : Guidance for Conception, Design and Testing of LNG Storage Tanks.
- PT6 : Installation and Equipment for LNG - Design and Testing of Marine Transfer Systems – Articulated Arms.
- PT7 : Unconventional LNG Transfer Systems.

El TC-67 de la ISO ha desarrollado la norma ISO 28460:2010, la cual establece unos requisitos básicos y muy generales, a aplicar en la transferencia de LNG entre buque y tierra y viceversa, con el fin de garantizar una operativa segura y eficiente.

Esta norma tiene en cuenta las publicaciones de la Organización Marítima Internacional (OMI), la Sociedad Internacional de Operadores Buques Tanque y Terminales para Gases (SIGTTO), el Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural licuado (GIIGNL) y el Foro Marítimo Internacional de Compañías Petroleras (OCIMF).

#### 5.3.1.1.5. Otras regulaciones ISO relacionadas.

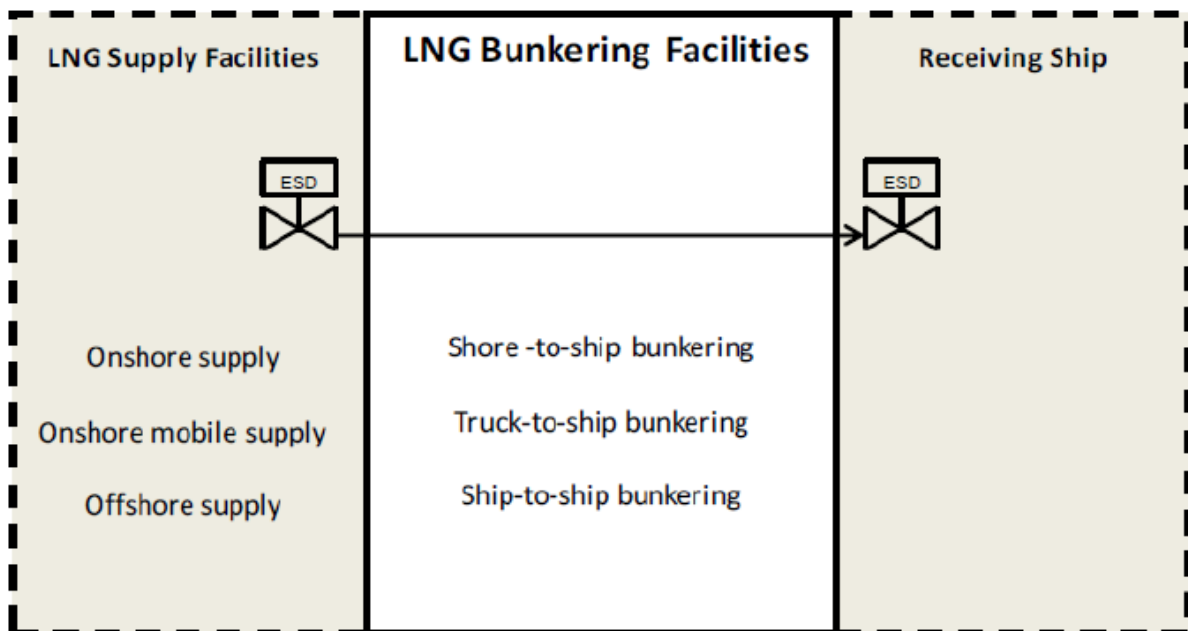
Actualmente se encuentra en fase de redacción la norma ISO 18683 “Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships”. En el borrador existente (ISO/DTS 18683), de 2013, se incluyen todos los avances realizados por el ISO TC-67 WG-10 hasta la fecha.

Actualmente, el borrador disponible tiene la siguiente estructura:

- Escenarios de búnkering.
- Seguridad en las operaciones.
- Valoración de riesgos:
  - Valoración cualitativa.
  - Implementación de estudios HAZID (HAZard IDentification, en castellano, estudio de identificación de peligros).
  - QRA reports (Quantitative Risk Assessment, en castellano, evaluación cuantitativa de riesgos).
  - Criterios de aceptación de riesgos.
  - Determinación de zonas de seguridad.
  - Cecklist para la realización de las operaciones de búnkering.

- Requerimientos funcionales de los sistemas de búnkering.
- Requerimientos de los componentes de los sistemas de búnkering.
- Training.

Estas recomendaciones son aplicables a todos los elementos intervinientes en el suministro de GNL a buques (parte terrestre, interfaz, y barco), así como a todos los modos de suministro (STS, TTS y TPS, de los que se hablará profusamente en apartados posteriores), tal y como se puede ver en el siguiente gráfico, incluido en los títulos preliminares de la ISO/DTS 18683.



En el apartado 9 de la norma se enumeran los requerimientos exigibles a los componentes de los sistemas de las instalaciones de bunkering, y se listan los estándares a cumplir por cada uno de ellos. Las tablas resumen de estos aspectos se muestra a continuación.

Component	Function	Design	Qualification test	Tests	
Coupling	F3 – F8	Connection to ship's manifold	EN 1474-1, Clause 6	EN 1474-1, 8.2.3	EN 1474-1, 8.4.4
Hoses	F2	Transfer of LNG and natural gas	Offshore standards can be used for guidance (EN 1474-2)	See <sup>a</sup>	
			EN 12434		
			BS 4089		
Swivel joints	F2	Product line articulation	EN 1474-1, 4.3	New design qualification	EN 1474-1, 8.4.1
Bearing	F2	Articulation of support structure	ISO 28460 – EN 1474-1, 4.4	ISO 28460 – EN 1474-1	EN 1474-1, 8.4.2
ERS	F17	Emergency disconnect	ISO 28460 – EN 1474-1, 5.5.2	ISO 28460 – EN 1474-1, 8.2.2	EN 1474-1, 8.4.3
Breakaway coupling	F17	Emergency disconnect	EN 1474-1, 5.5.2	EN 1474-1, 8.2.2	EN 1474-1, 8.4.3
Loading arms	F2	Loading system	ISO 28460 – EN 1474-1, Clause 4	N/A	ISO 28460 – EN 1474-1, 8.4.7
Transfer system	F2, F3, F4, F6, F9, F17, F18	LNG bunkering loading solution	ISO 28460	EN 1474-3	ISO 28460 – EN 1474-1
			EN 1160		
			EN1474-1		
			OCIMF Mooring Equipment Guidelines		
			IEC 60079		
			IGF Code		
			NFPA 70		
			NFPA 58		
			NFPA 59A		
			EN 13465		
			API 2003		
ISO/TS 16901					

*Estandares aplicables a los componentes de bunkering de LNG*

Component	Function		Design	Qualification test	Tests
Coupling	F3 – F8	Connection to ship's manifold	EN 1474-1, 6.9		
Hoses	F2	Transfer of LNG and natural gas	EN 1474-2	See <sup>9</sup>	
			EN 12434		
			BS 4089		
Swivel joints	F2	Product line articulation	EN 1474-3, 6.8	New design qualification	EN 1474-1, 8.4.1
Bearing	F2	Articulation of support structure	EN 1474-3, 6.8	ISO 28460 – EN 1474-1	EN 1474-1, 8.4.2
ERS	F17	Emergency disconnect	EN 1474-3, 6.9 and 7.5	ISO 28460 – EN 1474-1, 8.2.2	EN 1474-1, 8.4.3
Breakaway coupling	F17	Emergency disconnect	EN 1474-3, 6.9	EN 1474-1, 8.2.2	EN 1474-1, 8.4.3
Loading arms	F2	Loading system	EN 1474-3, Clause 6 and Clause 8	EN 1474-3, Clause 5	ISO 28460 – EN 1474-1, 8.4.7
Transfer system	F2, F3, F4, F8, F9, F17, F18	LNG bunkering loading solution	EN 1474-3, Clause 6 and Clause 8	EN 1474-3, Clause 5	ISO 28460 – EN 1474-1
			ISO 28460		
			EN 1160		
			EN 1474-1		
			OCIMF Mooring Equipment Guidelines		
			IEC 60079		
			IGCUGF Code		
			NFPA 70		
			NFPA 58		
			NFPA 59A		
			EN 13465		
			API 2003		
			ISO/TS 15901		
IEC 60092-502					

*Estandares aplicables a los componentes de bunkering de LNG*

#### 5.3.1.1.6. Recomendaciones de la SIGTTO.

La SIGTTO (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators) ha publicado varias guías y recomendaciones relacionada con el trasiego y manejo de GNL, que, aunque no tienen rango de norma ya que esta organización aglutina empresas particulares del sector del gas, si son consideradas por la ISO y la IMO.

