

ANAVE – Circular de Régimen Interior

Madrid, 26 de mayo de 2016
Ref: UE 02/2015/AB

Asunto: GNL como combustible marino. Primer Borrador de Marco Nacional para el despliegue de infraestructuras de suministro de GNL en los puertos.

Muy Srs. nuestros:

Como les hemos venido informando, ANAVE fue designada como miembro del Policy Advisory Group (PAG) del proyecto CORE LNGas Hive, impulsado desde el Ministerio de Fomento, coordinado por Enagás e integrado por más de 40 entidades de los sectores nacionales del gas y marítimo-portuario, incluyendo varias empresas miembros de ANAVE.

Entre otras materias, este proyecto tiene previsto el desarrollo de una propuesta al Gobierno de Marco Nacional de Acción en materia de infraestructuras portuarias para suministro de GNL como combustible para los buques, en cumplimiento de la Directiva 94/2014, que España debe elevar a la Comisión Europea en noviembre de este año.

Hemos recibido de Puertos del Estado el extenso documento adjunto, titulado "*Bases de partida para la elaboración del Marco de Acción Nacional relativo al Desarrollo del Mercado de GNL en el Sector Transporte Marítimo y la Implantación de la Infraestructura correspondiente*", así como una invitación a la primera reunión del citado PAG, que tendrá lugar el día 1 de junio (miércoles).

Agradeceríamos cualquier comentario que deseen formularnos al mismo, que pondríamos de manifiesto en la citada reunión. Lamentando la premura del plazo, rogamos nos hagan llegar dichos comentarios **no más tarde del martes, 31 de mayo, a las 14.00 h**, a la dirección mcarlier@anave.es

Muy cordialmente

Manuel Carlier
Director General

-----<<<
Confidencialidad: La información contenida en esta circular es confidencial y va dirigida exclusivamente a las empresas navieras asociadas a ANAVE para su uso interno. La copia o distribución pública, incluso por parte de las propias empresas asociadas, está en principio prohibida, salvo autorización expresa de ANAVE. En particular, queda expresamente prohibida la difusión de esta información por medios de comunicación pública escritos o electrónicos. Si por error recibe este e-mail se ruega su comunicación al remitente y su inmediata destrucción, no debiéndose enviar a otro destinatario.

Confidentiality: The information contained in this message is confidential and addressed to ANAVE's member companies for their internal use only. Any dissemination or copying of this information, even by the member companies is in principle prohibited, unless expressly authorised by ANAVE. In particular, it is strictly forbidden the publication of this information by public media, either written or electronic. If you receive this message by error then you may not copy or deliver this message to anyone, but please destroy this message and notify us immediately.

Advertencia de seguridad: Este mensaje ha sido comprobado por un sistema antivirus interno y externo regularmente actualizado. En todo caso, compruebe que todos los mensajes que recibe son filtrados por su propio sistema de seguridad antes de su apertura.

Security warning: This email has been scanned for viruses by our regularly updated email security systems but, in accordance with good computer practice, please ensure that all messages received are checked by your own security systems before opening.

>>>-----



**Bases de partida para la elaboración del
Marco de Acción Nacional relativo al
Desarrollo del Mercado de GNL en el Sector
Transporte Marítimo y la Implantación de la
Infraestructura correspondiente**

**DIRECTIVA 2014/94 RELATIVA A LA IMPLANTACIÓN DE UNA INFRAESTRUCTURA PARA LOS
COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS**

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	Antecedentes	1
1.2.	Objeto	3
1.3.	Bases de Partida.....	4
2.	ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DEL MAN.....	5
2.1.	Proyecto CORE LNGas Hive.....	5
2.2.	Grupo Interministerial	8
3.	EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LA CADENA LOGÍSTICA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL	8
3.1.	El Sistema Gasista Nacional	8
3.1.1.	La Demanda	9
3.1.2.	Marco Regulatorio.....	10
3.1.3.	Elementos Físicos que integran el Sistema Gasista.....	12
3.1.4.	Actividades Reguladas y Activos Regulados.....	13
3.1.5.	Actividades Libres	25
3.1.6.	Resumen de Actividades contempladas en el Sistema Gasista Nacional.....	26
3.1.7.	Mercado Ibérico de Gas Natural.....	29
3.2.	Red de Almacenamiento y Distribución de GNL a Pequeña Escala	30
4.	EVALUACIÓN DE LA OFERTA: SUMINISTRO DE GNL EN PUERTOS.....	36
4.1.	Infraestructura de Almacenamiento.....	36
4.2.	Infraestructura en Puerto para Suministro de GNL a Buques	37
4.2.1.	Camión Cisterna (TTS)	38
4.2.2.	Buque de Suministro (STS).....	39
4.2.3.	Terminal de Suministro (PTS)	40
4.2.4.	Contenedores Móviles (CTS)	41
4.2.5.	Análisis Comparativo de Sistemas de Suministro de GNL a Buques	42
4.2.6.	Experiencias Piloto de Suministro de GNL a Buques	46
5.	EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL Y FUTURA EVOLUCIÓN DEL MERCADO	53
5.1.	Contexto Internacional	53
5.2.	Contexto Nacional	55
5.3.	Estudios de Mercado	56
6.	METAS Y OBJETIVOS NACIONALES	59
7.	MEDIDAS Y RECURSOS NECESARIOS PARA GARANTIZAR QUE SE ALCANCEN LOS OBJETIVOS	60
7.1.	Medidas en Curso	60
7.2.	Medidas Utilizadas en otros Ámbitos.....	61

ÍNDICE

7.2.1.	Promoción de la Demanda de GNL a Nivel Internacional.....	61
7.2.2.	Implantación de otras Tecnologías Novedosas a Nivel Nacional	65
7.3.	Posibles Ámbitos para el Desarrollo de Medidas	68
7.3.1.	Promoción de la Demanda de GNL.....	69
7.3.2.	Promoción del Desarrollo de la Oferta	70
7.3.3.	Promoción del Desarrollo de la Cadena Logística.....	71
7.3.4.	Otras consideraciones. Ayudas de Estado.....	75
7.4.	Recursos Necesarios para el Impulso del Mercado de GNL	76
ANEXO A.	ACRÓNIMOS Y SIGLAS	
ANEXO B.	DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA	
ANEXO C.	LISTADO DE BUQUES PROPULSADOS CON COMBUSTIBLE GNL EN OPERACIÓN EN EL MUNDO Y CARTERA DE PEDIDOS CONFIRMADOS	
ANEXO D.	LISTADO DE PROYECTOS SUBVENCIONADOS POR LA UE SOBRE GNL	
ANEXO E.	NORMATIVA Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS APLICABLES AL SUMINISTRO DE GNL A BUQUES	

FIGURAS

Figura 1. Alcance del Proyecto CORE LNGas Hive	6
Figura 2. Infraestructuras gasistas (2014)	13
Figura 3. Grupos empresariales que desarrollan actividades de distribución en España.....	21
Figura 4. Cuota de mercado de las principales empresas comercializadoras de Gas Natural	26
Figura 5. Mapa de distribución de GNL Small Scale 2015 y corredores de la RTE-T	31
Figura 6. Principales indicadores del mercado de cisternas de GNL	34
Figura 7. Número de destinos de cisternas según planta de carga	35
Figura 8. Sistemas de suministro de GNL a buques.....	37
Figura 9. Imagen de suministro de GNL TTS	38
Figura 10. Imagen suministro de GNL STS	40
Figura 11. Imagen suministro de GNL PTS	41
Figura 12. Imagen contenedor suministro de GNL CTS	41
Figura 13. Evolución del mercado de buques propulsados con GNL vs proyecciones demanda.....	54
Figura 14. Alcance de la norma ISO/TS 18638	77

TABLAS

Tabla 1. Límites de contenido en azufre para combustibles marítimos establecidos en aguas europeas	2
Tabla 2. Capacidades de Regasificación de las plantas en España.....	15
Tabla 3. Empresas con activos de transporte (Año 2012)	17
Tabla 4. Grupos empresariales que desarrollan actividades de distribución en España.....	22
Tabla 5. Normativa aplicable a la gestión técnica del sistema gasista.....	24
Tabla 6. Cadena de suministro de Gas Natural. Actividades reguladas y no reguladas. Sistema Gasista Nacional	28
Tabla 7. Capacidades de almacenamiento de GNL en Terminales de importación en España	32
Tabla 8. Capacidades Plantas satélite	32
Tabla 9. Estaciones de servicio GNL vehicular	33
Tabla 10. Flota Camiones cisternas en España	35
Tabla 11. Características de los sistemas de suministro de GNL a buques	43
Tabla 12. Tasas y tiempos de repostaje por tipo de buque	45
Tabla 13. Sistemas de suministro de GNL más adecuados para cada tipo de buque	46
Tabla 14. Operaciones de repostaje realizadas mediante camión (TTS).....	47
Tabla 15. Puntos de abastecimiento de GNL en puertos nacionales.....	51
Tabla 16. Buques propulsados a GNL por tipo de buque	53

Tabla 17. Programas en curso que incentivan el uso de GNL como combustible marino.....	62
Tabla 18. Ayudas máximas a la inversión en Finlandia.....	64
Tabla 19. Cadena de suministro de GNL. Nuevas Actividades	73
Tabla 20. Aspectos no cubiertos por la normativa actual	77

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

La propulsión marina consume entre el 10 y el 20% de la producción mundial de petróleo. El origen fundamental de las emisiones atmosféricas asociadas al transporte marítimo son por tanto los motores de propulsión y auxiliares de los buques, sin embargo, no son la única fuente de contaminación. Ésta también se genera en otras actividades como aquellas llevadas a cabo en los puertos.

La cantidad de gases emitidos por dichos motores está directamente relacionada con el consumo de combustible. En líneas generales el transporte marítimo supone el 3,3% de las emisiones mundiales de CO₂, el 10% de SO_x, entre el 20% y 30% del total de emisiones de NO_x y 1,5 millones de toneladas de partículas en suspensión (materia particulada y compuestos orgánicos volátiles).

Estas emisiones comprenden contaminantes atmosféricos, gases de efecto invernadero y sustancias que agotan la capa de ozono. Destacan las siguientes:

- El dióxido de carbono (CO₂) es el gas de efecto invernadero cuya mayor contribución encontramos en las emisiones atmosférica de los buques.
- Los óxidos de azufre (SO_x) y óxidos nitrosos (NO_x) provocan deposiciones ácidas bien por adherencia a partículas sólidas o por su dilución en agua de lluvia en forma de la conocida como “lluvia ácida”, produciendo acidificación del suelo, daños a la vegetación y la eutrofización de aguas continentales o marítimas tranquilas.
- La materia particulada (PM), producto de la combustión parcial de los combustibles así como de la presencia de impurezas en éstos, debido a su pequeño diámetro se aloja en las vías respiratorias de seres humanos y animales, ocasionando problemas respiratorios y oncológicos. La fracción más oscura de la PM, conocida como negro de carbón, supone una parte relevante de las emisiones de este tipo asociadas a la navegación. Estas partículas aceleran los procesos de deshielo en los polos dada su gran capacidad de absorción de la luz del sol.
- Los compuestos orgánicos volátiles (COVs), junto a las emisiones de NO_x contribuyen a la formación de ozono troposférico. El ozono es una sustancia fuertemente oxidante, componente del llamado smog fotoquímico, que perjudica la salud y el medio ambiente.

Aunque el transporte marítimo presenta la relación más baja de emisiones de CO₂ por tonelada transportada por kilómetro en comparación con otros modos de transporte, se prevé que sus emisiones de gases de efecto invernadero van a aumentar en las próximas cuatro décadas entre un 150% y un 200% respecto a su nivel actual.

Los efectos sobre la salud y el medio ambiente de la contaminación atmosférica son en general altamente dependientes de la proximidad de la fuente al receptor. En ciudades próximas a puertos las emisiones procedentes de los buques son con frecuencia un componente dominante de la contaminación urbana. No obstante, las emisiones de los buques pueden transportarse en la atmosfera cientos de kilómetros, contribuyendo a problemas de calidad de aire en tierra, incluso si las emisiones tuvieron lugar en alta mar.

Los puertos son la principal vía de entrada y salida de mercancías de nuestro país, quedando integrados en el transporte marítimo como nodos de intercambio modal por lo que tienen un papel especialmente relevante a la hora de impulsar las políticas de la Comisión Europea en materia de eficiencia energética y control de las emisiones ligadas al transporte. Las líneas generales de estas políticas quedan definidas en los siguientes comunicados y directivas:

- **COM (2011) Libro Blanco del Transporte 2050. "Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte"**, establece la necesidad de impulsar una política de transporte competitiva y sostenible, que permita reducir la dependencia de los sistemas de transporte respecto del petróleo sin sacrificar su eficiencia.
- **COM (2012) Estrategia Europa 2020**. Orientan las políticas de la comisión a alcanzar un crecimiento Inteligente, Sostenible e Integrador, basado en una economía del conocimiento y la innovación, que haga un uso eficaz de los recursos y sea competitiva, en la que se potencie la cohesión social y territorial.
- **DIR (2012/27/UE) Relativa a la Eficiencia Energética**. Define las bases de una estrategia energética competitiva y sostenible en la que se establecen objetivos como el ahorro energético de un 20% para 2020 respecto de los niveles de 1990.
- **DIR (2014/94/UE) Relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos**. Establece un marco común de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos en la Unión Europea (UE) a fin de minimizar la dependencia de los transportes respecto del petróleo y mitigar el impacto medioambiental del transporte.

La UE apuesta decididamente por reducir su dependencia energética del petróleo, por la mejora del medio ambiente en el espacio europeo y la reducción de gases de efecto invernadero. Iniciativas como la Red Transeuropea de Transportes (RTE-T) persiguen la consecución de esos objetivos.

La UE ha hecho suya la normativa de la Organización Marítima Internacional (OMI), que a los efectos que nos ocupan, está definida en el Anexo VI de la Convención Internacional para la prevención de la polución procedente de barcos (MARPOL).

En dicha normativa se fijan, a nivel mundial, una serie de zonas de bajas emisiones (ECA) para SO_x y NO_x en las que, por razones relacionadas con sus condiciones oceanográficas, ecológicas, y el tráfico marítimo, se requiere la adopción de procedimientos especiales obligatorios para prevenir la contaminación del mar. Estas áreas especiales cuentan con un nivel de protección más elevado que otras zonas marítimas. Para navegar por las zonas de control de azufre, denominadas SECA, a partir del año 2015 todos los buques deberán utilizar combustibles con un contenido en azufre menor del 0,1%. Para navegar por las zonas NECA para NO_x , a partir del 2016 todos los nuevos buques deberán reducir las emisiones de NO_x en un 80%.

La Directiva 2012/33/UE traspone los valores límite de azufre a su zona de influencia, quedando por tanto en la Unión Europea los que se indican en la siguiente tabla.

ZONAS SECA	RESTO DE ZONAS ECONÓMICAS EXCLUSIVAS Y AGUAS TERRITORIALES UE
< 1,0%	< 3,5%
< 0,1% a partir de enero de 2015	< 0,5% a partir de enero de 2020

Tabla 1. Límites de contenido en azufre para combustibles marítimos establecidos en aguas europeas

En la actualidad son zonas ECA, para NO_x y SO_x , las costas este y oeste de EEUU, Canadá y Hawai. Son zonas SECA el mar Báltico y el mar del Norte, y se encuentran en estudio, como nuevas zonas, las costas de Puerto Rico e Islas Vírgenes, México, Japón, Noruega y el Mediterráneo, con el horizonte de 2025.

Los combustibles actualmente utilizados en el transporte marítimo no pueden cumplir con esa normativa ambiental a menos que se realicen importantes inversiones en la flota (catalizadores, scrubbers, etc.).

El Gas Natural Licuado (en adelante GNL) se presenta como una opción realista y viable como nuevo combustible marítimo, ya que no emite azufre ni partículas. Además reduce los óxidos nitrosos en un 85% y mitiga las emisiones de los gases de efecto invernadero en un 30%. El uso de este combustible permite cumplir con la normativa ambiental en las zonas ECA.

En la actualidad en Europa hay operando más de 60 barcos que utilizan GNL, y hay otros 55 en cartera de pedidos. La apuesta de Europa por el uso del GNL como combustible para el transporte marítimo por motivos medioambientales es clara.

1.2. OBJETO

La 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, solicita a cada estado miembro, la adopción de un Marco de Acción Nacional (en adelante MAN) para el desarrollo del mercado respecto de los combustibles alternativos en el sector del transporte y la implantación de la infraestructura correspondiente.

Este documento preliminar **enmarca y establece, sin desarrollar, los aspectos principales a considerar en la elaboración del MAN en lo que se refiere al desarrollo del GNL como combustible para el transporte marítimo**, con el objetivo de garantizar la navegabilidad en la red básica RTE-T mediante la creación de una red de abastecimiento de GNL a buques de navegación marítima e interior que ha de estar en funcionamiento no más tarde del año 2025 para los primeros y 2030 para los segundos.

El Ministerio de Fomento, a través de Puertos del Estado y la Dirección General de la Marina Mercante, es responsable de coordinar la propuesta de del MAN relativo al desarrollo del mercado de GNL en el sector transporte marítimo y la implantación de la infraestructura correspondiente, incluyendo la propuesta de implementación de puntos de abastecimiento de GNL en los puertos nacionales de la red RTE-T.

De los 46 puertos, A Coruña, Algeciras, Barcelona, Bilbao, Cartagena, Gijón, Huelva, Las Palmas, Palma de Mallorca, Sevilla Tarragona y Valencia forman parte de la red básica RTE-T.

Para la determinación del Marco de Acción Nacional se tendrá en cuenta la globalidad de los puertos de interés general como posibles puntos de suministro de GNL a buques, desde la perspectiva de la necesidad de promover un desarrollo inteligente, sostenible e integrador del mercado interior de GNL, según se establece en el considerando 10 de la Directiva, y salvaguardar la eficiencia del sistema portuario.

A la fecha de elaboración del presente documento de **Bases de Partida para el desarrollo del MAN**, y avalado este dato por las experiencias que se expondrán en el capítulo 4.2.6, se puede indicar que **España cuenta con los medios necesarios para suministrar GNL mediante camiones cisterna**.

No obstante, es cierto que el suministro de GNL a buques mediante cisternas está condicionado a la capacidad de las mismas y su velocidad de descarga, lo que puede resultar en un tiempo excesivo para la operación o unos riesgos no asumibles para la carga de buques de pasajeros.

En ese sentido **existen proyectos en marcha para la reconversión de buques de suministro** que permitan el suministro de GNL con mayor caudal **y la adaptación de las instalaciones existentes en las plantas de regasificación que les permitan operar como estaciones de servicio para los buques** que funcionen ya con GNL.

Partiendo de esta base y a través de la metodología propuesta para el desarrollo del MAN, se definirán las medidas adecuadas y los recursos necesarios para que exista un número adecuado de puntos de repostaje de GNL en los puertos marítimos que permitan que las embarcaciones de GNL de navegación interior o marítima, puedan circular a través de la red básica RTE-T el 31 de diciembre de 2025.

Este MAN ha de comunicarse a la Comisión a más tardar el 18 de noviembre de 2016.

En el siguiente apartado se exponen los principios básicos que regirán para el desarrollo del MAN y la metodología a seguir para su elaboración, que comienza por la recopilación y estudio de la documentación existente en relación con el GNL y el establecimiento de un alcance objetivo para su desarrollo abarcando tres ámbitos diferentes de análisis: la demanda de GNL, la oferta de GNL en puertos y la cadena logística para el suministro de GNL, desde la perspectiva de los tres sectores implicados: naval, portuario y gasista, y considerando los aspectos técnicos, económicos, legales, administrativos, ambientales, y sociales.

Este documento recoge el trabajo realizado para dar cumplimiento a las dos primeras actividades de la metodología propuesta, consistentes en el **estudio, recopilación y análisis de información preliminar, y el establecimiento de un alcance objetivo para el MAN**.

Aunque el desarrollo propio del MAN se llevará a cabo en otro documento, estas bases de partida recogen ya algunas consideraciones de carácter preliminar a modo de líneas abiertas de trabajo con los diferentes sectores y actores implicados, así como un análisis de riesgos para el desarrollo de las siguientes actividades contempladas en la metodología para el desarrollo del MAN.

1.3. BASES DE PARTIDA

Para lograr los objetivos impuestos por la Directiva 2014/94/UE Puertos del Estado se ha dotado de las herramientas necesarias para la elaboración del MAN relativo al desarrollo del mercado de GNL en el sector transporte marítimo y la implantación de la infraestructura correspondiente.

Es importante indicar que el MAN ha de dar respuesta al mercado, por tanto, para garantizar su éxito, ha de plantearse con la máxima colaboración, participación y consenso de los sectores afectados y Administraciones Públicas involucradas.

Por ello los principios que se tendrán en cuenta de cara a la elaboración del MAN serán los siguientes:

- La actuación de las distintas Administraciones Públicas involucradas en el desarrollo del MAN debe ser coordinada.
- El MAN debe ser coherente con la política y la planificación energéticas nacionales y debe permitir salvaguardar la eficiencia del sistema portuario. Igualmente debe ser coherente con las iniciativas en curso a nivel internacional para la implantación de infraestructuras de combustibles alternativos, con el desarrollo de un mercado interior de gas natural a nivel europeo, etc.
- Para asegurar el éxito de las medidas planteadas para la consecución de los objetivos impuestos por la Directiva 2014/94/UE a través del desarrollo del MAN es crucial alcanzar el consenso de todos los sectores involucrados, tanto en la visión sobre el estado actual como en la propuesta de objetivos y metas a alcanzar y en los recursos necesarios para su consecución.
- La solución planteada no sólo ha de dar respuesta a los requerimientos de la UE sino al propio mercado nacional, lo cual ha de plantearse desde la perspectiva de la objetividad.

La metodología planteada para la futura elaboración del Marco de Acción Nacional consiste en la realización de las siguientes actividades:

1. Determinación de la situación actual para el suministro de GNL a buques en puerto: cadena de suministro, oferta en puerto y demanda de la flota.
2. Definición del alcance objetivo del MAN.
3. Análisis de la cadena logística de suministro de gas natural.
4. Análisis de la oferta actual en cuanto al suministro de GNL en puertos.
5. Análisis de la demanda actual de GNL en puertos.
6. Formulación de criterios para establecer las metas cuantitativas y objetivos nacionales.
7. Propuesta de medidas para garantizar que se alcancen las metas y objetivos nacionales.
8. Análisis de recursos necesarios garantizar que se alcancen las metas y objetivos nacionales.

Todo ello de acuerdo con las consideraciones contenidas en la guía de apoyo a los Estados miembros para la elaboración del Marco de Acción Nacional desarrollada por las empresas consultoras *D'Appolonia S.p.A.*, *Ramboll* y *TM Leuven* para la Comisión Europea, publicada en enero de 2016: *"Clean Transport - Support to the Member States for the Implementation of the Directive on the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure. Good Practice Examples"*.

2. ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DEL MAN

Como se ha comentado con anterioridad, Puertos del Estado ha puesto en marcha diferentes iniciativas para permitir el desarrollo del MAN a partir de las bases contenidas en el presente documento. Se enumeran a continuación las más relevantes.

2.1. PROYECTO CORE LNGAS HIVE

■ **Descripción del proyecto.**

La primera herramienta que ha puesto en marcha Puertos del Estado es el impulso del proyecto CORE LNGas Hive – *Core Network Corridors and Liquefied Natural Gas* (2014-EU-TM-0732-S) de innovación, cuyo fundamento es el futuro despliegue del GNL para el transporte marítimo centrado en la parte ibérica de los corredores Atlántico y Mediterráneo de la red RTE-T, así como en el estrecho de Gibraltar. Con la iniciativa se pretende dar apoyo a la implementación de la Directiva 2014/94 relativa a la infraestructura de combustibles alternativos, además de monitorizar la Directiva 2012/33 sobre el límite en azufre de combustibles marinos. Se compone de 4 actividades, incluyendo 14 paquetes de trabajo y 25 sub-actividades.



Fuente: Elaboración propia

Figura 1. Alcance del Proyecto CORE LNGas Hive

La participación de Puertos del Estado (en adelante, PdE) y la Dirección General de la Marina Mercante (en adelante DGMM) en el proyecto CORE LNGas Hive se centra en las actividades 2 y 4.

♦ *Actividad 2. Estudios. WP2.1 Transversal:*

- ET0 Marco de Acción Nacional. Evaluación del estado actual y futuro del mercado. Objetivos y metas, incluyendo especificaciones técnicas y procesos de revisión y evaluación de los mismos. Resulta en un borrador del Marco de Acción Nacional en lo referente al GNL para uso marítimo, de acuerdo a Directiva 2014/94/UE.
- ET1 Especificaciones técnicas del GNL. Requisitos técnicos, de seguridad y medioambientales para equipos y procedimientos relacionados con el suministro de GNL tierra-buque. Se identificarán medidas requeridas para alcanzar los objetivos establecidos en el MAN.
- ET2 Estudio de demanda de GNL actual y potencial para el transporte marítimo y servicios portuarios, así como evolución de su cadena de suministro para el despliegue en el corredor Mediterráneo. Se utilizará en la evaluación del estado actual y evolución futura de la demanda del MAN.
- ET3 Estudio de demanda de GNL actual y potencial para el transporte marítimo y servicios portuarios, así como evolución de su cadena de suministro para el despliegue en el corredor Atlántico. Se utilizará en la evaluación del estado actual y evolución futura de la demanda del MAN.
- ET4 Estudio de demanda de GNL actual y potencial para el transporte marítimo y servicios portuarios, así como evolución de su cadena de suministro para el despliegue en el Estrecho

de Gibraltar y regiones periféricas. Se utilizará en la evaluación del estado actual y evolución futura de la demanda del MAN.

- ET5 Aceptación social del GNL. Propuesta de política de promoción. Se identificarán medidas requeridas para alcanzar los objetivos establecidos en el MAN.
- ET6 Necesidades de formación. Plan de formación a nivel península, centros de formación requeridos, empleados, acreditaciones de los trabajadores para validar su experiencia, etc. Se identificarán medidas requeridas para alcanzar los objetivos establecidos en el MAN.

♦ *Actividad 4. Impacto y Resultados:*

- WP4.1 Observatorio. Sistematización y metodología para cuantificar los resultados obtenidos con el proyecto. Seguimiento y actualización del MAN.
- WP4.2 Despliegue y Plan de Inversiones. Propuesta de despliegue y plan de inversiones para las tecnologías innovadoras de los proyectos piloto en los puertos españoles. Apoyará a establecer las metas cuantitativas y los objetivos nacionales.
- WP4.3 Evaluación del Impacto de los Estudios. Análisis de los resultados logrados con los estudios para evaluar su impacto en los objetivos de la Directiva 2014/94/UE y revisión del MAN.
- WP4.4 Evaluación del Impacto de los Pilotos. Análisis de los resultados logrados con los proyectos piloto para evaluar su impacto en los objetivos de la Directiva 2014/94/UE y revisión del MAN.
- WP4.5 Divulgación de resultados. Documentación de todo el proyecto, particularmente los resultados obtenidos.

Tanto los estudios a desarrollar en el marco de este proyecto como los resultados obtenidos se utilizarán para dar el contenido requerido al MAN.

■ **Problemática.**

Tras el análisis preliminar de la disponibilidad de las principales fuentes de información y los plazos establecidos para la elaboración del MAN, se han identificado distintos factores que pueden afectar negativamente al desarrollo de esta hoja de ruta.

♦ *Cronograma de trabajos.*

Una parte importante de los estudios requeridos para la elaboración del MAN provienen del proyecto CORE LNGas Hive, que tiene una duración de 4 años habiendo comenzado recientemente. Sin embargo según la Directiva los marcos de acción nacionales han de comunicarse a la Comisión en noviembre de 2016. Esto no permitirá tener disponibles los resultados del proyecto para incorporar al MAN, haciendo necesaria la búsqueda de fuentes de información alternativas. Si bien es cierto que dichos estudios podrán incorporarse en las futuras revisiones requeridas del MAN.

♦ *Estudios de demanda.*

Como indica la mencionada Directiva, la selección de los puertos donde se ha de implementar la infraestructura correspondiente ha de basarse en un estudio de demanda. Por tanto la elaboración de unos estudios de demanda rigurosos, completos y objetivos son vitales para el

objeto de este trabajo. Se han de tomar medidas para garantizar que el resultado de dichos estudios dará respuesta a los objetivos establecidos en el MAN.

♦ *Identificación de puntos de suministro de GNL.*

Como se ha mencionado anteriormente la Directiva establece que los marcos de acción nacionales han de identificar los puertos nacionales donde se ha de instalar preferentemente la infraestructura necesaria para el suministro de GNL. Por tanto el MAN debe establecer la metodología adecuada para seleccionar los puertos que deben ir incorporándose a la red de puntos de suministro de GNL para buques, basándose no sólo en criterios cualitativos sino también cuantitativos.

♦ *Medidas.*

Así mismo, con el fin de garantizar que se cumplen los objetivos nacionales, se han de proponer ciertas medidas que igualmente han de seleccionarse en base a criterios razonables y objetivos.

Las medidas de apoyo al establecimiento de la infraestructura necesaria para el uso de los combustibles alternativos que conlleven aportaciones económicas por parte de la Administración Pública deben adoptarse de conformidad con las normas sobre ayudas estatales contenidas en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) y en coherencia con las disponibilidades presupuestarias.

Pueden considerarse medidas destinadas hacia todos los operadores afectados por la mencionada Directiva, pero siempre de conformidad con las normas aplicables sobre ayudas estatales.

