



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA DEL GNL (GAS
NATURAL LICUADO): ESTADO DEL ARTE,
MERCADO ACTUAL Y PROSPECTIVAS DE
CALENTADORES DE COMBUSTIÓN SUMERGIDA

Autor: Gonzalo Mesa Vilallonga

Director: Alberto Escudero Rodríguez

Madrid, Julio 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis de la industria del GNL (Gas Natural Licuado): Estado del arte, mercado actual y
prospectivas del número calentadores de combustión sumergida
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Gonzalo Mesa Vilallonga

Fecha: 21/ 07/ 25

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Alberto Escudero Rodríguez

Fecha: 21/ 07/ 25



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA DEL GNL (GAS
NATURAL LICUADO): ESTADO DEL ARTE,
MERCADO ACTUAL Y PROSPECTIVAS DE
CALENTADORES DE COMBUSTIÓN SUMERGIDA

Autor: Gonzalo Mesa Vilallonga

Director: Alberto Escudero Rodríguez

Madrid, Julio 2025

ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA DEL GNL (GAS NATURAL LICUADO): ESTADO DEL ARTE, MERCADO ACTUAL Y PROSPECTIVAS DE CALENTADORES DE COMBUSTIÓN SUMERGIDA

Autor: Mesa Vilallonga, Gonzalo.

Director: Escudero Rodríguez, Alberto.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas; Técnicas Reunidas S.A.

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Gas Natural Licuado (GNL), regasificación, vaporizadores, e-metano, transición energética, biometano, seguridad energética, infraestructura energética, combustibles fósiles, descarbonización.

En un contexto global de transformación energética (donde la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero se combina con una creciente demanda de seguridad energética), el Gas Natural Licuado (GNL) ha emergido como un vector estratégico de transición. Gracias a su versatilidad logística, su menor huella de carbono frente a otros combustibles fósiles y su capacidad de abastecer mercados alejados de los grandes gasoductos, el GNL se ha consolidado como una de las fuentes de energía más relevantes en las últimas dos décadas. Países importadores como China, India o los países europeos han incrementado sustancialmente su consumo, al tiempo que grandes exportadores como Estados Unidos, Catar o Australia han multiplicado su capacidad de licuefacción para responder a esta creciente demanda.

Este trabajo se enmarca en ese contexto de expansión e incertidumbre. Por un lado, la necesidad de asegurar el suministro energético ante tensiones geopolíticas (como la guerra en Ucrania y la consiguiente reducción de las importaciones de gas ruso por parte de Europa) ha impulsado inversiones sin precedentes en infraestructuras de GNL. Por otro lado, la aceleración de la transición energética y la aparición de sustitutos renovables como el e-metano o el biometano plantean interrogantes sobre la durabilidad del modelo actual. En este escenario, resulta necesario analizar no solo el estado actual del mercado del GNL, sino también sus fundamentos técnicos, económicos y medioambientales, así como las perspectivas de evolución futura.

El objetivo principal de este trabajo es ofrecer una visión integral y crítica sobre el GNL (desde su proceso productivo hasta su papel estratégico en el sistema energético global). Para

ello, se estructura en varias secciones que abordan los distintos elementos clave de la cadena de valor del gas natural licuado. En primer lugar, se expone detalladamente el proceso técnico de producción del GNL, incluyendo la extracción, tratamiento, licuefacción, transporte y regasificación, y a los equipos utilizados. Esta sección permite comprender los requisitos tecnológicos y energéticos del sistema, así como sus implicaciones ambientales y económicas.

En segundo lugar, se analiza el mercado actual del GNL desde una perspectiva internacional. Se clasifican y caracterizan las principales terminales de regasificación por regiones y se identifican las rutas comerciales más relevantes a escala global. También se estudia la dinámica de los precios spot y a largo plazo, la evolución de la demanda por países y sectores, y los cambios recientes en los flujos comerciales derivados de la nueva realidad geopolítica. Esta sección permite visualizar el GNL no solo como una solución técnica, sino como un bien estratégico con implicaciones profundas en la política energética y comercial.

A continuación, el trabajo se centra en los proyectos en desarrollo y en construcción (tanto en países exportadores como importadores). Se analiza cómo estas iniciativas pueden alterar el equilibrio de poder en el mercado, influir en los precios internacionales y modificar la seguridad de suministro de los países dependientes.

Una sección clave está dedicada al análisis de los posibles sustitutos del GNL, con especial énfasis en aquellos que pueden integrarse en la infraestructura actual sin requerir grandes modificaciones. El biometano y el e-metano se estudian en profundidad como alternativas renovables con potencial de despliegue a gran escala. Se detallan sus procesos de producción, sus ventajas e inconvenientes, su compatibilidad técnica con las redes de gas existentes y sus proyecciones de crecimiento. Este análisis permite entender hasta qué punto estas tecnologías pueden competir (o incluso reemplazar) al GNL en determinadas aplicaciones o regiones.

Finalmente, el trabajo aborda uno de los elementos técnicos más relevantes de la cadena de regasificación: los vaporizadores. Estos equipos, encargados de convertir el GNL nuevamente en gas para su uso final, son esenciales para el funcionamiento de las terminales de importación. Se describen los tipos de vaporizadores más utilizados (como los Open Rack Vaporizers y los Submerged Combustion Vaporizers), se analizan sus principios de funcionamiento, costes operativos y eficiencia, y se estima su número actual y a futuro en las principales regiones del mundo.

En conjunto, este trabajo pretende ofrecer una visión completa y fundamentada del papel que juega el GNL en el sistema energético actual y futuro, identificando tanto sus oportunidades como sus limitaciones. En un entorno marcado por la necesidad de una transición energética ordenada y sostenible, el análisis técnico, económico y estratégico del GNL resulta indispensable para comprender los caminos posibles hacia una matriz energética más limpia y equilibrada.

LNG (LIQUEFIED NATURAL GAS) INDUSTRY ANALYSIS: STATE OF THE ART, CURRENT MARKET, AND PROSPECTS OF SUBMERGED COMBUSTION VAPORIZERS

Author: Mesa Vilallonga, Gonzalo.

Supervisor: Escudero Rodríguez, Alberto.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas; Técnicas Reunidas S.A.

ABSTRACT

Keywords: Liquefied Natural Gas (LNG), regasification, vaporizers, e-methane, energy transition, biomethane, energy security, energy infrastructure, fossil fuels and decarbonization.

In a global context of energy transformation (where the need to reduce greenhouse gas emissions is combined with a growing demand for energy security), Liquefied Natural Gas (LNG) has emerged as a strategic transition vector. Thanks to its logistical versatility, lower carbon footprint compared to other fossil fuels, and its ability to supply markets far from major pipeline networks, LNG has established itself as one of the most relevant energy sources over the past two decades. Importing countries such as China, India, and European states have substantially increased their consumption, while major exporters like the United States, Qatar, and Australia have multiplied their liquefaction capacity to meet this growing demand.

This study is set within this context of expansion and uncertainty. On the one hand, the need to ensure energy supply in the face of geopolitical tensions (such as the war in Ukraine and the resulting reduction in Russian gas imports to Europe) has driven unprecedented investments in LNG infrastructure. On the other hand, the acceleration of the energy transition and the emergence of renewable substitutes such as e-methane and biomethane raise questions about the long-term sustainability of the current model. In this scenario, it is necessary to analyze not only the current state of the LNG market but also its technical, economic, and environmental fundamentals, as well as its future development prospects.

The main objective of this work is to provide a comprehensive and critical perspective on LNG (from its production process to its strategic role in the global energy system). To achieve this, the work is structured into several sections that address the key elements of the liquefied natural gas value chain. First, the technical process of LNG production is described in detail, including extraction, treatment, liquefaction, transport, and regasification, along

with the equipment used. This section allows for an understanding of the system's technological and energy requirements, as well as its environmental and economic implications.

Secondly, the current LNG market is analyzed from an international perspective. The main regasification terminals are classified and characterized by region, and the most relevant global trade routes are identified. Spot and long-term price dynamics, demand evolution by country and sector, and recent changes in trade flows resulting from the new geopolitical landscape are also studied. This section allows LNG to be seen not only as a technical solution but also as a strategic commodity with deep implications in energy and trade policy.

The study then focuses on projects currently under development and construction (in both exporting and importing countries). It analyzes how these initiatives can shift the balance of power in the market, influence international prices, and reshape the energy security of dependent countries.

A key section is devoted to analyzing potential substitutes for LNG, with particular emphasis on those that can be integrated into the existing infrastructure without requiring significant modifications. Biomethane and e-methane are studied in depth as renewable alternatives with the potential for large-scale deployment. Their production processes, advantages and drawbacks, technical compatibility with existing gas networks, and growth projections are detailed. This analysis allows us to understand to what extent these technologies could compete with (or even replace) LNG in specific applications or regions.

Finally, the study addresses one of the most technically relevant components of the regasification chain: vaporizers. These units, which convert LNG back into gas for final use, are essential for the operation of import terminals. The most commonly used types of vaporizers (such as Open Rack Vaporizers and Submerged Combustion Vaporizers) are described, along with their operating principles, costs, and efficiency. Estimates are also provided on their current and future numbers in the main global regions.

Overall, this work aims to offer a complete and well-founded view of the role LNG plays in both the current and future energy systems, identifying its opportunities and limitations. In a context marked by the need for an orderly and sustainable energy transition, the technical, economic, and strategic analysis of LNG is essential to understand the possible paths toward a cleaner and more balanced energy matrix.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Motivación del proyecto	7
Capítulo 2. Proceso productivo del GNL	9
2.1 Introducción del GNL.....	9
2.1.1 Ventajas GNL	10
2.1.2 Desventajas del GNL	13
2.2 Extracción del GNL.....	14
2.3 Licuefacción del GNL	16
2.4 Transporte del GNL.....	19
2.5 Gasificación del GNL	21
Capítulo 3. Mercado del GNL	26
3.1 Situación actual	26
3.1.1 Principales exportadores	28
3.1.2 Principales importadores.....	30
3.2 Perspectivas a futuro.....	35
Capítulo 4. Sustitutivos del GNL	38
4.1 Alternativas del GNL.....	38
4.1.1 Biometano.....	38
4.1.2 E-metano	41
Capítulo 5. Vaporizadores	48
5.1 Funcionamiento.....	48
5.1.1 Open Rack Vaporizers (ORV).....	48
5.1.2 Submerged Combustion Vaporizers (SCV).....	51
5.2 Estimación de vaporizadores.....	54
5.2.1 Vaporizadores actuales.....	55
5.2.2 Futuros vaporizadores	63
Capítulo 6. Análisis de resultados	65
Capítulo 7. Conclusiones	66

<i>Capítulo 8. Bibliografía.....</i>	<i>67</i>
<i>ANEXO I. Alineación con los ODS.....</i>	<i>69</i>
<i>ANEXO II. Tabla completa de vaporizadores en Europa</i>	<i>71</i>

Índice de figuras

Figura 1. Emisiones de CO ₂ en la combustión [2]	11
Figura 2. Extracción del gas natural	14
Figura 3. Separador trifásico de GN	15
Figura 4. Diagrama p-T del metano.....	16
Figura 5. Intercambiador de calor [6]	18
Figura 6. Tanques criogénicos.....	19
Figura 7. Barco metanero.....	20
Figura 8. Vaporizador de aire atmosférico.....	22
Figura 9. Open Rack Vaporizer (ORV)[7].....	23
Figura 10. Submerged Combustion Vaporizer [7]	24
Figura 11. Terminales flotantes como las FSRU.....	25
Figura 12. Infraestructura de regasificación el Europa [15].....	33
Figura 13. Cambios en la demanda de GNL [12].....	36
Figura 14. Esquema de formación del e-metano	42
Figura 15. Esquema del proyecto de TES en Wilhelmshaven	45
Figura 16. Esquema del ORV.....	50
Figura 17. Esquema del SCV	52
Figura 18. Principales importadores y exportadores de GNL	54
Figura 19. Estructura de GNL en Europa [13]	62

Índice de tablas

Tabla 1. Comparativa GN con Biometano	40
Tabla 2. Comparativa del E-metano con el GN.....	43
Tabla 3. Número aproximado de vaporizadores en Asia	57
Tabla 4. Número de vaporizadores en Europa por país	59
Tabla 5. Número de vaporizadores en el futuro	64

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Este trabajo se estructurará en diversas secciones para ofrecer un análisis detallado del mercado del Gas Natural Licuado (GNL), su funcionamiento, perspectivas y los potenciales sustitutos que podrían modificar su trayectoria en el futuro.

En primer lugar, se explicará el proceso de obtención del GNL, detallando las etapas clave en la cadena de valor, desde la extracción del gas natural hasta su licuefacción, almacenamiento, transporte y posterior gasificación. Se abordarán los principios termodinámicos y tecnológicos que permiten transformar el gas en estado líquido, así como los principales métodos y equipos utilizados en la industria.

A continuación, se analizará el mercado actual del GNL. Para ello, se estudiará el número de terminales de GNL operativas en el mundo, clasificándolas en función de su capacidad y ubicación estratégica. También se examinarán las rutas comerciales más relevantes, identificando los principales flujos de GNL desde los países productores hasta los mercados consumidores. Se evaluará la apertura de nuevos mercados y las expectativas de crecimiento a nivel global, considerando factores como el incremento de la demanda en Asia y Europa, la evolución de la infraestructura y las políticas gubernamentales que fomentan el uso del GNL.

Posteriormente, se analizarán los nuevos proyectos que están en desarrollo a nivel mundial, identificando los países que están emergiendo como exportadores clave y aquellos que están aumentando su capacidad como importadores. Se estudiará el impacto de estos proyectos en el equilibrio del mercado y su posible influencia en la dinámica de precios y suministro.

En la siguiente sección, se abordarán los posibles sustitutos del GNL, con especial énfasis en los gases sintéticos de bajas emisiones, como el e-metano y el biometano. Se analizarán sus procesos de producción, ventajas y limitaciones en comparación con el GNL, así como su potencial adopción en la transición energética global.

Finalmente, se explicará el funcionamiento de los vaporizadores, un componente esencial en la cadena de distribución del GNL. Se describirán los tipos de vaporizadores utilizados en las terminales de regasificación, su mercado actual y las proyecciones de crecimiento de estos equipos en función de la evolución de la demanda global de GNL y la infraestructura asociada.

Este enfoque permitirá comprender de manera integral el estado actual y futuro del GNL, sus desafíos y oportunidades, así como el papel que jugarán las nuevas tecnologías en la transformación del sector energético.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El mercado global del Gas Natural Licuado (GNL) está experimentando una transformación impulsada por el crecimiento de la demanda en Asia, la diversificación de fuentes de suministro y la evolución hacia fuentes de energía con menor huella de carbono. En 2024, la oferta global de GNL creció un 2,5 %, lo que representa un incremento de 13 bcm (billion cubic meters), una cifra inferior a la media del 8 % registrada entre 2016 y 2020 [1]. Sin embargo, en 2025 se prevé una aceleración del crecimiento hasta un 5 %, impulsada por la puesta en marcha de nuevos proyectos en Norteamérica, como Plaquemines LNG, Corpus Christi Stage 3 y LNG Canada.

A pesar de esta expansión, el GNL enfrenta el desafío de la emergencia de tecnologías alternativas como el e-metano y otros gases sintéticos de bajas emisiones. Estos combustibles, producidos a partir de electricidad renovable y CO₂ capturado, están ganando relevancia dentro de las estrategias de descarbonización del sector energético. Diversos gobiernos y empresas han comenzado a fomentar su adopción mediante incentivos y normativas, lo que podría alterar la trayectoria de crecimiento del GNL en el medio y largo plazo.

En términos de demanda, se proyecta que esta continúe en ascenso, aunque a un ritmo más moderado. Asia seguirá siendo el principal motor de este crecimiento, representando casi el 45 % del incremento global, con China e India como actores clave. Por otro lado, Europa podría aumentar sus importaciones de GNL debido a la reducción de los suministros de gas ruso por gasoducto, lo que podría contribuir a un balance más ajustado en el mercado global.

Este trabajo tiene como objetivo analizar las tendencias y proyecciones del mercado del GNL, considerando los desafíos y oportunidades que enfrenta en el contexto energético actual. Se explorarán las dinámicas de oferta y demanda, el impacto de las políticas regulatorias y los avances tecnológicos que están moldeando el futuro del GNL y sus potenciales sustitutos. Además, se realizará un estudio estimativo sobre la necesidad futura

de vaporizadores, basándose en proyecciones propias de demanda y escenarios alternativos de transición energética.

