



ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE D'ENERGIE



BID

Banco Interamericano de Desarrollo

An aerial photograph of a wide river, likely the Paraná, with a large cargo ship and a smaller boat. The riverbank is lush with green vegetation. The image is partially obscured by a white box containing the title and a large blue geometric graphic at the bottom right.

Análisis de sustitución de combustibles del sistema de transporte fluvial de la Hidrovía Paraguay - Paraná

Informe Técnico

Noviembre 2020

Autores: Jorge Ciacciarelli y Gordon Wilmsmeier (consultores), con la colaboración de Jorge Enrique Sáenz y Andrés Schuschny (Organización Latinoamericana de Energía, OLADE).

El presente Informe fue encargado y coordinado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) a través de Roberto Aiello, Especialista Principal de la División de Energía (ENE). Se agradecen los comentarios brindados por Michelle Hallack y Luis Carlos Perez Martínez (BID/ENE).

Disclaimer

Copyright © 2020 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Tabla de Contenido

Resumen Ejecutivo	5
1. Introducción y Antecedentes	8
2. Situación actual de la Hidrovía	9
2.1. Principales características de la Hidrovía	9
2.2. Ventajas del uso de la Hidrovía	11
2.3. Evolución de la capacidad operativa de los puertos	12
2.4. Circulación de embarcaciones y venta de combustibles bunker	13
2.5. Dinámica de circulación y abastecimiento de Combustible en la Hidrovía en el Río de La Plata	16
2.6. Principales canales de navegación en el Río de La Plata	17
2.7. Navegación en el Río Paraná	18
2.8. Preferencias de los operadores de transporte de carga	19
3. Especificaciones internacionales sobre combustibles líquidos para embarcaciones	20
4. El uso de fuentes de energía alternativas en el transporte fluvial	23
4.1. La estructura del transporte fluvial	23
4.2. Energías alternativas en el transporte fluvial	25
5. GNL como combustible alternativo	27
5.1. Motores marinos y combustibles alternativos	27
5.1.1. Impacto en la reducción de emisiones	28
5.1.2. Barreras para la implementación	29
5.1.3. Ejemplos relevantes de buques propulsados a GNL	37
5.1.4. Evolución reciente de la flota y sus características	41
5.1.5. Algunos comentarios generales	44
6. Otros potenciales combustibles	46
6.1. El Biodiesel como combustible marino	46
6.2. Embarcaciones eléctricas	46
6.2.1. Algunos comentarios sobre la propulsión eléctrica	48
6.3. Navegación a Hidrógeno	48
6.4. Oportunidades de sustitución sostenible en el sistema de transporte fluvial	51
7. Cadena de abastecimiento y transporte de Gas Natural, algunas experiencias	53
7.1. Gasoductos Virtuales	55
8. Sistema actual de abastecimiento de combustibles para embarcaciones en los principales puertos	57
8.1. Sistema de abastecimiento de GNL del Ferry “Papa Francisco”	57
9. Características generales del sistema de abastecimiento de GNL	58

9.1.	Identificación de fuentes de suministro de Gas Natural.....	58
9.2.	Sistema de transporte del GNL que se requeriría considerar	63
9.3.	Inversiones en infraestructura requeridas.....	65
10.	Límites del análisis.....	67
11.	Recomendaciones	67
12.	Referencias bibliográficas	69
Anexo 1: Especificaciones vigentes de combustibles bunker en la Hidrovia		72
Anexo 2 Ejemplos de relevantes de electromovilidad náutica		74
Anexo 3: ¿Cómo funciona una pila de combustible de hidrógeno?		84
Anexo 4 Métodos para el almacenamiento de hidrógeno		86
Anexo 5: Combustibles Alternativos para Embarcaciones. Opciones tecnológicas actuales, sus ventajas y principales desafíos para su uso en embarcaciones.....		89

Resumen Ejecutivo

El presente estudio tiene como objetivo principal, dentro de su alcance, realizar una primera aproximación al reemplazo de combustibles “bunker” utilizados en la Hidrovía Paraguay – Paraná por alternativas energéticas más sostenibles y amigables con el medio ambiente. Para ello, se evaluaron opciones de reemplazo tales como el gas natural, la electricidad o el hidrógeno. No obstante, considerando la viabilidad y las tendencias actuales, se ha profundizado el análisis en la sustitución potencial por Gas Natural. Cabe señalar que no se realizó un análisis de ciclo de vida completo para determinar las emisiones de gases de efecto invernadero vinculadas con la utilización de las alternativas de combustibles evaluadas.

La Hidrovía se extiende de norte a sur desde la ciudad brasileña de Puerto Cáceres, en el estado de Mato Grosso, hasta desembocar en el delta del Paraná frente al puerto de Nueva Palmira, ubicado en el departamento de Colonia, Uruguay. Los países que comparten este sistema fluvial – Argentina, Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay – crearon el Comité Intergubernamental de la Hidrovía (CIH). Entre 1988 y 2010, el transporte de mercaderías se multiplicó, pasando de 700 mil a casi 17,4 millones de toneladas al año, hasta superar los actuales 36 millones.

El grueso del tráfico se basa en carga de granos, minerales, transporte de combustibles, alcoholes y aceite vegetal. La Hidrovía tiene un tránsito intenso de buques de tamaño medio hasta Rosario. Aguas arriba el tránsito se realiza a través de barcazas de bajo porte. La modalidad más empleada es por trenes de barcazas. Un convoy puede transportar en total, hasta 25.000 toneladas. Se estima que hay unos 13.000 viajes anuales de este tipo de convoyes.

El consumo de Gas Oil y Fuel Oil es de unos 80.000 m³ anuales, y entre los principales consumidores se encuentra los remolcadores de empuje de alta potencia, ya mencionados. Si se agrega el consumo de combustible marino en Puertos y Radas, cercanas a la Hidrovía, el consumo de dichos combustibles supera los 800.000 m³ por año. Esto serían volúmenes reemplazables por combustibles más limpios, de acuerdo con las tendencias internacionales. El abastecimiento actual de combustibles en la Hidrovía, se produce mayoritariamente desde puertos argentinos.

Además, cabe destacar que, en la comparación con otros modos de transporte de mercancías, la Hidrovía resulta ser más eficiente que el transporte terrestre de carga o el ferrocarril.

Considerando las tecnologías disponibles actualmente, este estudio brinda algunas evidencias de que el Gas Natural sería el combustible más apropiado en el corto plazo para reemplazar a los combustibles marinos que hoy se utilizan en la Hidrovía. Los indicios que soportan la opción por el Gas Natural se resumen a continuación en tres grupos:

- a) **Precio:** Se infiere que el precio por caloría del Gas Natural sería inferior al de los combustibles reemplazados, tal como sucede en el Mercado Internacional del Gas Natural Licuado (GNL), en su uso como combustible bunker y con las proyecciones de precios de dicho producto. Ello permitiría un ahorro cercano al 50 % en los costos operativos totales, comparados con la utilización de Fuel Oil pesado estándar.
- b) **Sustentabilidad:** El GNL ofrece perspectivas de reducción de un 25% en la emisión de CO₂, la eliminación completa de emisiones de sulfuros y cerca del 90% de reducción en la de gases nitrosos respecto a los combustibles marinos actualmente utilizados.
- c) **Madurez tecnológica:** Actualmente existen buques que ya operan a GNL como fuente principal y se proyecta un crecimiento sostenido. Además, considerando que la modalidad de transporte por la Hidrovía al norte de Rosario es, en su gran mayoría, a

través de convoyes de barcazas, se ha constatado que estos pueden adaptarse para almacenar GNL en tanques con capacidades apropiadas. Se identificaron Astilleros que han diseñado remolcadores capaces de operar con GNL.

El Gas Natural es una opción soportada por la integración y usos de recursos regionales:

Argumentos a favor del uso del Gas Natural argentino:

El Yacimiento No Convencional de Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén, Argentina, podría asegurar el abastecimiento de Gas Natural para reemplazar al Gas Oil y Fuel Oil que hoy se utilizan en la Hidrovía y en Puertos cercanos. Los criterios considerados en este argumento son:

- a) El volumen de reservas de Gas Natural en Vaca Muerta, estimadas como suficientes para 150 años, al nivel de consumo actual según el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas.
- b) La diversidad de empresas de primer nivel internacional que operan en los distintos yacimientos productivos de dicha formación.
- c) Las proyecciones incrementales de producción y de exportación de Gas Natural para los próximos años en dicha formación.
- d) La planta de licuefacción en funcionamiento (Tango FLNG), en Bahía Blanca, Argentina (con capacidad para producir 0,5 millones de toneladas año de GNL) que configura un primer paso estratégico para el desarrollo de un proyecto de licuefacción de Gas Natural proveniente de Vaca Muerta.
- e) La experiencia acumulada en el uso de Gas Natural Comprimido (GNC) vehicular y los proyectos en ejecución del uso de GNL, en Camiones y Ómnibus.
- f) Los volúmenes de Gas Oil y Fuel Oil a reemplazar, estimados en 80.000 m³/año, resultan ser cantidades que se pueden abastecer cómodamente.
- g) El actual desarrollo tecnológico de empresas para licuefacción y transporte a través de Gasoductos Virtuales de GNL a pequeña escala.

Otras opciones regionales, Bolivia y Brasil:

Según lo analizado en el presente estudio, también es posible abastecerse desde los Yacimientos de Gas Natural en Bolivia, pero en volúmenes pequeños, y muy probablemente solo para satisfacer la demanda en la parte norte de la Hidrovía. Se prevé que la disponibilidad de Gas Natural en el presal de Brasil podría concretarse recién en el largo plazo, una vez que se concreten los proyectos de "Floating LNG" en el *off shore* de sus aguas profundas. Se presume que Brasil seguirá siendo importador neto de Gas Natural por un tiempo considerable.

Otras opciones tecnológicas para el mediano y largo plazo:

En el último capítulo del Estudio se analizan otras fuentes de energía, como el Biodiesel, el Hidrógeno, y otras fuentes limpias, como posibles combustibles en embarcaciones en la Hidrovía.

Respecto al Biodiesel, se cree que el mismo se irá incorporando a las mezclas bunker de una manera progresiva y natural, dado que las especificaciones IMO son cada vez más restrictivas en el contenido permitido de Azufre. En este caso las mezclas con Gas oil HF o Fuel Oil, pueden hacerse en las Refinerías puesto que las instalaciones ya están preparadas para el *blending* del biodiesel con el gas oil vehicular. Y se usaría la misma logística utilizada en la actualidad para la distribución de combustible bunker, en la Hidrovía sin necesidad prácticamente de inversiones en infraestructura. Una barrera al uso de biodiesel es su costo elevado.

Asimismo, se obtuvo información abundante de embarcaciones impulsadas por Energía Solar e Hidrógeno verde obtenido por electrólisis del agua, y convertido en Agua en celdas de combustible que entregan energía eléctrica para el funcionamiento de sus motores. Con respecto al uso de energía solar y eólica en buques de tamaño medio/grande, hay varios casos exitosos que se muestran en el presente estudio. Se considera que las oportunidades de utilización de Hidrógeno en embarcaciones en la Hidrovía podrían presentarse en el mediano/largo plazo y requeriría de un análisis más detallado.

La hoja de ruta del proceso de sustitución que se plantee debería poseer sinergias con las iniciativas que se están generando para abastecer Gas Natural, tanto comprimido como licuado, a usuarios domiciliarios, estaciones de servicio y centrales de generación de electricidad ubicadas en el Noreste Argentino dando lugar a posibles economías de escala y complementariedades. También será necesario considerar la inercia en la sustitución de combustibles marinos por GNL a nivel internacional, la cual impactaría en otros puertos cercanos a la Hidrovía, como Campana, Capital Federal, La Plata y Montevideo.

Las inversiones necesarias en infraestructura en GNL para comenzar con el proceso de sustitución no son significativas, y se vinculan con la recepción y despacho del nuevo combustible en los puertos, en las embarcaciones a transformar y eventualmente las necesarias para construir y montar plantas de licuefacción a escala pequeña o portátiles.

1. Introducción y Antecedentes

La Hidrovía Paraguay - Paraná se extiende desde Brasil hacia el sur, partiendo de la ciudad brasileña de Puerto Cáceres en el estado de Mato Grosso, hasta desembocar en el delta del río Paraná, frente al puerto de Nueva Palmira, en el departamento de Colonia, Uruguay. Los países que comparten este sistema fluvial — Argentina, Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay — promovieron en una primera etapa estudios para determinar la factibilidad económica, técnica y ambiental de las mejoras necesarias para garantizar el uso sostenible del recurso hídrico, creando el Comité Intergubernamental de la Hidrovía (CIH). El transporte de mercaderías se multiplicó entre 1988 y 2010, pasando de 700 mil a casi 17,4 millones de toneladas al año, hasta superar los actuales 36 millones.

Si bien se han planteado y ejecutado numerosas obras de mejora en la Hidrovía, no fue posible identificar ningún estudio previo acerca de reemplazar combustibles bunker por Gas Natural u otras fuentes de energías limpias y renovables, como se plantea analizar en el presente estudio, liderado por el BID y OLADE.

2. Situación actual de la Hidrovía

2.1. Principales características de la Hidrovía

Tomando como fuente de información su sitio web, y como puede apreciarse en la Figura 1, la Hidrovía Paraguay - Paraná consiste en la construcción de un canal navegable por los ríos Paraguay, Paraná y algunos de sus afluentes. El objetivo principal es permitir la navegación de barcazas de gran calado y grandes volúmenes de carga los 365 días del año. Para alcanzar este objetivo, ha sido necesario rectificar el trayecto (eliminando meandros), ensancharlo (eliminando vegetación ribereña), hacerlo más seguro (mediante señalización), eliminar islas e islotes (dinamitándolas) y profundizarlo (dragando el cauce del río).

Figura 1: Mapa de la Hidrovía Paraguay - Paraná -



Fuente: Comité Intergubernamental Hidrovía Paraguay – Paraná
<http://www.hidrovia.org/es/mapas>

Recorrido de la Hidrovía Paraguay – Paraná para cada país y principales puertos cerealeros:

- **BRASIL: 890 km, 26 %**
- **BOLIVIA – BRASIL: 48 km, 2 %**
- **BRASIL – PARAGUAY: 322 km, 9 %**
- **PARAGUAY: 567 km, 16 %**
- **ARGENTINA – PARAGUAY: 375 km, 11 %**
- **ARGENTINA: 1240 km, 36%**
- **TOTAL – 3442 km, 100 %**

Los siguientes puertos cerealeros se encuentran en ese recorrido: *Cáceres, Curumba y Ladario en **Brasil**; Aguirre en Bolivia; Concepción y Asunción en **Paraguay**; Barranqueras, Reconquista, Santa Fé, Paraná, Diamante, San Martín, San Lorenzo, Rosario, Villa Constitución, San Nicolás y San Pedro en **Argentina**.*

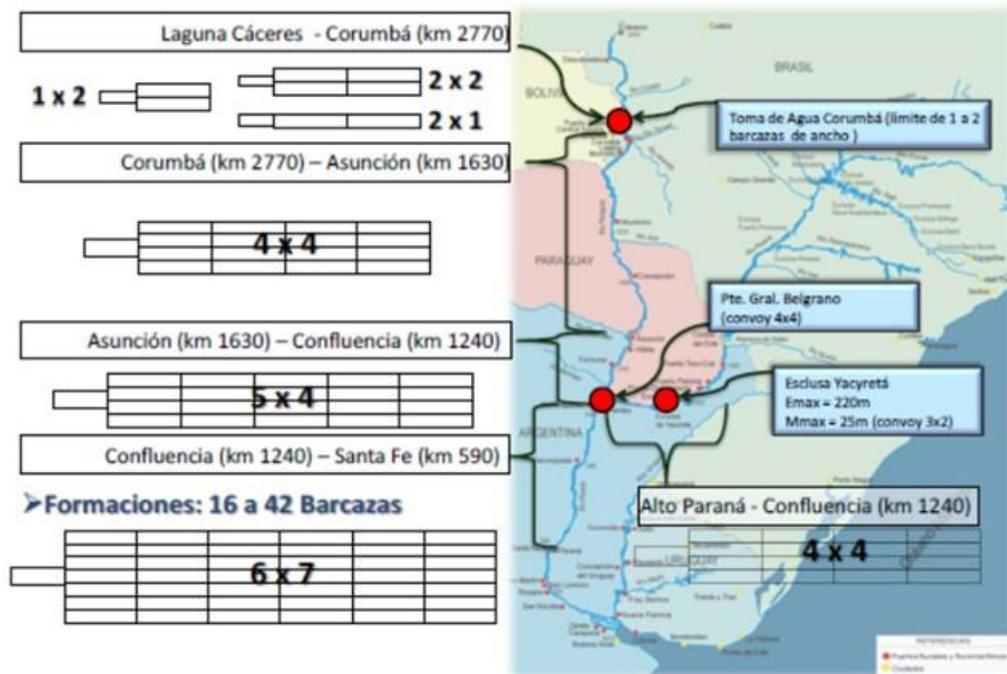
La Figura 2 muestra un mapa de los calados navegables según la ubicación geográfica a lo largo de la Hidrovía y, en consistencia con esto, la Figura 3 muestra la tipología de los convoyes admitidos a lo largo de la misma.

Figura 2: Calados Navegables



Fuente: Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (2016).

Figura 3: Tipología de Convoyes admitidos por el calado



Fuente: Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (2016).

2.2. Ventajas del uso de la Hidrovía

El transporte fluvial presenta mayores ventajas que el transporte ferroviario y vial por su menor costo de inversión y mantenimiento, el menor consumo de energía, la mayor capacidad de carga y los menores costos de transporte para grandes distancias, tal como se detalla en el siguiente párrafo. El transporte fluvial es un medio altamente rentable comparado con el terrestre: para transportar una tonelada en mercadería en base a cada litro de combustible consumido, un camión recorre 23 km., el ferrocarril 90 km. y una barcaza o buque entre 250 y 300 km. En cuanto al poder de arrastre, una barcaza equivale a 37 vagones o 50 camiones, cada convoy de barcazas está conformado por aproximadamente 15 unidades.

En distancias de hasta 300 km. conviene utilizar el camión; de 300 km. a 800 km., el ferrocarril y a más de 800 km. conviene utilizar el transporte fluvial por barcazas. Un tren de barcazas equivale 36 barcazas o 1.500 toneladas (ton) de granos cada barcaza, totalizando 54.000 ton de granos. Un tren de barcazas equivale a 1.080 vagones ferroviarios (de 50 ton) y 1.928 camiones (de 28 ton). Según datos provistos por el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la República Argentina, la Tarifa estimada para el transporte de granos, aceites y subproductos por camión es de USD 0,10 la ton/km; por ferrocarril, USD 0,045 la ton/km y por barcaza, USD 0,02 la ton/Km.

Si a los beneficios naturales se suman las mejoras introducidas en los últimos tiempos en las señalizaciones y en la profundidad para la navegación (determinante en 34 pies), se aprecia que permitieron el tránsito de embarcaciones de mayor porte con el resultado de un menor costo de flete (economía de escala) de aproximadamente 6 a 8 dólares por tonelada.

Además, la incorporación de nueva tecnología y nuevas terminales portuarias han mejorado el flujo de la mercadería con destino a la exportación, posibilitando el incremento de las exportaciones en los puertos de la Hidrovía y una mayor competitividad de productos regionales en el comercio internacional.

2.3. Evolución de la capacidad operativa de los puertos

Un ejemplo de esta evolución, considerando como base los años 1990 y 2007, se observa en el volumen de almacenaje de granos/subproductos sólidos en puertos de la Hidrovía, el cual creció de 1,5 millones de toneladas a casi 8 millones, en tanto los ritmos de carga a los buques aumentaron de 23 mil toneladas por hora a 54 mil.

