



MÁSTER EN NEGOCIO Y DERECHO MARÍTIMO

37° EDICIÓN 2020-2021

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

Transición Ecológica: Análisis y optimización de la cadena logística de combustibles alternativos en el Estrecho de Gibraltar, en la operación en puertos y *bunkering* de buques.

Autor: Adolfo Lama Rodríguez, Abogado.

Director: José Poblet Martínez, Ingeniero Naval.

Convocatoria Ordinaria.

Diciembre de 2021

Resumen:

(Español) La descarbonización de la economía requiere una reconversión energética en la próxima década con implicaciones en todos los sectores. La fijación del mix energético que se pretende para 2030 junto con un elenco normativo desde el inicio que ofrezca seguridad jurídica y estabilidad al sector empresarial e industrial serán los motores que permitan cumplir con los compromisos que se ha fijado España. En el ámbito marítimo, la Organización Marítima Internacional (en adelante, OMI) se ha propuesto una estrategia inicial ambiciosa, que concibe, en particular, reducir la intensidad del carbono del transporte marítimo internacional (es decir, reducir las emisiones de CO₂ por trabajo de transporte, como promedio para todo el transporte marítimo internacional, en al menos un 40 % de aquí a 2030 comparado con los niveles de 2008 para cada buque, y proseguir los esfuerzos hacia el 70 % de aquí a 2050 comparado con los niveles de 2008, para todo el tráfico marítimo) y reducir el total de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) anuales en al menos un 50% de aquí a 2050 comparado con los niveles de 2008.

El panorama internacional y más aún el europeo, debido a las medidas adicionales consideradas por la Unión Europea (UE) a través del paquete “Fit for 55”, está ante uno de los retos más importantes de su historia, conseguir la descarbonización del sector, cuando además es un sector en auge y las previsiones de la utilización del transporte marítimo indican un aumento de su cuota frente a otros tipos de transporte.

El abanico de soluciones disponibles para los armadores a día de hoy es limitado, a medio largo plazo se vislumbra diferentes opciones que serán las soluciones a las emisiones cero, pero a día de hoy estas tecnologías no están disponibles y es donde un combustible, como el Gas Natural Licuado (GNL), permite acortar el camino hacia la descarbonización y ser un combustible de transición hacia los gases renovables como el BioLNG, SynLNG o el H₂.

Con este objetivo, la utilización del GNL como combustible marino permite alcanzar cotas de descarbonización altas que requieren el despliegue de infraestructuras portuarias en las rutas de navegación.

En ese escenario, el Estrecho de Gibraltar, por su situación geoestratégica en el tráfico marítimo, es un enclave ideal para el desarrollo del mercado de *bunkering* de GNL en la península Ibérica.

(Inglés)

Economy decarbonization requires a structural energy conversion in the next decade with all the sectors involved. The fixing, from the beginning, of the expected 2030 energy-mix, together with a legal corpus providing security and stability to the industrial and business sector, will be the driving forces to reach the commitments adopted by Spain. In the maritime sector, the International Maritime Organization (IMO) has adopted an ambitious initial strategy that pretends, in particular, to reduce the intensity of the carbon use in maritime international transport (that means to reduce the CO₂ emissions in each transport journey as a media for all the maritime international transport in at least 40% from now to 2030, compared with 2008 levels for each vessel, and to continue with the efforts towards a 70% from now to 2050 compared with 2008 levels, for all the maritime traffic) and to reduce the total greenhouse gases (GHG) annual emissions in at least a 50% from now to 2050 in comparison with 2008 levels.

International scene, and even more, European scene, due to additional measures taken by the European Union (EU) through the “Fit for 55” package, is dealing with one of the more important challenges of its history, to reach the sector decarbonization, at the time maritime is a growing activity and the previsions of the use of maritime in transport are increasing with regard to other means of transport.

The range of solutions available for shipowners today is limited, hoping to obtain new zero emission options in a medium-term buy not today, so that is where the use of fuels as Liquefied Natural Gas (LNG) let shorten the path to decarbonization and enable to be a fuel in transition through renewable gases as BioLNG, SynLNG or to H₂.

With such a target, the use of LNG as a marine fuel allows to obtain high decarbonization levels that require deployment of port infrastructures in the shipping lanes.

In this stage, the Strait of Gibraltar, due to its geostrategic situation in the marine traffic, is an ideal location to develop GNL bunkering market in the Iberian Peninsula.

Palabras clave: Descarbonización; mix energético; reconversión; Ley de Transición; Objetivo OMI; GEI; GNL marino; *Bunkering*; Estrecho de Gibraltar.

Key words: *Decarbonisation; energy mix; energy conversion; Transition Law; IMO targets; GHG; marine LNG; Bunkering; Strait of Gibraltar.*

ÍNDICE

Nota del Autor

- I. A modo de fábula.
- II. La situación actual. Preparación para una década.
- III. La reconversión del mix energético. La descarbonización completa.
- IV. La reconversión industrial, empresarial y económica.
- V. Los instrumentos jurídicos de la reconversión energética.
- VI. La solución del GNL y el caso concreto de la península Ibérica; en particular, el Estrecho de Gibraltar.
 1. El gas natural. Transporte marítimo.
 - 1.1. Características físicas del gas natural.
 - 1.2. Aplicaciones del gas natural.
 - 1.3. Historia del gas natural licuado en el transporte marítimo.
 - 1.4. Evolución de los precios del gas natural.
 - 1.5. Licuefacción.
 - 1.6. La carga en tanques. Sistemas de extracción *boil-off*
 - 1.7. Cuantificación de la descarbonización.
 2. El gas natural como combustible marítimo.
 3. Logística y cadena de valor del GNL.
 4. Regulaciones actuales que inciden sobre el GNL.
 - 4.1. Normas bajo los auspicios de la OMI: Convenio MARPOL, Estrategia inicial y OMI 2020. Plan de acción del Mediterráneo.

- 4.2. Normas UE. El *bunkering* como servicio portuario.
- 4.3. COP26.
- 4.4. Normativa española de apoyo al *bunkering* de GNL.
- 5. El GNL dentro del mercado de combustibles marinos.
- 6. *Bunkering*.
 - 6.1. Alternativas de suministro: Tipos de *bunkering*
 - 1. TTS
 - 2. MTTTS
 - 3. STS
 - 4. PTS
 - 5. CTSVentajas e inconvenientes de cada tipo de *bunkering*.
 - 6.2. Fases del *bunkering*.
 - 6.3. Normativa asociada al *bunkering*.
- 7. Recursos de España para el desarrollo del GNL marino.
 - 7.1. Experiencia 50 años (Enagás).
 - 7.2. Infraestructuras disponibles.
 - 7.3. Mercados económico y regulatorio: MIBGAS, TVB, PVB, CNMC.
- 8. Estudio de demanda potencial de LNG *bunkering*.
 - 8.1. Posición de los puertos españoles en el servicio de *bunkering*.
 - 8.2. Estudio en el Estrecho de Gibraltar. Puertos de Gibraltar, Algeciras, Huelva y Ceuta.
- 9. Propuesta de *bunkering* de GNL en la Bahía de Algeciras.
 - 9.1. Contexto.
 - 9.2. Proyectos en marcha.
 - 9.3. Entorno portuario sostenible en la Bahía de Algeciras.
 - 9.4. Puesta en marcha.

9.4.1. Primera etapa: 2021-2025.

9.4.2. Segunda etapa: 2025-2030.

9.4.3. Tercera etapa: 2030 y posterior.

VII. Conclusiones e inclusiones.

VIII. Bibliografía e índice de siglas y abreviaturas.

IX. Apéndice. Normativa asociada al *bunkering*.

NOTA del autor.

Como culminación y último acto de la 37 edición del Máster en Negocio y Derecho Marítimo que he tenido el inmenso honor de cursar, bajo la dirección el Instituto Marítimo Español y de la Universidad Pontificia de Comillas y el auspicio de mi compañía Enagás, a continuación, les presento e introduzco en el contenido del presente Trabajo de Fin de Máster (TFM).

Tras un inicio “*a modo de fábula*” (**Capítulo I**) , en recuerdo del profesor don José Luis Pérez de Ayala, Catedrático de Hacienda Pública cuya docencia y aprendizaje recibí en el año 1993 en mis estudios de licenciatura, donde, como punto de partida, pretendo trasladar al lector la necesaria evolución de la técnica y de la tecnología en el desarrollo histórico del transporte marítimo, con el avance que supuso el barco de vapor para la rapidez y la eficiencia del comercio marítimo respecto de su antecedente el barco de vela, con un método deductivo (de lo general a lo particular), partiendo de la situación actual (**Capítulo II**) en el contexto de la transición ecológica y energética que ya está transitando en el marco de la Unión Europea y del Estado Español, con el inexorable objetivo de la descarbonización y la inherente reconversión del mix energético (**Capítulo III**) con sus consecuencias en la industria, en la empresa y en la economía general (**Capítulo IV**), y las referencias necesarias a los instrumentos jurídicos de dicha reconversión (**Capítulo V**), atraco y amarro en Puerto (**Capítulo VI**), ya de lleno en el ámbito marítimo, con una propuesta de actuación empresarial a fin de dar cumplimiento al objetivo de la descarbonización, demostrando que no es sinónimo de electrificación, y que se traduce en la solución del GNL como combustible marítimo que, compadeciéndose con el medio ambiente, permite como solución técnicamente probada el mantenimiento de las condiciones de bienestar de la sociedad en general. Finalmente, se exponen la conclusiones e inclusiones (**Capítulo VII**), concluyendo el texto académico, de acuerdo con las “Reglas para la redacción de Trabajos de Fin de Máster”, con la bibliografía referida en la elaboración de este trabajo.

El presente trabajo de fin de máster se realiza con un único objetivo de investigación académica, bajo el mandato de realizar el estudio de un tema relacionado con el Máster en Negocio y Derecho Marítimo cursado. A estos efectos, se aportan y analizan los datos y fuentes públicas citados en la bibliografía, sin que la veracidad de sus inclusiones pueda ser cuestionada por este alumno, ni puedan ser considerados afectados los derechos de propiedad intelectual que protejan dichas obras.

Así mismo, la propuesta de *bunkering* de GNL en la bahía de Algeciras es una elaboración teórica, en mi condición de alumno, basada en el estudio de los capítulos anteriores, que no debe ser considerada como profesional, ni puede ser utilizada o interpretada con fines empresariales que puedan afectar a los negocios de las empresas citadas o hipotéticamente afectadas.

En suma, este TFM, sin dejar de lado ni perder de vista al Derecho, al ordenamiento jurídico, en su definición Kelseniana como “conjunto ordenado y coherente, al menos tendencialmente y sin perjuicio de anomias o antinomias, que hacen que el ordenamiento sea inteligible en el sentido de prever un comportamiento predecible que siempre tenga respuesta (plenitud) y que sea una respuesta única (univocidad)”, persigue y pretende demostrar una visión más de negocio que a la par cumpla los objetivos de descarbonización manteniendo la eficiencia del transporte marítimo.

Hace ya bastantes años que *aprehendí* que el avance conjunto, íntimamente unido, de la Ciencia, en este caso la Ingeniería, y el Derecho, han sido el sustento de nuestra evolución y de la mejora continua de nuestro bienestar desde la revolución industrial del siglo XIX.

No quiero dejar de referirme en esta nota a los compañeros tanto del Máster como de Enagás, que me han ilustrado y con los que he aprendido en este bello mundo del negocio marítimo. Tanto mis compañeros Miguel Vega y Jorge Llovo, alumnos, como mis compañeros de Enagás, Guillermo López Álvarez de Cienfuegos, Carlos Fueyo y Rafael Rodríguez Añino, han contribuido, compartiendo inquietudes y dudas, a enriquecerme y a mejorar este trabajo.

Finalmente, todo mi agradecimiento a José Poblet Martínez, Ingeniero Naval, director de este TFM, reconocido profesional en el mundo marítimo, que ya desde el año 2013, compareciendo ante las Cortes Generales como experto, demostraba su conocimiento no sólo del marítimo en general sino de la utilización del GNL como combustible marino, tal y como recoge el diario de sesiones y el Boletín Oficial de la Cortes Generales de 2 de abril de 2014, resaltando la necesidad de hallar soluciones al transporte que sean económicamente rentables, pues en otro caso se producirá una pérdida de competitividad respecto del resto de economías del mundo.

A mi mujer, jurista, de las que, cotidianamente, con su deontología, ennoblece esta gremial profesión, que también compartimos.

I. A MODO DE FÁBULA.

Como he anticipado en la nota introductoria, en recuerdo del profesor don José Luis Pérez de Ayala, Catedrático de Hacienda Pública, a fin de recordar la historia de la evolución y la innovación del transporte marítimo, a continuación extracto de la colección “Grandes Inventos Contemporáneos número 4: El barco de vapor”¹, la siguiente ficha:

4 Grandes Inventos Contemporáneos

Innovación en los transportes marítimos

EL BARCO DE VAPOR

Aunque los veleros fueron las embarcaciones dominantes hasta finales del siglo XIX, la aplicación de la máquina de vapor a la propulsión de embarcaciones fue un acontecimiento de importancia capital para la historia del transporte mundial.

Primeras hazañas, primeros héroes

La idea de utilizar la potencia motriz del vapor para propulsar barcos es antigua. Blasco de Garay, marino español de origen vasco muerto hacia 1552, fue el primer europeo que aplicó a los navíos la rueda de paletas, conocida ya en China. En 1543 navegó unas tres o cuatro leguas en dos horas con el *Invencible* en el puerto de Barcelona. Fue un experimento de “ciencia divertida”. De hecho, dejó a parte el proyecto de Denis Papin, inventor de la *marmita de Papin*, antecesora del autoclave, que en 1690 construyó un prototipo de máquina de vapor de pistón y un barco de vapor, sólo después de la invención de la máquina de vapor de Thomas Newcomen en 1712 nacerían proyectos eficaces.

La primera hazaña la realizó en 1763 Claude François, marqués de Jouffroy d'Abbans (Roches-sur-Lognon 1751 - París 1832), al hacer navegar el *Pyrscaphe*, un pequeño barco de vapor con ruedas, por el río Doubs, y más tarde, con un segundo barco equipado con una máquina Watt, remontó el curso del río Saona cerca de Lyon. Sus proyectos demostraron la viabilidad de la navegación a vapor. En Estados Unidos, país con muchos ríos navegables, John Fitch (Windsor, Connecticut, 1743 - Bardonia, Kentucky, 1793), botó en 1787 su *Perseverance*, el primer barco de vapor propulsado por hélice.

Su compatriota Robert Fulton (Little Britain, hoy Fulton, 1765 - Lancaster 1815), que patentó múltiples inventos, como el plano inclinado para sustituir las esclusas de los canales, además del submarino *Nautilus*, concibió su primer vapor en 1808. En 1807 logró que el *North River Steam*, con ruedas de paletas accionadas con vapor, y más tarde conocido con el nombre de *Clemson*, navegara 150 millas por el río Hudson, entre Nueva York y Albany. En 1811 sus vapores estaban en servicio en el río Mississippi: la imagen de los *steamboat* circulando por ese río, quedaría

inmortalizada en las novelas de Mark Twain.

A partir de la publicación de los trabajos del físico francés Sadi Carnot (París 1796 - id. 1832), con el título *Reflexions sur la puissance motrice du feu et les machines propres à développer cette puissance* (1824), la aplicación de la máquina de vapor a la navegación se generalizó ya que no sólo multiplicaba la energía de propulsión de un navío permitiendo comunicaciones rápidas, sino que, además, disminuía los peligros de los viajes al mantener un rumbo seguro en las maniobras y en las tempestades.

RECIBO DE ROBERT FULTON (KOBALVACHOVA PHOTOS)

LAROUSSE ABC BLANCO Y NEGRO Sun microsystems

1. *Grandes Inventos Contemporáneos número 4: El barco de vapor*, publicada por Editorial: Prensa Española ABC-Blanco y Negro, 1970.

La evolución de la tecnología y su necesaria ordenación por el Derecho con una regulación que alcance todos los ámbitos que exija la materia regulatoria, sobre todo en lo relacionado con los recursos esenciales y la doctrina de redes, junto con el menor perjuicio al medio ambiente, es un objetivo ineludible de la comunidad internacional.

Recientemente concluida la COP 26, el sector del transporte marítimo ha cobrado una gran relevancia por ser la actividad que mueve el 90% de las mercancías del mundo, en un planeta cada vez más globalizado, donde los intercambios comerciales se han multiplicado exponencialmente con el impulso del comercio digital, agravado durante la pandemia de COVID, y, en consecuencia, por ser uno de los sectores contaminantes en términos globales.

El objeto de análisis se centra en la contaminación producida por los combustibles, y los datos sobre calentamiento y emisiones de gases de efecto invernadero exigen, si queremos continuar con nuestra forma de vida actual, que el comercio se produzca ya con la menor huella posible, es decir, con una reconversión industrial en las flotas, las infraestructuras de suministro y la propia producción de combustibles no contaminantes, con las gotas de la clepsidra marcando la cuenta atrás para el avance tecnológico. La innovación en combustibles no contaminantes será la panacea de los compromisos medioambientales del Acuerdo de París para 2030, si bien quedan 8 años y la transformación tardará en llegar.

Ante ese panorama, el gas natural licuado, con su respeto medioambiental, por la seguridad y solidez de su suministro ya experimentado durante años y por las infraestructuras ya construidas, es el mejor combustible que, en este momento, puede adoptar la industria naval para iniciar la reducción de emisiones, al menos hasta que las tecnologías del hidrógeno, el amoníaco, los biocombustibles y el metanol tengan la garantía suficiente como para conformar una cadena de valor que pueda sustituir, en capacidad, eficiencia y economía, a los combustibles clásicos.

La preocupación de los países por el calentamiento frente al consumo irremediable de millones de humanos lleva a incluir, en nuevas normativas, futuribles que deberán probar en los próximos años su capacidad profética. Mientras tanto, otros problemas se ciernen

sobre el modelo existente, como la crisis económica, de suministros, de producción, los conflictos políticos de Estados productores de combustibles, etc.

Decía el Profesor Pérez de Ayala² en su “Ensayo a modo de Fábula” que “si un estudiante universitario pregunta a un profesor ¿Qué es la descarbonización? (en su caso era Hacienda), recibirá, probablemente, una respuesta distinta, según a quién haya interrogado.

Las siguientes páginas responden a la pregunta que yo me hago, respetando cualquier otra argumentación sobre la situación actual.

Comenzamos surcando los mares con barcos de vela, confiando en que los dioses del viento y de las olas se apiadaran de nuestro atrevimiento. Como dice la nota anteriormente transcrita, la idea de utilizar la potencia motriz del vapor para propulsar barcos tuvo su origen en el marino español Blasco de Garay en el s. XVI, pero no fue hasta el s. XIX cuando la aplicación de la máquina de vapor a la navegación se generalizó, ya que no sólo multiplicaba la energía de propulsión de un navío, permitiendo comunicaciones rápidas, sino que, además, disminuía los peligros de los viajes al mantener un rumbo seguro en las maniobras y en las tempestades. El avance fue palmario. A continuación, vino la combustión...

Ahora que todo lo logramos, cuando el desarrollo de la ingeniería naval venció a Eolo y a Poseidón, ahora debemos recuperar el favor de esos dioses, para que el mar siga siendo mar y el viento viento y el barco barco, con las mismas armas, la inteligencia humana, la fe en la ciencia y el amor al Planeta.

"A veces sentimos que lo que hacemos es tan solo una gota en el mar, pero el mar sería menos si le faltara una gota"

Teresa de Calcuta.

2. Pérez de Ayala, José Luis. “La Economía financiera pública”. Ed. de Derecho Financiero. 1987.

II. LA SITUACIÓN ACTUAL. PREPARACIÓN PARA UNA DÉCADA.

Los compromisos asumidos por España en el escenario internacional con respecto al clima y a la energía sitúan al país ante un reto modernizador semejante al que ya afrontó en los años ochenta del siglo XX y que vino en llamarse reconversión, entendiéndose, como lo hace la RAE, como la acción o efecto de volver a convertir o transformar, o como el proceso técnico de modernización de industrias.

En 2015 más de 150 Jefes de Estado y de Gobierno aprobaron en la Cumbre del Desarrollo Sostenible la Agenda 2030. El Acuerdo de París³, adoptado el 12 de diciembre de 2015, es el instrumento de acción de la política energética.

Esta Agenda contiene 17 objetivos de aplicación universal (Objetivos de desarrollo sostenible, “ODS”) que buscan lograr un mundo sostenible en 2030. No son jurídicamente obligatorios, pero los gobiernos se comprometen con ellos a establecer marcos nacionales para su logro, debiendo reportar los progresos en su consecución. Entre ellos, dos se centran en el sector energético y el clima, estando íntimamente relacionados:

- ODS 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.
- ODS 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

La Unión Europea, en cumplimiento de los objetivos internacionales y desde un punto de vista comercial de mejora de la competencia y el mercado interior, ya ha avanzado el trabajo. En 2016 la Comisión Europea presentó el paquete “Energía limpia para todos los europeos” (COM2016 860final) que se ha desarrollado a través de directivas y reglamentos que abordan los asuntos de eficiencia energética, energías renovables,

3. Acuerdo de París. Tratado internacional sobre cambio climático, adoptado por 196 Partes en la COP21 en París, el 12 de diciembre de 2015. Entró en vigor el 4 de noviembre de 2016. Su objetivo es limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de 2°C, preferiblemente a 1,5°C en comparación con los niveles preindustriales.

diseño del mercado eléctrico, seguridad de suministro y reglas de gobernanza para la Unión de la Energía, todo ello para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la proporción de renovables y mejorar la eficiencia energética en el horizonte 2030⁴.

EU Green Deal – a climate neutral Europe by 2050

• Objectives

- **Climate neutral Europe by 2050**, including shipping.
- Estimated **90% reduction in maritime transport emissions relative to 1990 needed by 2050**
- **European Climate Law** - key vehicle for future actions
- New overarching EU target for 2030; **original 40% reduction relative to 1990 increased to 55%**



• Fit for 55 package proposed by Commission on 14 July 2021

- Inclusion of shipping in **European Trading Scheme Directive**
- **Fuel EU Maritime Regulation**, part of strategy for sustainable and smart mobility: New policy measures to drive shift to low carbon fuels
- Revision of **Alternative Fuels Infrastructure Regulation**: Shore-side electricity and LNG in TEN-T core network ports by 2030 (electricity) and 2025 (LNG)
- Revision of **Energy Taxation Directive**: Ending tax exemptions for marine fuels

• Other Green Deal regulations

- **Taxonomy Regulation and Delegated Acts**: Sets conditions that an economic activity has to meet in order to qualify as sustainable, with implications for financing. This is undergoing expansion.
- **Zero Pollution action plan for water, air and soil**. Portfolio of pollution control measures to be put forward. No harmful pollution by 2050.

Fuente: DNV. 20 octubre 2021.

Como expresa el cuadro anterior, en el pasado verano la Comisión de la Unión Europea planeo crear 13 nuevos proyectos de ley o de reformas legales sobre las emisiones de gases de efecto invernadero. Este plan se ha denominado "Fit for 55", que se refiere a alcanzar un 55 por ciento menos de emisiones hasta 2030, en comparación con el año

4. Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) nº 663/2009 y (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directiva 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) nº 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Comunicación de la Comisión, COM/2018/773 final, "Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra".

de referencia, 1990. Ese objetivo climático fue acordado por los países miembros en diciembre de 2020.

Algunas de las previsiones normativas serán en los siguientes ámbitos:

- Ampliación de comercio de emisiones y normas más estrictas

Los buques deberán ser integrados en el comercio de emisiones. El precio de los derechos de emisiones aumentará y el número de derechos de contaminación disponibles deberá reducirse, todo ello recalculando el peso de la carga entre los Estados Miembros.

- Nuevo impuesto ecológico en las fronteras externas de la UE.

- Modificación de impuestos energéticos: fin de la exención al fuel marino.

- Para la navegación, la UE no planea cuotas para combustibles alternativos o turbinas a gas. Pero sí habrá objetivos climáticos fijos que las compañías navieras y los propietarios de navíos deberán cumplir en varias etapas. El combustible, y cómo lo usan, quedará a su criterio en un principio. Pero poco a poco, el tráfico naviero se integrará al comercio de emisiones. Uno de los combustibles elegidos podría ser el gas licuado.

El Reglamento de Gobernanza establece el procedimiento de planificación para cumplir con las metas previstas por la UE y sus Estados Miembros con la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático⁵ (CMNUCC) y el Acuerdo de París. La UE exige a cada Estado Miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 así como la Estrategia de Bajas Emisiones a largo plazo (2050).

España ha presentado a la Comisión el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima⁶ 2021-2030 (PNIEC) el 20 de enero de 2020, encomendando la coordinación de los esfuerzos al Ministerio para la Transición Ecológica, siendo la reducción de las emisiones

5. *Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, entró en vigor el 21 de marzo de 1994. Hoy son Partes de la Convención 197 países.*

6. *Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. BOE num. 77, de 31 de marzo de 2021.*

de CO₂ el principal vector de transformación del sector de la energía, a partir de la descarbonización del sistema energético.

Teniendo en cuenta los esfuerzos volcados en esta gesta, y considerando que, en la próxima década, los actores deben consensuar las acciones necesarias para alcanzarlos, podemos considerar que estamos ya inmersos en una nueva reconversión en nuestro país que, con el objetivo fundamental del rediseño del modelo energético, va a provocar cambios a todos los niveles y a afectar a toda la población y territorio.

Es en este momento inicial en el que queremos señalar la importancia de crear un marco jurídico sólido, omnicomprensivo, coherente, consensuado y que, con el apoyo de una gran mayoría de la representación política, permita afrontar los cambios que sean necesarios en los diez próximos años y estar preparados para los veinte siguientes, dotando de seguridad jurídica cada línea de trabajo para que los esfuerzos inversores se produzcan desde el inicio y permitan llegar a los resultados esperados. Así, queremos a continuación señalar algunos de los retos y dificultades que se deben encarar en las propuestas de normas que a la fecha están en preparación.

III. LA RECONVERSIÓN DEL MIX ENERGÉTICO. LA DESCARBONIZACIÓN COMPLETA.

España se ha impuesto como objetivo plausible la detención y reversión, en la medida de lo posible, de los efectos asociados al cambio climático, y para conseguirlo plantea una apuesta clara por la descarbonización completa como escenario alcanzable en 2050.

Al margen de la discusión sobre la ambición del reto propuesto, sobre todo cuando tenemos en consideración la penetración y desarrollo tecnológico, a día de hoy, de los posibles medios y tecnologías disponibles para conseguirlo, sí existe, o al menos eso aparenta ser, una certeza en la tendencia que debe tomar el mercado, la sociedad y la regulación.

La única realidad con certidumbre es que el objetivo de la descarbonización completa debe implicar a toda la sociedad, si, al menos, queremos optar al éxito en su implantación.

El ODS 7, incluido en el Plan de Acción para la Agenda 2030⁷, establece la situación actual de emisiones de CO₂ de España en las siguientes cifras: Las energías fósiles constituyen el 74% de la energía primaria, las renovables el 14% y la nuclear el 12% restante, proviniendo los GEI producidos por España en 2016 del sector energético en un 75%, en particular del transporte (28% de las emisiones totales) y de la generación eléctrica (18% de las emisiones totales). El carbón aporta el 12% de la energía primaria y el 17% de las emisiones totales de CO₂. El petróleo supone el 42% de la energía primaria y genera el 52% de las emisiones totales. El gas natural aporta el 20% de la energía primaria y genera el 15% de las emisiones totales, en particular concentrado en el sector industrial su uso, de donde se obtiene la conclusión empírica de que el uso de gas natural, si bien es perjudicial para el medio ambiente, es mucho menos perjudicial que la inmensa mayoría de los combustibles que, de acuerdo con el estado de la técnica, se consumen actualmente, pudiendo calificarlo como compasivo con el medio ambiente.

7. "Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030: Hacia una Estrategia Española de Desarrollo Sostenible", aprobado por Consejo de Ministros el 29 de junio de 2018.

Así pues, partiendo del escenario anterior, el compromiso del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para 2030 establece:

- 1) Reducción de emisiones de efecto invernadero respecto a 1990: 21% (40% objetivo UE).
- 2) Energía final renovable: 42% (32% objetivo UE) de la que el 74% es en generación eléctrica.
- 3) Mejora de la eficiencia energética: 39,6 % (32,5% objetivo UE).
- 4) Neutralidad climática en 2050, con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones de GEI y alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable.

La propuesta de España, integrando el compromiso del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, es poder alcanzar la descarbonización completa en el año 2050, para lo cual, el cambio del mix energético parece ser la única vía factible.

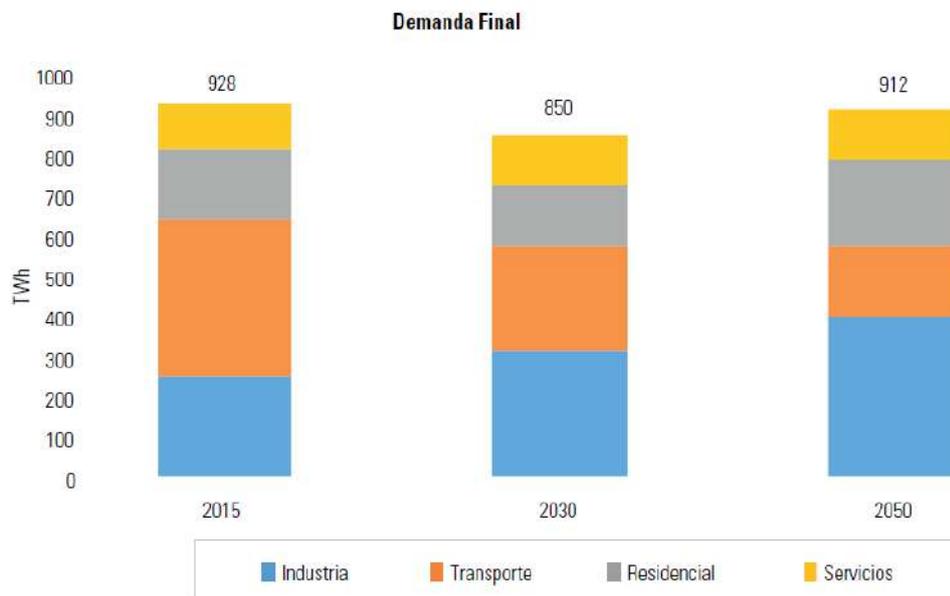
Reforzado lo anterior, dándole tintes de certidumbre, parece existir cierto consenso en que es previsible que el mix energético evolucione de manera natural hacia un nivel de penetración de energías renovables mayor al actual debido, en gran medida, a la alta competitividad en costes que las tecnologías renovables (solar fotovoltaica y eólica) están adquiriendo.

Esta tendencia debe venir acompañada, y potenciada, por el cierre paulatino de las centrales de carbón, motivado, esto último, no tanto por la imposición sino por dejar de ser competitivas por motivos ambientales debido a la penalización que supone incrementar los costes con la implantación de costosos equipos de captura de CO₂.

El escenario de descarbonización completa en 2050, puede denominarse, a su vez “Intensa” por la celeridad con la que deben adoptarse las medidas y las acciones que permitan desarrollar los diferentes ámbitos, tecnologías y actitudes que se requieren. Lo anterior sólo será posible incorporando el vector de desarrollo e implantación de la eficiencia energética.

El escenario de descarbonización completa parte de la premisa de que la energía final consumida se reducirá gracias a la introducción de tecnologías más eficientes, en función

del grado de madurez actual y potencial desarrollo de las mismas. En este escenario la demanda final de energía se reduciría en un 9% en 2030 y un 2% en 2050, respecto de la consumida en 2015. Si considerásemos, además, los necesarios cambios en el comportamiento de la sociedad, estas reducciones, sin duda, podrán ser mayores.



Fuente: Escenarios para el Sector Energético Español 2030/2050. Economics for Energy.

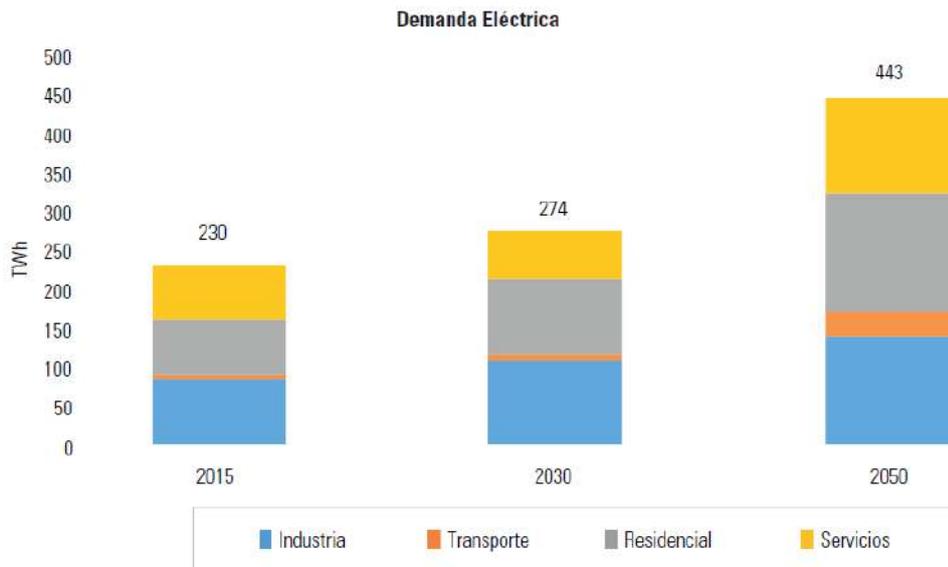
Si hablamos de energía primaria, tenemos 1.025 TWh en 2030 y 953 TWh en 2050 (un 30% y 35% inferior respecto a 2015), debido en gran medida a la previsión de penetración de las energías renovables.

Es fácil concluir, y diversos estudios van en esta línea, que la mayor parte de la mejora en la eficiencia energética global se alcanzaría mediante un intenso, cuantioso y costoso proceso de electrificación, siendo este muy significativo en los albores del 2050, horizonte para la cual se deberán haber completado los procesos de electrificación necesarios que permitan una descarbonización completa, en especial en el transporte y el sector terciario.

En la tabla siguiente se ilustra a modo de previsión, y en línea con los objetivos a alcanzar, el grado de electrificación por sectores. En dicha tabla se observa que en el año 2030 la demanda eléctrica no crece en la misma proporción, debido principalmente a las limitaciones que se han introducido a la electrificación de estos sectores.

Grado de electrificación de la demanda por sectores	2030	2050
Residencial	68%	74%
Servicios	51%	100%
Industria	34%	34%
Transporte	5%	79%

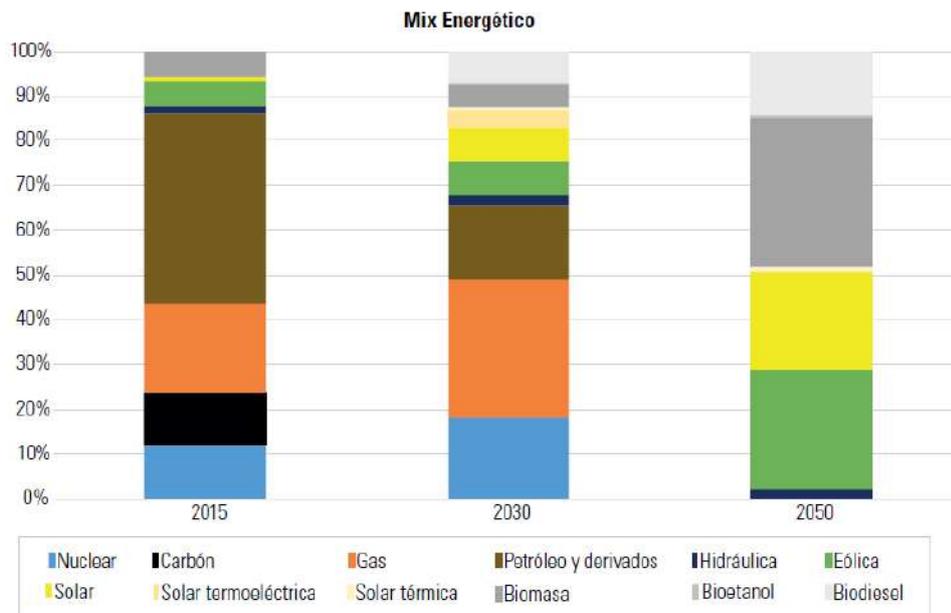
Fuente: Escenarios para el Sector Energético Español 2030/2050. Economics for Energy.



Fuente: Escenarios para el Sector Energético Español 2030/2050. Economics for Energy.

Una vez puesta encima de la mesa la potencial demanda a atender, queda plantearse con qué medios se satisface la misma, atendiendo además a que las tecnologías empleadas deben ser compatibles con la descarbonización del mix energético global y del mix eléctrico.

La siguiente gráfica muestra lo que debería entenderse como evolución del mix energético para alcanzar los objetivos planteados de descarbonización completa en 2050.



Fuente: Escenarios para el Sector Energético Español 2030/2050. Economics for Energy.

Estando llegando a término el año 2021 y con un horizonte de no más de 9 años, el escenario 2030, que permita alcanzar con éxito el ambicioso escenario de 2050, deberá pasar por verificar los siguientes vectores de control:

- Mantenimiento de las centrales nucleares a 2030 y retirada completa del carbón.
- El gas natural gana cuota, sin inversiones adicionales al no superar la capacidad de gestión del sistema, siendo esta la fuente de transición a todas luces más realista.
- Pérdida de la porción del petróleo relativa al transporte, al electrificarse un 10% del parque de vehículos ligeros.
- Las energías renovables aumentan considerablemente su participación en el Mix.
- Aparecen los biocombustibles⁸, necesarios si se quiere lograr la reducción de emisiones requerida.

Una vez alcanzado el año 2030, habiéndose verificado los vectores anteriores, debe darse otro salto, más ambicioso e intenso aún, y para el cual deberíamos estar preparados al haber cruzado con éxito el 2030, que es la descarbonización completa en

⁸ Considerando los biocombustibles y la biomasa como energías libres de carbono y gestionables, sin referirnos a la generación tecnológica en la que se encuentran o encontrarían. El estado del arte actual presentan problemas de emisiones de CO₂ indirectas.

el 2050, momento en el cual los combustibles fósiles “deben” haber desaparecido del mix.

Habiendo entendido la tendencia de la evolución de la demanda, y cómo se debe atender a la misma sin alejarse de los planteamientos de los ODS 7 y 13, es preciso analizar, por separado, el sector eléctrico del resto de los sectores energéticos.

En lo que respecta al resto de los sectores, siendo fundamentalmente el de la industria⁹ y en menor medida el transporte de mercancías, el reto pasa por alimentar la demanda térmica no electrificable.

En el caso de la industria, se piensa en diversas fuentes:

- La biomasa como conjunto de diversas tecnologías que podrían aportar calor renovable, aun siendo conscientes de la actual problemática asociada a esta fuente energética.
- El hidrógeno o gas de síntesis obtenido a partir de electricidad renovable, lo que elevaría la demanda eléctrica pero también reduciría los vertidos renovables del sistema eléctrico.
- El biogás procedente de residuos.
- La energía solar térmica de alta temperatura aplicada a procesos industriales.
- Y quizá otras tecnologías que no están disponibles actualmente.