Capítulo 2. PROCESO PRODUCTIVO DEL GNL

2.1 INTRODUCCIÓN DEL GNL

El Gas Natural Licuado, conocido por sus siglas GNL, es una forma procesada del gas natural que ha sido enfriada hasta alcanzar temperaturas extremadamente bajas, en torno a los -162 °C . A esta temperatura, el gas natural cambia de estado y se convierte en un líquido, lo que permite reducir su volumen aproximadamente 600 veces respecto a su estado gaseoso. Esta propiedad hace del GNL una solución energética altamente eficiente para su almacenamiento y transporte. Por ello, el GNL se ha consolidado como un vector energético clave en el escenario energético global, facilitando el comercio internacional de gas y promoviendo una mayor seguridad y diversificación en el suministro energético.

El GNL está formado principalmente por metano (CH_4), que suele representar entre el 85% y el 95% de la mezcla. Junto al metano, pueden encontrarse en menor proporción otros hidrocarburos ligeros como el etano, el propano y el butano. También es común la presencia de pequeñas cantidades de componentes no combustibles, como dióxido de carbono, nitrógeno, agua y compuestos de azufre. Sin embargo, durante el proceso de licuefacción, todas estas impurezas son eliminadas o reducidas al mínimo para garantizar una mayor eficiencia y seguridad en el uso del GNL. El resultado es un combustible de alto poder calorífico, limpio y con una gran versatilidad en su aplicación.

El ciclo del GNL comienza con la extracción del gas natural desde yacimientos terrestres o marinos. Posteriormente, el gas se somete a un proceso de tratamiento para eliminar impurezas que puedan interferir en la licuefacción. Una vez purificado, se enfría en plantas criogénicas hasta alcanzar su punto de licuefacción. El GNL obtenido se almacena en tanques especiales y es transportado en buques metaneros hasta su destino, donde es regasificado para su distribución a través de redes convencionales o consumido directamente en instalaciones diseñadas para su uso.

2.1.1 VENTAJAS GNL

Las ventajas del GNL son múltiples. Su alta densidad energética en volumen permite transportar grandes cantidades de energía en espacios relativamente reducidos, lo cual lo hace ideal para cubrir largas distancias. Además, el GNL otorga una gran flexibilidad a los mercados energéticos, ya que permite conectar países productores con consumidores que no disponen de acceso a gasoductos.

Por otro lado, es una energía que contamina menos que otros combustibles fósiles como pueden ser el petróleo o el carbón. A continuación, se comparan los posibles contaminantes con otras fuentes de energía.

2.1.1.1 Emisiones CO₂

Desde un punto de vista medioambiental, el metano (principal componente del GNL) emite menos dióxido de carbono por unidad de energía producida que otros combustibles fósiles como el carbón o el petróleo, lo que convierte al GNL en una opción menos contaminante dentro del conjunto de fuentes energéticas convencionales. Según datos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España, el gas natural emite entre un 40% y un 50% menos CO₂ que el carbón y entre un 25% y un 30% menos que el fuel-oil por unidad de energía producida [2]. En términos de emisiones de dióxido de carbono por kilovatio-hora (kWh) generado, existen diferencias notables entre los distintos combustibles fósiles. El carbón, por ejemplo, presenta una de las huellas de carbono más elevadas, con emisiones que oscilan entre los 800 y los 1000 gramos de CO₂ por cada kWh producido. El petróleo, dependiendo de su tipo y del proceso de combustión, se sitúa ligeramente por debajo, con valores entre los 700 y los 900 gramos de CO₂ por kWh. En contraste, el gas natural genera entre 400 y 500 gramos de CO₂ por kWh. Estos datos reflejan claramente el menor impacto ambiental del gas natural en términos de emisiones directas de CO₂, convirtiéndolo en una alternativa más limpia dentro del espectro de los combustibles fósiles [3].

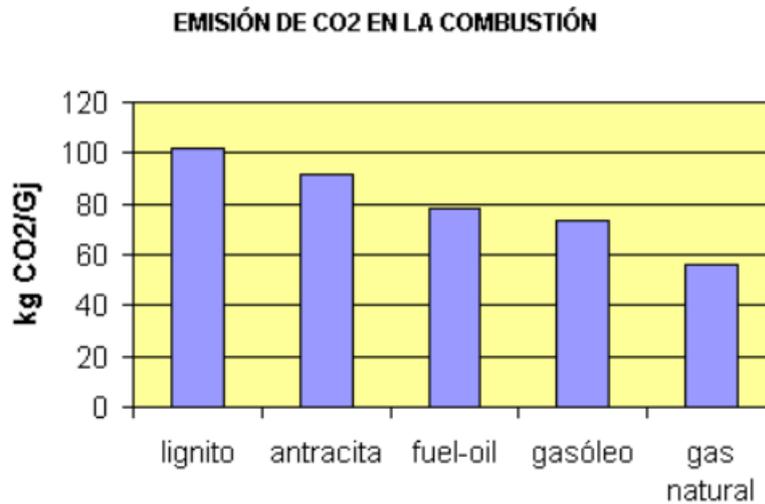


Figura 1. Emisiones de CO₂ en la combustión [2]

2.1.1.2 Emisiones de NO_x

La generación de NO_x durante la combustión está directamente relacionada con las altas temperaturas alcanzadas en procesos como los de generación térmica o el funcionamiento de motores. Estos compuestos surgen por la interacción entre el oxígeno del aire y el nitrógeno presente tanto en el propio aire como en el combustible. En general, la fracción mayoritaria de estos gases corresponde al óxido nítrico (NO), que puede suponer hasta el 98% del total emitido, mientras que el dióxido de nitrógeno (NO₂) representa el resto. Ambos, por su naturaleza ácida, participan activamente en fenómenos atmosféricos perjudiciales, como la lluvia ácida o la contaminación urbana.

Gracias a que el gas natural es un combustible en fase gaseosa, su mezcla con el aire es más uniforme que la de otros combustibles líquidos o sólidos, lo que mejora la eficiencia de la combustión y reduce la necesidad de aire adicional. Esta condición favorece una menor formación de NO_x. En comparación, las emisiones de estos compuestos resultan aproximadamente un 50% inferiores respecto a las del carbón, y se reducen aún más si se las compara con el fuel-oil. Además, las tecnologías actuales permiten disminuir estas emisiones mediante estrategias de control de la combustión o mediante el uso de tecnologías de postcombustión, como los sistemas de reducción catalítica. [2]

2.1.1.3 Emisiones de SO₂

El SO₂ es un contaminante con fuerte impacto ambiental, especialmente conocido por ser un agente clave en la acidificación del entorno natural. Su presencia en los gases de combustión depende directamente del contenido de azufre del combustible. En el caso del gas natural, esta proporción es mínima: contiene menos de 10 ppm (partículas por millón) de azufre. Esto se traduce en emisiones de dióxido de azufre muy reducidas. A modo de referencia, se puede decir que genera cantidades más de cien veces inferiores a las del gasóleo, y hasta varios miles de veces menos que combustibles como el carbón o el fuel-oil, ambos con un contenido de azufre significativamente superior. [2]

2.1.1.4 Emisiones de CH₄

Aunque el gas natural emite menos CO₂ en su combustión, no está exento de impacto climático. Su componente principal, el metano, es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO₂ en términos de su capacidad de retención de calor, aunque su tiempo de permanencia atmosférica es más corto. Según estimaciones de organismos internacionales, en torno al 1% del gas natural que se produce y transporta a nivel global puede perderse por fugas en las distintas etapas del proceso, desde la extracción hasta la distribución. [2]

2.1.1.5 Partículas sólidas

Uno de los aspectos más ventajosos del gas natural respecto a otros hidrocarburos fósiles es su bajo nivel de impurezas. Esto permite una combustión limpia, libre de residuos sólidos como cenizas, partículas finas u hollines. Como consecuencia, el uso de este combustible no sólo contribuye a una menor carga contaminante en la atmósfera, sino que además permite aplicar sistemas de cogeneración o su uso en motores con una eficiencia mejorada y con menor impacto sobre la calidad del aire.

Esta característica lo posiciona como un recurso clave en la etapa de transición hacia un modelo energético más sostenible, al ofrecer una alternativa menos contaminante dentro del conjunto de fuentes fósiles, permitiendo reducir de manera significativa las emisiones de gases de efecto invernadero mientras se avanza progresivamente hacia una mayor penetración de las energías renovables en el mix energético global.

2.1.2 DESVENTAJAS DEL GNL

No obstante, el desarrollo y uso del GNL también plantea algunos desafíos importantes. Entre ellos se encuentran los altos costes asociados a la infraestructura necesaria para su producción, transporte y regasificación, así como la complejidad técnica de operar con temperaturas criogénicas extremas.

Por otro lado, existe preocupación por las posibles fugas de metano durante el ciclo de vida del GNL, ya que este gas tiene un potencial de calentamiento global mucho mayor que el dióxido de carbono, lo que puede contrarrestar parte de sus beneficios ambientales si no se controla adecuadamente.

Por último, cabe señalar que, como ocurre con otros combustibles fósiles, su disponibilidad está sujeta a dinámicas geopolíticas que pueden influir en la estabilidad de los precios y del suministro.

2.2 EXTRACCIÓN DEL GNL

La extracción del gas natural comienza con la localización de los yacimientos, que suelen encontrarse a cientos o miles de metros bajo tierra o bajo el lecho marino. Estos yacimientos pueden ser de gas "asociado", es decir, que se encuentra junto al petróleo crudo, o de gas "no asociado", cuando aparece de forma independiente. También existen formaciones no convencionales como los shale gas (gas de esquisto), gas en arenas compactas o gas metano contenido en capas de carbón, que requieren técnicas especiales como la fracturación hidráulica (fracking).

Una vez identificado el yacimiento mediante estudios sísmicos y geológicos, se perforan pozos verticales o direccionales para acceder al reservorio. La perforación atraviesa diversas capas geológicas hasta llegar a la roca almacén, donde el gas está confinado a alta presión.

En condiciones normales, el gas sube por sí solo a través del pozo gracias a la diferencia de presión del reservorio con respecto a la superficie. No obstante, en campos con menor presión o en yacimientos maduros se pueden utilizar sistemas artificiales como compresores de superficie o sistemas de bombeo para facilitar el flujo del gas hacia la superficie.

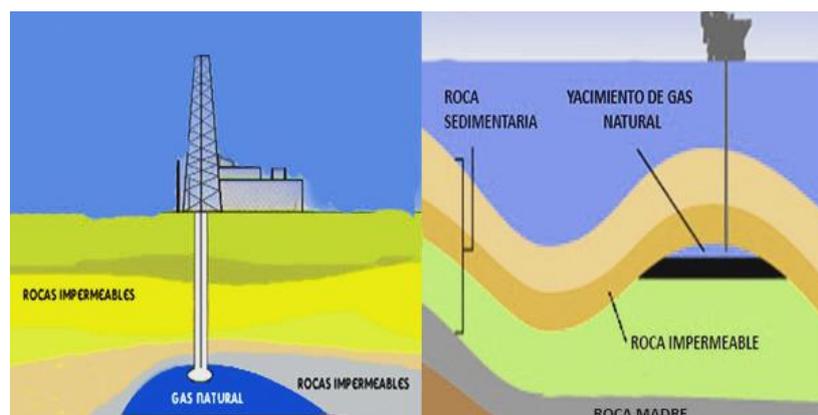


Figura 2. Extracción del gas natural

Una vez en superficie, el gas extraído no puede ser directamente utilizado ni licuado. Contiene numerosas impurezas y componentes que deben eliminarse para garantizar su calidad, evitar la corrosión de los equipos, y permitir su transporte o licuación posterior. Es aquí donde comienza el proceso de tratamiento primario del gas natural. El primer paso consiste en separar el agua líquida y los hidrocarburos condensables mediante separadores trifásicos. Estos equipos permiten eliminar la fase acuosa, que puede generar problemas de formación de hidratos, así como los líquidos del gas natural (NGLs), que son hidrocarburos pesados con valor comercial.

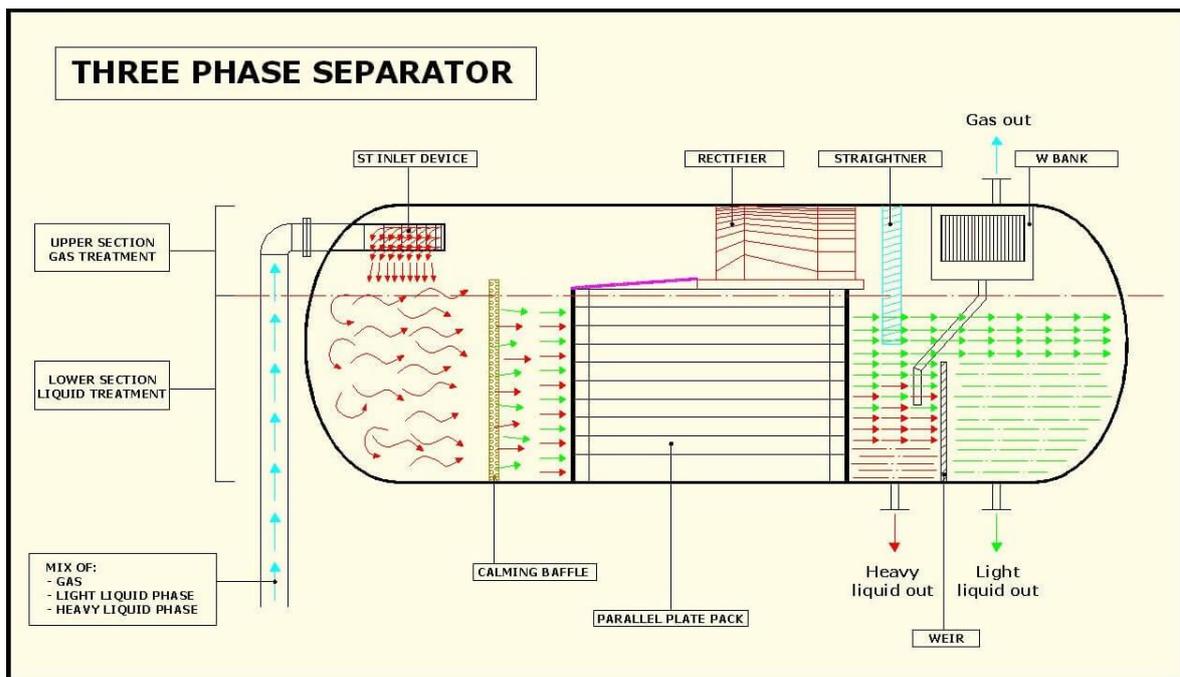


Figura 3. Separador trifásico de GN

El gas aún contiene vapor de agua, el cual debe ser eliminado para evitar la solidificación a bajas temperaturas. Para ello, se emplean sistemas de deshidratación como la absorción con glicoles (principalmente trietilenglicol), que retienen la humedad del gas mediante contacto con una solución líquida regenerable. Luego, el gas debe ser sometido a un proceso de

endulzamiento, que elimina compuestos ácidos como el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S). Estos gases no sólo son corrosivos, sino que también se congelan en las condiciones criogénicas necesarias para licuar el metano. Para su eliminación, se emplean comúnmente soluciones líquidas de aminas (como MEA o DEA), que reaccionan químicamente con estos compuestos en torres de absorción y permiten su posterior recuperación.

2.3 LICUEFACCIÓN DEL GNL

La licuefacción del gas natural es una etapa crítica en la cadena de valor del Gas Natural Licuado (GNL), ya que permite transformar el gas extraído y tratado en un líquido criogénico, facilitando su almacenamiento y transporte a grandes distancias donde no existen gasoductos. Este proceso se basa en principios termodinámicos complejos y requiere de una infraestructura industrial altamente especializada.

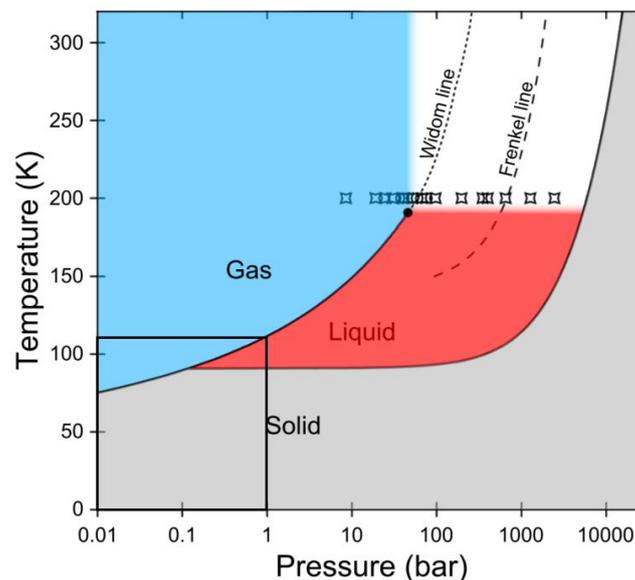


Figura 4. Diagrama p - T del metano

Una vez que el gas natural ha sido purificado, está listo para ser licuado. Como se puede apreciar en el diagrama de fases del metano de la figura 4, el objetivo del proceso de licuefacción es enfriar el gas a -162 °C (111 K), lo que permite que el metano (principal componente del gas natural) pase de estado gaseoso a líquido a presión atmosférica. Esta transformación reduce el volumen del gas en aproximadamente 600 veces, lo cual hace viable su almacenamiento en tanques criogénicos y su transporte en buques metaneros.