2.2. GRUPO INTERMINISTERIAL

Por último, la elaboración del MAN se sustenta en el Grupo Interministerial para la Coordinación del Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas para el Transporte, cuya función, como su propio nombre indica, es la coordinación de la elaboración del Marco de Acción Nacional para el desarrollo del mercado respecto de los combustibles alternativos en el sector del transporte y la implantación de la infraestructura correspondiente. Fue creado por Acuerdo de la CDGAE de fecha 30 de julio de 2015.

Para la elaboración del MAN en lo referente al uso del GNL en el sector transporte marítimo se tendrán en consideración tanto la Política y la planificación energéticas nacionales, como las propuestas que este Grupo Interministerial plantee.

3. EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LA CADENA LOGÍSTICA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

3.1. EL SISTEMA GASISTA NACIONAL

El sistema gasista se ha entendido tradicionalmente como un sector regulado en cuanto a que **es necesaria la regulación para la existencia de la competencia en el mercado.**

Tanto en la exposición de motivos de la Ley 34/98 como en numerosos preceptos de la misma se habla de sistema gasista, sin embargo no se llega a dar ninguna definición de lo que se entiende por el mismo.

El capítulo II del título IV del referido cuerpo legal, lleva por título “el sistema de gas natural” y en sus dos primeros artículos se refiere al mismo como los sujetos que intervienen en el sistema, (art. 58), y en el siguiente artículo como conjunto de instalaciones que constituyen el sistema gasista.

Por ello definiremos el Sistema Gasista como el conjunto de instalaciones de las que son titulares una serie de sujetos, que junto con otros no titulares de esas instalaciones se organizan para suministrar gas natural a los consumidores de manera regular y segura.

El suministro de Gas Natural procedente del Sistema Gasista Nacional, se entiende actualmente como una actividad que se desarrolla en libre concurrencia **sujeta a autorizaciones administrativas** como título habilitante para el ejercicio de las actividades que constituyen el sistema de gas natural.

Con la Ley 34/98 las actividades de fabricación, regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de combustibles gaseosos para su suministro por canalización pueden ser realizadas libremente, sin perjuicio de las obligaciones que pudieran derivarse de otras disposiciones tales como las fiscales, las relativas a la ordenación del territorio y del medio ambiente y la defensa de consumidores y usuarios.

La importación, exportación en intercambios internacionales, son actividades que no se encuentran dentro del sistema por lo que habrá que estar a lo previsto en la normativa comunitaria.

Las instalaciones sujetas a autorización administrativa previa son:

- Las plantas de regasificación y licuefacción.
- Las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural.

Si bien el suministro de gas natural, desde la ley 34/98, ya no se considera un servicio público, siguen imponiéndose a los sujetos que actúan en el sistema obligaciones de servicio público, declarándose como servicio de interés general.

En este sentido se reconoce **el derecho de acceso de las instalaciones de terceros a todos los usuarios**, que junto con el **principio de separación de actividades y el régimen económico integrado** constituyen los pilares del sistema, a efectos de hacer compatible la garantía de suministro y la liberalización de la actividad gasista.

3.1.1. LA DEMANDA

Atendiendo a la utilización del gas que realizan los consumidores, el **Sistema Gasista Nacional atiende dos tipos de demanda, la demanda convencional (80,6%) y la demanda de generación eléctrica (19,4%).**

La demanda convencional agrupa los consumos tradicionales de gas, es decir, aquellos suministros destinados al consumo residencial, al sector servicios y a los procesos productivos del sector industrial (incluida la cogeneración).

Dentro del mercado de generación eléctrica se puede distinguir entre centrales térmicas convencionales y ciclos combinados.

Desde el año 2009 se ha venido produciendo un descenso de la demanda en el mercado de la generación eléctrica, provocado fundamentalmente por la mayor potencia instalada de generación con fuentes de energía renovables, el incremento del carbón en la cobertura del hueco térmico y la menor demanda eléctrica. Sin embargo, cabe destacar que la demanda convencional sigue al alza.

No obstante el nuevo año gasista empieza con un cambio de tendencia en el consumo de gas, que al finalizar el 2015 ve crecer la demanda de gas en todas las áreas de actividad — doméstico-comercial, industria y generación eléctrica—, hasta alcanzar un aumento del 4,4%. Las principales causas son el mayor funcionamiento de los ciclos combinados, así como un mayor consumo en el sector doméstico.

3.1.2. MARCO REGULATORIO

La industria del gas natural en España ha experimentado en los últimos años cambios relevantes en su estructura y funcionamiento, motivados por la adaptación de su marco regulatorio a los principios establecidos en las Directivas Europeas sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural:

- Directiva 1998/30/CE.
- Directiva 2003/55/CE.
- Directiva 2009/73/CE.

Así como sus Reglamentos asociados.

El objetivo último perseguido por la Regulación Europea es crear el marco necesario para el funcionamiento de un mercado interior de gas sobre la base de la competencia efectiva entre agentes, la seguridad de suministro y la transparencia.

La norma básica del Sector gasista a nivel nacional es la **Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos**, con las diversas modificaciones que se han ido introduciendo con el objetivo, entre otros, de trasponer las diferentes Directivas Europeas de aplicación (1998/30/CE;2003/54/CE;2009/73/CE). En esta Ley del Sector de Hidrocarburos se describe el régimen de actividades del sector gasista y las diferentes infraestructuras que lo componen.

En desarrollo de dicha norma, el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, regula por su parte el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

La normativa técnica de construcción y mantenimiento de redes que resulta de aplicación es el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias, así como la Orden de 18 de noviembre de 1974 por la que se aprueba el Reglamento de Redes y Acometidas de Combustibles Gaseosos en lo que no contradiga a aquél.

Los sujetos que actúan en el sistema de suministro de gas natural por canalización son:

- **Los transportistas** son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural.
- **Los gestores de red de transporte** son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de la red troncal certificadas, autorizadas y designadas como tales por el Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Los gestores de red independientes son sociedades mercantiles que gestionan instalaciones de la red troncal de las que no son propietarios y están autorizadas para la construcción, operación y

mantenimiento de acuerdo con lo dispuesto en la Ley. Regulatoriamente tienen consideración de gestores de red de transporte en cuanto a las actividades que pueden ejercer.

El gestor de red independiente concede y gestiona solicitudes de acceso a las instalaciones de la red bajo su control, firma los contratos y recauda los peajes correspondientes al acceso de terceros a las instalaciones, explota, mantiene y desarrolla la red de transporte de acuerdo con lo previsto en la planificación obligatoria, en la Ley de Hidrocarburos y en su normativa de desarrollo, planifica las infraestructuras necesarias para el correcto funcionamiento de las instalaciones que gestiona, tramita las autorizaciones correspondientes y construye las mismas, siempre y cuando las instalaciones no sean objeto de adjudicación directa por parte de la Administración (instalaciones contenidas en la Planificación de la Red de Transporte).

El propietario de la red gestionada deberá financiar las inversiones decididas por el gestor de red independiente y aprobadas por la CNMC, o dar su consentimiento para que sean financiadas por cualquier parte interesada, incluido el gestor de red independiente. Los correspondientes mecanismos de financiación deberán ser aprobados por la CNMC, que previamente deberá consultar al propietario de los activos junto con otras partes interesadas.

El gestor de red independiente y el propietario de las instalaciones de la red troncal firmarán un contrato en el que se detallen las condiciones contractuales así como responsabilidades de cada uno. Dicho contrato deberá ser aprobado por la CNMC.

- **El Gestor Técnico del Sistema** es el responsable de la operación y gestión de la Red Básica y de las redes de transporte secundario y de mantener las condiciones para la operación normal del sistema.
- **Los distribuidores** son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de distribución **destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.**

Los distribuidores también podrán construir, mantener y operar instalaciones de la red de transporte secundario, debiendo llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de ambas actividades.

- **Los comercializadores** son sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales. Asimismo, son **comercializadores las sociedades mercantiles que realicen la venta de Gas Natural Licuado (GNL) a otros comercializadores dentro del sistema gasista o a consumidores finales.**
- **Los consumidores** finales son los que adquieren gas para su propio consumo y tendrán derecho a elegir suministrador. En el caso de que accedan directamente a las instalaciones de terceros se denominarán Consumidores Directos en Mercado.
- **La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos** es la entidad que tiene por objeto la constitución, mantenimiento y gestión de las existencias de carácter estratégico de gas natural.
- **El Operador del mercado organizado de gas (MIBGAS).**

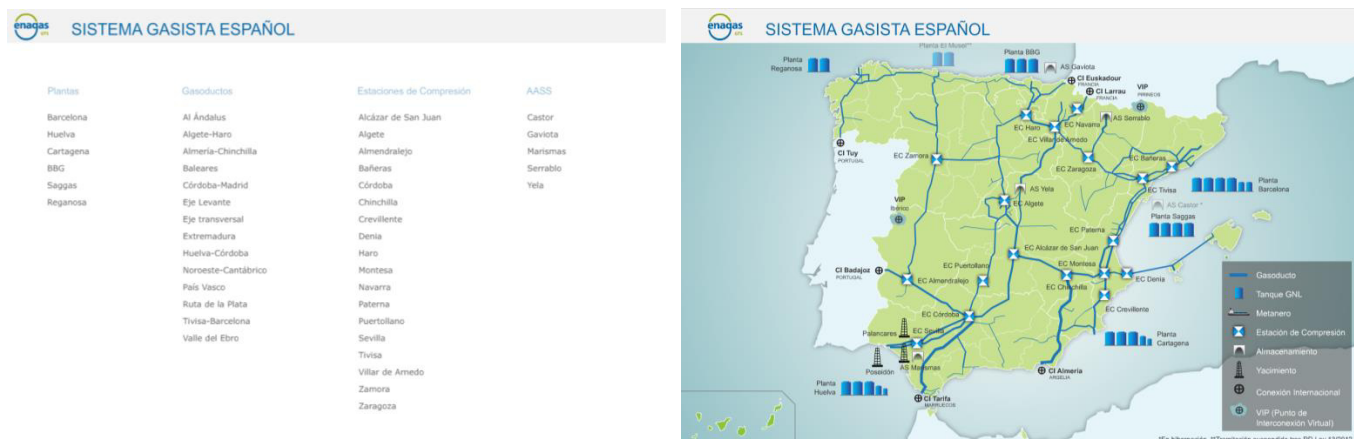
3.1.3. *ELEMENTOS FÍSICOS QUE INTEGRAN EL SISTEMA GASISTA*¹

El sistema gasista comprende las instalaciones incluidas en la red básica (o red transporte primario), las redes de transporte secundario, las redes de distribución, los almacenamientos no básicos y demás instalaciones complementarias.

- **Gasoductos de transporte primario** de gas natural a alta presión son aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares, diferenciándose entre:
 - ◆ **Red troncal:** Gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso se consideran incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.
 - ◆ **Red de influencia local:** Gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.
- **Plantas de regasificación** de gas natural licuado que pueden abastecer el sistema gasista **y las plantas de licuefacción de gas natural.**
- **Almacenamientos básicos de gas natural**, que pueden abastecer el sistema gasista.
- Las **redes de transporte secundario** están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares.
- Las **redes de distribución** comprenderán los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la Red Básica o de transporte secundario.
- **Almacenamientos no básicos de gas natural** son las estructuras de almacenamiento de gas natural en el subsuelo y las instalaciones de superficie que se requieran, con carácter temporal o permanente, para el desarrollo de la actividad de explotación del almacenamiento subterráneo de gas natural, incluidos los gasoductos de conexión entre el almacenamiento y la red básica de gas natural. Estas instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

Las instalaciones que a fecha de julio de 2014 componían el sistema gasista nacional se muestran en la siguiente figura.

¹ Las actividades para el suministro de gas natural que se desarrollen en los territorios insulares y extra-peninsulares serán objeto de una regulación reglamentaria singular, previo acuerdo con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas y atenderá a las especificidades derivadas de su situación territorial.



Fuente: Enagás

Figura 2. Infraestructuras gasistas (2014)

Téngase en cuenta no obstante que el almacenamiento de Castor ha sido dado de baja debido a la ocurrencia de movimientos sísmicos en el proceso de inyección del gas colchón.

3.1.4. ACTIVIDADES REGULADAS Y ACTIVOS REGULADOS

La regasificación, el almacenamiento básico, el transporte, y la distribución tienen carácter de actividades reguladas. Forman parte de los activos regulados aquellos activos que forman parte del sistema gasista.

El carácter regulado de las actividades y de los activos viene determinado porque su régimen económico, así como su funcionamiento se ajustarán a lo previsto en la ley.

La Ley impone a los titulares de las instalaciones que forman parte del sistema el libre acceso de terceros, en cuanto que las actividades de red constituyen un monopolio natural al ser ineficiente el desdoblamiento de dichas instalaciones. Ello hace que el sistema se preocupe de regular el derecho de acceso de terceros, los peajes y los cánones que se deben satisfacer por parte de los usuarios de las instalaciones así como la retribución que hace el sistema a los titulares de estas instalaciones básicas en contraprestación por los derechos de acceso.

El acceso de terceros a las instalaciones de la red básica y a las instalaciones de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas está garantizado por ley y el precio por el uso de estas instalaciones viene determinado por el peaje aprobado por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

Salvo pacto expreso en contrario, la transmisión de la propiedad del gas se entenderá producida en el momento en que el mismo tenga entrada en las instalaciones del comprador.

■ Incorporación de gas natural al Sistema Gasista.

Pueden incorporar gas natural en el sistema gasista español:

- ◆ Los comercializadores.
- ◆ Los Consumidores Directos en Mercado.

- ◆ Los transportistas (para el nivel mínimo de llenado de tanques de GNL, gasoductos de transporte, almacenamientos y redes de distribución, y para cualquier otra función que reglamentariamente se establezca que no tenga como finalidad última el suministro).
- ◆ El Gestor Técnico del Sistema para cualquier función que reglamentariamente se establezca que no tenga como finalidad última el suministro.
- ◆ La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos para su función de constitución, mantenimiento y gestión de las existencias de carácter estratégico de gas natural.

Todos ellos tienen derecho de acceso a las instalaciones de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución en los términos establecidos reglamentariamente.

En el caso de los almacenamientos no básicos el acceso será negociado pero se establecen reglamentariamente determinados criterios para que el acceso a las instalaciones sea transparente, objetivo y no discriminatorio. Estas instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

Los aprovisionamientos externos de gas llegan a la Península de dos formas:

- ◆ A través de gasoductos conectados a redes internacionales de gasoductos: dos con Francia por Larrau (Navarra) e Irún; dos con Portugal: Tuy y Badajoz, al norte y al este de dicho país respectivamente; una con Marruecos por Tarifa, a través del gasoducto Magreb-Europa y otra con Argelia a través de Almería (Medgaz).
- ◆ Transportado en buques metaneros en forma de GNL hasta las seis plantas de regasificación (Huelva, Barcelona, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugarlos).

Aproximadamente el 41,7% de los aprovisionamientos llega al sistema español en forma de gas natural licuado y el 58,3% restante corresponde al gas natural por gasoducto.

Respecto a la fuente de aprovisionamiento de gas natural cabe destacar que de acuerdo con la escasa capacidad de los yacimientos nacionales, prácticamente la totalidad procede de importaciones desde otros países. La Ley de Hidrocarburos, impone diversos límites para asegurar una adecuada diversificación de las fuentes de aprovisionamiento:

- ◆ Ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas que actúen en el sector de gas natural podrán aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional.
- ◆ En el caso de que la suma de todos los aprovisionamientos de gas natural destinados al consumo nacional provenientes de un mismo país sea superior al 50%, los comercializadores y los consumidores directos en mercado que, directamente o por estar integrados en grupos empresariales, realicen aprovisionamientos por una cuota superior al 7% de los aprovisionamientos en el año natural anterior, deberán diversificar su cartera de forma que sus suministros provenientes del principal país suministrador al mercado nacional sea inferior al 50%.

No obstante está eximido de la obligación de diversificación el abastecimiento del gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible.

La configuración del sistema de aprovisionamiento español, basada en la importación de GNL, atípica en comparación con el resto de los países europeos, se debe a la posición geográfica de la Península Ibérica, sin tantas posibilidades de conexiones por gasoductos como otros países, lejos de

los tradicionales suministradores europeos como Rusia o Noruega, y cerca de Argelia. Además, el proceso de apertura y liberalización del mercado ha permitido el acceso a nuevos agentes, con nuevos aprovisionamientos, con lo que se ha conseguido elevar el número de proveedores de gas al sistema español. El GNL y las plantas de regasificación proporcionan a nuestro sistema una elevada flexibilidad en relación con la gestión del mismo y con la posibilidad de diversificación de fuentes de suministro, tanto a largo como a corto plazo.

■ **Regasificación.**

La regasificación es la actividad regulada que comprende la conversión del gas natural en estado líquido, almacenado en tanques criogénicos de las plantas de regasificación a temperaturas por debajo de los -160°C , al estado gaseoso y su introducción a la red de gasoductos de transporte. Además, en las plantas de regasificación se realizan las operaciones de descarga de los buques metaneros, la carga de camiones cisterna de GNL con destino a las plantas satélites y puntualmente, aunque de forma habitual últimamente, operaciones de enfriamiento y/o carga de GNL en buques metaneros.

España cuenta con seis plantas de regasificación operativas situadas en los puertos de Barcelona, Cartagena, Huelva, Bilbao, Sagunto y Mugaros. Asimismo, está ya construida la planta de regasificación de El Musel, que de acuerdo con el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, permanecerá hibernada.

PLANTA DE REGASIFICACIÓN	CAPACIDAD MÁXIMA DE VAPORIZACIÓN	ALMACENAMIENTO GNL		CAPACIDAD CARGA DE CISTERNAS	ATRAQUES	
	Nm ³ /h	Nº Tanques	m ³ GNL	Gwh/día	Nº	m ³ GNL
Barcelona	1.950.000	6	760.000	15	2	266.000
Huelva	1.350.000	5	619.500	15	1	173.400
Cartagena	1.350.000	5	587.000	15	2	266.000
Bilbao	800.000	3	450.000	4,5	1	270.000
Sagunto	1.000.000	4	600.000	10	1	267.000
Ferrol (Mugaros)	412.800	2	300.000	10,5	1	266.000
TOTAL	6.862.800	25	3.316.500	71	8	Hasta 270.000

Fuente: Enagás

Tabla 2. Capacidades de Regasificación de las plantas en España

La operación de las plantas de regasificación requiere coordinar con exactitud la descarga de los buques de cada planta y mantener en cada momento existencias adecuadas en los tanques de GNL para garantizar la producción y con ello la seguridad del suministro.

Entre las nuevas infraestructuras de transporte primario aprobadas en la Planificación del sector del gas para el desarrollo de las redes de transporte 2008-2016, dentro del grupo A, se contemplaba la entrada en funcionamiento de la planta de regasificación de El Musel una vez hubiera finalizado su construcción. Sin embargo, debido al actual contexto económico, el Gobierno ha paralizado la entrada en servicio de esta infraestructura, limitando la actividad a trabajos de mantenimiento y conservación, al considerar que el suministro de gas natural está garantizado en España sin que la planta de El Musel se ponga en funcionamiento.

■ **Transporte de gas natural.**

La red de transporte primario está constituida por los gasoductos de presión máxima de diseño igual o superior a 60 bares.

La red de transporte secundario de gas natural está constituida por los gasoductos de presión máxima de diseño inferior a 60 bar y superior a 16 bar.

También se consideran elementos de la red de transporte las estaciones de compresión y de regulación y medida y todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

Las empresas que realizan la actividad de transporte:

- ◆ Deben realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo las instrucciones impartidas por el Gestor Técnico del Sistema y, en su caso, por la Administración competente.
- ◆ **Deben presentar al Secretario de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la CNMC, antes del 15 de octubre de cada año, los planes de inversión anuales y plurianuales, con un horizonte mínimo de diez años, en los que figurarán, como mínimo, los datos de los proyectos previstos para el año siguiente, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución. Igualmente participan en el proceso de planificación mediante la propuesta de las instalaciones que consideren necesarias para asegurar la suficiente capacidad de acuerdo con las previsiones de demanda.**
- ◆ **Deben permitir el uso de sus instalaciones, para los necesarios movimientos de gas mediante la celebración de los correspondientes contratos de regasificación, almacenamiento y transporte a todos los agentes en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas aprobadas y exigiendo que las instalaciones conectadas a las de su propiedad reúnan las condiciones técnicas establecidas y sean usadas en forma adecuada, pudiendo exigir las garantías que determine la Administración para el cobro de peajes y cánones por este uso. El acceso a las instalaciones de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución está regulado.**
- ◆ Deben permitir la utilización de sus instalaciones a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en el ejercicio de su función de constitución, mantenimiento y gestión de las existencias de carácter estratégico de gas natural.

En el caso de los almacenamientos no básicos, incluidos con carácter indicativo en la planificación, el acceso será negociado con base en criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios. Las instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

Los titulares de los almacenamientos no básicos presentarán a la CNMC la metodología de asignación de capacidad a sus instalaciones y las metodologías para el cálculo de los cánones con objeto de que ésta pueda verificar que se cumplen los criterios de transparencia, objetividad y no discriminación incluidos en el párrafo anterior.

Con carácter excepcional, se podrá exceptuar de la obligación de acceso de terceros en relación con determinadas instalaciones nuevas o las modificaciones de instalaciones existentes que supongan

aumento significativo de capacidad o que permitan el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas que por sus características singulares así lo requieran, de acuerdo con el procedimiento de autorización de la exención recogido en el artículo 71 de la Ley de Hidrocarburos.

De acuerdo con los datos disponibles, a finales de 2012, los gasoductos de transporte en España totalizan 13.046,75 km. El reparto de la red de transporte por empresas con activos en operación en 2012 se muestra en el cuadro siguiente.

EMPRESA	KM DE GASODUCTO	PORCENTAJE (%)
Grupo Enagás	9.965,23	76,38%
Enagás, S.A.	9.964,09	76,37%
Gasoducto Escombreras S.L.	1,14	0,01%
Grupo Gas Natural	1.165,83	8,94%
Cegas, S.A.	196,37	1,51%
Gas Andalucía S.A.	151,71	1,16%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	144,56	1,11%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	673,19	5,16%
Grupo NUBIA 2000.	1.598,55	12,25%
Endesa Gas Transportista, S.L.	663,33	5,08%
Gas Aragón, S.A	155,83	1,19%
Transportista Regional del Gas, S.A.	332,95	2,55%
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	446,44	3,42%
INDEPENDIENTES	317,13	2,43%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	7,43	0,06%
Reganosa	129,62	0,99%
Gas Extremadura Transporte, S.L.	180,08	1,38%
TOTAL	13.046,75	100,00%

Fuente: CNMC

Tabla 3. Empresas con activos de transporte (Año 2012)

El transporte de gas natural en la Península Ibérica está articulado en siete ejes principales:

- ◆ Eje Mediterráneo: Barcelona – Cartagena.
- ◆ Eje Central: País Vasco – Huelva.
- ◆ Ruta de la Plata: Oviedo – Almendralejo.
- ◆ Valle del Ebro: Tivissa – Haro.
- ◆ Eje Al Andalus – Gasoducto de Extremadura: Tarifa- Badajoz.
- ◆ Eje Norte – Noroeste: Burgos –Tuy.
- ◆ Eje Transversal: Alcázar de San Juan – Montesa.

Con la finalización de la duplicación del gasoducto Tivissa-Paterna se ha ampliado notablemente la capacidad de transporte del eje de Levante, permitiendo transportar gas hasta la zona de Cataluña a fin de dar cobertura a la demanda de la zona, en caso de vulnerabilidad n-1 de la planta de Barcelona. De esta forma, los puntos de entrada de dichas zonas, serán altamente intercambiables con la producción de la planta de regasificación de Barcelona y la conexión internacional de Larrau. Por otro lado, el gasoducto de Yela-Villar de Arnedo permite unir los ejes Centro y Valle del Ebro mientras que con la entrada en funcionamiento del tramo sur del gasoducto Martorell-Figueras, se resolverá la saturación del gasoducto secundario del prelitoral Montmeló-Gerona.

■ **Almacenamiento Subterráneo.**

La actividad de almacenamiento tiene varias funciones principales en el sistema gasista:

- ◆ Modulación y ajuste entre la oferta y la demanda. El objetivo es hacer frente a los desequilibrios motivados por variaciones de la demanda, tanto estacionales como semanales.
- ◆ Existencias mínimas de seguridad. Con ellas se pretende asegurar un marco de continuidad y seguridad de suministro de gas en caso de fallo, tanto de los aprovisionamientos de gas, como de las instalaciones en origen o puntos de entrada a nuestro sistema. De acuerdo con la regulación actual, los comercializadores de gas natural, por sus ventas de carácter firme en el territorio nacional y los consumidores directos en mercado, por sus consumos de carácter firme no suministrados por los comercializadores, deben mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 20 días de sus ventas (o consumos) firmes de forma permanente en almacenamientos de la red básica.
- ◆ Modulación de aprovisionamientos en función de las necesidades de cada agente. En el contexto de mercado liberalizado, la capacidad de almacenamiento puede ser utilizada como una herramienta comercial, en función de los precios de gas en el mercado.

Respecto a la capacidad de almacenamiento en España, en el año 2012 tuvo lugar la entrada en funcionamiento de las instalaciones de Marismas, antiguo yacimiento de gas natural en Huelva propiedad de Gas Natural, mientras que en Yela, acuífero salino fósil en Guadalajara propiedad de Enagás, se comenzó la inyección de gas colchón.

Junto a estas nuevas ubicaciones, se encuentran los almacenamientos propiedad de Enagás de Serrablo en Huesca, y Gaviota, situado en una plataforma a 8 km de la costa de Vizcaya, ambos antiguos yacimientos de gas natural.

◆ AA.SS. Marismas.

Este antiguo yacimiento de gas natural reconvertido en almacenamiento subterráneo tendrá, una vez los procesos de inyección, un volumen operativo de unos $686 \text{ Mm}^3(\text{n})$, una capacidad de inyección y extracción del orden de $4,14 \text{ Mm}^3(\text{n})/\text{día}$ y un volumen de gas colchón de $451 \text{ Mm}^3(\text{n})$.

◆ AA.SS. de Yela.

El almacenamiento de Yela está disponible para extraer desde 2013. El volumen operativo de gas previsto es superior a 1 bcm, con una capacidad de extracción máxima de $15 \text{ Mm}^3(\text{n})/\text{día}$ y una capacidad de inyección máxima del orden de los $10 \text{ Mm}^3(\text{n})/\text{día}$. El volumen de gas colchón necesario se estima en torno a los $950 \text{ Mm}^3(\text{n})$.

Su conexión con la red general básica de gasoductos se realizará a través del gasoducto Algete-Yela, de 88 km de longitud y 26 pulgadas de diámetro, incorporado a la red de transporte en el año 2011.

◆ AA.SS. de Castor.

El proyecto sobre el antiguo yacimiento petrolífero de Amposta, tendría un volumen operativo del orden de los 1.300 Mm³ (n), con una capacidad de extracción próxima a 25 Mm³ (n)/día, una capacidad de inyección del orden de los 8 Mm³ (n)/día y un volumen estimado de gas colchón de unos 600 Mm³ (n).

Este almacenamiento ha sido dado de baja debido a la ocurrencia de movimientos sísmicos en el proceso de inyección del gas colchón.

La Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, establece un mecanismo anual de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural, para cada período anual desde el 1 de abril del año en curso al 31 de marzo del año siguiente. **Este procedimiento asigna directamente la capacidad a los usuarios del almacenamiento subterráneo de acuerdo a sus necesidades, de forma proporcional a sus suministros del año anterior, e introduce un mecanismo de mercado para el reparto de la capacidad remanente, consistente en una subasta.**

La CNMC (antigua CNE) es el organismo supervisor de estas subastas (Orden ITC/3862/2007) y el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A. (OMEL), a través de su filial OMEL Diversificación, S.A.U., es la empresa responsable de su organización (Orden ITC/863/2009).

A través de la Resolución de 14 de marzo de 2008, de la Secretaría General de Energía, se precisan determinados aspectos relativos a la gestión de los almacenamientos subterráneos de la red básica y se establecen las reglas para la subasta de capacidad.

Mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, se establecen las fecha de celebración de las subastas, el volumen de almacenamiento subterráneo básico a subastar y se aprueban las reglas de la subasta, el contrato tipo, el pago de los costes de gestión y el precio mínimo de salida.

■ **Distribución de gas natural.**

Se consideran instalaciones de distribución de gas natural los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas por tubería a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red de transporte o de una planta satélite de regasificación.

Asimismo, tendrán también la consideración de **instalaciones de distribución las plantas satélites de gas natural licuado que alimenten a una red de distribución.**

En la actualidad, existen 869 plantas satélites de regasificación repartidas a lo largo de toda la geografía (tanto Península como Baleares), de las que 105 son plantas propiedad de compañías distribuidoras de gas natural que abastecen a 89.610 clientes, que viven en poblaciones aún sin gasificar. El resto de las plantas satélite abastecen a industrias. La capacidad de almacenamiento de GNL en dichas terminales oscila entre 5 y 1.000 m³ en función del número de depósitos por planta.

Igualmente, tienen la consideración de instalaciones de distribución las instalaciones de conexión entre la red de transporte y distribución.

Además de llevar el gas hasta el consumidor final, **el distribuidor de gas natural debe** mantener las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica y **proceder a su ampliación en el ámbito geográfico de su autorización para permitir el acceso en condiciones**

de igualdad de todos los consumidores, para lo que también realizará las acometidas y el enganche de nuevos usuarios que lo soliciten.