En el caso del sector del transporte de mercancías, en particular del transporte por carretera de mercancías, podemos nombrar el uso de:

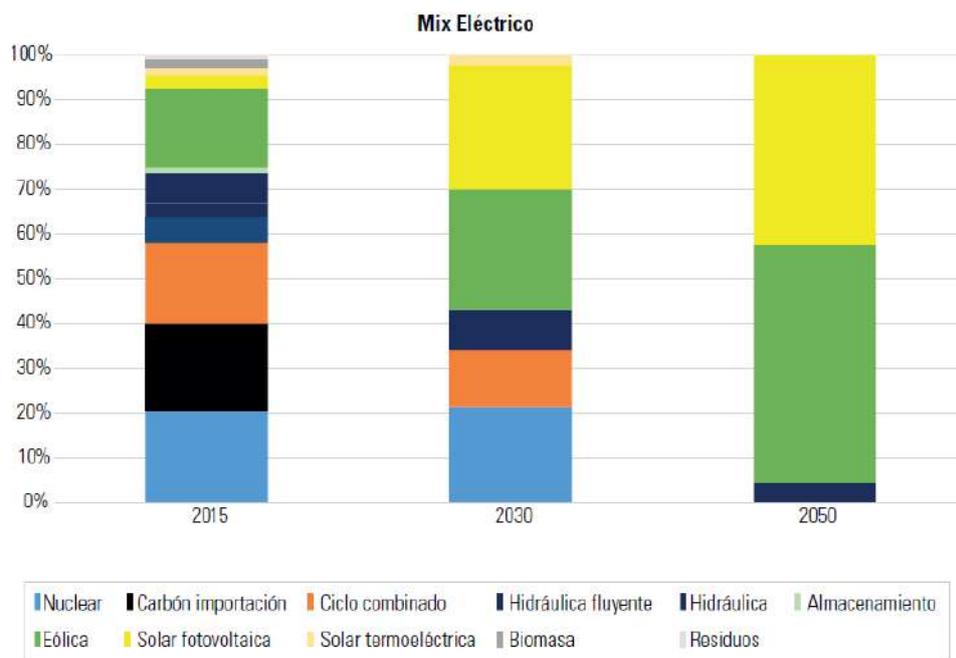
- Biocombustibles, no perdiendo de vista que al igual que la biomasa, a día de hoy, presenta distintos problemas ambientales indirectos no resueltos. No obstante, debemos enfatizar en este trabajo, la gran apuesta nacional actual por el Biogás, con

9. Actualmente un 57% de la demanda térmica corresponde a la industria, y un 30% al transporte de mercancías.

la Hoja de Ruta del Biogás¹⁰, impulsada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con 43 líneas de actuación para multiplicar por 3,8 la producción sostenible de este gas de origen renovable hasta 2030, que pretende el fomento del aprovechamiento del biogás en la producción de electricidad y calor útil – sobre todo para la industria–, y su transformación en biometano para consumo del transporte pesado y sustitución del gas natural de origen fósil.

- El hidrógeno, como alternativa más plausible, que alimentaría pilas de combustible.
- La electrificación, puesto que empiezan a aparecer noticias esperanzadoras en este campo de desarrollo.

El transporte aéreo o el marítimo presentan más complejidad, al no ser viables actualmente tecnologías libres de carbono, motivo por el cual este estudio justificará en su penúltimo capítulo el uso del GNL. El transporte de pasajeros, por su parte, se electrifica en este escenario casi al 100%.



Fuente: Escenarios para el Sector Energético Español 2030/2050. Economics for Energy.

Como se citaba anteriormente, para comprender cómo alcanzar el objetivo establecido, es necesario analizar cómo debe comportarse, o evolucionar, el sector eléctrico.

10. Hoja de Ruta del Biogás, impulsada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. En fase de consulta pública al cierre de este trabajo.

Haciendo una breve lectura de la Ilustración anterior, se observa cómo a 2030 es necesaria la instalación de 7 GW de energía eólica y 30 GW de solar fotovoltaica¹¹ para poder cumplir con el ambicioso objetivo de descarbonización total, alcanzando los 34 GW y 38 GW respectivamente.

El sistema mantiene las centrales nucleares, a único efecto de minimizar los costes totales, pero elimina totalmente el carbón. La estimación del escenario requiere de la instalación de 13 GW de potencia de respaldo, para mantener la potencia firme del sistema.

Finalmente, a 2050, asumiendo que el sistema eléctrico debiera estar totalmente descarbonizado, la generación de la mayor cantidad de electricidad básicamente será en base a generación eólica y la solar fotovoltaica. La potencia requerida es de 90 GW y 98 GW para eólica y fotovoltaica, respectivamente.

Este último escenario, fijado en el año 2050, y en el cual deberíamos tener un mix eléctrico totalmente descarbonizado, plantea cuestiones, en opinión de diversos expertos, sobre la viabilidad técnica de un sistema eléctrico fundamentalmente basado en fuentes energéticas variables.

Algunas simulaciones realizadas en el estudio “Escenarios para el Sector Energético Español 2030/2050¹²” apuntan a que sería necesario contar con, al menos, 42 GW de potencia despachable de respaldo, o con un nivel de almacenamiento equivalente.

Si además aplicamos la descarbonización en el sistema eléctrico, esta potencia despachable deberá ser alimentada con combustibles libres de CO_x, o bien optimizar, mediante almacenamiento (con bombeos, baterías, o conversión en hidrógeno) la producción renovable para que se adapte a la demanda, o, por último, activar la demanda para que sea ésta la que se adapte a la oferta y no al revés (aunque evidentemente el

11. *En el caso de la fotovoltaica la capacidad indicada viene limitada por la potencia máxima instalable anualmente.*

12. *Economics for Energy. “Escenarios para el Sector Energético Español 2030/2050”*

volumen de demanda a desplazar, y la frecuencia con la que sería necesario hacerlo, serían muy elevados).

En lo que se refiere a impacto ambiental en forma de emisiones atmosféricas, este escenario evidentemente logra unas importantes reducciones de las emisiones de CO_x, pero también de otros contaminantes como NO_x y SO_x.

En términos de CO_x la reducción a 2030 es muy significativa, aunque a un coste de 70 €/t CO_x (mayor que el previsto por ejemplo para el sistema de comercio de emisiones de la UE (ETS) en este período. En 2050 la reducción es completa, pero evidentemente el coste es mucho más elevado, alcanzando 560 €/tCO_x.

En cualquier caso, estos indicadores subrayan la magnitud del reto al que nos enfrentamos en lo que respecta a la descarbonización completa de la industria.

IV. LA RECONVERSIÓN INDUSTRIAL, EMPRESARIAL Y ECONÓMICA

Dentro del Plan Nacional Integrado, y en el documento de “*Estrategia para una Transición Justa*”¹³, se plantean varios instrumentos para afrontar la reconversión industrial que llevará consigo cuantiosas inversiones y decisiones sobre la adaptación o no de cada empresa en función de sus constantes empresariales. Para ello, se proponen instrumentos tales como la elaboración de un Plan Sectorial de Transición para la Industria que identifique los desafíos y oportunidades de la transición ecológica para sectores y subsectores industriales y proponga medidas de acompañamiento y apoyo necesarias en las áreas de I+D+i, financiación a inversiones en adaptación de procesos y productos, eficiencia energética, utilización de nuevas materias primas y fuentes de energía, apoyo a la renovación de bienes de equipo y tecnología, formación de trabajadores, etc.; un Plan Sectorial de Transición para el Transporte, un Acuerdo Estratégico del Sector de la Automoción, etc.

El conjunto de medidas propuestas en la Estrategia permitirá mitigar y afrontar algunos de los problemas que traerá la transición a nuestras empresas, si bien, sin que se materialicen en unas normas ya aprobadas, acuerdos y presupuestos firmes sobre la mesa, las empresas que no obtengan beneficios directos de la transición, no asumirán riesgos ni acometerán inversiones, pudiendo optar por el cierre o la deslocalización si no cuentan con una seguridad jurídica de los beneficios a largo plazo de la sostenibilidad de sus compañías.

Se estima que la ejecución del Plan producirá unas inversiones adicionales con respecto a las que se producirían si no hubiera tal plan de 200.000 millones entre ahora y el año 2030 (según reza la Exposición de Motivos de Ley de Cambio Climático y Transición Energética¹⁴).

La Estrategia para una Transición Justa coincide en el planteamiento al señalar que:

13. “*Estrategia para una transición justa*”. Aprobada en Consejo de Ministros de 22 de febrero de 2019.

14. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (BOE 121, de 21 de mayo de 2021).

“Según la OIT, a corto y medio plazo, la transición energética a la que se enfrentan los países para cumplir con sus compromisos concretos al Acuerdo de París, significaría para 2030 una relación de cuatro empleos creados por cada uno perdido en las energías fósiles. Según la misma organización, esta relación se daría también para el caso de España: por cada empleo que se destruirá en el abandono de los combustibles fósiles se crearán 4 en las energías renovables, en eficiencia, o nuevos tipos de movilidad, en los escenarios que se contemplan con los compromisos actuales. Por lo tanto, los principales escollos no parecen estar relacionados con el agregado de los empleos sino con la concentración de actividades contaminantes en algunas áreas para las que habrá que proponer medidas de acompañamiento. Por otro lado, aunque la progresiva entrada de renovables en el mix energético tenderá a abaratar los precios de la energía, no puede dejar de resaltarse que, para que los impactos de la transición energética sean beneficiosos en la competitividad de las actividades económicas y de la industria (y por lo tanto en el empleo), se deben poner en marcha medidas que garanticen unos precios asequibles para ciudadanos y empresas y que protejan de posibles impactos negativos concretos en el corto plazo, por ejemplo, en la industria electro intensiva. Por esta razón se deberá estimar y monitorizar la evolución de los precios y tomar las medidas adecuadas para el tejido empresarial e industrial y para la protección de los consumidores domésticos.”

En nuestra opinión, se debería abogar porque de modo contemporáneo y en coherencia con la Ley de Transición Energética se aprueben las normas necesarias para que se estimule la opción de las empresas por la conversión a suministros renovables y hacia la mejora de la eficiencia energética, si bien consideramos que es preciso que sea una ley de conversión industrial la que fije y asegure la continuidad de dichos estímulos en la próxima década, ley que deba sustentarse en las orientaciones de la Ley de Transición Energética pero con un contenido económico determinado y nítido.

Por otro lado, el papel del Estado no es tan sólo el de servir de red en este trance, también, y este será el verdadero éxito de la transición española, el de aprovechar el cambio para modernizar, innovar, investigar, desarrollar el sector industrial y empresarial español para una mayor competitividad en el momento en que otros avances tales como

la robotización y digitalización hacen que miremos hacia el futuro con confianza en un esfuerzo conjunto.

Pero este ánimo no se crea con arengas positivistas, cada medida de exigencia transformadora debe ir acompañada de una medida de estímulo transformador y estas medidas deben tener una doble vertiente económica, la del aseguramiento de las inversiones (garantías, créditos, ayudas) y la fiscal, cuyo contenido debe venir propuesto en una reforma global que permita a los inversores elegir sus mejores opciones, que no sea la suma de pequeñas exenciones sectoriales o de nuevos impuestos disuasorios de la emisión de CO₂, sino un marco completo continuo durante los años venideros y que debe conocerse al tiempo de la promulgación de las leyes ya expuestas, que no se reduzca a lo expresado en el Objetivo de descarbonización del Plan: *“El Ministerio de Hacienda liderará el estudio en profundidad y en su caso el despliegue correspondiente de la actualización de aquellos elementos del sistema tributario que incentiven una economía baja en carbono.”*

Junto a la política industrial y económica, y a la fiscal, el Plan de Investigación Científica e Innovación¹⁵ debe abrirse al sector privado, facilitando la creación de patentes para conseguir un sector de tecnología renovable puntero en nuestro entorno, que atraiga la localización de empresas tecnológicas para casar la invención con la inversión empresarial, no dejando sólo a los institutos de formación la tarea desmotivadora de avanzar sin un mercado de expansión a las puertas, ante los retos tecnológicos que lleva consigo la eficiencia tecnológica, los nuevos combustibles, la conversión de instalaciones y de la movilidad y la resiliencia al clima.

En palabras del Secretario de Estado de Energía, D. José Domínguez Abascal, en el “Balance energético 2018 y perspectivas para 2019”¹⁶, *“España es un país que desafortunadamente siempre llegó tarde a las grandes transformaciones del mundo: la primera revolución industrial, la segunda, la revolución tecnológica de las telecomunicaciones y de las tecnologías de la información y por primera vez España, en*

15. *Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación 2021-2023, aprobado por Consejo de Ministros de 15 de junio de 2021.*

16. *Club Español de la Energía. “Balance energético 2018 y perspectivas para 2019”.*

una transformación mundial se encuentra con sus empresas, con sus ingenieros, con sus científicos, con la capacidad de participar en primera fila en esa transformación. Entendemos que todo esto es una oportunidad de desarrollo de transformación de nuestro país”.

Los esfuerzos de los Ministerios encargados de la industria, la economía y hacienda y la investigación, bajo la coordinación del de Transición Ecológica, deben ser conjuntos y crear un marco de confianza que permita a los inversores un análisis global desde comienzos de la década.

Tal y como señala el profesor Ariño y el equipo de transición liderado por el Catedrático de Derecho Administrativo de la Universidad de Almería Íñigo del Guayo Castiella, en su último libro, *“La transición energética en el sector eléctrico. Líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados”*¹⁷, *“una «transición» no es una simple reforma, sino una completa alteración que alcanza a las paredes maestras del sector de que se trate, sea éste la energía, el transporte o las telecomunicaciones. Estos grandes cambios son casi siempre consecuencia de avances tecnológicos que afectan a la raíz misma del sistema.”*

Coincidimos de pleno con el citado profesor y su equipo en que “toda «transición» es siempre un nuevo comienzo. Se trata de definir un modelo derivado de cambios imparable, tecnológicos, político-internacionales, económicos y medioambientales, que constituyen una realidad insoslayable a la que todo gobierno, cualquiera que sea la orientación política, tendrá que enfrentarse.

“No se trata de hacer de oráculo, sino de tomar en consideración hechos ya probados de los que hay que partir, porque son insoslayables. A la vista de ellos y con las experiencias del sector que ya tenemos, se trata de diseñar con racionalidad las soluciones posibles para los problemas que se van a crear, dados los componentes de que partimos bajo un sistema político común enmarcado en la Unión Europea.

17. Ariño, Gaspar y Del Guayo Castiella, Íñigo. *“La transición energética en el sector eléctrico. Líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados”*. Ed. Deusto 2020. Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. Fundación Deusto. Páginas 15 y siguientes.

En cualquier caso, el Gobierno tendrá que convocar a todos los agentes y se enfrentará con múltiples problemas, entre ellos los “stranded assets” de las antiguas compañías (activos que pueden verse devaluados en el nuevo modelo), que pueden ser de mucha cuantía. La posible compensación a sus titulares por el cierre o hibernación de sus centrales es un tema que habrá que estudiar. Hay soluciones que se pueden pensar por la vía de beneficios fiscales, pagos por disponibilidad como centrales de reserva (que solo ocasionalmente funcionan pero que ofrecen seguridad y permiten mantener el empleo) y pagos por hibernación (o uso limitado por número de horas). Asimismo, la Transición dejará también activos varados en otros sectores como el transporte y la industria, que hasta ahora están más apoyados en los hidrocarburos que en la electricidad y cuyos equipamientos e instalaciones se verán afectados por la Transición. Todo eso supone un cambio de gran envergadura para todos y requerirá inversiones masivas, públicas y privadas”.

Continúa el Profesor Ariño¹⁸ diciendo que: *“Esta transición es inevitable, pero no va a ser tarea fácil. Venimos de un modelo industrial y de un sistema eléctrico que está basado en instalaciones térmicas y nucleares construidas para la combustión de energías primarias que son abundantes en el mundo, de gran potencia y controlables en su explotación, frente a unas energías renovables aleatorias, incontrolables y que llevan consigo una costosa curva de aprendizaje que se ha recorrido a un gran precio.*

En el largo plazo, el resultado final será muy provechoso por la gratuidad de las fuentes primarias de estas «nuevas» energías y la continua reducción de su coste de generación, pero la transformación del sistema llevará consigo un enorme sacrificio para los operadores tradicionales; las empresas eléctricas convencionales y los sistemas de movilidad terrestre y marítima, basados en motores de combustión, se verán obligados a una completa sustitución de sus infraestructuras con millonarios patrimonios que quedarán congelados (stranded assets) con los que no se sabrá muy bien qué hacer. De manera que, aunque la energía producida por las renovables siga bajando de precio, la gestión de las intermitencias, la dificultad y el coste de almacenamiento de electricidad y la sustitución completa del millonario parque de motores de combustión por motores

18. *Ibíd.*, p. 40 y 41.

eléctricos suponen una transformación tal, que costará mucho hacer realidad. Pero no hay alternativa. Es una revolución que no tiene vuelta atrás.”

V. LOS INSTRUMENTOS JURÍDICOS DE LA RECONVERSIÓN ENERGÉTICA.

Si la elección del futuro mix energético es el motor material del cambio de modelo energético, la seguridad jurídica desde el inicio de la década ha de ser el motor instrumental que asegure la consecución de los objetivos y la implicación de toda la sociedad en ellos. Y tal seguridad jurídica debe conseguirse a través de un ordenamiento completo que aborde todas las facetas, que cuente con el consenso necesario para su continuidad en los próximos 30 años en líneas generales, intrínsecamente coherente y temporalmente contemporáneo.

El trabajo desarrollado hasta el momento asienta las bases jurídicas en tres documentos:

1) El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima: como documento ordenador que fije los principios, objetivos y medidas de consecución que deban plasmarse en la normativa que lo implemente. El Plan Nacional está vertebrado en cinco ejes, acompañados de las medidas previstas para su implantación: 1. Descarbonización de la economía y avance de las renovables, 2. Eficiencia energética. 3. Seguridad energética. 4. Mercado interior de la energía 5. Investigación, innovación y competitividad.

Con respecto a la descarbonización y avance de las renovables, resultan destacables la configuración de las subastas previstas para paliar los efectos que la promoción de las renovables pueda tener en los precios de la energía y la integración que tendrán en las redes eléctricas. Por otro lado, la promoción de gases renovables y de biocombustibles avanzados en el transporte, de renovables térmicas para la edificación y de aprovechamiento de la biomasa, de políticas para los residuos y los sumideros dan una idea de la ambición del Plan. En cuanto a eficiencia energética, las medidas para el transporte y la adaptación de edificios y climatizaciones son los principales vectores.

Por su relación, la disminución de la dependencia energética del país junto con las obligaciones del mercado interior de la energía lleva a diseñar políticas para la reducción del petróleo y carbón en las islas, planes de contingencia, mejora de la interconexión con Francia y Portugal (¿Recibiremos energía nuclear francesa?), integración de los mercados eléctrico y gasista.

La Recomendación de la Comisión sobre el Plan español¹⁹, que apoya por su “gratificante nivel de ambición” en cuanto a las renovables, propone algunas mejoras relativas a la cuantificación y descripción de medidas tales como el ahorro energético, la seguridad energética, la senda de eliminación del carbono y las nucleares, las forma de afrontar los déficit arancelarios en gas y electricidad y conseguir unos precios totalmente basados en el mercado y explicitar las sinergias entre la descarbonización, la seguridad energética y el mercado interior y el principio de “*primero, la eficiencia energética*”, y la definición de la política de investigación.

2) Estrategia de Transición Justa: Documento con vocación de servir de mecanismo de corrección de los efectos perjudiciales que la transición pueda tener en los territorios y sectores que se vean afectados por la reconversión, y que prevé como elemento innovador los Convenios de Transición Justa para ayudar a la reconversión de zonas y áreas afectadas.

3) Ley de Cambio Climático y Transición Energética. Configurada desde el Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030, como una política palanca²⁰ para garantizar una transición ordenada, justa y solidaria de la economía española hacia una economía baja en carbono y resiliente al clima.

La Ley de Cambio Climático y Transición Energética se configura como la plasmación material en el ordenamiento de los principios, objetivos y medidas del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, debiendo ser el elemento inspirador de otros planes nacionales que están tangencialmente relacionados (v.g. Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, Plan Forestal Español, Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación). Su vocación es básica al amparo de la habilitación competencial que le confiere el art. 149.1 de la Constitución Española en sus apartados 13º (bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica), 23º (legislación básica sobre protección del medio ambiente) y 25º (bases del régimen minero

19. “Recomendación de la Comisión de 18 de junio de 2019 sobre el proyecto de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España para el periodo 2021-2030” (2019/C 297/09, publicado en el DOUE C297/33 de 3 de septiembre de 2019).

20. Definiendo ésta como un “instrumento transversal para romper silos o compartimentos sectoriales rígidos y atender a un desarrollo sostenible que conecte diferentes actores, sectores y políticas en una visión común integrada”

y energético), por lo que debe contar con el mayor consenso social, por lo menos durante la próxima década, y en particular de los sectores afectados.

Se trata de una ley ambiciosa en sus objetivos, aunque no tanto en su contenido. Al ser el instrumento primordial de ordenación de los cinco ejes del Plan, debe fijar las herramientas para hacerlos realidad y establecer unas obligaciones claras para que las excesivas e imprecisas remisiones a su desarrollo reglamentario, y los que previsiblemente hagan las Comunidades Autónomas, no dejen margen a diversas interpretaciones que minen la eficacia del objeto, ni dejen fuera de ordenación partes fundamentales del Plan.

El viernes 21 de mayo de 2021 el BOE publicó la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. A continuación, sintetizamos su contenido tal y como publicó GASNAM²¹ el mismo día de la publicación:

“OBJETIVOS MÍNIMOS DE CLIMA PARA ESPAÑA (solamente revisables al alza):

- *Neutralidad climática antes de 2050, y en todo caso, en el más corto plazo posible.*
- *En el horizonte 2030:*
 - *Reducción de emisiones del 23% respecto a 1990.*
 - *42% de energías renovables en el consumo de energía final.*
 - *Sistema eléctrico con un 74% de generación a partir de renovables.*
 - *Mejora eficiencia energética de un 39,5%, con respecto a la línea base.*
- *En 2023 se iniciará la primera revisión de los objetivos.*

HERRAMIENTAS DE ACCIÓN CLIMÁTICA

- *Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima, aprobados por Consejo de Ministros. Primer plan para el periodo 2021-2030.*
- *Estrategia de Descarbonización a 2050. Aprobada por el Consejo de Ministros. Revisable cada 5 años e incluirá al menos un objetivo intermedio indicativo para 2040. Se podrá requerir al Operador del Mercado (OS), Operador del Sistema (OM), transportistas y distribuidores que presenten una estrategia de descarbonización en su ámbito de actuación.*

21. GASNAM: <https://gasnam.es/>, 21 de mayo de 2021.

- *Digitalización para la descarbonización en el marco de la estrategia España Digital 2025.*
- *Comité de Expertos de Cambio Climático y Transición Energética, responsable de evaluar y hacer recomendaciones sobre las políticas y medidas.*
- *OS, GTS y CLH presentarán cada dos años un informe de riesgos y oportunidades de la descarbonización, estrategia y planificación.*

MOVILIDAD SOSTENIBLE

- *El Gobierno presentará a las Cortes Generales un proyecto de ley de movilidad sostenible y financiación del transporte.*
- *Se establecerán objetivos anuales de integración de energías renovables y de suministro de combustibles alternativos. Reglamentariamente se establecerán las medidas para lograr los objetivos, sujetos obligados y sistema de certificación.*
- *En 2050 parque de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones directas de CO₂. En 2040 los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos serán vehículos con 0 g CO₂/km.*
- *Planes de movilidad urbana sostenible, no más tarde de 2023, en los municipios de más de 50.000 habitantes y territorios insulares.*
- *Se protegen las zonas de bajas emisiones existentes, necesitando informe del MITECO para cualquier medida que suponga una regresión.*
- *Potenciación del desarrollo de infraestructuras de recarga eléctrica:*
- *Transporte marítimo: objetivo de cero emisiones directas en puertos competencia del Estado en 2050. Impulso al transporte ferroviario con origen y destino en puertos, desarrollo de Autopistas del mar y estímulo al uso de energías alternativas en transporte marítimo y suministro eléctrico o uso de combustibles alternativos en buques atracados.*
- *Transporte ferroviario; Se promoverá el uso del ferrocarril de viajeros en el ámbito de la futura Ley de Movilidad Sostenible. Se establecerán objetivos de penetración del ferrocarril en el transporte de mercancías en distancias superiores a 300 km.*

COMBUSTIBLES FÓSILES Y GASES RENOVABLES

- *No se admitirán nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación o concesiones de explotación de hidrocarburos ni de fracturación hidráulica de alto volumen. Las Instalaciones en activo presentarán 5 años antes de que expire su*

concesión un informe con el potencial de reconversión de sus instalaciones o ubicación para usos como geotermia o renovables.

- *Necesidad de justificar nuevos beneficios fiscales a productos energéticos de origen fósil por motivos de interés social, económico o inexistencia de alternativas tecnológicas. Aprobación de un calendario para revisar las ayudas existentes.*
- *Fomento con planes específicos del uso de gases renovables, incluyendo biogás, biometano e hidrógeno, incorporando entre otras las siguientes medidas:*
 - *Objetivos anuales de penetración de gases renovables en la venta o consumo de gas natural*
 - *Sistema de certificación que permita la supervisión y control de las obligaciones*
 - *Regulaciones que favorezcan el uso industrial directo de los gases o su empleo para soluciones de movilidad.*

ENERGÍAS RENOVABLES

- *Se establecerá una zonificación que identifique zonas de sensibilidad y exclusión por su importancia para la biodiversidad y otros valores ambientales, de forma que los proyectos renovables se lleven a cabo en emplazamientos con menor impacto.*
- *Se perseguirá revertir parte de la riqueza que genera en el territorio el desarrollo de energías renovables, para activar su economía y combatir el declive demográfico.*
- *Sandbox regulatorios para llevar a la práctica proyectos tecnológicos de investigación e innovación que contribuyan al desarrollo de las energías renovables terrestres y marinas.*

REHABILITACIÓN ENERGÉTICA

- *Se fomentará el uso eficiente de la energía, gestión de la demanda y el uso de renovables en edificación, en especial en edificios con vulnerables.*
- *Elaboración en 6 meses de un Plan de Rehabilitación de Viviendas y Renovación Urbana.*
- *Las AAPP podrán establecer incentivos para la consecución de los objetivos, en particular para introducción energías renovables, fomentando el autoconsumo, instalaciones de pequeña potencia y la calefacción y refrigeración cero emisiones.*

RECURSOS PÚBLICOS (PGE)

- *Contribución a los objetivos en materia de cambio climático y transición energética de al menos un % de los PGE equivalente a lo que se acuerde en el Marco Financiero Plurianual de la UE. Dicho % será revisado al alza por el Gobierno antes de 2025.*
- *Ingresos de las subastas de derechos de emisión: Al menos 450 M€ anuales para financiar costes de las renovables del sistema eléctrico. Hasta el 30% se podrá destinar a medidas con incidencia social por la transición hacia una economía descarbonizada, o vulnerabilidad a los impactos del cambio climático. También se podrán destinar anualmente un 25% para instalaciones en riesgo de fuga de carbono.*

IMPULSO ECONOMÍA CIRCULAR

Remisión por el Gobierno a las Cortes en 6 meses de un Proyecto de Ley de Residuos y Suelos contaminados, incluyendo como uno de sus principales ejes el impulso a la economía circular. Se desarrollarán Planes de Acción Trienales por el Gobierno.

FISCALIDAD VERDE

Constitución de un Grupo de expertos en 6 meses para evaluar una reforma fiscal que valorará también la fiscalidad verde.

TRANSICIÓN JUSTA

- *Estrategia de Transición Justa cada 5 años aprobada por el Consejo de Ministros.*
- *Desarrollo de convenios de transición justa en cada zona. Incluirán medidas fiscales, de financiación, de apoyo a la I+D+i, de digitalización etc. Plazo convenios: 7 años, prorrogable por otros 7 adicionales.*

MEDIDAS ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO y BIODIVERSIDAD

- *Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático como instrumento de planificación básico. Elaboración de Informes cada 5 años.*
- *Integración de riesgos del cambio climático en la planificación, gestión del agua, medio marino y costa, gestión territorial, urbanística, transporte, seguridad alimentaria, salud pública.*
- *Se incentivará la participación de propietarios y gestores públicos en el aumento de la capacidad de sumideros de carbono.*

- *Medidas para la protección de la biodiversidad y sus hábitats frente al cambio climático y elaboración de una estrategia para la adaptación de ecosistemas naturales y especies silvestres, su restauración y conservación.*
- *Se incorporan medidas para reducir la vulnerabilidad de los suelos agrícolas, de los montes y de los suelos forestales, entre ellas, un mapa de vulnerabilidad*
- *Evaluación de la red de espacios protegidos Natura 2000 ante los nuevos escenarios climáticos.*
- *Se incorporarán criterios ambientales en la contratación pública.*
- *Las empresas cotizadas, entidades de crédito, aseguradoras y re-aseguradoras deberán elaborar un informe anual sobre la exposición de su actividad a los riesgos del cambio climático y medidas adoptadas. Desarrollo reglamentario en dos años.”*

ALEA IACTA EST

VI. LA SOLUCIÓN DEL GNL Y EL CASO CONCRETO DE LA PENÍNSULA IBÉRICA; EN PARTICULAR, EL ESTRECHO DE GIBRALTAR.



Fuente: IGN²²

1. El gas natural. Transporte marítimo.

El gas natural es un combustible disponible a día de hoy y utilizado en diferentes sectores como el industrial, doméstico y ahora como combustible en el sector transporte, tanto terrestre y ferroviario como marítimo.

1.1. Características físicas del gas natural.

22. Homann, Johann Baptist. *Gibraltar (Estrecho). Mapas generales. [1730]. Instituto Geográfico nacional (IGN).*

El gas natural está compuesto por una mezcla hidrocarburos, fundamentalmente metano 85-95%, y también etano, propano, butano y pentano, con las siguientes características generales:

- No es corrosivo ni tóxico.
- Es incoloro e inodoro.
- La forma de transportarlo desde yacimientos lejanos a centros de consumo, desde los que no existe interconexión por gasoducto, es mediante gas licuado (GNL).
- La tecnología del GNL es criogénica ya que está a -160°C .
- En fase líquida su densidad es de entre 430 y 470 kg/m^3 (la mitad que el agua).
- El gas natural licuado ocupa un volumen 600 veces menor que en fase gaseosa, lo que hace viable el transporte marítimo en tanques no presurizados, normalmente en buques metaneros.
- El GNL es un material criogénico, su punto de licuación son -162°C a presión atmosférica. Esta característica supone que no puede estar en contacto con materiales que no soporten esa temperatura tan baja.
- Su poder calorífico superior está entre 45 y 50 MJ/kg.
- Si hay derrames fluye porque su densidad es ligera (la mitad de la densidad del agua), por lo que en un derrame marino se evapora sin contaminar.

1.2. Aplicaciones del gas natural.

El gas natural es un combustible alternativo ecológico, más económico que otros hasta el momento y cuya tecnología de implantación está madura y disponible en la actualidad. Existen dos tipos de gas natural vehicular según su fase térmica, el gas natural comprimido (GNC) y el gas natural licuado (GNL).

El GNC es el gas natural almacenado a altas presiones, normalmente alrededor de los 200 Bar. En su uso como combustible de vehículos, se utiliza en vehículos ligeros y algunos vehículos pesados urbanos, como autobuses. En el medio marino, el GNC sería útil en caso de *stranded gas*, es decir, en reservas de gas pequeñas con una vida útil muy corta o que tengan una distancia de producción a consumo muy reducida, pero que por algún motivo no cuente con un gasoducto que justifique licuar el gas. Podría usarse en el transporte mediante buque que permita una presión de 250 Bar., que es muy alta. Además, al tratarse de gas comprimido, sería necesario un buque de dimensión

equivalente a un buque metanero para transportar la tercera parte del gas que transportaría en fase líquida. Estos supuestos tendrían la ventaja económica de no tener que licuar el gas, lo que supone un gran ahorro en infraestructuras y energía.

El gas natural licuado, o GNL, es el gas natural que ha sido enfriado lo suficiente para que se condense en un líquido. Como hemos dicho, a presión atmosférica, esto ocurre a una temperatura de -162°C (-260°F) y al licuarlo, su volumen se reduce casi 600 veces, lo que hace comercialmente factible transportar grandes volúmenes de gas en un barco. El GNL es gas natural en estado líquido, criogenizado, se utiliza en este estado como combustible para el transporte pesado, sobre todo de larga distancia, ya que proporciona una mayor autonomía. Sus características físico-químicas permiten que sea un combustible marino adecuado para el *bunkering* de buques.

1.3. Historia del gas natural licuado en el transporte marítimo²³.

En enero de 1959 se produjo el primer transporte de gas natural licuado mediante buque. Se trató del buque "Methane Pionner", un buque tanque de la Segunda Guerra Mundial reconstruido, cargado con cinco tanques prismáticos de aluminio, de 7.000 barriles de capacidad con soportes de madera y aislamiento de madera contrachapada y uretano, y llevó una carga de GNL de Lake Charles, en Luisiana a la Isla Canvey, en el Reino Unido.

Este trayecto demostró que grandes cantidades de gas natural licuado podían ser transportadas de manera segura a través de los mares. Durante los siguientes 14 meses, siete cargas adicionales fueron entregadas sólo con problemas menores.

Continuando la exitosa función del Methane Pionner, el Consejo Británico de Gas, procedió a implementar un proyecto comercial para importar GNL de Venezuela a la Isla de Canvey.

Con el arranque de 260 millones de pies cúbicos por día, el Reino Unido llegó a ser el primer importador de GNL mundial y Argelia el primer exportador.

Desde entonces, muchos países han visto en la importación de GNL la manera de suministrar GNL a territorios aislados, sin conexión terrestre posible con los productores

23. Rivera Díez, Fernando. *Recogido del Trabajo de Fin de Máster " Medición de la tasa de Boil-off y Heel en buques de GNL", del Máster en Ingeniería Marina, Julio de 2017.*

y la posibilidad de diversificar sus fuentes de energía restando dependencia del petróleo. Así, se formó el mercado asiático con Japón a la cabeza, seguido por Corea y las demás naciones.

En cuanto a los exportadores, Argelia mantiene una gran cuota de mercado nutriendo a Europa y África no sólo a través de gasoductos marinos sino también de buques metaneros. Este mercado supuso, por ejemplo, que Francia, en 1959, creara la “Methane Transport Company”, bajo mando de la fuerza de “Gas de France”, para así coordinar el trabajo en sus astilleros. De este modo, construyeron dos buques con dos tipos distintos de tanques, diseñados cada uno por un astillero distinto. El primero, con capacidad para 4000 m³, era prismático, construido de aluminio AG-4, con una segunda barrera de fibra de vidrio. El segundo, con una capacidad de 12.000 m³, de forma cilíndrica vertical, con una parte baja en forma cónica y la parte superior con forma helicoidal, hecho de aluminio AG -4, protegido por su parte exterior de plancha de acero con un 9% en níquel. El aislamiento para ambos consistía en bloques de PVC mezclados con perlita.

En el caso de Reino Unido, en 1962, la “British Gas Corporación” pidió la construcción de dos buques nuevos, para abastecer el contrato firmado a 15 años con Argelia de 100 millones de metros cúbicos por día de gas natural. Estos fueron llamados el “Methane Princess” y el “Methane Progress”, cada uno de 27.400 m³, ambos construidos de aleación de Aluminio 5083-0, con una membrana de aislamiento hecha de una combinación de madera de balsa y fibra de vidrio de segunda membrana. La tasa de *boil-off* fue de 0,33% del total de la capacidad de la carga por día, siendo estos los primeros buques con sistema de aprovechamiento del *boil-off*, que era enviado como combustible a las calderas.

En el mismo momento, en Francia, ordenado por “Gas Marine”, construyó el “Jules Verne”, diseñado para abastecer la terminal de gas a Le Havre (Francia) con gas de Arzew (Argelia). Provisto con siete tanques de carga cilíndricos, en forma de vertical de acero con un 9% en níquel, endurecidos con seis anillos internos. La barrera de aislamiento fue una combinación de perlita, y una barrera secundaria de aluminio estanco a los líquidos. La tasa de *boil-off* fue diseñada al 0,27% del total de la carga, usado para abastecer de combustible las calderas.

En los años 60, los contratos de suministro firmados por Francia y España con Libia supusieron un cambio de volumen del mercado del gas por vía marítima y en la industria

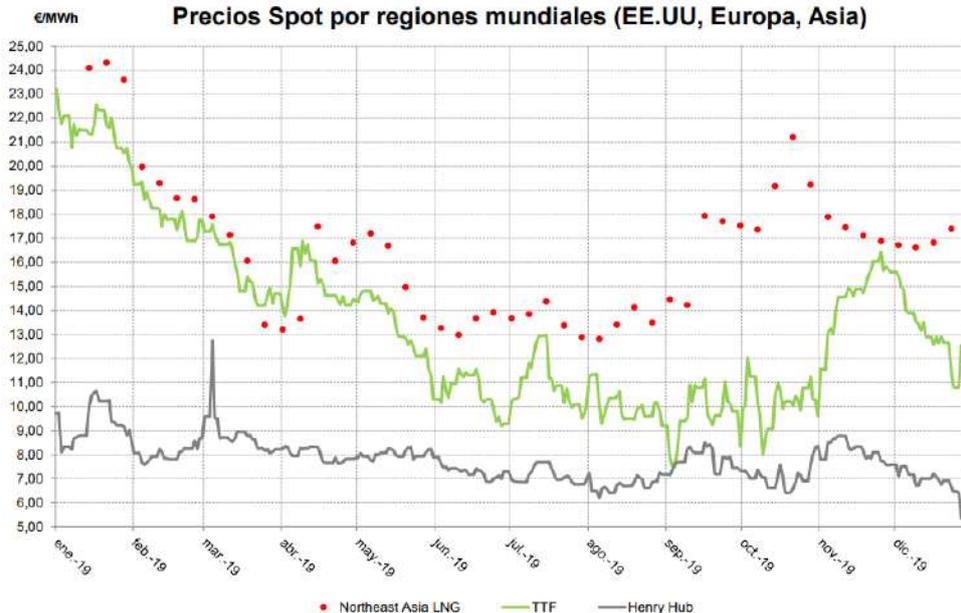
de los astilleros. Se suministraban diariamente 235.000 m³ y 110.000 m³ de gas diario respectivamente, por lo que se construyeron buques por encima de 40.000 m³ de capacidad, con una velocidad media de 18 nudos.

El aumento de la capacidad de carga de los buques llevó a la construcción en los años 70 de metaneros con capacidad de 125.000 m³, hasta la actualidad donde los nuevos buques LNGH cuentan con capacidad por encima de los 200.000 m³.

El sistema de propulsión de los metaneros también ha evolucionado, de las calderas que usaban el gas como combustible que permitía mover la turbina de vapor, a los sistemas de motores de 4 y 2 tiempos actuales.