El proceso de licuefacción se desarrolla generalmente en grandes plantas industriales conocidas como trenes de licuefacción, que operan mediante una serie de ciclos de refrigeración multietapa. Existen varias tecnologías de licuefacción, pero las más empleadas a nivel industrial son:

1. Proceso de ciclo mixto de refrigeración (Mixed Refrigerant Process, MRC): Utiliza una mezcla de refrigerantes (como metano, etano, propano y nitrógeno) que se evaporan a diferentes temperaturas, permitiendo un enfriamiento gradual del gas. Esta tecnología, es común en grandes plantas de GNL por su eficiencia energética.
2. Proceso de ciclo en cascada (Cascade Process): Utiliza refrigerantes puros en cascada (propano, etano, metano) en ciclos cerrados independientes. Cada ciclo enfría progresivamente al gas hasta que se licúa.
3. Proceso de expansión de gas (Expander Process): El gas se enfría mediante su propia expansión en turbinas, lo que provoca una caída de temperatura. Este sistema es menos eficiente pero más simple, y suele emplearse en plantas de pequeña escala o flotantes (FLNG).

Durante el enfriamiento, el gas atraviesa intercambiadores de calor criogénicos donde se transfiere energía térmica entre el gas y los refrigerantes. Estos equipos suelen estar contruidos en aluminio por su buena conductividad térmica y resistencia a temperaturas criogénicas.

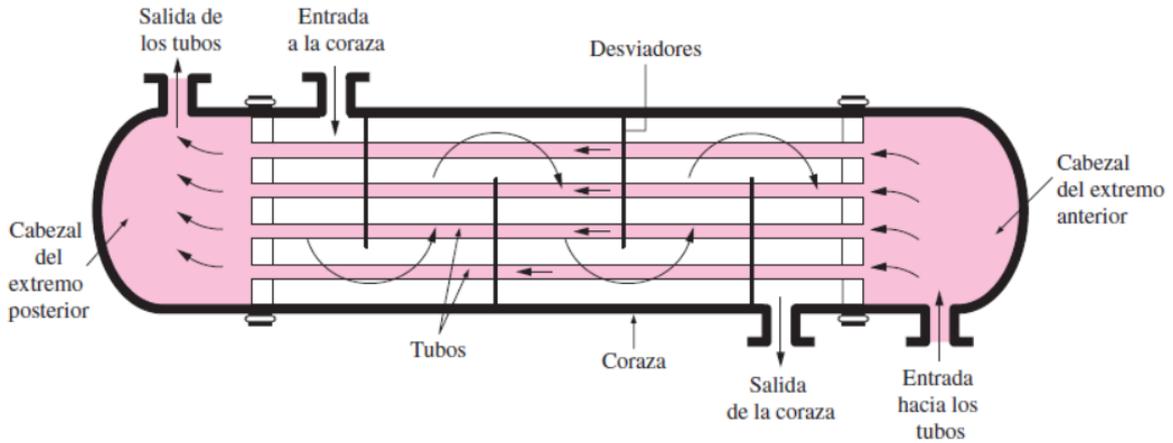


Figura 5. Intercambiador de calor [6]

Una vez licuado, el GNL se almacena en tanques criogénicos a presión atmosférica y en condiciones isotérmicas. Estos tanques están diseñados con varias capas de aislamiento térmico para evitar pérdidas por evaporación. Sin embargo, una pequeña fracción del GNL inevitablemente se gasifica (proceso conocido como boil-off), y ese gas suele reconducirse a las turbinas de generación eléctrica.



Figura 6. Tanques criogénicos

En plantas modernas, se emplean sistemas de recuperación de energía y ciclos de optimización energética para minimizar los costes de licuefacción, ya que esta puede representar entre el 8 % y el 10 % del contenido energético del gas natural tratado, según estimaciones del IEA (International Energy Agency)[1].

2.4 TRANSPORTE DEL GNL

El transporte del Gas Natural Licuado (GNL) es una etapa crucial en la cadena de suministro global del gas natural, ya que permite movilizar grandes volúmenes de energía desde países productores hasta regiones con alta demanda. Gracias a su transformación en líquido a temperaturas criogénicas (-162 °C), el GNL puede ser transportado de forma segura y eficiente a través de largas distancias, principalmente por vía marítima.

Una vez licuado en las plantas de licuefacción, el GNL se transfiere a tanques criogénicos de almacenamiento ubicados en las instalaciones portuarias. Desde allí, es cargado en buques

especialmente diseñados conocidos como metaneros o buques LNG carriers. Estos barcos están equipados con sistemas de contención que mantienen el GNL en su estado líquido durante todo el trayecto, evitando pérdidas por evaporación y garantizando la estabilidad térmica.



Figura 7. Barco metanero

Durante el trayecto, el GNL tiende a calentarse gradualmente a pesar del aislamiento, provocando la evaporación de una pequeña fracción del líquido, fenómeno conocido como boil-off gas (BOG). Este gas no se desperdicia: puede ser utilizado como combustible para propulsar el propio buque mediante turbinas de vapor o motores duales, o bien relicuado y reintroducido en los tanques mediante sistemas específicos a bordo. Esto convierte al transporte en un sistema energéticamente eficiente y autónomo.

El transporte de GNL está regulado por estrictas normas internacionales de seguridad, como el Código IGC (International Gas Carrier Code) de la Organización Marítima Internacional (IMO), que establece estándares técnicos para la construcción, operación y mantenimiento

de los buques metaneros. A lo largo de décadas de operación, la industria del GNL ha demostrado ser una de las más seguras del sector energético.

2.5 GASIFICACIÓN DEL GNL

Una vez que el Gas Natural Licuado (GNL) ha sido transportado en buques metaneros hasta su puerto de destino, debe ser sometido a un proceso de regasificación para poder ser introducido en las redes de transporte y distribución, o destinado directamente a usos industriales. El GNL, que llega a la terminal en estado líquido a una temperatura aproximada de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, debe ser calentado cuidadosamente hasta recuperar su forma gaseosa. Este proceso es estrictamente físico, basado en la transferencia controlada de calor, y constituye el paso final en la cadena logística del GNL.

Las terminales de regasificación están diseñadas para recibir el GNL desde los barcos mediante brazos de descarga criogénicos. Una vez descargado, el GNL es almacenado temporalmente en grandes tanques criogénicos, especialmente aislados para minimizar las pérdidas térmicas. Desde allí, el líquido se bombea a alta presión hacia una serie de equipos conocidos como vaporizadores, cuya función es transferir calor al GNL de manera segura y eficiente, transformándolo de nuevo en gas natural.

Existen diversos tipos de vaporizadores, cuya elección depende de factores como el entorno físico de la terminal, la disponibilidad de fuentes térmicas, la capacidad de regasificación deseada y consideraciones ambientales o económicas. Entre los más utilizados se encuentran los vaporizadores atmosféricos de aire, los vaporizadores de agua de mar, los vaporizadores de combustión sumergida, los vaporizadores de carcasa y tubos (shell and tube) y los sistemas integrados en unidades flotantes como las FSRU (Floating Storage and Regasification Units).

Los vaporizadores atmosféricos de aire (Ambient Air Vaporizers) utilizan el calor del aire ambiente para calentar los serpentines que contienen el GNL. Este tipo de equipo se caracteriza por su simplicidad de diseño y bajo coste operativo, al no requerir fuentes de

energía externas. Sin embargo, su rendimiento está fuertemente condicionado por las condiciones meteorológicas, lo que los limita a climas templados o cálidos, y a operaciones de baja capacidad.



Figura 8. Vaporizador de aire atmosférico

Por otro lado, los vaporizadores de agua de mar (Open Rack Vaporizers) se utilizan ampliamente en terminales costeras de gran escala. Funcionan utilizando agua de mar a temperatura natural como fuente de calor, que se hace circular por una estructura tipo rejilla o carcasa que contiene tubos criogénicos con GNL. La transferencia de calor permite la vaporización del líquido con alta eficiencia. No obstante, el uso de agua de mar plantea retos medioambientales, como el impacto térmico y químico sobre la fauna marina, y requiere medidas adicionales de tratamiento y control.

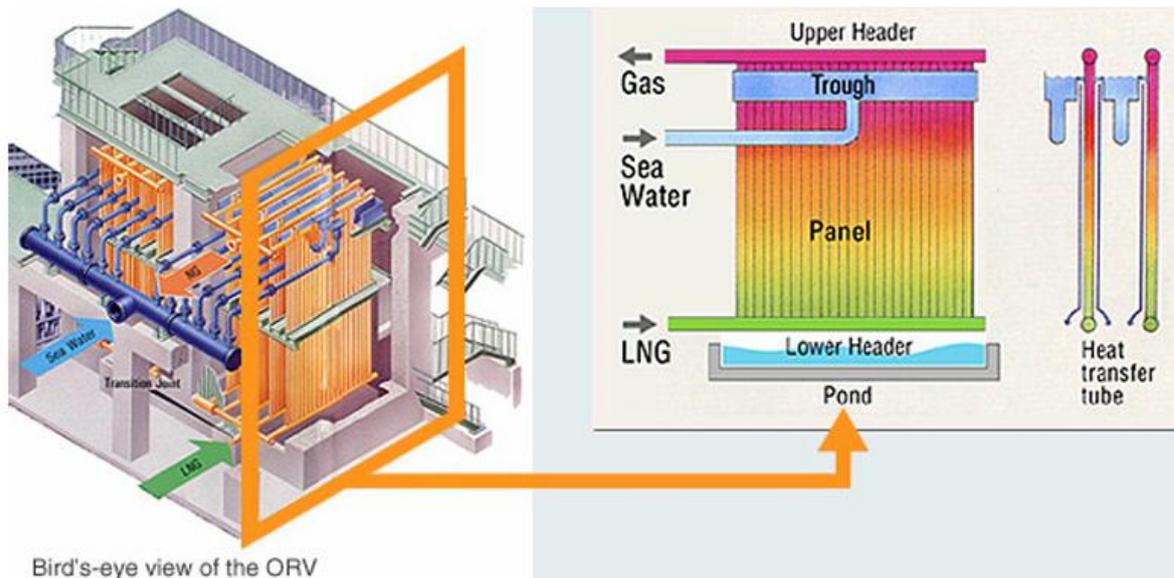


Figura 9. Open Rack Vaporizer (ORV)[7]

Otra opción son los vaporizadores de combustión sumergida (Submerged Combustion Vaporizers), que generan calor mediante la combustión controlada de gas o fuel oil. El calor se transfiere al GNL a través de un baño de agua caliente. Este sistema proporciona una vaporización muy efectiva e independiente del clima o del acceso a fuentes hídricas naturales, aunque presenta un elevado consumo energético y mayores emisiones, por lo que su uso suele reservarse para situaciones en las que no hay otras fuentes térmicas disponibles.

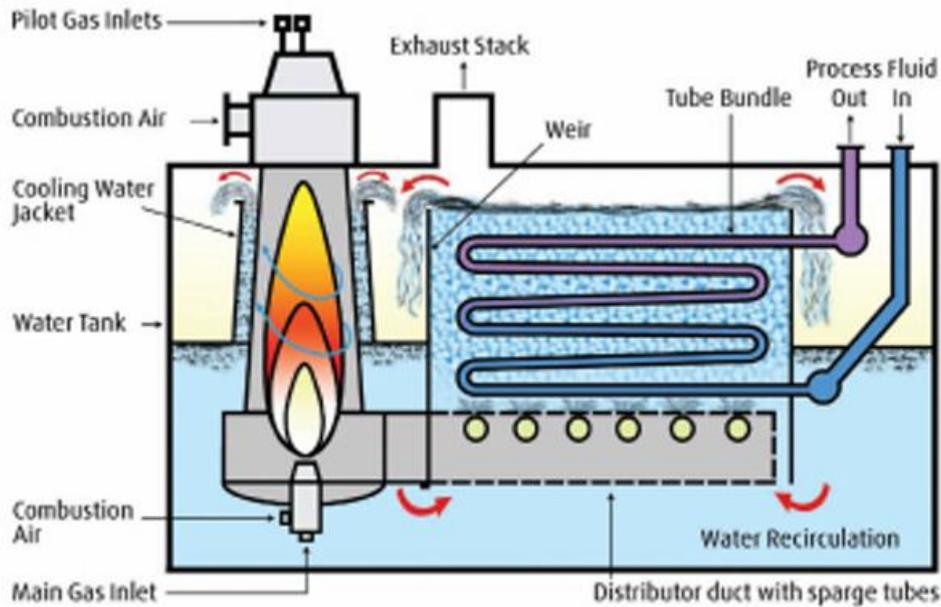


Figura 10. Submerged Combustion Vaporizer [7]

En terminales más técnicas o cuando se busca una mayor precisión en el control térmico, se utilizan los vaporizadores tipo shell and tube, que funcionan como intercambiadores de calor compactos. En estos, el GNL fluye por el tubo interior mientras un fluido caliente (agua o vapor) circula por la carcasa exterior. Este tipo de vaporizador es frecuente tanto en instalaciones en tierra como en plataformas flotantes, dada su eficiencia y flexibilidad operativa.

Finalmente, en terminales flotantes como las FSRU, el proceso de regasificación se integra en una unidad marítima que actúa como planta modular. En estos casos, se emplean sistemas térmicos cerrados (por ejemplo, glicol calentado por calderas) adaptados al entorno marino. La ventaja de estos sistemas es su capacidad para operar de forma flexible en regiones sin infraestructura fija, reduciendo los costes y tiempos de desarrollo.



Figura 11. Terminales flotantes como las FSRU

El proceso de regasificación del GNL es esencial para cerrar el ciclo de aprovechamiento del gas natural en su forma licuada. Los vaporizadores, como núcleo del sistema, se seleccionan en función de múltiples variables operativas, y su diseño ha evolucionado para equilibrar eficiencia, seguridad y sostenibilidad ambiental. Este paso marca el reingreso del gas natural al sistema energético convencional, posibilitando su uso como fuente de energía limpia, flexible y de amplio alcance.

Capítulo 3. MERCADO DEL GNL

De cara a poder estimar el número de vaporizadores existentes y el número que harán falta en el futuro primero es necesario hablar del mercado del GNL. En este capítulo hablaremos del mercado del GNL, de la situación actual del mercado y de los principales importadores y exportadores del mercado mundial.

3.1 SITUACIÓN ACTUAL

La guerra de Ucrania ha marcado un punto de inflexión histórico en el mercado global del Gas Natural Licuado (GNL). Desde el inicio del conflicto en febrero de 2022, se ha producido una transformación estructural tanto en los flujos comerciales como en la lógica estratégica del mercado gasista global, y el GNL ha pasado a ocupar un lugar central en la seguridad energética de múltiples regiones, especialmente Europa.

El mercado global del Gas Natural Licuado (GNL) ha retomado una senda clara de crecimiento estructural tras los desequilibrios generados por la crisis energética de 2022 y 2023. En 2024, la demanda mundial de gas natural alcanzó un máximo histórico, impulsada en gran parte por las economías en rápida expansión de Asia, y especialmente por China e India. El GNL ha sido clave para satisfacer esta demanda creciente, actuando como fuente flexible y estratégica en un contexto energético cada vez más interconectado y vulnerable.

A pesar de la recuperación de la demanda, el equilibrio del mercado sigue siendo frágil. El crecimiento de la oferta global de GNL fue limitado en 2024 (apenas un 2,5%) debido a retrasos en nuevos proyectos y problemas de suministro en algunas plantas existentes, lo que ha mantenido las condiciones de tensión en la oferta. Se espera que en 2025 la producción de GNL se acelere con la entrada en operación de grandes proyectos en Norteamérica, como Plaquemines LNG, Corpus Christi Stage 3 y LNG Canada, aunque esta expansión podría no ser suficiente para compensar la caída de los flujos de gas ruso por gasoducto hacia Europa.

El papel del GNL como vector estratégico se ha reforzado frente a la creciente volatilidad geopolítica. En Europa, el corte definitivo del tránsito de gas ruso por Ucrania desde enero de 2025 ha obligado a los Estados miembros a aumentar su dependencia del GNL para mantener la seguridad del suministro. Simultáneamente, en regiones como India, Brasil y el Sudeste Asiático, el GNL ha servido como fuente esencial de respaldo ante fenómenos climáticos extremos, como olas de calor o sequías, que han afectado a la generación hidroeléctrica o incrementado la demanda eléctrica.