Esta ampliación de la capacidad operativa de los puertos ha permitido que las exportaciones del sector “*Up-River*” también aumentaran de unos 13.5 millones de toneladas a unos 54 millones de granos y pellets sin ocasionar costos adicionales de almacenaje o demoras en las estadías de los buques.

A esta información proporcionada por el Sr. Carlos Ibáñez de la Dirección de Mercados Agroalimentarios, se agrega una entrevista presencial con el que fuera *Secretario Ejecutivo del CIH* al momento de la elaboración de este estudio, *el Embajador Luis Niscovolo*, con el objeto de añadir detalles del funcionamiento de la Hidrovía en la actualidad y aportar su visión con respecto al reemplazo de combustible marino actualmente utilizado por GNL u otras fuentes de energía limpias y renovables.

Desde su posición de Secretario Ejecutivo, impulsa trabajar en el marco de los convenios internacionales “Marpol” de la Organización Marítima Internacional. Y es precisamente en ese contexto en el que funcionarios de la CIH están trabajando activamente en adaptar esas normas marinas ambientales al transporte fluvial a lo largo de la Hidrovía.

Agrega que la Hidrovía tiene un tránsito más o menos intenso hasta Rosario para la carga y descarga de productos agropecuarios, combustibles y autopartes. Más arriba el tránsito se realiza a través de barcazas de bajo porte. La modalidad más empleada es por trenes de barcazas. Un convoy puede tener hasta 25.000 toneladas. Expresa que se usan remolcadores de empuje de 4.000 a 6.000 HP. Hay unos 13.000 viajes anuales de este tipo de convoy. El principal operador es Paraguay, ya que de las 2.500 barcazas y 300 remolcadores que navegan por la Hidrovía, el 75 % pertenecen a ese país. Señala también que presume que Bolivia estará utilizando crecientemente la Hidrovía como salida al mar.

Indica que la Agenda de la Hidrovía contempla en el corto y mediano plazo el uso de combustibles más amigables con el medio ambiente. Y esos plazos pueden acortarse si se logra asegurar el abastecimiento de energías limpias y de menor costo operativo para la Hidrovía. Finalmente señala que abaratar el costo del flete por el uso de combustibles más baratos como el GNL será importante para atraer a transportar más mercaderías por la Hidrovía.

2.4. Circulación de embarcaciones y venta de combustibles bunker

Tal como se indicó antes, en la Hidrovía circulan unas 2.500 barcazas, 300 Remolcadores de Empuje (R/E) Troncales y 50 buques autopropulsados. Los troncales son los que cargan combustible bunker a lo largo de la Hidrovía. La definición internacional de bunker aplica a combustibles Gasoil o IFO (*Intermediate Fuel Oil*), que no pagan impuestos para embarcaciones que hacen tráfico internacional. Las barcazas no cargan combustibles para consumo propio, ya que no tienen propulsión propia. Los troncales son remolcadores de empuje con potencias de 4.000 a 6.000 HP. La mayoría de estos R/E consumen Gas Oil, pero hay unas 12 unidades que pueden quemar IFO o Gas Oil, indistintamente. Las compañías que tienen remolcadores que queman IFO son Hidrovía; P&O y Naviera Yeruti.

El grueso del tráfico es carga de granos/mineral. Los granos salen de Paraguay o Bolivia y el mineral de zonas de Bolivia y Brasil, todo con rumbo al Rio de La Plata. También existe un tráfico de contenedores que se hace en barcos autopropulsados o en convoyes compuestos por un R/E y una barcaza muy grande. Este tráfico de contenedores se da principalmente entre Asunción, Buenos Aires y Montevideo. Por último, está el tráfico de combustibles líquidos (principalmente gasolina y gasoil) desde la zona del Rio de La Plata hasta Asunción y Bolivia. Hay también movimiento, aunque más reducido, de Alcoholes y Aceite Vegetal.

Lo relevante para este Estudio es que, para realizar todo ese transporte, los remolcadores y los barcos autopropulsados cargan bunker en el lugar más barato que puedan conseguir, que típicamente suele ser en Argentina.

Incluso hay una red de intermediarios que compran a las Compañías Refinadoras en Argentina y revenden a los armadores en puertos del Norte de la Hidrovía (Asunción es un lugar natural de mantenimiento de embarcaciones, cambio de tripulación, reabastecimiento de combustible, etc.). Por las razones ya mencionadas, los volúmenes de mercado se han estimado desde las estadísticas de la Secretaría de Energía de Argentina, según las tablas indicadas debajo.

Tabla 1: Ventas y Precios de Combustibles Bunker en Hidrovía y Puertos Cercanos, sobre Costa Argentina

Tipo de cambio en junio 2019: 1 USD = 45 Pesos argentinos

Localidad / Puerto bunker	Derivado	Operador mayorista	Canal de comercialización	Precio sin impuestos	Precio con impuestos	Volumen informado (m3)	Exento
Conjunto Zárate-Zarate Port - D. Dock - Campana	Mezcla 70-30	PAN AMERICAN ENERGY LLC, SUCURSAL ARGENTINA	Bunker internacional	16.947	16.947	10,348.40	NO
	Gas Oil Grado 2B		Bunker internacional	27.371	27.371	3,898.17	NO
	Gas Oil Grado 2	YPF S.A.	Bunker internacional	25.738	25.738	181.00	NO
	Total Junio 2019					14,417.57	
	Total Anual estimado Conjunto Zarate					187,428.41	M3/año
Conjunto San Lorenzo - San Martín - Rosario - Gral Lagos - Punta Alvear y Villa Constitución (HIDROVÍA)	Gas Oil Grado 2B	PAN AMERICAN ENERGY LLC, SUCURSAL ARGENTINA	Bunker cabotaje	25.688	36.168	861.15	NO
	Gas Oil Grado 2B		Bunker internacional	26.487	26.487	5,255.91	NO
	Fuel oil	Shell Argentina	Bunker internacional	18.477	18.477	362,44	
	Gas Oil grado 2	YPF SA				181.0	
	Total mes de Junio 2019					6660.5	
	Total anual estimado conjunto Puertos San Lorenzo (HIDROVÍA)					79,926 m3/año	
Capital Federal	Gas Oil Grado 2	YPF S.A.	Bunker internacional	38.323	38.323	871.00	NO
	Mezcla 70-30		Bunker internacional	18.822	18.822	3,065.00	NO
	Total mes de junio 2019					3936 m3	
	Total anual estimado puerto CF					47,232 m3/año	
	Mezcla 70-30	YPF S.A.	Bunker internacional	19.087	19.087	29,342.00	NO

Puerto La Plata	Fuel oil	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A.	Bunker internacional	18.791	18.791	23,252.90	SI
		Total mes de Junio				52,594.9	
		Total Anual Estimado en Puerto La Plata				631,138.8m3/año	

Fuente: Secretaria de Energía de la República Argentina.

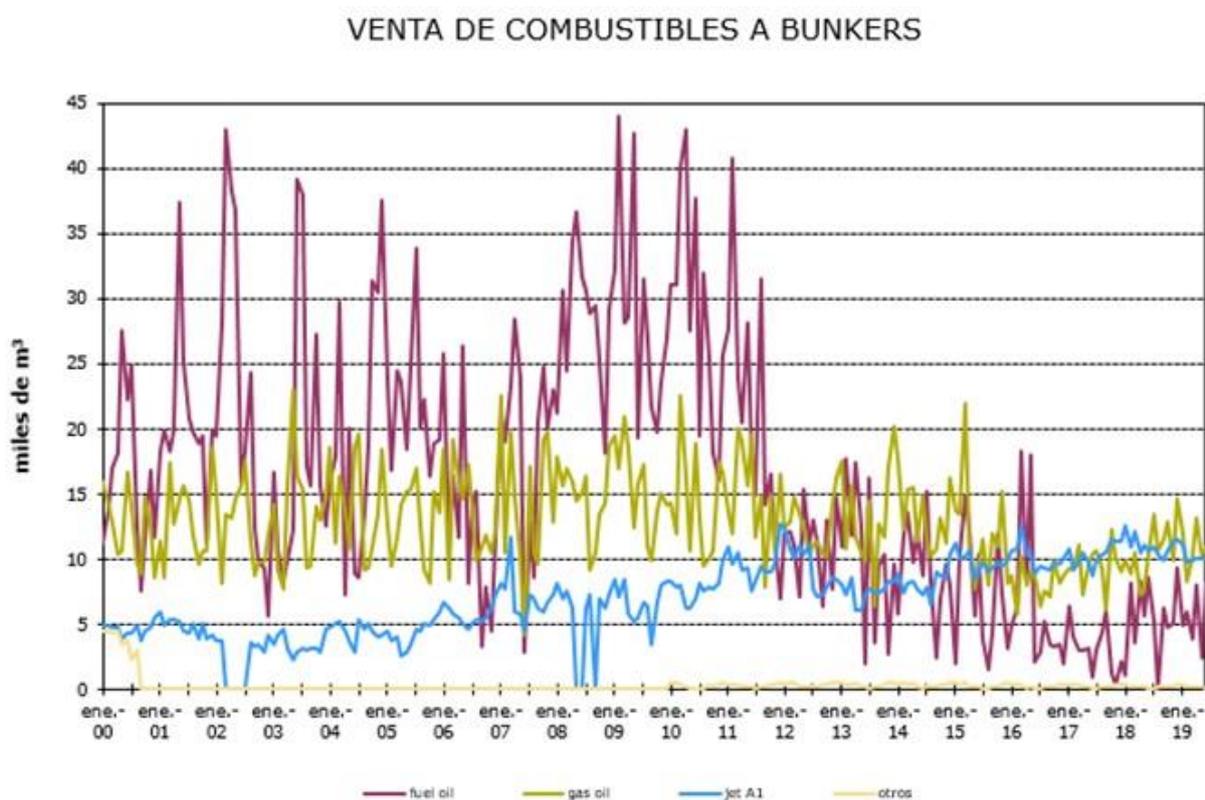
Tabla 2: Ventas totales de mezclas IFO (RMG 380) en todos los puertos argentinos. Mes de junio de 2019.

Empresa	unidad	Puertos Argentinos	Mezclas IFO (RMG 380)
		Todos	
Trafigura Argentina S.A.	(m3)		
	(Ton)		17,258.09
PAN AMERICAN ENERGY SL	(m3)		
	(Ton)		15,594.00
Polipetrol S.A.	(m3)		
	(Ton)		78.00
SHELL C.A.P.S.A.	(m3)		
	(Ton)		19,990.00
YPF S.A.	(m3)		
	(Ton)		13,189.00
Total general mes Junio 2019			
Total general anual (estimado)			793,308 m3/año

Fuente: Secretaria de Energía de Argentina

Ver especificaciones de combustibles bunker en la Hidrovía en el Anexo 1.

Figura 4: Estadísticas oficiales de ventas de combustibles bunker en la República Oriental del Uruguay



Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), República Oriental del Uruguay

Paraguay no produce combustibles marinos. Y no se han podido identificar estadísticas oficiales de las importaciones ni las ventas de combustibles bunker en la Hidrovía.

2.5. Dinámica de circulación y abastecimiento de Combustible en la Hidrovía en el Río de La Plata

La Hidrovía se navega de sur a norte a través del Río de la Plata, que posee una longitud aproximada de 150 millas náuticas (una milla náutica equivale a 1,852 km), desde la confluencia del Río Paraná y el Río Uruguay, a la altura de la Isla Martín García, hasta la línea imaginaria trazada en forma recta desde Punta del Este (República Oriental del Uruguay) y Punta San Antonio (extremo sur de la Bahía de Samborombón en la Provincia de Buenos Aires).

Dentro del Río de La Plata es posible distinguir dos zonas principales en lo que respecta al ingreso del tráfico de buques; la Recalada y la Zona Común.

- **Recalada:** está ubicada a 16,8 millas al sur de Montevideo y es utilizada como zona de anclaje a la espera del descongestionamiento del tráfico fluvial y como Estación Piloto y Baliza. En este sector, los buques toman obligatoriamente al Piloto de Río y continúan su marcha hacia el oeste.
- **Zona Común o Rada:** es un sector de anclaje y maniobras utilizado para la espera de buques con destino al puerto de Buenos Aires o río arriba en caso de congestión. Se halla ubicada entre el Km 37 y Km 57 - a la altura de la ciudad de La Plata. Esto es, entre el paso Banco Chico y el acceso al Canal de Buenos Aires y el Canal Mitre.

Por último, en esta Zona los buques tienen la posibilidad de reabastecerse en aguas abiertas de combustible por medio de barcazas. Estas barcazas autopropulsadas, con una capacidad media de unos 3.000 m³ de combustible, transfieren el combustible bunker por bombeo partiendo principalmente desde la Refinería La Plata en Puerto de La Plata o la Refinería Shell en Dock Sud.

Al llegar a la zona Común o Rada, las barcazas autopropulsadas transfieren el bunker “buque a buque” por bombeo. Al mismo tiempo, pueden abastecer gas oíl para consumo de los generadores que poseen los buques en su interior.

La calidad del combustible para grandes buques mercantes y cruceros es según norma ISO 8217 2005 y su denominación es ISO-F.RMG 380 (también llamado 70/30). El mercado total es del orden de 80.000 ton/mes (m³/mes).

Es difícil discriminar cuanto de ese volumen de combustible alimenta a buques que entran o salen de la Hidrovía y cuanto a los que entran al puerto de Buenos Aires o de La Plata. Lo que sí se puede afirmar es que la mayor parte del combustible que consumen estos buques al navegar por la Hidrovía es abastecido fuera de los límites de la misma. Y la razón principal es que deben navegar por vías con bajo calado y prefieren entrar a la Hidrovía con el combustible estrictamente necesario, y al salir ya cargado con mercadería, reabastecerse en la Rada de la manera indicada anteriormente. En todo caso, es muy difícil que este volumen de combustible o su eventual reemplazante ambientalmente más amigable, pueda ser abastecido dentro de la Hidrovía en el futuro en tanto existan limitaciones en el calado.

2.6. Principales canales de navegación en el Río de La Plata

De Recalada a Zona Común por el “Canal Punta Indio”, cuyos límites se encuentran indicados por un conjunto de boyas, hay un ancho de 600 metros y su calado es de aproximadamente 34 pies. Para cubrir el trayecto desde la Zona Común a los Ríos Paraná y Uruguay, a la altura del kilómetro 37 nace el Canal “Barra de Farallón”. Desde allí se puede optar por la vía del Canal Martín García bordeando la isla homónima, el cual está conformado por un conjunto de canales que incluyen zonas de anclaje para la espera de niveles de agua favorables, dado que el accionar de los vientos modifica permanentemente la profundidad.

La inauguración del Canal Mitre en 1976 produjo un cambio importante para el ingreso al Río Paraná, permitiendo el tránsito de buques con mayor calado y mejores condiciones para la navegación. Se halla ubicado en el km. 12 del acceso al canal de Buenos Aires y a 56 km. del "Paraná de las Palmas". La realización de trabajos de dragado que llevaron a 34 pies de calado la determinante del paso en el canal, en lugar de los 28 pies históricos, ha favorecido notablemente al sistema y al comercio internacional.

2.7. Navegación en el Río Paraná

El río Paraná origina en la República del Brasil y está formado por la confluencia de los ríos Grande, Tieté, Paranponema e Iguazú, recibiendo en el km. 1.245 las aguas del Río Paraguay. A los efectos de la navegación comercial, el Río se halla subdividido en tres sectores: el Alto Paraná (desde km. 1.245 hasta el km. 597- Cdad. de Paraná); el Paraná Medio (desde km. 597 hasta el km. 420 - Cdad. de Rosario) y el Bajo Paraná (desde Rosario hasta su desembocadura en el delta del Río de la Plata. Por este río se puede navegar con un calado de 34 pies (determinante del Canal Mitre) hasta el puerto de San Martín (Provincia de Santa Fe), se continúa con 22 pies hasta el puerto de Santa Fe. Desde allí siguiendo por el Río Paraguay los calados solo permiten el tránsito de barcazas con una profundidad de 11 pies, la que decrece a medida que se avanza hacia el norte, hasta llegar a 8 pies en el puerto de Cáceres.

Generalmente se utilizan barcazas de 1.500 toneladas de porte bruto formando parte de convoyes con un máximo de 20/25.000 toneladas de carga. El ramal Tieté-Paraná es imposible de navegar en su totalidad por la falta de un sistema de esclusas en la represa de Itaipú a fines de salvar el desnivel de 115 metros. No obstante, la navegación se efectúa por el lado argentino hasta Puerto Iguazú con un calado aproximado a 8 pies, allí se transborda a camión, y luego por barcazas en la Hidrovía Piracaciba-Itaipú en Brasil.

Se han identificado las siguientes fuentes de abastecimiento de Gas Oil HF para los remolcadores de empuje de los convoyes en la Hidrovía. Desde la República Argentina las fuentes de producción de Gas Oil HF son las refinerías La Plata y San Lorenzo, pertenecientes a YPF; la Refinería Axion del grupo PAE, y la Refinería Shell de Dock Sud. Desde Uruguay está la Refinería La Teja de ANCAP. Es posible que haya también una proporción de combustible importado por parte de Traders Internacionales (Trasfigura; Vitol y recientemente Energías del Paraná, entre los de mayor volumen), pero su cuantificación excede el alcance de este estudio preliminar. Este gasoil, con más contenido de Azufre que el usado en automotores, tiene la denominación internacional DMA-ISO 8217/2005 (Ver especificaciones del gasoil HF, en el Anexo 1).

Según se infiere del resumen elaborado con datos de la Secretaria de Energía de Argentina, extrapolando del mes de junio, el volumen anual estimado que se distribuye y consume en el tránsito de barcazas y remolcadores dentro de los límites de la Hidrovía, es del orden de los 80.000 m³.

Los puntos más importantes de abastecimientos son: Campana (con 3 terminales: Axion, Trasfigura Petromining 6 km aguas abajo de campana), San Lorenzo y Asunción (terminal de Petropar en Villa Elisa y Trasfigura tiene su propio puerto).

La refinería San Lorenzo abastece al Puerto del mismo nombre a través de tuberías. Mientras que las otras refinerías utilizan mayormente barcazas autopropulsadas que se cargan en puertos cercanos a las mismas y luego descargan a tanques en sus correspondientes terminales.

Existe la posibilidad de recarga de Gas Óil HF en los puertos paraguayos, a través de los Terminales de Recepción y Despacho que poseen tanto Petropar como Trasfigura (empresa que le compro la infraestructura a Petrobras). Pero no ha sido posible identificar estadísticas oficiales de ventas y precios.

2.8. Preferencias de los operadores de transporte de carga

Los grandes buques cerealeros que cargan en los puertos de Rosario y sus alrededores prefieren abastecerse durante el amarre y simultáneamente con la carga de mercancía en dichos puertos para bajar los tiempos de permanencia en la zona.

Sin embargo, las limitaciones en el calado de la Hidrovía obligan a los grandes buques reabastecerse en zonas de rada u otras áreas de *topping off*, y circulen por la Hidrovía con la menor cantidad posible de combustible. Por las características inherentes a este sistema fluvial, no es de esperar que en el corto plazo esta situación cambie.

Los barcos cerealeros que ingresan a la Hidrovía suelen ser del Tipo Panamax, con potencial de cargar hasta 60.000 toneladas de cereal, pero debido a las restricciones en el calado de la Hidrovía, solo cargan 45.000 toneladas. Para ser más eficientes y navegar con todo su potencial de carga, el calado de la Hidrovía debería llegar a los 41 pies.

3. Especificaciones internacionales sobre combustibles líquidos para embarcaciones

A continuación, y como información general, se describen los tipos de combustibles marinos que se han venido utilizando en el mundo y las tendencias de las especificaciones internacionales.

El gasóleo marino (MGO) es un producto destilado, 100% de origen fósil, sin adición de aditivos o residuos. El MGO puede ser utilizado en máquinas de cuatro tiempos y generadores. Este combustible cumple las especificaciones de la norma ISO-F DMA y el límite de azufre necesario para todos los puertos europeos (1000 ppm o 1% de Azufre).