Entre estas guías destacan por su utilidad para el estudio del búnkering de GNL las siguientes:

- “Ship to Ship Transfer Guide for Petroleum, Chemicals and Liquefied Gases”, de 2013, y publicada junto con el Oil Companies International Marine Forum (OCIMF).
- “A Risk Based Approach for the Evaluation of Firefighting Equipment on Liquefied Gas Jetties”, de 1999.
- “Training of Terminal Staff involved in Loading and Discharging Gas Carrier”, de 1996.

#### 5.3.1.2. Marco normativo y regulatorio europeo

##### 5.3.1.2.1. Directivas de la Comisión Europea.

La Comisión Europea es la institución responsable de proponer directivas para su aprobación por el Parlamento Europeo, y para su posterior transposición legislativa por los países miembros.

Además de alguna legislación de carácter medioambiental relacionada con las emisiones de gases contaminantes surgida a la estela de las normas OMI (MARPOL Anexo VI), y en lo relativo al búnkering de GNL, la Comisión Europea ha promovido el proyecto de Directiva COM/2013/0018, para el desarrollo de infraestructura de combustibles alternativos, cuyo borrador está actualmente en fase de discusión.

La propuesta de Directiva COM/2013/0018, pendiente de aprobación, en su redacción actual, dice que los Estados miembros deberán garantizar la instalación de puntos de repostaje de GNL para transporte marítimo y fluvial de acceso público en todos los puertos marítimos y fluviales incluidos en los nodos de la Red Transeuropea de Transportes (TEN-T) principal (Core Network), a más tardar el 31 de diciembre de 2025, además de, a más largo plazo, poder disponer de GNL en puertos distintos de los incluidos en la red inicial.

La propuesta dice también que todos los puntos de repostaje de GNL para el transporte marítimo y fluvial deberán cumplir, antes del 31 de diciembre de 2015, las especificaciones técnicas conformes con las normas EN pertinentes (que deberán adoptarse antes de 2014).

En diciembre de 2013, empezó la tramitación parlamentaria de la propuesta de Directiva COM/2013/0018, por lo que su aprobación definitiva pudiera ocurrir en la presente legislatura europea.

#### 5.3.1.2.2. Normas del CEN (Comité Europeo de Normalización).

El Comité Europeo de Normalización (CEN) es el encargado de las tareas de normalización de rango europeo, que luego pueden ser ratificadas por los diferentes organismos de normalización nacionales (en España AENOR).

Entre las normativas europeas relacionadas con el búnkering de GNL destacan por el momento las siguientes:

- EN 1160:1996. “Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas. General Characteristics of Liquefied Natural Gas”. Esta norma da orientaciones generales sobre las características del gas natural licuado (GNL), sobre los materiales criogénicos utilizados en la industria del GNL, y sobre cuestiones de salud y seguridad. Es una referencia para su uso por personal que diseñe o gestione instalaciones de GNL.
- EN 1473:2007. “Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas - Design of Onshore -Installations”. Esta norma da pautas para el diseño, construcción y operación de todas las instalaciones de GNL en tierra, incluyendo las de licuefacción, almacenamiento, vaporización, transporte y manipulación. Esta norma es válida para los tipos de plantas siguientes: las plantas de exportación/importación de GNL (entre la planta y el manifold del barco); y las plantas de almacenamiento estratégico de GNL (con capacidad de licuefacción, regasificación y almacenamiento). Las plantas satélite se excluyen de esta norma, que para una capacidad de almacenamiento de menos de 200 t están cubiertas por la norma EN 13645.
- EN 1474-1:2008. “Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas. Design and Testing of Marine Transfer Systems. Part 1: Design and Testing of Transfer Arms”. Incluye especificaciones para el diseño para los brazos de

transferencia buque-tierra de LNG, así como los requisitos mínimos de seguridad y los procedimientos de inspección. Esta norma, sin embargo no incluye detalles para el diseño y fabricación de piezas estándar y accesorios relacionados con brazos de transferencia, por lo que no es válida para homogeneizar y estandarizar todos los sistemas y equipos disponibles.

- EN 1474-2:2008. "Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas. Design and Testing of Marine Transfer Systems. Part 2: Design and Testing of Transfer Hoses". Esta norma da las pautas generales para el diseño, selección de materiales, habilitación, certificación y ensayo para mangueras de transferencia de GNL, bien tierra-barco, o bien barco-barco, tanto en configuraciones aéreas como sumergida. Esta norma tampoco incluye detalles para el diseño y fabricación de piezas estándar y accesorios, por lo que no es válida para homogeneizar y estandarizar todos los sistemas y equipos disponibles.
  
- EN 1474-3:2008. "Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas. Design and Testing of Marine Transfer Systems. Part 3: Offshore Transfer Systems". Esta norma, complementaria a las EN 1474-1 y EN 1474-2, da pautas generales para el diseño de otros sistemas de transferencia de GNL destinados a ser utilizados en instalaciones de transferencia en alta mar o en instalaciones en la costa expuestas a la intemperie, bien sean flotantes o fijas. De nuevo, tampoco esta norma incluye detalles para el diseño y fabricación de piezas estándar y accesorios, por lo que tampoco es válida para homogeneizar y estandarizar.



- EN 13645:2001. “Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas. Design of Onshore Installations with a Storage Capacity between 5 t and 200 t”. Esta norma especifica los requisitos para el diseño y construcción de instalaciones terrestres fijas para GNL con una capacidad de almacenamiento total entre 5 y 200 t. Esta norma no es aplicable a las instalaciones de procesos de licuefacción basados en refrigerantes con base de hidrocarburos. Las instalaciones cubiertas por esta norma incluyen tanto plantas satélites de almacenamiento-regasificación de GNL (El GNL puede ser suministrado por camiones cisterna, barcazas o vehículos ferroviarios. Después del almacenamiento, el GNL se vaporiza y se envía a los consumidores), como estaciones de abastecimiento de GNL para vehículos terrestres (coches, camiones, o FFCC).
- EN 14620:2006. “Design and Manufacture of Site Built, Vertical, Cylindrical, Flat-bottomed Steel Tanks for the Storage of Refrigerated, Liquefied Gases with Operating Temperatures between 0°C and -165°C”. Esta norma está dividida en cinco sub-normas que cubren: generalidades; materiales metálicos; hormigón; aislamiento; y pruebas, secado, purga y enfriamiento de los tanques.

#### 5.3.1.2.3. Recomendaciones de la EMSA.

La EMSA (European Maritime Safety Agency), con sede en Lisboa, es la Agencia Europea de Seguridad Marítima, y uno de los organismos descentralizados de la UE que presta asistencia técnica y apoyo a la Comisión Europea y a los Estados miembros en el desarrollo y aplicación de la legislación de la UE sobre seguridad marítima y contaminación producida por los buques.