En paralelo, los precios internacionales del GNL, aunque se han moderado con respecto a los picos de 2022, siguen siendo significativamente más altos que los promedios históricos. En 2024, el precio spot asiático (JKM) promedió 12 USD/MBtu y el europeo (TTF) 11 USD/MBtu, el doble de sus niveles medios entre 2016 y 2020. La creciente correlación entre ambos mercados (récord de 0,95 en 2024) refleja la globalización del comercio de GNL [10].

El comercio global de GNL también alcanzó cifras récord, con un notable crecimiento en la actividad de contratación. En 2024 se firmaron acuerdos por más de 68 bcm/año, liderados por los exportadores de Oriente Medio y con Asia como principal región importadora. Este dinamismo contrasta con la caída de importaciones en Europa, que se redujeron un 18% interanual, debido a una menor demanda interna, niveles altos de almacenamiento y el repunte de las importaciones por gasoducto desde Noruega.

A medida que el mercado del GNL continúa expandiéndose, surgen nuevos retos: asegurar inversiones en infraestructura, garantizar la flexibilidad del sistema frente a eventos extremos y fomentar una cooperación internacional más sólida. La consolidación de iniciativas como el Global Early Warning Mechanism (liderado por la UE y Japón) y el impulso a contratos a largo plazo son señales claras de que el GNL seguirá siendo una pieza clave en la transición energética global.

3.1.1 PRINCIPALES EXPORTADORES

El mercado internacional del Gas Natural Licuado (GNL) está dominado por tres actores clave que, en conjunto, representan más de la mitad de las exportaciones globales: Estados Unidos, Catar y Australia. Cada uno de ellos desempeña un papel estratégico único en función de su capacidad instalada, su modelo contractual, su posicionamiento geográfico y su política energética.

En primer lugar, Estados Unidos ha emergido como el mayor exportador mundial de GNL, tras una expansión acelerada de su infraestructura de licuefacción durante la última década. El país combina una gran disponibilidad de gas natural a precios competitivos con una capacidad logística flexible, lo que le ha permitido ganar cuota de mercado tanto en Asia como en Europa, especialmente en el contexto de la crisis energética derivada de la guerra de Ucrania.

Por su parte, Catar ha mantenido una posición de liderazgo gracias a su modelo de suministro basado en contratos a largo plazo, alta fiabilidad operativa y costos de producción excepcionalmente bajos. Aunque su volumen exportado se ha mantenido estable en los últimos años, el país ha asegurado su protagonismo futuro mediante ambiciosos planes de expansión, encabezados por los proyectos North Field East y South, que entrarán en operación a partir de 2026.

Finalmente, Australia completa el trío de los principales exportadores globales. Su fortaleza reside en su cercanía a los mercados asiáticos, lo que le permite ofrecer contratos estables con bajas distancias logísticas. Aunque no ha experimentado un crecimiento significativo reciente en nueva capacidad, su sólido portfolio de plantas en operación y su fiabilidad técnica la mantienen como un proveedor clave en la región Asia-Pacífico.

En conjunto, estos tres países configuran la columna vertebral del comercio mundial de GNL y sus decisiones estratégicas en términos de inversión, contratos y capacidad exportadora serán determinantes para el equilibrio del mercado en los próximos años.

3.1.1.1 Estados Unidos

En 2024, Estados Unidos consolidó su posición como principal exportador de GNL del mundo, con exportaciones que crecieron un 3,6 % interanual, impulsadas por el rendimiento mejorado de proyectos existentes como Sabine Pass y Freeport LNG. La mayor parte de las nuevas capacidades se concentraron en proyectos como Plaquemines LNG, Altamira FLNG y Corpus Christi Stage 3.

Para 2025, se espera un incremento del 14 % en las exportaciones estadounidenses de GNL, lo que representa unos 17 bcm adicionales. Esta tendencia está respaldada por la alta disponibilidad de gas natural y una infraestructura de licuefacción que sigue expandiéndose rápidamente [1].

3.1.1.2 Catar

Catar continúa siendo uno de los mayores y más estables exportadores de GNL, aunque su volumen se mantuvo relativamente plano en 2024, debido a la menor demanda interna y a que los principales proyectos de ampliación aún no han entrado en funcionamiento.

A pesar de ello, Catar ha sido el líder en nuevos contratos de suministro a largo plazo, con una cuota del 38 % de los volúmenes contratados en 2024. El mayor crecimiento físico de volumen se espera para 2026, cuando entren en operación North Field East y South [1].

3.1.1.3 Australia

Australia fue el tercer mayor exportador de GNL en 2024. Aunque su crecimiento fue más modesto que el de otros países, logró mantener su posición gracias a la recuperación operativa de proyectos clave como Prelude FLNG. El país enfrentó algunas presiones internas, pero sus plantas en la costa oeste siguieron funcionando con alta fiabilidad.

No se espera una expansión significativa de la capacidad australiana a corto plazo, pero su posición geográfica estratégica respecto a Asia y sus contratos estables aseguran su relevancia en el mercado.

3.1.2 PRINCIPALES IMPORTADORES

En 2024, el comercio mundial de GNL continuó ajustándose a una nueva geografía de consumo definida por la crisis energética de 2022–2023 y el reajuste estructural de los flujos de gas natural. China, Europa, Japón e India se consolidaron como los principales polos de demanda de GNL a nivel global.

3.1.2.1 China

China se consolidó en 2024 como el principal importador mundial de Gas Natural Licuado (GNL), registrando un crecimiento del 11 % interanual en sus compras, lo que equivale a un incremento de más de 10,5 bcm con respecto al año anterior [1]. Este notable aumento se produjo incluso en un contexto de desaceleración económica moderada, lo que demuestra el papel estructural que el gas natural ha asumido en la matriz energética del país. A diferencia de años anteriores, en 2024 el crecimiento del GNL respondió a dinámicas de fondo relacionadas con seguridad energética, transición energética y diversificación del suministro.

Varios factores explican este impulso sostenido en la demanda. En primer lugar, durante el segundo trimestre del año, las olas de calor extremas provocaron un incremento excepcional del consumo eléctrico, lo que llevó a una mayor utilización de centrales térmicas de gas. Estas plantas, más limpias que las de carbón y más flexibles que las renovables intermitentes, fueron fundamentales para estabilizar la red. En segundo lugar, el uso del GNL como combustible en el transporte pesado continuó creciendo donde los camiones propulsados por GNL ofrecen una alternativa competitiva al diésel tanto en coste como en emisiones. En tercer lugar, las políticas nacionales de descarbonización y mejora de la calidad del aire urbano siguen incentivando la sustitución progresiva del carbón en la generación eléctrica y en los procesos industriales por combustibles más limpios como el gas natural.

En cuanto a la estructura de suministro, China ha avanzado de forma equilibrada en la diversificación de fuentes. La producción doméstica aumentó un 7 % en 2024, alcanzando los 246 bcm, impulsada tanto por el desarrollo de yacimientos convencionales como por el avance en la explotación de recursos no convencionales. Al mismo tiempo, las importaciones por gasoducto se incrementaron gracias al desarrollo pleno del gasoducto “Power of

Siberia”, cuya capacidad contractual de 38 bcm/año ya está completamente operativa, permitiendo un flujo constante desde Rusia hacia China. A pesar de estos avances, el GNL importado continúa siendo una pieza clave del sistema energético chino, ya que permite una mayor flexibilidad operativa, asegura el abastecimiento en regiones alejadas de las infraestructuras terrestres y ofrece una cobertura eficaz frente a picos de demanda estacionales o imprevistos.

A nivel sectorial, el consumo de gas en China sigue estando dominado por el sector industrial, que representa aproximadamente el 37 % del total. Sin embargo, en 2024 se observó una aceleración destacada del consumo en el transporte y en la generación eléctrica, lo que refleja una transformación progresiva del perfil de consumo hacia usos con mayor flexibilidad y capacidad de respuesta ante eventos climáticos extremos o de la volatilidad en la oferta energética.

De cara a 2025, las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía apuntan a un crecimiento continuo de la demanda, cercano al 7 %, aunque algo más moderado que en 2024. La producción nacional seguirá aumentando, pero China continuará dependiendo de las importaciones de GNL para mantener la resiliencia de su sistema energético.

En conclusión, China no solo lidera el mercado mundial de GNL en volumen, sino que se ha consolidado como un actor central en la dinámica global de precios, comercio y contratos. Su capacidad para equilibrar producción local, contratos a largo plazo y compras spot le otorgan una posición de fuerza tanto desde el punto de vista energético como geopolítico, en un mercado cada vez más competitivo y expuesto a tensiones internacionales.

3.1.2.2 Europa

La situación energética y del GN en Europa, está marcada por la guerra de Ucrania. Antes de la guerra, Rusia era el principal proveedor de gas natural para Europa, con más del 40% del suministro proveniente por gasoductos [8]. Sin embargo, tras las sanciones occidentales y la respuesta geopolítica del Kremlin, esos flujos se han reducido drásticamente. La

infraestructura crítica, como el gasoducto Nord Stream 1, fue sabotada en septiembre de 2022, y desde entonces, la dependencia de Europa del GNL ha crecido exponencialmente.

En 2022 y 2023, la UE implementó una estrategia de diversificación urgente que tuvo como eje principal la importación de GNL. En menos de dos años, Europa se convirtió en el mayor importador mundial de GNL, superando a Asia en determinados trimestres [9]. Las inversiones se centraron en ampliar la capacidad de regasificación con nuevas terminales flotantes (FSRU), especialmente en Alemania, Países Bajos, Finlandia y los países bálticos.

En enero de 2025, se confirmó el cierre definitivo del tránsito de gas ruso a través de Ucrania, que era una de las últimas rutas en funcionamiento. Esto consolidó la necesidad de que Europa mantenga una capacidad estructural de importación de GNL elevada para garantizar su seguridad energética. Sin embargo, también ha expuesto a los países europeos a una mayor competencia global por cargamentos spot, y a la volatilidad de los precios internacionales.

En los últimos años, Europa ha emprendido una expansión sin precedentes de su infraestructura de importación de Gas Natural Licuado (GNL), impulsada principalmente por la necesidad de diversificar sus fuentes de suministro tras la invasión rusa de Ucrania. Esta transformación energética ha dado lugar a una oleada de nuevos proyectos de terminales de regasificación, tanto flotantes como terrestres, distribuidos estratégicamente por todo el continente. Países como Alemania, Grecia, Finlandia, Países Bajos y Polonia han acelerado sus planes de inversión para reforzar la seguridad energética nacional y regional ante la drástica caída del suministro por gasoducto desde Rusia [11].

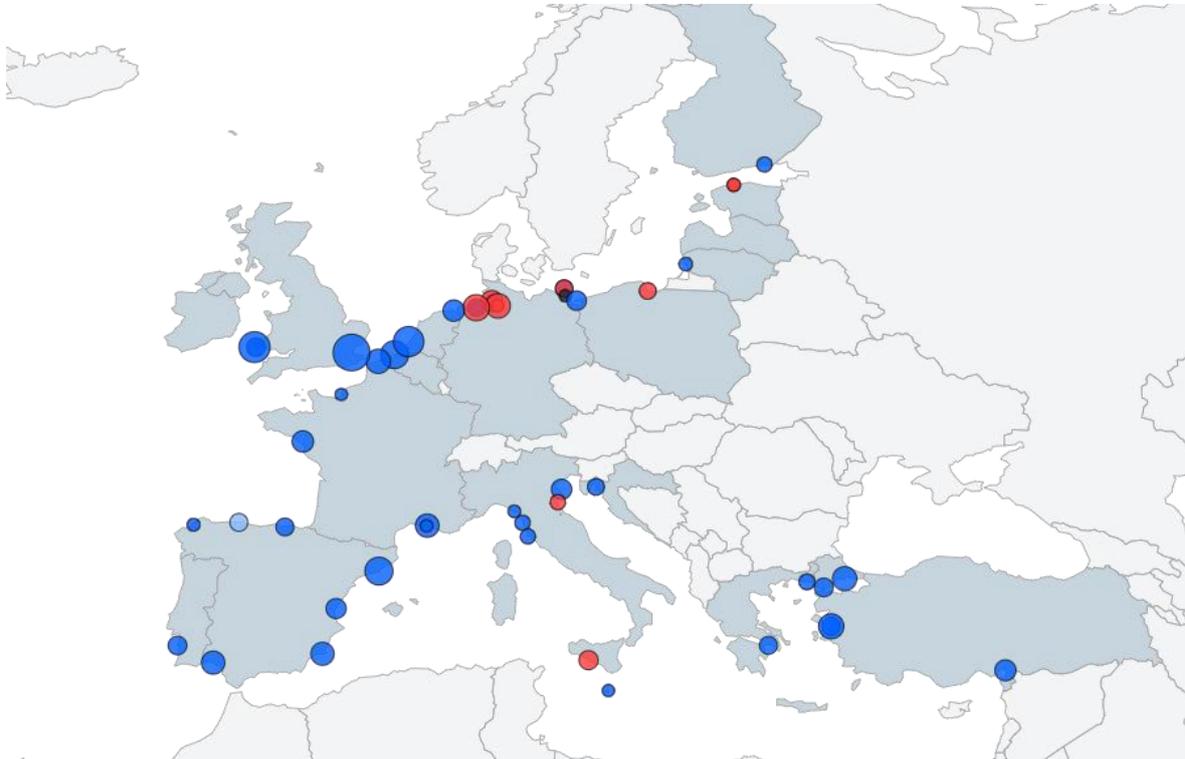


Figura 12. Infraestructura de regasificación en Europa [15]

Como se puede apreciar en la figura 12, Europa está buscando ampliar su capacidad de regasificación del GNL de cara a tener una mayor estabilidad energética. En azul se encuentran las centrales de regasificación activas, y en rojo las que se prevé construir en los próximos años. Como se ve en la figura 12, uno de los casos más destacados es el de Alemania. Alemania ha pasado de no tener terminales de GNL operativas en 2021 a contar con varias en distintas fases de desarrollo. El terminal de Wilhelmshaven fue el primero en entrar en operación, en diciembre de 2022, marcando un hito en la política energética alemana. A esto se suman otras infraestructuras como las unidades flotantes (FSRU) en Lubmin, y el ambicioso proyecto terrestre de Stade, desarrollado por Hanseatic Energy Hub, cuya entrada en operación está prevista para 2027 con una capacidad estimada de 13,3 bcm anuales. En Grecia, el terminal flotante de Alexandroupolis, inaugurado en octubre de 2024, tiene una capacidad de 5,5 bcm anuales y está diseñado no sólo para el consumo griego, sino también para abastecer a países del sudeste y centro de Europa [11].

3.1.2.3 Japón

Japón se mantuvo en 2024 como uno de los mayores importadores mundiales de Gas Natural Licuado (GNL), situándose en el tercer lugar global tras China y Europa. Si bien es un mercado maduro, su sistema energético continúa dependiendo en gran medida del GNL para garantizar la seguridad de suministro, especialmente en los meses con picos de demanda térmica. Durante el año, las importaciones de GNL en Japón crecieron un 1,3 %, lo que equivale a un aumento de aproximadamente 1,2 bcm. Esta evolución moderada refleja el delicado equilibrio entre la necesidad de respaldo energético ante condiciones meteorológicas extremas y el avance progresivo hacia un mix energético más diversificado y bajo en carbono.

Históricamente, Japón ha sido un país altamente dependiente del GNL para su generación eléctrica, debido a la escasez de recursos fósiles propios y a las limitaciones geográficas que dificultan el desarrollo de redes de importación por gasoducto. Tras el accidente nuclear de Fukushima en 2011, el país aumentó significativamente sus importaciones de GNL para compensar el cierre de sus centrales nucleares. Sin embargo, en los últimos años ha habido un giro hacia la reactivación del parque nuclear: en 2024 se confirmó la reentrada en operación de reactores como Onagawa 2 y Shimane 2, y se prevé que esta tendencia continúe en 2025, lo que reducirá gradualmente la presión sobre la demanda de GNL.

Pese a este contexto de ajuste, Japón sigue siendo un actor clave en el mercado global del GNL, no sólo como comprador, sino también como impulsor de contratos a largo plazo, socio financiero en proyectos de licuefacción en el extranjero y promotor de la cooperación regional en Asia. Empresas japonesas como JERA, Tokyo Gas y Osaka Gas mantienen compromisos de suministro con exportadores de referencia como Catar, Estados Unidos y Australia, asegurando volúmenes estables y diversificados para los próximos años. En paralelo, el país está explorando nuevas tecnologías para reducir la huella de carbono del GNL, como la certificación de cargamentos con menor intensidad de metano de origen natural o la mezcla con hidrógeno.