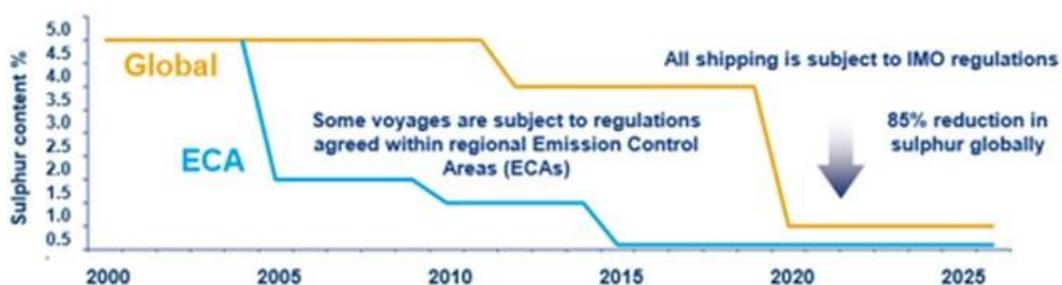
ISO-F-RMG 380 Este es el producto más utilizado. Cumple con las especificaciones de la norma ISO 8217:2010. Destinado para motores lentos y semi-rápidos (hasta 4,5 % de Azufre).

ISO-F-RMG 380 Low Sulphur Combustible con un contenido de azufre inferior al 1,0%. Es utilizado en las zonas de emisiones controladas - CEPA. Cumple con las especificaciones de la norma ISO 8217:2010. Destinado para motores lentos y semi-rápidos.

Intermediate Fuel Oils (IFO) combustibles tipo IFO, se obtienen mediante la mezcla de combustible bunker, MGO y IFO con bajo contenido de azufre para cumplir con los límites definidos por la ECA. Destinado para motores lentos y semi-rápidos.

Wood Mackenzie (2019a) describe la situación derivada de las nuevas especificaciones para combustibles marinos, establecidas por la Organización Marítima Internacional (IMO por su sigla en inglés), y que comenzaron a regir a partir de enero del 2020.

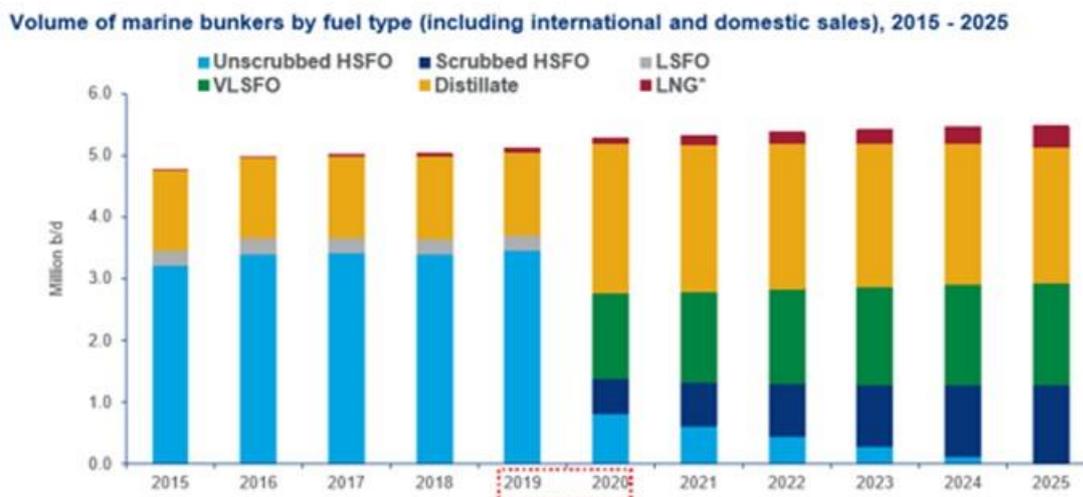
Figura 5: Evolución del contenido de azufre en los combustibles marinos en conformidad con las regulaciones internacionales



Fuente: Wood Mackenzie (2019a)

Como puede apreciarse en la Figura 5, se está produciendo una reducción del 85 % en el contenido de Azufre de las especificaciones IMO, que empezó a regir en enero del 2020. El impacto de esas especificaciones IMO en la demanda de Combustibles Marinos puede observarse en la Figura 6.

Figura 6: Impacto de las nuevas especificaciones IMO en la demanda global de combustibles marinos



Fuente: Wood Mackenzie (2019a)

En primer lugar, es necesario remarcar que la demanda global de combustibles marinos se ubica entre 4,5 y 5 millones de barriles por día, lo que significa cerca de un 5 % de la demanda total de derivados del petróleo (que se ubica en torno a los 90 millones de barriles por día).

Se ve en la Figura 6 que la demanda de Fuel Oil de alto contenido de Azufre (HSFO) se reduce a partir del 2015 y para el 2024 se proyecta que la misma será prácticamente nula. Al mismo tiempo, se aprecia claramente que va aumentando progresivamente la demanda de combustible marino con bajo contenido de Azufre, como los llamados: Fuel Oil de Bajo Azufre de Vacío (VLSFO); el Fuel Oil de Alto Azufre con lavado en contracorriente, (Scrubbed HSFO), el Fuel Oil de bajo Azufre (LSFO) y los destilados (Distillate).

Lo interesante de los datos que aparecen en este gráfico es que *a partir del 2015 comienza a aparecer una demanda de casi 100.000 BOE/día de GNL como combustible marino*. Y la proyección de la demanda indica una utilización creciente de GNL como Bunker. En efecto, esta proyección se confirma más adelante, en este estudio, pues es posible apreciar los proyectos de fabricación de embarcaciones diversas impulsadas con GNL, tanto finalizados como en ejecución. Como se verá, se proyecta que la demanda de GNL Bunker alcanzará los 9 millones de Toneladas año en el 2025, y 35 millones de toneladas año en el 2035.

Asimismo, recientemente se publicó un estudio realizado por la sociedad de clasificación Det Norske Veritas (DNV GL – Maritime, 2014), que se concentra en los beneficios económicos y ambientales del GNL como combustible alternativo para el transporte marítimo y que llega a las siguientes conclusiones:

“El GNL es en este momento un combustible comercialmente viable para ser usado en el transporte marítimo”.

“Puede permitir un ahorro del 45% en los costes operativos totales, comparados estos con los que supone la utilización del fueloil pesado estándar y ofrece perspectivas de reducción de un 25% en la emisión de CO₂, la eliminación completa de emisiones de sulfuros y cerca del 90% de reducción en la de gases nitrosos”.

A continuación, se analiza el estado de situación en el que se encuentra el uso de fuentes alternativas de energía en el transporte fluvial.

4. El uso de fuentes de energía alternativas en el transporte fluvial

4.1. La estructura del transporte fluvial

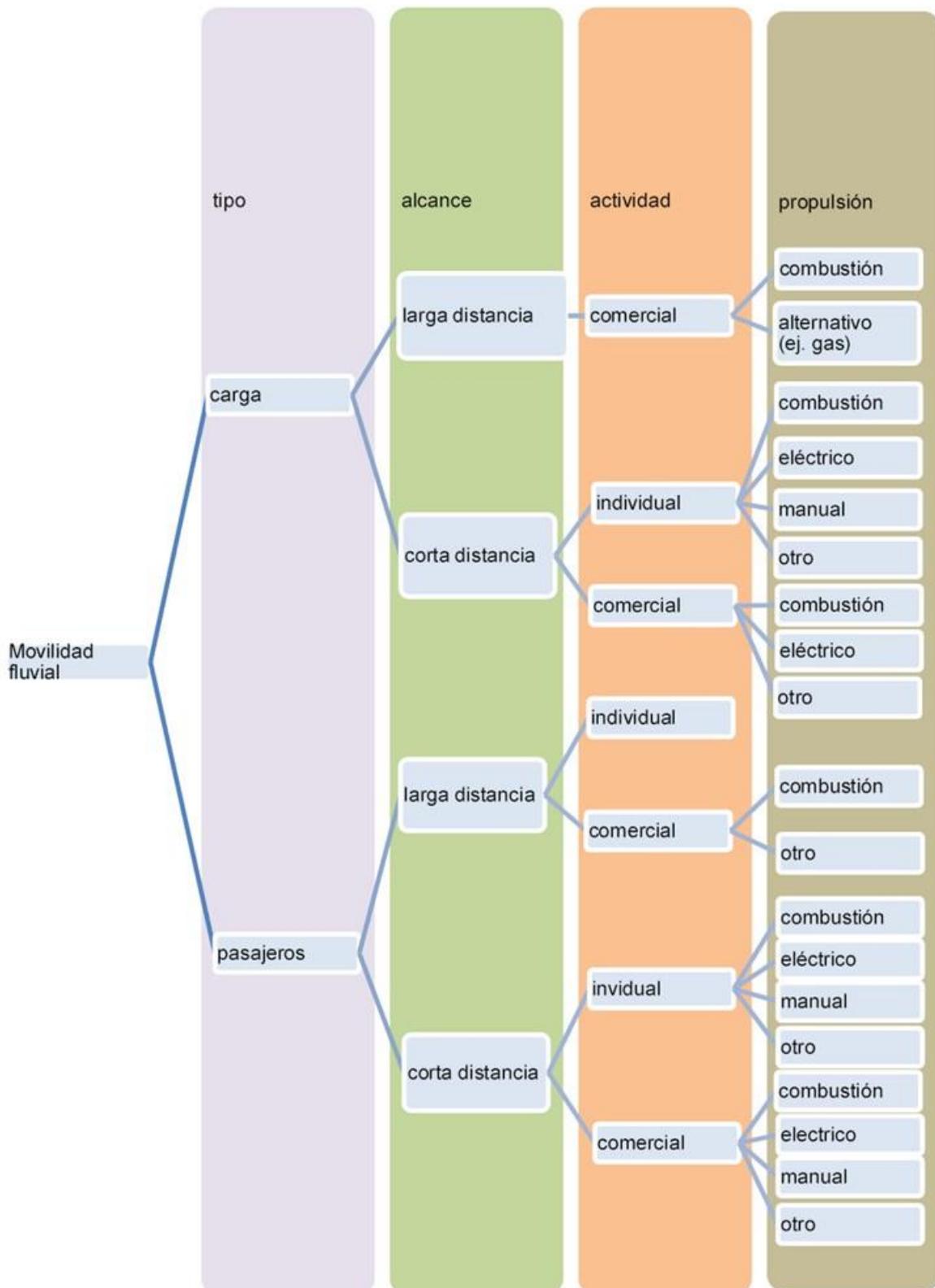
Existe un número de subsistemas que se pueden caracterizar y diferenciar en la navegación fluvial por sus diferentes dimensiones: pasajeros y mercancías, alcance geográfico, actividad y tipo de propulsión (Jaimurzina y Wilmsmeier 2017). La Figura 7 muestra la complejidad de los tipos de servicios según las dimensiones definidas.

La navegación fluvial juega un rol importante en América Latina, aunque todavía subdesarrollado en los alcances, desde el cabotaje local hasta lo internacional. Jaimurzina y Wilmsmeier (2017) destacan que *“en partes de la región la navegación fluvial no solamente tiene una importante capacidad de transporte de carga hacia y desde los centros productivos en el interior del continente, también, es la única forma de comunicación para una gran parte de los millones de ciudadanos que la habitan.”* Estos autores además argumentan que la navegación interior es *“un componente central de la identidad, transversal a los pueblos indígenas independientemente de su nacionalidad, y un factor de integración ya que los ríos principales y los cientos de afluentes de distinta magnitud penetran en la región a través de los miles de kilómetros de vías navegables.”*

En el contexto de este trabajo, la dimensión propulsión toma un rol preponderante en la discusión. Jaimurzina y Wilmsmeier (2017) diferencian algunas opciones, sin embargo, en ese estudio se omiten las opciones de combustibles alternativos como el GNL y GLP.

Se debe destacar la necesidad de considerar las dimensiones descritas arriba para el potencial de adaptación tecnológica. Este potencial depende también de la formalidad o informalidad presente en cada subsistema específico y la disponibilidad y apertura de los actores hacia el cambio. La disponibilidad al cambio se define por las diferencias culturales, el nivel de capacitación de los actores, el poder económico o adquisitivo, y las experiencias anteriores.

Figura 7: Dimensiones de la navegación interior



Fuente: Jaimurzina y Wilmsmeier, 2017

4.2. Energías alternativas en el transporte fluvial

Como ya se destacó, el transporte fluvial es percibido como un modo de transporte más limpio y eficiente en comparación a otros medios. Sin embargo, salvo algunas excepciones, al día de hoy en América del Sur casi el 100 % depende de combustibles líquidos basados en petróleo, principalmente Marine Diesel, IFO 380 y, para embarcaciones menores, gasolina. Reconociendo la contaminación atmosférica de estos combustibles, especialmente los de alto contenido de azufre (esp. IFO 380), la Organización Marítima Internacional (OMI, o IMO por sus siglas en inglés) ha impulsado regulaciones más estrictas para los combustibles en los mares y los ríos.

Junto con la búsqueda de un desarrollo y sistemas de transporte más sostenibles, se han desarrollado varias opciones de combustibles alternativos que pueden contribuir significativamente a reducir la huella de carbono de la industria naviera (Eide, et al., 2012). Por otro lado, en el futuro el uso de estos combustibles brinda el potencial de generar mayores eficiencias y ahorros económicos para el sector. Sin embargo, la transición hacia el uso de combustibles alternativos es aún incipiente en el Cono Sur. Consecuentemente, para encarar un proceso de transformación del sector hacia un régimen de uso de combustibles más sostenible, es necesario evaluar y contrastar el desarrollo global con las realidades actuales en la región. La Tabla 3 presenta una lista de combustibles alternativos que forman parte de las discusiones actuales, definiendo los principales puntos a favor y en contra y determinando el ámbito de aplicación dentro el sector fluvial.

Tabla 3: Resumen de combustibles alternativos (ver detalles en Anexo 5).

Combustible	Positivo	Negativo
Combustibles de bajo contenido en azufre	Cumplir con la normativa vigente; disponibilidad actual	Aún es un combustible fósil; disponibilidad
Metanol/biometano	Combustible recomendado por CEESA; concepto de combustible dual	Punto de inflamación bajo; tóxico en contacto con la piel
Biodiesel	Biocombustible dominante; puede aumentar el punto de inflamación de otros combustibles cuando se mezcla, aumentando la seguridad	Degradación en el tiempo; Actualmente depende en gran medida del aceite de palma
Diesel renovable derivado de la hidrogenación (HDRD)	Legalmente permitido para ser utilizado en la infraestructura diésel y vehículos existentes; buen rendimiento a baja temperatura	Disponibilidad limitada; sólo unos pocos actores en el marcador

Biocombustible de algas	Potencial para ser producido a gran escala; seguro como el diésel	El costo actual del combustible es prohibitivo para el uso general; disponibilidad limitada; valor calorífico más bajo
Gas de petróleo licuado (GLP)	Disponible en el mercado; buena infraestructura de suministro	Más pesado que el aire; Peligro de explosión; producto de primera calidad; poca experiencia en el uso como combustible marino
Gas natural licuado (GNL)	Disponible en el mercado; apoyo gubernamental	Coste de la adaptación; volumen de almacenamiento de combustible; densidad de energía 60% del diésel
Biometano	Químicamente idéntico al GNL. Combustible más respetuoso con ambiente por tener emisiones netas de CO ₂ nulas; mejor calidad que el GNL fósil	Más costoso, compite con la superficie cultivable para alimentos
Electricidad	Más eficiente que diésel en la conversión de la energía; puede utilizarse para alimentar buques durante su estadía en el puerto reduciendo las emisiones en los terminales (<i>cold ironings</i>)	Densidad de energía de baja por dependencia de electricidad a bordo o almacenaje en baterías a bordo; alto coste de capital (baterías)
Hidrógeno	La mejor relación energía / peso de almacenamiento de todos los combustibles	Motores comerciales no disponibles y en etapa de desarrollo; el combustible podría resultar costoso de producir, transportar y almacenar

Fuente: Varios autores, adaptado.

A lo largo de este trabajo, se ha puesto el foco en el GNL y se comentará, en forma menos detallada, las opciones del uso de la electricidad y el hidrógeno como combustibles alternativos por no tratarse de tecnologías comercialmente maduras y difundidas en aplicaciones fluviales al presente. Sin embargo, podrían ser potencialmente prometedoras en unos años.

5. GNL como combustible alternativo

5.1. Motores marinos y combustibles alternativos

Hoy en día, la gran mayoría de los buques utilizan motores diésel similares en principio a los de los automóviles, camiones y locomotoras. Sin embargo, los combustibles marinos son diferentes en muchos aspectos. La viscosidad de los combustibles marinos es generalmente mucho más alta -hasta 700 cSt, mientras que el combustible diésel de carretera raramente excede los 5 cSt. La calidad de los combustibles para uso marítimo es generalmente mucho menor y la banda de calidad es mucho más amplia que la de los combustibles usados en el transporte terrestre.

Por lo tanto, los motores marinos deben aceptar muchos grados de combustible diferentes, a menudo con niveles altos de azufre que perjudicarían seriamente la función de la recirculación de los gases de escape (EGR) y los sistemas de catalizador en los motores de los automóviles (McGill et al., 2013).

Diferentes combustibles con diferentes temperaturas de autoignición requieren diferentes tipos de motores. Los siguientes combustibles funcionan en los motores diésel (Florentinus et al., 2012):

Biodiesel, aceite vegetal, DME (dimetil éter), GPL (gas a líquido), biocombustible y aceite vegetal tratado con hidrógeno. La relación de compresión es mucho más baja (típicamente 1:11) en comparación con 1:20 para la ignición por compresión (Diesel).

Los siguientes combustibles funcionan en los motores Otto (Florentinus et al., 2012): Gasolina, etanol, metanol, gas natural (GNL); Biometano (tanto en forma comprimida (GNC) como en forma líquida (GNL)); los motores marinos de hidrógeno tienen una vida útil típica probada que va desde los 10 años (para alta velocidad) hasta más de 20 años para los motores de baja velocidad.

La robusta tecnología les permite incluso un funcionamiento de hasta 50 años con el mantenimiento adecuado. Diferentes combustibles en el mismo tipo de motor sólo necesitan ajustes relativamente menores en términos de líneas de combustible, filtros e inyectores.

Sin embargo, la conversión de un motor Diesel a Otto requiere ajustes importantes y es necesario reconstruir grandes partes del motor. Por lo tanto, los fabricantes de motores desempeñan un papel importante en la introducción de combustibles alternativos, ya que proporcionan la garantía de que los motores funcionen con combustibles con propiedades específicas (Florentinus et al., 2012). MAN B&W ya ofrece un motor de gas marino de baja velocidad y Rolls Royce tiene un motor de gas marino de velocidad media que cumple con los límites de NOx de Tier III que entraron en vigor en 2016 (McGill et al., 2013).

MAN también confirma la viabilidad de utilizar biocombustibles líquidos en sus motores MAN Diesel de velocidad media, diseñados originalmente para aceites combustibles pesados (Florentinus et al., 2012).

5.1.1. Impacto en la reducción de emisiones

El GNL contribuye de forma relevante a la reducción de emisiones de SOx, NOx, materia particulada (MP) en comparación a los combustibles tradicionales. Sin embargo, la reducción del CO₂ puede variar. Es importante señalar que en el presente Informe Técnico no se realizó un análisis de ciclo de vida completo para determinar las emisiones de gases de efecto invernadero vinculadas con la utilización de las alternativas de combustibles que fueron evaluadas.