Entre las publicaciones de esta agencia, destaca la “Guidelines for Systems and Installations for Supply of LNG as Fuel to Ships”, de 2013. Esta recomendación de carácter técnico orienta sobre los requisitos mínimos para el diseño y operación de las instalaciones de bunkering de GNL tanto para barcos de navegación de altura o navegación oceánica como de navegación interior, y cubre todas las operaciones necesarias, como la inertización, gasificación, enfriamiento y carga.

Además aborda temas de seguridad y formación de personal. Esta guía ha servido de base principal para el desarrollo de la norma ISO 18683 “Guidelines for Systems and Installations for Supply of LNG as Fuel to Ships” (ISO/DTS 18683).

#### 5.3.1.2.4. Recomendaciones del Swedish Marine Technology Forum.

El Swedish Marine Technology Forum, que aglutina a Linde Cryo AB, FKAB Marine Design Det Norske Veritas AS, LNG GOT, y White Smoke AB, ha publicado "LNG Bunkering Ship to Ship Procedure", que trata sobre el búnkering barco-barco.

Al igual que otros organismos no gubernamentales, sus recomendaciones no tienen rango de norma de obligado cumplimiento, aunque son consideradas por muchos de los comités técnicos del CEN, la ISO y de la IMO.

Este procedimiento, concebido como una guía general, cubre las operaciones de búnkering de GNL barco-barco en un entorno portuario (un barco dedicado a la entrega de GNL y otro que utiliza GNL como combustible), se basa en las guías, normas y directrices existentes para la industria del GNL y del petróleo, y está dividido en capítulos que describen diferentes aspectos del proceso:

- Capítulo 1-4. Condiciones para el abastecimiento de combustible de GNL.
- Capítulo 5-7. Proceso de transferencia del combustible.
- Capítulo 8-10. Descripción de sistemas y equipos.
- Capítulo 11-12. Procedimientos y operaciones de emergencia.

El procedimiento es aplicable, tanto para la transferencia de GNL únicamente, como para el suministro simultáneo de GNL y productos petrolíferos.

#### 5.3.1.2.5. Reglas de Clasificación de Buques.

El propósito de una sociedad de clasificación es garantizar el cumplimiento de los requisitos para que un buque o instalación pueda navegar o cumplir con su cometido, emitiendo en caso positivo un certificado de clasificación, válido a efectos legales y frente a todo tipo de organismos reguladores. A raíz de la colaboración recomendada entre las diferentes sociedades de clasificación, como se indica en el "Convenio Internacional de Líneas de Carga ", la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación IACS se fundó en 1968 y aglutina actualmente a 13 miembros.

La mayoría de estas sociedades de clasificación ha elaborado sus propias reglas para el uso de Gas Natural como combustible en los barcos, basadas en la directriz provisional

de la IMO MSC.285(86), y adaptando ésta a los requisitos específicos adicionales de clase.

Así, y de forma similar a la MSC.285(86) estas reglas de clase dan orientaciones para el diseño, construcción y operación de buques con motores a gas natural y no son vinculantes legalmente. Por tanto, cada estado de abanderamiento debe ponerse de acuerdo sobre la explotación de los buques con motores de gas que naveguen en sus aguas territoriales, y las reglas de la clase se utilizan para este proceso de autorización.

En la tabla siguiente se enumeran las actuales normas de clase de los miembros de la IACS para barcos a gas, caso de existir:

No	Name of Class	Class short sign	First publication	Title of Guideline
1	American Bureau of Shipping	ABS	May 2011	Guide for propulsion and auxiliary systems for gas-fuelled ships
2	Bureau Veritas	BV	May 2011	Safety rules for gas-fuelled engine installations in ships; Rule note NR 529 DT R01 E
3	China Classification Society	CCS	-	-
4	Croatian Register of Shipping	CRS	-	-
5	Det Norske Veritas	DNV	Oct. 2010	Gas-fuelled engine installations
6	Germanischer Lloyd	GL	May 2010	Guidelines for the use of gas as fuel for ships
7	Indian Register of Shipping	IRCLASS	-	-
8	Korean Register of Shipping	KR	July 2012	Guidance for gas-fuelled ships
9	Lloyds Register	LR	July 2012	Rules and regulations for the classification of natural gas-fuelled ships
10	Nippon Kaiji Kyokai	NK	February 2012	Guidelines for the issuance of ship fuel gas
11	Polish Register of Shipping	PRS	July 2012	Guidelines on safety for natural gas-fuelled engine installations in ships; publication No. 88/P
12	Italian Register	RINA	June 2011	Rules for the classification of ships, Amendments to part C, Chapter 1: New Appendix 7 – Gas-fuelled ships
13	Russian Maritime Register of Shipping	RS	-	-

#### 5.3.1.2.6. Otras normas y recomendaciones.

Existen otros organismos de carácter supra-nacional que son referentes a nivel internacional y europeo para diversos aspectos relacionados con el búnkering de GNL. Entre ellos destacan tres radicados en Norteamérica: la NFPA; la API; y los códigos de la CFR.

La NFPA (National Fire Protection Association), ha publicado algunas normas relevantes, como:

- NFPA 59A. "Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)".
- NFPA 302 "Fire Protection Standard for Pleasure and Commercial Motor Craft", incluidas embarcaciones de menos de 300 TPM.
- NFPA 52. "Vehicular Gaseous Fuel Systems Code".
- NFPA 57. "Liquefied Natural Gas (LNG) Vehicular Fuel Systems Code".

La API (American Petroleum Institute) ha publicado, entre otras:

- API RP 521. "Guide for Pressure-relieving and Depressuring Systems. Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries".
- API Std 617. "Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services".
- API Std 620. "Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks".

También existen varias Code Federal Regulations (CFR). Estos estándares están editados por varias administraciones y entidades: U.S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA); U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC); y U.S. Coast Guard. Department of Homeland Security. Cada una de estas entidades edita normativas dentro de su ámbito de actuación. Los estándares CFR aplicables a operaciones con GNL son los siguientes:

- 49 CFR Part 193: Liquefied Natural Gas Facilities.
- 18 CFR Part 153: Applications for authorization to construct, operate, or modify facilities used for the export or import of natural gas.
- 33 CFR Part 127: Waterfront Facilities Handling Liquefied Natural Gas and Liquefied Hazardous Gas.

- 46 CFR Part 154: Safety Standards for Self-Propelled Vessels Carrying Bulk Liquefied Gases.

Además de las normas anteriores, algunas autoridades portuarias, como la de Amberes o la de Gotemburgo han publicado recomendaciones y reglas para el desarrollo de la actividad de búnkering de GNL en sus zonas de servicio. En el caso del Puerto de Amberes han sido ya publicadas tres Check-Lists para su cumplimentación en operaciones de búnkering de GNL (una para TTS, otra para STS, y otra para TPS), y, en el caso del puerto de Gotemburgo, una propuesta de operativa para la realización de búnkering con GNL (la cual incorpora la Check-List aprobada por la IAPH, incluida como anexo al presente documento).

### 5.3.1.3. Marco normativo y regulatorio español

A continuación, se han recopilado las normativas españolas más relevantes relacionadas más directamente con el búnkering de GNL y su cadena logística. Toda la normativa incluida tiene ámbito nacional, no existiendo por el momento normativas a nivel autonómico o local relacionadas directamente con el búnkering de GNL. Sin embargo, sí existen normas internas de empresas que cubren aspectos parciales de las operaciones de búnkering de GNL (carga de camiones cisterna, o transporte de GNL en camión), las cuales se incluyen también.