Debe proporcionar suficiente información a las empresas de transporte, almacenamiento, comercialización de gas natural y al Gestor Técnico del Sistema para garantizar que el suministro de gas pueda producirse de forma compatible con el funcionamiento seguro y eficaz del sistema y es responsable de mantener un sistema operativo que asegure la atención permanente y la resolución de las incidencias que, con carácter de urgencia, puedan presentarse en las redes de distribución y en las instalaciones receptoras de los consumidores conectados a sus instalaciones, así como de aplicar las medidas que se establezcan en relación a la protección de consumidores que tengan la consideración de esenciales.

Debe comunicar a los usuarios conectados a su red, con la periodicidad y en las condiciones definidas reglamentariamente, la necesidad de realizar la inspección de las instalaciones receptoras.

Debe poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración y procurar un uso racional de la energía.

En cuanto a la planificación de la red, debe presentar anualmente al órgano competente de la Comunidad Autónoma en la que desarrollen su actividad, antes del 15 de octubre, los planes de inversión anuales y plurianuales, en los que figurarán, como mínimo, los datos de los proyectos previstos para el año siguiente, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución.

Los titulares de instalaciones de distribución **tienen reconocido el derecho a la percepción de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista y puede exigir determinadas garantías por los peajes de acceso a sus instalaciones.**

Ostentan a su vez la capacidad de exigir que las instalaciones conectadas a las de su propiedad reúnan las condiciones técnicas establecidas y sean utilizadas en forma adecuada, que las instalaciones, aparatos receptores y equipos de medida de los consumidores reúnan las condiciones técnicas y de construcción reglamentarias, así como el buen uso de las mismas y el cumplimiento de las condiciones establecidas para que el suministro se produzca sin deterioro o degradación de su calidad para otros consumidores, pudiendo solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medición de suministros.

Tiene la capacidad de promover la construcción de instalaciones receptoras comunes, con el fin de extender el suministro de gas natural.

Los titulares de las instalaciones de distribución deben permitir la utilización de las mismas a los Consumidores Directos en Mercado, y a los comercializadores que cumplan las condiciones exigidas, sobre la base de principios de no discriminación, transparencia y objetividad. El precio por el uso de redes de distribución es determinado por los peajes aprobados.

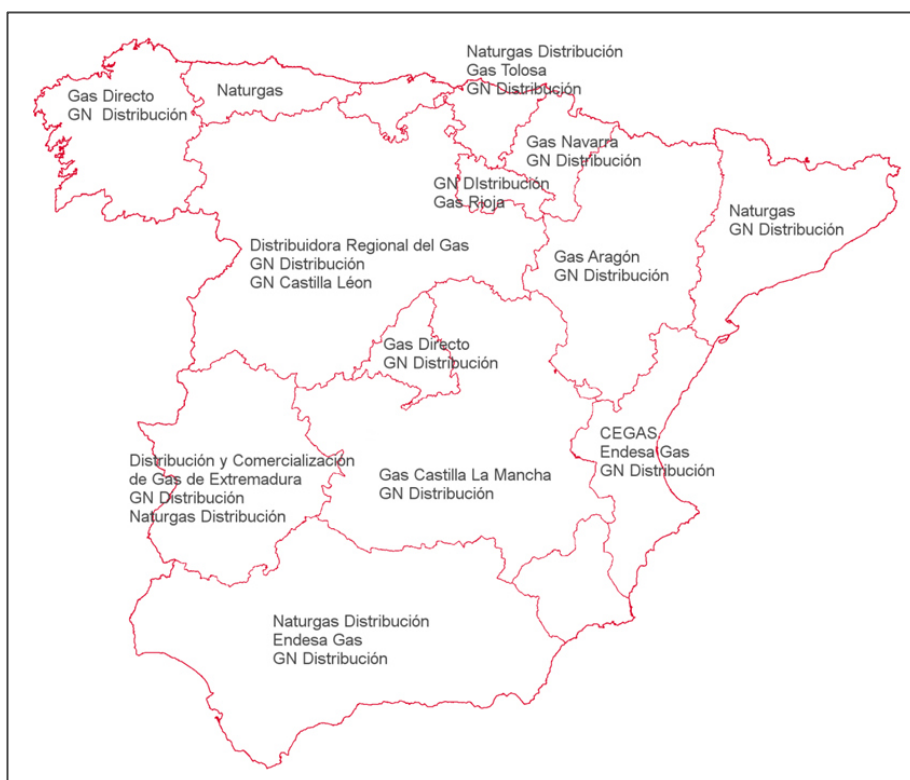
El distribuidor sólo podrá denegar el acceso a la red en caso de que no disponga de la capacidad necesaria. La falta de capacidad necesaria sólo podrá justificarse por criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros.

La actividad de distribución, como la de transporte, tiene carácter de actividad regulada debido al monopolio natural que suponen las estructuras de redes. Las redes son las infraestructuras necesarias para suministrar gas al cliente final, no teniendo sentido económico una duplicidad de las mismas. En consecuencia, el acceso a las instalaciones por parte de los agentes del mercado se posibilita en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias a los comercializadores o clientes directos en mercado, que utilizan las instalaciones de distribución para suministrar gas a los

clientes del mercado libre. **Al igual que el resto de las actividades reguladas del sector gasista, la distribución es retribuida económicamente con cargo a las tarifas y a los peajes que pagan los usuarios.**

El Registro Administrativo de Distribuidores de combustibles gaseosos por canalización es gestionado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. La inscripción en dicho registro es imprescindible para la realización de la actividad.

En lo que se refiere a la actividad de distribución de gas natural, en España las empresas que desarrollan esta actividad se recogen en la siguiente figura:



Fuente: CNMC

Figura 3. Grupos empresariales que desarrollan actividades de distribución en España

Grupo Gas Natural Fenosa	Grupo Morgan Stanley
Cegas	MADRILEÑA RED DE GAS, S.A.
Gas Andalucía	MADRILEÑA RED DE GAS II
Gas Castilla y León	Grupo Goldman Sachs
Gas Castilla La Mancha	DF Gas Extremadura
Gas Galicia	Distribuidora Regional del Gas
Gas Natural Distribución	Endesa Distribución
Gas Navarra	Endesa Transporte
Gas Rioja	Gas Aragón
Gas Natural Transporte	Gas Extremadura
Grupo EDP	GESA
Gas Tolosa	GR Canaria
GED Murcia	TRG

Naturgas Transporte	Gas Directo
NED	Fuente: CNMC

Tabla 4. Grupos empresariales que desarrollan actividades de distribución en España

Determinados consumidores reconocidos como **consumidores cualificados podrán construir líneas directas de su propiedad, entendiendo como tales aquellos gasoductos complementarios de la red interconectada, que serán para su uso exclusivo y quedarán excluidos del régimen retributivo que para las actividades de transporte y distribución se establecen en la Ley de Hidrocarburos.**

La construcción de estas líneas directas está excluida de la aplicación de las disposiciones en materia de expropiación y servidumbres establecidas en la Ley de Hidrocarburos y se someten al ordenamiento jurídico general. No obstante la apertura a terceros del uso de la línea exige que la misma quede integrada en el sistema gasista.

■ **Gestión técnica del sistema gasista.**

El Gestor Técnico del Sistema Gasista, Enagás, es el responsable de la operación y de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario. Debe, por tanto garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución.

El Gestor del Sistema ejerce todas sus funciones bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia:

- ◆ Gestiona las instalaciones de la Red Básica del sistema gasista y de transporte secundario, realiza la explotación del sistema de gas natural y su transporte, opera las instalaciones de transporte incluidas las interconexiones internacionales, gestiona la entrada y salida de gas natural en el sistema gasista a través de los gasoductos, las plantas de recepción, almacenamiento y regasificación, los almacenamientos subterráneos y los yacimientos naturales desarrollando todas las actividades necesarias para el funcionamiento del sistema.
- ◆ Determina y controla el nivel de garantía de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo y ajusta los niveles de emisión de gas natural a la demanda del sistema gasista.
- ◆ **Realiza la previsión a corto y medio plazo de la utilización de instalaciones del sistema, así como de las reservas de gas natural, teniendo en cuenta la previsión de la demanda y de acuerdo con lo que propone al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el desarrollo de la Red Básica de gas natural y la ampliación y/o extensión de los almacenamientos, así como planes de emergencia necesarios, y colabora con el mismo en la evaluación y seguimiento de los planes de inversión anuales y plurianuales presentados por los titulares de las empresas de instalaciones de transporte de gas natural.**
- ◆ Coordina y modifica, en su caso, los planes de mantenimiento de instalaciones de forma que se asegure su funcionamiento y disponibilidad para garantizar la seguridad del sistema. Establece el control de las medidas de fiabilidad del sistema de gas natural, así como los planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural, y coordina y controla su ejecución.
- ◆ Da las órdenes oportunas para que las empresas titulares de las redes de instalaciones de la red de oleoductos de transporte primario y secundario hagan funcionar sus instalaciones de tal forma que se asegure la entrega de gas en las condiciones adecuadas en los puntos de salida del

sistema. Para ello lleva a cabo los programas de entregas que reglamentariamente se determinan, efectúa el cálculo y aplicación del balance diario de cada sujeto que utilice la red gasista y las existencias operativas y estratégicas del mismo y adquiere o vende en el mercado organizado de gas el gas necesario para el ejercicio de sus funciones y en particular las adquisiciones y ventas de gas para mantener el sistema en operaciones de balance.

- ◆ Proporciona a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos la información que ésta pueda requerir para el ejercicio de su función de mantenimiento de las existencias de carácter estratégico de gas natural.
- ◆ Coordina con el operador del mercado organizado de gas las funciones que tiene asignadas reglamentariamente para garantizar el correcto funcionamiento de dicho mercado.
- ◆ Asume las funciones previstas para el gestor de red de transporte, incluida la realización de acciones de balance, en el Reglamento (UE) n.312/2014, de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece el código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte.

La normativa de gestión técnica del sistema regula los siguientes aspectos:

- ◆ **Los mecanismos para garantizar el necesario nivel de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo y el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad.**
- ◆ **Los procedimientos de coordinación para la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte.**
- ◆ **Los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas natural hacia o desde el sistema gasista nacional.**
- ◆ El procedimiento de cálculo del balance diario de cada sujeto autorizado a introducir gas natural en el sistema.
- ◆ El procedimiento de gestión y uso de las interconexiones internacionales.
- ◆ El procedimiento sobre las medidas a adoptar en el caso de situaciones de emergencia y desabastecimiento.

La normativa de gestión técnica actualmente en vigor se muestra en la siguiente tabla:

NORMA	CONTENIDO	LEGISLACIÓN (ÚLTIMA MODIFICACIÓN)	PROTOCOLOS DE DETALLE
NGTS-01	Conceptos generales	Orden ITC/3126/2005	
	1.4 Otras Definiciones	Orden IET/2355/2014	
NGTS-02	Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista	Orden ITC/3126/2005	PD-05 PD-06
	2.6.6 Requisitos de carga de cisternas de Gas Natural Licuado (GNL)	Resolución 5/12/2012	PD-10 PD-12
	2.8 Principios para el cálculo de la capacidad de las instalaciones	Resolución 20/04/2007	PD-14
NGTS-03	Programaciones	Resolución 20/04/2007	PD-06 PD-07 PD-08
	3.6 Programación de plantas de regasificación de GNL	Resolución 29/03/2012	PD-09 PD-13
	3.6.1 Viabilidad de la programaciones de descarga de buques	Resolución 27/12/2013	
NGTS-04	Nominaciones	Resolución 17/09/2012	PD-07 PD-08
NGTS-05	Medición	Orden ITC/3126/2005	PD-01
NGTS-06	Repartos	Resolución 04/07/2008	PD-02 PD-07 PD-08 PD-11
	6.4.1 Puntos de conexión trasporte-distribución PCTD y puntos de conexión distribución-distribución PCDD	Resolución 30/04/2013	
	6.2.5 Repartos en puntos de conexión de gasoductos transporte de dos titulares diferentes PCTT	Resolución 23/10/2008	
	6.4 Plazos		
NGTS-07	Balance	Orden ITC/3126/2005	
	7.2 Balance Diario	Resolución 30/04/2013	
	7.2.3 Regularizaciones al balance diario "n+2" por el reparto definitivo	Resolución 04/07/2008	
	7.3 Información detallada de repartos definitivos	Orden ITC/3126/2005	
NGTS-08	Plan de mantenimiento	Orden ITC/3126/2005	PD-09
NGTS-09	Operación normal del sistema	Orden ITC/3126/2005	PD-09
	9.4 Desbalances individuales	Orden IET/2355/2014	
	9.6 Medidas y cargos económicos aplicables a los usuarios que se encuentren en desbalance de gas en el sistema gasista		
NGTS-10	Operación del sistema en situación excepcional	Orden ITC/3126/2005	
	10.6.1 Medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional de Nivel 0	Resolución 25/07/2006	
NGTS-11	Situación de emergencia del sistema	Orden ITC/3126/2005	
NGTS-12	Propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema	Orden ITC/3126/2005	

Fuente: Enagás

Tabla 5. Normativa aplicable a la gestión técnica del sistema gasista

3.1.5. ACTIVIDADES LIBRES

Salvo las especificidades propias del suministro de último recurso, la actividad de comercialización se desarrolla en régimen de libre competencia y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes.

Los comercializadores de gas natural podrán realizar adquisiciones de gas natural en los términos establecidos en la Ley con el objetivo de venderlo a los consumidores y a otros comercializadores autorizados en condiciones libremente pactadas. Para ello deberán adquirir el gas en el mercado y suscribir los contratos de acceso necesarios para cumplir los compromisos contractuales con sus clientes, con los que además podrán suscribir cláusulas de interrumpibilidad.

Garantizarán la seguridad del suministro de gas natural a sus clientes suscribiendo los contratos de regasificación de gas natural licuado, de transporte y distribución y de almacenamiento que sean precisos y facilitarán a sus clientes la información y asesoramiento que pudiesen solicitar en relación al suministro de gas natural.

Podrán acceder a las instalaciones de terceros y recibirán del distribuidor correspondiente la medición de los suministros realizados a sus clientes. Podrán exigir que los equipos de medida de sus clientes reúnan las condiciones técnicas y de construcción reglamentarias así como que se haga buen uso de los mismos, para lo que podrán solicitar su verificación al correspondiente distribuidor. Podrán facturar y cobrar los suministros realizados de acuerdo con las mediciones que le sean remitidas y los precios pactados con el consumidor final y podrán obtener de la Oficina de Cambios de Suministrador la información relativa a los cambios de suministrador que necesite para su gestión.

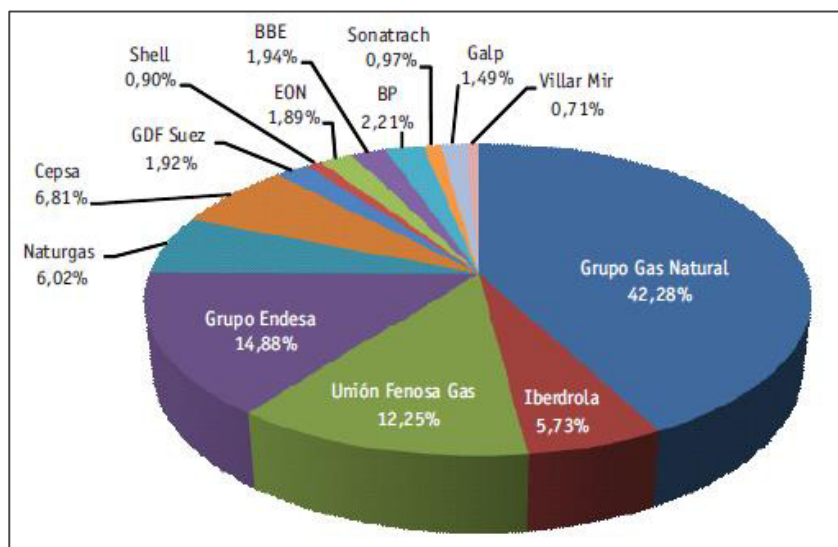
Deberán coordinar su actividad con el gestor técnico del sistema, los transportistas y los distribuidores y abonar en los plazos establecidos los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas que correspondan.

Deberán remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la información de las cantidades de gas natural vendidas y los precios de venta aplicados y suministrará a la Oficina de Cambios de Suministrador la información necesaria para su función.

Pondrán en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración y procurarán un uso racional de la energía.

Los Consumidores Directos en Mercado tendrán los mismos derechos y obligaciones que los comercializadores en todo aquello que les sea de aplicación.

De acuerdo con la información disponible en el informe “*Información básica de los sectores de la energía —2014—*”, elaborado por la CNMC, se muestra en el siguiente gráfico la cuota de mercado de las principales comercializadoras de Gas Natural en España.



Fuente: CNMC

Figura 4. Cuota de mercado de las principales empresas comercializadoras de Gas Natural

El grupo Gas Natural Fenosa es el grupo con mayor cuota de mercado. Otras comercializadoras tienen cuotas significativas son el grupo Endesa, Unión Fenosa Gas comercializadora y Cepsa.

3.1.6. RESUMEN DE ACTIVIDADES CONTEMPLADAS EN EL SISTEMA GASISTA NACIONAL

La siguiente tabla muestra, a modo de resumen, las actividades que actualmente contempla el Sistema Gasista Nacional.

En esta tabla se puede ver como la actividad de compraventa de Gas Natural, que se realiza en régimen de mercado libre, se sustenta en la existencia de una regulación que permite un funcionamiento coordinado del sistema, desde el punto de vista de que a pesar de que determinadas actividades son realizadas por agentes que operan en un mercado libre (comercializadores) el acceso de estos agentes a los activos que forman parte del Sistema Gasista (oleoductos, almacenamientos, etc.) se realiza en igualdad de condiciones mediante una regulación que determina los peajes de acceso para cada una de estas instalaciones.

	PRODUCTO	ORIGEN DEL GAS	AGENTE DE ORIGEN	PEAJE ²	PRODUCTO	DESTINO	AGENTE DE DESTINO	REGULADA	PEAJE
ENTRADA DE GAS EN SGN	GAS	CONEXIÓN INTERNACIONAL/YACIMIENTO	COMERCIALIZADOR	Peaje de entrada a red de gasoductos	GAS	GASODUCTO	TRANSPORTISTA	SI	-
	GNL	BUQUE (METANERO)	COMERCIALIZADOR	Peaje de descarga de buques	GNL	PLANTA DE REGASIFICACION	TRANSPORTISTA	SI	-
TRANSPORTE, DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION GN	GAS	GASODUCTO	TRANSPORTISTA	Peaje de inyección almacenamiento + Peaje de almacenamiento	GAS	ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO	TRANSPORTISTA	SI	-
	GAS	GASODUCTO	TRANSPORTISTA	Peaje de entrada a gasoducto	GAS	GASODUCTO	TRANSPORTISTA	SI	-
	GAS	GASODUCTO	TRANSPORTISTA	-	GAS	RED DE DISTRIBUCION	TRANSPORTISTA	SI	Peaje de salida red de gasoductos
	GAS	GASODUCTO	TRANSPORTISTA	-	GAS	INSTALACION RECEPTORA o LÍNEA DIRECTA	CONSUMIDOR FINAL	SI	Peaje de salida red de gasoductos
	GAS	PLANTA DE REGASIFICACIÓN	TRANSPORTISTA	-	GAS	GASODUCTO	TRANSPORTISTA	SI	Peaje de regasificación
	GAS	PLANTA DE REGASIFICACIÓN	TRANSPORTISTA	-	GAS	RED DE DISTRIBUCION	DISTRIBUIDOR	SI	Peaje de regasificación
	GAS	PLANTA DE SATÉLITE	DISTRIBUIDOR	-	GAS	RED DE DISTRIBUCION	COMERCIALIZADOR	SI	Peaje de regasificación
	GNL	PLANTA DE REGASIFICACIÓN	TRANSPORTISTA	-	GNL	CISTERNA	COMERCIALIZADOR	SI	Peaje de carga de cisternas

² Peajes según Orden IET/2466/2013 y Orden IET/2445/2014.

	PRODUCTO	ORIGEN DEL GAS	AGENTE DE ORIGEN	PEAJE ²	PRODUCTO	DESTINO	AGENTE DE DESTINO	REGULADA	PEAJE
	GNL	CISTERNA	COMERCIALIZADOR	Peaje de inyección almacenamiento + Peaje de almacenamiento ³	GNL	PLANTA SATÉLITE	DISTRIBUIDOR	SI	-
	GAS	PLANTA SATÉLITE	DISTRIBUIDOR	-	GAS	RED DE DISTRIBUCION	DISTRIBUIDOR	SI	Peaje de regasificación
	GAS	RED DE DISTRIBUCIÓN POR TUBERÍA	DISTRIBUIDOR	-	GAS	INSTALACION RECEPTORA o LÍNEA DIRECTA	CONSUMIDOR FINAL	SI	Peaje de salida red de gasoductos
IMPORTACION / EXPORTACION	GNL	PLANTA DE REGASIFICACIÓN	TRANSPORTISTA	-	GNL	BUQUE (METANERO)	TRANSPORTISTA	SI	Peaje de trasvase de GNL a buques
COMPRAVENTA DE GAS	GNL/GAS	CUALQUIER ORIGEN	COMERCIALIZADOR	NA	GNL/GAS	INSTALACION CONSUMIDORA	CLIENTE FINAL	NO	NA

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6. Cadena de suministro de Gas Natural. Actividades reguladas y no reguladas. Sistema Gasista Nacional

³ Pendiente de comprobar que es el mismo peaje que en plantas de regasificación.

3.1.7. *MERCADO IBÉRICO DE GAS NATURAL*

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, designa a la sociedad MIBGAS S.A. como Operador del Mercado Organizado de Gas.

MIBGAS, **responsable de la gestión del Mercado Organizado de Gas**, desempeña las funciones necesarias para el apropiado funcionamiento del mismo y la gestión económica de sus servicios, **respetando los principios de eficiencia, eficacia, transparencia, objetividad, no discriminación e independencia**. Sus principales funciones son:

- Formalizar y aceptar la admisión de los posibles Agentes.
- Definir y listar los productos admitidos a negociación.
- Recibir las ofertas de venta y de compra de gas, y de cuantos otros productos relativos a la cadena de suministro de gas que, eventualmente, puedan ser negociados, efectuando la validación, gestión y casación de las mismas; así como calcular los precios resultantes de las casaciones.
- Publicar diariamente los precios y volúmenes negociados para cada uno de los productos del mercado, así como los precios de referencia y, entre ellos, aquellos a utilizarse en las liquidaciones de desbalances.
- Realizar directamente o a través de un tercero, actuando como contraparte, las liquidaciones de los procesos de mercado, la facturación y los procesos de cobros y pagos, así como la gestión de las garantías del mercado.
- Comunicar a cada Gestor Técnico, o a las entidades a quienes corresponda, la información asociada a las transacciones realizadas por los Agentes en el mercado, según se establezca en la normativa aplicable.

Su retribución como operador del mercado organizado de gas es asumida por todos los agentes que operan en dicho mercado en las condiciones que se fijan por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Este mercado se constituye como "Plataforma de Comercio", según se define en el artículo 10 del Reglamento (UE) de la Comisión N 312/2014, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte.

El mercado organizado de gas es el integrado por transacciones de compra y venta de gas natural en el punto virtual de balance del sistema de transporte y distribución, mediante la contratación a corto plazo con entrega física de gas. La contratación a corto plazo incluirá al menos, productos con un horizonte de entrega hasta el último día del mes siguiente.

La contratación en el mercado organizado se realiza de forma anónima, libre y voluntaria, en los términos previstos en la Ley de Hidrocarburos y su normativa de desarrollo. No obstante el Gobierno regula los sujetos que pueden actuar en este mercado, las condiciones bajo las que pueden hacerlo, las características de los productos a negociar, el punto virtual de balance del sistema de transporte y distribución y la información que se deberá comunicar al Operador del Mercado y al Gestor Técnico del Sistema, a los efectos de asegurar el correcto funcionamiento del sistema gasista.

En todo caso pueden actuar en el mercado organizado de gas los siguientes sujetos:

- El operador del mercado organizado de gas que será la sociedad responsable de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de gas en el mercado organizado de gas natural.

- Los comercializadores y consumidores directos en mercado que podrán participar a través de la presentación de ofertas de compra y de venta de gas.
- El Gestor Técnico del Sistema.
- Los transportistas y distribuidores.
- La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
- Cualquier otro sujeto que realice operaciones de compra venta de gas con el resto de los participantes del mercado sin acceder a instalaciones de terceros. Estos sujetos no necesitan tener categoría de comercializador siempre que cumplan los requisitos establecidos para la participación en el mercado y limiten su actividad a la compraventa de gas al resto de los participantes del mercado. El gas del que dichos agentes sean titulares solo podrá ser utilizado para el objeto de compra venta mencionada y en ningún caso podrá ser objeto de cesión, o arrendamiento con comercializadores para el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias de seguridad.

Cualquiera de estos actores se considera agente de mercado desde el momento en que habiendo adquirido la condición de Sujeto Habilitado, firmado el Contrato de Adhesión a las Reglas del Mercado Organizado de Gas, y cumplido con los requisitos establecidos en las mismas, está facultado para negociar en el mercado. En la actualidad, se están tramitando altas de otras empresas y comercializadoras interesadas en operar en la plataforma MIBGAS, lo que hará que el número se vaya incrementando en próximas fechas.

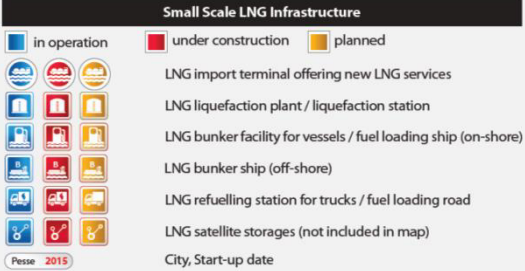
Con fecha 25 de febrero de 2016 el Mercado Organizado de Gas cuenta con 20 agentes que pueden operar en la plataforma para la compra y venta de gas natural.

3.2. RED DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE GNL A PEQUEÑA ESCALA

La infraestructura de distribución de GNL a pequeña escala (small scale), según la definición que de ella hace la *International Gas Union* en el documento *2012 – 2015 Triennium Work Report Small Scale LNG Program Committee D3*, está formada por los siguientes elementos:

- Buques de transporte de GNL de hasta 30.000 m³.
- Plantas de licuefacción de entre 0,05 y 1 millón de toneladas por año (infraestructura instalada).
- Plantas de almacenamiento de GNL entre 500 y 30.000 m³.
- Terminales de regasificación entre 0,05 y 1 millón de toneladas por año.

A continuación se describen las principales características de las instalaciones que a día de hoy forman la red de distribución de GNL a pequeña escala (small scale) en España, que comienza en las plantas de importación o regasificadoras, a las que el combustible llega a través de grandes metaneros. Desde allí el GNL se distribuye mediante camiones cisterna hasta las estaciones de servicio de GNL.



Fuente: GIE (Gas Infrastructure Europe)

Figura 5. Mapa de distribución de GNL Small Scale 2015 y corredores de la RTE-T

- **Terminales de importación.**

Las terminales de importación de GNL se asocian a las correspondientes plantas de regasificación ubicadas en los principales puertos españoles, y tienen capacidad de carga de cisternas y carga de buques, como se resume en la Tabla 7.

Un total de 241 buques metaneros descargaron en las terminales de importación en el año 2014, 13 cargamentos más que en el año anterior.

En 2014 destacó el importante crecimiento de las operaciones de recarga de GNL en buques metaneros, que se realizaron en las terminales de Sagunto, Huelva, Cartagena, y Mugarlos, y por primera vez, en la de Barcelona, sumando un total de 70 operaciones realizadas, con 60 TWh descargados.

Terminales de importación	Almacenamiento GNL		Capacidad de carga	
	Nº Tanques	m³	Cisternas / día	Carga máx. de buques (m³/h)
Barcelona	6	760.000	50	3.500
Huelva	5	619.500	50	3.700
Cartagena	5	587.000	50	3.500
Bilbao	3	450.000	15	3.000
Sagunto	4	600.000	35	3.000
Ferrol (Mugardos)	2	300.000	35	2.000
TOTAL	25	3.316.500	235	-

Fuente: Enagás

Tabla 7. Capacidades de almacenamiento de GNL en Terminales de importación en España

■ **Plantas satélite de almacenamiento.**

Existen 869 plantas satélite de regasificación repartidas a lo largo de toda la geografía (tanto Península como Baleares). La capacidad de almacenamiento de GNL en dichas terminales oscila entre 5 y 1.000 m³, y los caudales de descarga de las cisternas varían entre 20 y 25 m³/h de GNL, siendo 20 m³/h el más típico.

A día de hoy las plantas satélite de regasificación están únicamente preparadas para suministrar gas natural en estado gas.

Plantas satélite	Nº de plantas	Capacidades de almacenamiento GNL (m³)	Régimen de descarga desde camión cisterna (m³/h)	Sistemas de descarga
Península y Baleares	869	5 – 1.000	20 - 25	Por diferencia de presión o por bomba según características planta

Fuente: Enagás

Tabla 8. Capacidades Plantas satélite

■ **Estaciones de servicio de GNL.**

Asimismo, existe una red de estaciones de servicio de GNL diseminadas por todo el territorio español, cuya finalidad es dar servicio a una flota de unos 150 vehículos de transporte pesado que a fecha de hoy están adaptados para la utilización del Gas Natural como combustible de automoción.