3.2 PERSPECTIVAS A FUTURO

Según el informe Gas Market Report, Q1-2025 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) [1], las perspectivas a futuro del mercado del GNL apuntan a un escenario de crecimiento moderado en la demanda, con una oferta aún ajustada y una creciente necesidad de cooperación internacional y transformación estructural hacia combustibles de menor intensidad en carbono.

En 2024, el consumo mundial de gas natural alcanzó un máximo histórico, tras superar el impacto del shock de oferta sufrido entre 2022 y 2023. Esta recuperación estuvo especialmente impulsada por el dinamismo económico de los países asiáticos, en particular China e India, que lideraron el crecimiento de la demanda con tasas superiores al 8% y 11% respectivamente. Para 2025, la AIE proyecta que la demanda mundial crecerá un 1,9% adicional, lo que representa unos 80 bcm. Aunque esta tasa es inferior a la de 2024, refleja una consolidación del crecimiento estructural del gas como fuente energética clave, particularmente en Asia, que se espera concentre el 45% del incremento global. El impulso provendrá en gran medida del sector industrial y del consumo energético propio, mientras que el gas para generación eléctrica crecerá más lentamente, desplazado por la mayor penetración de renovables en mercados como Europa.

Sin embargo, la oferta global continúa mostrando señales de vulnerabilidad. En 2024, el crecimiento de la producción mundial de GNL fue limitado (apenas 2,5%), afectado por retrasos en proyectos y problemas técnicos en países como Egipto, Angola y Trinidad y Tobago. Para 2025, se anticipa una aceleración del suministro gracias al inicio o expansión de grandes proyectos en América del Norte, entre ellos Plaquemines LNG y Corpus Christi Stage 3 en EEUU, LNG Canada en Canadá y Altamira FLNG en México. Estos desarrollos permitirán un aumento proyectado del 5% en la oferta global de GNL (unos 26 bcm adicionales). No obstante, la suspensión del tránsito de gas ruso a través de Ucrania desde el 1 de enero de 2025 reducirá en unos 15 bcm las exportaciones por gasoducto a Europa. Esto, sumado a la necesidad de reinyectar gas en los almacenamientos europeos tras un invierno

con fuertes consumos, ejercerá presión adicional sobre el mercado y aumentará la dependencia europea del GNL.

Europa, aunque no enfrenta riesgos inmediatos de seguridad de suministro gracias a su elevada capacidad de almacenamiento y conectividad interna, se verá obligada a importar más GNL. Se estima que sus importaciones podrían crecer un 16% interanual en 2025.

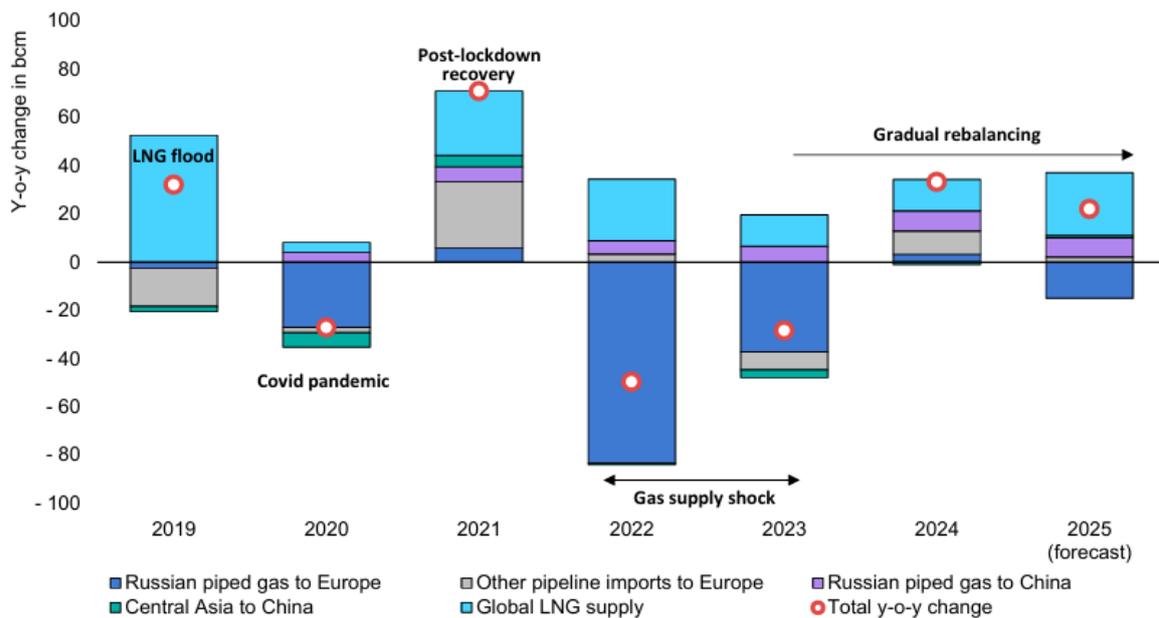


Figura 13. Cambios en la demanda de GNL [12]

Como se puede apreciar en la figura 13, desde 2020, el mercado del gas ha vivido una gran inestabilidad. En 2020, la pandemia redujo fuertemente la demanda y el suministro, sobre todo por la caída del gas ruso a Europa. En 2021 hubo una fuerte recuperación, pero en 2022 se produjo un shock histórico por el recorte masivo del suministro ruso, lo que generó una gran pérdida neta de gas en el sistema global. A partir de 2023, el mercado comenzó a estabilizarse poco a poco, aunque el gas ruso nunca volvió a sus niveles anteriores. Para

compensarlo, aumentó el suministro de GNL, que se ha convertido en la principal fuente flexible del sistema.

En paralelo, el informe destaca una expansión significativa de los gases de bajas emisiones. La producción de biometano creció un 15% en 2024, alcanzando más de 10 bcm a nivel mundial, impulsada sobre todo por Europa y Estados Unidos, donde los incentivos fiscales y regulatorios están fomentando su uso. Se espera que esta tendencia continúe, con objetivos claros en los planes nacionales energéticos de varios países europeos. Asimismo, se observa un renovado impulso político hacia el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y el e-metano. Estados Unidos, Japón, la Unión Europea y Australia han anunciado importantes paquetes de subsidios e inversiones. No obstante, el desarrollo de proyectos comerciales enfrenta obstáculos derivados de la incertidumbre regulatoria, la falta de demanda asegurada y los elevados costes de producción, lo que ha provocado retrasos y cancelaciones de algunos proyectos.

La AIE enfatiza la importancia de fortalecer la cooperación internacional para garantizar la seguridad del suministro global de gas. En ese sentido, se han puesto en marcha mecanismos como el Global Early Warning Mechanism, liderado por la UE y Japón, y se prevé una cumbre internacional sobre seguridad energética en abril de 2025 en el Reino Unido. Estas iniciativas buscan mejorar la transparencia de mercado, compartir información crítica en tiempo real y coordinar medidas entre productores y consumidores ante posibles crisis de suministro.

Capítulo 4. SUSTITUTIVOS DEL GNL

En este apartado se expondrán los dos principales sustitutivos para el gas natural que están surgiendo en los últimos años.

4.1 ALTERNATIVAS DEL GNL

Según la Agencia Internacional de la Energía hay varios sustitutos del gas natural que están cobrando relevancia en el contexto de descarbonización y transición energética. Estos sustitutos buscan reducir las emisiones del sector energético sin comprometer la seguridad de suministro ni la funcionalidad de las infraestructuras existentes. Los principales candidatos identificados son el biometano, el hidrógeno de bajas emisiones, el e-metano y, en ciertos usos, la electrificación directa. En este apartado hablaremos de los dos sustitutivos del GN sin necesidad de modificar la infraestructura ya existente para este combustible. Estos sustitutivos son el biometano y el e-metano.

4.1.1 BIOMETANO

El biometano es un gas renovable que surge como uno de los sustitutos más prometedores del gas natural fósil. Su principal ventaja se centra en que tiene una composición casi idéntica al metano (CH_4), el componente principal del GN, lo que le permite utilizar las mismas infraestructuras existentes de transporte, almacenamiento y consumo sin necesidad de modificaciones técnicas sustanciales. A diferencia del gas natural de origen fósil, el biometano se obtiene a partir de la purificación del biogás generado en procesos de descomposición anaerobia de residuos orgánicos. Esto le otorga un carácter circular y sostenible, alineado con los objetivos climáticos de la transición energética.

La formación del biometano comienza con la producción de biogás mediante un proceso de digestión anaerobia, en el cual microorganismos descomponen materia orgánica en ausencia de oxígeno. Las materias primas más comunes para este proceso son los residuos

agropecuarios (estiércoles y restos de cultivos), los residuos sólidos urbanos (fracción orgánica), los lodos de depuradora y los subproductos de la industria agroalimentaria. El biogás resultante contiene típicamente entre un 50% y un 70% de metano, y entre un 30% y un 50% de dióxido de carbono, además de pequeñas cantidades de otros gases como el sulfuro de hidrógeno o vapor de agua. Para convertir este biogás en biometano, se realiza un proceso de purificación, mediante el cual se eliminan las impurezas y el CO₂, elevando el contenido de metano a más del 95%, lo que permite su uso en redes de gas o aplicaciones directas. A continuación, se muestra la ecuación simplificada de la reacción que genera el biometano a partir de C₆H₁₂O₆ que representa a la glucosa como ejemplo de materia orgánica.



La producción de biometano depende de varios factores técnicos y logísticos. Es imprescindible disponer de una fuente estable de residuos orgánicos en cantidad suficiente, así como de una logística adecuada para su recolección y tratamiento. Además, se requiere acceso a tecnologías de purificación, como membranas de separación, absorción con agua o aminas. Otro aspecto fundamental es la posibilidad de inyectar el gas purificado en la red gasista o utilizarlo en aplicaciones locales como transporte o cogeneración. A nivel económico, los proyectos de biometano suelen necesitar apoyo normativo y financiero debido a sus costes de inversión más elevados frente al GN fósil.

<i>Parámetros</i>	<i>Biometano</i>	<i>Gas Natural</i>
Porcentaje de metano (CH ₄)	95-97%	85-98%
Poder Calorífico Superior (PCS)	39 MJ/m ³	39 MJ/m ³
Poder Calorífico Inferior (PCI)	35 MJ/m ³	35 MJ/m ³

Densidad	0,7 kg/m ³ (a 1 bar y 15°C)	0,7 kg/m ³ (a 1 bar y 15°C)
----------	--	--

Tabla 1. Comparativa GN con Biometano

Como se puede apreciar en la tabla 1, desde el punto de vista energético, el biometano genera un producto prácticamente idéntico al gas natural. Su poder calorífico inferior ronda los 35 MJ/m³, y su poder calorífico superior, los 39 MJ/m³, con una densidad de aproximadamente 0,7 kg/m³ en condiciones estándar. Gracias a esta equivalencia energética, puede utilizarse sin modificaciones en sistemas de calefacción doméstica, cocinas, calderas industriales, turbinas, motores térmicos o como combustible para vehículos. Además, si se produce a partir de residuos que de otro modo emitirían metano directamente a la atmósfera, su huella climática puede ser nula o incluso negativa.

En cuanto a sus usos, el biometano puede emplearse en la generación eléctrica y térmica, en aplicaciones domésticas como calefacción, en industrias que requieren energía térmica intensiva, o como combustible para vehículos, ya sea en forma comprimida (bio-GNC) o licuada (bio-GNL). También puede inyectarse a las redes de gas natural, lo que facilita su distribución masiva sin necesidad de desarrollar nuevas infraestructuras. Su licuefacción en bio-GNL permite su transporte a larga distancia, lo cual lo hace viable para zonas remotas o sin red gasista.

A nivel internacional, el biometano ha comenzado a desarrollarse con fuerza, especialmente en Europa. Alemania lidera el continente con más de 250 plantas de purificación, aprovechando su gran base agrícola. Francia ha fijado objetivos ambiciosos para alcanzar un 10% de gas renovable en su red para 2030. Italia apuesta por su uso en el transporte, debido a su extendida red de gas y flota de vehículos a GNC. Otros países como Dinamarca o los Países Bajos también han avanzado en su integración en la red gasista. España, aunque con gran potencial, está aún en una fase inicial. Según el informe de McKinsey sobre el potencial de España, indica que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 contempla una producción de 20 TWh anuales para 2030 [16]. Fuera de Europa, Estados Unidos está impulsando el biometano bajo el concepto de “Renewable Natural Gas” (RNG),

sobre todo para transporte pesado, mientras que India y Brasil exploran su producción como herramienta para gestionar residuos y generar energía localmente.

En cuanto a sus similitudes con el GNL, el biometano comparte muchas características técnicas con este. Ambos tienen como componente principal el metano y pueden ser usados en estado gaseoso o licuado. El biometano puede licuarse a -162°C , igual que el GN, lo que permite su almacenamiento y transporte como bio-GNL. Además, ambos pueden emplearse en los mismos usos: calefacción, generación eléctrica, transporte y procesos industriales. La principal diferencia radica en su origen: el GNL es un derivado fósil, mientras que el biometano es completamente renovable, por lo que el segundo no contribuye al aumento de emisiones netas de gases de efecto invernadero.

4.1.2 E-METANO

El e-metano, también conocido como metano sintético o metano renovable de síntesis, es un gas producido artificialmente mediante la combinación de hidrógeno verde y dióxido de carbono (CO_2) capturado. Esta combinación da lugar a un combustible renovable cuyas propiedades fisicoquímicas son idénticas a las del gas natural fósil (CH_4), lo que permite su utilización directa en la infraestructura gasista actual sin necesidad de adaptaciones. Su producción forma parte de las llamadas tecnologías Power-to-Gas, cuyo objetivo es convertir electricidad renovable en vectores energéticos gaseosos que puedan almacenarse o transportarse con facilidad.

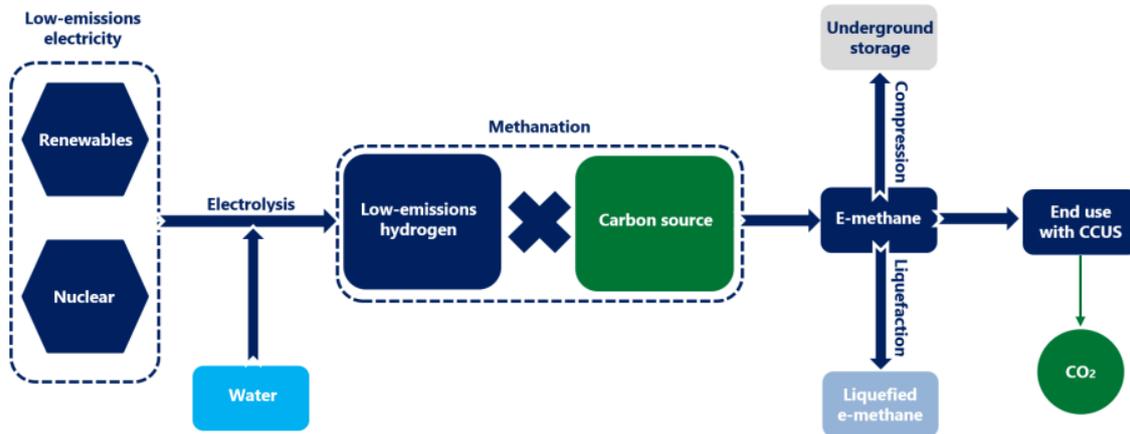
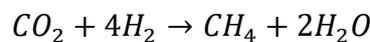


Figura 14. Esquema de formación del e-metano

Como se puede apreciar en la figura 14, el proceso de producción de e-metano consta de dos etapas fundamentales. La primera es la electrólisis del agua, mediante la cual se obtiene hidrógeno (H₂) a partir de la separación de las moléculas de agua (H₂O) utilizando electricidad procedente de fuentes renovables, como la solar o la eólica. Este hidrógeno se considera "verde" si la electricidad empleada es 100% renovable. La segunda etapa es la metanación, donde el hidrógeno verde se combina con dióxido de carbono (CO₂) en una reacción química conocida como la reacción de Sabatier, que genera metano (CH₄) y agua (H₂O). La ecuación química es:



Esta reacción es exotérmica, lo que significa que libera calor, y puede realizarse mediante catalizadores (metanación catalítica) o con microorganismos metanógenos en procesos biológicos (metanación biológica).

Un aspecto crucial del proceso es la captura de carbono, necesaria para aportar el CO₂ que se transformará en metano. Esta captura puede realizarse de distintas maneras. En el caso de fuentes industriales, el CO₂ puede extraerse directamente de gases residuales de cementeras,

acérias, plantas de biogás o de fermentación agroalimentaria, lo que se considera captura puntual. Otra opción más avanzada es la captura directa del aire (DAC, por sus siglas en inglés), que extrae CO₂ del ambiente utilizando soluciones químicas absorbentes o materiales sólidos. Aunque la DAC tiene un gran potencial para crear combustibles neutros en carbono, todavía es un proceso costoso y energéticamente intensivo. Para que el e-metano sea realmente neutro o incluso negativo en emisiones netas, el CO₂ utilizado debe provenir de fuentes biogénicas o ambientales, y no de la quema de combustibles fósiles.