1.4. Evolución de los precios del gas natural.

Los precios del gas a nivel global deben estudiarse a través de tres mercados regionales: Norteamérica, Europa y Asia, cada uno de ellos con una estructura diferente en función del desarrollo del mercado, las fuentes de aprovisionamiento, la dependencia de las importaciones y otros factores geográficos y políticos. El precio del gas natural en EE.UU. se situó en 2019 entre los 5,4 y los 12,8 €/MWh, siempre por debajo del resto de los mercados, por la producción de gas no convencional.



Fuente: CNMC, 2019²⁴

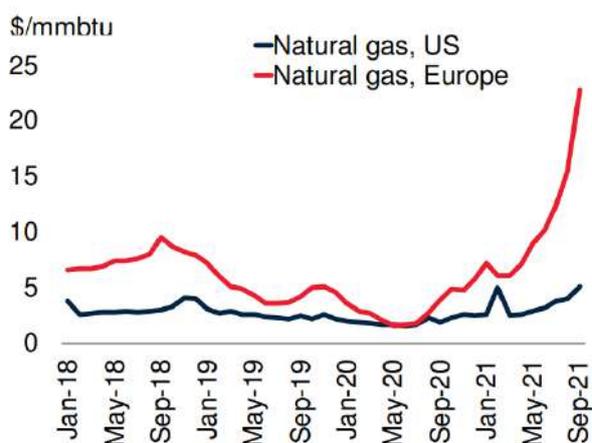
24. CNMC. Informe de supervisión del mercado de gas natural en España, 2019.

El diferencial de precios de los mercados europeo y asiático con el mercado americano se redujo en 2019, por el incremento de la oferta de GNL. La generalización del uso del GNL como herramienta para cubrir las puntas de demanda invernales, tanto en Europa como en Asia, ha hecho que en los inviernos el precio del GNL *spot* aumente considerablemente, en comparación con el periodo estival, pudiendo alcanzar puntas elevadas (cerca de 30 €/MWh) en los momentos de mayor demanda invernal. En el mercado europeo, el excedente de capacidad en las instalaciones, una mayor indexación a los *hubs* de gas en los contratos de largo plazo, la existencia de suficiente capacidad en las interconexiones y la fuerte competencia del lado de la oferta de suministro de gas natural continuaron asegurando la convergencia de precios de las distintas fuentes de aprovisionamiento. Ello hizo que la diferencia de precios entre *hubs* se situara a menudo por debajo del coste del peaje de transporte

Con respecto al precio del gas natural en Europa la tendencia en 2019 era a la baja en todos los mercados. Los *hubs* del noroeste de Europa (TTF, NBP, Peg), registraron un precio medio de aproximadamente 13,50 €/MWh; en cambio, los mercados español e italiano, menos interconectados con el norte de Europa, registraron de media un precio superior en 1,5 -2 €/MWh.

La evolución del precio del gas en este 2020 y 2021 de pandemia no ha sido la previsible en otras series anuales.

Si atendemos a la siguiente gráfica²⁵:



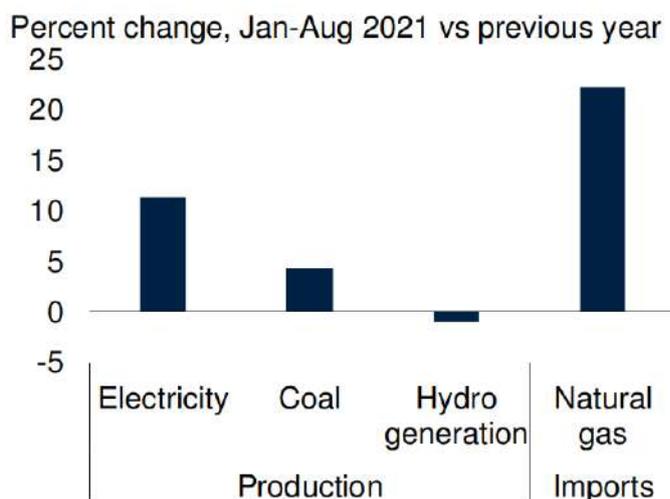
Fuente: Banco Mundial, octubre 2021.

25. Banco Mundial. "Commodity markets Outlook", octubre 2021. Pg. 37

Se observa con claridad la subida meteórica del precio del gas en el último semestre, y la continuidad de esta situación que se espera, en Europa en particular.

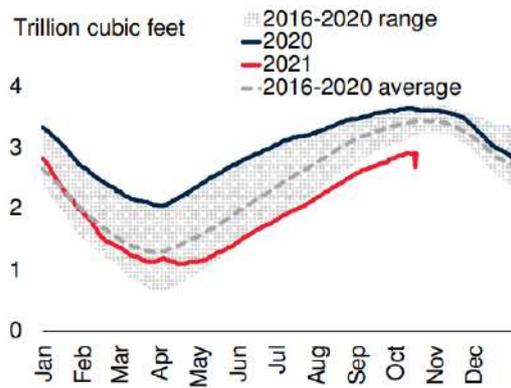
El estudio del Banco Mundial explica los motivos de este ascenso con varias circunstancias concurrentes: Aumento agudo de la demanda en China en el primer semestre de 2021 (desde septiembre de 2020 ha facilitado a sus compañías el aprovisionamiento de gas), condiciones climáticas adversas en el planeta (verano excesivamente cálido, falta de eólica e hidroeléctrica en Estados Unidos), constreñimiento del suministro (reducción de la producción y de las inversiones), aumento en la disponibilidad de GNL en el mercado, lo que supone una gran ventaja en algunos países y una interrupción en otros productores de distintos combustibles. En 2020, el GNL ya supuso el 50% del comercio de gas natural en el mundo (cuando en el año 2000 era un 25%).

Otro factor que afecta al desarrollo del mercado del GN es el mercado del carbón. La reducción del uso del carbón en ciertos países (en China la entrada en vigor de limitaciones de seguridad ha supuesto un descenso en la producción) hace que su precio baje y que sus productores suban precios, al tiempo que la competencia varía y se acomoda a la nueva situación. Esto es lo que ha pasado con China, con efectos en todo el planeta como puede verse en la siguiente gráfica:

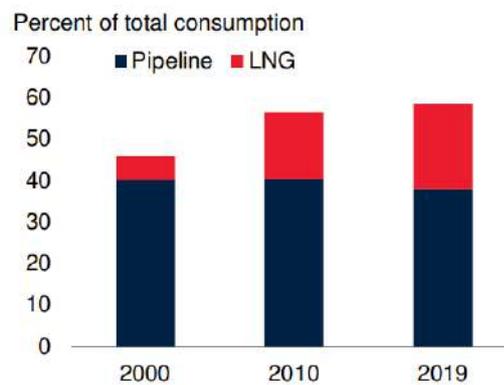


Fuente: Banco Mundial, octubre 2021.

A. European natural gas inventories



B. European natural gas imports



Fuente: Banco Mundial, octubre 2021

La previsión que hace el Banco Mundial pasa por el mantenimiento del alza de precios durante el comienzo de 2022 pero el descenso posterior por el constreñimiento del suministro y el aumento de la producción. No obstante, la volatilidad impide hacer una previsión exacta. Los precios del gas natural en Europa descenderán un 27% en 2023. En contraste, después de doblar el precio del GN en Estados Unidos durante 2021 se espera ver sólo un breve descenso dada la gran demanda de las exportaciones del GNL estadounidense (aumento del 6%). Los precios asiáticos descenderán modestamente en 2022, puesto que son menos volátiles ya que están fijados con base contractual. La producción del gas natural en EEUU aumentará al tiempo que se produzca la recuperación de la producción del petróleo de esquisto. Las exportaciones del gas de Rusia y Azerbaiyán aumentarán debido a los nuevos gasoductos de la región. Como riesgos de volatilidad, se apunta a las condiciones de un invierno frío en el hemisferio norte, y a razones de política estratégica que pueden provocar variaciones imprevisibles.

Con respecto a la transición energética, las preocupaciones sobre las energías renovables y su naturaleza intermitente subrayan la importancia de la necesidad de una

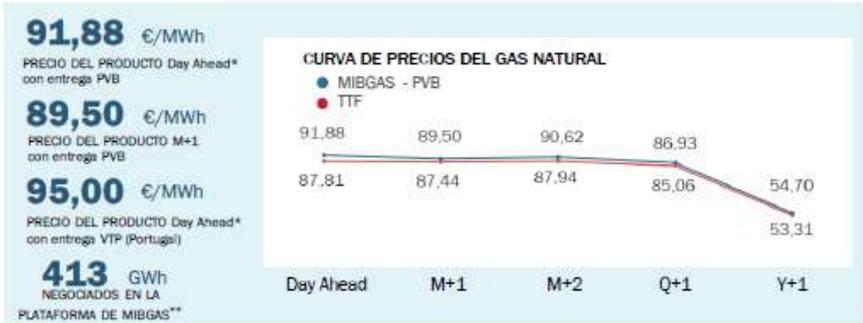
energía de respaldo. De momento, esta energía ha de ser el gas y el carbón. Para disminuir los GEIs, va a ser necesario tomar decisiones sobre la energía hidrológica y nuclear hasta conseguir mejores métodos de almacenamiento eléctrico, dado que el solar y el eólico aún son métodos muy caros y sin instalación suficiente, por lo que urge la aceleración de su instalación.

Además, no podemos olvidar la inflación de los países importadores, bien a través del aumento del precio de la electricidad, del transporte, de la calefacción, bien a través de costes indirectos que se están viendo afectados por el aumento de los precios de la energía. El descenso en la producción industrial (ya en China o Europa) lleva así mismo a un descenso en la demanda de gas natural, retroalimentándose ambas situaciones.

A 24 de noviembre de 2021, el índice Northeast Asia LNG estaba a 110 €/MWh y el TTF a 93,43 €/MWh.

A 26 de noviembre de 2021, MIBGAS²⁶ ofrece la siguiente tabla de precio del gas, donde puede observarse gráficamente el aumento de precios en el último mes, la volatilidad de estos y la previsión de descenso en 2022.

26. MIBGAS. <https://mibgas.es/>



PRODUCTOS SPOT Y PROMPT - PVB

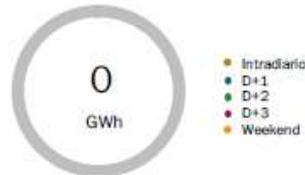
Producto	Fecha	Precio	Δ
Intradía	26/11	91,50	-3,00 v
D+1	27/11	91,42	-3,74 v
D+2	28/11	91,25	-2,91 v
D+3	29/11	91,88	-2,28 v
Fin de semana	27/11 - 28/11	91,72	-3,33 v
Resto de Mes	noviembre 2021	-	-
M+1	diciembre 2021	89,50	-5,75 v

28,5% sobre la demanda nacional de gas



PRODUCTOS SPOT - VTP (Portugal)

Producto	Fecha	Precio	Δ
Intradía	26/11	-	-
D+1	27/11	93,00	-
D+2	28/11	93,00	-
D+3	29/11	95,00	-
Fin de semana	27/11 - 28/11	-	-



PRODUCTOS FUTUROS - PVB

Producto	Fecha	Precio	Δ
M+2	enero 2022	90,62	-5,56 v
Q+1	Q1 2022	86,93	-5,67 v
S+1	Summer 2022	44,03	-2,11 v
Y+1	2022	54,70	-3,00 v



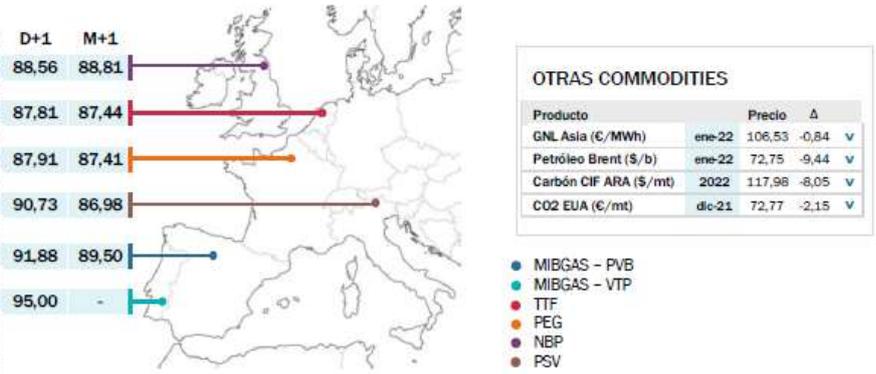
REGISTRO TRANSACCIONES OTC - PVB

Producto	Precio	Volumen
-	-	-

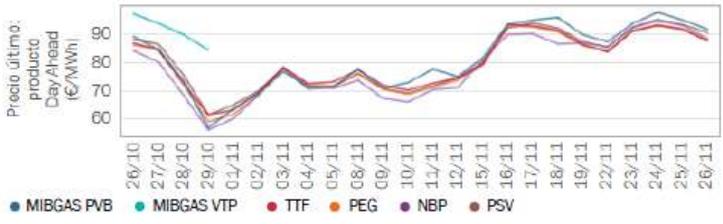
PRODUCTOS SPOT - TVB Y AVB

Producto	Instalación	Fecha	Precio	Volumen
Intradía	TVB	26/11	91,00	450 MWh
D+1	TVB	27/11	92,00	500 MWh
Intradía	AVB	26/11	-	-
D+1	AVB	27/11	-	-

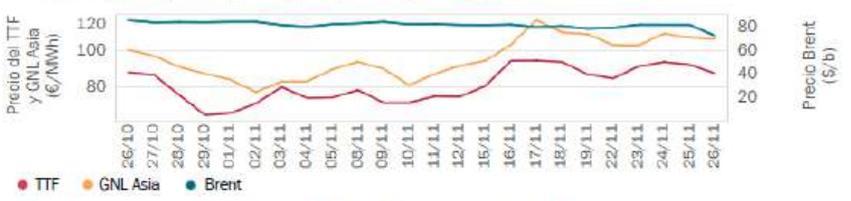
PRECIOS DEL GAS NATURAL (€/MWh)



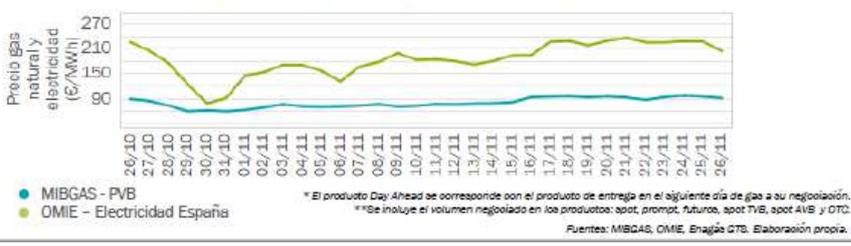
Precio último del producto Day Ahead (€/MWh)



Precio (entrega M+1) del TTF (€/MWh), GNL (€/MWh) y Brent (\$/b)



PRECIO DEL GAS NATURAL Y DE LA ELECTRICIDAD (producto D+1)



Fuente: MIBGAS, 26 de noviembre de 2021.

1.5. Licuefacción.

El suministro de gas natural licuado por vía marítima supone ciertas ventajas frente a la construcción de gasoductos, pero precisa de un proceso de licuefacción para ser eficiente y de gasificación final.

El producto líquido puede almacenarse en silos no subterráneos, para periodos de alta demanda, en lugares donde no sea posible o no exista un almacenamiento subterráneo, diversificando las zonas de almacenamiento allá donde se necesite por cuestiones logísticas.

Dada la reducción del volumen en fase líquida, los buques de GNL son una alternativa económica muy atractiva tanto por la distancia a la que pueden suministrar el gas (puesto que, en el transporte por tuberías, a partir de más de 2000 kilómetros de distancia deja de ser técnica o políticamente rentable, como por la inversión económica que supone la construcción de un gasoducto).

El proceso a seguir en la cadena de licuefacción parte de la exploración de la corteza, tras ello su transformación a estado líquido mediante subenfriamiento y su posterior transporte, siendo necesaria en la última fase la regasificación para su uso combustible.

1.6. La carga en tanques. Sistemas de extracción *boil-off*.²⁷

Los gases que se evaporan en el proceso de carga de los tanques se generan principalmente a causa de las condiciones climatológicas. El mayor aspecto a tener en cuenta es la temperatura ambiente que incide constantemente sobre la estructura del casco y mediante la conductividad se transmite a las membranas aislantes. La temperatura exterior varía desde más de -10° C hasta los 50° C lo que por muy eficiente que sea la doble membrana de aislante el calor acaba incidiendo sobre la carga, y puede disminuir la temperatura del gas natural licuado de -162° C hasta un límite de -140°C, por lo que se genera gran cantidad de vapores en todos los tanques.

Aparte de las consecuencias que sufre la carga por el clima, existen otras variables que incrementan la producción de los *boil-off gases* (BOG). La producción de gases evaporados se puede manipular de diversas maneras con el fin de aprovecharlo en el mismo buque y hacer más eficiente su transporte. Los usos más comunes son:

- Combustible para calderas.
- Combustible en motores principales duales.
- Combustible de turbinas de gas.
- Quema en las unidades de combustión de gas (incineradores).
- Relicuefacción y reenvío a los tanques.

La evolución de los motores diésel para poder consumir gas ha sido impulsada gracias al aumento de su disponibilidad y ventajas de los combustibles gaseosos, principalmente

27. *Ibid.*

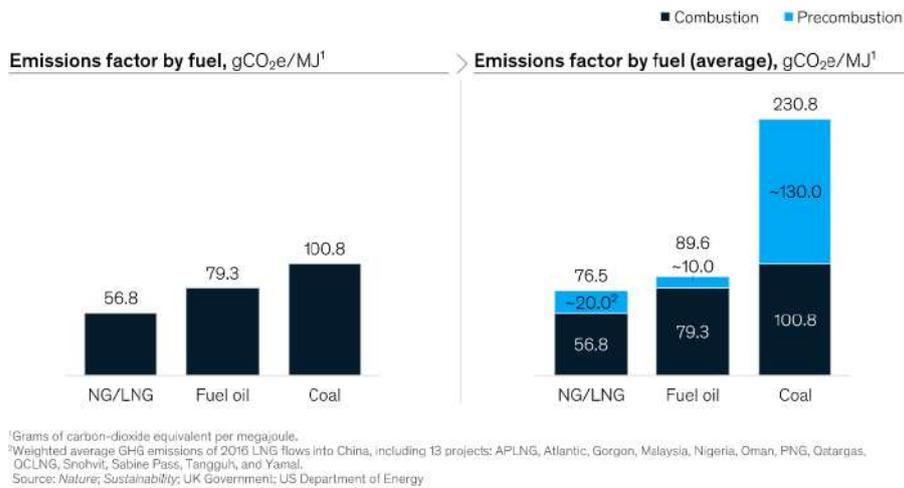
por la reducción de emisiones nocivas y su reducido mantenimiento. La combustión de gas natural produce menos emisiones nocivas debido a sus propiedades y baja contención de contaminantes del combustible reduciendo la producción de dióxido de carbono en un 20% respecto a los motores diésel. Dispone de buenas características para la combustión ya que es más ligero que el aire y tiene una temperatura de ignición elevada que lo hace un combustible seguro.

1.7. Cuantificación de la descarbonización.

Como hemos visto, el objetivo mundial medioambiental es el descenso en la temperatura del planeta para evitar el calentamiento global, a conseguir mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y, en particular, mediante la descarbonización, en un periodo muy corto de tiempo en términos industriales, 2030 y 2050.

Ante este escenario, debemos preguntarnos por el devenir del gas natural para todos los sectores y en todos los puntos del planeta. Si bien el GN es un combustible fósil que emite gases de efecto invernadero, tiene una utilidad inexcusable: permite sustituir el carbón como combustible (el más contaminante) y reducir desde ya las emisiones generales. Además, algunas industrias no pueden por el momento ser electrificadas, pero sí puede sustituirse su combustible por GNL. Esto es lo que viene a llamarse la resiliencia del gas natural frente a otros combustibles fósiles, puesto que su necesidad permite augurar el mantenimiento de su uso durante una década más por ser el combustible fósil más limpio.

Natural gas and LNG are among the cleanest fossil fuels, even when accounting for precombustion emissions.



McKinsey
& Company

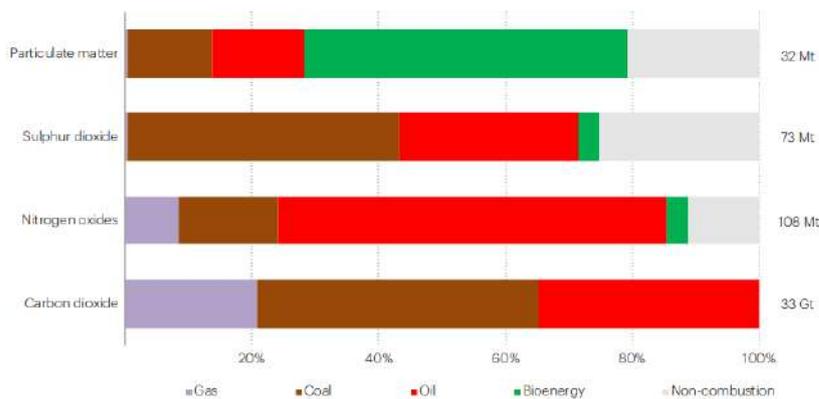
Fuente: McKinsey&Company. 2021.

En la tabla anterior se puede apreciar cómo el gas genera menos emisiones que el carbón o petróleo por unidad de energía, antes y después de la combustión.

El IEA recoge en el estudio “*The Role of Gas in Today’s Energy Transitions*”²⁸, la tabla que sigue, en la que podemos observar que el gas emite CO₂ y NO_x, si bien en cantidades inferiores a las emisiones de petróleo o carbón, y frente a estas dos fuentes energéticas, no emite sulfuro ni partículas en suspensión, siendo el combustible fósil menos contaminante.

28. “*The Role of Gas in Today’s Energy Transitions*”, IEA, 2019.

Share of gas in total energy-related emissions of selected air pollutants (2015) and CO₂ (2018)



Note: Non-combustion emissions are process emissions in industry and non-exhaust emissions in transport.
Source: IEA analysis based on data from International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA).

Fuente: IEA, 2019.

El IEA aporta además los siguientes datos:

En cuanto al CO₂, la combustión de gas natural ahorra un 40% de emisiones en comparación con el carbón por cada unidad de energía. Frente al petróleo, son un 20% menos.

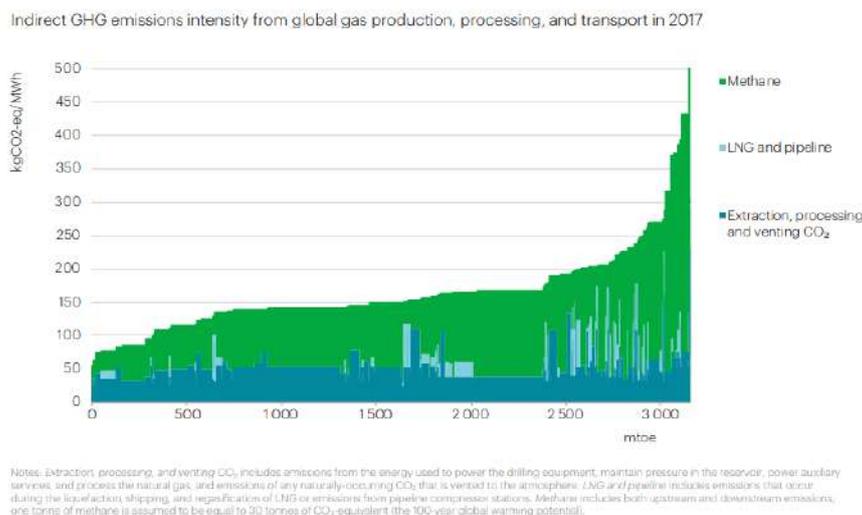
Con respecto a las sustancias más contaminantes, el SO₂ es inexistente, el NO_x procedente de la combustión del gas natural supone un 10% de las emisiones globales y el gas natural emite un 2,5 con respecto a las partículas en suspensión (PM)

La combustión controlada de gas natural emite muy pocas partículas al aire, mientras que casi todo el SO₂ presente en el gas natural se retira de él antes del transporte.

En 2018, la combustión de gas emitió el 21% del CO₂ del sector energético, muy por detrás del 44% emitido por el carbón y del 35% emitido por el petróleo.

La previsión del IEA supone que con el cambio de escenario actual, las emisiones de CO₂ del gas aumentarán desde por debajo de 7Gt en 2019 hasta casi 10Gt en 2040, llegando a suponer casi el 40% del total de CO₂, correspondiendo al aumento de la contribución del gas al total de emisiones del 21% al 27%.

Indirect emissions along the gas supply chain are dominated by methane ...



Fuente: IEA, 2019.

Con respecto al metano, la tabla muestra las emisiones de GEIs debidas a la producción, procesamiento y transporte del gas en 2017, siendo su reducción uno de los factores preocupantes en el sector no sólo por su intensidad sino también por la falta de control y cuantificación de éste en los procesos.

La preocupación por las emisiones hace que muchos países estén reconvirtiendo su industria de carbón a gas, que, en datos del estudio *“The impact of decarbonization on the gas and LNG industry”*²⁹, creció un 70% entre 2007 y 2019 en Estados Unidos lo que permitió una reducción del 14% en las emisiones totales de CO₂ en el sector energético. En Asia, el *“coal-to-gas switching”*, es decir, el fin del uso del carbón por la conversión a gas, unida al aumento en la producción general del continente asiático, está provocando un incremento en el mercado del gas considerable.

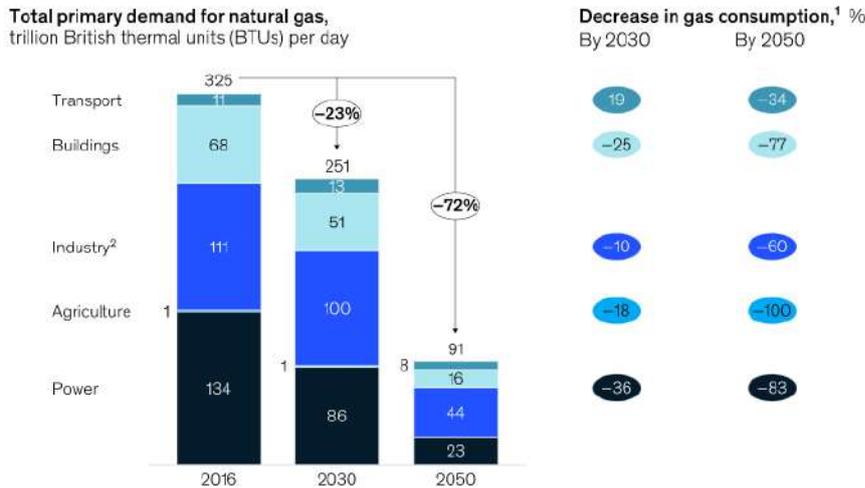
A estos cambios se añade la necesidad de que el crecimiento de la energía renovable esté respaldado por el gas.

En particular, el GNL resulta aún más resiliente que el gas natural en general, dado que puede suministrar a mercados con dificultad de suministro por tubería, a lugares donde la producción doméstica ha disminuido. Según el estudio de McKinsey&Company, si bien

29. VV.AA. McKinsey&Company. *“The impact of decarbonization on the gas and LNG industry”*. 2021

decaerá la demanda de LNG cuando otras tecnologías sean viables para su comercialización, será el combustible menos afectado, en particular en el transporte, llegando a su pico de consumo en 2030.

Fossil-fuel use would decline rapidly in a 1.5-degree pathway.



¹ Decrease vs 2016.
² Includes natural-gas demand for hydrogen production via steam methane reforming.
 Source: McKinsey, Global Energy Perspective 2019; Reference Case; McKinsey 1.5 °C scenario analysis (Scenario A)



Fuente: McKinsey&Company. 2021.

El IEA, en su publicación “Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector”³⁰, da una visión menos halagüeña del futuro del gas. Considera que no habrá más explotaciones de las existentes, que entre 2020 y 2050 el GNL caerá un 60% y el comercio por gasoducto un 65%, que durante los años 30 la demanda de gas natural caerá más de un 5% al año de media lo que llevará al cierre de instalaciones. Sin embargo, el descenso se ralentizará después de 2040 y que más de la mitad del gas usado en 2050 será para producir hidrógeno.

De acuerdo con lo anterior, el papel del gas en la descarbonización debe analizarse a la luz de la matriz que incorporamos:

30. IEA. “Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector”, versión revisada octubre 2021.

Natural Gas in the Energy Transition		
<p>High climate benefits (i.e., ideal for gas to grow market share or defend it)</p>	<p>Gas can help advance decarbonization but is struggling to compete for market share.</p> <p>Examples: Coal-to-gas switching in India and SE Asia; gas in heavy-duty transport (trucks); gas in industry and electricity in sub-Saharan Africa.</p>	<p>Gas can help advance decarbonization, plus gas is in a competitive position to defend or expand market share.</p> <p>Examples: Coal-to-gas switching in electricity and industry; oil-to-gas switching in electricity (e.g., Middle East); marine transport).</p>
	<p>Gas can play a smaller role in decarbonization, plus it is struggling to compete for market share.</p> <p>Examples: In buildings (where not already used); in electricity systems with low-carbon alternatives; in passenger cars (as electric vehicles scale up).</p>	<p>Gas can play a smaller role in decarbonization but is in a competitive position to defend or expand market share.</p> <p>Examples: In electricity systems with low-carbon alternatives; in buildings (if gas is used now); in industry (until alternatives scale up).</p>
	Gas less competitive	Gas more competitive

Fuente: Tsafos, Nikos. "How will natural gas fare energy transition".

Según el estudio "How will natural gas fare energy transition³¹", dependiendo del uso del gas, su utilidad en la transición será distinta. Así, tendrá grandes beneficios medioambientales para la descarbonización en la conversión de la industria a carbón, en India y Asia, en el transporte pesado o en la industria y electricidad en África subsahariana. También ayudará y será competitivo en la conversión del carbón por gas en electricidad e industria, la conversión del petróleo por gas en electricidad (por ejemplo en el medio oriente) y en el transporte marítimo.

Sus beneficios no serán grandes ni tendrá gran cuota de mercado en las nuevas construcciones, la electricidad con alternativas bajas en carbón como los vehículos o la industria que pueda convertirse a eléctrica.

No podemos olvidar, no obstante, algunas certezas que definirán el devenir del gas en los años de transición. Así, los distintos tipos de combustibles utilizados hasta ahora son

31. Tsafos, Nikos. "How will natural gas fare energy transition". Center for Strategic and International Studies.2020.

grandes emisores de carbono, metano y otros GEIs por lo que hay que terminar por abandonarlos y dar paso a nuevos combustibles, como el GNL, que, aún siendo emisores, lo son en cantidades mucho más pequeñas y tienen la ventaja de que las infraestructuras ya están construidas y la tecnología probada y comercializada. Si bien el GNL no es la panacea, sí es la energía de transición que permitirá al sector marino cumplir con los compromisos de la OMI de reducción de GEIs, en tanto en cuanto otros combustibles más limpios, véase amoniaco, BioLGN, SynthLGN, hidrógeno, etc. sean viables en términos tecnológicos, de mercado, cadena de valor y suministro.

En el sector particular del transporte marítimo, no hay otras alternativas a la fecha para la descarbonización de las flotas que venían alimentándose de petróleos. Además, el LNG cumple con los límites IMO2020. En 2050, de acuerdo con el estudio “*Energy Transition Outlook. Maritime forecast to 2050*”³², el GNL podría ser el combustible dominante para conseguir la reducción de emisiones del sector, siempre con la ayuda de mejoras en la eficiencia y tecnologías de carbono cero.

Es también necesario considerar que los electro fueles, tales como hidrógeno, amoniaco y metanol son menos densos, por lo que requieren la carga de grandes cantidades de combustible. Esto llevará a cambios en la operación, tales como cargar menos y repostar más veces, cuando haya una disponibilidad suficiente de combustible e infraestructuras de suministro.

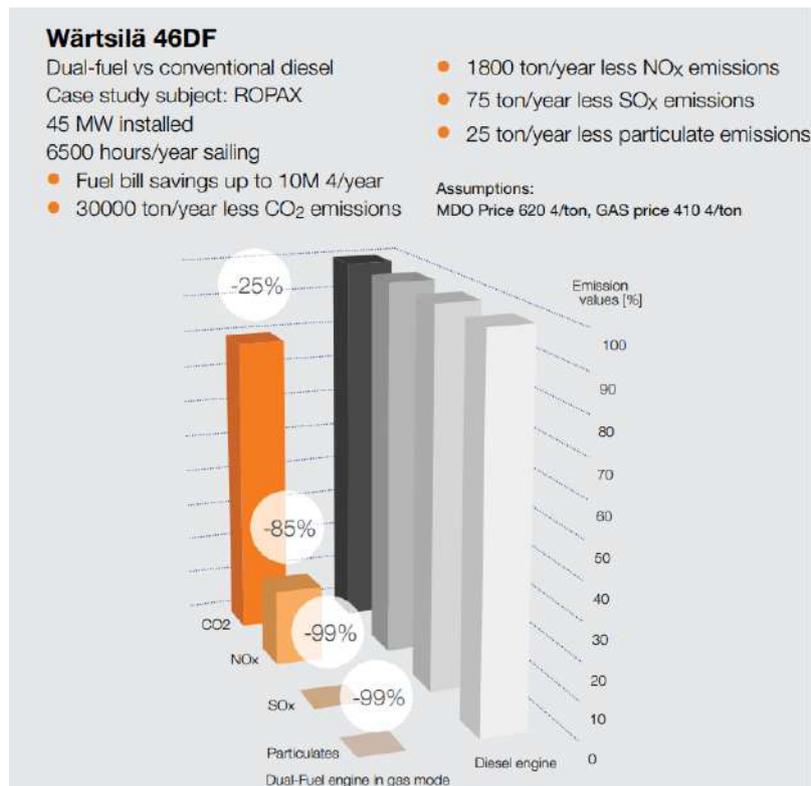
El éxito del GNL marítimo, dadas sus bondades medioambientales, en definitiva, vendrá dado por la capacidad de conversión de las flotas y por el aumento de las infraestructuras, ya que no hay otro combustible que pueda cumplir con las limitaciones mundiales a las emisiones de gases de efecto invernadero a la fecha.

A continuación, se muestran los datos de un motor del fabricante Wärtsilä, donde se comparan las emisiones del mismo motor, utilizándolo los dos tipos de combustible (diésel y gas), como ejemplo del ahorro en emisiones que supone el uso del gas natural.

Para el caso de un buque Ropax, que navega 6.500horas anuales, se consigue lo siguiente:

32 DNV. “*Energy Transition Outlook. Maritime forecast to 2050*” 2018.

- Evitar 30.000 toneladas de CO₂ anuales, debido al ahorro del 25% de emisiones de CO₂ respecto al diésel
- Evitar 1.800 toneladas de NO_x anuales, debido al ahorro del 85% de emisiones de NO_x respecto al diésel
- Evitar 75 toneladas de SO_x anuales, eliminación del 100% de los SO_x
- Evitar 25 toneladas de PM anuales, eliminación del 100% de los PM



Fuente: Wärtsilä.

2. El gas natural como combustible marino.

El interés por el GNL marítimo surge a raíz de diversas políticas de protección medioambiental que regulan la contaminación del aire, la eficiencia energética, la protección del Ártico, los límites de sulfuro.

En el ámbito marítimo, la OMI designó cuatro áreas de reducciones controladas o ECAS en el Mar Báltico, el mar del Norte, Norte América y el Caribe americano, creándose así mismos fondos que permitían soportar las inversiones en la reconversión de flotas que redujeran las emisiones tanto de SO_x como de NO_x, como por ejemplo, el ECA del Mar

Báltico está apoyado por Noruega quien permite una reducción impositiva a quienes realicen inversiones en la reducción de emisiones.

Los nuevos desafíos de la OMI para proteger las cada vez más transitadas aguas árticas del carbono también son elementos que facilitan la expansión del GNL como fuente no contaminante para el transporte en tales latitudes.

En 2018 la OMI adoptó una estrategia inicial³³ para reducir y eliminar los gases de efecto invernadero del sector marítimo, lo que requería combustibles que contuviesen menos carbono o incluso ninguno. La estrategia pretende alcanzar una reducción de la intensidad del carbono en el transporte marino de al menos un 40% en 2030 en comparación con los niveles de 2008, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al menos en un 50% para 2050 y eliminar los GEI del sector lo antes posible de acuerdo con el Acuerdo de París sobre el calentamiento global. Esto implica al menos un 70% de reducción de las emisiones en 2050. En este desafío, el GNL se ve como un aliado para obtener tales resultados. No obstante, el metano que se pierde por filtración o pérdida en la utilización del GNL debe ser un elemento a considerar en las previsiones medioambientales.

Dicha estrategia inicial será revisada en 2023.

Los reguladores y otras partes interesadas del sector marítimo están intensificando sus esfuerzos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del transporte marítimo y cumplir así con los objetivos de la OMI, entre los cuales se encuentra la reducción de las emisiones de GEIs mediante la mejora de la eficiencia energética de los buques, así como la introducción de nuevas tecnologías y de combustibles de baja o nula emisión de carbono.

En junio de 2021, la OMI adoptó una nueva y amplia normativa sobre CO₂ aplicable a los buques existentes. El Índice de Eficiencia Energética de los Buques Existentes (EEXI) aborda la eficiencia técnica de los buques, el sistema de clasificación del Indicador de Intensidad de Carbono (CII) aborda la eficiencia operativa, y el Plan de Gestión de la Eficiencia Energética de los Buques mejorado (SEEMP) aborda el sistema de gestión.

33. *Resolución MEPC.304 (72), adoptada el 13 de abril de 2018. Estrategia inicial de la OMI sobre la reducción e las emisiones de GEI procedentes de los buques.*

Las medidas a corto plazo deben entrar en vigor en 2023. Se estudiaron y debatieron ampliamente diferentes medidas, y la OMI decidió introducir una combinación de medidas técnicas y operativas. Mientras que el EEXI es la medida técnica, que se limita a considerar el diseño del buque de forma comparable a como lo hace el EEDI para los buques nuevos, el CII es la medida operativa correspondiente que considera el consumo real y la distancia recorrida por cada buque en servicio.