En la actualidad hay 19 estaciones de repostaje de GNL (15 de ellas suministran también GNC). Además, hay 9 nuevas estaciones en construcción o pendientes de apertura (mixtas de GNL/ GNC).

ESTACIONES DE SERVICIO GNL VEHICULAR				
Denominación	Localidad	Provincia	Propiedad	Suministro
HAM ABRERA	Abrera	Barcelona	HAM	GNC-GNL
TRANS. MONFORT	Castellón de la Plana	Castellón	MONFORT	GNC-GNL
GN TRUCK	Olaberria	Guipúzcoa	VICUÑA	GNC-GNL
HAM TORREMOCHA	Torremocha del Campo	Guadalajara	HAM	GNC-GNL
HAM BIONET	Tarragona	Tarragona	HAM	GNC-GNL
J. SANTOS	Alovera	Guadalajara	GNF	GNC-GNL
EUROCAM	Vitoria	Álava	GNF	GNC-GNL
DISFRIMUR VALENCIA	Valencia	Valencia	GNF	GNC-GNL
DISFRIMUR ALICANTE	San Isidro	Alicante	GNF	GNC-GNL
MONEGAS	Motilla del Palancar	Cuenca	GNF	GNC-GNL
VIA AUGUSTA GAS	Zaragoza	Zaragoza	VIA AUGUSTA	GNC-GNL
TRANSPORTS MARINÉ	Sta. Perpetua de Mogoda	Barcelona	GNF	GNC-GNL
HAM TRES CANTOS	Tres Cantos	Madrid	HAM	GNL
ESTACIÓN MÓVIL	Alcalá de Guadaira	Sevilla	HAM	GNL
ZIERBENA	Zierbena	Vizcaya	HAM	GNC-GNL
EST. MÓVIL VILAR DO COLO	Fene	La Coruña	HAM	GNL
HAM SANT SADURNÍ	Sant Sadurní d'Anoia	Barcelona	HAM	GNC-GNL
BEROIL RUBENA	Rubena	Burgos	BEROIL	GNL
ENDESA AISA VALDEMORO	Valdemoro	Madrid	ENDESA	GNC-GNL
PRÓXIMAS APERTURAS				
ES JARAMA	San Sebastián de los Reyes	Madrid	GALP	GNC-GNL
HAM GIRONA	Girona	Girona	HAM	GNC-GNL
AIRPORT GRANADA	Santa Fe	Granada	GNF	GNC-GNL
ES JUNQUERA TRAMUNTANA	La Junquera	Gerona	GALP	GNC-GNL
ES CORNELLÁ	C/ Progreso	Barcelona	GALP	GNC-GNL
ES ALCALÁ DE GUADAIRA	Sevilla	Sevilla	GALP	GNC-GNL
ES SAGUNTO	Sagunto	Valencia	GALP	GNC-GNL
ES CALLE Y	Puerto Barcelona	Barcelona	GALP	GNC-GNL
ENDESA ALGECIRAS	Algeciras	Cádiz	ENDESA	GNC-GNL

Fuente: GASNAM

Tabla 9. Estaciones de servicio GNL vehicular

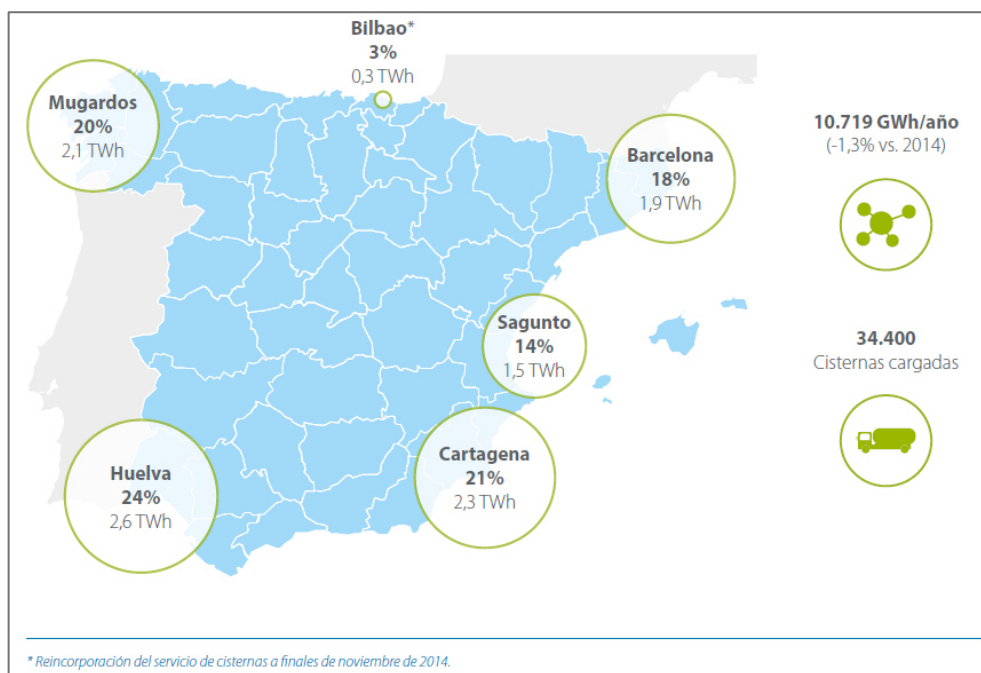
■ **Flota de camiones cisterna.**

El trasiego de GNL desde las plantas de regasificación hasta los depósitos de las estaciones de servicio se realiza a través de las mismas cisternas que el sistema gasista nacional utiliza

para el trasiego de GNL entre las plantas de regasificación y las plantas satélites de distribución.

Esta flota cuenta con más de 250 vehículos. En el año 2015, las operaciones de carga de cisternas alcanzaron los 10.719 GWh (1.564.819 m³), y se cargaron un total de 34.400 cisternas.

Según la información publicada recientemente por Sedigas, la península ibérica dispone del 90% de la capacidad total de carga de camiones cisternas de todo el continente europeo. Solo en 2015 el número total de cisternas cargadas en las plantas de regasificación de Enagas fue de 34.400. Estos camiones cisterna abastecieron además a un total de 59 plantas satélite en Portugal, Francia, Suiza, Italia y Macedonia.



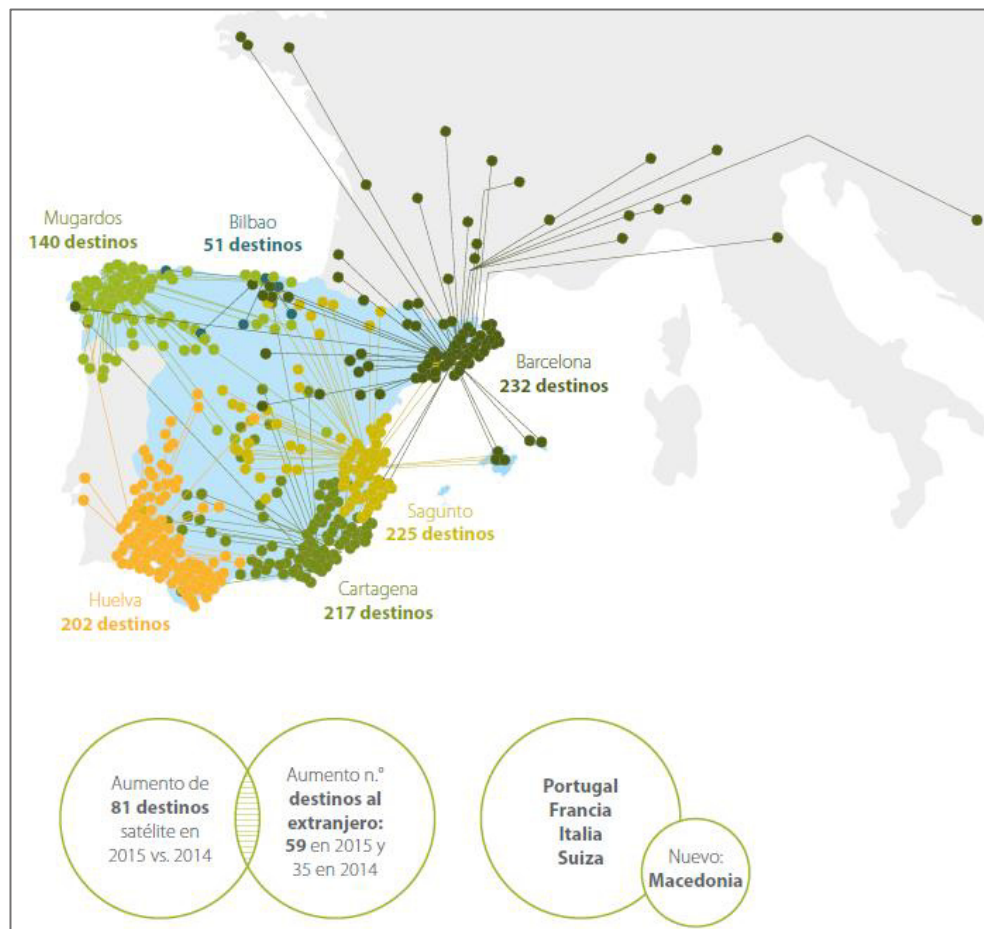
Fuente: Enagás

Figura 6. Principales indicadores del mercado de cisternas de GNL

La flota dispone de diferentes tecnologías de aislamiento. Los camiones más modernos incorporan equipo de bombeo para trasiego. Las cisternas actuales tienen por lo general una carga útil de 45 m³ de GNL.

Los principales transportistas autorizados para este servicio son Molgas, HAM, NAFTRAN, ESK, y TRANS-BIELA.

- ♦ Molgas dispone de una flota de 115 cisternas, 15 de ellas con bomba criogénica de capacidades entre 25 y 30 m³/h. Los equipos de bombeo externos pueden alcanzar un caudal de entre 30 y 35 m³/h. Utilizando bombas externas especiales, se podrían alcanzar caudales máximos de descarga de hasta 50 m³/h. Molgas también es comercializadora de GNL.
- ♦ HAM dispone de una flota de 50 cisternas, 19 de ellas con bomba criogénica, con capacidades de hasta 30 m³/h, y están diseñando nuevas bombas para caudales máximos de descarga de hasta 60 m³/h. HAM también es comercializadora de GNL.
- ♦ NAFTRAN dispone de una flota de 36 cisternas, 1 de ellas, de 16 m³ con bomba criogénica específica para plantas satélite de regasificación de poca capacidad (20 m³).



Fuente: Enagás

Figura 7. Número de destinos de cisternas según planta de carga

El sistema de trasvase de GNL desde los camiones cisterna se puede realizar por dos métodos, por diferencia de presión, o por bombeo, dependiendo de las características del sistema receptor, (volumen tanque de almacenamiento GNL, frecuencias de carga, etc). El equipo de bombeo puede ser el del propio camión cisterna, o bien un equipo de bombeo externo.

Parque de cisternas para suministro GNL	Nº de cisternas	Nº de cisternas con bomba	Caudales de descarga	
			Cisternas con bomba (m³/h)	Cisternas sin bomba y equipo de bombeo externo (m³/h)
Molgas	115	15	25 - 30	30 -50
HAM	50	19	30 - 60	-
NAFTRAN	36	1	25 - 30	-
Otros transportistas autorizados	49	-	-	-
TOTAL	250	25	-	-

Fuente: Enagás

Tabla 10. Flota Camiones cisternas en España

■ **Buques de suministro de GNL.**

En cuanto a los buques de suministro de GNL, no existe ninguna unidad operando en la actualidad en España.

■ **Contenedores criogénicos.**

España dispone también de 27 contenedores criogénicos de 20 y 45 m³ (varios operando en Holanda).

4. EVALUACIÓN DE LA OFERTA: SUMINISTRO DE GNL EN PUERTOS

En el presente apartado se describe la cadena de suministro necesaria para el **suministro de GNL a buques en puertos**, es decir, el suministro de GNL a buques que se realice off-shore, bien a través de terminales o mediante buques metaneros no se tiene en cuenta en el presente análisis.

Para esta descripción se tendrá en cuenta la frontera que introducen los límites del dominio público portuario en la cadena de suministro, distinguiendo entre la infraestructura necesaria fuera del puerto y la infraestructura necesaria dentro del puerto.

4.1. INFRAESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO

España cuenta con importantes infraestructuras para la explotación de GNL con un volumen de almacenamiento de 3.316.500 m³ de GNL, lo que la sitúa a la cabeza de Europa con un 38% de la capacidad de almacenamiento.

Para permitir el suministro de GNL a buques en puerto, se necesita disponer de infraestructura de almacenamiento y distribución.

En cuanto a **la infraestructura de almacenamiento** parece razonable estudiar la utilización compartida de la infraestructura existente de:

- Terminales de importación.
- Plantas satélite.

Las terminales de importación situadas en los puertos de Huelva, Sagunto, Barcelona, Cartagena, Bilbao y Ferrol están siendo ya adaptadas para permitir la carga de GNL a cisternas y gabarras.

Por otro lado, las plantas satélites disponen de capacidades de almacenamiento comprendidas entre 5 y 420 m³, no obstante, los tanques de almacenamiento están preparados para la descarga de vehículos cisterna, pero no para su carga, como ya sí lo están las terminales de importación. Sería adecuado, por tanto plantearse la posibilidad de adaptar estas plantas satélite para su uso como terminales intermedias de almacenamiento de GNL. Circunstancialmente estas terminales pueden estar situadas también dentro del puerto de la misma forma que lo están las terminales de importación.

El desarrollo de **la cadena de suministro de GNL a buques en puerto mediante el uso compartido de infraestructura de almacenamiento debe ser coordinado con el desarrollo de la cadena de suministro de Gas Natural de acuerdo con los principios establecidos en el considerando 10 de la directiva 2014/94/UE, y evitando la fragmentación del mercado interior que supondría la introducción descoordinada del GNL como combustible alternativo para buques en el mercado nacional.**

Este considerando también menciona la necesidad de que el desarrollo de esta red de almacenamiento de GNL se realice en estrecha colaboración con las entidades regionales y locales correspondientes a los diferentes puertos de la Red de Puertos de Interés General y la Red Básica que puedan verse afectadas y con los distribuidores, transportistas y comercializadores de GNL en el ámbito nacional y supranacional para garantizar la continuidad la oferta del GNL a través de las fronteras locales, regionales y nacionales, el aprovechamiento compartido de nuevas infraestructuras en la proximidad de las fronteras que permitan aplicación de economías de escala mediante la acumulación de demanda, además de la necesaria cohesión territorial que permita un desarrollo inteligente, sostenible e integrador de las diferentes zonas.

Igualmente debe tenerse en cuenta que los sectores con más presencia en el sistema de distribución de GNL son el agroalimentario, (representa un 29% del total de consumo de GNL en 2014), seguido del sector de la metalurgia (con un 20% del consumo de GNL), y del resto de industria, con un 12 % del total. Los sectores electricidad y construcción supusieron un 9% cada uno, y el doméstico/ comercial Pymes un 7%.

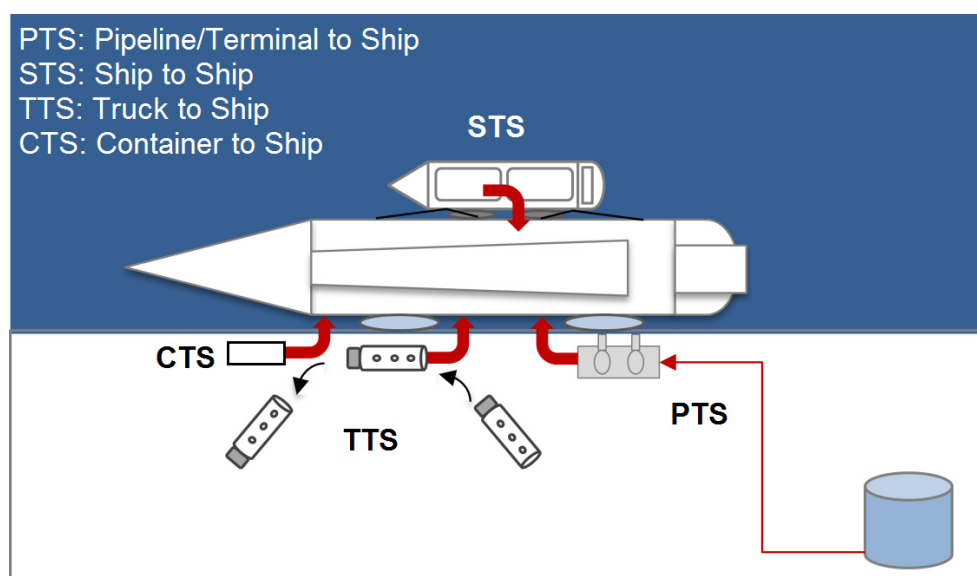
Desde este punto de vista, cobra especial importancia el aprovechamiento de las sinergias entre diferentes colectivos interesados en el desarrollo de una red de distribución de GNL para lo que Gas Industrial, asociación integrada por las grandes compañías consumidoras de Gas Natural en España, puede suponer un interlocutor adecuado pues integra a todas las grandes compañías que consumen este combustible en sus procesos productivos.

La actual regulación del Sistema Gasista nacional permite además planificar un desarrollo coordinado de la red tanto desde el punto de vista de aumento de la penetración del gas natural como combustible para calefacción y automoción como de armonización con otros planes de desarrollo regional, zonal, etc.

Los medios necesarios para en transporte del GNL desde la terminal de importación o almacenamiento al puerto o su suministro a buque se estudian en los apartados siguientes.

4.2. INFRAESTRUCTURA EN PUERTO PARA SUMINISTRO DE GNL A BUQUES

De acuerdo con las experiencias existentes a día de hoy se pueden plantear cuatro sistemas de suministro de GNL a buques en puerto, según se refleja en la siguiente figura:



Fuente: Danish Maritime Authority

Figura 8. Sistemas de suministro de GNL a buques

El modo de suministro condicionará las instalaciones a ejecutar en el puerto, los procedimientos a seguir y las medidas de seguridad. Dichos sistemas se describen a continuación.

Los órdenes de magnitud indicados en este documento en cuanto a volúmenes y caudales de suministro se han recopilado del estudio *“A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations (Danish Maritime Authority, Mayo 2012)”*.

4.2.1. CAMIÓN CISTERNA (TTS)

En este tipo de suministro, un camión cisterna con el GNL (previamente cargado en la instalación de almacenamiento) suministra el GNL al buque.

Es el tipo de suministro más versátil, ya que no necesita instalaciones específicas en el puerto, realizándose el suministro de GNL en un muelle cualquiera siempre que se cumplan ciertas condiciones de seguridad.

Los únicos equipos necesarios para realizar las operaciones de suministro de GNL son unas mangueras flexibles que conectan la instalación en el barco con el camión cisterna (que puede llevar incorporado todo el sistema de bombeo, o bien ser externo al mismo), como se puede ver en la imagen siguiente.



Fuente: Danish Maritime Authority

Figura 9. Imagen de suministro de GNL TTS

En general, las terminales de importación / almacenamiento de GNL permiten la carga de camiones cisterna. Este servicio lo puede prestar prácticamente cualquier proveedor de GNL.

El caudal de carga es mucho menor que desde instalaciones fijas o metaneros, del orden de 30-60 m³/h, por lo se suele emplear en el suministro de combustible de buques con volúmenes pequeños de suministro, entre 100 y 200 m³.

Aunque en ciertos casos (en los que se requiera un tiempo de carga moderado para depósitos a bordo de un tamaño considerable) es posible disponer en muelle de equipos de bombeo independientes de los camiones cisterna que permitan la descarga de varias cisternas en paralelo, esta solución es la mejor hasta volúmenes del orden de los 100 m³, ya que, en caso de volúmenes mayores los tiempos de repostaje (conexión, transferencia y desconexión) de varias cisternas, añadido a las bajas tasas de transferencia del TTS respecto de otros modos de suministro, harían demasiado larga la operación.

Los camiones cisterna utilizados en el suministro TTS tienen una capacidad de entre 40 y 80 m³, dependiendo del diseño del tanque y las regulaciones relativas que lo limitan en carretera (en España MMA=40t).

Las distancias de transporte de las cisternas pueden alcanzar fácilmente los 250-300 km (equivalente a 3-6 horas de viaje), estableciéndose las distancias/tiempos máximos en función del aislamiento del depósito de la cisterna, lo que hace casi independiente al TTS de la necesidad de una instalación de almacenamiento en el puerto en donde se quiera hacer el suministro de combustible.

4.2.2. *BUQUE DE SUMINISTRO (STS)*

El suministro se realiza por medio de buques de suministro de GNL o barcasas cisterna, que han de abarloadse al buque a abastecer. Este puede estar amarrado en puerto o bien fondeado con sus anclas, lo cual posibilita el suministro de GNL en cualquier parte del puerto (o fuera del mismo).

Dentro del puerto, las operaciones de suministro de GNL se realizarían durante las operaciones de carga-descarga del barco, de forma que no se dilate la estancia en puerto debido a la necesidad de reabastecimiento.

El buque o gabarra dedicado a suministro de combustible GNL STS debe estar equipado con defensas, sistemas de amarre y equipos de transferencia de combustible (mangueras o brazos de carga) que permitan un movimiento relativo entre ambos buques que posibilite realizar la transferencia de GNL con seguridad sin someter la conexión a esfuerzos excesivos que puedan provocar su rotura y, consecuentemente, el vertido de GNL. Además, debe tener la suficiente maniobrabilidad como para asegurar la operación en cualquier condición climatológica. Debe mantener siempre sus motores encendidos para reaccionar rápidamente en caso de emergencia.

Este método es el adecuado para volúmenes a partir de los 100 m³, y hasta los 10.000 m³. Para los volúmenes pequeños se suelen utilizar gabarras y para volúmenes de más de 1.000 m³ se requiere el uso de metaneros para el suministro de GNL.

No es necesaria la existencia de instalaciones de almacenamiento para el GNL en el propio puerto siempre y cuando la barcaza sea navegable y haya un punto de almacenamiento en las inmediaciones, aunque este tipo de suministro suele estar muy vinculado a las grandes terminales de importación / exportación y almacenamiento de GNL.

El caudal de carga es el mayor de todos los sistemas de suministro (hasta 2.000 m³/h), lo cual es una de las ventajas de este sistema, facilitando el suministro tanto a grandes como a pequeños barcos.

El método STS es más versátil que los sistemas PTS (instalaciones fijas), ya que el suministro se puede realizar en cualquier zona del puerto que cumpla ciertas condiciones de seguridad o en zonas próximas al puerto; pero es, por el contrario, el que más inversión requiere, dado el coste añadido de los medios flotantes requeridos para el suministro.

En la imagen siguiente se puede ver un suministro real STS con GNL realizado por el buque de suministro Seagas del Proyecto Fjalir, al buque Viking Grace en el puerto de Estocolmo (cofinanciada en el marco del programa RTE-T, y soportado en buena parte por la empresa alemana LINDE).



Fuente: Danish Maritime Authority

Figura 10. Imagen suministro de GNL STS

4.2.3. *TERMINAL DE SUMINISTRO (PTS)*

Consiste en el suministro del GNL al buque desde una instalación fija, que suele estar compuesta por una instalación de almacenamiento de GNL, un muelle dedicado a la carga de GNL (los brazos de carga o mangueras, los conectores y los sistemas/procedimientos de carga son específicos para el suministro de GNL e incompatibles con la operativa de los grandes metaneros), y una tubería desde los depósitos hasta el muelle.

Este sistema de suministro está condicionado por la distancia entre los depósitos de almacenamiento y el buque, que no debe ser excesiva para mantener la temperatura del GNL (su longitud máxima oscila entre 150 y 250 metros, en función del aislamiento de la misma).

Una de sus principales limitaciones es la necesidad del uso de atraques específicos para el suministro lo que implica la disponibilidad de espacio y la compatibilidad del suministro de GNL con otros usos de los espacios portuarios.

El suministro PTS es válido para cualquier caudal y volumen, aunque su idoneidad aumenta al aumentar el volumen a suministrar. Debido a los mayores caudales alcanzados reduce los tiempos de repostaje respecto al resto de métodos de suministro. Es también el método óptimo, bien para realizar suministro de GNL a barcos de línea regular de alta frecuencia, o bien a barcos con base en el puerto que requieran grandes frecuencias con pequeños volúmenes (remolcadores, embarcaciones de servicio portuario, pesqueros, etc.).

El caudal es relativamente alto, del orden de 200-400 m³/h.

La inversión a realizar en los puertos que no dispongan de almacenamiento de GNL es elevada, del orden de 3.000€ por m³ de GNL almacenado.

En la imagen siguiente se muestra una instalación fija para suministro de GNL a una línea de ferries (terminal noruega de Halhjem).



Fuente: Danish Maritime Authority

Figura 11. Imagen suministro de GNL PTS

4.2.4. CONTENEDORES MÓVILES (CTS)

En este caso el buque está dotado de unas contenedores criogénicos móviles de GNL ISO estándar, con una capacidad entre 20 y 45 m³ por contenedor.

Los equipos e instalaciones para realizar este tipo de suministro son muy similares a los existentes para la carga/descarga/manipulación de contenedores normalizados de transporte de mercancía general. De hecho la mayor parte de las patentes de este tipo de contenedores ha estandarizado los tamaños a las mismas dimensiones que los contenedores de mercancía general de 20 y 40 pies, es decir, 1 o 2 TEUs.

Los contenedores son cargados en una instalación específica para suministro de GNL o directamente en una regasificadora. Son del estilo mostrado en la siguiente imagen:



Fuente: Danish Maritime Authority

Figura 12. Imagen contenedor suministro de GNL CTS

Estando el buque en puerto, se descarga la cisterna vacía y se sustituye por otra llena. Esta operación se puede realizar incluso con la propia grúa del buque, si dispone de ella. La inversión a realizar es mínima, ya que tan sólo son necesarios los medios de manipulación de contenedores en el puerto.

El principal inconveniente de este tipo de suministro es que tan sólo es válido para los buques que utilicen este tipo de contenedor como tanque de almacenamiento de combustible. Además, el tiempo máximo de almacenamiento en el buque es limitado. Los tiempos máximos que el GNL puede estar en el contenedor sin necesidad de re-enfriamiento, hasta su utilización en el buque, puede oscilar entre los pocos días y las varias semanas, dependiendo del aislamiento del contenedor y de las condiciones medioambientales de su almacenamiento.

Es un tipo de suministro muy flexible, ya que permiten la posibilidad de suministro de GNL a cualquier parte del puerto.

No es necesaria la existencia de instalaciones de almacenamiento-suministro para el GNL, aunque la distancia entre el parque de tanques (depósito de GNL y sistema de carga) y el punto de suministro, está limitada por el coste del transporte (por carretera o por mar).

El tiempo de repostaje es el menor de todos los sistemas, por lo que es aplicable para realizar suministro de GNL tanto a grandes como a pequeños barcos.

4.2.5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE SISTEMAS DE SUMINISTRO DE GNL A BUQUES

En la tabla siguiente se resumen las principales ventajas e inconvenientes de cada uno de los sistemas de suministro de GNL a buques, así como volúmenes óptimos recomendados, los caudales máximos y los tiempos de operaciones auxiliares de cada tipo de operación.

TIPOS DE SUMINISTRO	VOLUMENES	CAUDAL MÁXIMO	TIEMPO MEDIO DE OPERACIONES AUX. ⁴	VENTAJAS	INCONVENIENTES
TTS	<100 m ³	60 m ³ /h	1,5 h	- Bajo coste de inversión y operación. - No requiere instalaciones de almacenamiento y suministro de GNL. - Flexibilidad: suministro a cualquier parte del puerto.	- Limitada capacidad de carga (30-60 m³/h). - Aplicación limitada: volúmenes pequeños de suministro, entre 100 y 200 m³. - Distancia limitada entre el depósito de GNL y el punto de suministro.
STS	>1.000 m ³ (>100 m ³ con buque de suministro)	2.000 m ³ /h	2,5 h	- Gran capacidad de carga (hasta 2.000 m³/h). - No requiere instalaciones de almacenamiento y suministro de GNL. - Flexibilidad: suministro a cualquier parte del puerto (o fuera del mismo).	- Elevado coste de inversión y operación: requiere disponer de pequeños metaneros o gabarras off-shore para el transporte de GNL. - Vinculado a las grandes terminales de importación (exportación) - almacenamiento de GNL.
PTS	>100 m ³	400 m ³ /h (200 m ³ /h para tanques tipo "C")	1 h	- Rapidez del procedimiento de suministro. - Aplicación a todo tipo de volúmenes y buques.	- Elevada inversión: requiere instalaciones de almacenamiento y suministro de GNL. - Ocupación de espacio en la terminal del puerto. - Poco flexible: número limitado de atraques.
CTS	20 - 45 m ³ por contenedor	-	0,5 h	- Inversión mínima: sólo son necesarios los medios de manipulación de contenedores en el puerto. - El tiempo de suministro es el menor de todos. - No requiere instalaciones de almacenamiento y suministro de GNL. - Flexibilidad: Suministro a cualquier parte del puerto.	- Aplicación limitada: sólo a buques que utilicen este tipo de contenedor como tanque de almacenamiento de combustible. - Distancia limitada entre el parque de tanques (depósito de GNL y sistema de carga) y el punto de suministro.

Fuente: Danish Maritime Authority

Tabla 11. Características de los sistemas de suministro de GNL a buques

⁴ Los tiempos incluyen las operaciones auxiliares a la transferencia (operaciones previas y posteriores necesarias para el acoplamiento, cumplimiento de los protocolos de seguridad, etc.).