Los ahorros de CO₂ son menores de lo que se podría esperar en base al contenido de energía cuando el tipo de motor necesita ser cambiado de Diesel a Otto; por ejemplo, cuando se hace un cambio de diésel a GNC, GNL, etanol o hidrógeno. Los motores diésel marinos son aproximadamente un 30% más eficientes que los motores Otto, debido a su mayor relación de compresión.

Cambiar de diésel a gas natural comprimido (GNC) (Otto) resulta en una reducción combinada de emisiones de 10 – 15% de CO₂: cuando la gasolina y el diésel se queman simultáneamente en un motor Diesel, el ahorro de CO₂ es tan alto como se puede esperar en función del contenido energético. Esta tecnología implica dos sistemas de combustible en el barco.

Típicamente, una pequeña cantidad de fueloil marino se utiliza como combustible piloto para iniciar el proceso de ignición, seguido de la combustión del combustible alternativo seleccionado. El buque puede funcionar con una combinación variable de los combustibles disponibles (DNV GL – Maritime, 2014). Por ejemplo, una variación de 100% diésel hasta 97% de GNL y 3% de diésel es posible, resultando en altos ahorros de CO₂ y altos ahorros de costos variables.

A manera de ejemplo se puede hacer las siguientes comparaciones:

La comparación GNL con diésel:

- CO₂ reducción hasta 25 % (en caso de cero *methane slip*¹)
- PM reducción hasta 100 %
- NOx reducción hasta 90 %
- SOx reducción hasta 95 %

La comparación GNL con GLP (gas licuado de petróleo)

- Emisiones GEI reducción hasta 15 %
- PM reducción hasta 10 %
- NOx reducción hasta 50 %

Es importante considerar que el uso de GNL reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en alrededor de una cuarta parte en comparación con los Marine Diesel Oil (MDO), comúnmente conocido como gas oil marino, o gasóleo pesado (HFO). Sin embargo, las mayores emisiones de la cadena de suministro de GNL y el metano no quemado del motor del buque pueden en realidad anular las ganancias de GEI.

¹ El *methane slip* o deslizamiento de metano es el metano no quemado en la cámara de combustión del motor y que se escapa a la atmósfera a través del escape del motor. Su presencia atenúa los beneficios del uso de GNL por las emisiones que produce.

En la actualidad, los motores GNL de baja presión basados en el ciclo Otto de doble combustible representan la opción más barata en términos de Capex para cumplir con regulaciones tales como los requisitos de eficiencia energética del *Energy Efficiency Design Index* (EEDI). Sin embargo, estas opciones de baja presión de GNL deben tomar recaudos para evitar emisiones de metano (*methane boiling off*) que generen GEI.

Utilizando como ejemplo un buque cisterna (marítimo) de alcance medio y 183 m de eslora con un diseño de 37.000 ton., de los cuales hay aproximadamente 1.500 en todo el mundo, la mejor tecnología de GNL disponible – motores de alta presión de doble combustible que funcionan según el principio diésel – cumple con todos los requisitos reglamentarios a un costo de unos USD 9 a 10 millones. Sin embargo, la opción más barata, el ciclo Otto de baja presión, sólo cuesta unos USD 5 millones. De tal forma, los costos de conversión de barcos propulsados por GNL deben considerar la mejor tecnología incluyendo la inversión necesaria para “eliminar” el *methane slip* en toda la cadena de valor. El uso de bio metano genera mejoras de desempeño con relación a las emisiones de CO₂ adicionales.

Los combustibles alternativos que tienen el potencial de reducir las emisiones por debajo de los niveles requeridos pueden jugar un papel importante en el futuro como sustitutos del HFO y del MDO. Tanto la demanda de combustibles con bajo contenido de azufre como la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero pueden abordarse mediante la introducción de combustibles alternativos con bajo contenido de carbono, siempre que estos combustibles y la tecnología necesaria se ofrezcan a precios competitivos.

Otros combustibles que podrían desempeñar un papel en el futuro son el gas licuado de petróleo (GLP), el éter dimetílico (DME), el biometano, los combustibles sintéticos, el hidrógeno (especialmente para su uso en pilas de combustible), el gasóleo renovable derivado de la hidrogenación (HDRD) y el petróleo de pirólisis, y otros combustibles como el gasóleo de bajo contenido de azufre (ULSD) que pueden utilizarse para cumplir con la normativa.

5.1.2. Barreras para la implementación

La implementación de un nuevo combustible en las vías navegables interiores lleva barreras importantes, técnicas, financieras, legales, y de capacitación. Los aspectos más importantes son financieros, seguidas por los técnicos. Una barrera desde el punto de vista ambiental es el *methane slip*. Sin embargo, entre las barreras no se presenta ninguna de tipo logístico.

La inversión de capital es el aspecto que más influye en la implementación del GNL en la navegación fluvial en un futuro próximo, pero también los aspectos de adaptación, los costes del GNL en comparación con otros combustibles y el rendimiento de la inversión son puntos importantes para la introducción del GNL. Es importante destacar que esta transición requiere la colaboración de múltiples actores del sector público y privado.

Figura 8: Mosaico de barreras de implementación de GNL como combustible en la navegación interior



Fuente: Elaboración propia.

Se discutirá cada una de las barreras con más detalle en las siguientes subsecciones.

Requerimiento de espacio para el tanque para construcciones nuevas y adaptación de embarcaciones

El tamaño de los tanques de combustible en las embarcaciones directamente afecta la productividad de las embarcaciones porque limita el volumen o peso de la carga a transportar. El GNL tiene un volumen 1,8 veces mayor que el gasóleo, y si se incluye todo el sistema de motor GNL y el tanque de combustible de forma cilíndrica a bordo, el espacio necesario es incluso tres o cuatro veces mayor que el sistema de petróleo convencional. Esto impacta especialmente la adaptación de embarcaciones existentes, cuyo diseño no considera tanques de este tipo y tamaño. En embarcaciones nuevas, diseños modernos permiten diferentes opciones de ubicar el tanque. Por ejemplo, es posible colocar el depósito de GNL verticalmente en el corazón del buque (centro de gravedad), de tal forma que este aspecto presenta una relación de compromiso entre la reducción de costos, el impacto sobre el medio ambiente y el desempeño económico de la embarcación.

Retrofitting (empujador)

Sólo una parte de la flota de buques existente es apta para el reequipamiento con GNL. Para algunos buques no es posible instalar un tanque de GNL debido a restricciones de espacio (véase el ítem anterior). Por lo tanto, dependiendo del tipo de buque y de la operación, puede ser factible una adaptación, pero no se espera que se convierta en una actividad principal. El otro problema es que el coste de la adaptación hasta puede ser más elevado que en el caso de las construcciones nuevas. Se supone que el potencial de adaptación al GNL de empujadores existentes es limitado, porque no cuentan con el suficiente espacio para instalar un tanque de GNL, de mayor volumen que los ya instalados. Dado que las embarcaciones en las hidrovías navegan por distancias largas y zonas remotas con pocas opciones de recargar combustibles, estas embarcaciones requieren de una gran capacidad de almacenamiento. El problema clave en este caso es encontrar espacio para el depósito de combustible, ya que por razones de estabilidad debe colocarse en el centro gravitacional del buque donde usualmente se encuentra la sala de máquinas. La probabilidad de que este aspecto se resuelva para embarcaciones existentes es baja, de tal forma el GNL como combustible será impulsado en su mayor parte por construcciones nuevas.

Retrofitting (Buque autopropulsado)

En línea con los ítems anteriores sólo una parte de la flota de buques existente es apta para un retrofitting para GNL, y es difícil generalizar el potencial por la alta variedad en las flotas, de tal forma que se requiere una evaluación individual de cada embarcación. El potencial de adaptación dependerá de la antigüedad y la eslora del buque, así como de la clase de construcción de este. Los buques cisterna y portacontenedores son beneficiosos para el alojamiento de los tanques, aunque el peso adicional del tanque de GNL disminuirá la carga útil neta del buque. Sin embargo, más allá del tema de espacio, rige el desafío del coste de la adaptación, que es más elevado que en el caso de construcciones nuevas.

Eficiencia de los motores de gas

Las eficiencias de los motores marinos alimentados con GNL son buenas. Se pueden clasificar en tres grupos: (i) Motores Lean Burn Spark Ignited (LBSI) (LBSI) y motores de dual-fuel (DF); (ii) inyección de gas a alta presión (300-350 bar) y (iii) inyección de gas a baja presión. Los motores de inyección de gas de alta presión no se utilizan en los buques de navegación fluvial. Así que en los motores Lean Burn Spark Ignited (LBSI) y en los motores de inyección de gas de baja presión la eficiencia térmica es muy alta a carga máxima y baja a carga parcial. Sin embargo, la propulsión gas – eléctrica, como la instalada en buques nuevos no lleva el problema de eficiencia bajo carga parcial.

Requisitos de calidad para el GNL

La calidad del GNL, como la de cualquier combustible en un mercado de combustible abierto, puede variar. El número de metano (*methane number*) es el parámetro utilizado para cuantificar la tendencia de golpeteo (*knocking tendency*) de un gas y es

especialmente relevante cuando se utiliza gas natural como combustible para motores. Normalmente se admite que se evitan los problemas de golpeteo en instalaciones con un índice de metano superior a 75 – 80. Para las aplicaciones de cogeneración, las características del motor se especifican para los gases con un índice de metano superior a 65 – 75. Cuando el número de metano está entre 55 y 65, se recomienda tomar medidas para evitar que el motor golpee. Para un índice de metano inferior a 55, la mejor opción es dejar el motor fuera de servicio.

Infraestructura de abastecimiento de combustible LNG

Un desafío crítico para el desarrollo del GNL como combustible para buques es la falta actual de infraestructura de abastecimiento de combustible y de redes de distribución establecidas para el suministro de GNL a los buques de navegación fluvial. En Europa, la Directiva 2014/94/UE regula que los países deben proporcionar estaciones de abastecimiento de GNL hasta el 31 de diciembre de 2030. Sin embargo, actualmente no existe una estrategia en las hidrovías de desarrollar una red de abastecimiento y las infraestructuras correspondientes en los ríos. Un documento interesante es el Plan Maestro de GNL para navegación fluvial en Europa. En el río Rin hoy en día existen cuatro estaciones de búnker de GNL. Hoy el abastecimiento más común es el suministro de combustible de camión a barco (ej. puertos de Rotterdam, Amsterdam, Mannheim). Otra opción es el abastecimiento de combustible de buque a buque².

Costo del GNL en comparación con otros combustibles

Desde la perspectiva del operador logístico, el precio del GNL no es el factor más importante, sino el precio relativo a las alternativas; es decir, la comparación con el MDO o HFO, etc. El precio al por menor del GNL para los usuarios finales no es el mismo que el precio al que acceden los grandes proveedores de GNL. El precio está relacionado principalmente con los costos de extracción, licuefacción y transporte a gran escala. A este precio hay que añadir el costo específico de la distribución a pequeña escala (por ejemplo, el coste del transporte a las estaciones, las soluciones de búnker, las estaciones de servicio u otros sistemas de suministro). Para los operadores de las flotas de navegación fluvial, los costos del combustible representan una parte significativa de los costos anuales de operación.

Los costos de combustible de un buque de navegación fluvial representan fácilmente más del 40 % de los costos anuales totales. Los precios de los diferentes combustibles muestran una amplia variación. Las diferencias relativas, tomando el MDO como referencia, entre los combustibles pueden ser los siguientes³:

² Para detalles véase <http://www.lnggot.com/tags/lng-bunkering/> (concepto en aprobación por DNV).

³ Nota: esta tabla tiene carácter referencial. Es de esperarse que existe una alta variabilidad geográfica y en temporal.

Tabla 4: Diferencias relativas entre los combustibles fósiles

<i>Tipo combustible</i>	<i>Max</i>	<i>Promedio</i>	<i>min</i>
MDO	100	100	100
LSFO	63%	70%	73%
HFSO	58%	67%	70%
GNL	48%	52%	58%

Fuente: Elaboración propia

A diferencia del diésel, la cantidad de GNL se expresa en kilogramos y no en litros. Varios estudios muestran que el GNL es una alternativa al gasoil económicamente interesante, cuando el consumo anual de gasoil del buque se sitúa en torno a los 500.000 l (425 ton) anuales. A estos precios siempre hay que adicionar los costes de suministro y de logística.

Inversiones de capital

Como ya se expresó, es posible convertir los motores diésel para utilizar GNL como combustible sustituto o reemplazar el viejo motor diésel por uno de gasolina o de doble combustible. La inversión depende de la potencia del motor y del tamaño y tipo de buque. Se puede suponer una inversión de aproximadamente 1,2 millones de euros para todo el sistema de GNL para un buque de navegación fluvial en el caso europeo (al 2018). Esto incluye los costos del motor, un sistema de tanque y equipo de preparación de GNL como la caja fría y la instalación. Los costes operativos dependen de la evolución de los precios del GNL, del contrato del combustible y del consumo general de energía del buque en su ruta. Debido a la alta inversión, es mejor instalar el GNL a bordo de barcos más grandes con un alto consumo de energía/combustible.

Los costos de inversión relacionados con la maquinaria de un buque de GNL para navegación fluvial son más elevados que los costos de inversión relacionados con la maquinaria de un buque de gasoil para navegación fluvial. Esto se debe en parte a los mayores costos de material (esp. el tanque de GNL), los mayores requerimientos de seguridad que se deben respetar y la baja inserción en el mercado (ausencia de economías de escala). En relación con el último punto, es importante destacar también que el conocimiento en los astilleros de la región para estos tipos de maquinaria todavía es limitado. De tal forma, para responder a esta barrera también será necesario trabajar en la actualización del conocimiento en la construcción naval de los países del Cono Sur.

Dado estos costos elevados, la probabilidad de que un operador adopte esta tecnología depende en forma significativa del mercado en que está operando. Según estudios europeos, la tecnología GNL podría ser económicamente viable para embarcaciones nuevas que naveguen más de 5.000 horas de motor al año, en cual caso el tiempo de

amortización sería alrededor de cinco años, sobre una supuesta ventaja precio del 20 % del GNL en comparación con el gasoil.

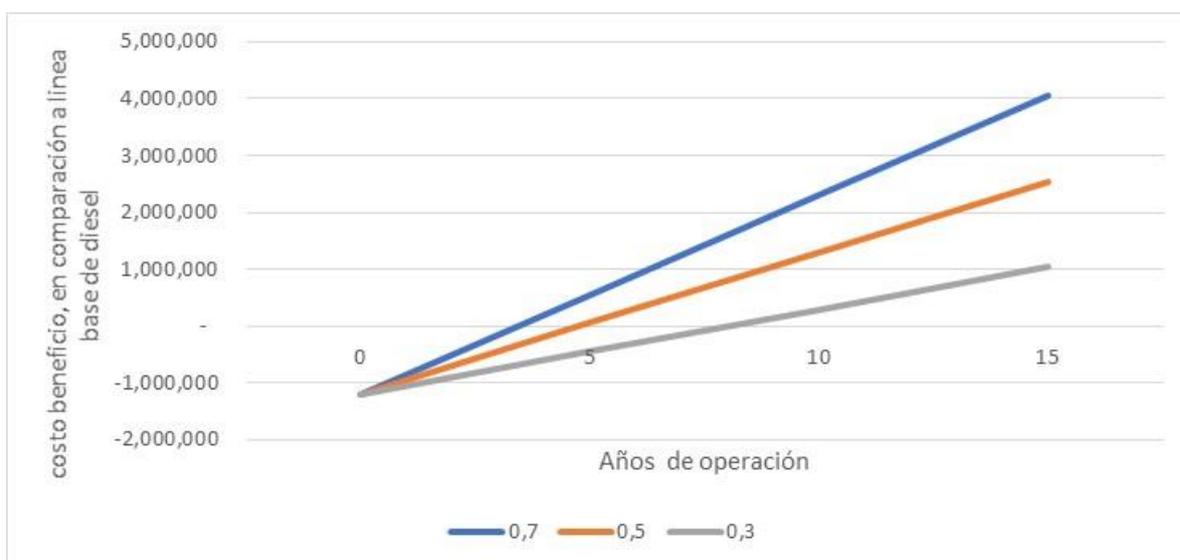
Como con todos los combustibles, el alcance de navegación de un buque propulsado por GNL depende de la capacidad del tanque de almacenamiento de combustible. Por ejemplo, el buque EIGER-NORDWAND dispone de un depósito de combustible con una capacidad de 60 m³, la que permite al buque navegar de Rotterdam a Basilea y viceversa (aproximadamente 1.700 km) sin necesidad de repostar.

Esta cuestión es importante para la región bajo estudio, dado que las embarcaciones suelen viajar tramos largos. Sin embargo, restricciones a la navegación 24/7 podrían limitar la atractividad de la conversión. En consecuencia, el factor más relevante para propiciar inversiones en GNL reposa en consideraciones económicas, más allá de los beneficios medioambientales inherentes.

En este contexto es importante destacar la posibilidad de que las soluciones de doble combustible con un 80 % de GNL y un 20 % de gasoil como combinación de combustibles permitan un ahorro de al menos 20 % en los costos de combustible en comparación con los motores diésel convencionales. Esto genera beneficios que compensan las mayores inversiones en tecnología de GNL y, en particular, las inversiones en los depósitos de combustible y en el motor. Sin embargo, solo se puede considerar una “solución puente” porque obviamente tiene impactos positivos limitados en términos medioambientales.

Retorno de la inversión

El nivel de consumo de combustible es crucial, ya que influye en el tiempo de amortización necesario para recuperar los altos costos de inversión. Los tiempos de amortización (para costos de inversión adicionales) de la propulsión de doble combustible están en el rango de 4 a >10 años, dependiendo de las horas de funcionamiento y de la potencia media a un precio de GNL del 80 % del gasoil. Puede tomar hasta 15 años para soluciones 100 por ciento a GNL, dependiendo de la diferencia de precios. El rendimiento de la inversión depende, por una parte, de los costos de inversión de capital y, por otra, del ahorro de costos de combustible. Los barcos pequeños con menos horas de funcionamiento tienen menos ahorro de combustible que los empujadores con costos de combustible muy altos por su uso intensivo.

Figura 9: Retorno a la inversión – escenarios de precios de gas (Euro / m³)

Nota: considerando un consumo de 500 mil m³ anuales

Fuente: EICB (2017).

La Figura 9 recalca que la atractividad de adaptar al GNL está altamente correlacionada con la diferencia de precios de diferentes combustibles y no el nivel de precio en sí.

Regulación sobre el suministro de combustible

El aprovisionamiento de GNL aún no está regulado. Por ejemplo, no existen normas para los siguientes puntos: (i) definición del proceso de suministro de combustible GNL, (ii) procedimientos de suministro de combustible GNL, (iii) interfaces entre el buque GNL y la instalación, (iv) operaciones portuarias de suministro de combustible GNL, (v) distancias de seguridad del suministro de combustible GNL, (vi) evaluación del riesgo del suministro de combustible GNL y criterios de aceptación del riesgo, (vii) suministro de combustible GNL durante la carga/descarga y el embarque/desembarque de pasajeros, (viii) planes de emergencia relacionados con el suministro de combustible GNL. Sin embargo, existen buenas referencias de proyectos de uso de GNL en la región, como, el Buquebus que transporta pasajeros entre Argentina y Uruguay.

Regulación de embarcaciones a gas

El código IGF (OMI MSC 391 (95)) está en vigencia desde enero 2017 para embarcaciones que usan GNL. La fase 2, en desarrollo hasta 2021, está dedicada a celdas de combustible (*methyl* y *ethyl*) y entrará en vigor recién en 2024. El código IGF establece la guía para la instalación tecnológica respectiva. Sin embargo, no existen regulaciones específicas para navegación fluvial, de tal forma que la solución temporal es usar el código IGF o las reglas de las certificadoras (DNV, Lloyd's, BV, GL), que se basan en regulaciones de la OMI.