- Durante el MEPC 76 de junio de 2021, la OMI adoptó enmiendas al Anexo VI de MARPOL, introduciendo un Índice de Diseño de Eficiencia Energética para los buques existentes (EEXI). Los requisitos entrarán en vigor el 1 de enero de 2023. El EEXI es aplicable a todos los buques de más de 400 GT incluidos en el Anexo VI de MARPOL. Las directrices sobre los cálculos, los estudios y la verificación del EEXI se han ultimado en el MEPC 76. Las directrices de cálculo hacen referencia a las correspondientes directrices del EEDI para buques nuevos, con algunas adaptaciones relativas al acceso limitado a los datos de diseño.
- A partir de 2023, los requisitos del CII entrarán en vigor para todos los buques de carga, RoPax y de crucero de más de 5.000 GT que comercien a nivel internacional. El CII mide la eficiencia con la que un buque transporta mercancías o pasajeros y se expresa en gramos de CO₂ emitidos por capacidad de carga y milla náutica. A continuación, el buque recibe una calificación anual que va de la A a la E, y los umbrales de calificación serán cada vez más estrictos hacia 2030. Mientras que la EEXI es una certificación única que se centra en los parámetros de diseño, la CII se ocupa de las emisiones reales en funcionamiento.
- El EEDI para los buques nuevos es la medida técnica más importante y tiene como finalidad promover el uso de equipos y maquinaria de mayor eficiencia energética (menos contaminantes). El EEDI requiere un nivel de eficiencia energética mínimo por milla de capacidad (por ejemplo, tonelada-milla) para distintos tipos y segmentos de tamaño de buque. Desde el 1 de enero de 2013, tras una fase cero inicial, de dos años de duración, todo proyecto de buque nuevo debe cumplir el nivel de referencia para el tipo de buque de que se trate. El nivel de referencia se ajustará gradualmente cada cinco años, por lo que se espera que el EEDI propicie de forma constante la innovación y el desarrollo técnicos de todos los componentes que inciden en la eficiencia del buque en función del consumo de combustible, desde la fase de proyecto. El EEDI es un mecanismo de carácter no

prescriptivo, basado en criterios de rendimiento que deja en manos del sector la elección de las tecnologías que habrán de utilizarse en el proyecto de un buque concreto. En tanto se alcance el nivel reglamentario de eficiencia energética, los proyectistas y constructores de buques son libres de elegir las soluciones más eficientes para que los buques cumplan las normas. El EEDI ofrece una cifra concreta para un determinado proyecto de buque, expresada en gramos de dióxido de carbono por milla de capacidad del buque (cuanto menor sea el EEDI mayor será la eficiencia energética de los parámetros del proyecto técnico del buque de que se trate).

El GNL contiene menos carbono por unidad de energía que los combustibles habituales, lo que significa que emite menos dióxido de carbono. No obstante, hay otros GEI que sí contiene el GNL como es el metano, que, en un periodo de 20 años, atrapa 20 veces más ozono que el CO₂. Para analizar las implicaciones climáticas del uso de GNL es necesario comparar el ciclo de vida de los gases de efecto invernadero vertidos entre los distintos combustibles marinos.

En abril de 2020, el número de buques propulsados a GNL en el mundo era de 182 unidades operando y 61 bajo pedido³⁴. El número de los buques operados con GNL ha aumentado en los últimos años, especialmente en los segmentos de *ferry*, *offshore*, *tanker* y *container*.

En relación a los buques de suministro, son 13 los que operan actualmente en el mundo, de los cuales 6 han operado en España en los últimos años: Coral Methane (7.551 m³ de capacidad), Cardissa (6.500 m³ de capacidad), Engie Zeebrige (5.100 m³ de capacidad), Oizmendi (600 m³ de capacidad), Bunker Breeze (1.200 m³ de capacidad) y Coral Fraseri (10.000 m³ de capacidad).

Los nuevos cruceros se están construyendo con motores de GNL. Además, los *carriers* de GNL que usan la carga como combustible, aumentan su demanda.

El GNL se está convirtiendo en popular por varias razones. No contiene azufre, los motores se están construyendo para que emitan óxido de nitrógeno en muy bajas proporciones o incorporar tecnologías de reducción de éste tales como recirculación

34. Fuente: GASNAM.

exhaustiva de gas (EGR). Estas posibilidades hacen del GNL un combustible atractivo para los buques que operan en las áreas de control de emisiones (ECAS) donde los buques deben cumplir con estándares de calidad del aire muy estrictos.

En segundo lugar, el GNL, históricamente, es menos caro que MGO e incluso más barato en algunas regiones que el fuel oil pesado (HFO). Además, para cumplir con el límite OMI 2020 de sulfuro global, los buques deben pasar de HFO a un combustible más caro con muy bajo sulfuro (VLSFO) o usar el HFO con depurador. De todos modos, el uso de depuradores está siendo escrutado y revisadas sus regulaciones debido a la capacidad de cumplir con estándares de contaminación del aire debido a la contaminación del agua producida en las operaciones de circuito abierto.

El Consejo Internacional de Transporte Limpio (ICCT)³⁵ ha comparado en el ciclo de vida de las emisiones de GNL, MGO, VLSFO, y HFO usados en motores para el transporte marítimo, incluyendo cruceros, considerando el impacto climatológico de emisión de GEI durante 20 y 100 años y ha concluido que el máximo beneficio del GNL en cuanto a GEI fue de 15% con MGO durante 100 años, usando buques con motores HPDF y solo si las emisiones de metano están bien controladas. Los resultados del análisis demuestran que el GNL, si bien no consigue la reducción de emisiones indicada por la estrategia inicial de la OMI, es la forma de iniciar la descarbonización siendo conscientes de que hay mucho camino por recorrer, gracias a las inversiones en tecnología.

35. ICCT. “*The climate implications of using LNG as a marine fuel*”. Working paper 2020-02. Enero 2020.

Tabla: LNG engines, the ships that use them, and our methane slip emission factor assumptions.

Engine type ^a	Example ship types (and engines)	Ships in operation and on order as of mid-2018 ^b	Year with the most installations	Thermal efficiency when using LNG ^c	Methane slip (gCH ₄ /kWh)
LBSI, medium speed	Car/passenger ferries mostly (e.g., Rolls-Royce/ Bergen C26:33L9PG), offshore supply vessels (OSVs), a few general cargo, tugs, and ro-ro vessels	At least 45	2014	48%	4.1
LPDF, medium speed, four-stroke	LNG carriers mostly (e.g., Wärtsilä 12V50DF) with some OSVs and car/passenger ferries; also used for LNG-fueled cruise ships (e.g., MaK 16M46DF)	At least 300, including at least 13 cruise ships	2018	48%	5.5
LPDF, slow-speed, two-stroke	LNG carriers (e.g., Wärtsilä/ Winterthur Gas & Diesel (WinGD) 5X72DF) and mega container ships (e.g., Wärtsilä/WinGD 12X92DF). Also, some oil and chemical tankers	At least 50	2020	50%	2.5
HPDF, slow-speed, two-stroke	LNG carriers (e.g., MANB& W 5G70ME-C9-GI) as well as container ships and a few car carriers, general cargo carriers, and a bulk carrier	At least 90	2018	53%	0.2
Steam turbine	LNG carriers (e.g., Kawasaki UA-400)	At least 280	2006	28%	0.04
Gas turbine	High-speed ferries (e.g., GE LM2500)	At least 1	2013	37%	0.06

a LBSI means lean burn spark-ignited; LPDF means low-pressure injection, dual fuel; HPDF means high-pressure injection, dual fuel.

b Source: IHS (2019).

c For dual-fuel engines, thermal efficiency can be slightly lower when using conventional marine fuels.

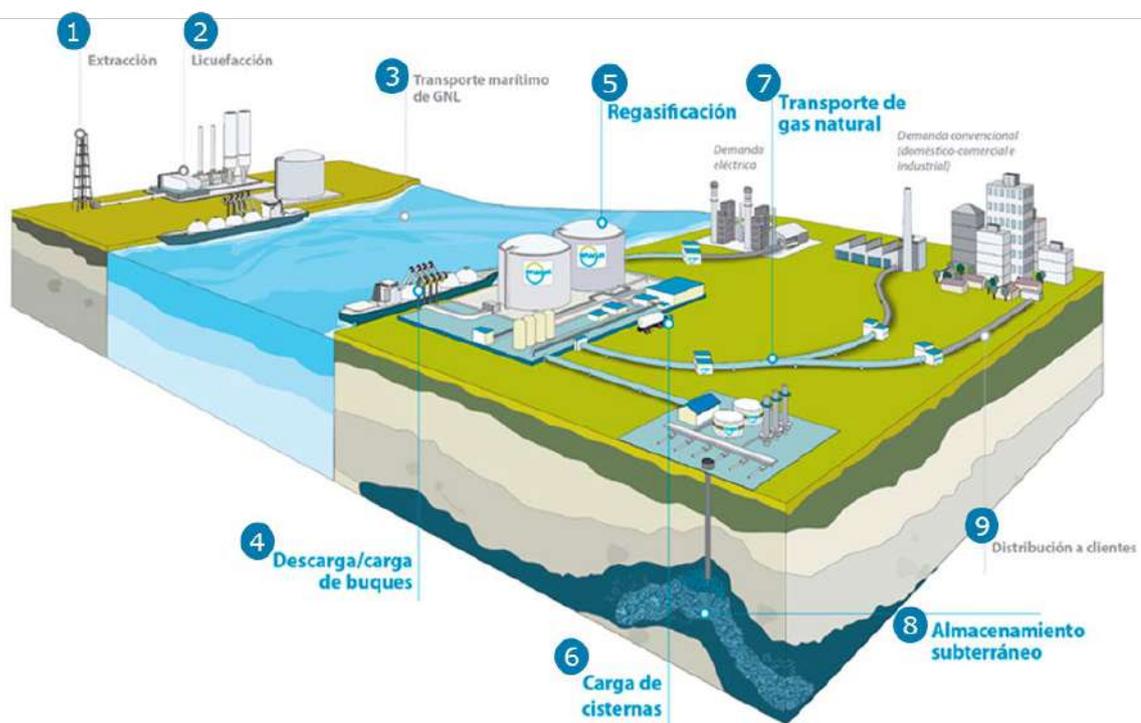
Fuente: The climate implications of using LNG as a marine fuel.

3. Logística y cadena de valor del GNL.

Una vez que hemos visto las características del GNL como combustible marítimo, pasaremos a estudiar las necesidades técnicas para que el GNL sea un combustible implementado a gran escala, de manera que las redes de distribución de gas sean

suficientes para que los armadores que no sean expertos y que no estén operando en el sector, puedan consumirlo y comprarlo en los puertos.

La cadena de valor del GNL es el recorrido que hace el gas natural desde la extracción, hasta su licuefacción, el embarque en buques metaneros, el transporte, la regasificación y la distribución al cliente final, mediante gasoducto. En el siguiente gráfico podemos ver un esquema de las fases del GNL desde su extracción hasta su distribución al consumidor final.



Fuente: Enagás. "La gestión logística en la comercialización del gas natural". Management Solutions Spain, 2011.

Podríamos sistematizar el proceso por fases:

1) Fase de exploración y extracción. La cadena de valor del GNL comienza con la producción en origen, en otros países, que a través de gasoductos permiten la carga en puerto en buques metaneros a 160 °C bajo cero en estado líquido y se descarga en las plantas de regasificación.

La fase incluye la exploración, evaluación, extracción y la posterior depuración y licuefacción del gas para poder ser transportado desde las zonas de producción hasta las de consumo. Los avances en la tecnología están reduciendo los costes asociados a la exploración y producción y, en particular, los relativos a la licuefacción, que están consiguiendo reducir de forma notable los costes totales de producción del GNL.

Los proyectos de exploración y explotación son de carácter muy intensivo en capital, con fuertes inversiones iniciales cuyo retorno es muy sensible a las variaciones de los precios de venta del gas y a otros riesgos, como una posible rescisión o reapertura de los contratos de aprovisionamiento, así como cambios jurídicos en los países productores (situados en su mayoría en zonas con cierta inestabilidad política).

La materialización de alguna de estas circunstancias puede condicionar la recuperación de la inversión inicial y afectar a las condiciones de aprovisionamiento de las comercializadoras.

Los costes de inversiones en ingeniería, los *royalties* e impuestos a pagar al país de origen para la obtención de los derechos de explotación, los gastos operativos en equipo técnico y humano, mantenimiento, etc. y el margen del productor marcan, junto a la situación de mercado, los costes de la materia prima. En este sentido, es frecuente que en los acuerdos productor- comercializador, el precio del gas esté indexado a distintos subyacentes energéticos con precios y cantidades máximas o mínimas y otras condiciones que permitan adaptar el precio a las condiciones de consumo y del mercado.

2) Fase de transporte de GNL. Comprende su traslado desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo en buques metaneros y su descarga en tanques, tanto para regasificación como para su carga en cisternas.

El transporte marítimo hace posible el aprovisionamiento de gas procedente de reservas alejadas, aumentando así la diversidad de fuentes de suministro. Una vez alcanzado el puerto de destino, el buque se descarga en los tanques de la planta, bien para su regasificación e inyección en la red de gasoductos, bien para su carga y transporte a través de camiones cisterna hasta las plantas satélite que permiten regasificar y suministrar GN exclusivamente a un cliente o a una zona específica, o a través de la carga en buques como combustible.

Uno de los aspectos clave en la logística del GNL es la planificación y correcta programación de los buques, ya que a la capacidad de prever la demanda y de mejorar

el precio se unen las restricciones técnicas y de tráfico portuario. Por ejemplo, en el sistema español, el GTS limita el número de barcos que puede descargar cada comercializadora anualmente (que se determina en función de variables tales como la demanda que cubrió el ejercicio anterior y el potencial crecimiento de la misma).

Esta actividad da lugar fundamentalmente a tres tipos de relaciones contractuales del comercializador:

- Aprovisionamiento de GN y GNL tanto a largo como a corto plazo y contratos *spot* en los que se recoge el coste del gas, las mermas sufridas durante su transporte, el propio flete y los seguros. Las cláusulas establecidas en los contratos de aprovisionamiento establecen la relación contractual del productor y del comercializador y definen las variables fundamentales de un contrato de aprovisionamiento.

- Capacidad de regasificación que le permitirá a la comercializadora regasificar el gas e introducirlo en la red de transporte y distribución.

- Capacidad de carga y transporte de cisternas para desplazar el gas desde la planta en la que se ha descargado el buque hasta una planta satélite en la cual se regasificará y suministrará a una zona específica. Como criterio general, cada planta satélite tendrá asignada como planta de regasificación asociada, aquella que se encuentre a menor distancia por carretera.

- En caso del uso del GNL para *bunkering*, capacidad de suministro a buque, variable según las distintas fórmulas de carga.

3) Fase de distribución y comercialización. La actividad de transporte y distribución de GN comprende el transporte, la distribución y el almacenamiento de GN, a través de gasoductos. Los costes de GN son mucho más sensibles a la distancia que los de GNL pudiéndose establecer, en términos generales, que cuando la distancia de transporte es menor a 1.500 Km el transporte mediante gasoductos es la forma de transporte más económica. A partir de 1.500 Km., es más eficiente económicamente el transporte a través de barcos que los gasoductos submarinos y, si la alternativa es el gasoducto terrestre, el umbral para el uso de buques se sitúa a partir de los 4.000 Km.

Dado que el GNL ha existido hasta hace poco como una cadena de valor que tenía el elemento marítimo como medio de transporte, es decir, consistía en la carga de buques para su transporte a otras latitudes, pero no como combustible (excepto en algunos

metaneros, que consumen el *boil-Off* como fuel gas), la logística del *bunkering* se entiende más como un servicio comercial al usuario final individual que como un complejo sistema de transporte de grandes cantidades para el suministro y posterior comercialización, en el que intervienen muchos actores. La ventaja del sistema de *bunkering* hoy en día es que las infraestructuras necesarias del yacimiento al puerto ya están construidas y el nuevo servicio de combustible sólo requiere de la implantación de un último tránsito, el que permite el suministro del combustible del puerto, o del barco, al barco a suministrar.

Este nuevo servicio modifica el perfil de cliente, de los grandes importadores de gas se pasa a cualquier buque que pueda operar con GNL, lo que exige modificaciones en puerto y suministros locales que no requieran de grandes muelles cargueros.

El reto es, pues, integrar la logística local con la logística convencional de gran escala permitiendo el transporte de combustible a un pequeño puerto no especializado. Esto conlleva tratar todos los aspectos de reducción de economía de escala:

- programación de suministros.
- adaptación de diferentes tipos de buques.
- adaptación de las instalaciones portuarias e integración del nuevo tráfico.
- programación de la recepción de buques de *bunkering*.
- instalaciones terrestres para el suministro directo.

Será preciso también contemplar aspectos jurídicos para la integración en un puerto no especializado del suministro de este tipo de combustible, dadas sus características de combustible peligroso.

Para este esquema de servicio, caben tres alternativas:

- a) El puerto debe de tener una planta de licuefacción o de regasificación que permita el suministro directo.
- b) El puerto debe tener tal almacenamiento cercano de manera que permita el traslado por buque o camión del combustible a suministrar.
- c) El otro esquema posible es la posible realización del suministro por un buque metanero que suministre a los barcos mediante la técnica barco a barco, o *ship to ship*.

Con respecto a los buques que pueden hacer el *bunkering*, hay varias alternativas:

a) Una barcaza, que puede ser especializada o híbrida, es decir, una barcaza que tiene a bordo otros combustibles más convencionales, pero también tiene tanques de GNL, supuesto que no está muy avanzado por las dificultades de contener distintos combustibles y de poder suministrar a buques de distintos combustibles.

El diseño de la barcaza básica parte de un buque con tanques de GNL en cubierta, con las especiales condiciones de peligro, velocidad, etc. que se le impongan por razón de la carga. Una de las dificultades de este tanque flotante estriba en la cantidad de combustible que puede poner a disposición de los clientes. La capacidad será de unos 1.000 m³ de GNL, lo que no es suficiente para cargar un crucero, por ejemplo, que puede necesitar 4.000 m³ de GNL o un buque porta contenedores que puede requerir unos 11.000-14.000 m³ de GNL.

b) Construir un barco especializado solo para GNL, un buque dedicado a suministro. Las características son muy específicas, diseñados para el puerto en cuestión y para clientes de un perfil concreto, que deben ser compatibles para recargar desde la regasificadora, para una zona de carga concreta, etc. Estos buques de GNL tienen prestaciones específicas, como una mayor velocidad y más capacidad de carga (hasta 10.000 m³).

Los buques híbridos o multi-gas están preparados para operar en el suministro de etileno, tráficos de gas licuado del petróleo (GLP), y de GNL.

La ventaja de emplear un buque de estas características es que se podría, teóricamente, contratar en el mercado, como buque lanzadera en un puerto, hasta tener un buque dedicado y construido con la especificación requerida para ese puerto, si bien, debido a sus dimensiones, no son capaces de maniobrar en todos los puertos.

c) Los buques *offshore*, que tienen una cubierta amplia donde se puede colocar un tanque. Sería la adaptación de un buque construido inicialmente para otros servicios en el sector del petróleo, pero que se puede adaptar al suministro de GNL.

En España, la infraestructura existente es la siguiente:

- Gasoductos: En España, el gas llega a través de los gasoductos de Metragaz (Argelia, Marruecos, Estrecho de Gibraltar, España) y Medgas (Argelia, Mar de

Alborán, España), y conexiones con Francia, entre Lumbier (Navarra) e Irún (Guipúzcoa)

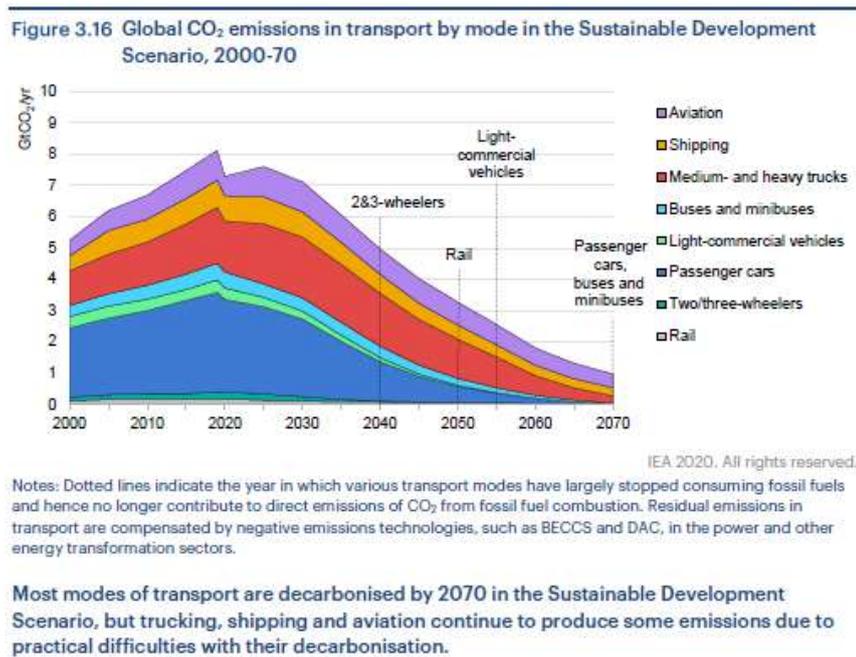
Desde el 31 de octubre de 2021 el gasoducto que llega a España desde Marruecos ha dejado de suministrar gas, por lo que el esquema de suministro en España está variando en el último mes hasta que se alcance una configuración estable. Por el momento, serán buques metaneros los que cubran la demanda española que se ha dejado de recibir por el gasoducto.

- Buques metaneros.
- Terminales de regasificación: En España, existen 7 terminales de regasificación (Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugaros, Gijón (hibernada) y Bilbao). Todas ellas disponen de la tecnología necesaria para la descarga y recarga de buques metaneros, lo que refuerza la estructura de aprovisionamiento de la Península e incrementa aún más la diversificación de las procedencias, lo que permite a nuestro país tener una disponibilidad muy importante de tanques de almacenamiento de GNL, siendo esto un potencial para el desarrollo del *bunkering* de GNL además de la posición geoestratégica de la península Ibérica en las principales rutas del transporte marítimo.
- Rutas de transporte marítimo: Las rutas de transporte marítimo internacional que cubre España son las que transitan a través del Mediterráneo, procedentes de Asia, Asia menor y el propio Mediterráneo en un sentido y de América del Norte y del Sur desde el Este, permitiendo el paso del Estrecho de Gibraltar, la comunicación Asia- Mar del Norte de Europa.
- Los puertos: Junto a los puertos españoles, el Mediterráneo cuenta con puertos competidores y vecinos en todos los países limítrofes.

La cadena de valor descrita para hacer posible el *bunkering* de GNL desde puertos españoles, incluye un proyecto de licuefacción, implica una planta industrial que enfría el gas natural a -160° C mediante compresores, la ocupación de terreno que conlleva, los tanques de almacenamiento, el puerto, los materiales criogénicos, los buques metaneros con su alta tecnología, los puertos de regasificación, etc. El proyecto por lo tanto supone una inversión muy elevada. La situación de España, con todas las infraestructuras construidas, la hace idónea para acometer tales proyectos desde un punto de vista económico, temporal y de competitividad, por su situación geoestratégica.

4. Regulaciones actuales que inciden sobre el GNL.

El sector marítimo desempeña un papel clave en el camino hacia la descarbonización del planeta. Las emisiones de gases efecto invernadero procedentes del sector suponen un 2,5% del total de las emisiones lanzadas a la atmósfera, y son numerosas las normativas que han surgido y siguen surgiendo para reducir este impacto y sus consecuencias medioambientales.



Fuente. OCDE. IEA. "Energy Technology Perspectives 2020".

Dentro del numeroso elenco, destacaremos en este apartado aquellas que suponen un cambio de escenario y una plataforma de lanzamiento para el mercado del *bunkering* de GNL, bien por la limitación sobre emisiones a los buques que usan combustibles tradicionales para su propulsión, como es el caso de las normas de la OMI, como normas sobre el servicio de *bunkering*, como es el caso de la normativa UE más reciente.

Así mismo, haremos mención a la discusión medioambiental más actual, como es la surgida en el marco de la Cumbre Climática de Glasgow, COP 26.

4.1. Normas bajo los auspicios del OMI. Convenio MARPOL. Estrategia inicial y OMI 2020. Plan de acción del Mediterráneo.

La Organización Marítima Internacional es un organismo especializado de las Naciones Unidas encargado de establecer las normas para la seguridad, la protección y el comportamiento ambiental, en el transporte marítimo internacional. Actualmente la OMI cuenta con 174 Estados miembros y tres Miembros Asociados.

- Prevención de la contaminación atmosférica ocasionada por los buques Anexo VI MARPOL.

En el Anexo VI del Convenio MARPOL³⁶, adoptado en 1997, se restringen los principales contaminantes atmosféricos contenidos en los gases de escape de los buques, en particular los óxidos de azufre (SO_x) y los óxidos de nitrógeno (NO_x), y se prohíben las emisiones deliberadas de sustancias que agotan la capa de ozono. En dicho Anexo también se regula la incineración a bordo, así como las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) procedentes de los buques tanque.

Tras la entrada en vigor del Anexo VI del Convenio MARPOL el 19 de mayo de 2005, el Comité de protección del medio marino (MEPC), en su 53º período de sesiones (julio de 2005), acordó revisarlo con el objeto de reducir sensiblemente los límites máximos de emisión a partir de las mejoras tecnológicas existentes y la experiencia adquirida a través de la implantación. Tras tres años de exámenes, el MEPC 58 (octubre de 2008) adoptó el Anexo VI revisado del Convenio MARPOL y el Código técnico conexo sobre los NO_x 2008, que entraron en vigor el 1 de julio de 2010.

- Anexo VI, revisado, del Convenio MARPOL.

Los principales cambios en el Anexo VI del Convenio MARPOL son la reducción progresiva de las emisiones de SO_x, NO_x y materia particulada a nivel mundial y la creación de las zonas de control de las emisiones (ECA) con el fin de reducir aún más las emisiones de contaminantes atmosféricos en las zonas marítimas designadas.

³⁶ *Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques, Convenio MARPOL, adoptado el 2 de noviembre de 1973 en la sede de la OMI.*

En el marco del Anexo VI, revisado, del Convenio MARPOL, el límite máximo del contenido de azufre a nivel mundial se reducirá del actual 3,50% al 0,50%, con efectos a partir del 1 de enero de 2020, y con sujeción a un estudio de viabilidad.

El MEPC 70 (celebrado en octubre de 2016) examinó una evaluación de la disponibilidad de fueloil para informar de la decisión que deben adoptar las Partes en el Anexo VI del Convenio MARPOL, y decidió que la norma de fueloil (el límite de 0,50% de contenido de azufre) deberán entrar en vigor el 1 de enero de 2020.

Los límites de SO_x y materia particulada aplicables a las zonas marítimas designadas se redujeron, a partir del 1 de enero de 2015, a 0,10%.

También se incluye la reducción progresiva de las emisiones de NO_x de los motores diésel marinos instalados en buques, con un límite de emisión del "Nivel II" para los motores instalados en buques construidos el 1 de enero de 2011, o posteriormente, y un límite de emisión más estricto correspondiente al "Nivel III" para los motores instalados en buques construidos el 1 de enero 2016, o posteriormente, que naveguen en las ECA (zona de control de las emisiones de Norteamérica y zona de control de las emisiones del mar Caribe de los Estados Unidos). Los motores diésel marinos instalados en buques construidos el 1 de enero 1990, o posteriormente, pero antes del 1 de enero de 2000, deberán cumplir con los límites de emisión del "Nivel I" en caso de que una Administración haya certificado un método aprobado para ese motor.

El Código Técnico sobre los NO_x, revisado, de 2008 incluye un nuevo capítulo que se basa en el planeamiento acordado para la regla de los motores existentes (anteriores a 2000), recogida en las disposiciones del Anexo VI del Convenio MARPOL, en virtud de las cuales se establece un método directo de medición y vigilancia, un procedimiento de certificación para los motores existentes y los ciclos de ensayo que han de aplicarse a los motores de nivel II y nivel III.

El MEPC 66 (abril de 2014), adoptó una serie de enmiendas a la regla 13 del Anexo VI del Convenio MARPOL con respecto a la fecha consignada en las normas relativas a los límites de emisión de NO_x correspondientes al nivel III.

En las enmiendas se prevé que las normas relativas a los límites de emisión de NO_x correspondientes al nivel III se aplicarán a un motor diésel marino instalado en un buque construido el 1 de enero de 2016, o posteriormente, que navegue en las zonas de control

de las emisiones de Norteamérica o del mar Caribe de los Estados Unidos que están designadas para el control de las emisiones de NO_x.

Además, las prescripciones correspondientes al nivel III se aplicarán a los motores diésel marinos instalados cuando naveguen en las zonas de control de las emisiones que puedan designarse en el futuro para el control de los NO_x del nivel III. El nivel III se aplicaría a los buques que han sido construidos en la fecha de adopción de dicha zona de control de emisiones por el Comité de protección del medio marino, o posteriormente, o en una fecha posterior que se especifique en la enmienda mediante la cual se designe la zona de control de las emisiones de NO_x del nivel III.

Además, las prescripciones propias del nivel III no se aplican a un motor diésel marino instalado en un buque construido antes del 1 de enero 2021, de arqueo bruto inferior a 500 toneladas, de eslora igual o superior a 24 metros, que ha sido específicamente proyectado, y se utiliza exclusivamente, para fines recreativos

También se efectuaron revisiones de las reglas relativas a las sustancias que agotan la capa de ozono, los compuestos orgánicos volátiles, la incineración, las instalaciones de recepción y la calidad del fueloil, a las cuales se añadieron reglas sobre la disponibilidad del fueloil. Así mismo, se indicó que constaran las reducciones por usar gas.

- Estrategia inicial de la OMI³⁷.

En el marco de dicha función, y dentro de los aspectos objeto de este estudio, la OMI adoptó 2018 una “Estrategia Inicial para la reducción de gases de efecto invernadero de los buques”, que prevé la reducción paulatina de la emisión de dichos gases en el transporte marítimo hasta su eliminación. Dicha estrategia fue adoptada por el Comité de Protección del Medio Marino (MEPC) durante su 72º periodo de sesiones en la sede de la OMI en Londres, Reino Unido. Más de 100 Estados Miembros asistieron a esta reunión.

Con ese objetivo, la estrategia pretende conseguir la reducción de las emisiones en al menos el 50% en 2050 (comparado con los niveles de 2008), al mismo tiempo que se persigue eliminarlas por completo en este siglo. La estrategia incluye una referencia específica a un "itinerario de reducción de emisiones de dióxido de carbono coherente con los objetivos de temperatura del Acuerdo de París". Éste Acuerdo sobre cambio

37. OMI. Nov 2020. Información obtenida de su página web: <https://www.imo.org>.

climático se acordó en 2015 por las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y entró en vigor en 2016. El objetivo principal del Acuerdo de París limitar el aumento de la temperatura mundial "muy por debajo de 2 °C respecto de los niveles preindustriales" y "proseguir los esfuerzos para es limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales".

La estrategia inicial es un marco de trabajo para los Estados Miembros, definiendo la futura visión para el transporte marítimo internacional, los niveles de ambición para reducir las emisiones de efecto invernadero y los principios rectores. También incluye una lista de posibles medidas adicionales a corto, medio y largo plazo, con los plazos posibles y sus repercusiones para los Estados. La estrategia identifica barreras y medidas de apoyo como la creación de capacidad, la cooperación técnica y la investigación y desarrollo.

Según la "hoja de ruta" aprobada por los Estados Miembros en 2016, la estrategia inicial será revisada en 2023.

La OMI ha adoptado medidas obligatorias en todo el mundo para abordar las reducciones de gases de efecto invernadero. También está llevando a cabo proyectos mundiales de cooperación técnica con el fin de reforzar la capacidad de los Estados Miembros, especialmente los países en desarrollo, para implantar y apoyar la eficiencia energética en el sector marítimo.

En la Estrategia inicial se determinan niveles de ambición para el transporte marítimo internacional, teniendo presente que las innovaciones técnicas y la introducción mundial de combustibles y/o fuentes de energía alternativos para el transporte marítimo internacional serán fundamentales para alcanzar la ambición general. En las revisiones se tendrán que tener en cuenta las estimaciones actualizadas, las opciones de reducción de emisiones para el transporte marítimo internacional y los informes del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. Los objetivos son los siguientes:

1. La intensidad del carbono de los buques disminuirá mediante la implantación de fases adicionales del índice de eficiencia energética de proyecto (EEDI) para los buques nuevos. Para su consecución, se examinarán e intentarán reforzar las prescripciones de proyecto de eficiencia energética para los buques determinando el porcentaje de mejora de cada fase para cada tipo de buque, según proceda.

2. La intensidad del carbono del transporte marítimo internacional disminuirá. Para ello se deberán reducir las emisiones de CO₂ por trabajo de transporte, como promedio para todo el transporte marítimo internacional, en al menos un 40 % de 2018 a 2030 comparado con los niveles de 2008.

3. Las emisiones de GEI procedentes del transporte marítimo internacional alcanzarán un máximo y luego disminuirán. El objetivo es alcanzar lo antes posible el máximo de las emisiones de GEI procedentes del transporte marítimo internacional y reducir el total de las emisiones de GEI anuales en al menos un 50% de aquí a 2050 comparado con los niveles de 2008.

- OMI 2020: Una ventana de oportunidad.³⁸

Las reglas de la OMI para reducir las emisiones de óxidos de azufre entraron en vigor en 2005, en virtud del Anexo V del Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques, más conocido como el Convenio MARPOL. Desde entonces, los límites de los óxidos de azufre han sido progresivamente endurecidos.

El 1 de enero de 2012, la OMI fijó un límite a las emisiones de azufre procedentes del transporte marítimo, limitándolas al 3,5%. En enero de 2020 se fijó un nuevo límite de emisiones de azufre derivadas del transporte marítimo en la norma OMI2020, lo que exige al sector, en particular a las navieras, grandes adaptaciones o renovaciones de flota para cumplir con dicho límite.

Desde el 1 de enero de 2020, el límite de contenido de azufre en el combustible usado a bordo de los buques que operen fuera de las zonas de control de emisiones designadas debe ser de 0.50 % masa/masa (anteriormente era de 3,50% masa/masa, límite que continúa vigente para las zonas de control de emisiones designadas). De esta forma, se reducirá significativamente la cantidad de óxidos de azufre que emanan de los buques, lo que debería tener grandes beneficios tanto para la salud como para el medio ambiente mundiales, especialmente, para las poblaciones que viven cerca de los puertos y costas.

En las zonas de control de emisiones designadas por la OMI existe un límite más estricto de 0.10% masa/masa. Las zonas de control de emisiones son las siguientes: la zona del

38. *Id.*

mar Báltico, la zona del mar del Norte, la zona de Norteamérica (que abarca zonas costeras designadas en Estados Unidos y Canadá) y las zonas del mar Caribe de los Estados Unidos (alrededor de Puerto Rico y de las Islas Vírgenes de los Estados Unidos).

Los países que bordean el mar Mediterráneo están actualmente considerando la posibilidad de designar al mar Mediterráneo, o partes del mismo, como zonas de control de las emisiones de SO_x.

Las reglas del Convenio MARPOL limitan el contenido de azufre en el fueloil. Por tanto, los buques tienen que usar un fueloil que sea lo suficientemente bajo en azufre para cumplir con las prescripciones de la OMI. Algunos buques limitan los contaminantes atmosféricos instalando sistemas de limpieza de los gases de escape, también conocidos como “*scrubbers*”. Esto es aceptado por los Estados de abanderamiento como un medio alternativo para cumplir con el requisito del límite de azufre.

Los buques pueden tener motores que usen diferentes tipos de fuel, que pueden contener bajo o cero contenidos de azufre, como es el caso del GNL o de los biofuel.

Todo fueloil destinado a la combustión transportado a bordo de los buques debe cumplir con las normas de calidad, tal y como se establece en el Anexo VI del Convenio MARPOL (regla 18.3). Por ejemplo, que no contenga ninguna sustancia añadida o desecho químico que comprometa la seguridad del buque o afecte negativamente al rendimiento de las máquinas.

Actualmente, la OMI está discutiendo cómo identificar posibles problemas de seguridad relacionados con las nuevas mezclas de fueloil, ya que se reconoce que si estos combustibles no se administran de manera adecuada, podría haber problemas de compatibilidad y estabilidad. De ser necesario, se podrían elaborar orientaciones adicionales para los tripulantes y operadores de barcos.

La **norma ISO 8217** de la Organización Internacional de Normalización (ISO) especifica las prescripciones para los combustibles para uso en los motores diésel marinos y las calderas.

Con el fin de ayudar a los operadores de buques a prepararse para el límite de contenido de azufre, el MEPC ha aprobado varias orientaciones y directrices:

- Directrices para la implantación uniforme del límite del contenido de azufre del 0,50 % en virtud del Anexo VI del Convenio MARPOL, adoptadas mediante la resolución MEPC.320(74). Estas Directrices exhaustivas incluyen un modelo de formulario para notificar la falta de disponibilidad de fueloil.
- "Examen técnico de las posibles repercusiones para la seguridad señaladas en relación con la utilización de combustibles reglamentarios en 2020".
- Orientaciones sobre la planificación de la implantación en el buque para 2020. Las orientaciones contienen secciones sobre los siguientes aspectos:
 - Medidas de mitigación y evaluación de los riesgos (efectos de los nuevos combustibles).
 - Modificaciones en los sistemas de combustible líquidos y limpieza de los tanques.
 - Capacidad suficiente de combustible líquido y capacidad de segregación.
 - Suministro de fueloil reglamentario.
 - Plan de cambio del fueloil (del fueloil convencional al fueloil reglamentario de 0.50%).

La OMI2020³⁹ afecta tanto al combustible utilizado a bordo como al requerido por los motores principales, los motores auxiliares y las calderas. Tan solo se consideran excepciones aquellos casos en los que se produzca una emergencia que ponga en peligro la seguridad del buque o de las personas a bordo, así como aquellos casos en los que se estén realizando ensayos para el desarrollo de tecnología diseñada para reducir las emisiones del transporte marítimo.

La principal consecuencia de esta norma es la necesidad de implementar los cambios pertinentes para que los buques puedan cumplir con los límites impuestos. Existen tres formas de alcanzar el objetivo de 0,5% de emisiones de azufre, a saber:

-Utilizar un combustible de bajo contenido en azufre, es decir, que no supere una concentración de 0,5% masa/masa.

39. ECOFREIGHT. "Todo lo que necesitas saber de la norma OMI2020". 2020.

-Utilizar combustibles de un contenido de azufre superior a 0,5% masa/masa pero combinarlos con un sistema de limpieza de gases, los denominados “scrubbers”, encargados de limpiar los gases antes de que se emitan a la atmósfera.

-Optar por un combustible alternativo como el GNL que puede reducir las emisiones de gases efecto invernadero hasta en un 30%, pero que requiere de cambios en los motores de los buques. Asimismo, el metanol es otro combustible alternativo que ya se utiliza en algunos servicios de navegación marítima.

Todas las opciones brindan ventajas e inconvenientes, y requieren de cambios significativos y de una inversión. En el caso de utilizar combustibles de bajo contenido en azufre, los buques no requieren de ninguna modificación, pero el problema viene con la poca disponibilidad de estos combustibles. En cambio, actualmente ya existen infraestructuras construidas para suministro de GNL sin incrementos de precio y con una disponibilidad absoluta.

Tanto en el caso de utilizar *scrubbers* como en el caso de optar por GNL como combustible, serán necesarias algunas modificaciones en la infraestructura del buque, con su correspondiente inversión, pero en ambos casos la reducción de las emisiones está garantizada. El uso de GNL brinda una ventaja económica, ya que se trata de un combustible más asequible atendiendo al histórico de precios, pero requiere de modificaciones en los motores del buque.

Es posible que, dada la inversión que tendrán que llevar a cabo las navieras para que sus buques cumplan con esta norma, los fletes aumenten. Algunos ejemplos de los recargos que podrían efectuarse son: BAF (*Bunker Adjustment Factor*), EBS (*Emergency Bunker Surcharge*), BUC (*Bunker Contribution*), BRC (*Bunker Recovery Cost*). Sin embargo, todavía es muy pronto para advertir con precisión las consecuencias que la norma podría tener en los fletes.