De acuerdo con la información consultada, para la elección del tipo de suministro de GNL se han de considerar los siguientes factores:

- Volúmenes de suministro y capacidad de carga (caudal de suministro).
- Posibilidad de suministro simultáneo de otros combustibles.
- Posibles interferencias con otras actividades de la terminal portuaria, en particular con la carga y descarga.
- Equipos de suministro necesarios.
- Tipo de buque a suministrar y línea a la que presta servicio.
- Posibles áreas de riesgo según el análisis de riesgos, que indican la distancia a la terminal, pasarelas, etc., que es importante para garantizar la seguridad del personal que trabaja en la terminal portuaria.
- Factores meteorológicos y oceanográficos.

Con el fin de poder establecer una clasificación más específica, en la siguiente tabla se indican la tasa y tiempo de repostaje medio de los diferentes tipos de buques.

TIPO DE BUQUE		TAMAÑO DEL BUQUE	TASA MEDIA DE REPOSTAJE (m ³ /h)	TIEMPO MEDIO DE REPOSTAJE (h)
Ro-Ro / Ro-Pax	pequeño	<180m	200	1
	grande	>180m	400	2
Granelero líquidos	pequeño	<25.000 TPM	1.500	3
	grande	25.000-200.000 TPM	2.000	4
VLCC / ULCC		>200.000 TPM	2.000	6,7
Bulk Carrier	pequeño	<35.000 TPM	1.000	3
	grande	>35.000 TPM	2.000	4
Portacontenedores	pequeño	<2.000 TEU	1.000	3
	grande	2.000-8.000 TEU	2.000	4
	muy grande	>8.000 TEU	2.000	6,7
Mercancías general	pequeño	<5.000 TPM	1.000	2
	grande	>5.000 TPM	1.000	4
Barcos de pesca		Todos	60	0,75
Remolcadores		Todos	60	0,75
Embarcaciones de servicio		Todos	60	0,75

Fuente: Estudio "LNG in Baltic Sea Ports" (2011-EU-21005-S)

Tabla 12. Tasas y tiempos de repostaje por tipo de buque

En el cuadro siguiente se muestran los sistemas de suministro de GNL más adecuados para cada tipo de tráfico, en función de los datos reflejados en las tablas anteriores. No se incluye el tipo de suministro

CTS, ya que su aplicación se limita a los buques que utilicen este tipo de contenedor como tanque de almacenamiento de combustible, independientemente del tipo de buque.

TIPOS DE BUQUES	TIPO DE SUMINISTRO		
	PTS	STS	TTS
Ro-Pax / Ro-Ro	√	√ √	X
Remolcadores / Buques de servicio portuario	√ √	X	√ √
Buques graneleros	X	√ √	X
Buques Feeder Portacontenedores	√	√ √	√
Buques Feeder de GNL	√ √	√ √	X
Buques suministro de GNL	√ √	√	√
Buques metaneros – GNL (140.000 m ³)	√ √	√	X
Naval / Guardia costera	√	√	√ √
Buques de suministro offshore	√	√	√ √
Pequeños buques de pasajeros	√ √	√	√ √
Grandes barcos de pesca	√ √	√ √	√
VLCC (Very Large Crude oil Carrier)	√	√ √	X

Fuente: SSPA, FKAB, White Smoke, SMTF

Tabla 13. Sistemas de suministro de GNL más adecuados para cada tipo de buque

4.2.6. EXPERIENCIAS PILOTO DE SUMINISTRO DE GNL A BUQUES

Las operaciones de repostaje a buques realizadas en España hasta la fecha y que se detallan en la siguiente tabla, se han realizado mediante camión con bomba. Concretamente para el buque Kvitbjorn, se empleó adicionalmente un equipo de bombeo externo con el fin de reducir los tiempos de llenado y de estabilizar el bombeo en continuo durante las 14 horas que duró la operación de recarga.

En el caso del repostaje del buque F.A. Gauthier realizado por HAM en Italia, el procedimiento de trasvase utilizado fue por diferencia de presión, las 3 cisternas iniciales, y las 7 restantes mediante el sistema de bombeo.

Fecha	Puerto	Buque	Tipo	Tamaño (eslora x manga m)	Arqueo Bruto (GT)	Capacidad de Carga GNL (m ³)	Comercializador	Transportista Autorizado	Repostaje (m ³)	Nº de Cisternas	Tiempo de Carga (h)	Planta Regasificadora Origen del Suministro
mar-15	Cartagena	Kvitbjorn	Ro-Ro	120 x 21	9132	400	REPSOL	MOLGAS	313	7	14	Cartagena
mar-15	Nápoles	F.A. Gauthier	Ro-Pax	133 x 22	15901	500	HAM	HAM	450	10	15	Barcelona
may-14	Vigo	Bokn	Remolcador	35 x 15	764	80	REPSOL	MOLGAS	45	2	4	Ferrol
feb-14	Vigo	Borgoy	Remolcador	35 x 15	764	80	REPSOL	MOLGAS	45	2	4	Ferrol
may-14	Cartagena	Bokn	Remolcador	35 x 15	764	80	REPSOL	MOLGAS	45	2	4	Cartagena
feb-14	Cartagena	Borgoy	Remolcador	35 x 15	764	80	REPSOL	MOLGAS	66	2	4	Cartagena
jul-12	Algeciras	MS Hoydal	Carga General	70 x 16	2616	90	CEPSA	NAFTRAN	85	2	4	Cartagena

Fuente: CEPSA, Molgas, HAM.

Tabla 14. Operaciones de repostaje realizadas mediante camión (TTS)

Toda esta infraestructura sumada a la posición geoestratégica de nuestros puertos en las principales rutas marítimas mundiales, coloca a España en una posición muy competitiva para el suministro de GNL como combustible para el transporte marítimo. Sin embargo es importante que la oferta se adelante a la futura demanda de forma que esto no suponga un impedimento para el desarrollo del mercado.

A día de hoy los puntos de abastecimiento a buques existentes, los que se encuentran en construcción y/o planificados y sus principales características se resumen en la siguiente tabla.

TIPOS DE SUMINISTRO	VOLUMENES	CAUDAL MÁXIMO	TIEMPO MEDIO DE OPERACIONES	EXISTENTES	EN DESARROLLO
TTS	Hasta 100 m ³	30 m ³ /h	2 h/ cisterna de 45 m ³	Posibilidad de suministro, bajo demanda, en función del volumen, caudal de descarga y disponibilidad geográfica	
STS	-	-	-	Ninguno	- Puerto de Barcelona: Adaptación de buque existente para servicios de suministro de GNL a buques mayores (Capacidad: 2 tanques de 100 m³ de GNL). - Puerto de Bilbao: Adaptación de buque para suministro de GNL en la costa cantábrica (Capacidad: 1.000 m³ de GNL). - Puerto de Valencia⁵: Adaptación de buque existente para servicios de suministro de GNL a buques (Capacidad: entre 200-1.000 m³ de GNL).
PTS	-	-	-	Ninguno	- Puerto de Barcelona: Instalación de mangueras dedicadas para suministro de GNL en pantalán existente. - Puerto de Cartagena: Adaptación de pantalán de la planta de regasificación de Enagás en Escombreras para servicio de repostaje a buques. - Puerto de Bilbao: Adaptación de pantalán grande de la planta de regasificación para repostaje de buques o barcas. - Puerto de Ferrol: Adaptación de pantalán grande de la planta de regasificación, para repostaje de buques.
CTS		-		Posibilidad de suministro, bajo demanda, en función del volumen y disponibilidad geográfica	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación de referencia

Tabla 15. Puntos de abastecimiento de GNL en puertos nacionales

⁵ Según información publicada del proyecto europeo GAINN4MOS: <http://www.gainnprojects.eu/studies/engineering-study-and-prototyping-of-retrofitting-a-lng-bunkering-barge/>

5. EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL Y FUTURA EVOLUCIÓN DEL MERCADO

De acuerdo con la Directiva 2014/94/UE, el MAN debe incluir una evaluación del estado actual y de la futura evolución del mercado respecto al uso del GNL como combustible en el sector del transporte marítimo, incluyendo su posible uso simultáneo y combinado, así como el desarrollo de las infraestructuras de suministro correspondientes. Para ello, se ha iniciado el trabajo de análisis del incipiente mercado de oferta y demanda de este combustible en el ámbito marítimo-portuario. Por un lado recopilando información existente tanto de ámbito nacional como internacional y por otro abordando en el marco del proyecto CORE LNGas Hive el desarrollo de estudios de mercado *ad hoc* que permitirán cualificar los resultados, particularmente en relación con el desarrollo de escenarios de evolución.

5.1. CONTEXTO INTERNACIONAL

Respecto a la demanda actual, el número total de buques propulsados con combustible GNL en la flota global es todavía limitado.

Datos aportados por Det Norske Veritas GL a fecha 21 de marzo de 2016, muestran una flota operativa de buques propulsados por GNL de 76 unidades, y otros 86 en cartera de pedidos confirmados hasta 2022, lo que significa que se duplica la flota en el periodo de 2016 a 2022. En estas cifras no se incluyen los buques metaneros ni los barcos de navegación interior. Se adjunta en el Anexo C de este documento el listado de buques mencionado.

Las cifras por tipo de buque son las que se incluyen a continuación:

TIPO DE BUQUE	EN OPERACIÓN	EN CARTERA DE PEDIDOS	TOTAL
Specialized Vessel	0	7	7
Tug	7	5	12
Ro-Ro	2	3	5
RoPax	3	5	8
Platform Supply Vessel	18	8	26
Patrol Vessel	4	0	4
Oil/ Chemical Tanker	2	11	13
High Speed & Light Craft	1	0	1
General Cargo	4	1	5
Gas Carrier	6	13	19
Cruise Ship	0	4	4
Container Ship	2	13	15
Car/ Passenger Ferry	26	12	38
Car Carrier	0	2	2
Bulk Ship	1	2	3
TOTAL	76	86	162

Fuente: Det Norske Veritas GL

Tabla 16. Buques propulsados a GNL por tipo de buque

El reparto de la flota actual, por área de operación, es como sigue:

1. Noruega: 69%
2. Europa: 17%
3. América: 8%
4. Asia y Pacífico: 6%

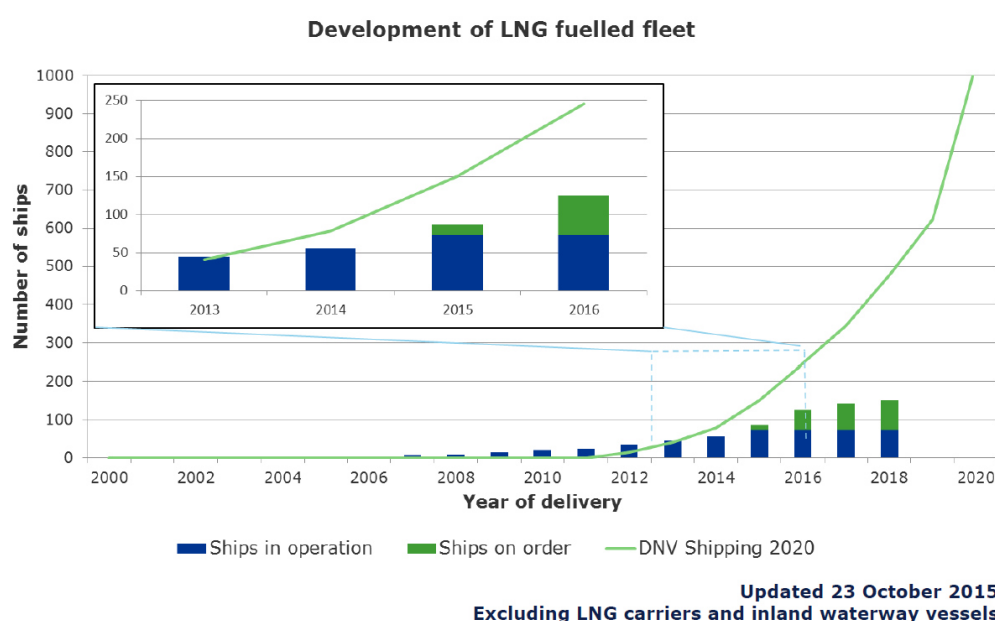
El reparto de la cartera de pedidos confirmados, por área de operación, es como sigue:

1. Europa: 58%
2. América: 25%
3. Noruega: 14%
4. Asia y Pacífico: 2%
5. Oriente Medio: 1%

Los datos muestran que el tipo de buque favorito para uso de GNL como combustible es el ferry, con cerca de un 30% del total de buques operativos más buques en cartera de pedidos. Esto es así porque los ferries realizan trayectos de punto a punto, totalmente delimitados y no variables, por lo que es muy fácil proveer instalaciones de avituallamiento.

El hecho de que el mar Báltico y el mar del Norte se incorporasen a las zonas SECA en 2015 ha propiciado que en estas zonas se concentre actualmente la mayoría de la flota en operación de buques propulsados con GNL.

Las cifras globales están por debajo de las proyecciones de demanda que fueron realizadas en el informe de “DNV Report Shipping 2020”, según se muestra en la siguiente figura:



Fuente: Det Norske Veritas GL

Figura 13. Evolución del mercado de buques propulsados con GNL vs proyecciones demanda

El informe fue realizado en 2012 y manejó varios escenarios basados en parámetros como el crecimiento económico (alto-bajo), precios del fuel (alto-bajo), reglamentación medioambiental (más exigente-menos exigente), precios del GNL desacoplados de los precios del fuel, precios bajos del fuel pero altos del marine gas oil. La realidad a fecha de hoy es que el crecimiento económico global es aún frágil y hay muchos factores de riesgo bajistas: tensiones geopolíticas, % deuda / PIB, deflación, bajos tipos de interés prolongados, etc.

La caída de los precios del crudo es un estímulo para los países importadores netos, pero ya está ocasionando graves problemas económicos, políticos y sociales en algunos países productores. Por otro lado, la bajada continua de precios (de energía y de otras materias primas) podría aumentar el riesgo de deflación y de una posible nueva recesión.

Todo esto, añadido a la incertidumbre de la normativa, la falta de medidas y la ausencia de puntos de repostaje en puertos, sin duda podría estar ralentizando a las navieras en la toma de decisiones en lo que se refiere a realizar grandes inversiones en sus flotas, tanto en nuevas construcciones como en adaptaciones de buques en operación (caso de Brittany Ferries⁶).

5.2. CONTEXTO NACIONAL

En el presente apartado se analiza la información disponible a fecha de hoy respecto de la demanda de GNL en puertos españoles.

■ *Transformación de buques para utilización de GNL como combustible.*

Por parte de las navieras existen actualmente en España varias iniciativas para la adaptación de buques a consumo de GNL. Concretamente, **en este año 2016 comenzará a navegar el Ro-Pax de Balearia “Abel Matutes”** cubriendo la línea Barcelona-Palma de Mallorca, tras el acuerdo de colaboración firmado entre Gas natural Fenosa, Balearia, Puerto de Barcelona, la Generalitat de Catalunya y el Ayuntamiento de Barcelona. Este buque es el primero de la flota nacional transformado, si bien es cierto que dicha transformación **incluye únicamente un motor auxiliar a gas** (no los motores de propulsión).

Por otra parte **Balearia ha contratado la construcción de dos nuevos buques tipo ferry al astillero LaNaval**. En este caso se **utilizarán tres motores duales para su propulsión**, bien mediante gas natural o bien mediante combustible líquido tradicional. Se espera que el primero de ellos empiece a operar en aguas mediterráneas en 2019.

También el **ferry de Fred Olsen “Bencomo Express”**, que cubrirá la línea Tenerife-Las Palmas de Gran Canaria, **comenzará a navegar propulsado con un motor de GNL en 2018**. Este último proyecto es cofinanciado por la Comisión Europea dentro del Mecanismo Conectar Europa (Proyecto 2014-ES-TM-0593-S: GAINN 4 Ship Innovation).

■ *Proyecto COSTA.*

Entre los estudios previos consultados cobra especial interés el proyecto COSTA (CO2 & Ship Transport Emissions Abatement by LNG), llevado a cabo por la fundación Fundació Valenciaport y co-financiado por la Unión Europea a través del programa Trans European Transport Network (TEN-T), que celebró los pasados 28 y 29 de abril su conferencia final en Praia da Vitoria (Azores) para presentar las principales conclusiones recogidas en el “Plan Director del Uso del Gas Natural Licuado (GNL) como Combustible para Buques en el Mediterráneo”, elaborado en el marco del proyecto.

⁶ según artículo de Tecnología Marina de diariodenaútica.com, con fecha 24 de octubre de 2014

Este trabajo consiste en un análisis de viabilidad financiera del uso del GNL como combustible para todos **los buques que operan líneas regulares de Transporte Marítimo de Corta Distancia (Short Sea Shipping: SSS) en el Mediterráneo**. El modelo realizado está cimentado en una base de datos de líneas de SSS del Mediterráneo (Base de datos Med SSS-Lines), que incluye información sobre todos los servicios regulares existentes así como las características técnicas de los buques que los operan. Posteriormente, y mediante la definición de escenarios de previsión, se ha realizado un análisis de viabilidad del uso del GNL en los servicios de SSS en cada uno de los escenarios propuestos.

No obstante no se debe perder de vista que el ámbito de análisis del proyecto COSTA se limita a los buques que prestan servicio en líneas regulares de transporte marítimo de corta distancia con determinados atributos de escalas y frecuencias que encajan dentro del concepto de autopista del mar.

En el citado proyecto se identificaron las líneas por tipo, compañía naviera, ruta, área geográfica, número y puertos de escalas, distancias recorridas, frecuencia, número de trayectos anuales, buque tipo en función de la carga y potencia de los motores de propulsión, consumo de combustible, etc.

Se recopiló toda esta información y se validó en distintos procesos iterativos, con el fin de **crear una base de datos de la flota que cubre los servicios de SSS en el Mediterráneo**.

Ciñendo en este caso la información al ámbito trabajado en COSTA (autopistas del mar), en España predomina el tráfico de portacontenedores seguido por el Ro-Pax y Ro-Ro. Es el segundo país con mayor concentración de líneas de servicio SSS, después de Italia. En cuanto al ranking de puertos por número de líneas de SSS, se posicionan en los primeros lugares Barcelona, Valencia, Algeciras y Las Palmas.

De las características de esta flota, destaca que los buques portacontenedores son los más modernos con una edad media de 12 años.

Por último este proyecto determinó el consumo esperable de combustible por parte de los buques, tanto en la situación actual como en la alternativa futura de uso de GNL. Este consumo viene determinado por la potencia del motor, la velocidad de navegación y las distancias a recorrer. Particularmente los buques que tienen un mayor consumo son los portacontenedores, seguidos de Ro-Ro y Ro-Pax (que coinciden precisamente con los más frecuentes en puertos españoles, dentro del ámbito de estudio).

Este análisis sirvió para definir los futuros escenarios que pudieran darse en el horizonte 2020-2030.

Según este estudio, la demanda potencial de GNL asociada a la flota de servicios de autopistas del mar que operaba en el Mediterráneo en el año 2013 es de 442.000 m³ en Valencia, seguida de Barcelona y Algeciras.

El proyecto CORE LNGas Hive tiene previsto actualizar y adaptar esta base de datos a las necesidades de información del MAN en el ámbito de los estudios de mercado del proyecto.

5.3. ESTUDIOS DE MERCADO

Los estudios de mercado que se desarrollarán en el marco del proyecto CORE LNGas Hive correspondientes a los ámbitos de influencia que se listan a continuación y para los que se ha trabajado en una metodología común (la licitación de los trabajos a cargo de Enagás y REN, que ha sufrido cierto retraso dada la envergadura de los estudios, es inminente):

- Corredor Mediterráneo.

- Corredor Atlántico.
- Estrecho de Gibraltar y regiones periféricas (incluidas Islas Canarias, Azores y Madeira así como Ceuta y Melilla, y puertos principales de Marruecos).

- **Alcance y contenido.**

1. Evaluar el **estado actual y futura evolución de la demanda** de GNL como combustible en los puertos y en el transporte marítimo, incluyendo la evaluación de la existencia de buques y equipos adaptados al consumo de GNL. Se incluirá la prospección de la demanda global de consumo de GNL que pudiera ser suministrada mediante buques small scale, compartiendo la infraestructura de suministro de GNL.
2. Evaluar, de forma recursiva con el punto anterior, la **situación actual y futura evolución de la oferta de suministro**, incluyendo la valoración de las inversiones requeridas para su desarrollo. Los escenarios de oferta han de ser coherentes con la evolución de la demanda, de manera que permitan la identificación de puntos de suministro en los puertos en los años horizonte 2025 (puertos marítimos de la red básica), y 2030 (puertos interiores de la red básica).
3. Estudiar **la cadena logística más adecuada** y sus alternativas para situar el combustible en el punto de suministro, considerando la capacidad y posibilidades de desarrollo de la red de *small scale*.
4. Valorar cualitativamente el posible efecto de las **medidas catalizadoras del proceso de penetración del GNL** como combustible para el transporte marítimo y la actividad portuaria que permitan la consecución de los objetivos de oferta y demanda.
5. Proponer **indicadores significativos** de cara al establecimiento de un Observatorio para el seguimiento de la implantación del MAN en lo que afecta a datos de oferta y demanda del mercado de GNL como combustible en el ámbito marítimo-portuario.

- **Metodología.**

Dado que se trata de un mercado incipiente, se conjugarán dos enfoques metodológicos complementarios. Por un lado un análisis macro o de demanda (top-down) basado en la evolución de la situación actual, considerando condiciones de contorno e hipótesis de penetración del GNL como combustible. Dicho análisis se complementará, por otro lado, con un enfoque micro o de mercado (bottom-up) que aportará información útil para definir con mayor exactitud la situación actual, confrontará con una muestra representativa de agentes las hipótesis adoptadas en el estudio macro y aportará criterio para cualificar posibles medidas asociadas a la consecución de los escenarios de oferta y demanda propuestos.

El enfoque top-down tiene como objetivo dibujar escenarios de evolución de oferta y demanda de suministro de GNL para consumo como combustible del transporte marítimo y la actividad portuaria a partir de un análisis cuantitativo de carácter macro que tendrá en consideración, al menos, los siguientes aspectos:

- ◆ Situación actual y evolución de la estrategia europea e internacional en materia de implantación de combustibles alternativos, especialmente OMI.
- ◆ Situación actual y evolución de la regulación en materia de reducción de emisiones (zonas SECA, ECA, etc.) y específicamente en materia de desarrollo/implantación del GNL como combustible para el transporte marítimo.

- ◆ Situación actual y evolución de la flota marítima existente, maquinaria y embarcaciones de servicio de los puertos, considerando su adaptación o sustitución para permitir el consumo de GNL.
- ◆ Situación actual y evolución de precios de GNL y petróleo.
- ◆ Situación actual y evolución de la oferta de suministro, considerando los condicionantes de la cadena logística de GNL, con el nivel de desagregación suficiente para que permita la identificación de puntos de suministro en los puertos de forma coherente con la evolución de la demanda.

El enfoque bottom-up, que se apoyará en un detallado estudio de mercado, permitirá, entre otras cuestiones, cualificar y soportar las hipótesis de evolución adoptadas en el enfoque top-down. El estudio de mercado comprenderá al menos las siguientes fases:

- ◆ Definición de los cuestionarios.
- ◆ Definición del mercado objetivo y de la muestra, que deberá ser significativa en términos estadísticos. El perfil de empresas de interés a entrevistar será:
 - Compañías navieras. Clientes principales de servicios de suministro de GNL en los puertos. Su visión y experiencia es fundamental para contrastar escenarios de previsión de demanda de GNL como combustible marino.
 - Terminales portuarias. Durante el trabajo de campo, una serie de terminales portuarias serán entrevistadas con tres objetivos fundamentales:
 - Conocer las características generales de su terminal, equipamiento, maquinaria, etc. con el fin de valorar su potencial necesidad de un combustible alternativo para su operativa.
 - Valorar el consumo de sus equipamientos y recoger su opinión relativa a la posible adaptación o renovación de su maquinaria para que emplee GNL como combustible.
 - Valorar la necesidad de implantar una política de incentivos que les apoye en la adaptación o renovación de su maquinaria.
 - Suministradores de combustible. Se realizarán entrevistas con operadores de servicios de suministro de combustible en España y Portugal con el objetivo de obtener información acerca de la oferta de suministro y la valoración, desde su punto de vista, del posible suministro del GNL en el transporte marítimo así como el posible desarrollo de negocio extensible a terminales portuarias.
 - Comercializadores de gas natural. Se realizarán entrevistas con empresas suministradoras de gas natural en España y Portugal para conocer su aproximación al suministro de GNL para repostaje de buques, estimaciones de demanda, planificación de suministro, etc.
 - Otros agentes de interés. Principalmente Autoridades Portuarias, Servicios técnico-náuticos, practicante y cualquier otra empresa que, dentro del entorno portuario, pudiera requerir de suministro de GNL para realizar su operativa diaria.
- ◆ Complimentación de las encuestas.
- ◆ Tratamiento y explotación de los resultados de las encuestas de acuerdo con los objetivos marcados.

Finalmente se realizará un análisis predictivo para contrastar las hipótesis de evolución de la oferta de ambos enfoques y casar los resultados, para así determinar las conclusiones definitivas de los estudios.

Los estudios de mercado de los tres ámbitos geográficos señalados estarán concluidos en septiembre de 2016 con el fin de utilizar los resultados en la elaboración del MAN.

6. METAS Y OBJETIVOS NACIONALES

En este apartado se establecen metas y objetivos nacionales, que podrán revisarse, a partir de una evaluación de la demanda a escala nacional, regional o de la Unión, garantizando al mismo tiempo que se cumplan los requisitos mínimos en materia de infraestructura para combustibles alternativos que establece la Directiva 2014/94/UE.

Los puertos nacionales en los que se implemente un sistema de suministro de GNL vendrán impuestos por la demanda de buques que soliciten el servicio, y por supuesto por la disponibilidad de la oferta. Será necesario, en el ámbito del MAN, conjugar la pre-determinación de puntos de suministro en puertos, tal y como establece la Directiva, con el hecho de que en su mayor parte se tratará de desarrollos a cargo de la iniciativa privada.

De tal modo que el ejercicio de identificación de puntos de suministro en el horizonte temporal que establece la Directiva deberá estar basado en un análisis de las condiciones del mercado para el desarrollo de dichos puntos en los puertos de la red básica y, en su caso, de la red general.

Consecuentemente habrá de estar muy ligado a los estudios de mercado antes citados. Y posiblemente las condiciones del mercado para el desarrollo de la oferta de infraestructuras y servicios de suministro de GNL podrán darse o no en los puertos en función de una confluencia de factores técnicos, económicos y ambientales que habrá que analizar caso a caso. Entre otros, la disponibilidad de GNL en el punto de suministro, el volumen de tráfico operado por el puerto, la tipología del tráfico (posiblemente los buques tipo ferry sean los más favorables para este salto tecnológico), las experiencias piloto existentes, las garantías de un marco normativo estable, la aceptación social, etc.

A día de hoy se puede indicar que, como mínimo, las metas y objetivos nacionales deberían incluir las capacidades ya existentes o en vías de desarrollo mediante experiencias piloto en los puertos del sistema portuario de titularidad estatal, resultando imprescindible un estudio de mercado para evaluar si dichas capacidades son suficientes para atender la demanda prevista o por el contrario han de sufrir adaptaciones (incluso el desarrollo de nuevas infraestructuras para el despliegue de una oferta acorde a la demanda en cuanto a volúmenes, caudales, etc.).

La movilidad de las cisternas y el número de las mismas que forman parte de la flota que a día de hoy opera en la península para dar servicio a las 869 plantas satélite de regasificación de GNL, **es capaz de afrontar el suministro en cualquiera de los puntos de la geografía, incluyendo los puertos**, que a su vez están desarrollando los correspondientes protocolos y participan en la elaboración de las normas técnicas que en un futuro próximo permitirán la estandarización del servicio.

Un resumen de las capacidades actuales de los puertos nacionales, así como las que se encuentran en fase de desarrollo, se recoge en la Tabla 15 de este documento.

7. MEDIDAS Y RECURSOS NECESARIOS PARA GARANTIZAR QUE SE ALCANCEN LOS OBJETIVOS

En este apartado se definirán las medidas y recursos necesarios para garantizar que se alcancen las metas cuantitativas y los objetivos nacionales contenidos en el Marco de Acción Nacional, iniciando con una descripción de las medidas ya implementadas.

Las medidas a proponer pueden ser ayudas directas, avales y garantías, incentivos fiscales, financieros, etc. Uno de los primeros pasos para proponer estas medidas será la identificación de programas ya en curso que pudieran incentivar el uso de los combustibles alternativos.

Los recursos dependerán de las medidas que finalmente se desarrollen para eliminar las barreras identificadas en el desarrollo de este nuevo mercado.

Por otro lado, se hará una exposición de medidas que han servido para fomentar el desarrollo y uso de nuevas tecnologías en otros sectores. Estas experiencias pueden servir de ejemplo a la hora de plantear medidas que incentiven la implantación y el uso de GNL en los puertos marítimo.

7.1. MEDIDAS EN CURSO

A fecha de elaboración de este documento las medidas ya implantadas e identificadas para el impulso del GNL como combustible para uso marítimo son las que se exponen a continuación.

■ *Incentivos fiscales.*

La Ley 36/2014 de presupuestos Generales del Estado para 2015 incluyó una modificación a la Ley de Puertos para incluir una **bonificación del 50% en las tasas al buque** (por acceso, estancia y fondeo en aguas portuarias) para aquellos que utilizan GNL como combustible, bien para su propulsión en alta mar o bien en sus motores auxiliares durante la estancia en puerto. Esta bonificación es igualmente aplicable para el año en curso según la Ley 48/2015, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2016.