Capacitación de la tripulación Buque cisterna de gas/buque propulsado por gas

El transporte de GNL en buques cisterna no está regulado, al igual que el uso de GNL como combustible para buques de navegación fluvial. Un acontecimiento muy significativo es que la Sociedad Internacional de Operadores de Gas para Buques Tanque y Terminales (SIGTTO) ha creado una nueva organización - la Sociedad para el Gas como Combustible Marino (SGMF) - que se centra en el transporte marítimo a gas natural. Esto contribuirá en gran medida a los estándares de la tripulación y de las personas involucradas en el manejo seguro del gas.

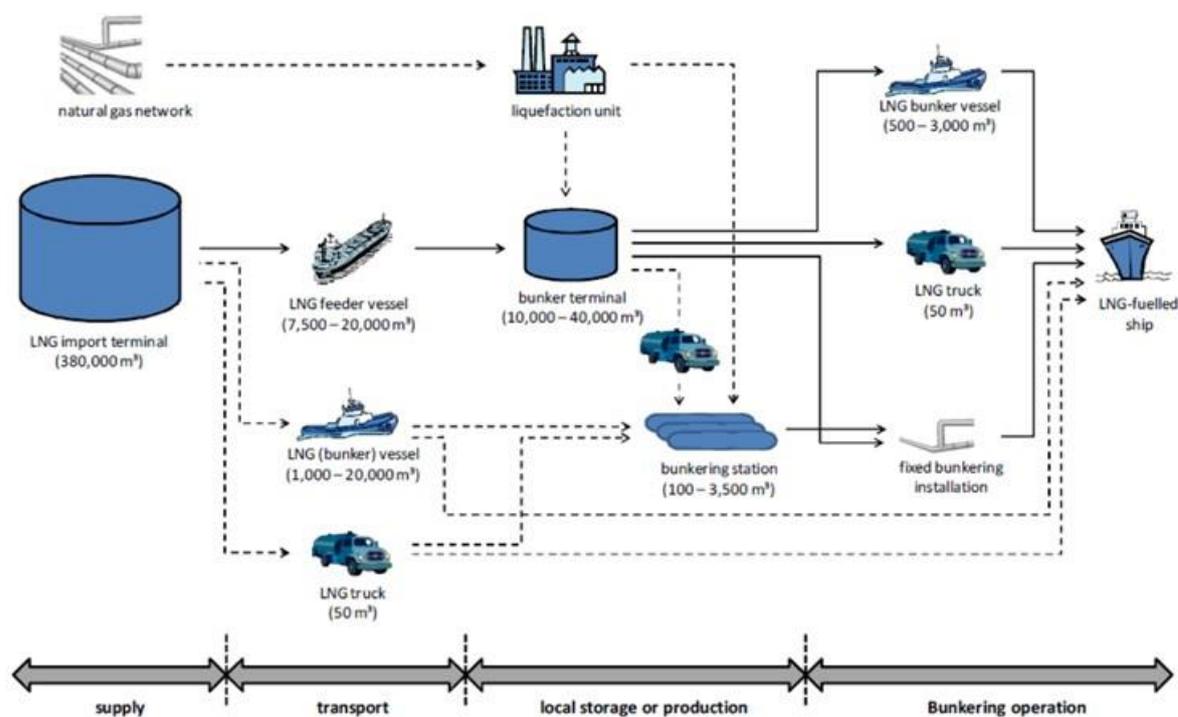
Methane slip

La fuga de metano se llama *methane slip* o deslizamiento de metano. El balance de GEI por el uso de GNL resulta ventajoso solo si este deslizamiento puede limitarse de forma considerable respecto del uso de fuelóleo pesado o diésel. En efecto, la combustión de metano causa aproximadamente un 28 por ciento menos de CO₂ en comparación con el diésel, aunque este es un potencial tecnológico teórico. Para maximizar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero con el uso de GNL, es necesario minimizar el deslizamiento de metano de los motores. El GNL está altamente comprimido y enfriado a -162 °C y posee alrededor de una sexta parte del volumen de gas natural gaseoso. La combustión del gas en motores convencionales o de doble combustible tiende a generar un deslizamiento de metano, que puede minimizarse mediante un control exigente. Existen soluciones para reducir el *methane slip* con catalizadores específicos.

Prácticas de aprovisionamiento de GNL

Como se observa en la Figura 10, las operaciones de aprovisionamiento de GNL se caracterizan por la interacción de múltiples partes interesadas y diferentes contextos regulatorios. Esto plantea un reto en diferentes niveles.

Figura 10: Representación esquemática de prácticas de aprovisionamiento de GNL



Fuente: EMSA (2018).

En el siguiente capítulo se desarrolla este tema con más detalle. Baste aquí comentar que la Agencia Europea de Seguridad Marítima (*European Maritime Safety Agency – EMSA*) publicó una guía referencial sobre aprovisionamiento de GNL (véase EMSA, 2018), que en combinación con el Plan Maestro de GNL⁴ de la navegación fluvial establece una buena base para desarrollar una estrategia para los países participantes en la Hidrovía.

5.1.3. Ejemplos relevantes de buques propulsados a GNL

Mientras que los buques de transporte de GNL, las terminales de GNL, las instalaciones de carga de camiones y la infraestructura de abastecimiento de combustible representan el lado de la “oferta” y abastecimiento del mercado regional de combustible GNL, los buques y embarcaciones propulsados a GNL representan el lado de la “demanda”. Actualmente no existe una flota significativa de embarcaciones propulsados por GNL en la región bajo estudio.

Los “pioneros” de la propulsión a GNL han sido buques, transportadores, buques de servicio, remolcadores, buques de puerto y buques de patrulla en Noruega. Un caso pionero del uso de embarcaciones propulsados por GNL en América del Sur ha sido la empresa Buquebus.

⁴ Para más detalles véase: <http://www.lngmasterplan.eu/>

Recuadro 1: Ferry catamarán Francisco

Francisco es un ferry catamarán de alta velocidad construido en 2012 por el astillero Incat, en Tasmania. Fue adquirido por Buquebus para operar la ruta internacional que conecta Buenos Aires con Montevideo, navegando por el Río de la Plata.

Wärtsilä fabricó los dos hidrojets axiales que propulsan el ferry. El sistema fue diseñado para ser instalado dentro de la popa, con el consiguiente ahorro de espacio. El sistema de propulsión controla el ángulo de dirección, la posición del timón y la velocidad del impulsor; puede ser operado alternativamente con control de palanca de mando o en piloto automático.

Tiene capacidad para transportar 1.000 pasajeros y 150 vehículos.

Fuente: Para más detalles véase: <https://www.motorship.com/news101/ships-and-shipyards/lng-fuelled-catamaran-pushes-frontiers-in-ferry-powering>

Si bien el despliegue de buques propulsado por GNL está centrado en buques que operan en zonas geográficamente restringidas, se puede observar una ampliación en el uso durante los últimos años.

El desarrollo de la flota fue impulsado por el establecimiento de zonas de control de emisiones (ECAS; emisión control áreas) en el Mar del Norte, el Mar Báltico, América del Norte y el Caribe de los EE. UU., y la introducción del NOx Cap Nivel III de para los buques de nueva construcción en los organismos de crédito a la exportación de América del Norte/Caribe de los Estados Unidos.

A nivel global, 47 buques marítimos propulsados por GNL entraron a operar en 2017 – 18, con lo que el total de buques propulsados por GNL en operación alcanzó 143. Estos nuevos buques incluyen las dos primeras dragas de GNL del mundo, el primer portacontenedores del mundo (también para su explotación en el norte de Europa), el primer crucero de GNL del mundo (el Aida Nova), el primer transbordador de GNL que opera en el Mediterráneo, y el primer buque de carga de GNL de Asia.

En el contexto de la navegación fluvial, un buen ejemplo es el Rin-Danubio, donde los primeros esfuerzos concertados emergen a partir de 2013 con el Plan Maestro de GNL para el Danubio. Este plan define metas para el desarrollo de la flota propulsado por GNL⁵. En 2016, seis embarcaciones propulsadas por GNL estaban en operación.

⁵ Véase: <https://www.prodanube.eu/download-pdi?layout=edit&id=127>

Tabla 5: Ejemplos de buques propulsados por GNL en Europa

NOMBRE	ARGONON	GREENSTREAM AND GREENRHINE	EIGER NORDWAND	SIROCCO	ECOLINER
TIPO	Tanker type C (chemicals)	Tanker type C (chemicals)	Container coupled convoy	Tanker type G (LPG-tanker)	Tanker
NÚMERO ENI	02334277	02335315/ 02335378	02324957 (Eiger) / 02326710 (Nordwand)	023357840	02336631
DUEÑO	Argonon Shipping B.V., Zwijndrecht	C.V. NFT I-Tanker 1, IJsselmuidenC.V. NFT I-Tanker 2, IJsselmuiden	Danser Switzerland, Basel	Chemgas Barging S.a.r.l., Luxemburg	QaGroup, Netherlands
AÑO DE CONSTRUCCIÓN	2011	2013	2000 (retrofit 2014)	2013	2015
ESLORA	110m	110m	104,92m (Eiger) + 73,45m (Nordwand)	110m	110m
MANGA	16,2m	11,44m	11,45m	11,4m	11,5
CALADO	5,13m	3,46m	2,55m (Eiger) + 2,29m (Nordwand)	2,7m	3,6m
ARQUEO	6100 ton	2877 ton	5300 ton/348 TEU	1692	3100
MOTOR	Engine:2 x Caterpillar 3512 (B) DI-TA electronic, 1119 kW, 1600 rpm	4 x Scania SGI-16M gas generator sets, 285 kWe	2 x Wärtsilä 6L20 DF, 900 kW	2 x Wärtsilä 6L20 DF, 900 kW LNG-application	4 x Stamford with gas engine, 280 kW
APLICACIÓN GNL	Dual fuel (80% LNG and 20% diesel)	LNG Electric	Dual fuel (99% LNG and 1% diesel)	Dual fuel (99% LNG and 1% diesel)	LNG Electric

Fuentes: Vlootschouw, Vereniging De Binnenvaart, Weekblad Schuttevaer, Argonon Shipping, Interstream Barging, Danser Group, Chemgas, Sandfirden and Damen

En 2011, el Argonon fue el primer buque de navegación fluvial que comenzó a navegar con GNL. Se trata de un buque tanquero que opera predominantemente en los puertos de Rotterdam y Amberes.

Los primeros buques de GNL para navegación fluvial eran los buques gemelos Greenstream y Green Rhine, que son comisionados por Interstream y navegan para Shell en una trayectoria entre Basilea y Rotterdam. El Sirocco es un buque cisterna de doble combustible comisionado por Chemgas Shipping que realiza el transporte de GLP en la zona del Rin.

A continuación, se muestran algunos ejemplos recientes de embarcaciones a gas en vías de navegación interior.

Figura 11: 3 Ejemplos de Buques a GNL para navegación interior y sus características técnicas

**MS EIGER-NORDWAND
RETROFIT**

Operator: DCL Barge B.V.
Location: Netherlands, Rhine
Organisers: DCL Barge, Koedood, Wärtsilä
In operation: 2014

① www.danser.nl



LNG tank: Vacuum-insulated double-wall pressurised tank IMO type C
Benefits: fuel consumption reduction by approximately 20 %

Vessel type: inland container vessel
ENI: 02324957
Vessel size: 105 × 11.45 m (L × W),
Draught (max): 3.55 m
Propulsion: 2 dual-fuel Wärtsilä 6L20DF, 900 kW each at 1,200 rpm
Tank capacity (LNG): 60 m³ (gross) sufficient for the roundtrip Rotterdam - Basel

MS SIROCCO

Operator: Chemgas Barging s.a.r.l
Location: Luxemburg, Rhine
Organisers: Chemgas Barging
In operation: 2015

① www.chemgas.nl



LNG tank: Single wall independent vacuum-insulated pressure tank with design pressure of 10 bar

Vessel type: LNG-fuelled type C tanker
ENI: 02324789
Vessel size: 110 × 11.40 m (L × W),
Draught (max): 3.15 m
Propulsion: Single 8L20DF Wärtsilä main engine capable of running on LNG & marine gasoil
Tank capacity (LNG): 88 m³ (gross)

**RPG BRISTOL
RPG STUTTGART
RPG STOCKHOLM**

Operator: Shell Trading BV
Location: Netherlands, Rhine
Organisers: Plouvier Transport NV/ Intertrans Tankschiffahrt AG
In operation: 2017

① www.plouvier.be



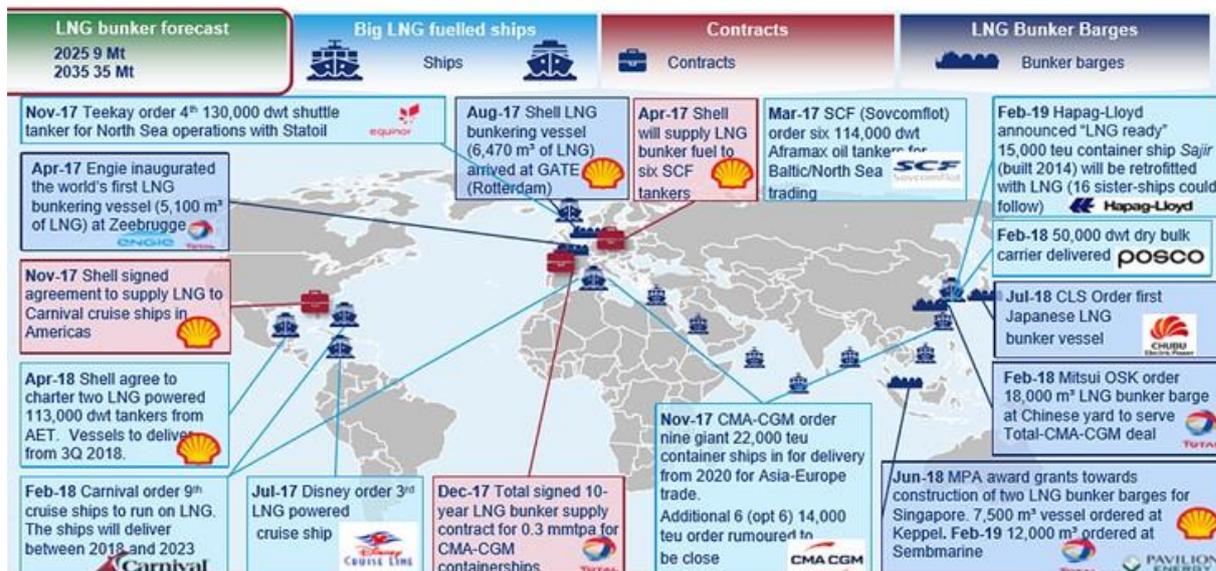
Vessel type: LNG-fuelled type C tanker
ENI: 02337327
Vessel size: 110 × 11.4 m (L × W),
Draught (max): 3.21 m
Propulsion: Wärtsilä 6L20 DF dual fuel engine, 1100 kW
Bunker capacity (LNG): 60 m³
LNG tank: Wärtsilä LNGPac

Fuente: www.plouvier.be

Además de estos ejemplos en la Figura 12, se presentan algunos otros casos relevantes.

Figura 12: El GNL bunker ha comenzado a crecer

LNG bunkers are beginning to scale up



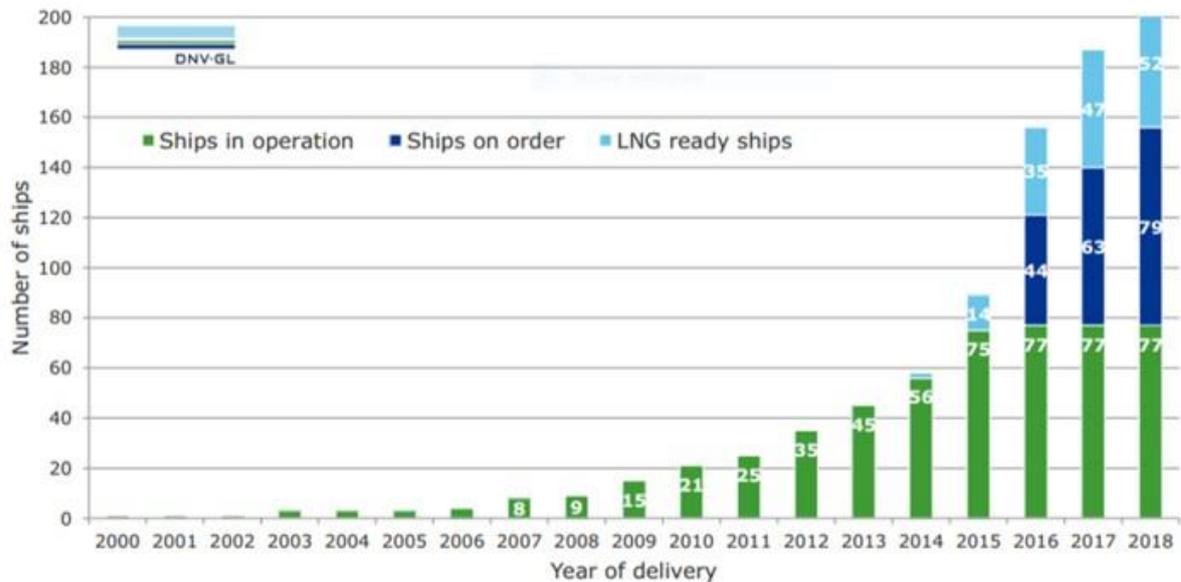
Fuente: Wood Mackenzie (2019a).

Asimismo, merece destacar que el buque **MV Sajir de 15.000 TEUs de Hapag Lloyd**, será preparado para operar con GNL, luego de que la empresa *MAN Energy Solutions* realice los trabajos pertinentes gracias a los cuales se espera lograr propulsar el barco con una combinación de GNL y fuel oil pesado. El reacondicionamiento contempla mejoras en el motor actual del portacontenedores, lo que le permitirá operar con doble funcionalidad, combinando fuel oil pesado y GNL y así convirtiendo al MV Sajir de 15.000 TEUs en el primer buque en recibir estas mejoras. Tras la conversión, *Hapag-Lloyd* se convertirá en la primera empresa naviera en adaptar un barco de contenedores de grandes dimensiones a la propulsión con gas.

El Sajir será el primero de la flota de 17 barcos pertenecientes a *Hapag Lloyd* que serán convertidos con el fin de reducir entre 15% y 30% las emisiones de CO₂, así como disminuir en por lo menos un 90% la emisión de azufre y otras partículas.

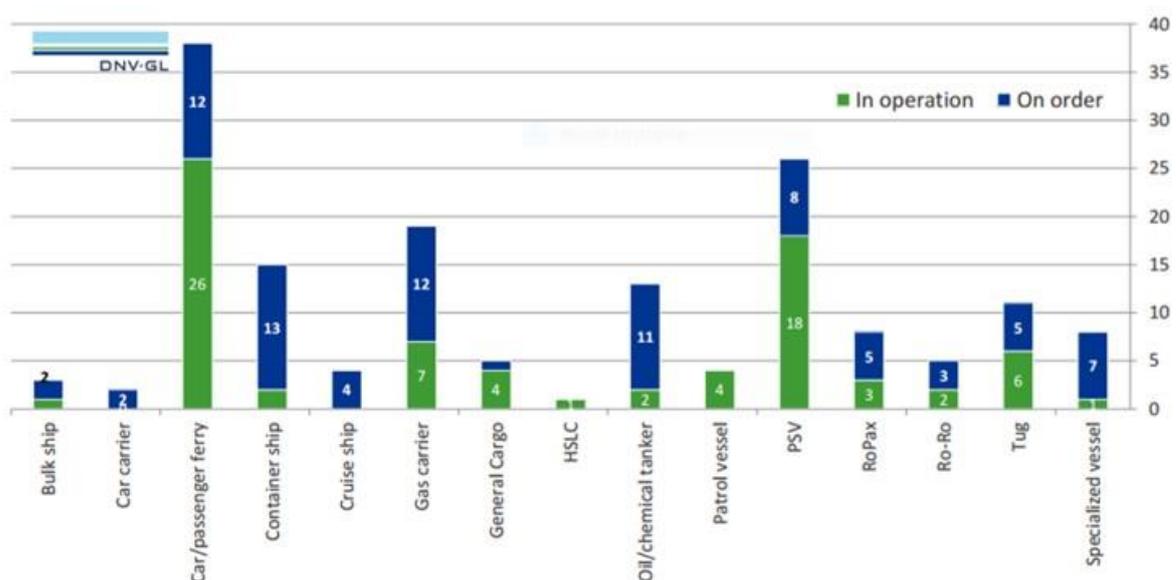
5.1.4. Evolución reciente de la flota y sus características

La flota mundial de GNL ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años, con una expansión aún mayor de la pronosticada. En total, hay alrededor de 121 buques alimentados con GNL en funcionamiento y los tipos más significativos son los transbordadores de automóviles/pasajeros y los buques de suministro de contenedores. Además de los ejemplos ya citados, en la bibliografía se muestran algunos enlaces de otros casos relevantes de embarcaciones a GNL.