- Plan de Acción del Mediterráneo (MAP)

El Plan de Acción para el Mediterráneo (MAP) es el Sistema de Convenciones de Barcelona que trabaja con las Partes Contratantes y los socios para cumplir la visión de

un mar y una costa mediterráneos saludables que sustentan el desarrollo sostenible en la región.

MAP fue establecido en 1975 como un acuerdo ambiental multilateral en el contexto del Programa de Mares Regionales del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Los países mediterráneos y la Comunidad Europea aprobaron el MAP como marco institucional de cooperación para abordar los desafíos comunes de la degradación del medio ambiente marino.

Bajo los auspicios del PNUMA / PAM, en 1976 se adoptó una convención marco dedicada a la Protección del Mar Mediterráneo contra la Contaminación y se enmendó dos décadas después para abarcar los conceptos clave adoptados en la histórica Conferencia de Río de 1992 e incluir las costas en su alcance. El Convenio para la Protección del Medio Marino y la Región Costera del Mediterráneo (Convenio de Barcelona) fue adoptado en 1995.

El PNUMA / PAM y las Partes Contratantes del Convenio de Barcelona (21 países mediterráneos y la Unión Europea) han erigido progresivamente un marco institucional, legal y de implementación único e integral que integra los pilares fundamentales para la sostenibilidad en el Mediterráneo.

4.2. Normas UE. El *bunkering* como servicio portuario.

La Unión Europea ha creado un elenco de regulaciones para los Estados Miembros que abarcan todos los campos que tangencialmente pueden afectar a este estudio, desde los comerciales a los de transporte, medio ambiente, seguridad, etc., unas en forma de normativa a incorporar en los ordenamientos nacionales y otras en forma de obligaciones de remisión de datos o de respeto a límites.

Podríamos destacar, desde nuestro interés, en este campo, la obligación de remisión de informes de emisiones de CO₂ a la Comisión Europea para los buques que atracan en puertos de la Unión Europea, o el Sistema de Comercio de Emisiones, que se espera incluya al comercio marítimo en 2022 como parte del *Green Deal* que está abordando la Unión Europea.

Con respecto a los combustibles, la *Directiva 2014/94/UE de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos*⁴⁰, incluye al GNL, al gas natural, incluido el biometano, en forma gaseosa natural, comprimido y en forma licuada, como parte del ámbito de aplicación, y tiene por objeto establecer un marco común de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos en la Unión a fin de minimizar la dependencia de los transportes respecto del petróleo y mitigar el impacto medioambiental del transporte. Así, establece requisitos mínimos para la creación de una infraestructura para los combustibles alternativos, incluyendo puntos de recarga para vehículos eléctricos y puntos de repostaje de gas natural (GNL y GNC) y de hidrógeno, que se habrán de aplicar mediante los marcos de acción nacionales de los Estados miembros, así como mediante las especificaciones técnicas comunes sobre dichos puntos de recarga y de repostaje, y los requisitos de información a los usuarios.

Entre las normas relativas a puertos comunitarios, debemos destacar:

- *Reglamento UE 1315/2013 de 11 de diciembre de 2013, sobre las orientaciones de la Unión para el desarrollo de la Red Transeuropea de Transporte*⁴¹.

- *Reglamento UE 2021/1153 de 7 de julio de 2021 por el que se establece el Mecanismo «Conectar Europa»*⁴², relativo al mecanismo financiero 2021-2027 diseñado para el desarrollo de las redes transeuropeas en los sectores digital, del transporte y de la energía.

Si bien, el reglamento que ha supuesto un cambio mayor en el objeto de nuestro estudio es el *“Reglamento UE 2017/352 del Parlamento Europeo y del Consejo de 15 de febrero de 2017 por el que se crea un marco para la prestación de servicios portuarios y se*

40. *Directiva 2014/94/UE del parlamento Europeo y del Consejo de 22 de octubre de 2014 relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. DOUE, 28 de octubre de 2014 L-307/1.*

41. *Reglamento (UE) N o 1315/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2013 sobre las orientaciones de la Unión para el desarrollo de la Red Transeuropea de Transporte, y por el que se deroga la Decisión n o 661/2010/UE . DOUE L- 348/1 de 20 de diciembre de 2013.*

42. *Reglamento (UE) 2021/1153 del Parlamento Europeo y del Consejo de 7 de julio de 2021 por el que se establece el Mecanismo «Conectar Europa» y se derogan los Reglamentos (UE) n.o 1316/2013 y (UE) n.o 283/2014. DOUE 20 de diciembre de 2013.L249/38 de 14 de julio de 2021.*

*adoptan normas comunes sobre la transparencia financiera de los puertos*⁴³, que está en vigor desde marzo de 2019. En él se reconoce por primera vez, en su artículo 1, como servicio portuario, bien dentro de la zona portuaria o bien en los accesos navegables que permiten entrar al puerto, el suministro de combustible, definiéndose éste en el artículo 2 como “*el aprovisionamiento de combustible sólido, líquido o gaseoso o de cualquier otra fuente de energía utilizada para la propulsión del buque y para el abastecimiento general y específico de energía a bordo de dicho buque mientras esté atracado.*”

El Reglamento se aplica a todos los puertos marítimos de la Red Transeuropea de transporte que se enumeran en el *anexo II del Reglamento (UE) n. o 1315/2013, de 11 de diciembre de 2013, sobre las orientaciones de la Unión para el desarrollo de la Red Transeuropea de Transporte*. Tal anexo incluye en la Red Transeuropea al Puerto de Algeciras (red básica), Puerto de Huelva (red básica) y al Puerto de Ceuta (red global), pero no al Puerto de Gibraltar, si bien los Estados pueden solicitar que se incluyan otros de sus puertos en el ámbito de aplicación del Reglamento. Tras el Brexit, no obstante, el Puerto de Gibraltar queda fuera de cualquier normativa al respecto de la Unión Europea⁴⁴.

La inclusión del *bunkering* dentro de una norma marco europea dota a la actividad europea de algunas ventajas frente a la realizada en puertos no europeos, como podría ser el aseguramiento del cumplimiento de unos estándares jurídicos, de seguridad en todos los niveles, cumplimiento de requisitos medioambientales, responsabilidad sobre la ordenación, estandarización de usos marca europea, interconexiones, ayuda mutua y

43. *Reglamento (UE) 2017/352 del Parlamento Europeo y del Consejo de 15 de febrero de 2017 por el que se crea un marco para la prestación de servicios portuarios y se adoptan normas comunes sobre la transparencia financiera de los puertos*. DOUE L- 57/1, de 3 de marzo de 2017.

44. *Real Decreto-ley 38/2020, de 29 de diciembre, por el que se adoptan medidas de adaptación a la situación de Estado tercero del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte tras la finalización del periodo transitorio previsto en el Acuerdo sobre la retirada del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte de la Unión Europea y de la Comunidad Europea de la Energía Atómica, de 31 de enero de 2020*. BOE 340 de 30 de diciembre de 2020. Sec. I. Pág. 122960.

- *Orden PCM/1161/2021, de 29 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 26 de octubre de 2021, por el que se prorrogan las medidas contenidas en los artículos 11, 12 y 15 del Real Decreto-ley 38/2020, de 29 de diciembre, por el que se adoptan medidas de adaptación a la situación de Estado Tercero del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte tras la finalización del periodo transitorio previsto en el Acuerdo sobre la retirada del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte de la Unión Europea y de la Comunidad Europea de la Energía Atómica, de 31 de enero de 2020*. BOE 260. 30 de octubre de 2021. sección I. Pg. 131807.

garantía de servicio, pudiendo según el Reglamento incluso los Estados clasificar las actividades como de servicio público con las obligaciones que esto conlleva.

En España, el suministro se realizaba anteriormente bajo la modalidad de servicio comercial, pero con la transposición del nuevo reglamento y su paso a servicio portuario, la normativa española requiere modificaciones para reflejar las particularidades de esta actividad, entre ellas modificar el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y la Marina Mercante (TRLPEMM) y los pliegos de prescripciones particulares para poder facilitar este servicio portuario de una manera adecuada y garantizar un posicionamiento competitivo de los puertos españoles en el *bunkering*, preocupando en el sector aspectos tales como las obligaciones de servicio público, los medios humanos y materiales mínimos, su vinculación exclusiva o no al servicio de un determinado puerto, y el establecimiento de una estructura tarifaria o de unas tarifas máximas.

Por ello, el Observatorio Permanente del Mercado de los Servicios Portuarios ha realizado el “*Estudio de las necesidades e implicaciones de la determinación del suministro de combustible como servicio portuario conforme a lo establecido en el Reglamento UE 2017/352*”⁴⁵. Dicho estudio, contiene un análisis del contexto legal y normativo en la legislación española al que nos referimos a continuación.

Hasta la entrada en vigor del *Reglamento 2017/352*, el suministro de combustible marino era considerado como un servicio comercial, y por tanto regulado por el TRLPEMM en su Capítulo V -Servicios Comerciales-, en los artículos 138 a 141. A partir de la entrada en vigor del Reglamento, el suministro de combustible ya no tiene cabida en tal regulación y debe adaptarse la normativa al cambio propuesto por la Unión Europea.

El cambio normativo supone modificar aspectos importantes de la regulación de la actividad, como veremos a continuación, que deberán contemplar las distintas modalidades del servicio y los distintos combustibles a suministrar deben ser regulados con distintas condiciones y pliegos de prescripciones particulares.

Los aspectos que deben ser incluidos en la nueva regulación del servicio de suministro serán los relativos a obligaciones de servicio público, en caso de que España decida

45. Observatorio Permanente del Mercado de los Servicios Portuarios. “*Estudio de las necesidades e implicaciones de la determinación del suministro de combustible como servicio portuario conforme a lo establecido en el Reglamento UE 2017/352*”. Abril de 2020.

considerar el suministro de combustible como tal. Esto incluiría disposiciones sobre la cobertura universal y en su caso, la definición de usuario a efectos de cobertura universal, la continuidad y regularidad en el servicio, necesidad de establecimiento de una estructura tarifaria y tarifas máximas, fijación de medios humanos y materiales mínimos y control de la Autoridad portuaria, obligaciones de cobertura del servicio por la Autoridad portuaria en caso de falta o insuficiencia de iniciativa privada para la atención del servicio dentro de los requerimientos de los pliegos de prescripciones portuarias, posibilidad de prestación del servicio para productos concretos y modalidades de suministros concretos en determinados puertos, mediante el prestador único en lugar de múltiples prestadores en libre competencia.

Otras condiciones de tipo operativo para garantizar la seguridad y la calidad del servicio podrán desarrollarse en los pliegos de prescripciones particulares en base a las normas de calidad que a nivel internacional afectan al servicio.

La Asociación Española del Gas (SEDIGAS), en su Comisión Permanente⁴⁶, estudia las posibilidades de reforma de la Ley y propone medidas a contenerse en los pliegos. Con respecto a estos, promueve que se realicen pliegos especiales para el servicio de *bunkering* de GNL, distintos de los pliegos generales de servicio portuario, por sus características singulares, entre las que se incluyen la necesidad de áreas delimitadas exclusivamente o exenciones hasta que el desarrollo del mercado sea sólido. Así mismo, propone que se exija un contrato previo entre las partes que regule la actividad comercial, para mayor garantía de ambas, y de las inversiones a acometer. Destacan la importancia de definir al prestador del servicio logístico, separado del de suministro de molécula, que no sería un servicio portuario. Esto afectaría también a las tarifas portuarias a aplicar.

Con respecto a la modificación de la Ley, y en coherencia con los pliegos propuestos, son contrarios a la regulación del *bunkering* de GNL como servicio público, por sus condiciones de cobertura universal, regularidad y continuidad del servicio, sobre todo en el caso del *bunkering* de STS y TTS, siendo más flexibles para el caso de las instalaciones fijas. Junto a esta limitación debería definirse al usuario final, al tiempo que distinguirse las licencias entre las de uso general y las de autoprestación y en cuanto a

46. SEDIGAS. *Presentación sobre puntos clave aprobados en relación a los futuros pliegos del servicio de bunkering y en la aprobación de la Ley de Puertos del Estado. Octubre 2021.*

las tarifas, se apoya la idea de no fijar precios máximos para facilitar la existencia de competencia.

El interés de esta nueva concepción deberá ser, a tenor del estudio, con el que coincidimos:

- 1) Mantener e impulsar la posición de liderazgo y competitividad de los puertos españoles en el mercado internacional de combustibles convencionales.
- 2) Favorecer el desarrollo de un emergente mercado de servicio de suministro de los combustibles alternativos y la electricidad.
- 3) Potenciar los aspectos de seguridad y calidad y digitalización del servicio.

El estudio, con respecto al gas natural licuado concluye lo siguiente:

“GNL: Dado que está trata de un producto en fase inicial de desarrollo como combustible marino, se encuentra aún poco desarrollado, si bien hasta la fecha ya se han realizado suministros en los puertos españoles por las tres modalidades de suministro, buque, cisterna y tubería. Los servicios de GNL han estado en general disponibles, se realizan con fiabilidad, pero aún, no con eficiencia económica dado el bajo nivel de demanda actual.

Consecuencia de encontrarnos en las primeras fases de desarrollo, sí se han encontrado deficiencias y falta de fiabilidad en el servicio a buques concretos, a la vez que también consta que se trabaja en soluciones para evolucionar positivamente.

Tanto en el servicio de suministro de productos convencionales como de GNL, en las reuniones con representantes del sector se observa la inquietud en cuanto a que la normativa contemple la flexibilidad en la disposición de medios asociados a licencias, e incluso en diferentes actividades. En cualquier tipo de producto, pero en especial en el GNL la disposición de un mismo medio para la atención a licencias en diferentes puertos, y para el desarrollo de actividades paralelas para la optimización de tiempos y minimización de costes, se considera clave.

Con el objeto de conocer las necesidades y potenciar la optimización de costes en el servicio de suministro de GNL, como producto que ha comenzado a abrir mercado en los últimos años, pero -como no puede ser de otra forma – de manera muy lenta, el trabajo coordinado de organismos públicos y compañías privadas, encuadrados todos en el

proyecto CoreLNGHive, liderado por Puertos del Estado y coordinado por ENAGAS está desarrollando estudios y pruebas piloto tendentes al desarrollo de un servicio eficiente y fiable en el sistema portuario español.”

4.3. COP26.

Entre el 31 de octubre y el 12 de noviembre de 2021 se ha celebrado la COP26 en Glasgow. Entre los compromisos firmados destacan:

- *Glasgow Climate Pact* (documento de conclusiones finales).
- El acuerdo de 23 países para eliminar el carbono en la generación de electricidad.
- La IEA y varios reguladores han lanzado el RETA (*Regulatory Energy Transition Accelerator*).
- China y EE.UU. han firmado una declaración conjunta de principio para la cooperación climática.
- El lanzamiento del *Global Methane Pledge*, firmado por *más de 100 países*, un *compromiso* para reducir las emisiones de metano en un 30% en el año 2030, suponiendo la suma del 70% de la economía mundial. Los sectores más afectados serán el gas y el petróleo, por un lado, y la agricultura y la basura por otro.

El metano es un gas de efecto invernadero que es hasta 86 veces más potente que el CO₂ en términos de calentamiento global. La reducción de emisiones de metano puede ayudar en gran medida a contener el calentamiento global a 1.5 grados centígrados, objetivo mundial fijado en el Acuerdo de París.

El gas metano es responsable de casi la mitad del calentamiento global y si se logra reducir las emisiones de metano en el sector de gas y petróleo, en agricultura y en basura, se logrará reducir un tercio de la reducción de gases de efecto invernadero para evitar un deterioro irreversible del clima.

El sector gasista ya estaba comprometido desde 2019 a la reducción del 45% del metano a través de la participación en la “*Global Alliance to Significantly Reduce Methane Emissions in the Oil and Gas Sector by 2030*⁴⁷”, una iniciativa surgida en la Cumbre del

47. *UN Environment. “A Global Alliance to Significantly Reduce Methane Emissions in the Oil and Gas Sector by 2030”.*

Clima de Naciones Unidas, bajo los auspicios del Programa de Naciones Unidas para el medio ambiente (UNEP) y de la Coalición por el Clima y el Aire Limpio (CCAC), cuyo objetivo es una reducción significativa del metano en el gas y el petróleo, en los países signatarios, consistente en al menos un 45% en 2025 y un 60% a 75% en 2030 o incluso alcanzar un porcentaje cercano a cero.

- 19 países (incluido España) han firmado la “*Declaración de Corredores Verdes para el Transporte Marítimo*”, llamada “*Declaración Clydebank*”. Esta declaración establece el objetivo de desarrollar corredores ‘verdes’ para mediados de esta década, fecha en la que los signatarios prevén llevar a cabo una evaluación. A más largo plazo, se contempla aumentar el número de rutas, que éstas sean más largas y con mayor número de buques. Según el acuerdo, no se requerirá que todos los buques que transiten por un corredor verde tengan cero emisiones o participen en el acuerdo. Estos corredores se establecerán por acuerdo entre dos o más signatarios de esta Declaración, que identificarán y tomarán medidas conjuntas con los puertos, operadores y otros eslabones de la cadena logística, para descarbonizar una ruta marítima específica. También se prevé la designación de corredores verdes en líneas de cabotaje nacional dentro de la jurisdicción y el control de un signatario. El acuerdo prevé el establecimiento de incentivos o nuevas infraestructuras que fomenten la participación de los operadores.

Por su tenor, reproducimos algunas de las motivaciones recogidas en la Declaración, dada la claridad de su preocupación⁴⁸:

“[The signatories]... “Express great concern regarding the findings from the Fourth IMO Greenhouse Gas Study 2020, which estimates that if no further action is taken, international shipping emissions are expected to represent 90% to 130% of 2008 emission levels by 2050.

Express great concern also regarding the findings of the IPCC Working Group I contribution to the Sixth Assessment Report (2021), which states that global warming of 1.5°C and 2°C will be exceeded during the 21st century unless deep reductions in carbon dioxide (CO₂) and other greenhouse gas (GHG) emissions

48. Documento obtenido de "<https://www.gov.uk/government/publications/cop-26-clydebank-declaration-for-green-shipping-corridors/cop-26-clydebank-declaration-for-green-shipping-corridors>", noviembre 2021.

occur in the coming decades, and hence, endorse the need for international shipping to keep accelerating its level of action.

Equally recognise that a rapid transition in the coming decade to clean maritime fuels, zero-emission vessels, alternative propulsion systems, and the global availability of landside infrastructure to support these, is imperative for the transition to clean shipping.”

En traducción propia, podría leerse:

“[Las Partes firmantes] expresan gran preocupación en relación con los hallazgos del Cuarto Estudio sobre los Gases de efecto Invernadero de OMI 2020, que estima que, si no se toman medidas, se espera que las emisiones del transporte marítimo internacional representen del 90% al 130% de los niveles de emisiones de 2008, en 2050.

Expresan gran preocupación en relación con los hallazgos del grupo de Trabajo del IPCC, en contribución al Sexto Informe de Evaluación (2021) que establece que el calentamiento global de 1,5°C y 2°C será excedido durante el siglo XXI a menos que se lleven a cabo profundas reducciones de CO₂ y otros GEIs, lo que eleva la necesidad acelerar la acción de reducción del transporte marítimo.

Igualmente reconocen que una transición rápida en la próxima década para convertirse a combustibles limpios, buques de cero emisiones, sistemas de propulsión alternativos y la capacidad global de crear infraestructuras de soporte es imperativa para la transición al transporte marítimo limpio.”

La Declaración, de momento, ha sido suscrita por Australia, Bélgica, Canadá, Chile, Costa Rica, Dinamarca, Fiji, Finlandia, Francia, Alemania, Irlanda, Japón, Islas Marshall, Países Bajos, Nueva Zelanda, Noruega, Suecia, Reino Unido y Estados Unidos, no estando entre los firmantes China o Brasil, con importancia capital en el sector naviero.

De acuerdo con el estudio “*The Next Wave: Green Corridors*”⁴⁹, presentado al tiempo de la celebración de la COP26, uno de los corredores propuestos para la descarbonización sería la ruta de contenedores Asia-Europa. Esta ruta genera más GEI que ninguna otra

49. *The Next Wave: Green Corridors Getting to Zero coalition. Global Maritime Forum. Noviembre 2021. p. 13.*

pero también cuenta con condiciones para desarrollar un corredor verde, entre ellas, la cantidad de proyectos de hidrógeno ya en marcha (que puede resultar en una capacidad de 62GW de electrolisis de hidrógeno en 2030) en Europa, Asia menor y Australia para ser suministrados en Asia, además la cadena de valor está exigiendo la descarbonización, desde el usuario final hasta las líneas de transporte, y por último la descarbonización también es una inquietud en las políticas de los países ribereños. El estudio propone el uso de metanol y amoniaco verde como los combustibles que permitirían convertir esta ruta en verde en 2030.

En conclusión, el transporte marítimo ve con preocupación sus niveles de contaminación y la necesidad inminente de convertir las flotas en agentes de emisión cero de GEI, lo que será una proeza si se consigue en 2030. El Estrecho de Gibraltar va a tener un papel relevante en la puesta en marcha de las nuevas normativas.

4.4. Normativa española de apoyo al *bunkering* de GNL.

El Reino de España manifiesta un claro apoyo a la extensión del *bunkering* de GNL en su territorio. Como muestra podemos tomar la respuesta parlamentaria del Gobierno de 4 de marzo de 2021 del Senado⁵⁰, que transcribimos:

“En relación con la materia por la que se interesa Su Señoría, cabe señalar que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, en la tabla resumen C.1 del Anexo C “Principales elementos de la lucha contra el cambio climático en España”, incluye como una de las medidas el “Impulso del uso del Gas Natural Licuado (GNL) en el transporte marítimo”. Así, para contribuir a su consecución, el Plan Nacional propone tres iniciativas orientadas a la integración del mercado gasista:

- Establecimiento del modelo logístico de plantas de regasificación mediante la aprobación de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se establecen los mecanismos de acceso y asignación de capacidad a aplicar en el sistema de gas natural y su posterior desarrollo. De esta manera, se confía

50. Respuesta del Gobierno 684 a pregunta escrita en el Senado 684/31613 19/01/2021 73508 . Registro general del Senado, 4 de marzo de 2021. Secretaría de Estado de Relaciones con las Cortes y Asuntos Constitucionales. Entrada 83.522.

en maximizar la flexibilidad del sistema permitiendo avanzar hacia un modelo que permita la compraventa de GNL sin distinción de la planta en la que se encuentre físicamente.

- Profundización de las medidas de fomento de la liquidez (negociación obligada en el mercado organizado de gas natural destinado a ciertos usos, creadores de mercado).

- Aprovechamiento de la capacidad de almacenamiento de GNL en las plantas españolas, así como su capacidad de regasificación, para poder convertirse en un “hub” físico a nivel comunitario, tanto de gas natural como de gas renovable o hidrógeno.

En línea con lo anterior:

- En la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017, se autorizó a MIBGAS, S.A. para que iniciase la negociación de gas natural licuado en los tanques de plantas de regasificación.

- Mediante la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, se constituyó el tanque virtual de balance, donde se contabiliza todo el GNL de los usuarios con independencia de la planta donde se haya descargado. Esta medida facilitará el suministro de GNL a buques, ya que no hace necesario disponer obligatoriamente de GNL en la planta de GNL desde donde se realice la operación de suministro. Asimismo, la CNMC en su resolución de 22 de septiembre de 2020 por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación de octubre 2020 a septiembre 2021 ha publicado un nuevo peaje de carga de GNL a buques, que no tiene término fijo, y cuyo término variable de 0,000145 €/kWh es significativamente inferior a los valores vigentes aprobados en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, de 0,000521 €/kWh para buques de tamaño superior a 9.000 m³ y de 0,001563 €/kWh para los buques de tamaño inferior.

En consecuencia, todas las medidas mencionadas contribuirán a hacer más atractivas las operaciones de carga de GNL a buques en España y fomentarán de manera efectiva el uso del GNL como combustible marítimo.”

A esta enumeración cabría añadir la reducción del 50% de las tasas portuarias a buques que utilicen como combustible el GNL para su propulsión en alta mar o para la alimentación de los motores auxiliares durante la estancia e puerto, aprobada en los Presupuestos Generales del Estado de 2015.

Por su parte, el *Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural*⁵¹, adapta la estructura de los peajes de las plantas de regasificación, incluyendo los aplicables a descarga de buques, el almacenamiento de GNL, la regasificación, la entrada en el Punto Virtual de Balance desde la red de transporte y la recarga de buques, incluyendo en este último caso el suministro a buques que utilicen GNL como combustible, partiendo del hecho de que España se encuentra a la cabeza de la Unión Europea en infraestructuras y capacidad de almacenamiento de gas natural licuado, siendo el país europeo con mayor número de plantas de regasificación y de que, por su situación geoestratégica, tiene un importante potencial para desarrollar el mercado de gas natural licuado orientado al suministro de este combustible en el transporte marítimo.

5. El GNL dentro del mercado de combustibles marinos.

El GNL es un combustible que es compatible con la regulación futura y actual de la reducción de emisiones y que está ganando cada vez más fuerza en el mercado.

El mercado de los combustibles líquidos para empleo marítimo tiene una dimensión del orden de 250 millones de toneladas/año de consumo y el combustible alternativo GNL es incipiente en este mercado.

51. *Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural. BOE 128 de 26 de mayo de 2018. Sec. I. Pág. 54938.*

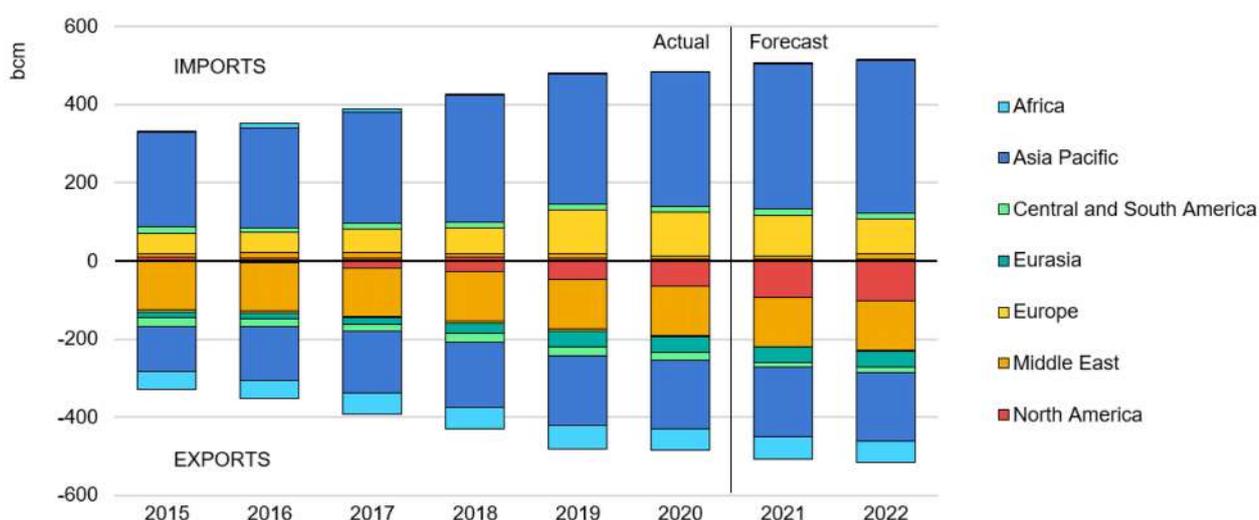
World natural gas demand and production by region and key country (bcm)

	Demand					Production				
	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
Africa	157	162	160	164	169	244	248	240	247	249
Asia Pacific	824	850	854	910	954	627	654	648	675	691
of which China	283	307	325	368	396	160	174	189	206	220
Central and South America	153	152	137	143	141	167	167	152	158	157
Eurasia	666	658	633	668	665	932	941	884	968	976
of which Russia	493	482	460	488	484	726	738	692	761	763
Europe	536	537	522	545	534	246	227	211	204	202
Middle East	544	543	547	566	583	666	677	680	694	709
North America	1 061	1 097	1 070	1 066	1 078	1 062	1 166	1 145	1 148	1 177
of which United States	854	888	869	862	870	868	968	953	958	985
World	3 940	3 998	3 923	4 063	4 125	3 944	4 080	3 960	4 094	4 161

Fuente: Report Q4-2021, IEA.

De acuerdo con el informe del mercado del gas Q4-2021 de la Agencia Internacional de la Energía⁵², la demanda de importación de GNL en Asia Pacífica está en claro aumento mientras que Norte América lidera el incremento de exportaciones de GNL en 2021-2022, como puede verse en el gráfico extraído del estudio. En Europa las importaciones se mantienen, a la espera de los cambios que la crisis energética del gas está produciendo en los últimos meses.

LNG imports and exports by region (2015-2022)



Fuente: IEA Q4 report on gas market. 2021. Pg. 87.

52. IEA. "Gas Market Report Q4- 2021 and including Global Gas Security Review 2021". pg. 85

De acuerdo con el IEA⁵³, la tendencia contemplada es a un aumento del comercio de GNL en la venta de fletes durante 2021 por un gran incremento de la demanda, habiendo aumentado más del doble los precios de los fletes hasta alcanzar una media de 84.000 dólares por día. Este aumento se explica con el crecimiento de los buques propulsados con GNL, con 50 nuevos buques suministrados desde el comienzo del tercer cuatrimestre de 2020, a lo que se suma la rápida recuperación en los flujos Asia Pacífico- Estados Unidos.

Para 2022 se prevé la puesta en servicio de 30 nuevos buques de GNL frente a un crecimiento más lento del mercado (un 2%).

6. *Bunkering*.

6.1. Alternativas de suministro: Tipos de *bunkering*.

Según las infraestructuras existentes de GNL (planta de GNL o terminal de GNL), la cantidad de GNL a repostar en el buque y los medios disponibles en los puertos, los tipos de *bunkering* son los siguientes:

1. *Bunkering* de camión a buque. (TTS - *Truck to Ship*).

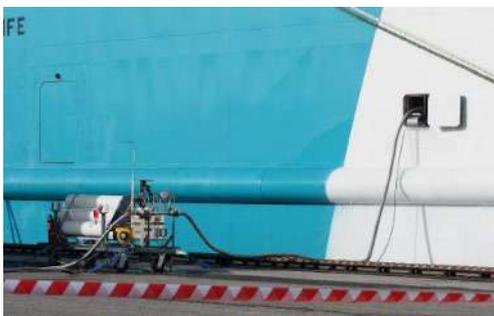
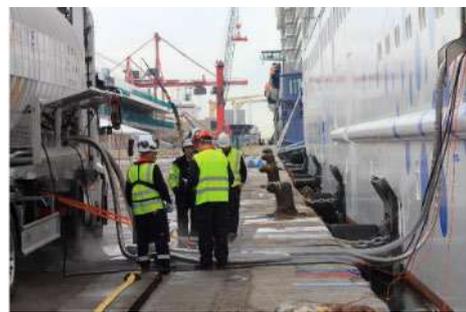
Hay tres actividades principales asociadas a esta cadena de suministro: almacenamiento, transporte y distribución que se realiza con camiones cisternas. Esta logística cubre dos de las tres actividades principales necesarias en la cadena de suministro: el transporte desde la planta de regasificación a la entrega o distribución al buque. El *bunkering* por medio de cisternas sería relevante en las primeras etapas, teniendo en cuenta la cantidad de GNL a repostar al buque, pudiendo cargarse como máximo 10 cisternas por tiempo de parada del buque y el proceso de bombeo.

El camión de GNL se conecta al barco en el muelle de atraque, generalmente mediante una manguera flexible. Este es el método de abastecimiento de combustible más utilizado en la actualidad. De acuerdo con la demanda y la tipología de buque se irán

53. IEA analysis based on ICIS (2021), ICIS LNG Edge; Spark Commodities (2021), LNG Freight Dashboard.

acondicionando las terminales y los puertos con infraestructuras que permitan hacer las operaciones de *bunkering* de mayor tamaño.

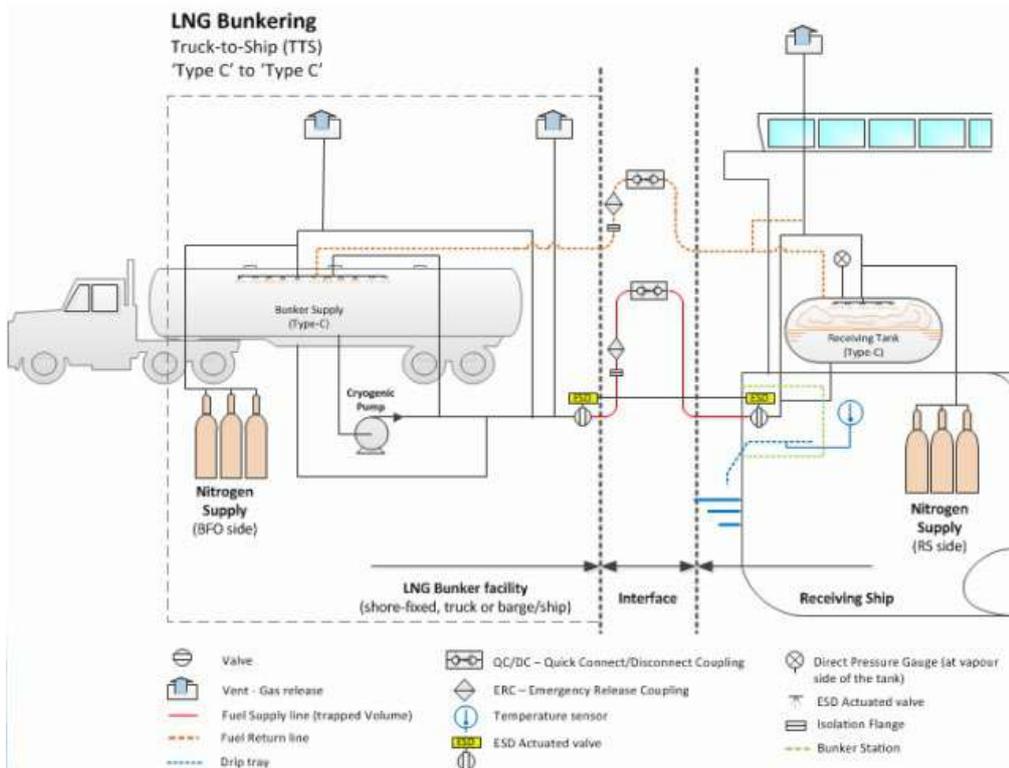
La operación TTS no requiere gran inversión ya que en la Península Ibérica existe un parque de unas 300 cisternas, con capacidad entre 42 y 50 m³, que realizan la distribución del GNL, donde no existen infraestructuras por gasoducto, desde las plantas de regasificación a planta satélites industriales o a redes de distribución de las compañías distribuidoras. Además, la totalidad de la instalación de GNL es móvil y se lleva hasta el punto de suministro, abaratando los costes de instalación.



Fotografías: *Bunkering TTS*

En la actualidad es el sistema de *bunkering* que más se está realizando, ya que no requiere de instalaciones específicas ni de importantes periodos de construcción. Si bien este tipo de operación tiene como principal limitación la capacidad y velocidad de transferencia, puesto que la capacidad de un camión cisterna se suele encontrar entre los 40 m³ y los 80 m³, y las bombas tienen una capacidad determinada. En estos momentos, en operaciones de *bunkering* de GNL de hasta unos 100 m³ es la opción más

recomendada, en caso de buques más grandes, el *bunkering* mediante camión no sería posible por los tiempos de repostaje y a la cantidad de camiones necesarios para completar la operación.



Esquema de operaciones de bunkering de GNL desde camión, TTS.

Fuente: EMSA

2. Bunkering de multicamión a buque (MTTS-Multitruck to Ship).

El sistema MTTS, es un sistema que utiliza varias cisternas acopladas en paralelo para la descarga simultánea, evitando los tiempos de conexión de cada cisterna, aparte de un mayor caudal a transferir al buque.

Está formado por una línea que actúa como colector de descarga de las cisternas y por una salida que conecta la manguera al barco. Las bombas utilizadas para el trasvase de GNL pueden ser las de las propias cisternas o una bomba externa de mayor capacidad. Como en todas las operaciones es imprescindible disponer de procedimientos descriptivos de la operación y los equipos a utilizar.



Bunkering MTTs, Puerto Valencia, Balearia

3. Bunkering de buque a buque (STS – Ship to Ship).

La operación *ship to ship* (STS) se realiza entre dos buques, cuando uno de ellos es un buque nodriza o *feeder* que descarga el GNL a otro, que lo recibe conectado por una manguera.

El repostaje desde buque consiste en realizar la carga de GNL desde un buque de suministro abarloado al costado del buque receptor. El buque de suministro será un pequeño metanero diseñado para este fin, similar a los actuales buques de suministro de fuel, que por tanto contará con los sistemas de almacenamiento de GNL y con los equipos específicos de manejo de la carga. El buque nodriza puede ser sólo de GNL o de multiproducto, es decir de varios combustibles, como gasoil y/o fuel.

El STS puede ser realizado por dos buques en diferentes lugares, uno acostado junto al otro o amarrados en línea en la zona de atraque.

Para este tipo de operación y con un buque de entre 1.000 a 5.000 m³ de GNL requiere que la demanda sea relevante y que este tipo de buque pueda atender en varios puertos próximos, por ejemplo, Valencia, Sagunto, Alicante, o Huelva, Cádiz, Gibraltar.

El buque para operaciones de *bunkering* de una cierta capacidad también permite realizar operaciones de *small scale* en otros puertos que la demanda sea menor o en consumos en puertos que no exista planta de regasificación. Es decir, la utilización de un buque

para operaciones de GNL de *bunkering* de GNL requiere optimizar de forma eficiente su utilización dado el coste de inversión que supone.

El buque debe permitir:

- Alta maniobrabilidad, para los movimientos portuarios de servicios de *bunkering* eficaces y seguros.
- Carga parcial, el uso de tanques de GNL de tipo C en buques de tamaño menor que los de transporte de GNL, permite la carga parcial de la mercancía y una gran flexibilidad en los servicios de *bunkering* y alimentación a servicios de *small scale*.
- Rangos de servicios de *bunkering*. Oscilan entre los 400 m³ en buques multiproducto y de 2.000 a 5.000 m³ para operaciones de cantidades más altas. Deben tener diseño adecuado que permita la gestión del BOG y la medición de las cantidades a repostar.