#### 5.3.1.3.1. Real Decreto Legislativo 2/2011.

El Real Decreto Legislativo 2/2011, de 5 de septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, es el marco normativo en el que se debe desarrollar la actividad de búnkering de GNL, y tiene por objeto:

- a) Determinar y clasificar los puertos que sean competencia de la Administración General del Estado.
- b) Regular la planificación, construcción, organización, gestión, régimen económico-financiero y policía de los mismos.
- c) Regular la prestación de servicios en dichos puertos, así como su utilización.
- d) Determinar la organización portuaria estatal, dotando a los puertos de interés general de un régimen de autonomía funcional y de gestión para el ejercicio de las competencias

atribuidas por esta ley y regular la designación por las Comunidades Autónomas de los órganos de gobierno de las Autoridades Portuarias.

e) Establecer el marco normativo de la Marina Mercante.

f) Regular la Administración propia de la Marina Mercante.

g) Establecer el régimen de infracciones y sanciones de aplicación en el ámbito de la Marina Mercante y en el portuario de competencia estatal.

Actualmente, esta Ley regula la prestación de servicios en los Puertos de Interés General del Estado, existiendo una serie de Servicios Portuarios asociados a las principales operaciones de tráfico marítimo. Entre estos Servicios Portuarios, el Real Decreto Legislativo 2/2011 incluye los servicios técnico náuticos (practicaje, remolque, amarre), servicios al pasaje, servicios de recogida de residuos, y los servicios de manipulación de mercancías, pero el servicio de búnkering, de momento, no está incluido como servicio portuario.

Por otra parte, el servicio de búnkering en los puertos españoles, es considerado actualmente un servicio comercial y es prestado directamente por las empresas suministradoras, pero en el caso del búnkering de GNL, tanto la operativa, como los medios y las medidas de seguridad son muy especializados, exigentes y específicos, por lo que, probablemente, adquirirán la categoría de servicios portuarios en el futuro, y serán prestados por terceros en régimen de concesión o autorización, de la misma forma que en otros puertos del Norte de Europa en los que actualmente ya se ofrece búnkering de GNL.

Relacionado con lo anterior, caso de aprobarse la Directiva del “Clean Power Package”, debería de considerarse el búnkering de GNL en los puertos como un servicio portuario, al menos en los puertos de la Core Network.

En el caso de considerar al servicio de búnkering de GNL como un servicio comercial, y no portuario, en el Capítulo V del Título VI del Libro Primero (Arts. 138 a 141) del Real Decreto Legislativo 2/2011 se regula la prestación de Servicios Comerciales, entendiendo como tal las actividades de naturaleza comercial que, no siendo Servicios Portuarios, están vinculadas a la actividad portuaria. La Ley prescribe que, en el Título habilitante para la prestación de Servicios Comerciales por parte de las empresas prestadoras, se

indicarán todas las características técnicas, medios, medidas de seguridad y cualquiera otros condicionados necesarios para la prestación de la actividad.

Por otra parte, y en caso de que el servicio de búnkering de GNL fuera considerado en el futuro un Servicio Portuario, éste debería estar sujeto a lo prescrito, además del articulado adicional o modificado que será necesario incluir en una nueva legislación, en el actual Capítulo III del Título VI del Libro Primero. De esta forma, y en el Art. 113 (Pliegos de Prescripciones Particulares de los servicios portuarios), se indica que las Autoridades Portuarias habrán de aprobar un Pliego de Prescripciones Particulares para la prestación de cualquier Servicios considerado Portuario, y se dan indicaciones sobre el contenido de este Pliego, que regulará, al menos, lo siguiente:

- Objeto y ámbito geográfico del servicio portuario.
- Requisitos de acceso a la prestación del servicio.
- Condiciones de solvencia económico-financiera, técnica o profesional de los prestadores.
- Condiciones técnicas, ambientales y de seguridad de prestación del servicio, así como instalaciones y equipamiento asociados al mismo.
- Obligaciones de servicio público, de cooperación con la Autoridad Portuaria en materia de seguridad, salvamento, lucha contra la contaminación, protección del medio ambiente, emergencias y extinción de incendios.
- Criterios para la consideración de una inversión como significativa.
- Medios humanos mínimos y su cualificación, así como los medios materiales mínimos y sus características.
- Estructura tarifaria y tarifas máximas, así como los criterios para su actualización, revisión y fijación.
- Tarifas que los prestadores podrán percibir, en su caso, cuando intervengan en servicios de emergencia, extinción de incendios, salvamento o lucha contra la contaminación.
- Obligaciones de suministro de información a la Autoridad Portuaria.
- Garantías.
- Penalizaciones.
- Causas de extinción de la licencia.
- Obligaciones de protección medioambiental y de contribución a la sostenibilidad.
- Plazo de duración de la licencia.

- Tratamiento de las licencias de autoprestación e integración de servicios.

El presente documento pretende, precisamente, dar una primera respuesta a esta probable futura necesidad.

#### 5.3.1.3.2. Normas UNE.

AENOR es el organismo legalmente responsable del desarrollo y difusión de las normas técnicas en España (Normas UNE), y, además de desarrollar normativas propias de rango nacional, es la encargada de adaptar y aplicar las normativas ISO y EN de obligado cumplimiento en el territorio español.

Entre las normas UNE relativas a la regulación de instalaciones y equipos relacionados con el búnkering de GNL se encuentran las siguientes, siendo la mayor parte de ellas traducción directa de las normas ISO y EN correspondientes:

- UNE-EN ISO 28460:2011 “Industrias del Petróleo y del Gas Natural. Instalaciones y Equipamiento para Gas Natural Licuado. Interfaz Tierra-buque y Operaciones Portuarias.”
- UNE-EN 1160:1997 “Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Características Generales del Gas Natural Licuado”.
- UNE-EN 1473:2008 “Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Diseño de las instalaciones Terrestres.”
- UNE-EN 1474-1:2009 “Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Diseño y Ensayos de Sistemas de Trasvase Marino. Parte 1: Diseño y Ensayos de los Brazos de Carga/Descarga.”
- UNE-EN 1474-2:2009 “Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Diseño y Ensayo de Sistemas de Trasvase Marino. Parte 2: Diseño y Ensayos de Tuberías Flexibles de Trasvase.”
- UNE-EN 1474-3:2009 “Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Diseño y Ensayos de Sistemas de Trasvase Marino. Parte 3: Sistemas de Trasvase Marino.”
- UNE-EN 13645:2003 “Instalaciones y Equipamiento para Gas Natural Licuado. Diseño de instalaciones Terrestres con Capacidad de Almacenamiento Comprendida entre 5 t a 200 t”.



- UNE-EN 14620-1:2008 “Diseño y Fabricación de Tanques de Acero Cilíndricos, Verticales y de Fondo Plano, Construidos en el Lugar de Emplazamiento para el Almacenamiento de Gases Licuados Refrigerados con Temperaturas de Servicio entre 0 °C y -165 °C. Parte 1: Generalidades”.
- UNE 60210:2011 “Plantas Satélite de Gas Natural Licuado (GNL)”. Esta norma, Incorporada al Real Decreto 919/2006 (de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11), en la forma de la ITC-IGC-04, tiene por objeto fijar los requisitos técnicos esenciales y las medidas de seguridad que deben observarse referentes al diseño, construcción, pruebas, instalación y utilización de las plantas satélite de GNL (plantas de GNL con capacidad de almacenamiento de menos de 1000 m3).

Actualmente, AENOR ha anunciado la creación de un Comité para la normalización del búnkering con GNL.