Figura 13: Buques transformados a GNL y en proceso de fabricación

Fuente: DNV GL - Maritime (2014).

Desde marzo de 2016, el 86% de la flota alimentada por GNL opera en Europa, siendo Noruega responsable de casi el 70% de la flota, ya que el Parlamento noruego adoptó, en 2006, una política fiscal de emisiones de NOX, así como un fondo NOX, creado para ayudar al diseño y la construcción de alternativas. Sin embargo, la situación está cambiando considerablemente ya que, debido a la adopción de reglamentos del TCE, Europa y Los Estados Unidos son responsables del 83% de los nuevos proyectos de construcción de buques a GNL confirmados.

Figura 14: Buques transformados a GNL (por tipo)

Fuente: DNV GL - Maritime (2014).

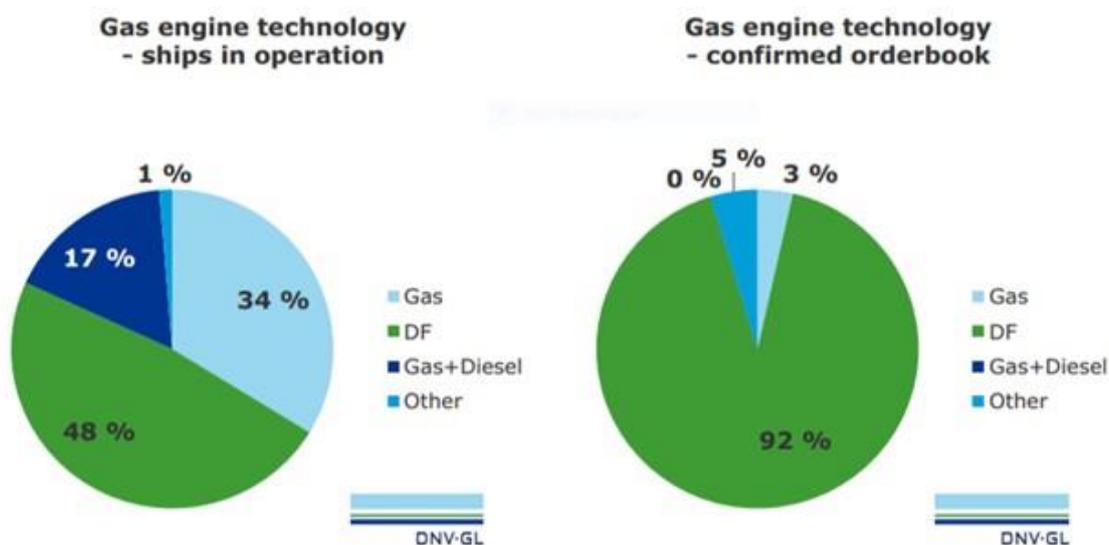
Según lo que puede apreciarse en la Figura 14, hay ya 6 remolcadores impulsados a GNL y 5 con orden de construcción. En la Hidrovía Paraná – Paraguay circulan cerca de 300 remolcadores de empuje, y este antecedente a nivel mundial debe tenerse muy en consideración.

Como impulso al reemplazo de Combustibles Líquidos por GNL, es interesante mencionar al Astillero Rio Paraná Sur, que, con el aporte del Centro de Patrones, propone unidades propulsadas con GNL que implican ahorros del 68%. El astillero Rio Paraná Sur (ARPS) acaba de obtener una mención especial en el Premio Carlos Armero Sixto 2019 por su diseño para la construcción de un remolcador de empuje propulsado a GNL.

Se ha mantenido una conversación telefónica con el *Señor Emiliano Paz, miembro del Directorio de dicho Astillero*, quien además de confirmar la noticia ha señalado que, si bien hay un par de interesados en construir un remolcador a GNL, a los mismos se les presentan dudas si habrá disponibilidad y logística de abastecimiento del nuevo combustible, que llegue por lo menos hasta el Puerto de Asunción.

Con relación al tipo de solución de impulsión de cada barco, los motores duales son los más elegidos para los que se encuentran bajo orden de construcción, como puede apreciarse en el Figura 15. Además, dentro de los barcos que ya están operando hay un número significativo que utilizan motores a Gas.

Figura 15: Tecnologías usadas en motores marinos



Fuente: DNV GL - Maritime (2014).

5.1.5. Algunos comentarios generales

Actualmente el uso del GNL se ha tornado una opción técnicamente viable como combustible alternativo para el transporte fluvial. Hemos visto que, si bien aún incipiente, un número creciente de embarcaciones se están convirtiendo o desde su propia construcción están siendo equipados con sistemas de propulsión por GNL. A pesar de la volatilidad de los precios del petróleo, esta forma de propulsión presenta una interesante aceptación en diferentes tipos de embarcaciones. Una buena parte de la responsabilidad de la consolidación de los conocimientos y la transferibilidad de la experiencia del transporte marítimo a la navegación fluvial y desde las regiones con más experiencia en la temática (por ejemplo, en Europa y Asia) recae en los organismos de desarrollo y los gobiernos de la región.

Sin embargo, la diversidad tecnológica introduce en todos los casos un aumento en la complejidad de los sistemas. Además, la naturaleza de bajo punto de inflamación del GNL pone de manifiesto la preocupación por el riesgo y la seguridad de un combustible que no sólo es físicamente diferente a los combustibles petrolíferos tradicionales, sino que también trae consigo retos operativos adicionales con relación a su transporte, aprovisionamiento y uso.

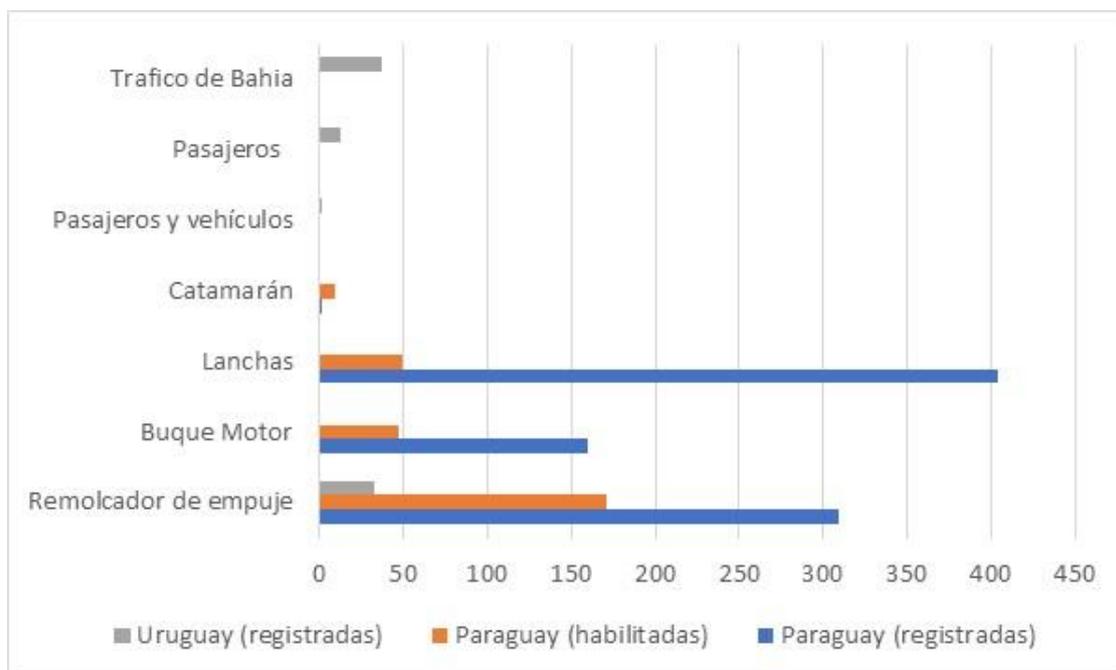
Existe un Código Internacional de Seguridad para Buques que utilizan Gases u otros Combustibles de Bajo Punto de Inflamación (Código IGF) desde 2017⁶, y también un marco regulatorio de referencia para las vías de navegación interior en Europa. El Código IGF contiene regulaciones obligatorias para la disposición, instalación, control y vigilancia de maquinaria, equipos y sistemas que utilizan combustibles con punto de inflamación bajo, centrándose inicialmente en el GNL. El Código aborda todas las áreas que necesitan una consideración especial para el uso de combustibles de bajo punto de inflamación, adoptando un enfoque basado en objetivos, con objetivos y requisitos funcionales especificados para cada sección que constituyen la base para el diseño, la construcción y el funcionamiento de los buques que utilizan este tipo de combustible. Falta aún desarrollar un marco normativo correspondiente para la navegación fluvial en la región de estudio.

Por otro lado, aún no se dispone de un Plan Estratégico o un *Masterplan* (como el considerado en Europa) para el desarrollo del uso del GNL en la navegación de la Hidrovía.

Con la finalidad de establecer una primera estimación del potencial de demanda de conversión en la región, la Figura 16 resume la flota actual de navegación fluvial de Paraguay, Uruguay y Bolivia.

⁶ Para detalles veáse: <http://www.imo.org/en/OurWork/Safety/SafetyTopics/Pages/IGF-Code.aspx>

Figura 16: Flota autopropulsadas de navegación interior en Uruguay y Paraguay, número de embarcaciones por tipo



Fuente: CEPAL, 2017

En primer lugar, el potencial de la flota a convertir se limita a las embarcaciones autopropulsadas. Los datos muestran una diferencia significativa entre las embarcaciones registradas y habilitadas en el caso de Paraguay. A primera vista se identifican más de 350 embarcaciones a analizar de forma detallada por su potencial de conversión. Para este análisis no se ha podido contar con información proveniente de Argentina dado que la misma no estaba disponible en las fuentes públicas.

Una hipótesis importante al considerar el potencial de conversión es que el GNL no es una alternativa adecuada para el gasóleo en todos los tipos de buques. Por lo tanto, será necesario seleccionar los tipos de buques adecuados en función de sus características y se debe identificar los tipos y modelos más aptos para los cuales tal conversión es económicamente viable.

En estudios previos, la flota potencial se selecciona en función del consumo anual de combustible, que debe ser de al menos 500 m³. Este volumen se toma como umbral, considerando cálculos realizados en Europa para recuperar la inversión en GNL.

Este umbral puede ser visto como la primera y más importante condición para invertir en una instalación de GNL. Así, para la identificación de los buques que cumplen con el requisito es necesario identificar los consumos de las embarcaciones que operan en la Hidrovía. Es de esperarse que las largas distancias de navegación favorecerán la inversión de conversión al verse superado el umbral.

6. Otros potenciales combustibles

6.1. El Biodiesel como combustible marino

La Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocarburantes (ANP) de Brasil llevó a cabo una audiencia pública en el 2011 para discutir la adición experimental de biodiesel en el diésel usado en barcos.

Actualmente, el diésel marino en Brasil no recibe la adición de biodiesel en la proporción de 5% en el convencional, según lo determinado por ley para vehículos terrestres. Sin embargo, la resolución en discusión sólo trata del uso experimental en proyectos de investigación, y no de la comercialización del biocarburante. Esto significa que la mezcla se llevará a cabo sólo durante los períodos de pruebas definidos y autorizados por la ANP. Una gran preocupación es cómo la mezcla de diésel mineral con biodiesel se comportará en ambientes muy expuestos a la humedad. El biodiesel absorbe agua del aire con mucha facilidad, lo que podría causar problemas en los motores de los barcos. La resolución de la ANP exige que todas las pruebas registren los efectos negativos causados en la contaminación del combustible por el agua. No se han identificado normativas en Argentina, Paraguay y Uruguay sobre el uso de biodiesel en embarcaciones.

Sin embargo, se cree que en un futuro cercano el agregado de Biodiesel en los combustibles bunkers se ira produciendo en forma gradual, debido a las restricciones en el contenido de Azufre en las especificaciones IMO.

Lo que sí es posible es que la presión de ambientalistas en todo el mundo oriente la producción de Biodiesel usando, como materia prima, aceites vegetales cuya producción no provoque destrucción de bosques (como está sucediendo actualmente en Indonesia con el aceite de Palma) y también hacia vegetales como el aceite de Colza, cuyas emisiones durante la producción son menores a los de otros tipos de aceite. Además, este tipo de aceites no interfieren en la cadena alimentaria, como sucede con el aceite de soja, girasol y maíz. La principal barrera para su utilización podría ser su elevado costo y precio de venta.

6.2. Embarcaciones eléctricas

Evidentemente, el uso de la electricidad como fuente de propulsión de las embarcaciones reduce sustancialmente el nivel de emisiones en comparación con el uso de combustibles fósiles, aunque ello depende del sistema de generación de la electricidad con la que se cargan las baterías empleadas. Si la electricidad es generada por fuentes renovables (como la energía eólica, fotovoltaica o hidro cinética), la reducción en las emisiones de todos los gases es de un 100%.

En el caso de embarcaciones eléctricas, la indicación de la potencia se expresa en kilowatts (kW). Existen motores eléctricos para embarcaciones de unos 500W (por ejemplo, canoas) hasta más de 750 kW (por ejemplo, transbordadores).

La eficiencia de motores eléctricos es significativamente más alta que en motores tradicionales de combustión. Esta diferencia es más notable en embarcaciones pequeñas, donde la eficiencia global de un motor fuera borda es entre un 5% a 15%, mientras esta misma eficiencia para un motor eléctrico fuera de borda es entre 30% a 56% (dependiendo del productor).

Para la propulsión eléctrica existen tres variantes de suministro de energía: (a) a través de un sistema de generación de electricidad directo a bordo, por ejemplo, fotovoltaico; (b) mediante el uso de baterías que se recargan en los tiempos de no operación (durante la estadía en el muelle, por ejemplo), o (c) una combinación de las variantes anteriores.

Las baterías a base de litio son actualmente la mejor opción para generar la energía necesaria para garantizar la movilidad eléctrica ya que (i) almacenan mucha mayor cantidad de energía que las demás baterías, (ii) pueden trabajar con corrientes elevadas (una ventaja decisiva para motores eléctricos), (iii) no pierden capacidad, (iv) proporcionan energía eléctrica de forma fiable —incluso a bajas temperaturas—, (v) no desarrollan “efecto memoria”, (vi) admiten más ciclos que las baterías a base de plomo y, principalmente, (vii) poseen un peso reducido debido a las características físicas del mineral no metálico.

Las ventajas de las baterías de litio incluyen:

- Densidad energética muy alta,
- De larga vida útil
- Robusta
- Estándares más altos de calidad y seguridad

La vida útil de una batería de litio depende de su edad y, en menor medida, del número de los ciclos de operación. La pérdida de capacidad anual es de un 2 a 4 % a una temperatura ambiente de 25 °C. El proceso de envejecimiento se acelera si la batería está expuesta a temperaturas elevadas. Las baterías de litio se pueden utilizar a temperatura ambiente elevada, pero es conveniente almacenarlas en un lugar fresco siempre que sea posible.

Las baterías existentes en la actualidad cuentan con una densidad energética bastante más baja que la de la gasolina o el diésel. Sin embargo, durante el proceso de combustión se disipa un porcentaje considerable de la energía almacenada en la gasolina, mientras que los motores eléctricos impulsan las hélices con más eficiencia debido a que su curva de par motor es más apropiada. En término medio, los motores eléctricos aprovechan la energía que reciben con una eficacia de hasta 10 veces más para propulsar hélices en el agua. La densidad energética específica de distintos portadores de energía en Wh por kg se puede comparar de la siguiente forma: gasolina 11.944 Wh/kg, batería de litio 120Wh/kg y batería de plomo 25Wh/kg.

No obstante, al desplazarse con motores eléctricos, se dispone de una energía considerablemente menor que la de un motor de combustión, por lo que es preciso aprovechar al máximo la energía limitada de la que se dispone. Por ello, la eficiencia global que considera todas las pérdidas, incluidas las de la hélice, es el parámetro más

importante para describir el rendimiento de un sistema de propulsión eléctrico para embarcaciones.

Dado las restricciones de almacenaje de energía, el ámbito de aplicación es principalmente para desplazamiento a distancias cortas de navegación. En lo que sigue se describen algunos desarrollos recientes de aplicación de botes eléctricos.

Ejemplos relevantes de electromovilidad náutica en diversas partes del mundo y para diferentes aplicaciones pueden encontrarse en el Anexo 3 del presente documento.

6.2.1. Algunos comentarios sobre la propulsión eléctrica

Casi todos los transbordadores de este tamaño y con estas características de viaje (travesías frecuentes y cortas) se consideran adecuados para la propulsión eléctrica por batería. En Noruega, se considera que al menos otros 80 transbordadores en 60 cruces diferentes son adecuados para la electrificación.

La integridad de un sistema eléctrico por batería plantea retos particulares en términos de costo, producción, vida útil, reciclado, suministro de energía y tipo de fuente de energía utilizada. Otros aspectos incluyen la limitada capacidad de almacenamiento y el almacenamiento eficiente de la batería a bordo.

Similarmente, como sucede en el caso de GNL, los países no cuentan con una estrategia de electrificación de sus servicios de transporte acuático. Además, los servicios navegación en la mayoría de los países no están considerados en las leyes de promoción de electromovilidad en general (una excepción es Colombia, que considera todos los modos en la ley de electromovilidad).

6.3. Navegación a Hidrógeno

Cabe destacar que el hidrógeno es el elemento más abundante en la naturaleza, pero es asociado con otros elementos formando moléculas más complejas y, por lo tanto, para producirlo, debemos consumir energía. El método más empleado en la actualidad, especialmente para sus aplicaciones industriales, es el “*Reforming*” a partir de hidrocarburos fósiles (petróleo, gas y carbón), cubriendo el 93% de la demanda. Pero también puede obtenerse por electrólisis, a partir de agua y electricidad, lo que proporciona un producto de mayor pureza, aplicable directamente a las celdas de combustible (“*fuel cell*” en inglés). A su vez, estos electrolizadores son capaces de operar a potencia variable, contribuyendo a estabilizar la red eléctrica, absorbiendo las variaciones naturales de los generadores eólicos y fotovoltaicos (ver Anexo 2).

Este método hoy satisface el 4 % de la demanda, pero se proyecta que alcance el 20 % en el año 2025. El fuerte incremento esperado hace de este segmento de la industria, asociada a la economía del hidrógeno, un área de gran interés económico global.

Para su aplicación en el transporte existen dos opciones:

1. Mediante motores de combustión interna de hidrógeno, que se caracterizan por tener una construcción similar a los motores de combustión interna convencionales, y que desarrollan su potencial por la ignición del hidrógeno dentro de la cámara de combustión. En este caso puede usarse hidrogeno obtenido por *reforming* de Gas Natural.
2. Mediante motores eléctricos que se alimentan de la energía producida por celdas de hidrógeno de combustible. Estas se caracterizan por su construcción diferencial con motor eléctrico alimentado por medio de “celdas de combustible”, que generan la carga eléctrica por la aportación de hidrógeno acumulado en depósitos de alta presión.