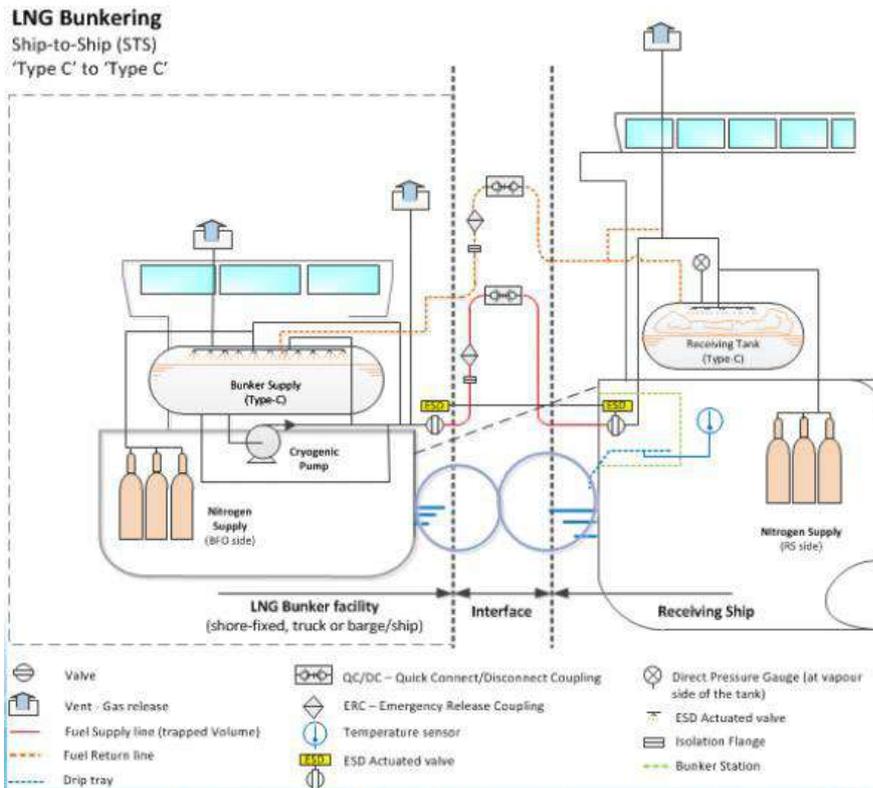
En comparación con otros métodos de *bunkering*, el STS es muy versátil en la gestión de capacidad y emplazamiento de la operación a realizar. Es posible suministrar GNL lejos de una zona de almacenamiento o planta de GNL.

En la actualidad el número de buques de suministro de GNL es limitado, por lo que las operaciones de este tipo se están realizando únicamente en los lugares donde se dispone de estas embarcaciones. Si bien ya hay proyectados o en construcción un buen número de estos buques. Esto, unido a que el suministro de otros combustibles mediante gabarras o buques de suministro específicos es el procedimiento más extendido, hace pensar que este método será de los más empleados en un futuro próximo. Una de las principales ventajas de este método de operación es la versatilidad que ofrece, puesto que la operación no requiere que el buque receptor se encuentre amarrado a muelle aunque, por otra parte, la compatibilidad del sistema de amarre y carga entre ambos buques es fundamental. El tamaño de los buques que se están proyectando y construyendo hace que este método sea el más adecuado para volúmenes entre los 100 m³ del TTS y los 10.000 m³ del PTS, siendo óptimo para volúmenes del entorno de los 1.000 m³ y para puertos con escasa disponibilidad de atraques. En cuanto al apartado de costes, también es intermedio entre los otros dos tipos fundamentales de operación, siendo la inversión mayor que para el TTS y menor que para el PTS.

En este punto, cada una de las soluciones de *bunkering* de GNL tiene sus pros y contras. Por ejemplo:

- Un sistema PTS en el lugar de atraque de un buque de línea regular, permite optimizar los tiempos y compatibilizar las operaciones de carga y descarga del buque, además de ser más eficiente en cuanto a tiempos de enfriado de las líneas y potencia de los equipos de bombeo frente al TTS, pero sin embargo, esta instalación está en un sitio fijo y por tanto los buques deben desplazarse hasta dicho punto, por lo que para un buque de línea regular puede ser idóneo, pero para otros tráficos *spot* u otros buques que descargan en otras terminales implicaría un doble desplazamiento del buque en puerto con el coste que ello conllevaría.
- Un sistema STS, es la opción más cara pero también es la opción más flexible, ya que es la solución con más capacidad de carga de GNL y que además puede realizar sus operaciones abarloado al buque cliente mientras hace su operación de carga y descarga y también el poder desplazarse a otros puertos.
- Un sistema TTS, es la solución más flexible en tiempos, pero es la que menor volumen puede suministrar.

Como se acaba de exponer, cada solución de *bunkering* necesita su estudio y su análisis de compatibilidad con la flota cliente, es decir, tiene que pensarse la solución más óptima para el naviero que utilizará el combustible pero siempre y cuando ésta solución sea razonable a nivel de competitividad de capex y opex.



Esquema de operaciones de *bunkering* de GNL desde buque o gabarra.

Fuente: EMSA



Bunkering STS en el Puerto Barcelona

4. Bunkering de tubería o terminal a buque (PTS- Pipe to Ship).

La operación PTS consiste en el trasiego del combustible desde un tanque intermedio o desde una terminal de regasificación al buque receptor de *bunkering*. Si la terminal de

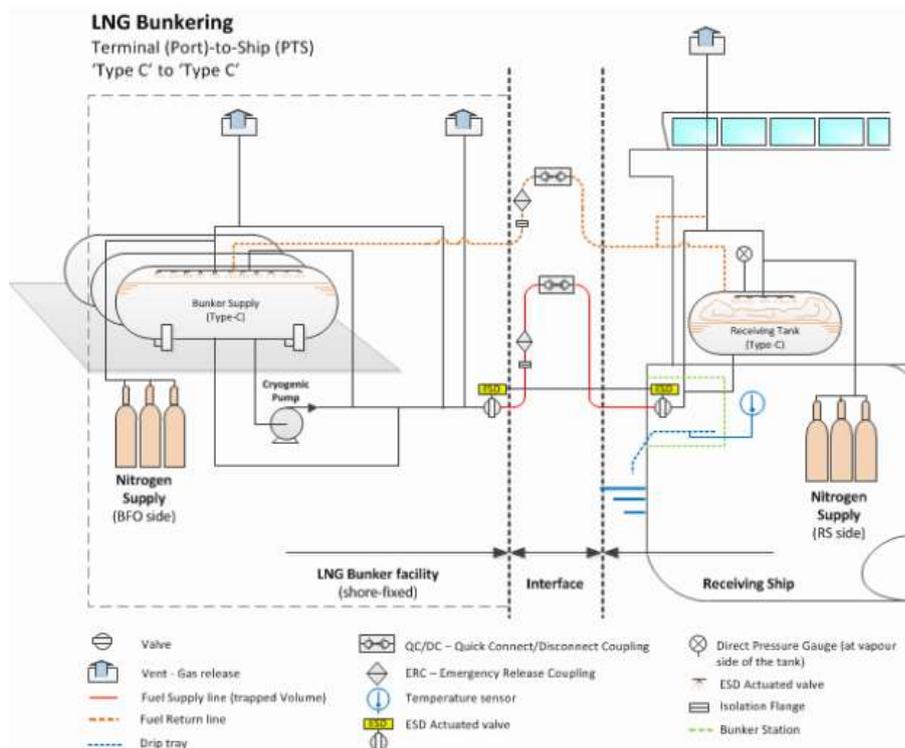
GNL no está situada en el muelle de atraque, se necesita una tubería de conducción del GNL hasta el buque desde una instalación fija. Esta suele estar compuesta por depósitos de almacenamiento de GNL, un muelle dedicado a la carga de GNL, en el que se encuentran las mangueras, los conectores y los sistemas/procedimientos de carga del GNL específicos para *bunkering*, y una tubería desde los depósitos hasta el muelle. Normalmente las instalaciones de suministro o *bunkering* de GNL se encuentran diferenciadas de las terminales de GNL y suelen ser incompatibles con la operativa de los grandes metaneros. El sistema de suministro PTS permite una gran variedad de caudales y volúmenes, pudiéndose realizar el suministro a mayor velocidad que en los otros dos tipos principales de suministro. Este tipo de *bunkering* de GNL es el recomendado cuando en el puerto operen principalmente grandes buques que requieran de cantidades importantes de GNL, con límite en unos 10.000 m³, puesto que permite optimizar el tiempo de operación. Una de las principales complicaciones del diseño de estas terminales es la gran diversidad de buques que podrían emplear las instalaciones, tanto en tamaño como en tipología, siendo necesario analizar la compatibilidad específica de cada buque con la instalación de amarre y los medios de carga de la terminal. En el caso de buques de línea regular, remolcadores o de características similares que accedan de forma sistemática a una instalación, ésta puede ser la opción óptima. Otro aspecto a considerar es la dedicación exclusiva de una zona portuaria, ya de por sí complicada en muchos puertos, y en la que además se opera con mercancías peligrosas, con las consiguientes implicaciones de seguridad.

La carga de buques metaneros desde una terminal es una operación que se viene realizando en España desde 1997. Otra operación que es técnicamente viable es el trasvase buque metanero de gran tamaño a uno menor, fondeados en el mismo atraque.

La operación de *bunkering* en una terminal de regasificación en el mismo puerto puede suponer pérdidas de tiempo y costes por el movimiento del buque desde el punto de atraque hasta la terminal. Es importante recordar que los tiempos de atraque de cualquier tipo de buque, deben ser los más cortos posibles y a la vez que realiza la operación de carga y/o descarga, entre otras, se debe coordinar la operación de *bunkering*.

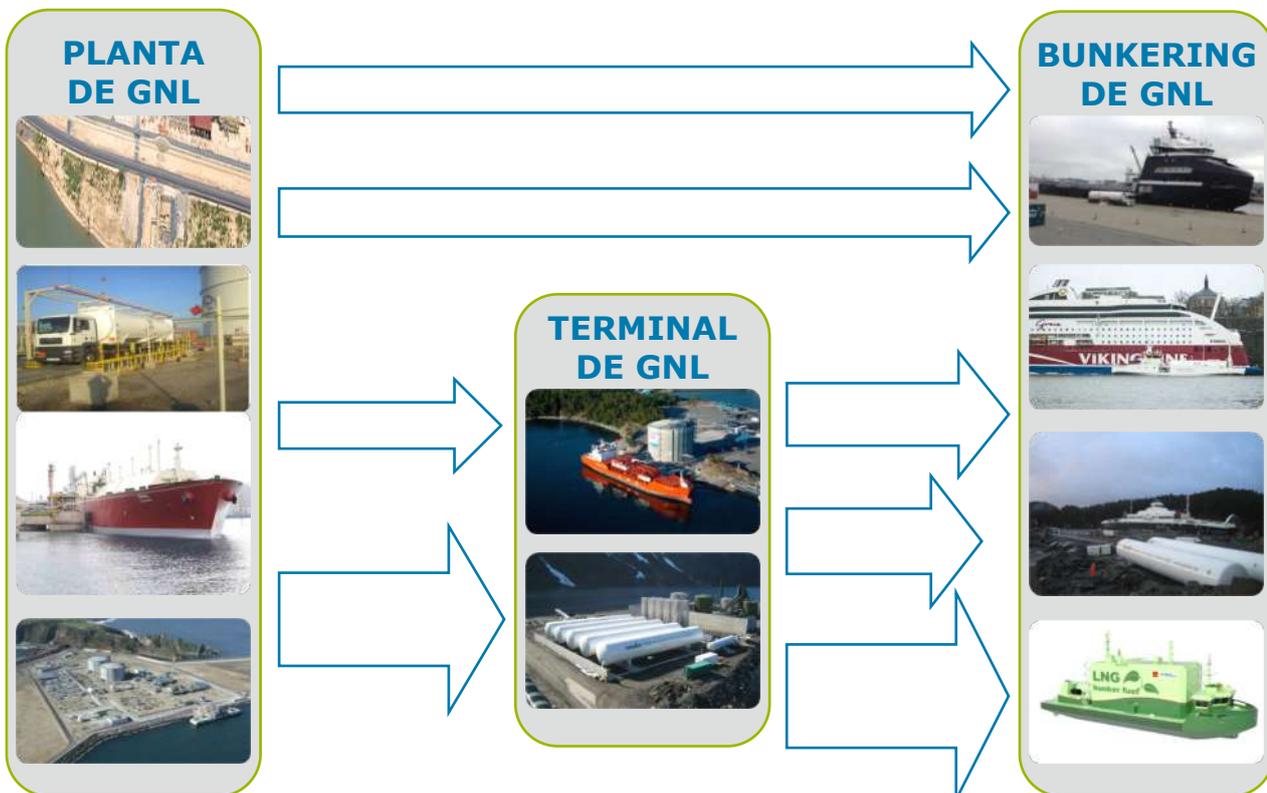
Para buques con rutas fijas, con punto de atraque y con una cantidad de demanda significativa se puede construir una terminal de GNL que se suministre desde un buque en operaciones de *small scale*. También se podría plantear hacer descargas parciales de

un gran metanero que tiene ruta próxima, este podría ser el caso de los puertos de Santander, Ceuta, Melilla.



Esquema de operaciones de *bunkering* de GNL desde terminal, PTS.

Fuente: EMSA





Fotografías: Bunkering desde terminal.

5. Bunkering de contenedor a buque (CTS- Container to Ship).

Este tipo de suministro consiste en realizar la carga del GNL desde un contenedor que se encuentra en el muelle y que contiene un tanque de GNL. Por la similitud con el TTS, en diversa normativa se indica que se aplica la reglamentación correspondiente a las operaciones TTS. Existe la opción de que los tanques de GNL del buque fueran contenedores de 20 pies (TEUs) estandarizados, cuya recarga consistiese simplemente

en el cambio del TEU vacío por otro lleno. No se tiene constancia de que este método se haya empleado hasta este momento.⁵⁴

Ventajas e inconvenientes de cada tipo de *bunkering*.

La alternativa a implantar estará condicionada por:

- a) La proximidad de los puntos de suministro, como una planta de GNL.
- b) La demanda o frecuencia de operaciones.

La elección, en cada momento, deberá considerar también otros aspectos, como los procesos asociados al *bunkering* de GNL que implican distintas conexiones y distinta puesta en frío del *piping* de conexión. Así, analizamos los condicionantes para cada tipo de *bunkering*:

- TTS: Es el sistema mas sencillo y rápido por varios motivos, como que las mangueras conectadas al camión cisterna y la conexión al buque suelen implicar distancias pequeñas y además este proceso se realiza con la propia bomba del camión, optimizando así los tiempos e incluso los consumos.

- STS: Es un sistema más compacto y también rápido: El buque suministrador tiene sus mangueras en frío preparadas para la conexión al buque cliente, permitiendo ahorrar tiempo, enfriando sus líneas cuando se está realizando la fase de abarloadamiento. Además el buque de *bunkering*, tiene una mayor capacidad para poner en frío toda la instalación, normalmente tienen N₂ a bordo para realizar estos procesos a demanda del cliente (salida a astillero, reparación...etc.).

- PTS: Este sistema al ser una instalación fija permite siempre tener las líneas frías y preparadas para dar el *bunkering*. Además en la instalación puede tener sistemas de N₂ para realizar puesta en frío del buque.

Todas las operaciones y también los tanques /tuberías deben ser inertizados. La inertización del tanque consiste en purgar e inertizar el espacio de cabeza del tanque, que queda libre de líquido con una capa protectora de gas inerte, durante el almacenamiento o vaciado del tanque, para evitar reacciones oxidativas. La inertización puede realizarse con nitrógeno ya que reduce el potencial de combustión, mantiene una

54. SIPORT21. Estudio "Estado de Arte del LNG Bunkering". Siport21. 2021

presión positiva en los depósitos de almacenamiento y evita la vaporización y la pérdida de producto a la atmósfera.

Para la construcción de un proyecto de *bunkering* de GNL, habrá que considerar las infraestructuras existentes, la posibilidad de instalar infraestructuras nuevas, como una terminal de GNL, la demanda existente frente a la prevista, dada la situación geográfica del puerto y su actividad, y la evolución del mercado de las flotas en ese punto concreto, si los armadores clientes están en la línea de renovar la flota con nuevos buques de GNL debido a las restricciones de las regulaciones sobre las emisiones, o si no. No obstante, teniendo en cuenta las previsiones del mercado, lo más recomendable es ir aumentando las infraestructuras y con ellas las inversiones, según se vaya desarrollando el mercado. Este análisis lo realizaremos para el caso propuesto en este estudio.

6.2. Fases del *bunkering*.

La realización del *bunkering* de GNL se realiza en varias fases, como veremos a continuación de un modo esquemático.

1) Fase preparatoria. Exige la creación y estudio de un procedimiento o protocolo de *bunkering*. Incluiría la descripción de todas las fases considerando elementos técnicos de la instalación a utilizar, tales como límites de operación, obligaciones de seguridad, documentación, personal, etc. Teniendo en cuenta la existencia de tal procedimiento, antes de la operación habrá que cumplimentar una lista de requerimientos donde se compruebe la consecución de todos ellos, en particular las condiciones de los equipos que se vayan a utilizar, tanto de la instalación suministradora como del buque receptor, así como los sistemas de comunicación.

El procedimiento deberá así mismo contemplar la fase de aproximación y amarre del buque al muelle o al otro buque.

2) Fase de operación. Consiste en conectar el buque a los elementos de suministro para la transferencia de GNL. De acuerdo con el procedimiento, una vez amarrado el buque se conectarán las mangueras realizando las pruebas necesarias para la transferencia en condiciones de seguridad *cool down*.

El suministro comenzará mediante la apertura de las válvulas, una vez alineados los circuitos de presión y temperatura. El sistema de comunicaciones, una vez comprobados

los sistemas de medida, dará la señal de listo de ambas instalaciones (emisor-receptor). Arrancarán las bombas y se suministra el GNL al régimen previsto. Al terminar la carga, se pararán las bombas secuencialmente una vez alcanzado el porcentaje de llenado de los tanques.

3) Fase de desconexión. Previamente se cierran las válvulas de control remoto y luego las manuales. Se procede al drenaje de las mangueras, su inertización y desconexión. Finalizado el proceso, se firma la nota de entrega y se comprueba el *check list* de desconexión, incluyendo la cumplimentación de la documentación resultante de la operación.

La operación debe contar con elementos de seguridad tales como un sistema de parada automática, procedimientos de comunicación y un manual de operaciones.

Hay ciertas circunstancias a considerar a la hora de suministrar a un buque, como son:

- Compatibilidad de conexiones materiales (mangueras, colectores), siguiendo normas ISO o similares, y de comunicaciones.
- Sistemas de parada compatibles.
- Movimiento del buque receptor durante la carga.
- Compatibilidad geométrica entre el sistema de suministro y los elementos de recepción.
- Estudio de riesgos de acuerdo con la normativa OMI: "*Formal Safety Assessment (FSA) MSC- MEPC.2/Circ.12- 8 julio 2013*". El estudio de riesgos debe contemplar todos los riesgos que se producen durante cada una de las fases de la operación, con la probabilidad de ocurrencia y las posibles consecuencias, incluyendo una metodología, en casos de especial importancia como pueden ser las operaciones simultáneas (carga de combustible al tiempo que carga de pasajeros, por ejemplo). Se recomienda realizar un análisis HAZID (*Hazard Identification*), en el que participen los principales actores para identificar los riesgos usando una matriz de riesgos y determinar las medidas correctoras hasta obtener un riesgo aceptable.

6.3. Normativa asociada al bunkering.

Muchos y diversos organismos internacionales y nacionales tienen normativas, códigos y procedimientos que afectan al *bunkering* de GNL. Sin ánimo exhaustivo, enumeraremos

las organizaciones más importantes para presentar un panorama general de la regulación de la actividad, a lo que acompañaremos un listado de normas en el **Apéndice**⁵⁵.

1) *Organización Marítima Internacional (OMI)*. Es el organismo especializado de las Naciones Unidas responsable de la seguridad y protección de la navegación y de prevenir la contaminación del mar por los buques.

2) *ISO*. Es la Organización Internacional para la Estandarización ("*International Organization for Standardization*"). Publica normas y recomendaciones relativas a la fabricación, comercio y comunicación, en todas las ramas industriales.

3) *SIGTTO*. Es la Sociedad Internacional de Operadores de Buques y Terminales de Gas ("*Society of International Gas Tanker and Terminal Operators*"), formada por todos los agentes marítimos de la industria del gas.

4) *SGMF*. Es la Asociación del Gas como Combustible Marino ("*Society for Gas as a Marine Fuel*"), constituida para promover buenas prácticas de seguridad en el uso del Gas Natural como combustible marino. Los documentos que emite son referencia a nivel mundial en el *bunkering*.

5) *OCIMF*. Es el foro marítimo internacional de compañías petrolíferas ("*Oil Companies International Marine Forum*"), dedicada a la operación y equipamiento de las terminales de crudo, productos petrolíferos, petroquímicos y gas.

6) *PIANC*. Es la Asociación Mundial para las Infraestructuras del Transporte por Vía Marítima y Fluvial ("*World Association for Waterborne Transport Infrastructure*"), formado por profesionales de todo el mundo. Publica recomendaciones especializadas sobre infraestructuras rentables, eficientes y sostenibles para propiciar el crecimiento del transporte a través del medio acuático.

7) *IAPH*. Es la Asociación Internacional de Puertos ("*International Association of Ports and Harbors*"). Su objetivo principal es la promoción de los intereses portuarios, la creación de relaciones sólidas entre los distintos puertos y el intercambio de las mejores prácticas.

8) *Sociedades de Clasificación*. La *IACS* es la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación ("*International Association of Classification Societies*"). En ella se reúnen

55. *Ibid*. Enumeración extractada del informe *Sipor21*.

las principales Sociedades de Clasificación llegando a normas y recomendaciones acordadas por sus miembros.

9) EMSA. Es la Agencia de Seguridad Marítima Europea ("*European Maritime Safety Agency*"), constituida para proporcionar asistencia técnica y apoyo a la Unión Europea y los Estados Miembros en la elaboración y aplicación de la legislación marítima desarrollada por la Unión Europea sobre seguridad marítima y contaminación por embarcaciones. Adicionalmente se le han asignado tareas en la respuesta de contaminación por hidrocarburos y en seguimiento de buques a largo plazo.

10) Puertos del Estado. Es un ente público empresarial dependiente del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, encargado de la ejecución de la política portuaria, control y coordinación de las 28 Autoridades Portuarias de interés general de España. Entre sus publicaciones se encuentran las Recomendaciones de Obra Marítima, ROM, desarrolladas principalmente para establecer una normalización en el ámbito de la planificación, proyecto, ejecución y explotación de los puertos, de manera que se garanticen mayores calidades y seguridad en las infraestructuras marítimas españolas, avalándose mejores optimizaciones de sus diseños y objetivando procedimientos con respecto a la supervisión entre las mismas.

11) GASNAM. Es la Asociación Española de Gas Natural para la Movilidad, creada para fomentar el uso del gas natural en el transporte (terrestre y marítimo) en la Península Ibérica. Establece un marco común de medidas para la implantación de las infraestructuras de combustibles alternativos, como es el caso del GNL, para minimizar la dependencia de los transportes respecto del petróleo y mitigar el impacto medioambiental del transporte.

7. Recursos de España para el desarrollo del GNL marino.

7.1. Experiencia 50 años (Enagás).

El gas natural comenzó a introducirse en España a finales de la década de los 60. La planta de regasificación de Barcelona empezó a recibir aprovisionamientos de gas natural licuado (GNL) procedente de Libia en febrero de 1969, cargamentos que, una vez descargados y regasificados, abastecían de gas natural a toda el área metropolitana de la ciudad. Este GNL debía ser procesado ya que contenía cantidad de propano y butano

que era necesario separar y se suministraba a la antigua empresa Butano. El gas natural con las características propias se suministraba al área metropolitana de Barcelona.

En 1974 comenzó a suministrarse GNL procedente de Argelia en la planta de Barcelona. La crisis económica de comienzos de los años 80 provocó el retraso del desarrollo de las infraestructuras gasistas y obligó a renegociar los contratos de largo plazo de suministro de GNL. En 1985 se firmó el “Protocolo del Gas”, cuyo objetivo era impulsar el crecimiento del consumo de gas natural y del sector del gas natural en España en general.

Entre los años 1985 y 1993 los aprovisionamientos por GNL (a través de la planta de Barcelona y de dos nuevas plantas de regasificación construidas en Huelva y Cartagena) se complementaban con la limitada producción de gas natural de los yacimientos de Serrablo y Gaviota (hoy agotados y convertidos en instalaciones de almacenamiento subterráneo). En 1993 se puso en funcionamiento la primera conexión internacional del sistema gasista español en Larrau (sur de Francia, cerca de su frontera con Navarra), a través de la cual se importa gas procedente de Noruega.

Posteriormente, en 1996, entró en operación el gasoducto del Magreb (conectado con la península en Tarifa), por el que se importa gas producido en Argelia. Este gasoducto supuso un hito importante, al conectar España con los yacimientos de Argelia. Para su construcción, se hizo necesario el acuerdo con Marruecos (país de tránsito) y un compromiso del sector eléctrico para garantizar el consumo de determinados volúmenes de gas.

En marzo de 2011 se puso en funcionamiento el Gasoducto Medgaz, que conecta directamente la costa almeriense con los campos argelinos de Hassi R'mel. En la actualidad, los aprovisionamientos de gas natural, tanto a través de gasoductos (aproximadamente un 40-45% del total) como a través de plantas de regasificación de GNL (aproximadamente un 60-55% del total), provienen de orígenes muy diversificados geográficamente.



Fotografías: Enagás.

La carga de la primera cisterna con destino a Figueras se realizó en 1970. En 1997, Enagás realiza la primera carga de un buque metanero en la planta de Huelva y desde entonces la actividad de suministro de GNL a buques y de suministro de buque a puerto ha sido constante, contando por lo tanto con infraestructuras consolidadas en todo el territorio nacional, gran experiencia técnica y recursos jurídicos suficientes para considerar el sector como estable en nuestro país.

El desarrollo del gas natural en España ha supuesto disponer de unas infraestructuras modernas y eficientes que garantizan el suministro.⁵⁶

7.2 Infraestructuras disponibles.

El GNL que se suministra a España, se descarga en las plantas de regasificación de GNL, con 25 tanques de almacenamiento, ocho atraques y capacidad para buques metaneros de hasta 270.000 m³.

También el suministro de GNL por cisternas puede ser cargado en cualquiera de las plantas de regasificación de GNL con una capacidad de almacenamiento de 3,317 Mm³:

- BARCELONA: 6 tanques (0,760 Mm³), 3 cargaderos.
- SAGUNTO: 4 tanques (0,600 Mm³), 2 cargaderos.
- CARTAGENA: 5 tanques (0,587 M³), 3 cargaderos.
- HUELVA: 5 tanques (0,620 Mm³), 3 cargaderos.
- MUGARDOS: 2 tanques (0,300 Mm³), 2 cargaderos.
- BILBAO: 3 tanques (0,450 Mm³), 1 cargadero.

Todas las plantas disponen de la tecnología necesaria para las operaciones de descarga y recarga de buques metaneros, lo que permite reforzar la estructura de aprovisionamiento de la Península e incrementar aún más la diversificación de las procedencias, lo que supone para España tener una disponibilidad muy importante de tanques de almacenamiento de GNL, siendo esto un potencial para el desarrollo del *bunkering* de GNL por la posición geoestratégica de la península Ibérica en las principales rutas ruta del transporte marítimo.

56. *Energía y Sociedad. Manual de la Energía. Breve historia del gas natural en España.* <https://www.energiaysociedad.es>. Octubre 2021.



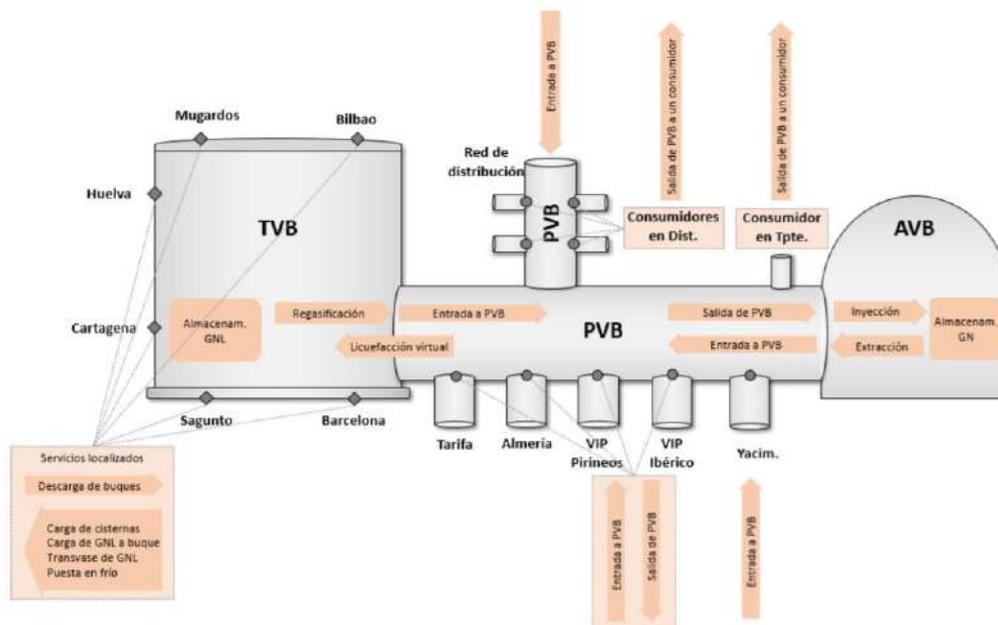
Fuente: Infraestructura del sistema gasista. Enagás.

7.3. Mercados económico y regulatorio: MIBGAS, TVB, PVB, CNMC.

Actualmente en la Península Ibérica existe un mercado organizado de venta y compra de gas, también conocido como MIBGAS. El volumen de este mercado, a pesar de su corto tiempo de actividad, le infiere un cierto valor a nivel mundial en los precios de referencia del gas natural. La puesta en marcha de un Mercado Organizado de Gas en la Península Ibérica es un paso más para la creación del mercado único de la energía -a similitud de otros países europeos donde funcionan este tipo de *hubs*, teniendo como marco de referencia el *European Target Model*, presente en el diseño del MIBGAS. Los factores clave del diseño del Mercado Organizado del Gas son la transparencia, la neutralidad del operador y la publicidad de los precios.

El mercado organizado de gas MIBGAS es la plataforma de comercio donde se puede negociar el gas en el conjunto del sistema gasista español (Punto Virtual de Balance, PVB), y en otros puntos locales como las plantas de regasificación. La compra y venta de gas puede hacerse para distintos horizontes temporales.

En 2020, entraron en vigor las nuevas Circulares de la CNMC, la *Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado y la *Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural. Con ellas se abrió la puerta a nuevos servicios para los agentes de mercado, con el objetivo de dar una mayor liquidez y reducir la rigidez del sistema gasista de cara a poder aumentar los nuevos servicios como es el *bunkering* de GNL. Además, se incentiva a las plantas de regasificación por el volumen que se trasiegue en ellas que vaya destinado a uso como combustible de GNL (transporte y movilidad) además de reducir prácticamente al 100% el peaje de cargas de buque de *bunkering* de GNL. Todo ello son señales para fomentar la demanda de GNL como combustible marino en la península Ibérica.



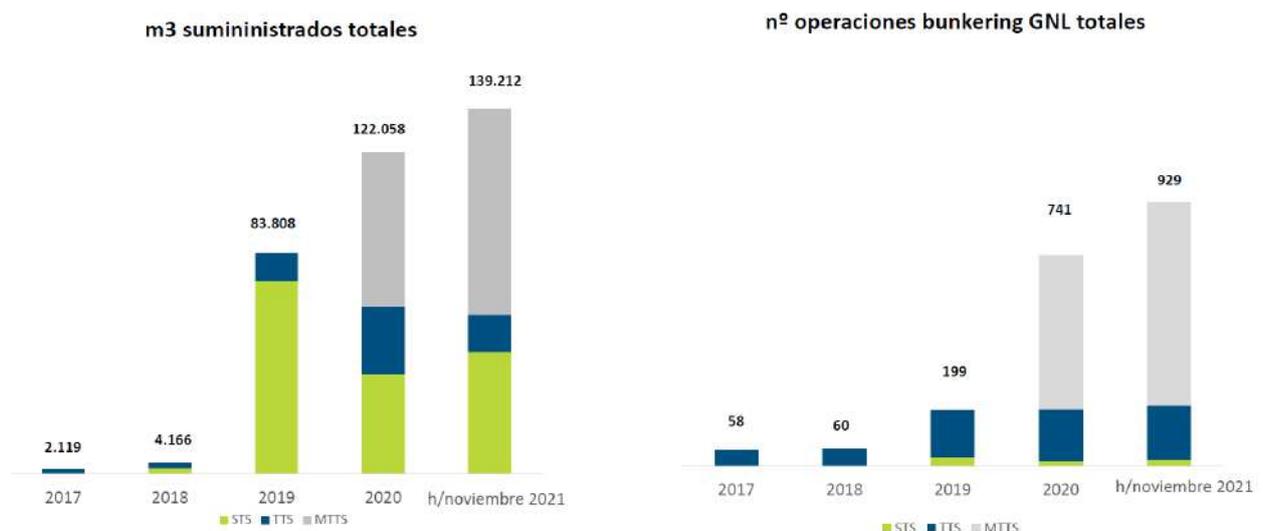
Servicios del sistema gasista en España.

Fuente: CNMC

Desde el 2017, el *bunkering* de GNL en la península Ibérica ha ido creciendo de forma exponencial, esto es debido a que inicialmente las operaciones de *bunkering* que había en los puertos españoles eran tipo *spot*, es decir, eran operaciones puntuales de

abastecimiento a buques que navegaban puntualmente por aguas españolas, sin embargo desde 2018 con la incorporación del motor generador a GNL del buque Abel Matutes de la naviera Balearia estas operaciones empezaron a realizarse de forma regular semanalmente. Fue ya en 2019 cuando la transformación de buques existentes a la incorporación de buques de nueva construcción a GNL empujó las operaciones regulares de *bunkering*, además en 2019 empezaron a realizarse las operaciones *ship to ship* por parte de Shell a los cruceros Aidanova y Costa Smeralda en los puertos de Tenerife y de Barcelona.

A pesar de la situación del COVID-19, que restringió el tráfico de los cruceros, el crecimiento del consumo del GNL como combustible continuó creciendo con respecto al 2019. En lo que va de año (2021) ya se ha superado el volumen suministrado el año pasado.



Fuente: Estadísticas bunkering GNL. GASNAM

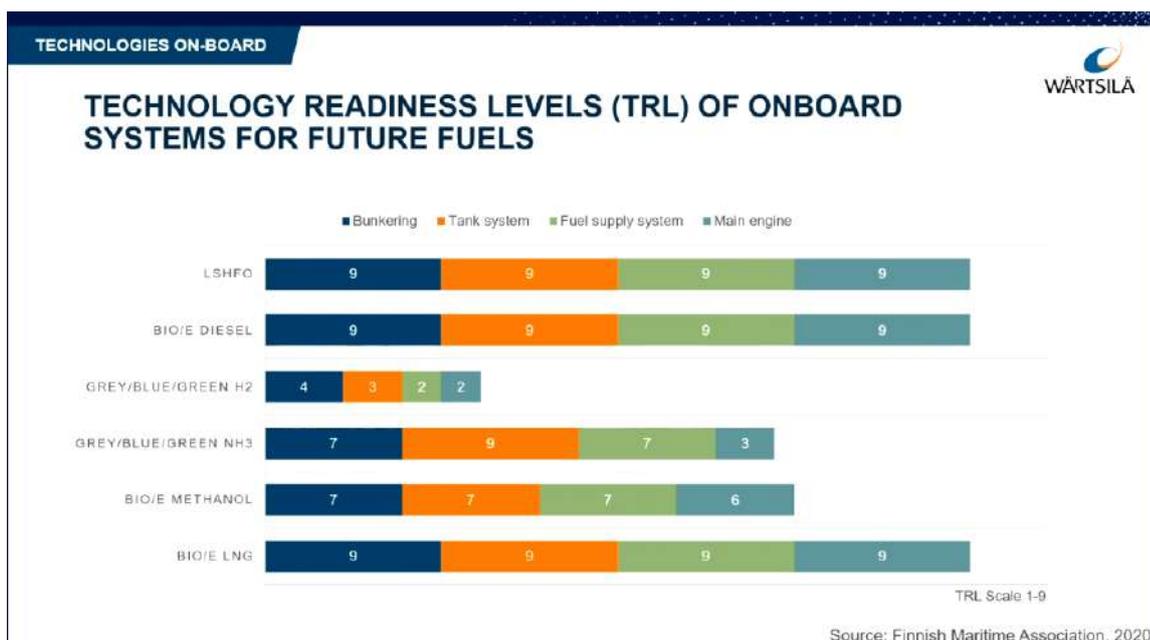
Actualmente las operaciones de *bunkering* se han incrementado respecto a 2020, a pesar de la coyuntura actual de precios que ha afectado a las operaciones regulares de los buques de Balearia y la situación Covid que hace que los cruceros estén restringidos y por tanto no consuman tanto como lo haría en una situación sin Covid. Aun así, el volumen suministrado hasta noviembre de 2020 ha aumentado en 17.154 m³, pendiente todavía del mes de diciembre. Este consumo sigue subiendo de forma exponencial continuando con la tendencia de los años anteriores. Destaca el número de operaciones MTTs donde han predominando las operaciones realizadas a los buques de Balearia.

Además en 2021 se han realizado 2 operaciones *Pipe to Ship* en la planta de regasificación de Cartagena.

8. Estudio de demanda potencial de LNG *bunkering*.

La demanda de GNL marino viene sufriendo una variación al alza desde hace unos años por mor de las limitaciones en las emisiones al medio ambiente y la construcción de nuevos buques propulsados con gas natural. El estado de la técnica cambiará las perspectivas y proyecciones actuales, tanto en el diseño de buques y motores como en los avances en nuevos combustibles aún en fases muy tempranas de expansión, y cuyo éxito futuro aún es temprano para augurar.

En la tabla adjunta podemos ver el estado de la tecnología para dichos combustibles, estando el GNL en las fases de mayor desarrollo en todos los sistemas.



Alternativas disponibles.

Fuente: Wärtsilä

Atendiendo a las diferentes fuentes de combustibles, el mercado mundial de *bunkering* está dominado por el fuel oil con una cuota de mercado del 84%, lo que representa un total de 195.000.000 t, que sumado a las 31.000.000 t de gasoil suministradas hacen un

total de 226.000.000 t. Del total de combustibles suministrados, tres puertos representan aproximadamente el 30% del total. Estos puertos son:

- Singapur: Principal puerto de *bunkering* del mundo con una cuota de mercado de aproximadamente 50.000.000 t (22% de cuota de mercado).
- Fujairah: Situado en Emiratos Árabes Unidos, suministra aproximadamente unas 24.000.000 t al año.
- Rotterdam: Principal puerto europeo de *bunkering*, en 2017 reportó unas ventas de 9.800.000 t.

La cuota total del mercado europeo supone aproximadamente 46.000.000 t, con dos zonas de *bunkering* predominantes:

- La zona ARA, Amsterdam-Rotterdam-Amberes, representando el 60% del mercado con 20.000.000 t.
- Estrecho de Gibraltar: Situado en la Península Ibérica, representa 8.000.000 t incluyendo los puertos de Algeciras, Gibraltar y Ceuta.

Para entender la dimensión del transporte marítimo, podemos atender a la serie histórica que se muestra en el siguiente gráfico, sobre la evolución del comercio marítimo internacional⁵⁷:

57UNCTAD. *Informe sobre el transporte marítimo 2019*. Pg. 22.