#### 5.3.1.3.3. Normativa laboral y de seguridad-salud.

En cuanto a legislación y normativa laboral y de seguridad-salud en relación al GNL y fluidos criogénicos, cabe destacarse la siguiente legislación de ámbito nacional:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales, y legislación derivada de ésta.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero. Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de Reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo. Y, relacionado con esta legislación, la Guía Técnica para la Evaluación y Prevención de los Riesgos Derivados de Atmósferas Explosivas en el Lugar de Trabajo, editado por el Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

Además de las anteriores existen normas propias en las grandes empresas comercializadoras de GNL o que tienen instalaciones de recepción de GNL y depósitos de almacenamiento y regasificación, principalmente Enagás (con cinco plantas en

funcionamiento en España, una en Méjico y otra en Chile), Sagas (planta de Sagunto) y Reganosa (plata de Ferrol).

#### 5.3.1.3.4. Normativa relativa al transporte por carretera de GNL.

En cuanto a la legislación y normativa relativa al transporte del GNL por carretera, cabe destacarse la siguiente legislación de ámbito nacional:

- Ley 16/87 de 30 de julio, de Ordenación de los Transportes Terrestres. (BOE 31). (Modificada por: Ley 13/96, de 30 de diciembre; Ley 66/97, de 30 de diciembre; Real Decreto-Ley 6/1998, de 5 de junio; Real Decreto Ley 4/2000, de 23 de junio; Ley 14/00, de 29 de diciembre; Ley 24/2001, de 27 de diciembre; Ley 29/2003, de 8 de octubre, Ley 25/2009, de 22 de diciembre, Ley 2/2011, de 4 de marzo y ley 9/2013, de 4 de julio).
- Ley Orgánica 5/87, de 30 de julio, de delegación de facultades del Estado en las Comunidades Autónomas en relación con los transportes por carretera y por cable. (BOE 31). (Modificada por la Ley Orgánica 5/2013, de 4 de julio).
- Real Decreto 1211/90, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley de Ordenación de los Transportes Terrestres. (BOE 8-10). (Modificado por Real Decreto 858/1994, de 29 de abril, por Real Decreto 1136/97, de 11 de julio, por Real Decreto 927/98, de 14 de mayo, por Real Decreto 1830/99, de 3 de diciembre, por Real Decreto 1225/2006, de 27 de octubre, por el artículo 21 de la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, y por el Real Decreto 919/2010, de 16 de julio y Ley 9/2013, de 4 de julio. Parcialmente derogado por Ley 13/96, de 30 de diciembre. Los títulos VII y VIII han sido afectados sustancialmente por la Ley 39/2003, de 17 de noviembre, del Sector Ferroviario y sus normas de desarrollo).

#### 5.3.1.3.5. Otras normas nacionales.

Adicionalmente a las anteriores, y en relación al búnkering de GNL, cabe destacar el Real Decreto 1254/1999, de 16 de julio, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas (modificado por el Real Decreto 119/2005, de 4 de febrero).

#### 5.3.1.3.6. Pliegos de servicios comerciales de búnkering de GNL.

En España hay ya puertos en los que se ha regulado la prestación del servicio de búnkering de GNL en ciertas condiciones como servicio comercial. En concreto, en el Puerto de Huelva ya está disponible el “Pliego de condiciones particulares del servicio comercial de suministro de gas natural licuado a buques mediante medios móviles terrestres en el puerto de Huelva”, el cual se incluye como Anejo al presente documento. En el mismo sentido, el Puerto de Barcelona anunció a finales de 2013 que estaría listo a lo largo de 2014 para suministrar GNL a buques mediante una barcaza de suministro, y el Puerto de Cartagena dispone de unas “Normas generales para el avituallamiento de combustible a buques y/o embarcaciones, mediante camión-cisterna”, que, sin ser tan exhaustivas como las definidas por el Puerto de Huelva, brindan la posibilidad del avituallamiento con GNL a buques.

El pliego disponible para el suministro TTS en el Puerto de Huelva incluye normas relativas a:

- Requisitos que deben cumplir los prestadores del servicio, entre ellas:
  - Disponer de un Plan de Emergencia.
  - Formalización de un Aval.
  - Tenencia de un Seguro de Responsabilidad Civil.
  - Pertenecer al Registro Local de Proveedores de Combustibles Líquidos.
  - Integrarse en el Plan de Autoprotección de la Autoridad Portuaria y, en su caso, en el Plan de Protección del Puerto.
  - Cumplir con la legislación vigente en la materia objeto de la actividad.
  - Disponer de las licencias y permisos necesarios de todas las Administraciones competentes.
  
- Requisitos exigibles al personal.
  - Contar con un técnico, con formación y titulación suficiente, especializado en búnkering de GNL por camión.
  
- Requisitos de los medios materiales.
  - Contar con un camión cisterna homologado para el transporte de GNL, capaz de medir correctamente las cantidades descargadas, y que cuente con un equipo de bombeo con una capacidad de presurización de al menos

5 bares, un equipo de conexión con los tanques del buque, un sistema de detección de fugas de fluido.

- Contar con una dotación mínima de medios de prevención de accidentes y extinción de incendios, compuesta por extintores, calzos, linterna, triángulos reflectantes, herramientas, vestimenta reflectante y equipo de protección personal).

- Condiciones de la prestación del servicio.

- El servicio se realizará por el titular de la autorización bajo su exclusivo riesgo y ventura.

- El servicio estará operativo las veinticuatro horas del día durante todos los días del año.

- El titular del servicio dispondrá de un sistema de comunicaciones, conforme al procedimiento que haya autorizado la Autoridad Portuaria, que garantice su coordinación con el Centro Portuario de Control de Servicios, comunicando los momentos de inicio y finalización del suministro.

- La zona de operaciones en tierra será rectangular, estando sus lados a una distancia mínima de 25 m del buque suministrado.

- La zona de seguridad en el agua será tal que exista un perímetro a 25 m alrededor del buque suministrado en el que estará igualmente prohibido el atraque o navegación de otras embarcaciones.

- Antes y después del inicio del trasvase del combustible habrá de cumplimentarse una Check List incluida en el Pliego como Anexo.

- Tasas a abonar a la Autoridad Portuaria.

### 5.3.2. Sistemas de propulsión con GNL

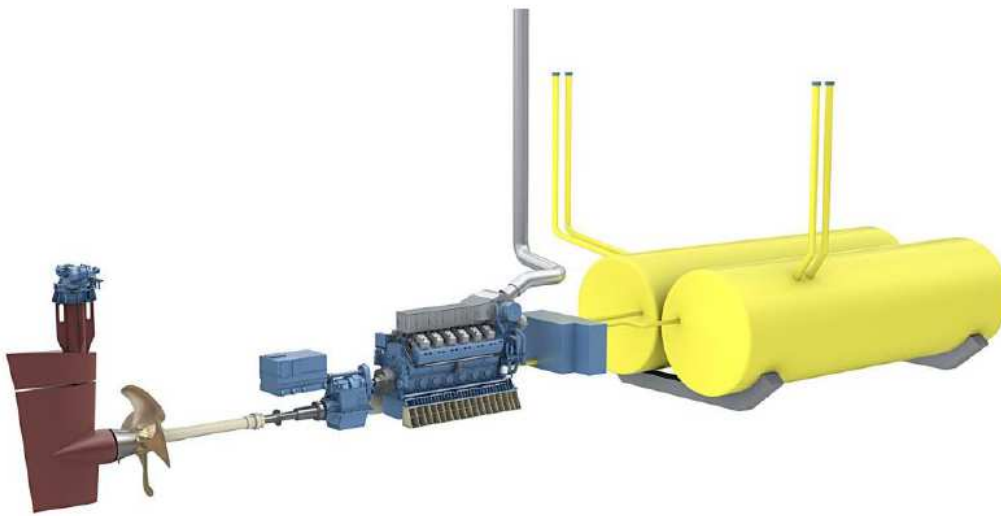
La propulsión a gas lleva funcionando desde hace muchas décadas en los buques gaseros, originalmente equipados con turbinas. Sin embargo, en buques no gaseros es todavía una tecnología incipiente. El primer buque no gasero en utilizar un motor de gas fue un RoRo con operación en Noruega, llamado Glutra en el año 2000.