Actualmente, el dúo formado por el hidrógeno y la pila de combustible se perfila como parte importante de la solución a los problemas energéticos del mundo a medio y largo plazo. Hoy se producen 55 millones de toneladas de hidrógeno, que se aplican en la industria; el 96 % es de origen fósil, a través de reformado de gas natural, crudo y carbón. Se estima que el futuro sistema energético incorporará el hidrógeno en distintas aplicaciones, siendo el transporte la principal. Se estima que la demanda ascenderá a 550 millones de toneladas para el año 2050; esto resultará en un gran desarrollo de este sector industrial y a su vez, una notable reducción de las emisiones.

Los vehículos eléctricos a hidrógeno, que generan electricidad a bordo mediante celdas de combustible, constituyen en la actualidad la configuración de automóvil más avanzada. Ya se encuentran disponibles comercialmente a nivel mundial, si bien en cantidades inicialmente pequeñas.

El barco que lleva por nombre **Energy Observer** (Figura 25) es un catamarán patrocinado por **Toyota** y otras compañías y es capaz de moverse única y exclusivamente con hidrógeno y energías renovables. Esto es, desde energía solar, eólica, generada por las olas, hasta hidrógeno generado a partir del agua de mar.

Esta tecnología energética basada en hidrógeno no es nueva, ya la hemos visto en buses, autos, trenes, etc. De hecho, **Toyota** la usa en su coche **Mirai** y ahora la han adaptado a este barco, siendo ésta la primera vez que se usa en el mar para producir hidrógeno de forma directa durante la navegación.

En el Anexo 2 se detalla cómo funciona una pila de combustible de hidrógeno y en el Anexo 3 se comenta acerca del almacenamiento de hidrógeno y sus dificultades.

Figura 25: El Energy Observer (el primer buque de hidrógeno)



Fuente: www.energy-observer.org

También se ha identificado que la compañía ABB hará posible una primera embarcación fluvial del mundo propulsada por hidrógeno. Según lo publicado, ABB proporcionará una solución de potencia y propulsión para un barco de nueva construcción que operará por el río Ródano en Francia y que funcionará exclusivamente con pilas de combustible de hidrógeno. ABB afianza su posición como líder del mercado naval en tecnología de pilas de hidrógeno gracias a su papel en FLAGSHIPS, una iniciativa financiada por la UE para desplegar embarcaciones de uso comercial con emisiones cero para transporte terrestre y navegación de corta distancia.

También es posible considerar sistemas basados en energía solar que puedan aplicarse en embarcaciones tipo Catamarán de baja potencia y gran superficie en cubierta. Y esos catamaranes podrían dedicarse a pesca, turismo, o entretenimiento. En tal sentido, Paraguay, en virtud de la gran disponibilidad de energía eléctrica, tendría excedentes exportables que podrían ser aprovechados a tal fin. En efecto, el hecho de participar tanto en las centrales de generación de Itaipú, como en el de Yacretá, colocan a Paraguay en una excelente posición respecto al uso de energía eléctrica en embarcaciones que circulan por la Hidrovía. Hasta ahora sus exportaciones se concretan a través de líneas de alta tensión. Pero podría liderar un proyecto de almacenamiento de esa energía eléctrica diferente de las baterías que actualmente se utilizan. La oportunidad sería la de producir Hidrogeno por electrolisis, almacenarlo en tanques a presión y convertirse así en un proveedor de ese producto a las embarcaciones.

En resumen, para la opción de hidrogeno como combustible sustituto, sería necesario realizar un estudio en detalle de las oportunidades para su suministro, en una región donde estos sistemas no se están utilizando en la actualidad y presumiblemente transcurra un tiempo prudencial para que pueda aplicarse en embarcaciones como remolcadores de alta potencia en la Hidrovía.

6.4. Oportunidades de sustitución sostenible en el sistema de transporte fluvial

Considerando un caso relevante vale destacar que la meta europea es tener suministro de GNL en todos los puertos de navegación fluvial que son parte del TEN-T Core Network. Este objetivo es parte del Plan Maestro GNL, que trata de establecer una plataforma de cooperación entre el sector público y privado para crear un marco regulatorio armonizado para el uso de GNL como combustible y cargo en la navegación fluvial. Las metas principales de este plan incluyen:

- Identificar los ahorros, costos y beneficios del uso del GNL,
- Transferir conocimientos del sector marítimo a la navegación interior,
- Desarrollar conceptos técnicos para embarcaciones nuevas y existentes factibles de ser reacondicionadas,
- Ejecutar pilotos y pruebas,
- Desarrollar una hoja de ruta para la transición del uso de combustibles alternativos (con especial énfasis en el GNL)

El presupuesto de este plan es 80,5 millones de Euros para estudios, pruebas y pilotos en el Río Rin y Danubio.

Cabe citar también el caso de China, que igualmente desarrolló una estrategia integral para la transición hacia el uso de GNL, incluyendo un marco regulatorio, una política de subsidios para fortalecer la construcción naval de buques a gas y un plan de construcción de estaciones de aprovisionamiento de GNL en los puertos del Beijing, el Canal Hangzhou, el Río Yangtze y el Río de las Perlas. Las implementaciones exitosas en China incluyen: un pontón de aprovisionamiento y barcasas de aprovisionamiento.

El deseo de reducir las emisiones en el sector de transporte ha generado regulaciones más estrictas a nivel global. Sin embargo, la implementación de estas regulaciones estrictas no ha avanzado de igual forma en el transporte fluvial de la Hidrovía.

Resulta importante destacar que las tecnologías para adaptar combustibles alternativos están disponibles y, como hemos destacado, ya hay numerosos ejemplos de la viabilidad de este cambio, usando estos combustibles como “drop-in” o “dual fuel”. La tendencia actual conlleva el desafío de sustituir un combustible fósil por otro (siendo la electricidad y el hidrogeno excepciones), de tal forma que un cambio hacia el uso del GNL no presenta un desacoplamiento de la dependencia de los combustibles fósiles.

Por su disponibilidad en la subregión, el GNL representa una alternativa interesante, que no elimina, pero si reduce las emisiones de GEI. Sin embargo, tal adaptación no solo requiere el cambio de los motores o el desarrollo de construcciones nuevos, sino

también el despliegue de la infraestructura de aprovisionamiento para garantizar la disponibilidad del combustible a lo largo de los ríos.

El metanol también ha sido considerado una opción por las líneas navieras por los bajos costos de readecuación de los motores. El cambio hacia GNL y metanol es interesante porque existen alternativas no fósiles como el biometano (bio GNL) para ambos combustibles. Así, los mismos conceptos de suministro pueden ser usados en la implementación de estas alternativas. Estos combustibles pueden ser pensados como combustibles de transición hacia soluciones no fósiles. Con todo, el uso de biocombustibles requiere suficiente disponibilidad de biomasa (sostenible) para la producción, como también de procesos de producción efectivos y eficientes. Un ejemplo de producción efectiva en la región puede ser la primera instalación del Proyecto Biogastiger en Ecuador. Una ventaja del uso de biocombustibles puede ser la producción descentralizada (cuando hay suficiente disponibilidad de biomasa local), lo que podría reducir los costos en el transporte del suministro.

Actualmente una gama de combustibles alternativos está disponible y han sido aprobados para el uso en la navegación fluvial. Además, como hemos detallado, existen numerosos ejemplos de implementación, incluyendo algunos dentro de América del Sur.

La industria de construcción naval juega un rol importante, dado que la sustitución de combustibles planteada da lugar al desarrollo de nuevos negocios y mercados, como también al desarrollo de nuevos diseños más eficientes y sostenibles. La sustitución también requiere de nuevas infraestructuras y redes de suministro y aprovisionamiento en los puertos, además de los embarcaderos.

Otro factor relevante a tener en cuenta en el proceso de adaptación hacia combustibles alternativos se asienta en las decisiones de inversión que vayan a adoptar los dueños de las embarcaciones y los operadores del sector. Sería necesario que ellos adquieran un cierto nivel de confianza acerca del funcionamiento de la nueva tecnología y de la disponibilidad y calidad del combustible sustituto. Resulta importante estudiar con mayor detalle los impactos, las barreras y los instrumentos financieros que vayan a afectar el potencial de conversión a combustibles alternativos.

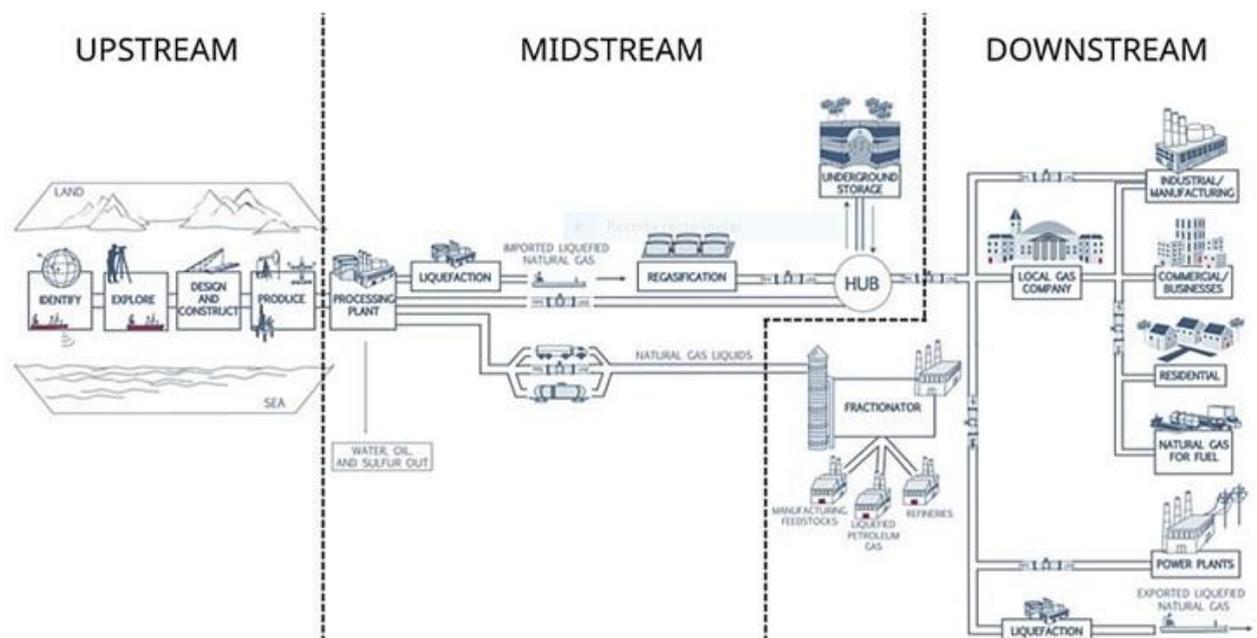
Como hemos comentado, ya es tecnológicamente viable llevar la navegación fluvial hacia un camino más sostenible. Sin embargo, antes de proclamar que estas tecnologías pueden “revolucionar” tanto el desempeño económico como medio ambiental del sector, es necesario construir una hoja de ruta debatida entre los múltiples actores intervinientes para la conversión tecnológica, ya que se debe considerar toda la cadena de valor y los cambios que se generarían por la adopción de estos “nuevos” combustibles. La revisión de los marcos regulatorios y sus adecuaciones son otro aspecto clave de este desarrollo. Finalmente, se deberá congregarse a todos los actores clave (en varias instancias) para una discusión detallada y la coordinación de las visiones de los diversos actores, incluyendo a los astilleros, los productores de energía, los puertos, los operadores de transporte fluvial, los dueños de embarcaciones y demás partes intervinientes para delinear visiones comunes y acciones que se encaminen hacia lo deseable y posible.

7. Cadena de abastecimiento y transporte de Gas Natural, algunas experiencias

El sistema clásico de abastecimiento y transporte de Gas Natural es el que se muestra en la Figura 26. Fuera del alcance de gasoductos, el gas natural comprimido a unas 200 atmósferas de presión (GNC) es transportado por camión, tren o barcasas, en recipientes adecuados que soportan esas presiones. Cuando los yacimientos en los que se produce el Gas Natural están alejados de los puertos para exportarlo en estado Líquido, el producto se transporta por gasoducto hasta ese lugar y allí se instala una planta de licuefacción, para luego descargarlo a los clásicos buques metaneros. Se transporta por barco en buque tanque de acero con 9 % de níquel, a presiones bajas (máximo 6 a 8 bares). La temperatura del líquido se mantiene en $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Las configuraciones de Bunkering de GNL son muy diferentes de las de los combustibles líquidos tradicionales. La carga del GNL en los tanques se basa en procesos diferentes de aquellos correspondientes a la carga de combustibles líquidos debido a las diferencias físicas entre ambos. En efecto, el GNL es un líquido criogénico a temperaturas de aproximadamente $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$, es decir que se mantienen en estado líquido y tienen puntos de ebullición a temperaturas muy bajas, convirtiéndose, como sabemos, en gases a temperaturas y presiones normales. Transportar GNL es como transportar un líquido hirviendo que puede ser muy volátil y, por lo tanto, es más peligroso de manipular y almacenar. Los vapores generados en los bunkers de petróleo o combustibles líquidos típicos no son considerados tan riesgosos pues poseen puntos de inflamación superiores a los $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, mientras que los vapores del GNL pueden formar nubes explosivas en espacios confinados. Esto requiere un manejo especial del vapor cuando es abastecido.

Figura 26: Cadena de valor del gas natural

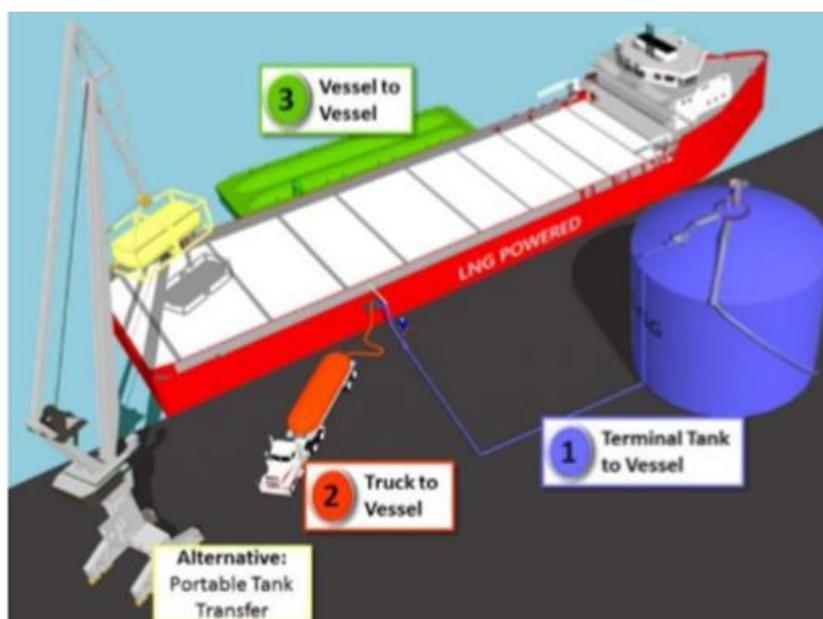


Fuente: Gas Natural Fenosa.

En España, las ventajas de este combustible para el transporte, especialmente marítimo, han llevado a las autoridades portuarias, en colaboración con algunas de las empresas más relevantes del sector, a realizar un importante esfuerzo de cara a ampliar la gama de servicios que ofrecían hasta el momento. Entre las mejoras registradas, incluidas dentro del proyecto europeo CORE LNG y coordinado por Enagás, destacan la adaptación de las plantas de regasificación para ofrecer servicios de bunkering de GNL a buques, así como el estudio de nuevas soluciones logísticas de gas licuado a pequeña escala.

Según los datos facilitados por Enagás, cualquier terminal del sistema portuario español puede suministrar GNL a barcos a través de cisternas ("Truck to Vessel") o contenedores ("Container to Vessel"), dos de las modalidades utilizadas para el suministro o carga de gas licuado en embarcaciones, como se muestra esquemáticamente en la figura 27 a continuación.

Figura 27: Esquema de transferencia de GNL "Camión – Buque" y "Tanque – Buque"



Fuente: Enagas.

Por su parte Gas Natural Fenosa, en conjunto con un grupo noruego, ha desarrollado un sistema único en el mundo para la transferencia de GNL (gas natural licuado). Esta infraestructura es un sistema flotante, reconocido con diferentes patentes y en exclusividad, consistente en una plataforma que dispone de un sistema de unión compatible con cualquier tipo de barco metanero. Una vez conectado al barco, el GNL es transferido, de forma segura y eficiente, a tierra a través de unas mangueras criogénicas flotantes. Tanto el sistema de unión que se ha aplicado de forma *offshore* por primera vez en el mundo como las mangueras criogénicas flotantes, constituyen dos hitos que ponen en evidencia el aspecto innovador de la plataforma.

La infraestructura, implementada en colaboración con el tecnólogo noruego Connect LNG, ha sido diseñada y fabricada en un tiempo récord de 6 meses, en un astillero de Brevik (Noruega), desde donde ha sido remolcada hasta la localidad noruega de Herøya donde se realizó la primera operación de descarga con éxito absoluto, lo que ha demostrado su funcionalidad, versatilidad y rapidez de puesta en servicio.

Este sistema, que aparece en una fotografía en la Figura 28, denominado DirectLink LNG, permite la descarga de gas natural licuado de *barco a tierra* sin necesidad de costosas infraestructuras fijas (puerto y pantalán, por ejemplo) y con un mínimo impacto medioambiental. De esta forma, se da respuesta a la necesidad de aquellos clientes que requieren suministro de gas natural en ubicaciones donde a día de hoy no es económica o medioambientalmente viable, haciendo posible que esta energía llegue a lugares remotos o de difícil acceso, facilitando la apertura de nuevos mercados. Esta solución no requiere ningún tipo de modificación en los barcos metaneros existentes y permite reducir los tiempos de acceso a la energía en el mercado y para los destinatarios.

Figura 28: Muelle “retráctil” para amarre de buques y transferencia de GNL



Fuente: GAS NATURAL FENOSA.

7.1. Gasoductos Virtuales

Hace unos años atrás se ha desarrollado un sistema de transporte llamado “Gasoducto Virtual”, ver esquema en Figura 29.

El gas natural se procesa en unidades de licuefacción relativamente pequeñas y montadas en chasis. Estas unidades captan gas natural desde gasoductos o directamente en yacimientos, lo licúan y lo envasan en isotanques. Estos son transportados por camión hasta zonas donde no hay tendidas redes de distribución domiciliaria, pero si una estación de generación térmica o centro de consumo. El isotanque se deposita en el parque de tanques de la Central y con la ayuda de vaporizadores, se pasa nuevamente al estado gaseoso y así es consumido en ese Centro de Consumo.

Figura 29: Esquema de un gasoducto “virtual”



Fuente: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/los-gasoductos-virtuales-ganan-terreno-en-peru>

Este sistema se utiliza para distancias de hasta 600 km y es muy usado en la actualidad en diversas partes del mundo, pues permite “desarrollar mercados”. Una vez que se justifica económicamente, el transporte por camión es sustituido por un gasoducto.

8. Sistema actual de abastecimiento de combustibles para embarcaciones en los principales puertos

Parte de esta sección se basa en entrevistas con personalidades relevantes que directa o indirectamente están o estuvieron involucrados en los procesos de la producción, comercialización y logística de abastecimiento de combustibles líquidos en la Hidrovía. En tal sentido, se realizaron consultas al director de una de las Refinerías más importantes en Argentina, a un Gerente de Planificación y abastecimiento de una refinería de mediano porte, el Gerente de un Bunker, el director de un empresa mediana - grande de Petróleo y Gas y a varios Gerentes de consultoras internacionales.