■ *Medidas normativas.*

Recientemente, AENOR ha creado un Grupo de Trabajo para la normalización de los distintos procedimientos para el suministro de GNL a buques. AENOR es el organismo legalmente responsable del desarrollo y difusión de las normas técnicas en España (Normas UNE), y, además de desarrollar normativas propias de rango nacional, es la encargada de adaptar y aplicar las normativas ISO y EN de obligado cumplimiento en el territorio español.

Este Grupo de Trabajo se ha constituido oficialmente como **AENOR AEN/CTN 27/GT2, con el nombre “Gas Natural como combustible marino”**. GASNAM (Asociación Ibérica de Gas Natural para la Movilidad) tiene la secretaría de este Grupo de Trabajo, cuyo cometido es el análisis, estudio y propuesta de normalización de los distintos procedimientos para el suministro de GNL a buques.

A lo largo de 2014-2015 se realizó el borrador de norma sobre el suministro de GNL a buques como combustible (PNE 27005), con la colaboración de las empresas participantes: CEPSA, REGANOSA, HAM, Repsol LNG, SENER, Enagás, Bureau Veritas, Autoridad Portuaria de Barcelona, Autoridad Portuaria de Cartagena, COTENAVAL, Gas Natural Fenosa, CRINGAS, Flota Suardiá, Ghenova Ingeniería y RINA. El objetivo de este proyecto de norma es la normalización de los medios, tanto humanos como materiales, así como los procedimientos o protocolos, necesarios para que el suministro de GNL a buques como combustible se lleve a cabo en condiciones adecuadas de calidad y seguridad.

La siguiente actividad de este GT será el desarrollo detallado de los tres tipos de suministro (TTS, STS, PTS), que se añadirán como anexos a la norma.

Este borrador de norma está en tramitación interna de AENOR, aunque actualmente el proceso para que dicha norma se convierta en oficial española se encuentra a la espera de la publicación de la guía europea.

Cabe en este punto **destacar la labor de la DGMM para la transposición nacional de los programas de formación para tripulaciones de los buques que utilizan GNL como combustible**, establecidos por OMI en sus resoluciones MSC.396(95) y MSC.397(95), en lo que pueda ser de aplicación a los operadores de terminales de GNL.

Por otro lado, y como parte de la experiencia adquirida por el sistema portuario de titularidad estatal durante las operaciones de suministro de GNL a buques que se han llevado a cabo en los últimos años, algunas Autoridades Portuarias como Cartagena, Valencia y Vigo han desarrollado sus propios **procedimientos para la prestación de este servicio en dominio público portuario**. Estos procedimientos podrán ser utilizados como base de partida para la elaboración de protocolos a nivel general.

■ **Medidas estratégicas.**

La participación de Puertos del Estado y la DGMM en el proyecto CORE LNGas Hive – Core Network Corridors and Liquefied Natural Gas, cofinanciado por la Comisión Europea dentro del Mecanismo Conectar Europa (2014-EU-TM-0732-S), forma parte de su estrategia para impulsar esta tecnología en el ámbito nacional.

Como ya se ha mencionado anteriormente el objetivo de este proyecto es **desarrollar una cadena logística** que permita impulsar el despliegue del GNL como combustible para el transporte marítimo. Las actividades del proyecto incluyen diversos **estudios y experiencias piloto para la adaptación de las infraestructuras existentes** de manera que permitan la prestación del servicio de suministro a buques. Así mismo los desarrollos que se están llevando a cabo en el marco de este proyecto servirán de apoyo a la elaboración y posteriores revisiones del MAN.

Otra actividad de importancia en el proyecto consiste en la **elaboración de un Plan de Inversiones para el despliegue de las tecnologías innovadoras utilizadas en los proyectos piloto al ámbito de todo el sistema portuario de interés general**. Dicho Plan servirá de base para identificar las necesidades de financiación de las nuevas infraestructuras a desarrollar.

Por último, el proyecto CORE LNGas Hive incluye una actividad específica para **identificar y desarrollar los programas formativos** adecuados para impulsar el uso de GNL como combustible marítimo. Adicionalmente a esta iniciativa GASNAM está desarrollando programas de formación.

7.2. MEDIDAS UTILIZADAS EN OTROS ÁMBITOS

7.2.1. PROMOCIÓN DE LA DEMANDA DE GNL A NIVEL INTERNACIONAL

Los programas que se han llevado a cabo con el fin de incentivar el GNL como combustible marino se pueden agrupar en dos grandes líneas:

- Programas de inversión.
- Incentivos fiscales.

PROGRAMAS EN CURSO QUE INCENTIVAN EL USO DE GNL COMO COMBUSTIBLE MARINO	
PROGRAMAS DE INVERSIÓN	INCENTIVOS FISCALES
Fondo Noruego de NO _x	Diferenciación en tasas portuarias en Suecia y Canadá
Ayudas a la inversión en Finlandia	Índice ESI ⁷ (nivel internacional)

Fuente: WPCI⁸

Tabla 17. Programas en curso que incentivan el uso de GNL como combustible marino

■ **Fondo Noruego de NO_x**

La transición hacia el uso de GNL como combustible marino es lenta, excepto en Noruega, donde el desarrollo de GNL ha sido fuertemente promovido por los gobiernos nacionales y regionales. Así, Noruega se ha posicionado como líder mundial en el uso de GNL como combustible marino. En 2008 sólo el 3% del combustible marino vendido en Noruega era GNL y se espera que en 2016 sea del 25%. El Fondo Noruego de NO_x ha jugado un papel clave en este éxito.

El Fondo Noruego de NO_x surge en 2007 tras un acuerdo entre la industria y las autoridades para la aplicación de un impuesto sobre las emisiones de NO_x, utiliza los fondos disponibles, de alrededor de 75 millones de euros anuales, para subvencionar medidas encaminadas a reducir las emisiones de NO_x. Algunos ejemplos de acciones, relacionadas con buques, subvencionadas por el fondo son:

- ◆ Reducción catalítica selectiva (SCR⁹).
- ◆ Recirculación de gases de escape (EGR¹⁰).
- ◆ Barcos propulsados por baterías o barcos híbridos.
- ◆ Motores con bajo nivel de emisiones de NO_x.
- ◆ Sustitución de motores.
- ◆ Tecnologías que permitan el ahorro de combustible.

El fondo también proporciona apoyo financiero para infraestructuras de abastecimiento de GNL. Los ratios de apoyo en función de la acción son:

- ◆ La propulsión con GN o GNL en buques de nueva construcción pueden recibir hasta el 80% del coste adicional de la inversión y hasta 44 €/kg de NO_x reducido.
- ◆ Las modificaciones del motor para reducir el NO_x emitido pueden recibir hasta el 80% del coste de la inversión y hasta 28 €/kg de NO_x reducido.

⁷ ESI del término en inglés "Environmental Ship Index".

⁸ WPCI: del término en inglés "World Ports Climate Initiative".

⁹ SCR del término en inglés "Selective Catalytic Reduction".

¹⁰ EGR del término en inglés "Exhaust Gas Recirculation".

- ◆ Los equipos de reducción catalítica selectiva (SCR) pueden recibir hasta el 60% del coste de la inversión y hasta 13 €/kg de NO_x reducido.

El Fondo Noruego de NO_x ha concedido ayudas a buques para instalar la propulsión con GNL en buques antiguos, mediante la operación de transformación, y en buques de nueva construcción. Así algunos ejemplos de acciones subvencionadas por este fondo son:

- ◆ Bit Viking: Es un buque petrolero cuya operación de transformación se llevó a cabo en octubre de 2011, duró 2 meses y costó alrededor de 7,2M € (6,1M € provenientes del fondo de NO_x). Con esta acción se redujeron las emisiones de NO_x en 535 toneladas el primer año.
- ◆ Høydal: Es un buque de carga que se encuentra en operación desde verano de 2012. El coste adicional de inversión en la propulsión con GNL fue de 3,6M € (2,8M € provenientes del fondo de NO_x). Con esta acción se evita la emisión de 90 toneladas/año de NO_x.
- ◆ Normand Arctic: Es un buque de suministro a plataformas (PSV¹¹) que empezó a navegar en 2012. El fondo cubrió el 80% del coste adicional de inversión en la propulsión con GNL (5,3M €). Con esta acción se evita la emisión de 142 toneladas/año de NO_x.
- ◆ Boknafjord: Es un ferry que entró en servicio en diciembre de 2011. El fondo cubrió el 80% del coste adicional de inversión en la propulsión con GNL (3,7M €). Con esta acción se evita la emisión de 213 toneladas/año de NO_x.
- ◆ Viking Prince: Es un buque de suministro a plataformas (PSV) que empezó a navegar en marzo de 2012. El fondo cubrió el 80% del coste adicional de inversión en la propulsión con GNL (4,6M €). Con esta acción se evita la emisión de 161 toneladas/año de NO_x. Este buque tiene un hermano gemelo, el Viking Princess, el cual entró en funcionamiento medio año después.
- ◆ Stavangerfjord y Bergensfjord: Son dos ferries gemelos que entraron en operación en julio de 2013 y marzo de 2014, respectivamente. Recibieron subvención del Fondo Noruego de NO_x (11M € x2) y del programa RTE-T de la UE. Con estas acciones se evitan la emisión de 904 toneladas/año de NO_x.

La CE en el informe *"Pollutant emission reduction from maritime transport and the sustainable waterborne transport toolbox"* de septiembre de 2011 muestra su interés por crear un fondo similar al Fondo Noruego de NO_x. Es una iniciativa perfectamente replicable que podría incentivar la penetración de esta tecnología en España.

■ **Ayudas a la inversión en Finlandia.**

Son ayudas de inversión a buques con el propósito de mejorar la protección medioambiental, ayudando a navieras a invertir en tecnologías limpias para cumplir con futuras normativas. El presupuesto del programa fue de 100 millones de euros para el periodo 2013-2014.

Las siguientes inversiones están cubiertas:

- ◆ Ayudas a la inversión en operaciones de transformación de buques. La ayuda a la inversión en operaciones de este tipo asciende al 50% de los costes elegibles.
- ◆ Ayudas en la adaptación anticipada a futuras normas de la UE en la adquisición de nuevos buques. Las ayudas máximas vienen establecidas en función del tamaño de la empresa y de la

¹¹ PSV del término en inglés "Platform Supply Vessel".

fecha de entrada en vigor de nuevas normativas medioambientales de la UE (ver tabla siguiente).

AYUDAS MÁXIMAS A LA INVERSIÓN EN FINLANDIA			
ANTICIPACIÓN	TAMAÑO DE LA EMPRESA		
	PEQUEÑA	MEDIANA	GRANDE
Implementación y finalización 3 años antes de fecha de entrada en vigor de las nuevas normas medioambientales de la UE	25%	20%	15%
Implementación entre 1 y 3 años antes de fecha de entrada en vigor de las nuevas normas medioambientales de la UE	20%	15%	10%

Fuente: WPCI

Tabla 18. Ayudas máximas a la inversión en Finlandia

■ **Diferenciación en tasas portuarias en Suecia y Canadá.**

Los Puertos de Suecia y Canadá diferencian sus tasas portuarias en base a criterios medioambientales. En Suecia, por ejemplo, alrededor de 25 de los puertos más grandes han diferenciado sus tasas portuarias según el contenido de azufre en el combustible utilizado y las emisiones de NO_x de los motores de a bordo. Además de en las tasas portuarias, las tasas de los canales suecos también se diferencian en función de los niveles de emisión de NO_x y SO_x.

■ **Índice ESI (nivel internacional).**

Existe un proyecto en marcha a nivel internacional basado en el índice ESI. Se desarrolla desde 2011 mediante una iniciativa de WPCI con el fin fomentar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en los buques mediante descuentos en las tasas portuarias.

Este índice puntúa a los buques entre 0 y 100 en función de las emisiones atmosféricas (NO_x, SO_x, PM y CO₂) y de si cuenta con un sistema de conexión eléctrica a buques (Cold Ironing). Así se puede identificar a los buques que muestran menores emisiones atmosféricas que las permitidas por la OMI. El índice ESI es un sistema simple y voluntario que permite a los puertos estimular a los buques para mejorar su comportamiento medioambiental, es gratuito para los propietarios de los buques y aplicable a todos aquellos que pertenezcan a la OMI.

La lista de buques y puertos que se han incorporado a esta medida ha ido creciendo año a año y actualmente son alrededor de 4.000 buques los que cuentan con puntuación ESI y 40 puertos, entre ellos el de Barcelona, los que fomentan esta acción. Los buques NAO Thunder y NAO Guardian de la naviera noruega Remøy alcanzan a día de hoy la máxima puntuación.

En el puerto de Barcelona, desde el 1 de julio de 2015, los buques con una puntuación ESI ≥ 20 reciben un descuento del 5% sobre las tasas portuarias. Sin embargo, a modo de ejemplo, en el puerto de Oslo aquellos buques con una puntuación ESI entre 25 y 50 reciben un descuento del 20% sobre las tasas portuarias, mientras que si tienen una puntuación ESI mayor o igual a 50 reciben el 40% de descuento. Así, a partir del índice ESI, cada puerto aplica el incentivo fiscal de la forma que considera más adecuada.

Grandes puertos que promueven esta medida son Los Ángeles, Ámsterdam, Rotterdam, Zeebrugge, París, Tokyo, etc. El hecho de que los puertos españoles se sumasen a este proyecto serviría de

incentivo a las navieras para modificar su comportamiento energético y orientarlo hacia las tecnologías menos contaminantes, como el GNL.

7.2.2. IMPLANTACIÓN DE OTRAS TECNOLOGÍAS NOVEDOSAS A NIVEL NACIONAL

■ **Vehículo Eléctrico.**

Para el impulso del vehículo eléctrico en España, el Gobierno publicó la *Estrategia Integral para el impulso del vehículo eléctrico en España 2010-2014*, con el fin de superar ciertas barreras para su introducción. Muchas de las medidas planteadas para el impulso del vehículo eléctrico (VE) pueden ser aplicadas para impulsar la implantación del GNL en buques.

La estrategia para el impulso del VE se estructuró en cuatro líneas de actuación o programas:

- ◆ El impulso a la demanda y la promoción del uso del VE.
- ◆ El fomento de su industrialización y de la I+D+i específica para el VE.
- ◆ El desarrollo de la infraestructura de carga y su gestión energética.
- ◆ Un conjunto de actuaciones horizontales.

Además, dentro de dicho marco estratégico, se ha llevado a cabo la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos mediante los Programas MOVELE impulsados por el IDAE.

◆ **Fomento de la demanda.**

Entre estas medidas se encuentran:

- *Programa de Impulso a la Demanda.*

Incentivar la adquisición de los vehículos eléctricos para que sean competitivos económicamente frente a un vehículo de combustión interna, mediante medidas como:

- Acuerdo voluntario para la adquisición de vehículos eléctricos por parte de las flotas más proclives a la movilidad eléctrica.
- Incorporar flotas de servicios profesionales de ámbitos urbanos/periurbanos (Mensajería; Paquetería; Correo; Asistencia técnica; Asistencia médica domiciliaria; Vigilancia y Taxis urbanos). Además de flotas de las administraciones públicas, por su papel ejemplarizante.

- *Programa de Ventajas Urbanas.*

- Aparcamiento y circulación preferente en las vías públicas.
- Permitir la circulación del VE en las zonas restringidas de las ciudades.
- Ampliación horarios carga/descarga.
- Disminución del Impuesto de Circulación.
- Reserva de espacio para recargas rápidas por emergencia a vehículos de flotas que presten servicios urbanos sensibles: atención médica, policía, etc.

- Reserva de espacio para recargas de flotas de taxi cuando la autonomía del VE sea suficiente para prestar este servicio.

- *Programas MOVELE.*

Dentro de dicho marco estratégico, se ha llevado a cabo la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos tanto en 2014 (Programa MOVELE 2014) como en 2015 (Programa MOVELE 2015) debido al elevado coste que todavía tiene el vehículo eléctrico a día de hoy, con relación a los vehículos de tecnologías convencionales.

- ♦ ***Programa de impulso de la industrialización e I+D+i.***

Entre estas medidas se encuentran:

- *Programa de fomento del desarrollo e industrialización de los VE en España, sus componentes y equipos de entorno.*

- Establecer líneas de fabricación de estos vehículos en plantas españolas con el fin de satisfacer, en gran medida, la demanda que se va a potenciar, y no perder, así mismo, la posición como tercer país europeo en la fabricación de automóviles.

- *Programa de I+D+i.*

- Líneas de I+D+i prioritarias para mejorar la oferta de constructores y de los componentes específicos del vehículo eléctrico, y específicamente de las baterías y sus sistemas de gestión y control.
- Líneas de I+D+i para el desarrollo de la infraestructura de suministro energético y la gestión de carga: carga inteligente, equipos de control y comunicaciones, etc.
- Líneas de I+D+i para la problemática relacionada con la vida del vehículo: Seguridad, VFU¹² (reciclados de las baterías, motores, etc.).
- Promover centros de excelencia de I+D+i del VE con capacidad para investigar, realizar ensayos, homologar, formar, etc. (Programa Inventar).

- ♦ ***Fomento de la infraestructura de recarga y gestión de la demanda energética.***

- *Programa de despliegue de la infraestructura de recarga.*

Se apoya la articulación de acuerdos voluntarios entre empresas de servicios de energía, fabricantes/comercializadores de vehículos y la Administración para instrumentar el despliegue de la infraestructura vinculada y también de los servicios de suministro en los lugares públicos, con las siguientes finalidades:

- Dar visibilidad general al vehículo eléctrico y a sus ventajas económicas, y ofrecer al usuario un marco de gestión que le genere confianza y naturalidad en torno a este consumo energético, de igual forma a como sucede para el resto de consumos que se llevan a cabo en la vida cotidiana.
- Establecer un marco de gestión de solicitud de suministro acorde con la novedad que esta demanda representa.

¹² VFU: Vehículos Fuera de Uso

- Planificar las necesidades anuales de puntos de carga y la gestión de su construcción acorde con el desarrollo del Programa.
- Participar en los desarrollos normativos de estandarización y normalización de los elementos técnicos de los puntos de carga.
- Desarrollar las tecnologías TIC necesarias para dar soporte a las funcionalidades requeridas en esta nueva movilidad, tales como medida de consumo, facturación y pago, y dar soporte a otros servicios energéticos.
- *Programa de Gestión de la Demanda Energética.*
 - Propuesta de creación de una nueva tarifa de acceso coincidiendo con un nuevo periodo situado en las horas óptimas tanto para la recarga del vehículo eléctrico y para el rendimiento del sistema. Esta estrategia posibilitará, que al consumir electricidad en horas de menores costes, la utilización del VE sea más competitiva frente al de combustión interna y además mejorará el rendimiento global del sistema eléctrico.
 - Acuerdo Voluntario entre la Administración y las empresas del sector eléctrico para potenciar ofertas de energía con discriminación horaria a los consumidores con VE, y para que se priorice en ellos el despliegue de contadores con discriminación horaria y para que la oferta del precio del kWh sea una adecuada señal de mercado para promover la carga en horas valles.

♦ **Programas horizontales.**

- *Acciones de Comunicación y Marketing Estratégico.*

Puesta en marcha de planes de comunicación y marketing estratégico informando de lo que es un vehículo eléctrico, sus prestaciones, sus ventajas, los diferentes tipos de recarga, las horas óptimas de carga, etc.

- *Actividad normativa y de supresión de barreras legales.*

Identificar y superar las barreras legales que dificultan el impulso de la demanda y el despliegue de la infraestructura de recarga.

Identificar las necesidades de modificación de las regulaciones y leyes que les son de aplicación a estos vehículos, y a la infraestructura de carga.

- *Fomentar formaciones profesionales específicas y especializadas.*

Identificación y propuesta de un catálogo de formaciones necesarias para el desarrollo y fabricación de vehículos eléctricos, y para su mantenimiento, reparación y reciclado así como para aquellos profesionales que, por su seguridad, necesitarán un mínimo de conocimiento.

■ **Energías Renovables.**

Durante los últimos veinte años se ha producido un desarrollo muy importante de las tecnologías de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que integraban el anteriormente denominado régimen especial. Este crecimiento fue posible, en parte, gracias a la existencia de sucesivos marcos normativos de apoyo que establecían incentivos económicos a la producción eléctrica con estas tecnologías.

Al hilo de dicha creciente implantación se ha ido produciendo una simultánea evolución de los marcos de apoyo a fin de procurar su adaptación a las circunstancias concurrentes en cada momento, y esta evolución normativa siempre ha estado orientada a garantizar tanto la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico como uno de los principios fundamentales en el marco normativo de las energías renovables, y que es el de **rentabilidad razonable**.

Los diferentes regímenes retributivos de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que han sido aprobados y modificados en las diferentes normas siempre se han basado en permitir a este tipo de instalaciones **cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto**.

De acuerdo con el nuevo Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, las siguientes retribuciones:

1. Retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado.
2. Una retribución específica compuesta por:
 - Un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión (R_i).
 - Un término de la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación (R_o).

En este sentido para la determinación del régimen retributivo específico a aplicar, cada instalación en función de sus características tendrá asignado un código llamado instalación tipo (IT- xxxx).

Así, a una instalación en función de la IT asignada le corresponderá un conjunto de parámetros retributivos (R_i , R_o , vida útil regulatoria, número de horas de funcionamiento mínimo, etc.). La retribución concreta de cada instalación se obtendrá a partir de los parámetros retributivos de la IT que le corresponda y de las características de la propia instalación.

La clasificación de las instalaciones tipo (IT) se recoge en la Orden IET/1045/2014 de 16 de junio, y se realiza en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del régimen retributivo.

7.3. POSIBLES ÁMBITOS PARA EL DESARROLLO DE MEDIDAS

Como se ha descrito anteriormente existen multitud de experiencias similares que podrían adaptarse a la casuística del GNL como combustible a buques. Se hace necesario establecer los objetivos nacionales de forma que puedan seleccionarse las medidas con mayor capacidad de impulso, para así desarrollarlas de manera adecuada.

Igualmente los estudios de mercado identificarán las iniciativas que podrían tener una mayor aceptación por parte de los sectores afectados, para así orientarlas de manera adecuada. Es importante destacar aquí que la Directiva 2014/94/UE tiene como objeto la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, por lo que el mayor esfuerzo debería centrarse en el impulso de la oferta así como de la cadena logística de suministro. Sin embargo, considerando que este documento establece unas bases de partida, se considera adecuado no descartar inicialmente ninguna alternativa para la

exposición de medidas, que deberán ser estudiadas más en profundidad para tratar de valorar su eficacia de cara a su posible implementación.

A la vista de las experiencias identificadas en los puntos anteriores se podrían explorar medidas de impulso en los ámbitos que se exponen a continuación. En ningún caso se trata de propuestas de medidas, tan sólo de un abanico de posibilidades a analizar:

7.3.1. *PROMOCIÓN DE LA DEMANDA DE GNL*

■ **Ayudas directas.**

- ◆ Programa de inversiones para apoyo al despliegue y la fabricación (basado en el concepto de rentabilidad razonable), que retribuya tanto la inversión como la operación en función de distintos parámetros que caractericen la eficiencia del buque. Similar al incentivo utilizado para la implantación de energías renovables en España, sería posible definir un modelo retributivo por parte del Gobierno que permita a los buques cubrir sus costes de inversión en esta tecnología y sus costes de operación, durante un periodo determinado, con el fin de que el proyecto sea rentable y pueda competir en igualdad de condiciones con otros buques que utilicen combustibles pesados.

La idea sería, por un lado, crear un registro de buques propulsados con GNL, y por otro, clasificar toda la flota en función de sus características técnicas (potencia de los motores, antigüedad del buque, tipo de buque, etc.). Según la clasificación asignada, a cada buque le corresponderán unos parámetros de retribución a la inversión y de retribución a la operación.

- ◆ Programa de inversiones para investigación, desarrollo tecnológico y demostración.

■ **Incentivos fiscales.**

- ◆ Bonificaciones comerciales en las tasas portuarias a los buques que utilizan GNL como combustible, bien en sus motores auxiliares o bien en sus máquinas de propulsión.
- ◆ Bonificaciones en IRPF a empresas que implementen la tecnología.
- ◆ Reducción de impuestos aplicables al GNL que se utilice como combustible marítimo.

■ **Apoyo financiero.**

- ◆ Creación de líneas de crédito específicas por parte del BEI, IDAE, etc. para la reconversión o nueva construcción de buques.

■ **Medidas normativas.**

- ◆ Identificación y superación de barreras legales.
- ◆ Desarrollo de las normas técnicas necesarias.

■ **Medidas estratégicas.**

- ◆ Cooperación con Estados miembros vecinos para la promoción de la reconversión de la flota.
- ◆ Lanzamiento de campañas de información que mejoren la aceptación social de esta tecnología y potencien sus beneficios para el medioambiente y para la economía nacional (valor añadido).

Además se deja la puerta abierta a otras metodologías para la selección de incentivos, por ejemplo, una basada en los estudios de demanda y en los resultados de los proyectos piloto.

7.3.2. *PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA OFERTA*

En cuanto a la promoción de la oferta, es necesario conocer las medidas necesarias para fomentar el desarrollo de las infraestructuras adecuadas en cada uno de los puertos de la red básica y la red general, de forma que se superen las barreras para que, con el necesario aumento de la demanda, en los puertos se pueda acometer el desarrollo de la infraestructura necesaria.

■ **Ayudas directas.**

- ◆ Programa de ayudas para la realización de los estudios de viabilidad necesarios para el desarrollo de las infraestructuras de suministro en los puertos del sistema portuario de interés general.
- ◆ Programa de ayudas para la realización de experiencias piloto de suministro en los puertos del sistema portuario de interés general.

■ **Incentivos fiscales.**

- ◆ Bonificaciones comerciales en las tasas de actividad, utilización y ocupación a los comercializadores que operen en los puertos mientras la demanda no sea suficiente como para que puedan operar sin ayudas.

■ **Apoyo financiero.**

- ◆ Creación de líneas de crédito específicas por parte del BEI, IDAE, etc. para la estrategia nacional de adaptación de infraestructuras en puerto.

■ **Medidas normativas.**

- ◆ Definición de un modelo retributivo para las instalaciones en puerto que permita a los inversores privados cubrir los costes de inversión y operación, durante un periodo determinado, con el fin de que el proyecto sea rentable mientras la demanda no es suficiente.
- ◆ Posible revisión de los peajes de carga de cisternas para el suministro de GNL a buques de pequeños volúmenes.
- ◆ Identificación y superación de las barreras legales que dificulten el impulso de la actividad de comercialización de GNL en puertos.
- ◆ Simplificación de los procedimientos administrativos para la tramitación de autorizaciones de construcción y operación de las nuevas infraestructuras en puertos.
- ◆ Desarrollo de especificaciones técnicas, procedimientos operativos y necesidades de formación asociadas al suministro de GNL en puerto con el fin de garantizar la seguridad, la eficiencia y la interoperabilidad en cualquier puerto de la Unión Europea.

■ **Medidas estratégicas.**

- ◆ Introducción de una referencia específica al GNL en la dinámica de planificación portuaria.

- ◆ Incorporación de los puertos nacionales a la iniciativa de WPCI, estableciéndose un sistema de descuentos para los buques más respetuosos con el medio ambiente y aplicando bonificaciones a las tasas portuarias basadas en el índice ESI.
- ◆ Cooperación con Estados miembros vecinos. Acuerdos de cooperación para garantizar la continuidad del suministro.
- ◆ Lanzamiento de campañas de información que mejoren la aceptación social de esta tecnología y potencien sus beneficios para el medioambiente y para la economía nacional (valor añadido).

Además se deja la puerta abierta a otras metodologías para la selección de incentivos, por ejemplo, una basada en los estudios de demanda y en los resultados de los proyectos piloto.

7.3.3. *PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA CADENA LOGÍSTICA*

Como se ha puesto de manifiesto, el suministro de GNL a cliente final para su consumo como combustible, genera la aparición de una nueva cadena de suministro altamente interconectada con la cadena de suministro de Gas Natural.

El uso compartido de las infraestructuras existentes de almacenamiento y transporte, sean pertenecientes al sistema (sometidas al acceso de terceros a la red) o no pertenecientes al sistema (acceso negociado) se considera clave para el desarrollo de este nuevo mercado y la aparición de nuevas actividades emergentes que lleva consigo.

De esta perspectiva, se debería reflexionar sobre la adecuación de la normativa actual a los nuevos usos de las instalaciones reguladas gasistas que surjan como consecuencia de la implantación de las demanda de GNL con destino a buques.

Se muestra en la siguiente tabla un resumen de las actividades existentes en la actual cadena de suministro de GNL, en las que aparecen agentes que ya contempla el Sistema Gasista Nacional (transportista, distribuidor) junto con agentes que, con este planteamiento, por coherencia podrían aparecer (distribuidor de GNL).

Igualmente se muestran aquellas actividades para las que se debería estudiar la posibilidad de desarrollar regulación de forma coherente con la actual regulación del sistema.

Las actividades sombreadas en gris son las que a día de hoy se están realizando para dar servicio, tanto al mercado de gas natural, como a las estaciones de servicio de GNL, y a buques en las experiencias piloto.