Año	Comercio de buques tanque ^a	Principales mercancías a granel ^b	Otra carga seca ^c	Total (todo tipo de carga)
1970	1 440	448	717	2 605
1980	1 871	608	1 225	3 704
1990	1 755	938	1 265	4 008
2000	2 163	1 186	2 635	5 984
2005	2 422	1 579	3 108	7 109
2006	2 698	1 676	3 328	7 702
2007	2 747	1 811	3 478	8 036
2008	2 742	1 911	3 578	8 231
2009	2 641	1 998	3 218	7 857
2010	2 752	2 232	3 423	8 408
2011	2 785	2 364	3 626	8 775
2012	2 840	2 564	3 791	9 195
2013	2 828	2 734	3 951	9 513
2014	2 825	2 964	4 054	9 842
2015	2 932	2 930	4 161	10 023
2016	3 058	3 009	4 228	10 295
2017	3 146	3 151	4 419	10 716
2018	3 194	3 210	4 601	11 005

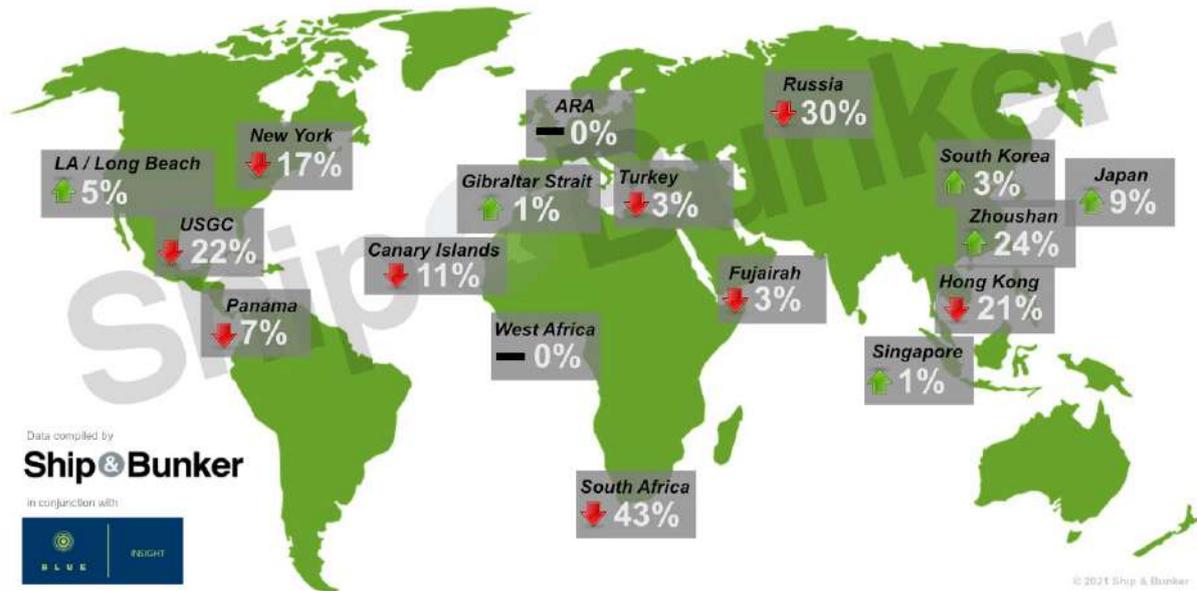
Fuente: Informe sobre el transporte marítimo 2019. Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD). Pg. 22.

Si nos centramos en la evolución del mercado de combustibles marítimo mundial en el último año, de acuerdo con los datos obtenidos de <https://shipandbunker.com/bi/bunker-volumes>, observamos que la demanda de los principales centros de combustible marino cayó un 4,7 % en el primer trimestre del 2021 desde el pico de la OMI del 2020, pero subió con respecto a los niveles del 2020. En los cuadros siguientes se detalla la variación de los principales centros de distribución de *bunkering*, comparando los trimestres 1 y 2 de 2020 con los de 2021. Es importante reseñar que el efecto de la pandemia ha tenido impacto en la demanda.

Bunker Demand Change, Q1 2021 vs 2020

At key global bunkering locations

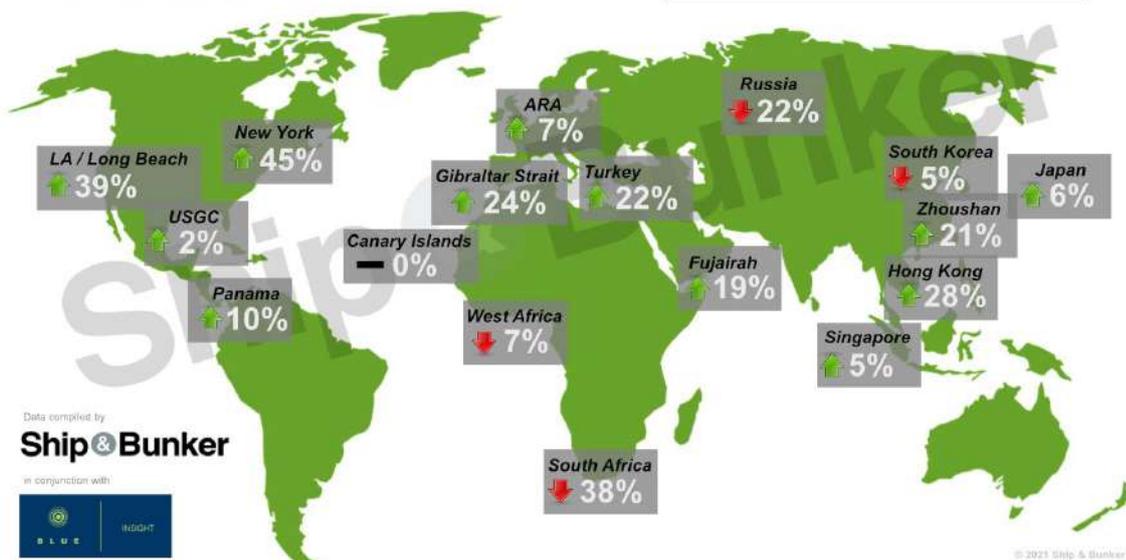
Net Change in Demand ↓ 4.7%



Bunker Demand Change, Q2 2021 vs 2020

At key global bunkering locations

Net Change in Demand ↑ 6.3%



A pesar de que el año 2020 y en consecuencia el 2021 han sido años con cambios inesperados por la pandemia, vemos claramente que los buques que circulan por el Estrecho de Gibraltar va aumentando claramente por lo que las perspectivas de demanda son halagüeñas.

Tras el parón del COVID, la crisis del bloqueo del Canal de Suez y constante la incipiente crisis de contenedores, la demanda aumentó en un 6.3% en el primer cuarto de 2021 frente al mismo periodo de 2020. Las circunstancias actuales sobre la escasez de contenedores y de materias primas en el comercio, considerando que el comercio internacional marítimo cubre un 90% de la demanda mundial, pueden reflejar descensos en la demanda de combustible debido a elementos ajenos a la disponibilidad de fuentes e infraestructuras.

Según la certificadora DNV/GL, hay 175 buques propulsados por GNL operando en el mundo y 20 barcazas que ya suministran GNL en el mundo.

Dentro de nuestro rango de estudio, el Estrecho de Gibraltar es la zona de *bunkering* más importante porque se encuentra en uno de los corredores marítimos más relevante del mundo, punto de tránsito para un gran número de buques que reconoce los puntos de anclaje de la bahía de Algeciras y los precios competitivos del combustible, reconocido como un lugar perfecto para repostar. El volumen total de *bunkering* suministrado en España y Portugal en 2017 se estimó en 8.900.000 t, lo que supone un 4% del suministro mundial y un 20% del volumen total de suministro de Europa, de acuerdo con Puertos del Estado ⁵⁸.

En relación con el GNL marítimo en España, el Informe 2020 del Sistema Gasista Español⁵⁹, constata que a lo largo de 2020 se han suministrado 0,83 TWh/año para transporte marítimo, de los cuales 0,26 TWh corresponden a *bunkering* de GNL realizados en 17 operaciones *ship to ship* (STS) desde barcazas de suministro.

Estos datos, comparados con los del Informe 2019⁶⁰, que indican que la demanda de GNL para transporte marítimo TTS registró un aumento de +0,052 TWh (+339%) respecto de 2018, registrándose 248 descargas de cisterna a buques, indican que la recarga va en aumento y que las modalidades técnicas de suministro se van incorporando al mercado.

58 . Puertos del Estado. *Resumen general del tráfico portuario. Agosto 2021.*

59 . Gestor Técnico del Sistema Gasista español. *Informe 2020.*

60 . Gestor Técnico del Sistema Gasista español. *Informe 2019.*

8.1. Posición de los puertos españoles en el servicio de *bunkering*.

El litoral de España y Portugal, con más de 5.000 km, cuenta con más de 50 puertos con importante actividad, lo que convierte a estos dos países europeos en líderes del transporte de mercancías, sólo superados por Holanda y Reino Unido. Dentro de la red portuaria ibérica destacan 4 puertos: Puerto de Algeciras, Puerto de Valencia, Puerto de Barcelona y Puerto de Sines, todos ellos situados entre los 20 primeros puertos europeos.

La red portuaria española está compuesta por un total de 28 puertos peninsulares, 16 puertos insulares y complementados por 2 puertos en la costa de África.

De acuerdo con el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana⁶¹, el sistema portuario español cerró el ejercicio 2020 con 515.682.392 toneladas movidas, lo cual ha supuesto un descenso del 8,65% respecto al año anterior.

“A pesar de haber cerrado el ejercicio con unas bajadas generalizadas en todas las formas de presentación de las mercancías, la mercancía general, la que más valor aporta a la cuenta de resultados de los puertos, y que supone cerca del 52% del total movido, ha recuperado en el último cuatrimestre gran parte de lo perdido desde el inicio de la pandemia. Productos como los abonos, aceites, frutas y hortalizas han contribuido con sus incrementos a alcanzar los 261,6 millones de toneladas movidas, reduciendo el descenso al -4,5% respecto a 2019.

Los graneles líquidos, el segundo grupo de mercancías más numeroso con 167,1 millones de toneladas, el 33% del total, descendieron un 10,7%, lastrados por la bajada de biocombustibles, petróleo crudo y fueloil, aunque también ha habido productos que se han incrementado como el gasoil.

Los graneles sólidos, con 77 millones de toneladas movidas, el 15,2% del total, han sumado un mes más de descenso, constatándose el desplome del tráfico de carbón (-24,3%), debido al acuerdo de cerrar centrales carboeléctricas para mitigar el cambio climático, y algunos productos de construcción como el cemento (-9%) y el asfalto (-6,7%).

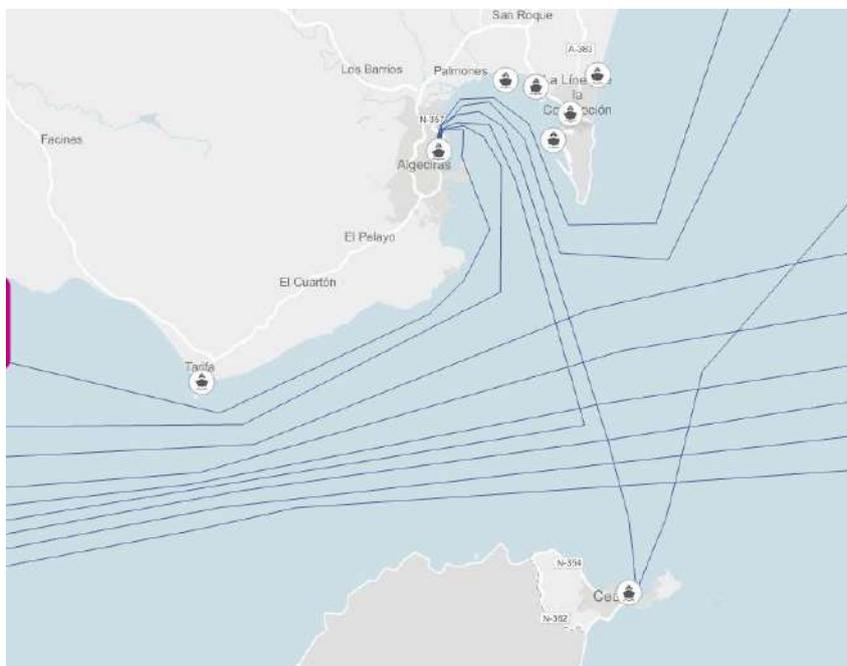
61. Nota de prensa de 27-01-2021 del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana

Afortunadamente, la posición estratégica de los puertos españoles en el contexto del comercio mundial y de las principales rutas marítimas, han permitido que las mercancías en tránsito siguieran creciendo hasta los 156 millones de toneladas, un +0,8% más que en 2019, lo cual representa que se mantiene el ratio de que 1/3 de las mercancías movidas en nuestros puertos tienen como destino final otros países de nuestro entorno.

Sin duda, el tráfico de pasajeros ha sido uno de los más afectados por la pandemia. Así, el total de pasajeros, de línea regular y de cruceros, ha descendido un 64,5%, alcanzándose los 13,3 millones de pasajeros. Esta bajada ha sido mucho más acusada en el caso de los cruceros que de los 1,37 millones de pasajeros contabilizados en 2020, prácticamente el 80% de esos pasajeros lo hicieron durante los meses de enero y febrero, previos a las limitaciones impuestas por la pandemia. Durante los diez últimos meses apenas se han contabilizado 260.000 pasajeros de crucero.”

De estos datos se desprende la importancia del tráfico de buques en tránsito, en particular por el Estrecho de Gibraltar, lo que supone una oportunidad comercial insoslayable al *bunkering* de GNL en dicha área portuaria.

8.2. Estudio del Estrecho de Gibraltar. Puertos de Gibraltar, Algeciras, Huelva y Ceuta.



Fuente: IGN

La zona del Estrecho de Gibraltar debe considerarse como un *cluster* a nivel estratégico, ya que el Puerto de Huelva, a tan sólo 213 Km (115m.n.) dispone de una terminal de GNL. Esta ventaja hace que desde esta planta de GNL se puedan realizar operaciones de *small scale* realizando cargas de GNL a buques *feeder* capaces de recargar una posible terminal de GNL en Algeciras, realizar operaciones de *bunkering* directamente y/o realizar operaciones de carga de GNL a otros buques de suministro de menor tamaño, permitiendo de esta forma aumentar el nivel de servicio de estos buques pequeños en el entorno de la Bahía de Algeciras.

Desde un punto de vista de la demanda de GNL como combustible el *cluster* de Huelva, es con diferencia el *cluster* de mayor volumen de la península Ibérica al albergar no sólo el Puerto de Algeciras, lo que ya lo convertiría en el clúster con mayor potencial, sino también los puertos de Gibraltar y Tanger-Med en la costa del norte de África. Además, éste *cluster* podría dar servicio a otros mercados como el de Melilla, Marruecos e Islas Canarias hasta que se disponga de planta de GNL.

A. Tráfico regular. Tipología de buques.

La zona del Estrecho de Gibraltar y en concreto el Puerto de Algeciras acoge el siguiente tipo de buques:

- Buques portacontenedores: Gracias a su proximidad al Estrecho de Gibraltar, es un lugar perfecto para la actividad de repostaje de este tipo de buques en tránsito. Este puerto acoge regularmente grandes buques portacontenedores.
- Buques petroleros y de productos petrolíferos: Este puerto cuenta con grandes instalaciones de almacenamiento para el mercado de graneles líquidos (terminal de CLH: 190.000 m³ de capacidad de almacenamiento y conectada a la red nacional de oleoductos o Terminal de Vopak: Terminal de 400.000 m³) y la refinería conectada a la red de Exolum (antes CLH).
- Buques de carga rodada y de pasajeros (ROPAX): Su proximidad a la costa marroquí y al Puerto de Ceuta en particular, posibilita el transporte de carga entre ambos continentes en un corto periodo de tiempo, contando con un alto nivel de servicio Ro-Ro y Ro-Pax con un fuerte pico estacional de personas y continuo de mercancías entre los dos continentes.

A pesar de ocupar el puesto número 25 en tránsito de mercancías, el Puerto de Ceuta es el destino de la mayoría de los pasajeros que salen de Algeciras, contando con múltiples escalas de carretera y de pasajeros. Este puerto también destaca en el suministro de *bunkering*, ocupando el 4º puesto en toneladas totales de combustible suministradas en España.

B. Puertos del *cluster*.

El Puerto de Huelva es principalmente industrial y ocupa un lugar destacado entre los puertos de tráfico de graneles líquidos. Este puerto alberga una gran refinería de Cepsa, dos grandes instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos (EXOLUM y DECAL) y una planta de regasificación de GNL (ENAGAS), además de un importante número de empresas químicas. También el Puerto de Huelva tiene un importante tráfico de buques de graneles de minerales que se procesan en varias de las empresas ubicadas en Huelva. Aunque no muy relevante, tiene líneas regulares a las Islas Canarias con buques tipo RO-PAX, que funcionan con GNL (Balearia) y RO-RO o portacontenedores.

El Puerto de Algeciras es el principal puerto de *bunkering* de España, que sirvió 2.800.000 toneladas en 2017. Dentro de este grupo, también Ceuta, con 570.000 toneladas, y Huelva, con 126.000 toneladas, son puertos clave para el suministro de combustible. Si añadimos el mercado de Gibraltar -situado junto al Puerto de Algeciras-, esta zona es el segundo mayor mercado de *bunkering* convencional. La situación estratégica del Puerto Bahía de Algeciras hace que naveguen más de 100.000 buques anualmente, así como las características naturales de la Bahía de Algeciras, con una gran zona de fondeo, además del intenso tráfico marítimo en el Estrecho de Gibraltar, ha facilitado el desarrollo de un mercado completo de suministro de combustible. El volumen suministrado es considerablemente superior al esperado en función del número de escalas en esos puertos. Un buen ejemplo de ello es el Puerto de Ceuta que, a pesar de registrar un tráfico menor, acoge a muchos buques de menor tamaño para servicios de aprovisionamiento. Esta orientación al tráfico de buques más pequeños se debe a la mejor adaptación de las infraestructuras y servicios del puerto a los buques de menor tamaño. Los buques clientes del Puerto de Algeciras son:

- Grandes buques portacontenedores de línea regular que realizan operaciones de carga y descarga en el puerto.

- Graneleros y petroleros que operan en el mercado *spot* y fondean en la Bahía de Algeciras para avituallamiento, reparaciones o simplemente a la espera de un nuevo destino.

En el Estrecho de Gibraltar transitan aproximadamente 60.000 buques al año.

La Autoridad Portuaria de la Bahía de Algeciras agrupa la responsabilidad sobre los Puertos de Algeciras y de Tarifa. El Puerto de Algeciras es el primero del país en volumen de actividad con más de 100 millones de toneladas de mercancías anuales. Es la dársena de la Península con mayor volumen de suministro de combustible a buques, con casi 2 millones de toneladas al año que acaba. La terminal de Isla Verde Exterior, TTI Algeciras, acoge desde noviembre de 2019 las escalas regulares en el Estrecho de los portacontenedores más grandes del mundo propulsados por GNL, como los megaships CMA CGM Jacques Saadé y CMA CGM Champs Elysees, de 23.000 teus.

El Puerto Bahía de Algeciras se sitúa a la cabeza del suministro de combustible en el sistema portuario español. Las operaciones de avituallamiento suponen un tráfico anual de superior a los 3,5 millones de toneladas, correspondiendo la mayor parte a productos petrolíferos. La nueva oferta en servicio de suministro de combustible es atendida por empresas de reconocido prestigio en el sector (Cepsa, Repsol, Peninsula Petroleum, Bominflot y Aegean) que han ganado en eficiencia operativamente con el inicio de actividad de Vopak Terminal Algeciras y el incremento de capacidad aportado por las instalaciones de CLH.

Unos elevados estándares de calidad rigen las operaciones de las empresas dedicadas al *bunkering*, especialmente en el ámbito de seguridad medioambiental, gracias a las características técnicas exigidas en la flota de barcas como el doble casco y la necesidad de doble hélice.

La Memoria Anual de la Autoridad Portuaria de Algeciras⁶² de 2019 ofrece los siguientes datos de interés, que certifican la capacidad del Puerto de ampliar su servicio de suministro a GNL, dado el tráfico marítimo registrado, los tipos de buques recibidos y los graneles sólidos que ya se cargan desde él, confirmando al Puerto una solidez en el

62. Autoridad Portuaria de Algeciras. "Memoria anual 2019".

conocimiento y procedimientos necesarios para la instalación de cuantas infraestructuras sean necesarias para un suministro viable y en condiciones de seguridad.

4.8 RESUMEN GENERAL DEL TRÁFICO MARÍTIMO

4.8.1 CUADRO GENERAL NÚMERO 1

CONCEPTOS	TONELADAS	
	PARCIALES	TOTALES
GRANELES LÍQUIDOS		30.577.074
Productos petrolíferos	28.589.814	
Gas natural	0	
Otros líquidos	1.987.260	
GRANELES SÓLIDOS	973.830	973.830
MERCANCÍA GENERAL	73.331.147	73.331.147
TRÁFICO INTERIOR	2.133.742	2.133.742
AVITUALLAMIENTO		2.398.322
Combustibles líquidos	2.190.274	
Resto	208.048	
PESCA FRESCA	681	681
TOTAL	109.414.795	109.414.795

2.4.4 SERVICIO DE SUMINISTROS A BUQUES

CLASE DE SUMINISTRO	Situación	N.º de tomas	Capacidad horaria de cada toma	Capacidad horaria del muelle	Suministrador
COMBUSTIBLES LÍQUIDOS					
Fuel Oil Pesado N°1	Dique Norte	2	200 Tm	200 Tm	CIA. LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS, SA
Gasóleo B		2	250 Tm	250 Tm	
Gasóleo B	Muelle Embarcaciones Auxiliares	2			REPSOL, SA
Gasóleo B	Muelle Pesquero Algeciras	1			CEPSA COMERCIAL PETRÓLEOS SA
Gasóleo B	Muelle Pesquero Tarifa	2			CEPSA COMERCIAL PETRÓLEOS SA
Gasóleo A y Gasolina sin plomo	Dique Norte	45	30 Tm	180 Tm	APSA
Fuelóleo, gasóleo y gasolina	Muelle Isla Verde Exterior				VOPAK TERMINAL ALGECIRAS SA

4.2.1.3 DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE BUQUES

TIPO DE BUQUES		ESPAÑOLES		EXTRANJEROS		TOTAL	
		Nº	G.T.	Nº	G.T.	Nº	G.T.
TANQUES	Graneleros líquidos	381	1.741.797	2.427	48.302.885	2.808	50.044.682
	Total	381	1.741.797	2.427	48.302.885	2.808	50.044.682
GRANELEROS	Graneleros sólidos	6	33.444	511	18.925.430	517	18.958.874
	Total	6	33.444	511	18.925.430	517	18.958.874
CARGA GENERAL	Carga General	41	175.536	344	2.499.999	385	2.675.535
	Transportes Especializados			7	129.115	7	129.115
	Total	41	175.536	351	2.629.114	392	2.804.650
RO-RO	RO-RO Mercancías	255	1.704.601	916	14.069.594	1.171	15.774.195
	RO-RO Mixtos	7.169	53.312.417	9.104	105.760.715	16.273	159.073.132
	RO-RO Pasaje					0	0
	Total	7.424	55.017.018	10.020	119.830.309	17.444	174.847.327
SOLO PASAJE	Pasaje Crucero					0	0
	Pasaje Rápido					0	0
	Pasaje Otros Buques					0	0
	Total	0	0	0	0	0	0
PORTACONTENEDORES	Portacontenedores			3.441	153.071.176	3.441	153.071.176
	Total	0	0	3.441	153.071.176	3.441	153.071.176
OTROS BUQUES MERCANTES	Pesqueros de altura congeladores					0	0
	Otros Buques	243	358.607	226	3.482.676	469	3.841.283
	Total	243	358.607	226	3.482.676	469	3.841.283
TOTALES		8.095	57.326.402	16.976	346.241.590	25.071	403.567.992

Puerto de Gibraltar.

La Autoridad Portuaria de Gibraltar se creó en 2005, siendo el *bunkering* general uno de sus servicios preferentes. Las ventajas de su puerto, además de la consabida situación geoestratégica, son la gran rotación de buques, los bajos costes debido al estatus *tax free* de la Unión Europea (ahora ya no) y las tarifas portuarias competitivas.

Las compañías de *bunkering* del Puerto pueden suministrar todo tipo de fuel marítimo desde 30 cSt a 380 cSt. (*centistokes*: unidad de viscosidad cinemática).

El suministro se produce normalmente mediante barcazas mientras el buque está anclado en la bahía.

El *Bunkering Code of Practice* del Puerto de Gibraltar contiene las regulaciones que exigen altos estándares de seguridad medioambiental.⁶³

63. <https://www.gibraltarport.com/>

El “Estudio de las necesidades e implicaciones de la determinación del suministro de combustible como servicio portuario conforme a lo establecido en el Reglamento UE 2017/352⁶⁴”, cifra, con respecto al Puerto de Gibraltar, en 4 millones de toneladas al año (datos de 2018) el volumen de suministro.

La regulación de los servicios portuarios más importante es:

- “*Port Operations Act*” (6). Regula que para el acceso a la prestación de los servicios técnico-náuticos y el suministro de combustibles -tanto convencional, como de GNL – se requiere la obtención de la correspondiente licencia. Este documento establece el marco de prestación de los servicios portuarios.
- “*Conditions for the issue of a Port Operator Licenses. Bunker License conditions*” (7). Recoge los requerimientos para la obtención de la licencia necesaria para prestar el servicio de suministro de combustibles dentro del marco del “Port Operations Act”. Se establece:
 - Limitación en los medios de suministro empleados, que serán como mucho de, con una capacidad máxima de 6.000 t, eslora de menos de 100 m y edad inferior a los 20 años.
 - La necesaria clasificación de los buques de suministro como *bunker vessel* por parte de una sociedad de clasificación reconocida y solvente.
- *Code of Practice*: en este documento constan las mejores prácticas operativas y en materia de seguridad que los licenciatarios habrán de cumplir durante la prestación del servicio de suministro de combustible.

El Puerto de Gibraltar tiene una gran tradición en el suministro de *bunkering* de combustibles, lo que no siempre ha sido pacífico por los riesgos en la seguridad del Estrecho que estas actividades llevaban consigo.

Con respecto al *bunkering* de GNL, el Gobierno del Peñón firmó el 19 de agosto de 2016 un acuerdo con Shell de suministro de GNL para la generación de electricidad en la Roca, lo que incluía la construcción de una unidad de regasificación y de una central eléctrica de gas dado que hasta el momento Gibraltar se abastecía de energía con la central

64 Observatorio Permanente del Mercado de los Servicios Portuarios. “*Estudio de las necesidades e implicaciones de la determinación del suministro de combustible como servicio portuario conforme a lo establecido en el Reglamento UE 2017/352*” . op.cit.

eléctrica de Waterport, alimentada por gasóleo y reforzada por grupos electrógenos que no aseguraban el suministro dando lugar a numerosos cortes de luz. Con este objetivo, el GNL llegaría a Gibraltar dos veces al mes en un pequeño buque de transporte que atracaría en un muelle específico para la planta regasificadora.

La unidad de regasificación, gestionada por la filial de Shell Gasnor, se encargaría de almacenar el GNL y devolverlo a su estado gaseoso para suministrarlo a la central eléctrica adyacente que se construyó.⁶⁵

El 7 de mayo de 2019, Gibraltar puso en servicio la terminal de regasificación de GNL construida por Shell y Gasnor (filial de Shell al 100%), con una planta de 80 MW.

Este primer diseño fue la puerta a las operaciones de *bunkering* de GNL barco a barco, cuyo inicio se anunció el 25 de marzo de 2021⁶⁶ con la primera operación de *bunkering* de Gas Natural Licuado (GNL) realizada en Gibraltar, mediante el suministro de GNL del buque de *bunkering* de GNL “Coral Methane”, con base en Rotterdam, fletado por Shell al “Lomonosov Prospect”, un petrolero Aframax operado por Sovcomflot, anunciado por las autoridades como un giro hacia la sostenibilidad y atención medioambiental de las actividades del Puerto.

En el norte de Europa, Shell cuenta con tres buques de suministro de GNL, incluyendo el Cardissa, con capacidad de alrededor de 6.500m³ de GNL.

La salida de Reino Unido de la Unión Europea sitúa a Gibraltar en una posición distinta a la existente hasta el momento. Si bien deja de estar vinculado al acervo jurídico comunitario, se está llegando a Acuerdos puntuales (Memorandos de Entendimiento) entre el Reino de España y el Gobierno de Gibraltar para regular ciertos aspectos tales como los relativos a las personas de las zonas fronterizas, al tráfico de mercancías mediante la vigilancia de los agentes de Frontex y a otras circunstancias que, de momento, no recogen compromisos relativos al transporte marítimo y demás actividades portuarias.

65. <https://www.shell.com>

66. <https://diarioarrea.com>

Puerto de Tanger-Med

En el puerto de Tanger-Med los servicios portuarios -suministro de combustibles incluido- no se realizan en base a la libre concurrencia en el mercado, sino con un prestador único que obtiene la condición de prestador a través de un concurso. Los servicios son ofrecidos bajo la autoridad directa de la capitanía del puerto. En el caso del suministro de combustibles la empresa prestataria es AEGEAN. Su volumen de suministro en el año 2018 se ha estimado entre 1,5M y 2M de toneladas.

9. Propuesta de *bunkering* de GNL en la Bahía de Algeciras.

9.1. Contexto.

Una vez estudiadas las características tanto del GNL como combustible que permite alcanzar mayores cotas de descarbonización en el sector del transporte marítimo, y explicadas las condiciones técnicas del *bunkering* de GNL, habiendo enumerado la capacidad de España para el almacenamiento y suministro de GNL, consideramos factible la proyección de un mercado de *bunkering* de GNL en el Mediterráneo con base de suministro en la bahía de Algeciras, como explicaremos a continuación.

9.2. Proyectos en marcha.

La Unión Europea apoyó en 2014 la idea de crear una cadena logística integrada, segura y eficiente para el suministro del gas natural licuado (GNL) como combustible en el sector del transporte, por lo que se creó “CORE LNGas hive” como una iniciativa cofinanciada por la Comisión Europea a través del mecanismo Conectar Europa (CEF) de la Convocatoria de Transporte 2014. En España, la iniciativa fue liderada por Puertos del Estado, con idea de cubrir tanto el uso del GNL como combustible marítimo, como la integración en las zonas portuarias de las infraestructuras necesarias. La coordinación del proyecto fue a cargo de Enagás, participando 42 socios de España y Portugal: 8 instituciones públicas; 13 autoridades portuarias y 21 socios industriales como navieras, operadores de GNL y proveedores de diferentes servicios dentro de la cadena de valor; y se llevó a cabo hasta 2020.

La segunda parte de esta estrategia vino definida por el proyecto ‘LNGHIVE2’, continuación del anterior, con más de 39 proyectos en el territorio peninsular y con una

inversión total de 139 millones de euros y una cofinanciación europea de 39 millones de euros, apoyada por el programa de ayudas al transporte de la Unión Europea *Connecting Europe Facilities* (convocatoria CEF 2019).⁶⁷

Fruto de este proyecto, el 22 de diciembre de 2020 la Comisión Europea firmó un acuerdo de subvención con Enagás y la Autoridad Portuaria de la Bahía de Algeciras por el que da luz verde a la cofinanciación para construir el primer barco dedicado 100% al suministro de gas natural licuado (GNL) en el Puerto de Algeciras. Este proyecto está impulsado por la filial de Enagás especializada en infraestructuras de suministro de GNL a pequeña escala, Scale Gas, y la Autoridad Portuaria de la Bahía de Algeciras (APBA). El CEF, que va a financiar un 20% de su ejecución, aproximadamente unos 11 millones de euros. El proyecto consiste en la construcción de un barco con una capacidad de almacenamiento de 12.500 m³ de GNL, así como su puesta en operación en 2023. Una vez en funcionamiento, el barco utilizará la terminal de Enagás en Huelva para la carga de GNL y, posteriormente, lo suministrará directamente a consumidores finales o recargará gabarras para su posterior suministro a barcos más pequeños atracados en el Puerto de Algeciras.

9.3. Entorno portuario sostenible en la Bahía de Algeciras.

En 2012 el Puerto de Algeciras realizó del primer suministro de GNL desde camión cisterna para un buque nuevo noruego en tránsito y procedente de un astillero turco. En 2020, se han realizado siete operaciones de suministro de GNL en la modalidad TTS en Algeciras y se ha abastecido un 300% más de GNL a barcos que en 2019.

Además de promover un transporte marítimo más sostenible y mejorar la calidad del aire en la Bahía de Algeciras, el proyecto supondrá un paso más para consolidar a España y al Puerto de Algeciras, el de mayor tráfico de mercancías de España, como referente europeo en *bunkering* de GNL en el Estrecho de Gibraltar.

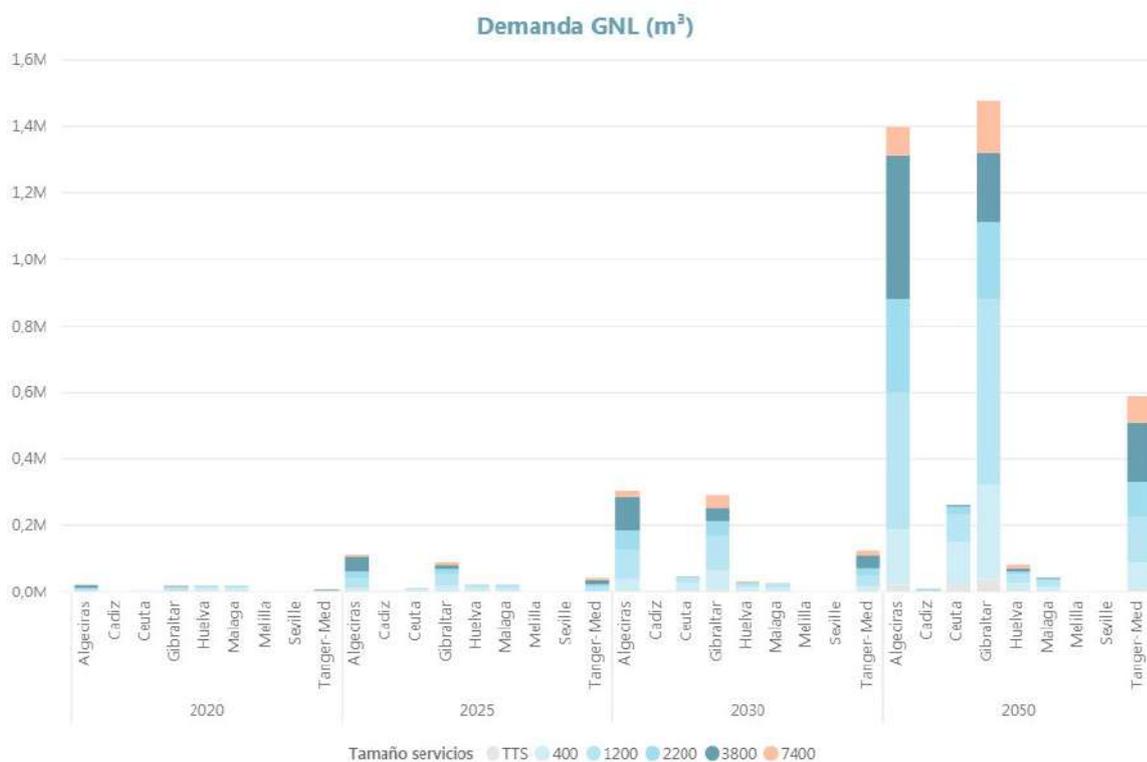
Scale Gas, filial de Enagás, es la empresa que se hará cargo del desarrollo del proyecto LNGhive2, por ser una empresa centrada en el desarrollo, operación y mantenimiento de activos para el mercado de *bunkering* de GNL y proyectos de infraestructuras para el suministro de GNL a pequeña escala terrestre.

67. Información: <https://lghive.com/>

Visto el interés ya existente de la Unión Europea y del Reino de España en aprovechar las características de la Bahía de Algeciras, corazón del Estrecho de Gibraltar, como área de referencia en el suministro del GNL a buques, pasaremos a realizar una proyección sobre las posibilidades a futuro de consolidar la Bahía de Algeciras como la zona de *bunkering* de GNL de referencia en el Estrecho de Gibraltar.

Como hemos analizado, el crecimiento de buques que usan el GNL como combustible es un factor que permite esperar una demanda creciente en los próximos años. Los fundamentos son la mejora medio ambiental y el coste. Actualmente, el 30% de la cartera de pedidos de nuevos buques en el mundo es a GNL.

Con respecto al Estrecho de Gibraltar, se espera que esta zona siga siendo una referencia en el mercado de aprovisionamiento si el servicio mantiene su mismo nivel de calidad y competitividad. Se espera que la demanda crezca progresivamente sin incrementos bruscos y viéndose afectada por la inclusión de una mayor motorización de GNL en los buques portacontenedores de mayor tamaño, que constituyen la mayor parte del tráfico registrado en el puerto de Algeciras. A continuación, se presenta la demanda prevista según el proyecto CORE LNGas hive:



Fuente: CORE LNGas hive.

Como puede verse, la demanda en este caso se encuentra bastante distribuida y a una distancia de navegación considerable -120 m.n.- de la terminal de almacenamiento de Huelva, lo que reducirá el rango de actividad de los medios, haciendo necesaria una capacidad de suministro mayor que en otros puertos donde existe terminal de GNL y se realiza *bunkering* (por ejemplo, Barcelona).

En esta década se esperan propuestas tecnológicas de combustibles verdes, es decir de origen no fósil, a costes que aún no se conocen. Es evidente que los costes de la tonelada de dióxido de carbono, los precios de los derivados del petróleo y la fiscalidad asociada, conlleva un incentivo a la descarbonización.

Desde la Conferencia de las Partes COP-21 de París (año 2015), los objetivos acordados por importantes países desarrollados son muy ambiciosos y aunque se marcan unos plazos, la base tecnológica de combustibles alternativos no existe, es decir, la pila de combustible por hidrógeno y los *e-fuels* verdes o fueles sintéticos.

La descarbonización no es sólo la electrificación y más para este tipo de actividad. En el *handling* del puerto de Algeciras se irán dando pasos a uso de energía eléctrica por baterías y a pila de combustible de hidrógeno. Es inviable que un buque utilice energía eléctrica. La pila de combustible para potencias que requieren los buques no existe en el mercado, además de que la oferta de producción de hidrógeno verde y precio está en una fase de desarrollo tecnológico en el mundo.

Para buques de grandes dimensiones el GNL se posiciona a medio plazo como el combustible alternativo en cuanto disponibilidad logística, coste, tecnología disponible eficiente y por las ventajas medioambientales que aporta. A largo plazo y según evolucione la tecnología de producción, se podrán utilizar combustibles sintéticos y el hidrógeno verde, como se ha indicado anteriormente.

El efecto de la calidad del aire en puertos de países desarrollados y próximos a grandes urbes exigirá la utilización de combustibles limpios, aunque contrastará con los países en vías de desarrollo pues afecta a la calidad del aire con contaminantes como NO_x, compuestos de azufre y partículas, sin embargo, las emisiones de CO₂ impactan a nivel global por los GEI y el cambio climático.

En un mundo cada vez más globalizado y con contrastes de intereses y exigencias medioambientales, va a ser un aspecto a negociar e incluso exigir mediante los correspondientes aranceles. La trazabilidad de las emisiones que genera cualquier

producto o equipo fabricado en Asia, el transporte y la huella de carbono en el proceso de reciclaje o valorización impacta de forma global en el planeta. El contraste se produce entre países productores, con menores exigencias medioambientales, que emiten GEI sin control y los países consumidores, que hacen un esfuerzo para la descarbonización.