Los motores de combustión interna pueden funcionar siguiendo dos ciclos termodinámicos, el ciclo Diesel (la explosión del combustible en el interior del motor se produce por la compresión de la mezcla: encendido por compresión) y el ciclo Otto (la explosión del combustible se produce tras una chispa o adición de un producto inflamable

que lo enciende: encendido por chispa), existiendo además motores que funcionan en ciclos de dos tiempos y otros en ciclos de cuatro tiempos.

Los tres tipos de sistemas propulsivos que permiten el uso de GNL como combustible se pueden clasificar en: motores duales de cuatro tiempos semi-rápidos, duales de dos tiempos lentos, turbinas de vapor y turbinas de gas.

La turbina de vapor ha sido clásica utilizada en buques metaneros, con un gran consumo. Las turbinas de gas usan sobre todo instalaciones de tierra con poca presencia en el sector naval. De manera, que nos vamos a centrar en las dos primeras soluciones.



*Sistema de propulsión de GNL*

Los motores duales pueden funcionar con gas o con combustible tradicional, gasolina??? o diésel/fuel oil. Los llamados bi-fuel utilizan el ciclo Otto y están preparados para trabajar con gas natural o gasolina.

Los grandes motores suelen ser de dos tiempos lentos. Su tecnología puede ser: inyección a baja presión o inyección a alta presión. Los motores más pequeños suelen ser de cuatro tiempos, rápidos o semi-rápidos. Hay dos tipos: pilot ignition en donde la ignición se produce con una pequeña cantidad de fuel y los spark ignited en los que la ignición se realiza con GNL.

Los motores duales de ciclo diésel pueden quemar tanto gas natural como diésel. En ellos la introducción de aire y gas natural se realiza en la fase de admisión y utilizan una

pequeña cantidad de diésel piloto para iniciar la combustión. En los duales de inyección directa, la introducción de aire se realiza en fase de admisión y la inyección simultánea de diésel y gas al final de la fase de compresión mediante doble inyector.

Los motores duales que pueden quemar tanto GNL como fuel son más flexibles al permitir al operador elegir el combustible en función de:

- Restricciones medioambientales según la zona geográfica
- Disponibilidad de infraestructura de GNL en los puertos de escala
- El precio de ambos combustibles

Un importante inconveniente tecnológico de estos motores es el fenómeno llamado methane slip. Este término designa el gas no quemado que sale mezclado con el aire por la exhaustación. El metano es un gas de efecto invernadero con efectos de entre 20 y 25 veces superiores al del CO<sub>2</sub>. Se reportan emisiones de entre 4 y 8 g/kWh para motores spark ignited y duales de baja presión (IHS 2014). Este efecto no se produce en modo diésel, sino sólo en el método de ciclo Otto de motores duales y spark ignited.

Todos los fabricantes importantes de motores están investigando como reducir este gas, regulando el tiempo de apertura de la válvula de admisión o utilizando cámaras de pre combustión para completar la combustión. Wärtsila y Rolls Royce aseguran haber reducido en hasta un 70% las emisiones de metano, frente a los diseños iniciales de motores duales.

### 5.3.3. Almacenamiento

Los barcos que utilizan gas natural como combustible necesitan tanques para el almacenamiento del GNL. Su capacidad depende de la autonomía deseable (función del tipo de servicio al que el barco esté destinado, del tamaño de la embarcación, y de la frecuencia de acceso a puntos de repostaje de combustible que presenten ventajas desde el punto de vista de calidad-cantidad-precio).

El almacenamiento de GNL a bordo representa una desventaja frente a los tradicionales combustibles líquidos (fueles y gasóleos), ya que:

- Dado que la densidad del GNL es de 0,43 t/m<sup>3</sup>, y aunque la poder calorífico del GNL es algo mayor que la de los combustibles líquidos tradicionales, el barco necesita almacenar aproximadamente el doble de volumen de combustible, en caso de usar GNL, para conseguir la misma autonomía que usando gasóleo o fuel-oil.
- Los depósitos de almacenamiento de GNL requieren un complejo aislamiento que hace que el volumen necesario para su alojamiento a bordo se incremente aún más.

- Los depósitos de almacenamiento de GNL, por diversos motivos estructurales y de funcionamiento de la mezcla interna de las fases líquida y gaseosa, suelen tener forma cilíndrica, por lo que los espacios perdidos en caso de alojarlos bajo la cubierta son mucho mayores que los que presenta un depósito de combustible líquido tradicional (razón por la que muchos barcos con motores a gas se diseñan con sus depósitos de GNL sobre la cubierta, con los problemas de estabilidad que de ello se deriva).

En el caso de los motores duales, es necesario contar con depósitos adicionales para los combustible líquidos, por lo que, finalmente, las necesidades de espacio de los depósitos de almacenamiento del GNL llegan a casi triplicar las necesidades de espacio de los depósitos de combustibles líquidos para una misma autonomía del barco.

#### 5.3.4 Medio de suministro

El suministro de fuel o gasóleo como bunker lleva existiendo desde hace décadas, sin embargo el suministro de GNL como bunker es algo novedoso, por lo que aún se están implementando los procedimientos tanto de construcción y manejo de GNL en gabarras dedicadas como el procedimiento de suministro de GNL a buques desde gabarras, camiones o tuberías.

En enero de 2015 la agrupación “International Association of Ports and Harbours” (IAPH) ha creado un procedimiento de suministro para los casos de camión-buque, gabarra-buque, y terminal-buque. Se puede encontrar en <http://www.iaphworldports.org/>

El código IGF se ha publicado en junio 2015 y aplicará al buque receptor.

Existen cuatro opciones para suministrar GNL a un buque:

- TPS (Termnal to Ship by pipeline): una tubería lleva el GNL desde los tanques de tierra al buque receptor.
- STS (Ship to Ship): utiliza una gabarra.
- TTS (Truck to ship): un camion cisterna suministra al buque receptor pequeñas cantidades. Típicamente será unos 40 m<sup>3</sup>aproximadamente.
- TCS (Tanks containers): utiliza contenedores móviles que albergan tanques de GNL.

Ship to Ship transfer (STS)



Figure 1 - STS bunkering  
Source: TGE

Truck to Ship transfer (TTS)



Figure 2 - TTS bunkering  
Source: Cryo AB

Terminal / Pipeline to Ship  
transfer  
(PTS)



Figure 3 - PTS bunkering  
Source: GASNOR

Portable tanks



Figure 4 - Portable tank bunkering  
Source: Marine Service GmbH

El Mercado de GNL como combustible se ha iniciado a través del método TTS en la mayoría de los puertos, puesto que es el que tiene un coste de inversión más pequeño y



además permite llegar a casi cualquier puerto cercano a un punto de carga. Este método solo se puede utilizar con el buque atracado en el muelle y para cantidades hasta un máximo de 200 m<sup>3</sup>. Los camiones que se utilizan son los mismos que transportan GNL por carretera a instalaciones terrestres y con una capacidad de unos 40 m<sup>3</sup>.

STS es el método que utiliza una gabarra que puede suministrar al buque tanto en el muelle como en zona de fondeo. Es el que requiere una mayor inversión para el suministrador, ya que requiere una fuerte inversión tanto en la construcción del buque o adaptación de la gabarra, como en la instalación en tierra para cargar la gabarra en caso de que no existiera. La cantidad típica de suministro es de entre 100 m<sup>3</sup> y 10.000 m<sup>3</sup>.