Para mejorar la comprensión de la tabla, se definen los términos de:

- **Terminal de almacenamiento perteneciente al sistema:** Instalaciones de almacenamiento de GNL que permiten la carga y descarga de camiones cisternas, buques de suministro de GNL o la alimentación de una red de distribución de GNL perteneciente al sistema gasista. Dichas terminales podrían resultar de la adaptación de las plantas satélites o por nueva construcción, dentro o fuera del dominio público portuario. Sería un nuevo elemento del sistema gasista que por coherencia con el actual diseño quedaría vinculado a la actividad de distribución. Sería necesario definir un peaje de carga de cisternas y buques de suministro, así como revisar la retribución de estas instalaciones.
- **Depósito no perteneciente al sistema:** Instalaciones de almacenamiento de GNL que permiten la carga y descarga de camiones cisternas, buques de suministro de GNL o la alimentación de una red de distribución de GNL no perteneciente al sistema. Dichas terminales podrían resultar de la adaptación de las plantas satélite que no forman parte de la red de distribución de gas natural o por



nueva construcción, dentro o fuera del dominio público portuario, Quedarían sometidas solo a voluntad de la iniciativa privada, pero deberían permitir el acceso de terceros en condiciones negociadas y transparentes.

- **Red de distribución de GNL:** Se considera red de distribución de GNL a las canalizaciones destinadas a conectar cualquiera de los depósitos anteriores, fijos o móviles, con el buque al que se suministra el GNL. Esta actividad puede realizarse bien dentro del mercado o fuera de él. Es una nueva actividad para la que será necesario reflexionar acerca de la posibilidad de incluirla dentro de las actividades reguladas.
- **Buque de suministro de GNL:** Buque destinado al suministro de GNL a otros buques. Similar a las cisternas.

	PRODUCTO	ORIGEN	AGENTE DE ORIGEN	PEAJE ¹³	PRODUCTO	DESTINO	AGENTE DE DESTINO	PEAJE	REGULADA
TRANSPORTE, DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION GNL	GNL	BUQUE (METANERO)	COMERCIALIZADOR	PEAJE DE DESCARGA DE BUQUES	GNL	TERMINAL DE IMPORTACION	TRANSPORTISTA	-	SI
	GNL	BUQUE (METANERO)	COMERCIALIZADOR	A DETERMINAR	GNL	TERMINAL DE ALMACENAMIENTO PERTENECIENTE AL SISTEMA	DISTRIBUIDOR	-	A DETERMINAR
	GNL	BUQUE (METANERO)	COMERCIALIZADOR	CONDICIONES TRANSPARENTES	GNL	DEPOSITO NO PERTENECIENTE AL SISTEMA	PROPIETARIO PRIVADO	-	NO
	GNL	TERMINAL DE IMPORTACION	TRANSPORTISTA		GNL	RED DE DISTRIBUCION GNL	DISTRIBUIDOR GNL	A DETERMINAR	A DETERMINAR
	GNL	TERMINAL DE IMPORTACION	TRANSPORTISTA		GNL	BUQUE DE SUMINISTRO GNL	DISTRIBUIDOR GNL	A DETERMINAR	A DETERMINAR
	GNL	TERMINAL DE IMPORTACION	TRANSPORTISTA	SI	GNL	CAMIÓN CISTERNA	COMERCIALIZADOR	PEAJE DE CARGA DE CISTERNA	NO
	GNL	TERMINAL DE ALMACENAMIENTO PERTENECIENTE AL SISTEMA	DISTRIBUIDOR	-	GNL	RED DE DISTRIBUCION GNL	DISTRIBUIDOR GNL	A DETERMINAR	A DETERMINAR
	GNL	TERMINAL DE ALMACENAMIENTO PERTENECIENTE AL SISTEMA	DISTRIBUIDOR	-	GNL	BUQUE DE SUMINISTRO GNL	DISTRIBUIDOR GNL	A DETERMINAR	A DETERMINAR
	GNL	TERMINAL DE ALMACENAMIENTO PERTENECIENTE AL SISTEMA	DISTRIBUIDOR	-	GNL	CAMIÓN CISTERNA	COMERCIALIZADOR	A DETERMINAR	A DETERMINAR
	GNL	DEPOSITO NO PERTENECIENTE AL SISTEMA	PROPIETARIO PRIVADO	-	GNL	RED DE DISTRIBUCION GNL	DISTRIBUIDOR GNL	CONDICIONES TRANSPARENTES	NO
	GNL	DEPOSITO NO PERTENECIENTE AL SISTEMA	PROPIETARIO PRIVADO	-	GNL	BUQUE DE SUMINISTRO GNL	DISTRIBUIDOR GNL	CONDICIONES TRANSPARENTES	NO
	GNL	DEPOSITO NO PERTENECIENTE AL SISTEMA	PROPIETARIO PRIVADO	-	GNL	CAMIÓN CISTERNA	COMERCIALIZADOR	CONDICIONES TRANSPARENTES	NO
	GNL	RED DE DISTRIBUCION GNL	DISTRIBUIDOR GNL	-	GNL	BUQUE CONSUMIDOR	CLIENTE	A DETERMINAR	A DETERMINAR
	GNL	BUQUE DE SUMINISTRO GNL	DISTRIBUIDOR GNL	-	GNL	BUQUE CONSUMIDOR	CLIENTE	A DETERMINAR	A DETERMINAR
	GNL	CAMIÓN CISTERNA	COMERCIALIZADOR	-	GNL	BUQUE CONSUMIDOR	CLIENTE	NO	NO

Fuente: Elaboración propia

Tabla 19. Cadena de suministro de GNL. Nuevas Actividades
¹³ Peajes según Orden IET/2466/2013 y Orden IET/2445/2014

Para promover el desarrollo de estas actividades, se propone explorar los siguientes ámbitos de medidas:

■ **Ayudas directas.**

- ◆ Programa de inversiones para la realización de estudios de viabilidad para la adaptación de las plantas satélite (determinación del inventario de plantas satélite con capacidad de almacenamiento suficiente para permitir el uso compartido y viabilidad de su transformación para la carga de cisternas de GNL).
- ◆ Programa de inversiones para la realización de experiencias piloto de suministro a cisternas y buques de suministro desde las terminales de importación y/o almacenamiento situadas en los puertos del sistema portuario de interés general.

■ **Incentivos fiscales.**

- ◆ Bonificaciones comerciales en las tasas de actividad, utilización y ocupación a los propietarios de depósitos que acometan la transformación de los mismos para permitir la carga de cisternas y buques de suministro de GNL.

■ **Apoyo financiero.**

- ◆ Creación de líneas de crédito específicas por parte del BEI, IDAE, etc. para la estrategia nacional de adaptación de la cadena logística de suministro de GNL.

■ **Medidas normativas.**

- ◆ Identificación y superación de las barreras legales que dificulten el impulso de la actividad de almacenamiento intermedio y distribución de GNL. En este sentido cabe analizar la actual regulación del sector y su posible adecuación para dar cabida a las nuevas actividades del sistema relativas al suministro del GNL a buques.
- ◆ Desarrollo de especificaciones técnicas asociadas a los procedimientos de carga de cisternas y buques de suministro desde depósitos fijos o móviles.

■ **Medidas estratégicas.**

- ◆ Revisión de la planificación del sector gasista para sincronizar el desarrollo de las infraestructuras necesarias con el sistema gasista nacional.

Además se deja la puerta abierta a otras metodologías para la selección de incentivos, por ejemplo, una basada en los estudios de demanda y en los resultados de los proyectos piloto.

7.3.4. OTRAS CONSIDERACIONES. AYUDAS DE ESTADO

En la medida que se planteen medidas de componente económica, se deberá analizar si estas entran dentro del concepto de ayuda de estado, y si es así, si el procedimiento de otorgamiento es viable de acuerdo con lo establecido en el artículo 107 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea sobre ayudas otorgadas a los estados, que impide el otorgamiento de ayudas que falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones.

La Comunicación C(2004) 43 de la Comisión, “Directrices comunitarias sobre ayudas de Estado al transporte marítimo”, impone límites para la concesión de subvenciones destinadas a la renovación de la flota de acuerdo con el mencionado artículo.

La ayuda a la inversión en nuevos buques debe ajustarse, en cualquier caso, a lo dispuesto en el Reglamento (CE) nº 1540/98 o a cualquier otra normativa comunitaria que lo sustituya. No obstante, de conformidad con las presentes directrices, podrán autorizarse las ayudas a la inversión en determinadas circunstancias, con arreglo a la política comunitaria de seguridad marítima, para mejorar el equipo de los buques inscritos en los registros de los Estados miembros y para fomentar el uso de buques fiables y no contaminantes. Por lo tanto, podrán autorizarse incentivos para que los buques registrados en la Comunidad rebasen el cumplimiento de las normas obligatorias de seguridad y medio ambiente establecidas en los convenios internacionales y anticipen la aplicación de normas más estrictas ya acordadas, de tal forma que refuercen los controles correspondientes. Estas ayudas deberán ajustarse, cuando proceda, a las disposiciones comunitarias aplicables a la construcción naval.

Habida cuenta de que el sector transporte marítimo es extremadamente móvil, las ayudas regionales a las compañías marítimas de las regiones menos favorecidas, que generalmente adoptan la forma de ayudas a la inversión para las compañías que invierten en estas regiones, sólo podrán autorizarse si todo indica que redundarán en beneficio de estas regiones en un plazo razonable. Sólo podrán autorizarse estas ayudas a la inversión para las compañías marítimas de las regiones menos favorecidas si también se ajustan a las normas sobre las ayudas regionales.

7.4. RECURSOS NECESARIOS PARA EL IMPULSO DEL MERCADO DE GNL

Es necesario avanzar en la estandarización de los equipos y procedimientos operacionales necesarios para el suministro de GNL a los buques, para facilitar la implantación de tales tecnologías a bordo en los barcos y garantizar la seguridad en el suministro.

Además, es importante tener en cuenta que el transporte marítimo es un negocio internacional, por lo que la implantación del GNL como combustible en los buques requiere una armonización internacional. Por tanto la normativa tiene que adaptarse continuamente a las nuevas necesidades, nueva percepción del riesgo o bien ajustarse a raíz de su experiencia en la implementación.

En el Anexo E de este documento se especifican las normas y directrices más relevantes que existen actualmente para el suministro de GNL para uso marítimo, relacionadas con las infraestructuras en tierra y el abastecimiento de combustible.

A pesar de la profusión de normativa y legislación existente relacionada con la actividad de suministro de GNL, muchas de las actividades, materiales y equipos implicados no disponen aún de ninguna regulación específica, existiendo únicamente guías y procedimientos generales.

En la tabla siguiente se ponen de manifiesto los aspectos no cubiertos aún con el detalle suficiente por la normativa actual para un adecuado desarrollo del suministro de GNL, así como el organismo responsable de su implementación, existiendo en algunos casos recomendaciones o guías que no tienen rango de norma o no son de obligado cumplimiento.

ASPECTO	NORMA / GUÍA GENERAL EXISTENTE	ORGANISMO RESPONSABLE DEL DESARROLLO
Sistemas e instalaciones para suministro de GNL	ISO TS 18863:2015	ISO TC 67 WG 10 CEN TC 282
Definición del proceso de suministro	Guías generales para suministro STS sin rango de norma	ISO TC 67 WG 10 CEN TC 282
Definición de la interfaz para el suministro	ISO 28460	ISO TC 67 WG 10 CEN TC 282
Seguridad de las operaciones de suministro	IGF Code ISO 28460	ISO TC 67 WG 10 CEN TC 282
Training del personal	IGF Code STCW Code	OMI SIGTTO

Fuente: Almazán Ingenieros S.L.

Tabla 20. Aspectos no cubiertos por la normativa actual

Entre las normativas mencionadas, la más relevante es la norma ISO 18683 “Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships”. En el documento existente (ISO/TS 18683), de 2015, se incluyen todos los avances realizados por el ISO TC-67 WG-10 hasta la fecha.

Dicha norma es la más completa, ya que sus directrices son aplicables a todos los elementos intervinientes en el suministro de GNL a buques (parte terrestre, interfaz, y barco), así como a todos los modos de suministro (STS, TTS y PTS), tal y como se puede ver en el siguiente gráfico.

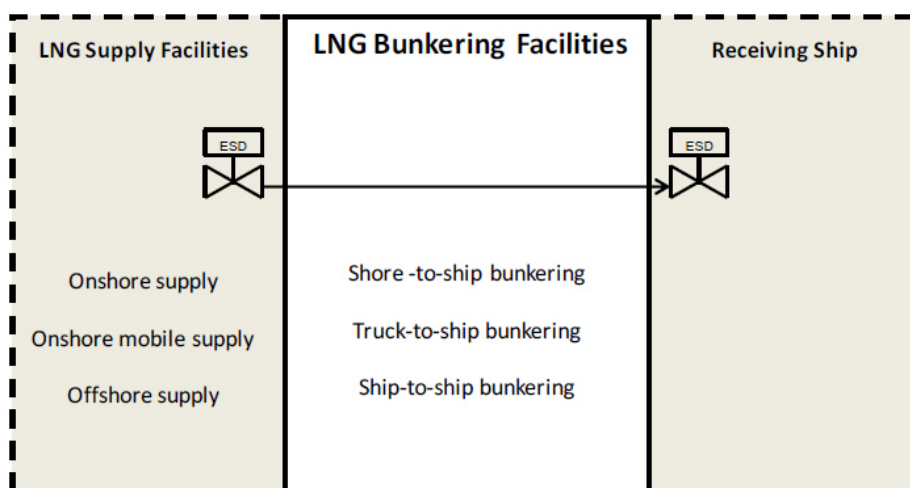


Figura 14. Alcance de la norma ISO/TS 18638

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

Aunque como ya se ha comentado anteriormente AENOR ha creado un Grupo de Trabajo para la normalización de los distintos procedimientos para el suministro de GNL a buques, es necesario seguir avanzando en la identificación de especificaciones técnicas y procedimientos necesarios para la utilización del GNL en este ámbito, y así desarrollarlas y establecerlas de obligado cumplimiento.

A día de hoy el borrador de norma sobre el suministro de GNL a buques como combustible (PNE 27005) tiene carácter orientador y está subordinado a lo que, en cada momento, establezca la legislación vigente que sobre esta materia pueda aprobarse. Actualmente, el borrador disponible tiene la siguiente estructura:

- Requisitos de diseño del suministro
- Gestión del riesgo
- Cualificación del personal
- Proceso de suministro de GNL
- Medidas de seguridad
- Plan de emergencias
- Medición del GNL suministrado

Este borrador de norma está en tramitación interna de AENOR, aunque actualmente el proceso para que dicha norma se convierta en oficial española, se encuentra bloqueado.

Por otro lado, la Unión Europea ha encargado a EMSA (European Maritime Safety Agency) el desarrollo de una guía con un alcance similar, por lo que independientemente de la tramitación a nivel nacional, el Grupo de Trabajo ha decidido enviar el borrador de la norma AENOR a EMSA para que sirva de base al desarrollo de la guía europea.

Además de la necesaria estandarización de procedimientos y equipos, es imprescindible desarrollar programas de formación orientados a:

- Diseño y construcción de nuevos buques (astilleros).
- Operaciones de suministro de GNL a buques (zonas portuarias).
- Tripulaciones de buques propulsados por GNL.



Anexo A. Acrónimos y Siglas

Acrónimos y siglas

AP: Autoridad Portuaria

AENOR: Asociación Española de Normalización y Certificación

BEI: Banco Europeo de Inversiones

CEN: European Committee for Standardization (Comité Europeo de Normalización)

CE: Comisión Europea

CO₂: Dióxido de Carbono

COVs: Compuestos de Orgánicos Volátiles

CTS: Container to Ship (Contenedor a Buque)

DGMM: Dirección General de la Marina Mercante

EGR: Exhaust Gas Recirculation

EMSA: European Maritime Safety Agency

ESI: Environmental Ship Index

GASNAM: Asociación Ibérica de Gas Natural para la Movilidad

GN: Gas Natural

GNC: Gas Natural Comprimido

GNL: Gas Natural Licuado

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IRPF: Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas

ISO: International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización)

IT: Instalaciones tipo

I+D+i: Investigación, Desarrollo e innovación

kWh: Kilovatio-hora

MMA: Masa Máxima Autorizada

MS: Motor ship (barco a motor)

NOx: Óxidos de Nitrógeno

OMI: Organización Marítima Internacional

PM: Particulate matter

PTS: Pipeline /Terminal/ Port to Ship (Tubería/Terminal/Puerto a Buque)

PSV: Platform Supply Vessel

Ri: Retribución a la inversión

Ro: Retribución a la operación

RTE-T: Red Transeuropea de Transporte

SCR: Selective Catalytic Reduction

SIGTTO: Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (Sociedad de Transporte de Gas Internacional y Operadores de Terminales)

SOx: Óxidos de Azufre

SSS: Short Sea Shipping (Transporte Marítimo de Corta Distancia)

STCW: International Convention on Standards of Training, Certification and Watchkeeping for Seafarers (Convenio Internacional sobre Normas de Formación, Titulación y Guardia para la Gente de Mar)

STS: Ship to Ship (Buque a Buque)

TEU: Twenty-foot Equivalent Unit (Unidad Equivalente a Veinte Pies)

TIC: Tecnologías de la información y la comunicación

TPM: Tonelaje de Peso Muerto

TTS: Truck to Ship (Camión a Buque)

ULCC: Ultra Large Crude Carrier (Superpetroleros)

VE: Vehículo Eléctrico

VFU: Vehículos Fuera de Uso

VLCC: Very Large Crude Carrier (Petroleros)

WPCI: World Ports Climate Initiative



Anexo B. Documentación de Referencia

TÍTULO DEL DOCUMENTO	REDACTOR	AÑO	USO
Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos	Jefatura de Estado	Última modificación Mayo 2015	Definición del Sistema Gasista Nacional
Información básica de los sectores de la energía — 2014	CNMC	2014	Elementos físicos que pertenecen al sistema Gasista Nacional. Funcionamiento del sistema
El Sistema Gasista Español. Informe 2015	Enagás	2015	Infraestructuras actuales de GNL en España
El Sistema Gasista Español	Enagás	Marzo 2014	Análisis de la oferta de GNL en España
2012 – 2015 Triennium Work Report LNG as Fuel Program Committee D2	International Gas Union	Junio 2015	Definiciones y conceptos a nivel internacional del uso de GNL como combustible marino a nivel de usuario final en la cadena de suministro
2012 – 2015 Triennium Work Report Small Scale LNG Program Committee D3	International Gas Union	Junio 2015	Mapa de distribución de GNL Small Scale 2015 y corredores de la RTE-T
LNG in Baltic Sea Ports (2011-EU-21005-S)	Autoridades Portuarias de Aarhus, Helsingborg, Helsinki, Malmö-Copenhague, Tallinn, Turku y Estocolmo	2014	Características de repostaje por tipo de buque
North European LNG Infrastructure Project. A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations	Danish Maritime Authority	Mayo 2012	Sistemas de suministro de GNL a buques
DNV Report Shipping 2020	Det Norske Veritas	2012	Análisis de la demanda en el contexto internacional
Feasibility of LNG as a Fuel for the Mediterranean SSS Fleet: Profitability, Facts and Figures	Fundación Valeciaport	Marzo 2015	Análisis de la demanda en el contexto nacional
DNV GL - LNG fuelled vessels. Ship list - Vessels in operation and vessels on order	Det Norske Veritas - Germanischer Lloyd	Marzo 2016	Listado de buques en operación y en cartera de pedidos
Norwegian NOx Fund as a driving force for LNG use	NO _x -Fond	Enero 2014	Fondo Noruego de NO _x
http://esi.wpci.nl/Public/Home http://wpci.iaphworldports.org/	WPCI		- Programas en curso que incentivan el uso del GNL como combustible marino: - Fondo Noruego de NO_x. - Ayudas a la inversión en Finlandia. - Diferenciación en tasas portuarias en Suecia y Canadá. - Índice ESI (nivel internacional).
ISO/TS 18683 "Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships"	ISO	Enero 2015	Directrices aplicables a todos los elementos intervinientes en el suministro de GNL a buques
PNE 27005 "Suministro de gas natural licuado como combustible marino"	AENOR	Julio 2015	Requisitos técnicos y procedimientos en las operaciones de suministro de GNL a buques
Estudio sobre el Suministro de GNL a buques mediante camión	Almazán Ingenieros S.L.	Septiembre 2014	Recursos necesarios para el impulso del mercado de GNL



TÍTULO DEL DOCUMENTO	REDACTOR	AÑO	USO
https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest http://ec.europa.eu/transport/marcopolo/	Comisión Europea		Listado de proyectos subvencionados por la UE sobre GNL



Anexo C. Listado de Buques Propulsados con Combustible GNL en Operación en el Mundo y Cartera de Pedidos Confirmados

AÑO ¹⁴	TIPO DE BUQUE ¹⁵	ARMADOR	SOCIEDAD DE CLASIFICACIÓN	ESTADO
2000	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2003	PSV	Simon Møkster	DNV GL	En operación
2003	PSV	Eidesvik	DNV GL	En operación
2006	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2007	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2007	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2007	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2007	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2008	PSV	Eidesvik Shipping	DNV GL	En operación
2009	PSV	Eidesvik Shipping	DNV GL	En operación
2009	Car/passenger ferry	Tide Sjø	DNV GL	En operación
2009	Car/passenger ferry	Tide Sjø	DNV GL	En operación
2009	Car/passenger ferry	Tide Sjø	DNV GL	En operación
2009	Patrol vessel	Remøy Management	DNV GL	En operación
2009	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2010	Patrol vessel	Remøy Management	DNV GL	En operación
2010	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2010	Patrol vessel	Remøy Management	DNV GL	En operación
2010	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2010	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2010	Car/passenger ferry	Fosen Namsos Sjø	DNV GL	En operación
2011	PSV	DOF	DNV GL	En operación
2011*	Oil/chemical tanker	Tarbit Shipping	DNV GL	En operación
2011	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2011	PSV	Solstad Rederi	DNV GL	En operación
2012*	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV GL	En operación
2012	PSV	Eidesvik	DNV GL	En operación
2012	PSV	Olympic Shipping	DNV GL	En operación
2012	PSV	Island Offshore	DNV GL	En operación
2012	General Cargo	Nordnorsk Shipping	DNV GL	En operación
2012	PSV	Eidesvik Shipping	DNV GL	En operación
2012	PSV	Island Offshore	DNV GL	En operación

¹⁴ * Proyecto de conversión.

¹⁵ Excluidos buques metaneros y buques de navegación interior. Actualizado a 21 de Marzo de 2016.

AÑO ¹⁴	TIPO DE BUQUE ¹⁵	ARMADOR	SOCIEDAD DE CLASIFICACIÓN	ESTADO
2012	Car/passenger ferry	Torghatten Nord	DNV GL	En operación
2012	Car/passenger ferry	Torghatten Nord	DNV GL	En operación
2012	Car/passenger ferry	Torghatten Nord	DNV GL	En operación
2013	PSV	REM	DNV GL	En operación
2013	RoPax	Viking Line	LR	En operación
2013	Car/passenger ferry	Torghatten Nord	DNV GL	En operación
2013	Tug	Incheon Port Authority	KR	En operación
2013	General Cargo	Eidsvaag	DNV GL	En operación
2013	RoPax	Fjordline	DNV GL	En operación
2013	High speed RoPax	Buquebus	DNV GL	En operación
2013	Tug	CNOOC	CCS	En operación
2013	Tug	CNOOC	CCS	En operación
2013	Car/passenger ferry	Norled	DNV GL	En operación
2014	Car/passenger ferry	Norled	DNV GL	En operación
2014	Tug	Buksér & Berging	DNV GL	En operación
2014	RoPax	Fjordline	DNV GL	En operación
2014	Patrol vessel	Finish Border Guard	DNV GL	En operación
2014	Tug	Buksér & Berging	DNV GL	En operación
2014	Gas carrier	Anthony Veder	BV	En operación
2014	Gas carrier	Anthony Veder	BV	En operación
2014	PSV	Remøy Shipping	DNV GL	En operación
2014	General Cargo	Egil Ulvan Rederi	DNV GL	En operación
2014	General Cargo	Egil Ulvan Rederi	DNV GL	En operación
2014	PSV	Siem Offshore	DNV GL	En operación
2015	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	En operación
2015	Ro-Ro	Norlines	DNV GL	En operación
2015	Car/passenger ferry	Samsøe municipality	DNV GL	En operación
2015	PSV	Simon Møkster Shipping	DNV GL	En operación
2015	PSV	Siem Offshore	DNV GL	En operación
2015	Ro-Ro	Norlines	DNV GL	En operación
2015*	Oil/chemical tanker	Bergen Tankers	LR	En operación
2015	Car/passenger ferry	Society of Quebec ferries	LR	En operación
2015	Gas carrier	Evergas	BV	En operación
2015	Gas carrier	Evergas	BV	En operación
2015	Tug	CNOOC	CCS	En operación

AÑO ¹⁴	TIPO DE BUQUE ¹⁵	ARMADOR	SOCIEDAD DE CLASIFICACIÓN	ESTADO
2015*	Car/passenger ferry	AG Ems	DNV GL	En operación
2015	Tug	NYK	NK	En operación
2015	Gas carrier	Chemgas Shipping	BV	En operación
2015	Gas carrier	Evergas	BV	En operación
2015	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	En operación
2015	Container ship	TOTE Shipholdings	ABS	En operación
2015	Car/passenger ferry	AG EMS	DNV GL	En operación
2015	Bulk ship	Erik Thun	LR	En operación
2016	Container ship	TOTE Shipholdings	ABS	En operación
2016	Car/passenger ferry	Society of Quebec ferries	LR	Confirmado
2016	Car/passenger ferry	Society of Quebec ferries	LR	Confirmado
2016	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	Confirmado
2016	Tug	CNOOC	CCS	Confirmado
2016	Tug	Drydocks World		Confirmado
2016	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	Confirmado
2016	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	Confirmado
2016	PSV	Siem Offshore	DNV GL	Confirmado
2016	PSV	Siem Offshore	DNV GL	Confirmado
2016*	Oil/chemical tanker	Furetank Rederi	BV	Confirmado
2016	Gas carrier	Evergas	BV	Confirmado
2016	Gas carrier	Evergas	BV	Confirmado
2016	Gas carrier	Evergas	BV	Confirmado
2016	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	Confirmado
2016	Icebreaker	Finnish Transport Agency	LR	Confirmado
2016	PSV	Siem Offshore	DNV GL	Confirmado
2016	PSV	Siem Offshore	DNV GL	Confirmado
2016	Gas carrier	Chemgas Shipping		Confirmado
2016	Oil/chemical tanker	Terntank	BV	Confirmado
2016	Oil/chemical tanker	Terntank	BV	Confirmado
2016	Oil/chemical tanker	Terntank	BV	Confirmado
2016*	Ro-Ro	TOTE Shipholdings	ABS	Confirmado
2016	Car carrier	UECC	LR	Confirmado
2016	Car carrier	UECC	LR	Confirmado
2016	Car/passenger ferry	Boreal	DNV GL	Confirmado
2016	Car/passenger ferry	Boreal	DNV GL	Confirmado

AÑO ¹⁴	TIPO DE BUQUE ¹⁵	ARMADOR	SOCIEDAD DE CLASIFICACIÓN	ESTADO
2016	Container ship	GNS Shipping	ABS	Confirmado
2016	Container ship	GNS Shipping	ABS	Confirmado
2016	Ro-Ro	Searoad Holdings	DNV GL	Confirmado
2016	Car/passenger ferry	BC Ferries	LR	Confirmado
2016	Car/passenger ferry	BC Ferries	LR	Confirmado
2016	Gas carrier	Ocean Yield	DNV GL	Confirmado
2016	Gas carrier	Ocean Yield	DNV GL	Confirmado
2016	Gas carrier	Ocean Yield	DNV GL	Confirmado
2016	Car/passenger ferry	Seaspan Ferries Corp.	BV	Confirmado
2016	Car/passenger ferry	Seaspan Ferries Corp.	BV	Confirmado
2016	Gas carrier	Navigator Gas	ABS	Confirmado
2016	Gas carrier	Navigator Gas	ABS	Confirmado
2016	Gas carrier	Navigator Gas	ABS	Confirmado
2016	Gas carrier	Navigator Gas	ABS	Confirmado
2016*	RoPax	Baleària	BV	Confirmado
2016	Dredger	DEME	BV	Confirmado
2016	Dredger	DEME	BV	Confirmado
2016*	Container ship	Wessels Reederei	BV	Confirmado
2016	Hopper Barge	Bremenports	DNV GL	Confirmado
2017	Cable layer	DEME Tideway	DNV GL	Confirmado
2017	Gas carrier	Evergas	BV	Confirmado
2017	Gas carrier	Evergas	BV	Confirmado
2017	Tug	Østensjø Rederi		Confirmado
2017	Tug	Østensjø Rederi		Confirmado
2017	Tug	Østensjø Rederi		Confirmado
2017	RoPax	Rederi AB Gotland	DNV GL	Confirmado
2017	Car/passenger ferry	Caronte & Tourist	RINA	Confirmado
2017	Oil/chemical tanker	Groupe Desgagnés	BV	Confirmado
2017	Oil/chemical tanker	Groupe Desgagnés	BV	Confirmado
2017	Container ship	GNS Shipping	ABS	Confirmado
2017	Container ship	GNS Shipping	ABS	Confirmado
2017	Car/passenger ferry	BC Ferries	LR	Confirmado
2017	Oil/chemical tanker	Terntank	BV	Confirmado
2017	Container ship	Crowley Maritime Corp.	DNV GL	Confirmado
2017	Container ship	Crowley Maritime Corp.	DNV GL	Confirmado