En países de la Unión Europea se puede exigir la utilización de combustibles limpios en *bunkering* cuando circulen por ejemplo por el Mar del Norte y sin embargo cuando el buque opere por el norte de África en el Mediterráneo, no se exigen tales limitaciones.

9.4. Puesta en marcha.

El estudio de posibles desarrollos en el Estrecho que presentamos es conservador en cuanto a inversiones y tiempo, puesto que el aumento en capacidades disponibles irá desarrollándose a la par que el aumento en la demanda del servicio. Además, el desarrollo de otros gases renovables tales como el hidrógeno, el BioLNG o el SynthLNG y las consecuencias de la crisis climática, de combustibles, de mercancías, de la pandemia del COVID y otros factores geopolíticos que están actualmente incidiendo sobre el comercio mundial, pueden trastocar cualquier previsión a futuro. Por ello, el análisis que sigue tiene un marcado carácter académico como plasmación teórica de todo lo expuesto con anterioridad en este trabajo, no considerándose prudente realizar pronósticos reales con las herramientas y conocimientos de que se dispone a la fecha de noviembre de 2021.

Así, podríamos teorizar sobre las posibilidades de desarrollar la demanda del GNL en la Bahía de Algeciras, para lo que proponemos una implantación del negocio en tres etapas, caracterizadas por los siguientes hitos.

9.4.1. Primera etapa: 2021-2025

En estos primeros años iniciales, la demanda en el Puerto de Algeciras será incipiente y viene dada por buques tipo Ro-Pax que serán suministrados mediante camiones cisternas, TTS o MTTS.

La cadena de valor puede seguir la ruta de Huelva, de donde partirán los camiones cisternas con el GNL cargado en la planta de regasificación de Huelva. Existen tres cargaderos de cisternas con disponibilidad en continuo (24x365) y, que en caso de

saturación de los cargaderos, se podría ampliar. Esta logística por carretera es de 280 km.

Inicialmente los camiones surtirán directamente al buque del combustible de acuerdo con una planificación de carga a estabilizarse durante el primer año de demanda, lo que dará las cifras óptimas de trayectos, camiones y la preponderancia del sistema TTS o del sistema MTTS.

Con respecto al Puerto de Algeciras, será la autorización de la Autoridad Portuaria de Algeciras, como servicio de la actividad la que permita iniciar las operaciones, de acuerdo con todos los procedimientos de seguridad que se han enunciado, y en las condiciones que los pliegos de condiciones particulares para la actividad de suministro de combustible sin instalación fija exijan. La probable modificación del TRLPEMM y la aplicación del Reglamento 2017/352 UE condicionarán las cualidades del servicio portuario a constituirse.

Se espera que, en los cuatro primeros años, 2021-2025 aumente progresivamente la demanda y se pueda dar paso a un negocio creciente y un servicio consolidado.

Los pasos para iniciar esta etapa ya han sido tomados por Enagás (a través de Scale Gas) y por Península, una de las principales comercializadoras independientes a nivel global de combustibles marinos con la firma, el 4 de junio de 2021, de un acuerdo para la construcción y propiedad conjunta de un buque de suministro de gas natural licuado (GNL) de 12.500m³ de capacidad, que operará en el Estrecho de Gibraltar y tendrá a Algeciras como puerto base. El buque será fletado por *Península* a través de un contrato inicial de siete años, y utilizará las plantas de regasificación de Enagás, principalmente la de Huelva, como puntos de carga de GNL. Se prevé que el buque se entregue en el tercer trimestre de 2023 y que será construido por uno de los mejores astilleros de Corea del Sur, Hyundai Mipo Dockyard.

Esta decisión estratégica trata de adelantar las infraestructuras a la demanda pudiendo realizar también este buque operaciones de transporte de GNL a las Islas Canarias o a Melilla.

9.4.2. Segunda etapa: 2025- 2030.

Con la previsión de que la demanda de GNL empiece a consolidarse, atrayendo a todo tipo de buques, RoPax, cruceros, portacontenedores y de mercancía a granel, será imprescindible que la operación sea STS, por cantidad a repostar y tiempo de la operación.

En esta etapa, será necesario acometer inversiones que permitan la construcción de las siguientes infraestructuras de suministro necesarias:

- a) Planta satélite, o terminal en el puerto, con tanques de hasta 5.000 m³ cuyo repostaje se realice mediante camiones o mediante buques *feeder*. La planta debe tener un diseño adecuado de caudal para el tipo de buque a repostar. Esta planta podría estar alojada en el entorno del Puerto de Algeciras, para lo que será necesario obtener una ocupación de terreno, con acceso por carretera para los camiones y acceso al mar mediante la lámina de agua que dé cabida a buques de las dimensiones previstas, que serán siempre del rango de la capacidad máxima de almacenamiento.

Esta terminal también dará servicio a los camiones y vehículos ligeros del puerto o aquellos que realicen operaciones logísticas de transporte desde el puerto a la península

- b) Terminal de GNL de unos 30.000 a 40.000 m³ que se suministre mediante un buque en operaciones de *small scale* de 10.000 a 15.000 m³, como puede ser el buque en construcción de 12.500m³.
- c) El buque que suministre o aprovisione a la terminal también hará operaciones de *bunkering* dependiente de la capacidad del GNL a repostar.
- d) Según la capacidad de la operación de *bunkering*, se tomarán decisiones adecuadas en rentabilidad y servicio sobre las alternativas b) y c) anteriores para determinar cuál es la proyección a cinco años.

Para ello se propone la utilización de un buque *feeder* con una capacidad de 12.500m³ cuya función sea cargar en la planta de Huelva y desplazarse hasta el Estrecho de Gibraltar con dos objetivos, realizar abastecimiento a otros buques de suministro de menor tamaño, de tal forma que permanezcan fijos en esa área (no teniendo que ir a abastecer a Huelva) y el segundo objetivo captar la demanda de los grandes buques consumidores ya que con los buques de suministro fijos en la zona su capacidad media será de 3.000 m³ y no podrán

alcanzar la demanda de los grandes portacontenedores, aproximadamente 10.000-15.000m³ de GNL.

9.4.3. Tercera etapa: 2030 y posterior

Si la demanda se desarrollase acorde a las estimaciones, la infraestructura de almacenamiento de GNL sería una planta de GNL de tanque de 60.000 m³ (sin conexión a gasoducto ya que en Algeciras existe red de distribución) a la que se suministraría mediante descarga parcial o total y desde la que se podría repostar el buque que realice operaciones de *bunkering* en la Bahía, evitando los tiempos de viajes hasta la planta de Huelva.

Para todas las infraestructuras comentadas se requiere:

- a) Concesión administrativa de la Autoridad Portuaria.
- b) Autorización administrativa de Puertos del Estado, así como Autorización Ambiental Integrada, entre otras, a tramitar con la Administración de la Comunidad Autónoma.
- c) Es imprescindible una coordinación entre demanda y capacidad de infraestructuras disponibles.
- d) Asimismo, estos proyectos deben tener una componente de racionalidad en los temas relacionados con la seguridad y con la optimización de los costes de operación y mantenimiento. Esto redundará en la calidad del servicio.

Para terminar, ahora de lo particular a lo general, se ha pretendido presentar un caso de estudio que aporte una gota teórica en el océano de las iniciativas para la descarbonización, confiando en que sólo la evolución de la técnica y del Derecho, en unión coherente y con la voluntad de muchos, permitirán alcanzar las mejoras a nivel mundial que lleven a conseguir un desarrollo comercial sostenible de transporte marítimo sin perjudicar al Planeta.

VII. CONCLUSIONES e INCLUSIONES.

El trabajo de fin de máster que aquí se concluye ha pretendido dar una visión general del panorama fáctico y normativo que deben afrontar los Estados que han asumido los compromisos de descarbonización acordados por los Organismos Internacionales, presentando un caso de estudio teórico para profundizar en el presente y futuro del sector marítimo con respecto a la descarbonización, tomando como motivo el *bunkering* de gas natural licuado como desarrollo de negocio menos contaminante en los años de transición que nos quedan hasta 2030 y 2050.

Con ese ánimo, se ha presentado un estudio de los desafíos jurídicos en los que estamos inmersos por los compromisos adoptados por España en las Convenciones y Organismos Internacionales que han elaborado acuerdos en la materia y que implican la descarbonización de la actividad humana en todas sus afecciones, para descender al estudio particular del gas natural licuado como combustible marino, desde un punto de vista físico, ecológico, técnico, económico, industrial, comercial y jurídico; terminando por presentar un caso teórico de cómo podría implantarse un negocio de bunkering de GNL en el Estrecho de Gibraltar.

Del análisis de las normas y documentos estudiados, y de su presentación en este trabajo, podemos extraer las siguientes conclusiones:

- 1) Las medidas internacionales para la descarbonización exigen, ya sin paliativos, que en un breve espacio de tiempo (en 8 y 28 años), la actividad humana haya variado sus formas de producir y consumir de manera que la incidencia sobre el calentamiento del planeta se amortigüe ostensiblemente, lo que ha de suponer un giro copernicano sobre la forma en que hemos venido explotando los recursos naturales, transformándolos y consumiéndolos.
- 2) Las decisiones que se tomen sobre los combustibles fósiles serán la clave del éxito de la transición hacia la descarbonización, teniendo en cuenta que para lograr el objetivo final de 2050, es preciso tomar medidas intermedias o de transición, que permitan tal reconversión sin provocar un “*crac*” de la economía mundial.
- 3) Confiamos y justificamos que el gas natural vaya a ser tenido en cuenta en la composición del mix energético elegido para el periodo de transición. Sus características naturales hacen que su capacidad de emisión de gases de efecto invernadero sea muy

inferior al petróleo y al carbón, y al tiempo permita su uso como sustitutivo de los anteriores, en particular, allí donde la electricidad no pueda llegar, bien porque no pueda usarse en ciertos procesos industriales, bien porque las infraestructuras necesarias, en términos de capacidad, continuidad del suministro y seguridad, no estén de momento en condiciones de viabilidad económica.

4) En cuanto a otros combustibles ecológicos, el estado de la técnica hoy por hoy no cuenta con los avances necesario que se supone llegarán en los años venideros. Las infraestructuras gasistas también van a tener un papel relevante en la sustitución futura del gas natural por estos bio-combustibles, pues se podrán utilizar para vehicular hidrógeno o bio-fueles.

5) El sector marítimo, de importancia capital en el comercio internacional por realizar el 90% de los intercambios actuales, que van en progresión geométrica en los dos últimos años, es uno de los sectores que deben acometer esta reconversión industrial para conseguir descarbonizarse. Los combustibles tradicionales son grandes emisores de GEIs por lo que hay que abandonarlos. Esta reconversión de las flotas va a suponer una inversión descomunal para conseguir buques no contaminantes, lo que implica o grandes modificaciones ingenieriles en el diseño de los contenedores de combustible y de los motores, o el cambio a flotas nuevas diseñadas para el nuevo escenario.

6) En este punto se plantea la opción muy plausible del uso del GNL como combustible. Sus ventajas no son sólo ecológicas de ahorro de emisiones, sino que cuenta con la virtud de que la tecnología está probada incluso para buques de gran tonelaje, las infraestructuras de almacenamiento y suministro están construidas y en uso, siendo sólo las pequeñas instalaciones necesarias para el consumidor último, las que deban programarse en las rutas comerciales, y además su construcción es rápida. Estas condiciones permiten desde ya afrontar la reducción de emisiones. Además, actualmente, no existen otras tecnologías disponibles, maduras y con posibilidad de suministro que no sea el GNL. Este combustible permitirá la entrada de los gases renovables como el biometano o el H₂, siendo estos combustibles totalmente renovables y que sin duda alguna jugaran un papel fundamental en el *pathway* de los combustibles marinos en el horizonte temporal de 2050.

7) Para materializar todas estas argumentaciones teóricas, en la propuesta de *bunkering* de GNL en la Bahía de Algeciras se demuestra que en puntos estratégicos, por los que

atraviesa gran cantidad de buques que necesitan repostar, la proyección del *bunkering* de GNL es factible, rápida, flexible (puesto que las infraestructuras necesarias inicialmente para el negocio, por ejemplo, un sistema TTS, puede ser cambiada con facilidad para adaptarse a las necesidades de un aumento de demanda, por ejemplo a MTTS o finalmente a PTS), y la inversión es económica por ello, así como que los puertos, en particular los españoles, están preparados industrial y jurídicamente, para asumir el nuevo servicio. Todo ello en pro del objetivo principal, que es la reducción de emisiones de GEI, en claro beneficio de las aguas y territorios por los que circulen los buques.

8) No obstante, todas las soluciones propuestas y argumentadas pasan siempre por la voluntad del sector, y en particular de los armadores, que, al final, serán quienes deban tomar las decisiones adecuadas con respecto a sus flotas y acometer las inversiones más arriesgadas.

Confiamos en que su implicación, apoyada por los gobiernos, será diligente y valiente, porque si no, no será.

“Primero fue necesario civilizar al hombre en su relación con el hombre. Ahora es necesario civilizar al hombre en su relación con la naturaleza y los animales”

Victor Hugo

Salvo mejor criterio fundado, en la Ciudad Universitaria de Madrid, a 13 de diciembre de 2021.

Adolfo Lama Rodríguez

VIII. BIBLIOGRAFÍA e INDICE DE SIGLAS y ABREVIATURAS.

Bibliografía.

- ALBORS GALIANO PORTALES. *“Ventas de energía a nivel nacional – Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Nota sobre aplicación a buques nacionales y/o extranjeros BALEÁRIA.”*. 19/07/2021.
- Ariño Ortiz, Gaspar y el equipo de transición liderado por el Catedrático de Derecho Administrativo de la Universidad de Almería Íñigo del Guayo Castiella, *“La transición energética en el sector eléctrico. Líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados”*. Editorial Deusto. 2020. Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad. Fundación Deusto.
- Autoridad Portuaria de la Bahía de Algeciras. *“Memoria anual”*. 2019.
- Autoridad Portuaria de la Bahía de Algeciras. *“Pliego de condiciones particulares para el ejercicio de la actividad de suministro de combustible a buques sin instalaciones fijas en la zona de servicio de puertos que gestiona la Autoridad Portuaria de la bahía de Algeciras”*. 24 de noviembre de 2006.
- Autoridades Portuarias Españolas. *“Memorias 2019”*.
- Autoridad Portuaria de Huelva. Nota de prensa: 23 de julio de 2021.
- Banco Mundial. *“Commodity markets Outlook”*, octubre 2021.
- Club español de la Energía. *“Balance energético 2018 y perspectivas para 2019.”*
- CNMC. *“Informe de supervisión del mercado de gas natural en España, 2019”*.
- CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos 285. Agosto 2021.
- CORELNHIVE. *“¿Qué es el GNL y por qué es la única alternativa real para el transporte marítimo?”*. 31 marzo, 2020.
- CORELNHIVE. *“Por un transporte más sostenible”*. 2014.
- DNV GL. *“Maritime forecast to 2050. Energy Transition Outlook 2019”*. 2019.

- Economics for Energy. *“Escenarios para el sector energético español 2030/2050”*. 2020
- ENAGAS. *“Presentación de datos propios. Principales hitos en infraestructuras y servicios 2020”*.
- ENAGAS en colaboración con SEDIGAS y GASNAM. *“Una movilidad sostenible es ya posible con el gas natural”* 2021.
- ENAGAS. *“Terminales de GNL”*, 2020. www.enagas.es.
- Energía y sociedad. *“Manual de la Energía. Breve historia del gas natural”*.
- GASNAM. <https://gasnam.es/>
- Gibraltar Port Authority. *“Legislation list. Updated October 2021.”* Octubre, 2021.
- Global Maritime Forum. Getting to zero coalition. *“The next- wave: Green corridors.”*. 2021.
- Goodenergy. *“Bunkering con GNL para la descarbonización de los mares”*. 2020.
- GTS. Boletín Estadístico, Septiembre 2021 (Avance).
- GTS. *“El sistema gasista español”*. Informe 2020.
- GTS. *“El Sistema Gasista Español”* Informe 2019.
- IAPH. *“Clean Marine Fuels working group”*. 2020. <https://sustainableworldports.org/clean-marine-fuels>.
- ICCT. *“The climate implications of using LNG as a marine fuel. Working paper 2020-02”*. Enero 2020.
- IEA. *“The Role of Gas in Today’s Energy Transitions”*. 2019.
- IEA. *“Energy Efficiency”*. Diciembre de 2020.
- IEA. *“Energy technology perspectives 2020”*. Septiembre 2020.
- IEA. *“Natural gas information 2021”*.
- IEA. *“Gas Market Report Q4- 2021 and including Global Gas Security Review 2021”*.
- IEA. *“World Energy Outlook 2021”* Octubre 2021.
- IEA. *“Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector”*. Mayo 2021. (revisión octubre 2021)

- IEA. “*Analysis based on ICIS*” (2021), ICIS LNG Edge; Spark Commodities (2021), LNG Freight Dashboard.
- Instituto Geográfico Nacional. Mapas. <https://www.ign.es/web/catalogo-cartoteca/>
- ITF. OCDE. “*Future Maritime Trade Flows: Summary and Conclusions, ITF Roundtable Reports, No. 178*”. 2020, OECD Publishing.
- LNGHIVE2. “*La Comisión Europea apoya la construcción del primer barco de suministro de GNL para operar en el puerto de Algeciras*”. Nota de prensa, 22 de diciembre de 2022.
- López Sacristán, Rodrigo. “*La influencia del trading de GNL en el mercado del shipping*”. Trabajo de fin de Máster de Negocio y Derecho Marítimo del Instituto Marítimo Español. Promoción 2015-2016.
- Management Solutions. “*La gestión logística en la comercialización del gas natural*”. www.msspain.com, 2011.
- Martín Carretero, José Moisés. “*España 2030: Gobernar el Futuro. Estrategias a largo plazo para una política de progreso*.” 2016. Editorial Deusto.
- MIBGAS. “*Informe del mercado organizado del gas. Julio/Agosto 2021*”. 15 de septiembre de 2021.
- MIBGAS. “*Informe anual del mercado organizado del gas 2020*”. Abril 2021.
- Ministerio de Asuntos Exteriores de España. “*Memorando de entendimiento entre el Reino de España y el Reino Unido sobre cooperación en materia medioambiental*”. Firmado el 29 de noviembre de 2018.
- MITECO. “*Estrategia para una Transición Justa*”. Aprobada en Consejo de Ministros de 22 de febrero de 2019.
- Observatorio de los servicios portuarios. “*Estudio de las necesidades de la determinación del suministro de combustible a buques como servicio portuario conforme a lo establecido en el Reglamento UE 2017/352*”. Abril 2020.
- OMI. “*Taking bold action to clean up shipping emission by reducing the sulphur content in ship’s fuel oil*”. 2020
- OMI. CMA SHIPS –LNG “*Program Achievements and Challenges. Symposium on alternative low-carbon and zero-carbon fuels for shipping*”. 9-10 febrero 2021.

- OMI. *“Fourth IMO Greenhouse gas study”*. 2020.
- OMI. *“Azufre 2020: reduciendo las emisiones de óxidos de azufre”*.
- OMIE. *“Seminario sobre la evolución y perspectivas del mercado de electricidad. El mercado organizado de gas ibérico”*. 12 de mayo de 2021.
- Pérez de Ayala, José Luis. *“La Economía financiera pública”*. Ed. de Derecho Financiero. 1987.
- Psaraftis, Harilaos N. *“Decarbonization of maritime transport: to be or not to be?”* Maritime Economics & Logistics” 2019. DTU Library.
- Puerto de Gibraltar. *“Port information”*. <https://www.gibraltarport.com/>. 25 de octubre de 2021.
- Puertos del Estado. *“Dossier de Puertos”*, 2020.
- Puertos del Estado. *“Contribución del Sistema Portuario a los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Agenda 2030. Iniciativa: Impulso a las energías alternativas en el transporte”*. 2020.
- Puertos del Estado. *“Resumen general del tráfico portuario. Agosto 2021”*.
- Puertos del Estado. *“Estudio sobre el suministro de GNL a buques mediante camión”*. 2014.
- Prensa Española. ABC-Blanco y Negro. *“Grandes Inventos Contemporáneos número 4: El barco de vapor”*.1970.
- Rivera Díaz, Fernando. TFM *“Medición de la tasa de Boil-off y Heel en buques de GNL”*, del Máster en Ingeniería Marina, de Julio de 2017.
- SEDIGAS. Presentación sobre puntos clave aprobados en relación a los futuros pliegos del servicio de bunkering y en la aprobación de la Ley de Puertos del Estado. Octubre 2021.
- SIPO21. Estudio *“Estado de Arte del LNG Bunkering”*. Siport21. 2021.
- Smil, Vaclav. *“Energía y civilización. Una historia”*. 2021. Arpa Editores.
- Tsafos, Nikos. *“How will natural gas fare energy transition”*. Center for Strategic and International Studies.2020.

- UNCTAD. *“Informe sobre el transporte marítimo 2019”*.
- VV.AA. McKinsey&Company. *“The impact of decarbonization on the gas and LNG industry”*. 2021

Índice de siglas y abreviaturas.

A

AAPP: Administraciones Públicas.
APBA: Autoridad Portuaria Bahía de Algeciras.
AGE: Administración General del Estado.

B

BOE: Boletín Oficial del Estado.
BOG: *Boil- off gases*.
BAF: *Bunker Adjustment Factor*
BRC: *Bunker Recovery Cost*
BUC: *Bunker Contribution*

C

CCAC: Coalición por el Clima y el Aire Limpio
CCU: *Carbon capture, utilisation and storage*.
CEF: Mecanismo “Conectar Europa”, Unión Europea.
CIG, Código: Código internacional para la construcción y el equipo de buques que transporten gases licuados a granel.
CII: Indicador de Intensidad de Carbono
COP26: Cumbre del Clima de Glasgow 2021.
CHL: Compañía Logística de Hidrocarburos.
CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CO₂: Dióxido de carbono
CO_x: Óxido de Carbono
COV: Compuestos orgánicos volátiles.
CTS: *Container to Ship*

D

DOUE: Diario Oficial de la Unión Europea

E

EU: *European Union*
ETS: *Emission Trade System*
ECA/s: *Emission Control Area*.
EGR: Recirculación exhaustiva de gases.
EEDI: Índice de eficiencia energética de proyecto.
EEXI: Índice de Eficiencia Energética de los Buques Existentes.
EBS: *Emergency Bunker Surcharge*.
ETS: Sistema de Comercio de Emisiones
EMSA: *European Maritime Safety Agency*
EFS: Evaluación formal de la seguridad.
ES: *Emergency Shutdown*.

F

FSA: *Formal Safety Assessment*

G

GASNAM: Asociación Española de Gas Natural para la Movilidad.

GEI: Gases de efecto Invernadero.

GHG: *Greenhouse gases*.

GLP: Gases licuados del petróleo.

GN: Gas natural.

GNC: Gas natural comprimido.

GNL: Gas natural licuado.

GTS: Operador técnico del sistema gasista

H

H₂: Hidrógeno

HFO: Fuelóleo pesado

HAZID: *Hazard Identification*

Henry Hub: Índice de precios del gas en el mercado de Estados Unidos.

I

I+D+i: Investigación más desarrollo más innovación.

IACS: *International Association of Classification Societies*.

IAPH: *International Association of Ports and Harbors*.

ICCT: Consejo Internacional de transporte limpio.

IEA: *Internacional Energy Agency*. OCDE. Agencia Internacional de la Energía (AIE)

IME: Instituto Marítimo Español.

IMO: *International Maritime Organization* (OMI)

IGF, Código: Código internacional de seguridad para los buques que utilicen gases u otros combustibles de bajo punto de inflamación

ISO: *International Organization for Standardization*

ITF: International Transport Forum

L

LNG: *Liquefied Natural Gases*.

LPG: Gases licuados del petróleo.

M

MAP: Plan de Acción del Mediterráneo (PAM)

MARPOL, Convenio: Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los Buques.

MEPC: Comité de protección del medio marino.

MGO: Gasóleo marino.

MIBGAS: Mercado Ibérico del Gas.

MITECO: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

MTTS: *Multitruck to Ship*

N

NO_x: Óxidos de nitrógeno.

O

OCDE: Organización para la Cooperación y el desarrollo económicos

OCIMF: *Oil Companies International Marine Forum*.

ODS: Objetivos de desarrollo sostenible (ONU).

OIT: Organización Internacional del Trabajo (ONU).
OM: Operador del mercado
OMI: Organización Mundial Marítima.
OS: Operador del Sistema
OSV: *Offshore supply vessel*

P

PAM: Plan de Acción del Mediterráneo
PGE: Presupuestos Generales del Estado
PIANC: *World Association for Waterborne Transport Infrastructure*
PM: *Particulate matter*. Partículas en suspensión.
PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PNUMA: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PTS: *Pipe to Ship*
PVB: Butiral de polivinilo.
PVC: Policloruro de vinilo.

R

RAE: Real Academia Española.

S

SEDIGAS: Asociación Española del Gas
SEEMP: Plan de Gestión de la Eficiencia Energética de los Buques mejorado
SO_x: Óxido de azufre
SGMF: *Society for Gas as a Marine Fuel*.
SIGTTO: Society of International Gas Tanker and Terminal Operators.
STS: Ship to Ship

T

TFM: Trabajo de fin de máster.
TRLPEMM: Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y la Marina Mercante.
TTF: *Title transfer facility*. Índice de precios del gas en el mercado spot de Holanda
TTS: Truck to Ship
TVB: Tanque virtual de balance.

U

UE: Unión Europea.
UNCTAD: Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo
UN: Naciones Unidas
UNEP: *United Nations Environment Programme*

V

VLSF: Very Low Sulphur Fuel Oil

IX. Apéndice. Normativa asociada al *bunkering*.

1) Organización Marítima Internacional.

- Código IGF de la OMI, “Código internacional de seguridad para los buques que utilicen gases u otros combustibles de bajo punto de inflamación”. El Código IGF establece las normas de diseño de los buques que emplean gas o fuel de bajo punto de inflamación como combustible, así como las distancias de los tanques de combustible a los costados y fondo del buque y la resistencia estructural.
- Código CIG de la OMI “Código internacional para la construcción y el equipo de buques que transporten productos químicos peligrosos a granel”. Se trata de las normas para los buques que transportan gas, según la sustancia que transportan y el tipo de tanques. Norma de referencia para los buques de *bunkering* de GNL, aplicable por tanto al buque de suministro e indirectamente al STS.
- "Directrices relativas a la evaluación formal de la seguridad (EFS) en el proceso normativo de la OMI" Se trata de una metodología sistemática y estructurada para mejorar la seguridad marítima mediante la evaluación del riesgo y la relación entre coste y beneficio.
- “Convenio de Formación de OMI” sobre normas de formación, titulación y guardia para la gente de mar”.

2) ISO.

- ISO 18683 (2015) “Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships” Guía que contiene los requisitos mínimos de diseño y operación que deben cumplir las instalaciones de *bunkering* de GNL, así como recomendaciones y requisitos específicos para el personal involucrado en las operaciones.
- ISO 20159 (2017) “Specification for *bunkering* of LNG fuelled vessels” Documento ISO específicamente diseñado para apoyar al Código IGF de la OMI, por lo que es aplicable los buques que emplean Gas Natural como combustible, pero no lo transportan. Contiene directrices sobre los equipos del sistema de transferencia, procedimientos operativos, entrenamiento del personal involucrado y requisitos de la nota de entrega y normas de aplicación.

- ISO 17776 (2002) "Petroleum and natural gas industries - Offshore production installation - Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment" Describe el proceso para gestionar los riesgos de accidentes durante el diseño de instalaciones offshore de gas. No se trata de una recomendación específica para el *bunkering* de GNL.
- ISO 16901 (2015) "Guidance on performing risk assessment in the design of onshore LNG installations including the ship/shore interface" Guía para la realización de los estudios de riesgos dentro de las instalaciones de GNL terrestres en sus fases de planificación, diseño y operación. Contiene recomendaciones de cálculo de riesgos y de gestión, y en parte es coincidente con la ISO 17776 (2002). No se trata de una recomendación específica para el *bunkering* de GNL.
- ISO 28460 (2010) "Petroleum and natural gas industries – Installation and equipment for liquefied natural gas – Ship-to-shore interface and port operations" Documento sobre la seguridad en el tránsito de los buques gaseros en las aguas portuarias y las operaciones de transferencia de carga. Aplicable a la operación de los buques de suministro de GNL.
- ISO 16903 (2015) "Characteristics of LNG influencing design and material selection"

3) SIGTTO.

- "Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties" (1997-2000) Orientado a la seguridad de puertos y terminales de GNL, contiene recomendaciones enfocadas a la fase de diseño de las terminales. Revisa las recomendaciones y normas de diseño existentes que garantizan un nivel de seguridad y operación adecuado, pero busca dar un paso más en busca de mejoras. Cubre los principales aspectos del diseño de las terminales de GNL. Especialmente aplicable a las instalaciones diseñadas para operaciones PTS, pero a considerar también en las TTS.
- "LNG Ship to Ship Transfer Guidelines" (2011). Guía específicamente enfocada a los Capitanes y operadores de STS de GNL, contiene indicaciones sobre las condiciones para el STS, seguridad, comunicaciones, preparación y realización de las maniobras y transferencia, equipos y recomendaciones específicas para el personal involucrado.

- “Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals” (2016) Texto que busca un manejo seguro de sustancias gaseosas transportadas a granel, dirigido a los Capitanes y operadores de las terminales.
- “LNG Operations in Port Areas” (2003) Dirigido a las Autoridades Portuarias y Administradores de terminales de gas, contiene las buenas prácticas del manejo del gas en las operaciones portuarias, para lo que incluye los riesgos asociados a estas operaciones, con recomendaciones sobre los elementos y prácticas a modificar y la metodología de análisis de riesgos. Es aplicable a todos los tipos de operación pero específicamente se corresponde con las PTS.
- “ESD arrangements & linked ship/shore systems for liquefied gas carriers” (2009) Características del sistema de parada de emergencia (Emergency Shutdown).
- “Ship-to-Ship Transfer Guide for Petroleum, Chemicals and Liquefied Gases” (2013) Documento relativo a gases y productos del petróleo y químicos.
- “Ships and Marine Technology – Specification for *Bunkering* of Liquefied Natural Gas Fuelled Vessels” (2010).

4) SGMF.

- “Gas as a Marine Fuel – An Introductory Guide” (2016). Resumen sobre SGMF y el uso de gas natural como combustible, introduciendo los principales aspectos a considerar: ambientales, técnicos, seguridad, contractual y entrenamiento.
- “LNG *Bunkering* – Safety Guidelines” (2015) Guía de buenas prácticas para garantizar la seguridad, integridad y viabilidad de las operaciones de *bunkering* de GNL. Incluye los principales riesgos de la operación, los principales sistemas de seguridad a implantar y guías específicas para STS, PTS y TTS. Es equivalente a la que está desarrollando GASNAM. Contempla de forma exhaustiva los apartados del manual de operación de *bunkering*, incluyendo los principales aspectos a analizar en el desarrollo de los estudios de compatibilidad.
- “Contractual Guidelines – Quantity and Quality” (2015). Base de los contratos de *bunkering* de GNL, incluyendo las características a analizar en el GNL e incluir en los contratos, así como los medios técnicos disponibles para medir estas características y así establecer la calidad del combustible. Además, procedimientos de medida de la

cantidad de combustible suministrado. Únicamente aplicable en los contratos de calidad y cantidad de GNL a suministrar.

- “*Bunkering of Ships with LNG – Competency Guidelines*” (2016).

5) OCIMF.

- “*Ship to Ship transfer guide – Considerations Applicable to Reverse Lightering Operations*” (2009) Guía con recomendaciones para las operaciones de transferencia STS, especialmente enfocada a las defensas entre buques. No es específica para el *bunkering* de GNL pero es aplicable al *bunkering* de GNL mediante STS.

- “*Safe Transfer of Liquefied Gas in an Offshore Environment (STOLGOE)*”. Dirigida al personal involucrado en la operación STS en fondeaderos, contiene recomendaciones de buenas prácticas con indicaciones sobre el amarre entre las embarcaciones. Especialmente recomendado para las operaciones STS con buques en fondeadero.

- “*Ship to Ship Service Provider Management*” (2011). Dirigido a los suministradores del servicio STS, con los principales elementos para garantizar la seguridad de la operación de STS

- “*Marine Terminal Management and Self Assessment (MTMSA)*”

6) PIANC.

- “*Design of Small to Mid-Scale Marine LNG Terminals Including Bunkering*” (2016). Contiene recomendaciones para el diseño de terminales medianas y pequeñas de GNL y la infraestructura necesaria. Una de las situaciones que contempla es el efecto de las operaciones de *bunkering* de GNL sobre la infraestructura, dejando fuera los aspectos relacionados con la operación de *bunkering per se*. Es de utilidad, ya que muchas terminales actuales de GNL deberán ser o bien adaptadas para buques de menor porte (barcazas de GNL) o bien revisadas para tener en cuenta las futuras operaciones de *bunkering*.

- “*Approach Channels. A Guide for Design*” (1997) and “*Harbour Approach Channels Design Guidelines*” (2014) Similar a la ROM 3.1-99 “Proyecto de la Configuración Marítima de los Puertos; Canales de Acceso y Áreas de Flotación”, por lo que recoge criterios de diseño para definir las dimensiones de los accesos y zonas de navegación necesarias en las obras marítimas y portuarias. Contempla igualmente distintas opciones

de cálculo según las herramientas disponibles y/o la fase de diseño (Diseño conceptual/detallado). Su aplicación principal es para las operaciones STS, tanto en terminal como con los buques fondeados.

- “Criteria for Movements of Moored Ships in Harbours - A Practical Guide” (1995) Establece criterios de los movimientos admisibles de los buques en puerto, de cara a garantizar la eficacia y seguridad en las operaciones portuarias, proporcionar recomendaciones de diseño de sistemas de amarre y optimizar los tiempos de operación. Aplicación directa a las terminales, PTS, e indirecta al suministro mediante camión, TTS.

- “Safety Aspects Affecting the Berthing Operations of Tankers to Oil and Gas Terminals” (2012) Trata los aspectos de seguridad en las maniobras de acceso, atraque y desatraque de gaseros y petroleros a las terminales. Sirve de guía para las autoridades portuarias para la definición de manuales de operación, normas de acceso, condiciones meteorológicas límite, necesidad de remolque etc., para este tipo de tráfico. Uno de los capítulos fundamentales de la guía y que es de gran utilidad para el caso de operaciones de *bunkering* es el referente a distancias de seguridad. Se destacan las recomendaciones en cuanto a: distancias entre buques atracados en terminales adyacentes, distancias de seguridad entre el canal de navegación un buque gasero/petrolero atracado y las zonas de seguridad a respetar alrededor de los manifolds de terminales y de los buques.

- “Use of hydro/meteo information for port access and operations” (2012) Uno de los factores que determina la viabilidad de las operaciones portuarias son las condiciones hidro-meteorológicas. Este documento es una guía básica de los métodos y fuentes de esta información y su aplicación a las operaciones portuarias. Documento de interés para los manuales de operación.

- “Recommendations for the Design and Assessment of Marine Oil and Petrochemical Terminals” (2016) Guía de buenas prácticas que busca establecer una base común para el diseño, estudio y mantenimiento de las terminales marítimas de productos petrolíferos y petroquímicos, tanto para las terminales nuevas como para adecuaciones de las existentes. Contempla todos elementos de la terminal y partes de la operación.

7) IAPH

- BS 6349-4:1994 “Maritime structures - Part 4: Code of practice for design of fendering and mooring systems“.

- BS 1160:1997 “Installations and equipment for liquefied natural gas – General characteristics of liquefied natural gas”.
- BS 1532:1997 “Installation and equipment for liquefied natural gas – Ship to shore interface”.
- BS 1473:2007 “Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations”.

8) Sociedades de Clasificación.

- “LNG *bunkering* guidelines”. IACS Rec 142. El objetivo principal de esta guía es garantizar la seguridad de las operaciones de *bunkering* de GNL, tomando como nivel de riesgo de referencia el de las actuales operaciones de *bunkering* de fuel. Para ello define los riesgos adicionales del GNL y proporciona la metodología de aplicación. Cubre específicamente las responsabilidades de cada parte involucrada, el proceso de *bunkering*, operaciones simultáneas, distancias de seguridad y análisis de riesgos. Específicamente diseñada para y de aplicación en las operaciones STS.
- “Risk assessments as required by the IGF Code” IACS Rec 146. El objetivo de esta recomendación es ayudar a reducir o eliminar el riesgo en los cálculos de riesgos requeridos por el código IGF de la OMI. Enfocado al cálculo de riesgos indicado en el código IGF y los métodos de reducción disponibles. Aplicable a los buques regulados por el código IGF: buques que consumen gas natural licuado como combustible.
- “Study on Standards and Rules for *Bunkering* of Gas-Fuelled Ships” GL – EMSA (2012).

9) EMSA

- Guidance on LNG *Bunkering* to Port Authorities & Administrations, 2016 Guía de EMSA realizada a partir del trabajo de los agentes públicos implicados en las operaciones de *bunkering* de GNL. Enfocada a la administración, por lo que ofrece una idea de los requisitos a cumplir.

10) Puertos del Estado

- ROM 0.2-90 “Acciones al proyectar Obra Marítima y Portuaria”. Establece la base de diseño de las obras marítimas y portuarias en España. Incluye la información y los criterios de diseño a contemplar cuando se proyecta este tipo de obras, indicando y delimitando los cálculos a realizar en cada una de las fases de la obra, estableciendo las

acciones a considerar y el proceso general de cálculo. Por tanto, es un texto de referencia en el diseño de terminales y a consultar para las operaciones que se realicen en terminal PTS y TTS.

- ROM 2.0-11 “Recomendaciones para el Proyecto y Ejecución de Obras de Atraque y Amarre. Operaciones de Buques. Atraque y Amarre”. Recomendación de diseño y cálculo específica de atraques y amarres, que fija criterios para el diseño del atraque, especialmente de dimensiones principales, en planta y alzado, y estructurales, teniendo en cuenta las condiciones del emplazamiento, el tipo de tráfico, la configuración de amarre de referencia, el tipo de sección de muelle. La recomendación es de interés en el diseño de terminales de suministro de GNL, PTS y TTS en tanto en cuanto establece límites de operación y movimiento de los buques, pero también en el caso de que el STS se realice con el buque atracado.

- ROM 3.1-99 “Proyecto de la Configuración Marítima de los Puertos; Canales de Acceso y Áreas de Flotación”. Recoge los criterios de diseño necesarios para definir las dimensiones de los accesos y zonas de navegación y maniobra en las obras marítimas y portuarias. La formulación incluida permite obtener el espejo de agua necesario para el acceso y/o permanencia de los buques teniendo en cuenta sus características, los medios de maniobra auxiliares disponibles, las condiciones hidro-meteorológicas del emplazamiento. Contempla distintos métodos de cálculo según las herramientas disponibles y/o la fase de diseño (determinista/probabilista). Su aplicación principal es para las operaciones STS, tanto en terminal como con los buques fondeados.

11) GASNAM.

- Recomendación técnica: Suministro de gas natural licuado como combustible marino.