En cuanto a sus características energéticas, el e-metano es idéntico al gas natural, con un poder calorífico superior (PCS) de aproximadamente 39 MJ/m³ y un poder calorífico inferior (PCI) de unos 35 MJ/m³. Su densidad es de alrededor de 0,7 kg/m³ en condiciones estándar (1 bar y 15 °C), y puede almacenarse como gas comprimido o licuarse a -162 °C, igual que el GNL. Gracias a esta equivalencia, puede utilizarse sin restricciones en calderas domésticas, turbinas industriales, motores térmicos, redes de gas y sistemas de almacenamiento subterráneo, así como en el transporte pesado (en forma de gas natural vehicular).

<i>Parámetros</i>	<i>E-metano</i>	<i>Gas Natural</i>
Porcentaje de metano (CH ₄)	100%	85-98%
Poder Calorífico Superior (PCS)	39 MJ/m ³	39 MJ/m ³
Poder Calorífico Inferior (PCI)	35 MJ/m ³	35 MJ/m ³
Densidad	0,7 kg/m ³ (a 1 bar y 15°C)	0,7 kg/m ³ (a 1 bar y 15°C)

Tabla 2. Comparativa del E-metano con el GN

Los usos del e-metano abarcan todos los sectores donde se emplea actualmente gas natural: generación eléctrica y térmica, calefacción y cocina en el sector residencial, procesos térmicos e industriales, transporte (como GNC o GNL) y almacenamiento estacional de energía renovable. Una de sus mayores ventajas es que puede inyectarse directamente en las redes gasistas existentes, algo que no puede hacerse con otros vectores renovables como el hidrógeno puro (más corrosivo y con diferente comportamiento técnico). Además, permite aprovechar picos de producción renovable en horas valle y convertirlos en un gas almacenable que puede utilizarse en momentos de alta demanda.

Según refleja el informe de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), E-methane: a new gas for a net-zero future (2024) [17], a nivel internacional, algunos países ya están desarrollando estrategias concretas. Japón, por ejemplo, planea que el e-metano represente el 1% del suministro de gas en redes urbanas para 2030, y hasta el 90% en 2050, como parte de su estrategia para mantener el uso de gas sin emisiones netas. Para lograrlo, ha promovido alianzas internacionales y proyectos de certificación y trazabilidad.

En el plano global, la IEA estima que la producción mundial de e-metano podría superar 1 bcm (mil millones de m³) en 2030, con proyectos en desarrollo en Estados Unidos, Australia, Finlandia, Perú y Bélgica, aunque advierte que este objetivo depende de que los proyectos alcancen decisiones finales de inversión en los próximos años. La cooperación internacional y los marcos regulatorios serán clave para fomentar el despliegue industrial del e-metano y crear una demanda sólida que justifique las inversiones necesarias.

Las similitudes con el GNL son numerosas, ya que ambos gases tienen como componente principal el metano. El e-metano puede ser comprimido o licuado como el GNL, almacenado en tanques criogénicos y transportado en barcos o camiones cisterna. También es compatible con toda la cadena de valor gasista actual, desde redes de transporte y distribución hasta quemadores y motores. Sin embargo, mientras que el GNL tiene un origen fósil y genera emisiones de carbono al ser quemado, el e-metano es un combustible climáticamente neutro, siempre que el CO₂ usado para su síntesis provenga de fuentes renovables. Esta diferencia

convierte al e-metano en una alternativa limpia y sostenible, especialmente útil para sectores donde el GNL es difícil de sustituir.

A continuación, hablaremos de un proyecto de e-metano que se está llevando a cabo en el norte de Alemania. El proyecto recibe el nombre de Wilhelmshaven Green Energy Hub. El proyecto de Tree Energy Solutions (TES) en Wilhelmshaven, Alemania, es uno de los desarrollos más ambiciosos en el campo de los combustibles sintéticos neutros en carbono. Se trata de un hub energético internacional centrado en la producción, importación y distribución de e-metano (metano sintético), producido a partir de hidrógeno verde y CO₂ capturado, con un enfoque de ciclo cerrado que conecta Europa con zonas de alta producción renovable como la Península Arábiga.



Figura 15. Esquema del proyecto de TES en Wilhelmshaven

Como se aprecia en el esquema de la figura 15, el funcionamiento del modelo se basa en una especialización geográfica: la energía renovable (principalmente solar y eólica) se genera en países como los Emiratos Árabes Unidos, donde TES establece plantas de electrólisis para producir hidrógeno verde a partir del agua. Ese hidrógeno se combina in situ con CO₂ capturado en Europa, transportado en forma líquida a dichas plantas, para sintetizar el e-metano mediante un proceso de metanación.

El e-metano así generado se transporta en buques metaneros hasta Wilhelmshaven, donde se descarga en una terminal dedicada que incluye capacidad de almacenamiento intermedio, y se inyecta directamente en la red alemana de gas natural. Esta red lo redistribuye a la industria, generación eléctrica y movilidad, sin necesidad de adaptar infraestructuras.

Por otro lado, el CO₂ utilizado en la metanación se captura en diversas instalaciones industriales de Alemania, Francia, Suiza, Austria y República Checa, principalmente en sectores difíciles de descarbonizar como el acero, el cemento y la incineración de residuos. Este CO₂ se licúa y se envía de vuelta a las zonas productoras, donde se reutiliza en nuevos ciclos de metanación, lo que permite cerrar completamente el ciclo del carbono y garantizar la neutralidad climática del sistema.

La infraestructura en Wilhelmshaven incluye no sólo la terminal de importación de e-metano, sino también una terminal específica para CO₂, donde se recibe, almacena temporalmente y exporta el carbono capturado hacia las plantas de metanación.

La inversión estimada total del proyecto TES en Wilhelmshaven supera los 25.000 millones de euros, a medida que se despliegue la infraestructura completa hasta 2045 [18]. Esta cifra incluye los costes de desarrollo de plantas de producción en el extranjero, la logística marítima del e-metano y del CO₂, las infraestructuras portuarias, almacenamiento, integración en red y las futuras expansiones. TES ha recibido respaldo político y técnico por parte del gobierno alemán y de la Comisión Europea, y el proyecto ha sido reconocido como Proyecto de Interés Común (PCI) por su papel estratégico en la transición energética de la UE.

El cronograma espera que las primeras importaciones de e-metano comiencen entre 2026 y 2027, con incrementos sucesivos de capacidad hacia 2030 y 2045. TES estima que su infraestructura podrá suministrar el equivalente a 250 TWh anuales en el largo plazo, lo que cubriría aproximadamente el 10 % de la demanda energética descarbonizada de Alemania [19].

En resumen, el proyecto de TES en Wilhelmshaven representa un enfoque innovador, eficiente y escalable para descarbonizar sectores intensivos en el uso de gas, mediante una solución que cierra el ciclo del carbono, aprovecha energías renovables abundantes en regiones como la Península Arábiga y se apoya en la infraestructura existente de gas natural. Su viabilidad técnica y económica se ve reforzada por la posibilidad de utilizar redes, terminales y sistemas de almacenamiento ya operativos, lo que permite una integración rápida y de bajo coste. Se trata de un modelo pionero para la descarbonización profunda de Europa en las próximas décadas.

Capítulo 5. VAPORIZADORES

En este apartado nos centraremos en los vaporizadores. Elemento fundamental en el mercado del GNL. Nos centraremos en dos de los vaporizadores más usados en la industria (los Open Rack Vaporizers y los Submerged Combustion Vaporizers) y posteriormente haremos una estimación del número de vaporizadores que esperamos que haya en el futuro.

5.1 *FUNCIONAMIENTO*

Como se ha comentado en apartados anteriores, los vaporizadores desempeñan un papel esencial dentro de la cadena de regasificación. Su función principal consiste en convertir el GNL, almacenado y transportado en estado líquido a -162 °C , nuevamente a estado gaseoso para su posterior inyección en redes de distribución o consumo industrial. Esta etapa es crítica para garantizar la seguridad, eficiencia y continuidad del suministro energético.

Existen distintos tipos de vaporizadores según el sistema de transferencia térmica empleado, entre los que destacan los vaporizadores atmosféricos (usualmente de baño de agua de mar), los vaporizadores sumergidos en baño de agua caliente, los vaporizadores eléctricos y los de combustión directa. La elección de uno u otro depende de factores como el volumen de GNL a procesar, las condiciones ambientales, el coste energético y los requisitos operativos.

5.1.1 OPEN RACK VAPORIZERS (ORV)

Los Open Rack Vaporizers (ORV) constituyen uno de los sistemas más empleados en terminales de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), especialmente en emplazamientos costeros. Su función es transformar el GNL en gas natural en condiciones apropiadas para su distribución a través de gasoductos. Esta transformación se logra mediante un proceso de vaporización que aprovecha el calor del agua de mar, sin requerir combustibles fósiles ni energía eléctrica significativa para calentar el fluido.

El principio de funcionamiento de los ORV se basa en un intercambio térmico indirecto. El GNL circula por el interior de una red de tubos metálicos dispuestos verticalmente, mientras que el agua de mar se hace fluir por el exterior de estos tubos, en un sistema de tipo abierto. El calor contenido en el agua de mar se transfiere a través de las paredes del tubo, provocando que el GNL absorba esa energía térmica y cambie de fase: pasa de líquido criogénico a gas natural. Durante este proceso, no hay contacto directo entre el GNL y el agua de mar, lo cual permite mantener ambos sistemas separados y seguros.

La temperatura del agua de mar es un factor crítico para la eficiencia del proceso. Para que un ORV funcione adecuadamente, el agua de mar debe encontrarse idealmente a temperaturas superiores a 5 °C, siendo óptimas las condiciones cuando el agua está entre 15 °C y 25 °C. A medida que la temperatura del agua disminuye, también lo hace la capacidad del sistema para transferir suficiente calor al GNL, lo que puede requerir el uso de vaporizadores auxiliares si la temperatura cae por debajo del umbral mínimo operativo.

El objetivo del proceso es llevar el GNL desde -162 °C hasta aproximadamente 0 °C a 10 °C al final del sistema de vaporización. Esta temperatura no solo asegura que el gas esté completamente vaporizado, sino que también lo prepara para su compresión y posterior inyección en la red de transporte o entrega a consumidores industriales. En algunos casos, dependiendo de las condiciones de la red y del tipo de gasoducto, el gas puede calentarse aún más hasta alcanzar temperaturas cercanas a 30 °C, aunque este calentamiento adicional se suele realizar mediante sistemas posteriores como calentadores eléctricos o intercambiadores con otros fluidos térmicos.

La estructura física de un ORV es característica: se asemeja a una gran “rejilla abierta” o bastidor vertical, compuesto por múltiples módulos o paneles que contienen cientos de tubos paralelos. Estos tubos están fabricados en materiales capaces de soportar las bajas temperaturas internas del GNL y resistir, al mismo tiempo, la corrosión generada por el contacto constante con el agua de mar. El conjunto se instala generalmente en zonas cercanas a la costa, donde el acceso al mar está garantizado y se puede asegurar un flujo constante del recurso hídrico.

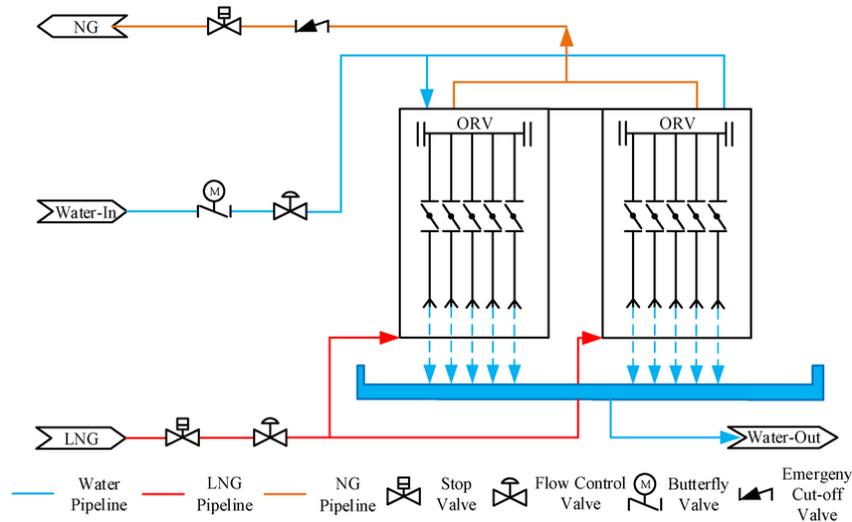


Figura 16. Esquema del ORV

Como se puede apreciar en la figura 16, el proceso comienza cuando el GNL llega a los vaporizadores desde los tanques de almacenamiento criogénico. Este fluido ingresa a los tubos por la parte inferior de los paneles y comienza a ascender a medida que se calienta. Paralelamente, el agua de mar se bombea desde el océano y se distribuye por la parte superior del bastidor, fluyendo por gravedad hacia abajo, en contacto con la superficie exterior de los tubos. Esta caída continua del agua permite un enfriamiento progresivo del líquido marino, que a su vez transfiere calor al GNL dentro de los tubos. Al final del recorrido, el GNL ha sido completamente vaporizado y se encuentra listo para su compresión e inyección a la red de transporte.

Una de las principales ventajas de los ORV es su eficiencia energética. Al utilizar una fuente de calor gratuita y disponible, se reduce significativamente el consumo de combustibles auxiliares y se minimizan las emisiones directas de CO₂. Además, este sistema es capaz de manejar altos volúmenes de regasificación, lo que lo convierte en una solución ideal para terminales de gran escala. Su diseño modular facilita también el mantenimiento y la expansión según las necesidades operativas.

Sin embargo, los ORV presentan ciertas limitaciones. Su rendimiento depende directamente de la temperatura del agua de mar, lo que puede ser problemático en regiones donde las temperaturas bajan considerablemente durante el invierno. En estos casos, la capacidad de vaporización disminuye y puede requerirse el uso de sistemas auxiliares como vaporizadores de combustión directa o eléctricos. Otro aspecto a tener en cuenta es el impacto ambiental. El vertido de agua de mar más fría al entorno puede alterar los ecosistemas costeros si no se controla adecuadamente, por lo que las terminales deben implementar sistemas de mitigación y monitorización ambiental. Además, el uso constante de agua de mar conlleva problemas asociados a la bioincrustación, es decir, la acumulación de organismos marinos sobre las superficies de los equipos, lo que exige un mantenimiento preventivo, como la cloración periódica del sistema.

En resumen, los Open Rack Vaporizers representan una solución robusta y energéticamente eficiente para la regasificación de GNL en terminales costeras, combinando un diseño pasivo, gran capacidad operativa y una fuente térmica natural. No obstante, su aplicación óptima requiere un entorno marino adecuado y una gestión cuidadosa de sus condicionantes técnicos, térmicos y medioambientales.

5.1.2 SUBMERGED COMBUSTION VAPORIZERS (SCV)

Los Submerged Combustion Vaporizers (SCV) son una tecnología comúnmente utilizada en instalaciones de regasificación de GNL, especialmente en climas fríos o cuando se requiere una fuente de calor confiable e independiente de las condiciones ambientales. A diferencia de otros tipos de vaporizadores que utilizan fuentes térmicas externas como el agua de mar o electricidad, los SCV generan su propio calor mediante la combustión directa de gas natural, lo que les permite operar de forma continua y con gran estabilidad térmica.

El principio de funcionamiento de los SCV se basa en la inmersión de tubos criogénicos en un baño de agua calentado directamente por la combustión de gas natural. El sistema consta principalmente de una cámara de combustión, un baño de agua (habitualmente dulce, tratado

para evitar incrustaciones), y una serie de serpentines o tubos a través de los cuales circula el GNL.