Cepsa y Flota Suardiáiz participan en un plan estratégico para el diseño y construcción de una gabarra para el suministro de gas natural licuado en España. El proyecto forma parte del programa Core LNGas Hive, seleccionada por la Comisión Europea y cuyo objetivo trata de desarrollar una cadena logística de GNL que permita impulsar la utilización del gas como un combustible para el transporte marítimo.

La primera gabarra empezará a funcionar en el puerto de Barcelona, a partir de 2018. Cepsa se convertirá así en la primera suministradora de este combustible “ship to ship”, a través de gabarra multiproducto. El puerto catalán será el primero del sur de Europa que pueda ofrecerlo, lo cual refuerza la posición de ambas entidades tanto en el ámbito nacional como en el europeo.

El método TPS se utiliza para grandes buques receptores de GNL, ya que deben ser compatibles para conectarse a los brazos de carga de la terminal con grandes capacidades de bombeo. Las instalaciones son permanentes. Por otro lado, se muestran flexibles en cuanto a la cantidad a suministrar.



Gabarra de Suardiaz de GNL

La siguiente tabla muestra los métodos de suministro más apropiados en función del tipo de barco.

Type of vessel	Type of Bunkering			
	STS	TTS	PTS	Portable Tank
	Ship to ship	Truck to ship	Terminal pipeline - ship	
Ropax / RoRo	Mejor solución	Solución no adecuada	Factible pero no la mejor	Mejor solución
Tugboat	Solución no adecuada	Mejor solución	Mejor solución	Solución no adecuada
Coastal tankers / Bulk Carriers	Mejor solución	Solución no adecuada	Solución no adecuada	Solución no adecuada
Container Feeder vessel	Mejor solución	Factible pero no la mejor	Factible pero no la mejor	Mejor solución
LNG Feeder vessel	Mejor solución	Solución no adecuada	Mejor solución	Solución no adecuada
LNG Bunker vessel	Mejor solución	Factible pero no la mejor	Mejor solución	Solución no adecuada
LNG Tankers	Factible pero no la mejor	Solución no adecuada	Mejor solución	Solución no adecuada
Coast Guard vessel	Factible pero no la mejor	Mejor solución	Factible pero no la mejor	Solución no adecuada
Offshore supply vessel	Factible pero no la mejor	Mejor solución	Factible pero no la mejor	Factible pero no la mejor
Small passenger ship	Factible pero no la mejor	Mejor solución	Mejor solución	Solución no adecuada
Large fishing vessel	Mejor solución	Factible pero no la mejor	Mejor solución	Solución no adecuada
VLCC	Mejor solución	Solución no adecuada	Factible pero no la mejor	Solución no adecuada

Mejor solución

Factible pero no la mejor

Solución no adecuada

### 5.3.5. Precio

El precio del bunker normalmente es másico (usd/Mt) y el del GNL es en unidades de energía. Por lo que se hace difícil compararlos. Para el precio del GNL se utilizan unidades de energía (Usd/MMBtu) ó (Usd/KWh).

En una fórmula de compra de GNL intervienen:

$$P=P (\text{Brent, PCS, costes logísticos})$$

El factor más sensible sobre el precio del GNL es el PCS (poder calorífico superior), medido en KWh/m3. Este factor depende de la energía contenida en el gas y no se conoce hasta una vez cargado en la cisterna/gabarra. Es el que más influye en el coste de la cisterna. Su rango de variación en el sistema español es de entre un 10,26 y 13,26 KWh/m3, con valores típicos para el GNL en torno al 11,5-12,5. Esta es una de la razones por las que el precio se da en energía y no en volumen.

Si queremos comparar un precio en energía con otro en unidades de volumen o de masa, tendremos que asumir valores para sus variables fundamentales (PCS y factor de compresión). Debemos manejar los siguientes parámetros:

Densidad del gas.....0,42 ton/m3GNL

Factor de compresión (m3gas/m3GNL) = (1PCS)\*(293,07 Kwh/MMBtu/0,042 m3GNL/MMBtu)

La conversión de energía 293,07 Kwh/MMBtu es un valor constante.

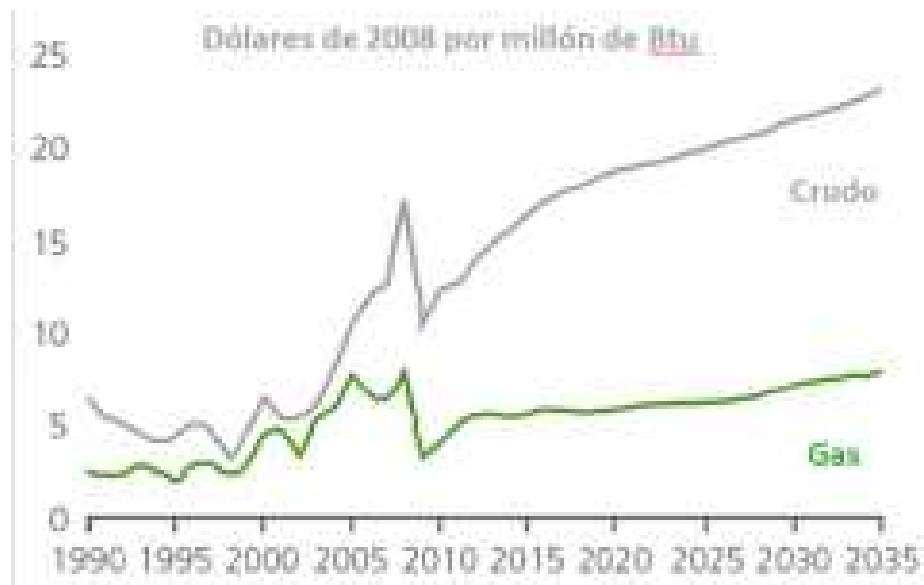
Para pasar del precio de un producto de Usd/mt a Usd/MMBtu, tenemos que poder usar el poder calorífico del producto y una relación de conversión energética constante.

GJ HFO/ton	42,4
GJ LSFO/ton	43,8
GJ MGO/ton	45,4
MMBtu/GJ	0,95
m3LNG/MMBtu	0,043
MMBtu/kWh	0,003412142

$$P (\text{Usd/MMBtu}) = P \text{ IFO 380 (Usd/t)} * (1/PC) * (1/K)$$

Tras consultar con los principales suministradores de GNL en España, el precio de mercado de en el Mediterráneo para GNL entregado por camión a un nivel de Brent de unos 106 usd/bbl??? No es muy alto???, podría estar en torno a unos 37 Eur/MWh, lo que supone unos 13,5 usd/MMBtu, para una distancia recorrida por el camión no superior

a 50 kms. Como vemos, esta referencia informal, sigue siendo menor que la anterior referencia de precio para el gasóleo de 21,9 usd/MMBtu, e incluso inferior al precio del fuel de alto azufre de 14,9 usd/MMBtu.



*Previsión de la evolución del precio del GNL en Europa*

En el coste del producto también influyen los costes de la infraestructura necesaria para suministrar GNL a un buque que son realmente altos. Esto hace que se está desarrollando este mercado de manera lenta.

Dichos costes dependen de 3 factores, la dimensión y tráfico del puerto, el tipo de buque más frecuente y su demanda de combustible y por último si en el puerto ya existía con anterioridad una terminal de GNL.

La inversión en estas infraestructuras se ve condicionada a las ayudas estatales o también a si el suministrador tiene ya firmado un contrato de suministro a largo plazo con un cliente que le sirva para cubrir al menos sus costes fijos.

El modelo de negocio de terminales de GNL en puerto depende de tres factores:

- La demanda marítima regional para GNL
- Disponibilidad y tipo de terminales cercanas
- La demanda por los interesados no marítimos

Este último factor tiene gran importancia en la viabilidad de cualquier gran terminal de importación que combina el suministro de GNL a buques con las actividades de importación.