AÑO ¹⁴	TIPO DE BUQUE ¹⁵	ARMADOR	SOCIEDAD DE CLASIFICACIÓN	ESTADO
2017	RoPax	Tallink	BV	Confirmado
2017	Container ship	Brodosplit	DNV GL	Confirmado
2018	Container ship	Brodosplit	DNV GL	Confirmado
2018	Bulk ship	ESL Shipping	DNV GL	Confirmado
2018	Bulk ship	ESL Shipping	DNV GL	Confirmado
2018	Container ship	Brodosplit	DNV GL	Confirmado
2018	Container ship	Brodosplit	DNV GL	Confirmado
2018	Car/passenger ferry	CHFS	LR	Confirmado
2018	Car/passenger ferry	CHFS	LR	Confirmado
2018*	Ro-Ro	TOTE Shipholdings	ABS	Confirmado
2018	RoPax	Rederi AB Gotland	DNV GL	Confirmado
2018	General Cargo	Nordnorsk Shipping		Confirmado
2018	Container ship	Containerships	ABS	Confirmado
2018	Container ship	Containerships	ABS	Confirmado
2018	Heavy lift vessel	Heerema Offshore	LR	Confirmado
2018	Oil/chemical tanker	Furetank Rederi		Confirmado
2018	Oil/chemical tanker	Furetank Rederi		Confirmado
2018	DEME	Dredger		Confirmado
2018	Cruise ship	Carnival Corporation	RINA	Confirmado
2019	Cruise ship	Carnival Corporation	RINA	Confirmado
2019	Oil/chemical tanker	Älvtank		Confirmado
2019	Oil/chemical tanker	Thun Tankers		Confirmado
2019	RoPax	Baleària	BV	Confirmado
2020	Cruise ship	Carnival Corporation	RINA	Confirmado
2022	Cruise ship	Carnival Corporation	RINA	Confirmado



Anexo D. Listado de Proyectos Subvencionados por la UE sobre GNL

PROJECT CODE	PROJECT TITLE	TYPE	TRANSPORT MODE(S)	ACTUAL START DATE	TOTAL PROJECT COST COVERED BY THIS DECISION IN €	COMMISSION SUPPORT IN €	DESCRIPTION
2014-ES-TM-0593-S	LNG Technologies and Innovation for Maritime Transport (GAINN 4 Ship Innovation)	Works	Port	01/01/2015	15.025.564	7.512.782	The proposal aims to retrofit a high-speed craft (HSC) ropax vessel so that it will be fuelled by a mix of 75% LNG and 25% diesel. The prototype will be the first case in the world of a retrofitted HSC ropax vessel that maintains all the features needed in the liner service where the ship is deployed whilst increasing service quality. The Action will support the definition of environmental indicators for LNG retrofitted vessels, the definition of bunkering technical solutions, the control of methane emission release to the atmosphere for the LNG retrofitted vessels and the selection of shipyards where the LNG prototype vessel will be retrofitted. The technological solutions that will be applied to the HSC ropax vessel will prove that using LNG as a marine fuel for the HSC fleet is possible as the vessel will maintain carrying capacity, sea-keeping, and speed, and the space needed for the engine installation will be kept to a minimum.
2014-EU-TM-0095-W	RealLNG: Turning LNG as marine fuel into reality in the North Sea-Baltic region	Works	Port	01/01/2014	40.065.856	13.082.775	As of January 2015 a new sulphur regulation entered into force, limiting sulphur emissions from ships in the Sulphur Emission Control Area (SECA) area. This Action aims to ensure deployment of LNG in the area, by providing a bunkering vessel and LNG-related infrastructure in the port of Rotterdam and Port of Lubeck. This is a horizontal wider benefits action, under Motorways of the Sea. The proposed RealLNG action consists of designing, building and operating a maritime LNG bunker vessel and as well as necessary port investment for LNG bunkering. In addition, training courses and pilot trainings rolled out in the field of LNG operations will be developed. The action shall contribute to the implementation of the SECA and MARPOL regulations by promoting an environmentally beneficial fuel for short sea shipping.
2014-EU-TM-0120-W	HEKLA – Helsingborg & Klaipeda LNG Infrastructure Facility Deployment	Works	Port	01/01/2015	28.711.788	10.195.241	This Action is the second phase of the Global Project, aiming at developing a Liquefied Natural Gas network within the Baltic Sea region so as to create a viable and alternative fuel source for vessels. This wider benefit MoS Action encompasses physical investments into an LNG bunkering infrastructure in the Helsingborg and Klaipeda ports, which are part of the Core Network of Maritime ports located on the ScandinavianMediterranean and North-Baltic Sea Core Network Corridors respectively. A liquefaction plant with storage tank will be built in the port of Helsingborg, while an onshore LNG reloading station, enabling the direct bunkering to vessels as well as to LNG auto-trailers will be built in the Port of Klaipėda. Their development significantly advances the Global Project of developing an LNG bunkering network in the ports of the Baltic Sea region, use of which will stimulate investment into a more sustainable maritime transport according to National and EU legislation.
2014-EU-TM-0383-S	Pilot LNG-powered multipurpose Ro-Ro ship	Study / Works	Port	01/01/2014	7.480.000	3.740.000	The Action, a study including a pilot deployment, relates to the very first built LNGpowered Ro-Ro multipurpose ship to be in operation in Northern European EU waters and ports, mainly Netherlands, Belgium, Germany, Denmark and the UK, for both inland and marine navigation. The Action will contribute to the development of environmentally-friendly transport means to meet resource-efficiency and sustainable mobility-related objectives. It will serve parts of the Core as well as the Comprehensive Network. The lessons learnt during planning, construction and demonstration will be transferable to other types of LNG-converted and/ or new vessels at EU level. The Action will lay the required foundation for deployment of a larger scale and a suitable market roll out of this innovative and efficient and flexible marine vessel.

PROJECT CODE	PROJECT TITLE	TYPE	TRANSPORT MODE(S)	ACTUAL START DATE	TOTAL PROJECT COST COVERED BY THIS DECISION IN €	COMMISSION SUPPORT IN €	DESCRIPTION
2014-EU-TM-0698-M	Sustainable LNG Operations for Ports and Shipping - Innovative Pilot Actions (GAINN4MOS)	Study / Works	Port	01/01/2015	41.314.934	19.191.067	GAINN4MOS is a twinned Action among a number of Member States which contributes to the implementation of the LNG bunkering project in the Atlantic and the Mediterranean by: 1. Providing the core ports of Koper, La Spezia, Venezia, Fos-Marseille and Nantes-Saint Nazaire with initial pilot infrastructures (in the first 3 cases) and fully operational LNG bunkering stations (in the last 2 cases) required to comply with Directive 2014/94/EU on the deployment of alternative fuels infrastructure. 2. Providing tested technologies that can be used to retrofit and/or build a large percentage of the short-sea fleet deployed in the EU Atlantic and Mediterranean. 3. Proving that bunkering barges, tugboats, general cargo and pax or Ro-Pax types of vessels can be successfully retrofitted for them to use LNG as marine fuel and that financial feasibility analyses for their operating companies after the indicators obtained in real life pilots are taken into account confirm the convenience of this choice to external sea carriers. 4. Paving the way for the implementation of LNG as fuel for ship and port machinery. 5. Increasing the competitiveness of port services and shipping by reducing their fuel operational costs. 6. Strengthening new EU niche markets associated to LNG. 7. Providing involved Member States with the practical and operational background, experience and results necessary to deal with the challenges posed by the Sulphur Directive and by the Alternative Fuel Infrastructures Directive.
2014-BE-TM-0170-S	Pilot deployment of a smart (bio-)LNG/CNG network in Flanders, investigating an innovative "mobile CNG pipeline" concept	Works	Port	01/01/2015	2.933.000	1.466.500	The Action will contribute to extend the supply of Liquefied Natural Gas (LNG) and Compressed Natural Gas (CNG) refueling stations in Belgium. A LNG/CNG refuelling network based on the innovative concept of "virtual 'mobile CNG pipeline'" will be developed. This consists of the production of CNG and LNG centrally located mother station and the road transport of L-CNG to several satellite CNG stations. The Action will test a first pilot network consisting of a mother LNG/CNG station and a satellite CNG station. The first satellite station will be located in Hoboken, next to Antwerp, close to the Core Network Corridors Rhine Alpine and North Sea Mediterranean. The location will of the mother station will be defined during the Action but will be located as well along the Core Road Network. The satellite station will be initially fed by the existing station in Kallo. The pilot network will be the subject of a study that validates the technical, economic and ecologic viability of the concept. The Action will analyze the optimal implantation of the concept on a larger scale, seeking to overcome any remaining market limitations and barriers targeting both light and heavy duty traffic.
2013-DK-92060-S	Pilot project to promote the use of LNG fuel: Installation of 200 tonne LNG tank and filling facility at the port of Hirtshals, Denmark for fuelling of passenger/cargo vessels with a view to later establishment of a larger tank at the port	Study	Port	01/03/2014	2.610.748	1.305.374	The main aim of this project is the installation of a 200 tonne/500 m ³ LNG (liquefied natural gas) storage tank and bunkering facility at the Port of Hirtshals in Denmark. It comprises the preparation of the design and the engineering of the LNG tank, preparation of an environmental survey, procurement of the tank and the equipment, the installation and the commissioning of the tank with the necessary approvals.
2013-DE-92079-S	Pilot development of an LNG propulsion system for combined passenger and freight transport with a view to provide year-round supply to the peripheral region of Helgoland	Study	Port	01/03/2014	8.350.000	4.175.000	The project concerns the construction and pilot deployment of a LNG propulsion system for a ferry between the port of Cuxhaven and the island of Helgoland. The development covers the innovative concept and design, implementation and installation of the LNG-propulsion system and its required components, as well as a pilot study on the implementation resulting in recommendations on best practices.



PROJECT CODE	PROJECT TITLE	TYPE	TRANSPORT MODE(S)	ACTUAL START DATE	TOTAL PROJECT COST COVERED BY THIS DECISION IN €	COMMISSION SUPPORT IN €	DESCRIPTION
2014-EU-TMC-0700-S	Sustainable LNG Operations for Ports and Shipping - Innovative Pilot Actions (GAINN4MOS)	-	Port	01/01/2015	1.538.500	1.307.725	GAINN4MOS is a twinned Action among a number of Member States which contributes to the implementation of the LNG bunkering project in the Atlantic and the Mediterranean by: 1. Providing the core ports of Koper, La Spezia, Venezia, FosMarseille and Nantes-Saint Nazaire with initial pilot infrastructures (in the first 3 cases) and fully operational LNG bunkering stations (in the last 2 cases) required to comply with Directive 2014/94/EU on the deployment of alternative fuels infrastructure. 2. Providing tested technologies that can be used to retrofit and/or build a large percentage of the short-sea fleet deployed in the EU Atlantic and Mediterranean. 3. Proving that bunkering barges, tugboats, general cargo and pax or Ro-Pax types of vessels can be successfully retrofitted for them to use LNG as marine fuel and that financial feasibility analyses for their operating companies after the indicators obtained in real life pilots are taken into account confirm the convenience of this choice to external sea carriers. 4. Paving the way for the implementation of LNG as fuel for ship and port machinery. 5. Increasing the competitiveness of port services and shipping by reducing their fuel operational costs. 6. Strengthening new EU niche markets associated to LNG. 7. Providing involved Member States with the practical and operational background, experience and results necessary to deal with the challenges posed by the Sulphur Directive and by the Alternative Fuel Infrastructures Directive. This part of GAINN4MOS Action concerns the engineering study of the future LNG pilot bunkering station in Rijeka (Croatia), financed by the Cohesion Fund.
2011-SE-92148-P	Fjalir project	Works	Port	16/04/2012	1.305.000	261.000	The project involves a construction of a low cost Liquefied Natural Gas (LNG) bunkering vessel, based on rebuilding the existing vessel "Fjalir". This upgraded vessel will be a flexible alternative to other state of the art technologies as well as larger scale, land based fuelling infrastructure. The vessel will operate in the Port of Stockholm. The project aims to present a viable alternative by Q3 2013 which will allow stakeholders from the shipping industry as well as port operators to evaluate and test the LNG bunkering vessel in advance of the Sulphur Emission Control Area (SECA) requirements coming into force in the Northern Europe on 1 January 2015.

PROJECT CODE	PROJECT TITLE	TYPE	TRANSPORT MODE(S)	ACTUAL START DATE	TOTAL PROJECT COST COVERED BY THIS DECISION IN €	COMMISSION SUPPORT IN €	DESCRIPTION
2011-EU-92151-S	Green technologies and eco-efficient alternatives for cranes & operations at port container terminals (GREENCRANES)	Study	Port	01/08/2012	3.688.000	1.844.000	The Action's objective is to test new technologies and alternative fuels (i.e. LNG, Hydrogen, Diesel TIER 4 and other ecofuels) including pilot deployment in existing port container terminals (PCTs), thereby contributing to mitigating climate change and reducing GHG emissions. The final objective is to enable PCTs' managers and investors, EU policy-makers, citizens and industry to understand and decide which technologies generate the best socio-economic value and have the highest potential for rapid deployment across the EU. Intending to enable quick deployment at EU level, particular attention will be given to the definition of best practices that support the swift creation of critical mass in the EU. For this purpose, the proposed Action will develop three prototypes and will pilot them based on complementary approaches: Evaluation of LNG versus Diesel TIER 4 fuel alternatives for PCT yard equipment, to be developed at Noatum Container Terminal Valencia (NCTV), Port of Valencia, Spain. Implementation of a real time energy monitoring system to control energy consumption associated to port container operations, to be developed at the Port of Koper, Slovenia. This prototype will take advantage of the requirements and procedures of the international standard ISO 50001 about energy management systems. Adaptation of a Reach Stacker vehicle to a different motorisation such as LNG, hydrogen or bio-fuels for reducing the environmental impact and energy consumption, to be developed at the Port of Livorno, Italy.
2011-ES-92138-S	Blue Corridors enHance through the Application of Natural Gas Energy	Study	Port	01/06/2012	2.216.000	1.108.000	The Action is part of a Global Project i.e. a Nantes-Saint Nazaire and Gijón Port Authorities coordinated initiative to develop the energy efficient and environmentally sustainable Atlantic Corridor (Nº 7). It aims at providing high capacity infrastructure (road, rail and intermodal nodes) linking Nantes/Paris along the French stretch of Atlantic Corridor with Gijón/Valladolid along the Spanish stretch of the corridor, together with promoting environmentally-friendly fuels. BLUE CHANGE, the Action, has as objective conducting studies to evaluate the use of Liquefied Natural Gas (LNG) as fuel in the Port of Gijón. The Action studies will include: Study of standards, regulations and legal issues Technical design studies: vessel interaction with dock LNG supply infrastructure Impact studies of introducing LNG in the Port: on port traffic, shipping industry, emissions, and business opportunities User requirements Recommendations for LNG-use introduction Implementation plan, including a business plan and an environmental study
2013-EU-21004-P	Sustainable Trelleborg-Swinousjcie MoS services based on upgrading port infrastructure, developing intermodal transport and integrating hinterland corridors	Study / Works	Port	01/01/2013	10.933.090	2.238.518	Works and studies with the objective to develop the Motorways of the Sea infrastructure at the Port of Trelleborg, upgrade ICT in Trelleborg, and prepare grounds for the construction of a liquefied natural gas (LNG) bunkering facility at Swinoujście.

PROJECT CODE	PROJECT TITLE	TYPE	TRANSPORT MODE(S)	ACTUAL START DATE	TOTAL PROJECT COST COVERED BY THIS DECISION IN €	COMMISSION SUPPORT IN €	DESCRIPTION
2013-EU-21003-S	Into the future - Baltic So2lution	Study	Port	01/10/2013	7.259.080	3.629.540	The pilot project, part of part of Priority Project 21 (Motorways of the Sea), aims to minimize the emissions of transport routes along the Motorway of the Baltic Sea. A LNG driven product tanker will act as a first test bed for the low-emission technology package, operating mainly between Sweden and Finland and stopping at 21 different ports and terminals. The project is expected to increase the demand of LNG in the area and promote the deployment of LNG bunkering infrastructure in the ports according to the EU legislation on alternative fuels infrastructure. A lack of LNG bunkering infrastructure is currently a clear bottleneck in the Baltic Sea.
2009-LT-91600-S	Feasibility study and environmental impact assessment of Klaipeda port expansion constructing the outer port	Study	Port	01/03/2009	1.000.000	500.000	The construction of an open sea outer port next to the existing port entrance was decided, in order to: • Solve port capacity bottlenecks • Build a Liquefied Natural Gas import terminal • Improve quality of life of Klaipeda citizens since the new outer port will be beyond the city boundaries • Increase competitiveness of KSS since it will be able to accommodate vessels requiring more than 15 metres depth (current max depth) In this context the main objectives of the Action are: • To assess the feasibility of the outer port and to draft design proposals for the preparation of the technical drawings of the outer port infrastructure and interfaces with land transport system • To carry out an environmental impact assessment (EIS) of the Klaipeda port expansion

Listado de Proyectos de Interés Común en la UE

PROJECT CODE	PROJECT TITLE	CLUSTER	TYPE OF TECHNOLOGY EMPLOYED
5.3	PCI Shannon LNG Terminal located between Tarbert and Ballylongford (Ireland)	-	Shannon LNG will deliver gas into the existing Bord Gáis Éireann owned national gas transmission network near Foynes, County Limerick in IE via a 26 km high pressure onshore pipeline (with a design pressure of 98 bars). The planned capacity is 117.7GWh/d.
5.16	PCI Extension of the Zeebrugge LNG terminal	-	LNG/ CNG terminal with an annual send-out capacity/additional send-out capacity of 3 BCM/year, a storage capacity/ additional storage tank of 180000 CM and a maximum ship size of 266000 CM. The new LNG tank, send-out and the new jetty will increase the capacity of LNG supply to Belgium (and to W Europe) by about 25%.
5.19	PCI Connection of Malta to the European Gas network (gas pipeline with Italy at Gela and Floating LNG Storage and Regasification Unit (FSRU))	-	New pipeline of 150 km from an offshore Floating Storage and Regasification Unit/FSRU (MT) to Sicily (IT) 4.4 MCM/day and 12 km from FSRU to Delimara (MT) with a daily capacity of 1.1 MCM/day. The characteristics of the FSRU are: Daily send-out capacity 5.5 MCM/day; Annual send-out capacity 2 BCM/year; LNG storage capacity 200000 CM LNG; Reloading facility 135000 CM LNG; Maximum ship size 135000 CM LNG.
6.5.1	LNG Regasification vessel in Krk (HR)	Belonging to cluster 6.5: Cluster Krk LNG Regasification Vessel and evacuation pipelines towards Hungary, Slovenia and Italy.	LNG terminal based on a migration concept: 1st Phase: - LNG RV – installation of receipt of LNG RV, with the correspondent annual send-out capacity of 1-2 BCM/year; 2nd Phase: - FSU – storing LNG on a vessel - onshore regasification – a segment of the future LNG terminal, with a correspondent annual send-out capacity of 2-3 BCM/year; 3rd Phase: LNG terminal onshore, with a correspondent annual send-out capacity of 4-6 BCM/year.
6.5.3	LNG evacuation pipeline Omišalj – Zlobin (HR) – Rupa (HR)/Jelšane (SI) - Kalce (SI) or	Belonging to cluster 6.5: Cluster Krk LNG Regasification Vessel and evacuation pipelines towards Hungary, Slovenia and Italy	Onshore and offshore pipeline with a total length of 103 km and a daily capacity of 46 MCM/day.
6.9.1	Alexandroupolis LNG Independent Natural Gas System	Belonging to cluster 6.9: Cluster LNG terminal in Greece	New offshore LNG FSRU near Alexandroupolis (mooring position 17,6 km) and a system of subsea and onshore pipe line with a length of 29 k m (4 km onshore and 25 km offshore), with a daily capacity of 16.8 MCM/day.
6.9.2	Aegean LNG import terminal	Belonging to cluster 6.9: Cluster LNG terminal in Greece	New floating LNG terminal in the Northern Greek region of Macedonia in the Bay of Kavala, with an annual send-out capacity of 3-5 BCM/year, a LNG storage capacity of 170.000 CM LNG.
6.19	PCI Onshore LNG terminal in the Northern Adriatic (IT)	-	New onshore LNG terminal with an annual send-out capacity of 8 BCM/year, a LNG storage capacity of 280.000 CM LNG. The maximum ship size is estimated at 145.000 CM.
6.22.2	LNG terminal in Constanta (RO)	Belonging to cluster 6.22: Cluster Azerbaijan-Georgia-Romania Interconnector project	Upgrade and extension of the AGRI pipeline between Constanta, Arad (RO) and Csanádpalota (HU), with sections both onshore and offshore. LNG terminal in Constanta (RO).



PROJECT CODE	PROJECT TITLE	CLUSTER	TYPE OF TECHNOLOGY EMPLOYED
7.3.2	LNG storage located in Cyprus [currently known as the "Mediterranean Gas Storage"]	Belonging to cluster 7.3: Cluster of gas infrastructures and associated equipment for the transportation of new sources of gas from the offshore fields in the East Mediterranean	LNG storage facility associated with the LNG terminal in Vassilikos aiming at the storage of gas from the Levantine Basin (Israel and Cyprus) in liquefied form onshore Cyprus, for further transport namely to LNG Receiving and Regasification Terminals located in the Mediterranean Sea. The storage will have a working gas volume of approximately 109 MCM/day and withdrawal/injection capacity of 18.1 MCM/day at initial capacity.
8.1.2.1	Finngulf LNG	Belonging to cluster 8.1: Cluster LNG supply in the Eastern Baltic Sea Region	New LNG terminal in Inkoo with an annual send-out capacity of 8 BCM/year at full utilisation rate. Development in stages: first part includes conventional on-shore storage tank of 165.000 m³ storage capacity (working volume 150.000 m³), connection to Finnish and Estonian (via Balticconnector) transmission pipelines, process equipment for pipeline send-out, reloading facility for bunker use and truck loading. Second stage includes enlargement of storage capacity to total of 330.000 m³ (working volume 300.000 m³). Possible to enlarge to 495.000 m³ storage capacity. The maximum ship size is about 150.000 m³. The pipeline connecting the LNG terminal to the Finnish gas transmission grid from Inkoo is of a length of about 20 km and with a daily capacity 19.2 MCM/day (includes 7.2 MCM/day to EE via Balticconnector). Connecting pipelines, metering and compressor stations are included as a part of alticconnector project.
8.1.2.2	Paldiski LNG	Belonging to cluster 8.1: Cluster LNG supply in the Eastern Baltic Sea Region	New onshore LNG terminal near Paldiski (including a reloading facility for bunkering or small scale distribution) with an annual send-out capacity of 2,5 BCM/year. The LNG storage capacity is of about 180.000 – 320.000 CM LNG and the maximum ship size of 165.000 CM LNG (or any standard LNG tanker capable to pass through the Danish Straits).
8.1.2.3	Tallinn LNG	Belonging to cluster 8.1: Cluster LNG supply in the Eastern Baltic Sea Region	New conventional onshore LNG terminal near Tallinn, at Muuga harbour (including reloading facilities: ships, barges, bio-methane and/or methane rich gas receiving, network injection facility trucks), with an annual send-out capacity of 4 – with further potential up to 8 BCM/year. The LNG storage capacity is of up to 320.000 CM LNG and the maximum ship size is of 280 m (LOA).
8.1.2.4	Latvian LNG	Belonging to cluster 8.1: Cluster LNG supply in the Eastern Baltic Sea Region	New onshore LNG terminal (SCV, fuel gas evaporator) in Riga, with an annual send-out capacity of 5 BCM/year and a LNG storage capacity of 1 x 180.000 CM LNG). The maximum ship size is of 177.000 CM.
8.6	PCI Gothenburg LNG terminal in Sweden	-	New onshore LNG terminal with an annual send-out capacity of 0,5 BCM/year and a LNG storage capacity of 20.000 CM LNG. The maximum ship size is of 30.000 CM LNG.
8.7	PCI Capacity extension of Swinoujscie LNG terminal in Poland	-	Extension of onshore LNG terminal with an annual send-out capacity of 7,5 BCM/year and a total LNG storage capacity of 3 x 160.000 CM LNG, with the construction of the third storage tank. In the first stage of the project (currently under construction), the reloading on trucks is provided (two loading bays with capacity of 95.000 t/a) while reloading for vessels is also considered. The facility is designated to receive Carriers up to 216.000 CM (Qflex vessels).



Anexo E. Normativa y Especificaciones Técnicas aplicables al Suministro de GNL a Buques

TÍTULO	RESPONSABLE	TIPO	OBJETIVO
ISO/TS 18683:2015 – Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships	ISO	ISO Technical Specification	Systems and installations for supply of LNG as fuel to ships Provisions on Safety and Training Last revision in 2015
ISO/DTS 16901 – Guidance on performing risk assessment in the design of onshore LNG installations including the Ship/Shore interface	ISO	ISO Technical Specification	Risk assessment for LNG facilities onshore and at shoreline (export & import terminals)
ISO 28640:2010 – Standard for installation and equipment for LNG – Ship to shore interface and port operations	ISO	International Standard	Onshore LNG terminals and LNG carriers
EN 1473 – Installation and equipment form LNG – Design of onshore installations	CEN	European Norm	Design onshore LNG installations with LNG storage > 200 t
EN 13645 – Installation and equipment form LNG – Design of onshore installations with a storage capacity between 5 t and 200 t	CEN	European Norm	Design onshore LNG installations with LNG storage 5 t – 200 t
EN 13766:2010 – Thermoplastic multi-layer (non-vulcanized) hoses and hose assemblies for the transfer of liquid petroleum gas and LNG – Specification	CEN	European Norm	Requirements for two types of thermoplastic multi-layer (non-vulcanized) transfer hoses and hose assemblies for carrying liquefied petroleum gas and liquefied natural gas
EN12308:1998 – Installations and equipment for LNG – Suitability testing of gaskets designed for flanges joints used on LNG piping	CEN	European Norm	This standard specifies the tests carried out in order to assess the suitability of gaskets designed for flanged joints uses on LNG pipes
SEVESO II – Directive	EC	Directive	Control of major – accident hazards for onshore installations involving dangerous substances
ADR – European agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road	UNECE	Convention	Transport of hazardous goods by road
EN 1474-1/2/3 – Installations and equipment for LNG – Design and testing of marine transfer systems	CEN	European Norm	Design of LNG transfer systems (transfer arms, hoses and offshore transfer systems)
PGS33-2 – Dutch national guidelines for LNG bunkering of ships		Dutch Guideline	Shore-to-ship LNG bunker station design
LNG Transfer Arms and Manifold Draining, Purging and Disconnection Procedure	SIGTTO	Guidelines	Purging and disconnection of rigid transfer arms in terminals
Gas as a Marine Fuel – Safety Guidelines – Bunkering	SGMF	Guidelines	Guidance on LNG bunkering operations
LNG Bunkering Guidelines	IACS	Guidelines	Guidelines on LNG Bunkering operations. Special focus on Safety and Ship-side
NFPA 59A: Standard for the production, storage and handling of LNG	US–NFPA	US Standard	Provides minimum fire protection, safety, and related requirements for the location, design, construction, security, operation, and maintenance of LNG plants
USCG NVIC No.01-2011 – Guidance related to waterfront LNG facilities	USCG	Guidance	Guidance to an applicant seeking a permit to build and operate a shore side LNG terminal
API Standard 620 (2002) – Design and construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks	API	API Standard	Specific requirements for the material, design and fabrication of tanks to be used for the storage of liquefied ethane, ethylene and methane

Table 1 — Applicable standards to components of LNG bunkering transfer system related to onshore installations

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

^a For hoses intended to be used in multiple LNG transfer configurations, due to the variety of the receiving ships for example, the criteria applied for their qualification according to EN 1474-2 shall be determined on the base of an agreed envelope to be defined between the manufacturer, the owner and the qualification body. These criteria shall be defined prior to the official qualification testing campaign is started and the qualification will be valid for the configurations covered by the agreed envelope only.

Table 2 — Applicable standards to components of LNG bunkering transfer system related to side by side installations

Component	Function	Design	Qualification test	Tests
Coupling	F3 – F8	Connection to ship's manifold	EN 1474-1, 6.9	
Hoses	F2	Transfer of LNG and natural gas	EN 1474-2	See ^a
			EN 12434	
			BS 4089	
Swivel joints	F2	Product line articulation	EN 1474-3, 6.8	New design qualification
Bearing	F2	Articulation of support structure	EN 1474-3, 6.8	ISO 28460 – EN 1474-1
ERS	F17	Emergency disconnect	EN 1474-3, 6.9 and 7.5	ISO 28460 – EN 1474-1, 8.2.2
Breakaway coupling	F17	Emergency disconnect	EN 1474-3, 6.9	EN 1474-1, 8.2.2
Loading arms	F2	Loading system	EN 1474-3, Clause 6 and Clause 8	EN 1474-3, Clause 5
Transfer system	F2, F3, F4, F8, F9, F17, F18	LNG bunkering loading solution	EN 1474-3, Clause 6 and Clause 8	ISO 28460 – EN 1474-1
			ISO 28460	
			EN 1160	
			EN 1474-1	
			OCIMF Mooring Equipment Guidelines	
			IEC 60079	
			IGC/IGF Code	
			NFPA 70	
			NFPA 58	
			NFPA 59A	
			EN 13465	
			API 2003	
			ISO/TS 16901	
			IEC 60092-502	

^a For hoses intended to be used in multiple LNG transfer configurations, due to the variety of the receiving ships for example, the criteria applied for their qualification according to EN 1474-2 shall be determined on the base of an agreed envelope to be defined between the manufacturer, the owner and the qualification body. These criteria shall be defined prior to the official qualification testing campaign is started and the qualification shall be valid for the configurations covered by the agreed envelope only.