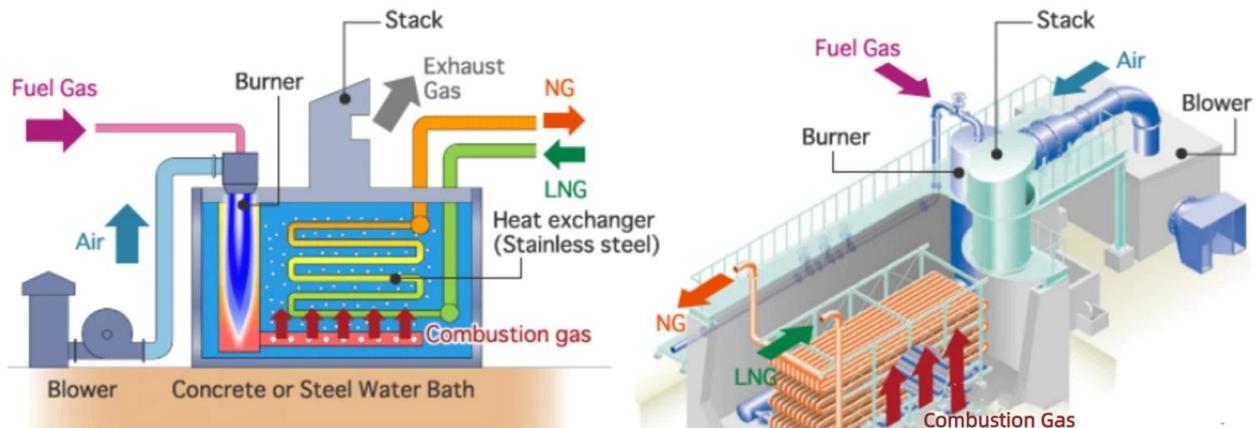


Figura 17. Esquema del SCV

Tal y como se muestra en la figura 17, con la inyección de una mezcla aire-combustible (normalmente gas natural de la propia planta) en un quemador situado en la parte inferior del vaporizador y su posterior combustión significan el inicio del proceso. Tras la combustión, estos gases salen a una temperatura de aproximadamente 1000°C. Estos gases se inyectan desde la parte inferior de la piscina en el agua mediante una chimenea sumergida. Estos gases van ascendiendo en forma de burbujas por la piscina a la vez que calientan el agua. De la misma manera el agua, al calentarse, transfiere ese calor a los tubos metálicos por donde circula el GNL, causando su vaporización. Los gases de combustión resultantes que salen de la piscina se conducen a la atmósfera a través de una chimenea.

El GNL entra al SCV a -162 °C y circula por los tubos en forma de espiral dentro del tanque de agua caliente. A medida que se transfiere el calor del agua a través de las paredes metálicas, el GNL cambia de estado y sale del sistema como gas natural. El objetivo es que este gas salga a temperaturas próximas a 0 °C a 10 °C, o incluso superiores si se requiere por

las condiciones de entrega a la red. En algunos casos, los SCV pueden calentar el gas hasta 35-40 °C, sin necesidad de sistemas auxiliares.

Una ventaja fundamental de este sistema es su alta densidad térmica: al generar y transferir calor dentro de un mismo equipo, el SCV permite una vaporización rápida y controlada, con tiempos de respuesta cortos ante cambios en la demanda. Además, al no depender del entorno, los SCV resultan particularmente útiles en condiciones climáticas extremas o en terminales flotantes (FSRU), donde no se puede garantizar un suministro constante de agua de mar.

No obstante, el uso de SCV también presenta desventajas relevantes. En primer lugar, requieren el consumo continuo de gas natural para operar, lo que implica un coste operativo más elevado que sistemas pasivos como los ORV. Aunque ese gas suele provenir del mismo GNL regasificado, sigue representando un consumo interno que puede oscilar entre el 1,5 % y el 3 % del volumen total procesado. En segundo lugar, la combustión directa genera emisiones atmosféricas de CO₂ y NO_x, lo que puede limitar su viabilidad en instalaciones sujetas a regulaciones medioambientales estrictas.

En resumen, los Submerged Combustion Vaporizers representan una solución altamente eficiente, flexible y autónoma, ideal para condiciones operativas en las que se necesita asegurar capacidad de regasificación independientemente del entorno. Aunque su coste energético y huella ambiental son superiores a los de sistemas pasivos, su fiabilidad y respuesta rápida los convierten en una pieza estratégica dentro del diseño de terminales de GNL con altos requisitos de disponibilidad térmica.

5.2 ESTIMACIÓN DE VAPORIZADORES

A medida que el GNL se consolida como vector clave en la transición energética global, impulsado por su menor huella de carbono respecto a otros combustibles fósiles, la demanda de soluciones tecnológicas eficientes y sostenibles en regasificación, incluyendo los vaporizadores, continúa creciendo. En este contexto, la innovación en diseño, eficiencia energética y sostenibilidad ambiental de los sistemas de vaporización se ha convertido en un foco de desarrollo estratégico para operadores y fabricantes en toda la cadena de valor del GNL.

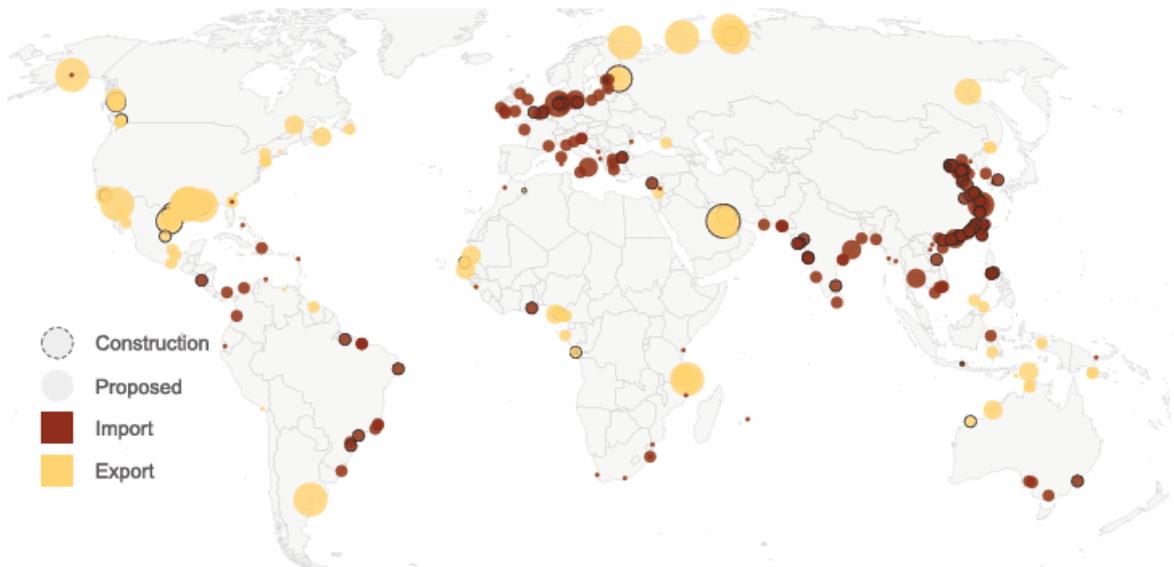


Figura 18. Principales importadores y exportadores de GNL

La figura 18 del informe LNG 2023: Last year's energy shock still reverberates, as the world builds towards LNG oversupply de Global Energy Monitor [20] puede servir como una excelente introducción visual y analítica para centrarnos en los principales importadores de GNL a nivel global. A través de la representación geográfica de las terminales de gas natural licuado (ya sean de importación, exportación, en construcción o propuestas), la figura 17 permite identificar de forma rápida qué países concentran mayor infraestructura relacionada

con el GNL y, por tanto, cuáles tienen el mayor potencial impacto sobre el número global de vaporizadores instalados.

En este sentido, el mapa revela que los países con mayor número de terminales de importación activas (marcadas en marrón oscuro) son Japón, China, Corea del Sur, India y, en menor medida, países europeos como España, Francia, Italia, Alemania y Reino Unido. Estas terminales de importación son precisamente las que requieren el uso de vaporizadores para transformar el gas natural licuado nuevamente en estado gaseoso antes de su distribución. Por tanto, estos países concentran una parte sustancial del parque mundial de vaporizadores, tanto por volumen de gas gestionado como por el número de instalaciones activas.

Adicionalmente, la imagen muestra una gran cantidad de proyectos en fase de construcción o propuestos (círculos grises o punteados), especialmente en Europa, el sudeste asiático y algunas zonas del continente africano. Esta tendencia de crecimiento anticipa un aumento significativo en la demanda de vaporizadores en los próximos años, lo que convierte a estos países en actores clave a la hora de entender la evolución futura del número de estas unidades.

5.2.1 VAPORIZADORES ACTUALES

5.2.1.1 Asia

Dado que no se dispone de datos específicos sobre el número de terminales de regasificación existentes en Asia, la estimación del número de vaporizadores en la región se realizará tomando como referencia el volumen de importación de GNL, y no la capacidad instalada total. Es importante señalar que esta última es considerablemente mayor, ya que (según datos disponibles para Europa) la tasa media de utilización de una terminal de regasificación se sitúa en torno al 20% de su capacidad nominal y la hipótesis que se tomará para realizar los cálculos es una tasa de utilización del 73%[11].

Según el informe Gas Market Report, Q1-2025 de la Agencia Internacional de la Energía [1], en 2024, las importaciones de gas natural licuado (GNL) en Asia-Pacífico aumentaron un 9.3% interanual, lo que equivale a unos 32 bcm. Este incremento representó el mayor aumento volumétrico desde 2018 y consolidó a la región como el principal motor de crecimiento de la demanda global de gas natural, aportando más del 40% del incremento total mundial. Este dinamismo estuvo fuertemente liderado por los mercados de China e India, cuyas economías mantuvieron un ritmo de expansión elevado y mostraron una creciente penetración del gas en sus matrices energéticas.

China reforzó su posición como uno de los principales importadores mundiales de GNL, con un crecimiento del 11% en sus importaciones, lo que supuso un incremento de 10.5 bcm respecto a 2023. Estas importaciones representaron la segunda fuente más importante de crecimiento de la oferta de gas en el país, sólo por detrás de la producción nacional.

India también mostró un desempeño destacado en 2024, con un crecimiento de las importaciones de GNL del 21%, es decir, un aumento de más de 6 bcm respecto al año anterior.

Con estos datos podemos estimar la capacidad que tienen estos territorios y en parte el número de vaporizadores que tienen. Partiendo de la hipótesis que como máximo un vaporizador tiene capacidad de regasificar 200 toneladas/hora, lo que equivale a 1,7 bcm al año (tomando como equivalencia aproximada que una tonelada de GNL equivale a 1380 m³ de gas natural regasificado y teniendo en cuenta un tiempo de servicio del 73% del año).

Región/país	GNL importado (bcm)	Vaporizadores
<i>Asia-Pacífico</i>	<i>≈ 344</i>	<i>≈ 197</i>
<i>China</i>	<i>≈ 95,5</i>	<i>≈ 55</i>
<i>India</i>	<i>≈ 28,6</i>	<i>≈ 16</i>

Tabla 3. Número aproximado de vaporizadores en Asia

Dado que las hipótesis que hemos tomado a la hora de estimar el número de vaporizadores son datos muy conservadores, ya que la capacidad de vaporización que suelen tener los vaporizadores suele ser menor de 200 toneladas/hora y la tasa de utilización se ha tomado es mucho mayor que con la observada en Europa de un 20%, estos números obtenidos son el número mínimo de vaporizadores que tiene que haber en estas regiones.

5.2.1.2 Europa

Como se ha comentado anteriormente, debido a la escasez de yacimientos de gas natural, Europa es principalmente un importador de gas natural.

Para estimar el número de vaporizadores que se construirán en el futuro, es necesario primero analizar cuántos están actualmente en operación. A continuación, se presenta una estimación del número de vaporizadores activos y en desarrollo en Europa. La metodología empleada parte de las siguientes hipótesis: se asume que la capacidad máxima de un vaporizador individual es de aproximadamente 200 toneladas por hora, lo que equivale a 1,7 bcm al año (tomando como equivalencia aproximada que una tonelada de GNL equivale a 1380 m³ de gas natural regasificado y teniendo en cuenta un tiempo de servicio del 73% del año). A partir de esta base y utilizando los datos recogidos en el informe European LNG Tracker del último febrero de 2025 [15], se han realizado las siguientes estimaciones.

<i>País</i>	<i>Nº vaporizadores</i>	<i>Capacidad de regasificación (bcm)</i>
España	≈ 31	68,9
Alemania	≈ 52	95,3
Francia	≈ 20	39,5
Italia	≈ 19	35,5
Turquía	≈ 25	51,3
Reino Unido	≈ 22	48,1
Polonia	≈ 8	16,8
Países Bajos	≈ 11	25
Grecia	≈ 8	15
Portugal	≈ 4	7,6
Irlanda	≈ 6	10,4
Estonia	≈ 4	6,5
Finlandia	≈ 3	5
Croacia	≈ 2	2,9

Lituania	≈ 2	4
Letonia	≈ 2	4,1
Malta	≈ 1	0,7
Bélgica	≈ 4	9

Tabla 4. Número de vaporizadores en Europa por país

La tabla 4 nos permite obtener una visión clara de la capacidad de regasificación en Europa, con especial atención al número de vaporizadores por país y cómo estos se distribuyen entre las diferentes terminales. A partir de los datos, se desprenden conclusiones relevantes tanto a nivel técnico como geopolítico.

En primer lugar, España y Alemania son los países que cuentan con el mayor número de vaporizadores. España posee un total de 31 vaporizadores repartidos entre siete terminales, siendo el país con la infraestructura de regasificación más extensa y diversificada de Europa. Esta capacidad está distribuida entre terminales históricas como la de Barcelona (operativa desde 1969) y otras más modernas como la de El Musel (2012), mostrando una planificación a largo plazo y un desarrollo sostenido. Su capacidad total asciende a 68,9 bcm anuales, situando a España como uno de los grandes nodos logísticos del gas natural licuado (GNL) en Europa Occidental.

Por su parte, Alemania ha desarrollado de manera muy acelerada su infraestructura gasista a partir de 2022. Antes de ese año no contaba con terminales de regasificación, pero tras el corte del suministro de gas ruso vía Nord Stream, puso en marcha una ambiciosa estrategia de construcción de FSRUs y terminales terrestres. Actualmente, Alemania dispone de 52 vaporizadores distribuidos en nueve terminales, muchas de ellas en etapas tempranas de operación o previstas para los próximos dos años. Su capacidad combinada alcanza los 95,3

bcm anuales, lo que la sitúa como el país con mayor capacidad proyectada de regasificación en Europa. Esta expansión masiva responde a razones estratégicas y de seguridad energética, buscando independencia del gas ruso y diversificación de proveedores.

En el grupo de países con infraestructuras sólidas y consolidadas encontramos a Francia, Italia, Turquía y el Reino Unido. Francia cuenta con 20 vaporizadores distribuidos en cinco terminales y una capacidad total de 39,5 bcm. Aunque sus infraestructuras son más antiguas (como Montoir-de-Bretagne, en operación desde 1980), también ha incorporado instalaciones modernas como la de Dunkerque. Italia, con 19 vaporizadores y 35,5 bcm de capacidad, muestra una estructura equilibrada, con terminales flotantes como Toscana FSRU y otras terrestres de peso como Adriatic LNG. Turquía destaca por su alta capacidad (51,3 bcm) y un total de 25 vaporizadores en solo cinco terminales, lo que refleja una política energética orientada a convertirse en hub regional. El Reino Unido, por su parte, dispone de tres terminales de gran tamaño (Isle of Grain, Dragon LNG y South Hook), con 22 vaporizadores y una impresionante capacidad de 48,1 bcm anuales, siendo uno de los países con mayor eficiencia en términos de capacidad por terminal.

En cuanto a los países emergentes o en desarrollo de infraestructuras, Polonia y los países bálticos (Estonia, Letonia, Lituania) han iniciado en los últimos años una expansión significativa de su capacidad gasista. Polonia cuenta actualmente con tres terminales que suman 8 vaporizadores y 16,8 bcm, y prevé seguir creciendo con la incorporación de Gdańsk 2. Estonia, Letonia y Lituania operan principalmente con terminales FSRU, con capacidades más modestas pero cruciales para la independencia energética regional.

El caso de Países Bajos resulta particularmente destacable, ya que con solo dos terminales (Gate y Eemshaven), suma 11 vaporizadores y una capacidad de 25 bcm. Esto indica un elevado grado de eficiencia e integración en la cadena logística del GNL. También destaca Grecia, que con tres terminales y ocho vaporizadores está desarrollando una red de regasificación estratégica para el sureste europeo, incluyendo proyectos como Alexandroupolis (FSRU).

Países más pequeños como Portugal, Irlanda, Croacia, Malta o los países bálticos mantienen capacidades más limitadas pero suficientes para abastecer sus necesidades nacionales. Por ejemplo, Portugal opera solo una terminal en Sines, pero con 4 vaporizadores y una capacidad de 7,6 bcm, cubre la totalidad del suministro gasista nacional. Irlanda, con dos proyectos en desarrollo (Mag Mell y Shannon), podría en los próximos años incorporarse a los países con regasificación activa.

A nivel global, la capacidad de regasificación acumulada en Europa (considerando los países listados) supera los 500 bcm anuales. Esta cifra da cuenta del esfuerzo conjunto de los países europeos por asegurar el abastecimiento energético mediante la diversificación de fuentes y la reducción de la dependencia del gas canalizado por gasoducto desde Rusia. El número total de vaporizadores en Europa supera los 300, lo que también implica una gran capacidad de modulación y flexibilidad operativa.