## 5. Comparación de alternativas

Como hemos visto a partir del 1 de enero de 2020 todos los buques deberán consumir combustible con un contenido de azufre menor del 0,5%S, fuera de las zonas ECA donde hay que consumir combustible con un nivel de azufre menor a 0,1%S.

Vamos a ver las ventajas e inconvenientes de las tres alternativas que hemos visto.

### 6.1. Uso de gasóleo

Ventajas:

No se requiere una inversión inicial importante.

Desaparece la necesidad de pretratamiento del combustible, algo que sí se requiere con el fuel.

Es una de las alternativas que mas reduce las emisiones. En concreto, las reducciones estimadas de emisiones son SOx son de un 70%-80%, emisiones PM un 80% y emisiones NOx un 10-15%.

Por el mayor poder calorífico del gasóleo frente al HFO, el consumo se reduce en un 5%.

Disminuye el volumen de generación de residuos a bordo procedentes del fuel.

No tiene los problemas de incompatibilidad entre combustibles, que sí presentan los fueles.

No presentan los problemas de calidad debido a impurezas que sí tienen el HFO, como los altos niveles en sedimentos, cenizas y aceites.

Disminuye el mantenimiento en general.

Inconvenientes:

El precio del MGO es sobre unos 200 usd/tn superior al del HFO.

Se desconoce si va a existir disponibilidad suficiente de MGO en las refinerías.

Un aumento de la demanda produciría un aumento en el precio si no se aumenta la producción.

## 6.2. Uso del Gas Natural Licuado

### Ventajas:

Encontramos algunas ventajas comunes al uso de gasóleo como consecuencia de dejar de quemar HFO.

Desaparece la necesidad de un pretratamiento del combustible como si necesita el fuel.

Es una de las alternativas que más reduce las emisiones.

Se disminuye el volumen de generación de residuos que sí produce el fuel.

No tiene problemas de compatibilidad que sí tiene presentan los fueles.

No presenta la mayoría de los problemas de calidad por impurezas que sí tienen los fueles.

### Ventajas específicas del GNL:

El precio actual del GNL es inferior al del MGO y del HFO.

La tecnología propulsiva con GNL ha sido utilizada desde hace décadas por los buques metaneros, por lo que el sistema está ya probado. Esto es cierto para la turbinas y no los motores duales que son de ayer mismo

Un motor en el modo solo gas es el que mayor reducción de emisiones produce de las tres alternativas. Entre un 85-90% de reducción en NOx y casi un 100% para PM y SOx.

### Desventajas:

El coste de la inversión es el más alto de las tres alternativas. Motivado sobre todo por los costes de almacenamiento y la instalación criogénica.

Este tipo de instalación requiere aproximadamente 3,5 veces más espacio a bordo para almacenar el GNL en condiciones criogénicas, respecto al volumen que se necesita para almacenar el combustible tradicional. Este factor no tiene en cuenta el volumen requerido para los equipos de preparación del gas y regasificación para su consumo. La pérdida de ingresos por un menos espacio de carga podría ser de un 3%.

El fenómeno del “metano slip” no esta totalmente controlado. Este escape de metano producido por restos de combustible no quemado tiene un efecto potencial sobre el calentamiento global de aproximadamente 23 veces mayor que el CO2.

El tratamiento del boil off en periodos de no utilización del buque no está del todo resuelto.

Excepto en Europa del Norte y ciertos proyectos específicos, no existe una buena infraestructura desarrollada para el suministro del GNL.

Faltan programas de entrenamiento y aprendizaje sobre el manejo de este combustible para tripulaciones que solo han tratado con combustibles tradicionales.

### **6.3. Uso de scrubbers**

Ventajas:

El buque puede seguir consumiendo HFO, un combustible más barato que el MGO y el GNL.

La disponibilidad de HFO a día de hoy es buena.

La huella de carbono del uso del scrubber es mejor que el uso de destilados, ya que para producirlos, la refinería debe antes desulfurarlos mediante un proceso que tiene unas considerables emisiones de CO<sub>2</sub>.

Desventajas:

La inversión inicial en estos equipos es alta.

Los costes de operación también son más altos que en cualquiera de las otras dos opciones. Se incrementará el consumo de MGO en los motores auxiliares para dar potencia a estos equipos, así como un consumo de químicos y costes de su descarga adicionales.

En los equipos de circuito híbrido y abierto, se requiere la descarga de residuos químicos. En ciertos países existen legislaciones que no permiten ninguna descarga.

En caso de no permitir descargas en puerto, solo se podrán utilizar equipos con circuitos cerrados o híbridos. Estos equipos requieren de mayor espacio para ubicar tanques de agua dulce y de sosa cáustica. Estos equipos, aunque menos, también generan residuos químicos. Por lo tanto se deberá disponer de algún puerto en el que se puedan descargar residuos.

Un aspecto que está retrasando a esta alternativa son los requerimientos del Estado de Bandera y de la Sociedad de Clasificación, puesto que en mayo de 2015 la OMI realizó algunos cambios.



El espacio requerido para estos equipos es grande. Se debe buscar la localización idónea sin que merme la capacidad de carga comercial del buque o comprometa la estabilidad del mismo.

Estos equipos requerirán un mantenimiento especial debido a la naturaleza de los gases de escape y su localización.

El uso de scrubber no cumple con las limitaciones de NOx y Cox, por lo que se deberán instalar equipos adicionales de reducción de dichas emisiones (EGR y SCR).

El buque debe de tener la opción de consumir MGO en caso de que el equipo scrubber falle.

Aún no se sabe si los fabricantes tendrán la capacidad de montar tantos equipos como el mercado demande.

## 6. CONCLUSIONES

A partir del año 2020 tanto la tecnología de los scrubbers como el consumo de GNL son las más convenientes en el caso de nuevas construcciones. En general es más conveniente la inversión en GNL para buques pequeños con navegación regular por puertos con infraestructura suficiente para el suministro de GNL. Mientras que para buques grandes y navegación tramp, la tecnología más conveniente serán los equipos scrubber.

El único combustible cuyo consumo cumple con al nueva regulación OMI a partir del año 2020 es el gasóleo del 0,1%S. No existirán fueles de tan bajo contenido de azufre con un precio menor que el gasóleo, ni en la cantidad suficiente para hacer frente a la demanda del sector marítimo.

Si los buques no invierten en nuevos sistemas de propulsión se verán obligados a cambiar su actual consumo de fuel por gasóleo. Este cambio conlleva riesgos en diversos ambitos.

La demanda potencial anual de gasóleo en el Mediterráneo aumentará en 12,12 MTA a partir del año 2020 si los buques no invierten para cambiar su sistema propulsivo. Este incremento supone el 43% del total de demanda de gasóleos que hubo en España en el año 2013 y un 3,2 del consumo europeo de destilados medios de 2014.

El aumento de la demanda de gasóleo supondrá un cambio sin precedentes en el mercado de la oferta y demanda tanto de destilados medios como de fueles a nivel mundial con fuertes repercusiones en los precios.

En términos brutos de extra coste por el consumo de gasóleo, el sector más afectado será el de los portacontenedores. Pero en términos proporcionales a su cuenta de explotación y de perdida de competitividad, serán las líneas de transporte de corta distancia (short sea shipping).

La inversión en scrubbers obtiene un plazo de recuperación menor para buques grandes. Por el contrario la inversión en propulsión GNL obtiene plazos de recuperación menores para buques de pequeño tamaño (ferries, RoRos y cruceros pequeños).

El plazo de recuperación de la inversión en scrubbers y en propulsión GNL con respecto al consumo de gasóleo se acorta siempre que el diferencial entre el precio del fuel y del GNL y el del gasóleo se amplía.