Como conclusión, Europa ha construido una red de terminales de GNL cada vez más robusta, diversa y distribuida. Mientras los países del sur y oeste de Europa disponen de terminales consolidadas y de largo recorrido, el norte y este del continente ha mostrado una capacidad de adaptación y crecimiento sin precedentes tras la crisis energética de 2022. La tendencia actual es la expansión rápida de terminales FSRU (lo que como hemos comentado anteriormente, nos indica a pensar que son vaporizadores de combustión sumergida), complementada con terminales terrestres más potentes y permanentes en lugares clave. Todo esto convierte a Europa en uno de los principales mercados de GNL del mundo en capacidad.

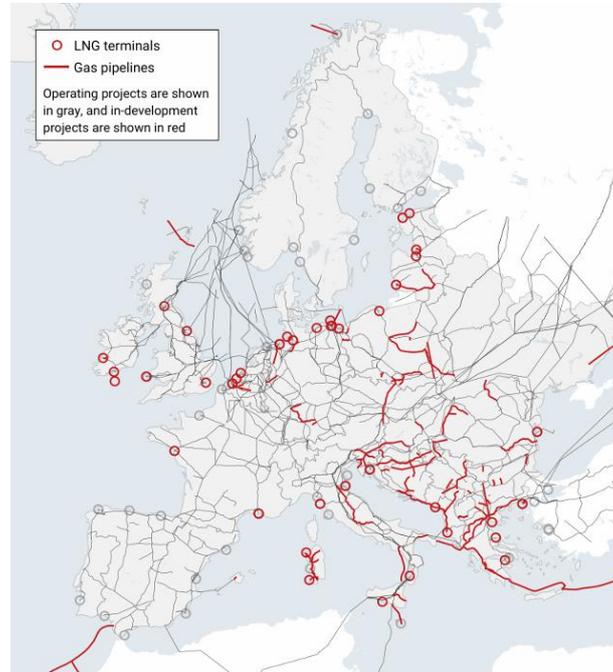


Figura 19. Estructura de GNL en Europa [13]

La figura 19 representa el mapa de las infraestructuras de gas natural en Europa, destacando tanto las terminales de gas natural licuado (GNL) como la red de gasoductos existente y en desarrollo. Las terminales se indican mediante círculos, mientras que los gasoductos aparecen como líneas: las grises corresponden a proyectos ya operativos y las rojas a aquellos que aún se encuentran en fase de desarrollo. Esta visualización permite analizar no solo la distribución geográfica de las infraestructuras energéticas, sino también las prioridades estratégicas de los distintos países europeos en materia de seguridad energética.

Una primera observación evidente es la fuerte concentración de terminales de GNL en la fachada atlántica y mediterránea occidental del continente. España, Francia, Portugal, Italia y el Reino Unido cuentan con una densa red de terminales costeras ya operativas. Esta localización estratégica permite el acceso directo de buques metaneros provenientes de regiones productoras como Estados Unidos, Qatar, Argelia y Nigeria. En particular, España

destaca por su gran número de terminales activas y por su capacidad técnica instalada, lo que la convierte en uno de los principales puntos de entrada del gas licuado en Europa.

Por otro lado, como se ha comentado anteriormente, se observa una expansión significativa de nuevos proyectos en el norte y este de Europa, evidenciada por los múltiples símbolos en rojo en esas zonas. Alemania, los países bálticos, Grecia y varios Estados balcánicos están desarrollando terminales flotantes (FSRU) y nuevas conexiones por gasoducto. Esta expansión responde al cambio de paradigma energético iniciado en 2022, cuando Europa decidió reducir drásticamente su dependencia del gas canalizado desde Rusia. La rápida incorporación de capacidades de regasificación en Alemania, país que no contaba con ninguna terminal hasta hace pocos años, ilustra con claridad este giro estratégico.

5.2.2 FUTUROS VAPORIZADORES

El mercado global del gas natural licuado (GNL) se encuentra en una fase de expansión, impulsado principalmente por el crecimiento estructural de la demanda en Asia-Pacífico y por los esfuerzos de Europa para reforzar su seguridad energética tras la crisis del suministro ruso. Esta dinámica anticipa la necesidad de incrementar las capacidades de regasificación, lo que se traduce directamente en la construcción de nuevos vaporizadores.

Según el informe Gas Market Report, Q1-2025 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) [1], se espera que el consumo mundial de gas natural aumente un 1,9 % en 2025, lo que equivale a unos 80 bcm adicionales respecto a 2024. Casi el 45 % de ese crecimiento provendrá de Asia, especialmente de China e India, consolidando a la región como el principal motor de la demanda global. Este incremento requerirá un aumento proporcional en la infraestructura de regasificación, particularmente en los países importadores de GNL.

Considerando que un vaporizador estándar puede regasificar hasta 1,7 bcm al año, los 80 bcm adicionales previstos para 2025 implicarían la necesidad de construir aproximadamente 45 nuevos vaporizadores a nivel global. Esta es una estimación conservadora, ya que no

contempla las tasas reales de utilización (que en Europa rondan el 20 %) ni los márgenes operativos que suelen sobredimensionar la capacidad instalada [11].

Región/país	Δ GNL importado (bcm)	Vaporizadores
<i>Mundo</i>	≈ 80	≈ 45

Tabla 5. Número de vaporizadores en el futuro

Por otro lado, la oferta global de GNL también crecerá en 2025, con un incremento proyectado del 5 % (equivalente a 26 bcm), gracias a la entrada en operación de nuevos proyectos como Plaquemines LNG, Corpus Christi Stage 3 y LNG Canada. Esta mayor disponibilidad de GNL reforzará el flujo de cargamentos hacia Europa y Asia, lo que exigirá nuevas instalaciones de regasificación. En el caso europeo, la interrupción del tránsito de gas ruso a través de Ucrania generará una necesidad adicional de importación de al menos 21 bcm, lo que implicaría la incorporación de entre 10 y 12 vaporizadores nuevos en el continente.

Asimismo, se consolida la tendencia hacia terminales flotantes (FSRU), que permiten una instalación más rápida y flexible. Este tipo de unidades, que emplean principalmente vaporizadores de combustión sumergida, están siendo adoptadas por países como Alemania, Grecia y Estonia, y es previsible que gran parte de los nuevos vaporizadores construidos en los próximos años sigan este formato.

Capítulo 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En conclusión, las previsiones actuales apuntan a una expansión significativa del número de vaporizadores a escala mundial. Este crecimiento será especialmente intenso en Asia, como respuesta al aumento de la demanda, y en Europa, como parte de una estrategia de resiliencia energética. En ambos casos, el incremento del comercio internacional de GNL, junto con la puesta en marcha de nuevas plantas de licuefacción, hacen prever la incorporación de al menos 45 vaporizadores adicionales en el corto plazo, consolidando así la infraestructura necesaria para una transición energética más segura y diversificada

Capítulo 7. CONCLUSIONES

El Gas Natural Licuado (GNL) se consolida como un pilar estratégico en el sistema energético global, especialmente en un contexto de transición hacia fuentes más sostenibles y de creciente incertidumbre geopolítica. A lo largo de este trabajo se ha demostrado que, pese a los desafíos técnicos, económicos y medioambientales que enfrenta, el GNL sigue siendo una opción competitiva por su flexibilidad logística, menor huella de carbono frente a otros combustibles fósiles y capacidad de responder rápidamente a picos de demanda. Actualmente, se estima que existen 211 vaporizadores operativos en Europa y 268 en Asia-Pacífico, lo que refleja un alto grado de preparación técnica para gestionar el creciente volumen de importaciones. Sin embargo, las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía indican que, solo en 2025, el crecimiento de la demanda mundial de gas natural exigirá la incorporación de al menos 45 nuevos vaporizadores a escala global. Esta expansión será especialmente intensa en Asia, por el impulso económico de China e India, y en Europa, por la necesidad de sustituir el suministro ruso. En definitiva, el GNL no solo seguirá siendo un componente fundamental en el mix energético mundial en la próxima década, sino que también servirá de puente hacia una matriz energética más limpia, resiliente y diversificada.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- 1) IEA (2025). Gas Market Report, Q1-2025 : <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2025>
- 2) Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico. Gas natural y medio ambiente: <https://www.miteco.gob.es/fr/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/gas/gas.html>
- 3) An-Air: <https://anair.es/articulos/emisiones-de-co2-por-kwh-electrico.html>
- 4) Extracción del GN: <https://nativesac.com/2018/11/16/gas-natural-que-es-como-se-produce/>
- 5) Información general del GN: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/>
- 6) Transferencia de Calor y Masa. Y. Çengel. McGrawHill, 2007
- 7) GIIGNL (2019). The International Group of Liquefied Natural Gas Importers. LNG Information Paper #2
- 8) IEA. A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas: <https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas>
- 9) IEA (2025). Gas Market Report, Q1 2025 (p. 17 del PDF): <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/natural-gas>
- 10) IEA (2025). Gas Market Report, Q1 2025 (págs. 16–18): <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/natural-gas>
- 11) IEEFA. European LNG Tracker: <https://ieefa.org/european-lng-tracker>
- 12) IEA (2025). Gas Market Report, Q1 2025 (Gráfica p. 9 del PDF): <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/natural-gas>
- 13) Global Energy Monitor. Europe Gas Tracker Report 2024: <https://globalenergymonitor.org/es/news-reports/reports-briefings/page/2/>
- 14) Global Energy Monitor. GNL 2024: edición América Latina y el Caribe <https://globalenergymonitor.org/es/report/lng-2024-latin-america-and-the-caribbean-edition/>
- 15) Institute of Energy Economics and Financial Analysis. European LNG Tracker: <https://ieefa.org/european-lng-tracker>

- 16) McKinsey (Agosto 2024). The Iberian green industrial opportunity: Biomethane:
<https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-iberian-green-industrial-opportunity-biomethane>
- 17) Agencia Internacional de la Energía (IEA) (2024), E-methane: a new gas for a net-zero future: <https://www.iea.org/events/e-methane-a-new-gas-for-a-net-zero-future>
- 18) Reuters. (2022, 30 de marzo). Germany's TES accelerates plan for gas import terminal. <https://www.reuters.com/business/energy/germanys-tes-accelerates-plan-gas-import-terminal-2022-03-30/>
- 19) Tree Energy Solutions. (2022, marzo 30). TES initiates the fast-tracking of its Green Gas Terminal – part of the Green Energy Hub in Wilhelmshaven. <https://tes-h2.com/news/tes-initiates-the-fast-tracking-of-its-green-gas-terminal-part-of-the-green-energy-hub-in>
- 20) Global Energy Monitor. LNG 2023: Last year’s energy shock still reverberates, as the world builds towards LNG oversupply (December 2023).

ANEXO I. ALINEACIÓN CON LOS ODS

Este estudio sobre el Gas Natural Licuado (GNL) y sus perspectivas de mercado se alinea con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU, especialmente aquellos relacionados con el acceso a la energía, la sostenibilidad industrial, el consumo responsable y la acción climática.

ODS 7 - Energía Asequible y No Contaminante

El ODS 7 busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. En este sentido, el GNL juega un papel clave en la transición energética, especialmente en países que buscan reducir su dependencia del carbón y el petróleo, fuentes de energía más contaminantes. En muchas economías emergentes y en desarrollo, el GNL se presenta como una alternativa viable para garantizar un suministro energético más limpio y confiable, ayudando a reducir la brecha de acceso a la energía.

Por otro lado, el estudio también analiza tecnologías emergentes como el *e-methane* y otros gases sintéticos de bajas emisiones, que pueden complementar la transición hacia una matriz energética más sostenible. Estos gases pueden producirse a partir de fuentes renovables y representar una opción aún más limpia a largo plazo, contribuyendo al objetivo de incrementar la participación de las energías renovables en la generación de energía global.

ODS 9 - Industria, Innovación e Infraestructura

El desarrollo de terminales de GNL, gasoductos y nuevos proyectos de exportación/importación fomenta la modernización de la infraestructura energética global. La expansión del mercado del GNL requiere inversiones en tecnología, transporte y almacenamiento, impulsando la innovación en el sector energético.

ODS 12 - Producción y Consumo Responsables

El ODS 12 promueve patrones de producción y consumo sostenibles, y el GNL tiene un papel importante en la transición hacia un sistema energético más responsable. Si bien sigue siendo un combustible fósil, su uso en la generación eléctrica y en el transporte ayuda a reducir las emisiones de CO₂ y otros contaminantes en comparación con el carbón y el petróleo.

El estudio abordará cómo la optimización del uso del GNL puede contribuir a una menor huella de carbono en sectores clave como la industria y el transporte marítimo. El creciente interés en el GNL como combustible para buques y camiones pesados responde a la necesidad de reducir emisiones en sectores tradicionalmente difíciles de descarbonizar. La tendencia hacia contratos de largo plazo con cláusulas de sostenibilidad también demuestra un compromiso creciente de la industria con una producción y consumo más responsable.

ODS 13 - Acción por el Clima

El GNL, aunque sigue siendo un combustible fósil, ha demostrado ser una opción de transición viable hacia una matriz energética menos contaminante. Su uso en la generación eléctrica ha permitido la reducción de emisiones de CO₂ en muchos países, especialmente en aquellos que han sustituido plantas de carbón por centrales de ciclo combinado a gas.

ANEXO II. TABLA COMPLETA DE VAPORIZADORES EN EUROPA

Country	Name	Start up year	Regasificación capacity (bcm)	Toneladas/hora	Vaporizadores
Belgium	Zeebrugge	1987	9	750,00	4
Croatia	Krk	2021	2,9	241,67	2
Estonia	Paldiski	2025	2,5	208,33	2
Estonia	Tallin	2025	4	333,33	2
Finland	Inkoo	2023	5	416,67	3
France	Fos-Tonkin	1972	1,5	125,00	1
France	Montoir-de-Bretagne	1980	10	833,33	5
France	Fos Cavaou	2010	10	833,33	5
France	Dunkerque	2016	13	1.083,33	6
France	Le Havre	2023	5	416,67	3
Germany	Wilhelmshaven 1	2022	6	500,00	3
Germany	Brunsbüttel 1	2023	5	416,67	3
Germany	Ostsee/Lubmin	2023	5	416,67	3
Germany	Ostsee/Mukran 1	2024	4	333,33	2
Germany	Ostsee/Mukran 2	2024	5	416,67	3
Germany	Stade 1	2024	7,5	625,00	4
Germany	Wilhelmshaven 2	2024	5	416,67	3
Germany	Brunsbüttel 2	2026	10	833,33	5
Germany	Wilhelmshaven 3	2026	15	1.250,00	7
Germany	Stade 2	2027	13,3	1.108,33	6
Greece	Revithoussa	1999	7	583,33	3
Greece	Alexandroupolis	2024	5,5	458,33	3

Greece	Dioriga gas	n/a	2,5	208,33	2
Ireland	Mag Mell	2024	2,6	216,67	2
Ireland	Shannon	n/a	7,8	650,00	4
Italy	Panigaglia	1971	3,5	291,67	2
Italy	Adriatic LNG	2009	9	750,00	4
Italy	Toscana FSRU	2013	5	416,67	3
Italy	Piombino	2023	5	416,67	3
Italy	Ravenna	2024	5	416,67	3
Italy	Porto Empedocle	2026	8	666,67	4
Latvia	Skulte	n/a	4,1	341,67	2
Lithuania	Klaipėda (Independence FSRU)	2014	4	333,33	2
Malta	Delimara	2017	0,7	58,33	1
Netherlands	Gate	2011	16	1.333,33	7
Netherlands	Eemsenergy	2022	9	750,00	4
Poland	Świnoujście	2016	6,2	516,67	3
Poland	Gdańsk	2028	6,1	508,33	3
Poland	Gdańsk 2	n/a	4,5	375,00	2
Portugal	Sines	2004	7,6	633,33	4
Spain	Barcelona	1969	17,1	1.425,00	8
Spain	Huelva	1988	11,8	983,33	5
Spain	Cartagena	1989	11,8	983,33	5
Spain	Bilbao	2003	7	583,33	3
Spain	Sagunto	2006	8,8	733,33	4
Spain	Mugaros	2007	3,6	300,00	2
Spain	El Musel	2012	8	666,67	4
Turkie	Marmara Ereglisi	1994	12,8	1.066,67	6
Turkie	Aliaga Izmir	2006	13,8	1.150,00	6
Turkie	Aligata Etki	2016	7,3	608,33	4
Turkie	Dörtyol	2018	9,7	808,33	5
Turkie	Saros	2023	7,7	641,67	4
UK	Isle of Grain	2005	19,5	1.625,00	9
UK	Dragon LNG	2009	7,6	633,33	4

UK	South Hook LNG	2009	21	1.750,00	9
----	-------------------	------	----	----------	---