8.1. Sistema de abastecimiento de GNL del Ferry “Papa Francisco

La aparición del Ferry “Papa Francisco” de la empresa Buquebus, que utiliza GNL en su propulsión, constituyó una verdadera novedad en el tránsito de pasajeros entre ambas orillas del Río de la Plata y es un antecedente relevante que destacar en el marco de este estudio. El ferry fue construido totalmente en aluminio y tiene una capacidad de transportar hasta mil pasajeros y 150 vehículos. Se impulsa con turbinas similares a las utilizadas en los Jet Ski y puede desarrollar velocidades de hasta 50 nudos. Consume entre 30 y 35 Toneladas de GNL por viaje (entre 67 y 78 m³).

El GNL es abastecido desde una planta de licuefacción a pequeña escala construida para tal propósito en la localidad de San Vicente, a 90 km de la Capital Federal, y tiene una capacidad de licuefacción de 90 m³/día. El GNL se transporta por camión en Iso Tanques que se cargan al Ferry en Puerto Madero. El ferry tiene dos tanques de GNL en ambos costados y pueden ser reabastecidos en forma independiente

El buque opera regularmente en Dársena Norte, jurisdicción del Puerto Buenos Aires. No existía una normativa específica que regulara el abastecimiento de este combustible desde un camión a un buque cuando entró en servicio. Por lo tanto, la AGP otorgó provisoriamente “la primera autorización de carga de GNL desde un camión cisterna al buque”.

Mientras se extendían sucesivas prórrogas al armador para que pudiera seguir operando, se acordó la viabilidad de incorporar las normas ISO 18683 (directrices para sistemas e instalaciones de suministro de GNL como combustible de buques) e ISO 20519 (especificación para el abastecimiento de buques alimentados con GNL), y la Secretaría de Energía las adoptó en el marco de la resolución 438/2019.

9. Características generales del sistema de abastecimiento de GNL

9.1. Identificación de fuentes de suministro de Gas Natural

Para una mejor comprensión de las oportunidades de sustitución de combustibles como el Gas Oil HF o el RMG 380, se mantuvieron reuniones presenciales y conversaciones telefónicas con distintas personalidades relevantes relacionadas con el posible abastecimiento de Gas Natural. Para ello se entrevistó a un Gerente de Planificación Estratégica de Gas y Energía de una de las principales empresas argentinas de petróleo y gas natural, a un Jefe de Proyectos de GNL de una empresa argentina mediana – grande, a un Gerente de nuevos negocios de empresa de tamaño medio, al Secretario General de la *International Gas Union* (IGU), al Gerente General de empresa de consultoría Wood Mackenzie en Argentina, al Country Manager de la Empresa Petrobras y al Gerente de Producción de una empresa de regasificación en Canadá.

Como resumen de información publicada en la web y de las conversaciones mantenidas, se puede concluir que en la región el Cono Sur tiene tres cuencas principales que podrían abastecer el Gas Natural necesario para sustituir a combustibles como el Gas Oil HF o el RMG 380 utilizado en la Hidrovía y en otros puertos ubicados en la Cuenca del Plata, como Buenos Aires, Montevideo y Tierra del Fuego.

Una de ellas es la Zona Faja Plegada de Bolivia, la otra es el presal de Brasil y la tercera es el Yacimiento No Convencional Vaca Muerta, en Argentina. aunque no deberíamos descartar otras fuentes como la cuenca Austral en Argentina o GNL importado como el que llega a puertos argentinos y brasileños, donde hay operando varias unidades flotantes de Regasificación de GNL y de inyección del GN en las redes de gasoductos de ambos países.

En un primer análisis que debería ser verificado en estudios posteriores, las reservas de GN de Bolivia no serían suficientes y no hay indicaciones que se vaya a instalar una Planta de Licuefacción a escala mundial por parte de Bolivia. Además, últimamente ha habido dificultades para abastecer los volúmenes contratados por Argentina y Brasil. Sin embargo, y pensando en Puerto Suarez y en puertos bolivianos o paraguayos aguas arriba de la Hidrovía, con una demanda que se presume sería de volúmenes reducidos de GNL, podría presentarse alguna oportunidad de abastecimiento del mismo a través de plantas de Licuefacción de GN de pequeña escala. El gas natural para dichas plantas podría ser tomado de gasoductos cercanos y, de esa manera, abastecer las barcasas y remolcadores que transportan mercancías a esa zona.

El gas natural que se produce en forma asociada al petróleo en el presal de Brasil llega por gasoducto a territorio y es consumido por la demanda interna. No obstante, es sabido que existen estudios para desarrollar proyectos de licuefacción en unidades flotantes in situ del GN producido en el presal, para la exportación del mismo a mercados internacionales- Pero a la como estos podrían concretarse en el corto plazo. Existen tres terminales de recepción y regasificación de GNL en Brasil, que al igual al que se recibe

el mismo producto en el puerto de Escobar, en Argentina, podría ser una fuente de abastecimiento de GNL a los Puertos de Santos y Rio de Janeiro, pero muy difícilmente a puertos de la Hidrovía. En síntesis, se presume que Brasil seguirá siendo un importador de Gas Natural y es poco probable que pueda abastecer la demanda que se origine en la Hidrovía, pues antes debería atender la propia.

Respecto al potencial del reservorio no convencional de Gas Natural en Vaca Muerta de Argentina, se reproducen a continuación algunos datos basados en una presentación realizada por el ex Secretario de Energía de la República Argentina, el Sr. Enrique Lopeteguy. La presentación concluye con las afirmaciones que aparecen en la Figura 30. En la primera parte se afirma que la Argentina reanuda sus exportaciones de Gas Natural a países vecinos; luego se indica que las exportaciones de Gas Natural van a ir incrementándose paulatinamente. Finalmente se anuncia el contrato para encargar una unidad Flotante de Licuefacción con capacidad para 2.5 millones de M³/día de GN o sea 0,5 Millones de Toneladas por año de GNL (3).

Figura 30: Conclusiones del Ministro de Energía de Argentina

 O&G Exports Resumed	 They are increasing	 And will soon include LNG
<p>Following their interruption in 2007, the success of Vaca Muerta enabled Argentina to resume gas exports to neighboring countries. In early 2019, Argentina also resumed light oil exports from the Neuquén Basin, for the first time since 2009.</p>	<p>In the first fourth months of 2019 gas exports averaged 6.2 mcm/day, reaching a peak of 9.6 mcm/day. These exports will increase in the short term, subject to local production and demand.</p>	<p>YPF signed a ten-year contract to commission a floating liquefaction unit with 0.5 MTPA capacity, equivalent to 2.5 mcm/day of natural gas.</p>

Fuente: Lopetegui (2019), Secretaria de Energía, República Argentina.

Figura 31: Potencial de Vaca Muerta



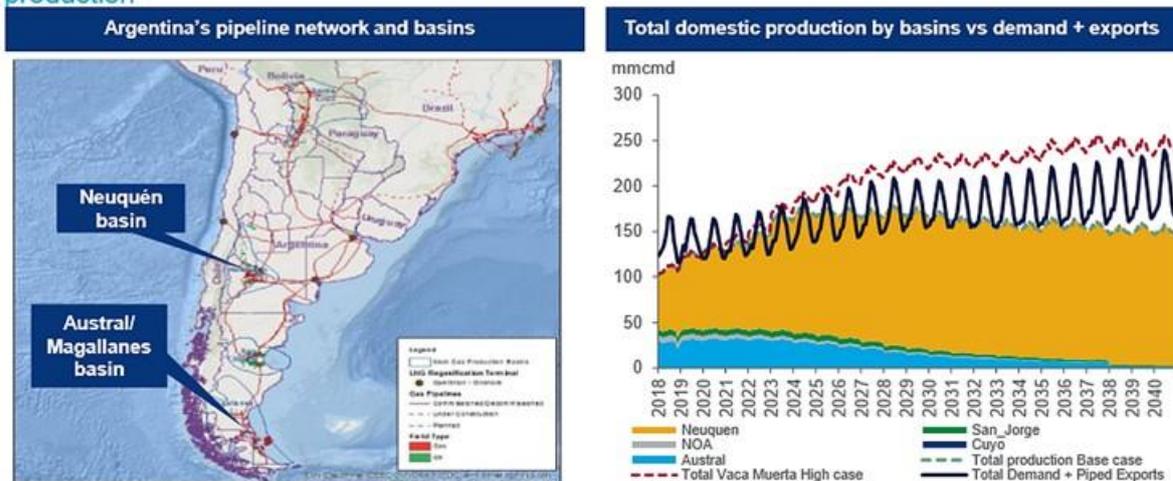
Fuente: ENARGAS Argentina.

Como se aprecia en la Figura 31, según estimaciones del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, las reservas de la formación Vaca Muerta garantizarían 150 años de abastecimiento. También existen evidencias que hacia 2025 la Empresa YPF construiría una planta de GNL a escala mundial en el puerto de Bahía Blanca. Eso surge tanto de las entrevistas con personalidades relevantes de empresas vinculadas al sector, como de consultoras internacionales, que han realizado estudios específicos sobre la competitividad de una instalación como la que se propone en ese lugar.

Figura 32: Proyección de la producción y las exportaciones de gas natural en Argentina

Supported by Vaca Muerta, Argentina's production in the Neuquén basin will ramp up in a few years

Even with piped exports to neighboring countries, there will be an excess of domestic gas production



Fuente: Wood Mackenzie (2019b)

Tomando como base el análisis realizado en función de las informaciones disponibles, la fuente más adecuada de abastecimiento de Gas Natural, tanto para abastecer el mercado local en Argentina como la exportación del mismo a otros mercados internacionales, sería el **Yacimiento No Convencional de Vaca Muerta**, ubicado en la provincia de Neuquén.

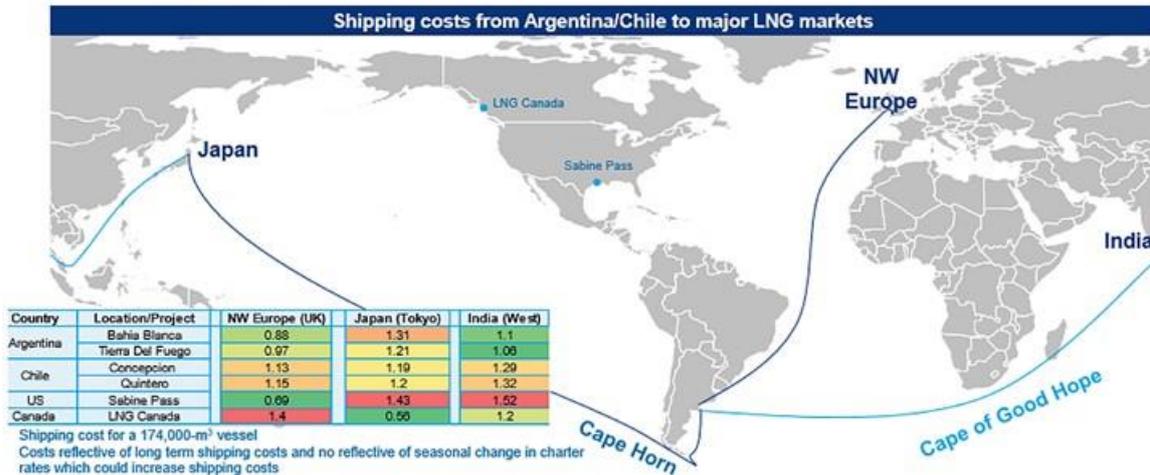
Como se muestra en la Figura 32, las proyecciones incrementales de producción y de exportación de Gas Natural en la Formación Vaca Muerta para los próximos años son significativas a la hora de considerar la disponibilidad del GNL para potencialmente abastecer embarcaciones en la Hidrovía.

Por último, es necesario puntualizar que el GNL exportado desde Argentina tendría precios competitivos a nivel internacional (Figura 33). Asimismo, como se evidencia en la Figura 34, otro factor importante a considerar es la diversidad de empresas de primer nivel internacional que operan en los distintos yacimientos productivos de dicha formación.

Figura 33: Costos de los fletes desde Bahía Blanca a Japón, Europa e India

Argentinian and Chilean LNG have lower shipping costs (~15%) to Asian markets than US Gulf Coast plants and avoid the Panama Canal

Argentinian LNG has 30% lower shipping costs to India than US Gulf Coast projects. But higher shipping costs to Europe may limit sales to Asian and other Atlantic markets



Fuente: Wood Mackenzie (2019b).

Figura 34: Compañías internacionales y locales trabajando en vaca muerta

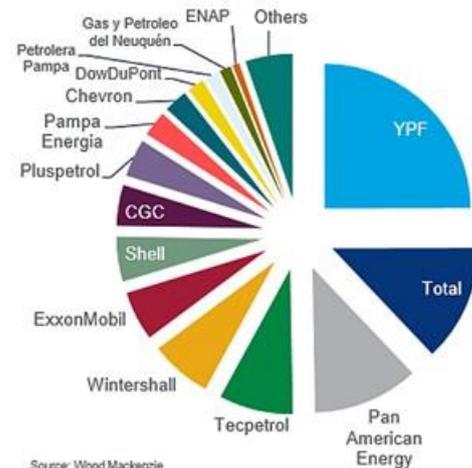
Majors and local companies will work together to grow Vaca Muerta production

Non-state companies will operate 75% of the country's gas production by 2024

Highlights

- Argentina is the most diversified country in Latin America in terms of equity production. With a large number of upstream companies, coupled with strong associated gas growth, a tolling project is well suited for Vaca Muerta LNG exports.
- Most of the Majors participate in the Argentinian gas market. Excluding Eni, all other Majors own acreage in Vaca Muerta.
- The NOC YPF, which has the highest equity production, has stated publicly that it is analyzing a major LNG export plant project in addition to Tango FLNG.
- Nevertheless, other local players are also studying the opportunity for LNG exports and could be potential partners for a major-scale development.

Argentina gas production in 2024 by ownership



Fuente: Wood Mackenzie (2019b).

Cabe recordar que la mayoría de las embarcaciones que circulan por la Hidrovía se abastecen por el canal de Comercialización “BUNKER Internacional”, como se muestra en la Tabla 1 a partir de información extraída de la Secretaria de Energía de la República Argentina. Ello significa que los usuarios no pagan impuestos ITC sobre los combustibles

que adquieren según ese canal y, para el país de origen, estas ventas son consideradas como exportaciones.

Las transformaciones a GNL de grandes cruceros pertenecientes a compañías internacionales líderes (comentadas en el capítulo anterior) obligarían a disponer de GNL en el corto / mediano plazo en varios puertos de la República Argentina. En caso contrario, muchos cruceros que operan a GNL no estarían habilitados para llegar ni a Buenos Aires ni a Tierra del Fuego, como lo hacen actualmente buques propulsados por combustibles fósiles tradicionales.

La decisión, plasmada en la resolución 438/2019 y publicada en el Boletín Oficial, adopta las normas internacionales ISO en lo que se refiere a las operaciones de trasvase y suministro de GNL a buques desde camiones cisterna, principalmente.

9.2. Sistema de transporte del GNL que se requeriría considerar

De acuerdo con la experiencia internacional antes comentada, se podrían considerar varias opciones para el transporte del Gas Natural desde los yacimientos hasta la Hidrovía:

1. Para las etapas iniciales del proyecto, se podría utilizar la red de distribución de la Empresa Galileo, que usaría camiones con isotanques, los cuales vendrían directamente desde Neuquén (gasoducto virtual). Los isotanques que alimentan a estaciones de Servicio en lugares cercanos a los puertos de reabastecimiento de buques y remolcadores serían transportados directamente a los puertos. Luego podrían ser cargados con grúas apropiadas a las barcas que transportan otros combustibles aguas arriba de la Hidrovía, con el fin de abastecer de GNL a puertos como Asunción del Paraguay. En otros casos, el isotanque en cubierta del buque alimentaría a los motores de la embarcación.

Asimismo, y por bombeo desde los isotanques en tierra, el GNL podría ser transferido a tanques apropiados que dispusieran las embarcaciones modificadas para ser impulsadas por GNL. Puesto que se trata de un GNL capturado desde venteos de los yacimientos, tendría un precio muy competitivo respecto al Gas Oil HF.

El Ente Argentino de Regulación del Gas, (ENARGAS) ha esquematizado el movimiento de Gas Natural hacia el Noreste Argentino, en donde se encuentran los puertos de abastecimiento de combustible bunker (véase Figura 35). El fundamento de tal sistema es que en esa zona existen más de 3 millones de usuarios potenciales de Gas Natural.

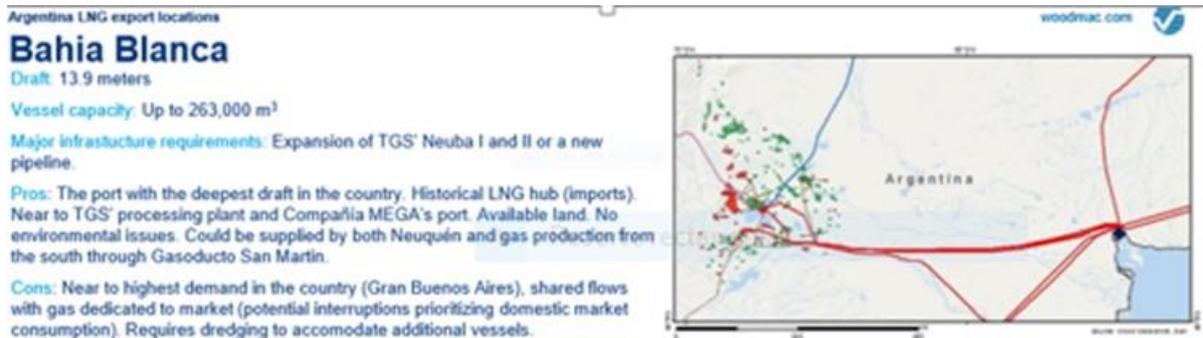
Figura 35: Movilización de reservas de Gas Natural al NEA argentino



Fuente: ENARGAS

2. El Gas Natural que ha sido transportado por Gasoductos existentes hasta las cercanías de algún puerto de abastecimiento de combustible sobre la Hidrovía (San Lorenzo, por ejemplo) podría ser extraído y licuado en las unidades portátiles mencionadas en este estudio. Una vez envasado en isotanques se procedería en forma similar a lo indicado en el párrafo anterior.
3. Cuando las cantidades consumidas en la Hidrovía y en puertos cercanos aumente, se podría transportar por barcos metaneros desde la planta de licuefacción ubicada en Bahía Blanca (véase Figura 36).

Figura 36: Características de la planta de licuefacción en Bahía Blanca: Ventajas y Desventajas



Fuente: Wood Mackenzie (2019b).

4. Dado que se encuentra un muelle de descarga y regasificación de GNL importado en Escobar, podría evaluarse la factibilidad de construir un muelle retráctil como el indicado anteriormente, y proceder directamente a la descarga del GNL a buques autopropulsados o remolcadores. La otra opción es que, si se construye el cargadero de GNL en camiones en ese lugar, (cuya ingeniería básica se encuentra en elaboración), el mismo se utilice para cargar isotanques desde el buque metanero.

Estos isotanques podrían ser transportados por camión hasta el puerto de San Lorenzo y desde allí abastecerían a embarcaciones convertidas a GNL, con sistemas similares a los ya indicados. Tener el respaldo del GNL importado en Escobar tiene la ventaja de asegurar el abastecimiento en el invierno, que es cuando mayor demanda de GN se produce a nivel domiciliario en Argentina, y a precios competitivos, dado que este país se encuentra a “contra estación”, con respecto al hemisferio norte, desde donde mayoritariamente se abastecen los barcos que llegan a Escobar.

9.3. Inversiones en infraestructura requeridas

En el caso de utilizar el GNL como combustible sustituto, esta iniciativa se alinea automáticamente con las iniciativas de abastecimiento y distribución de GNL que forman parte de la Agenda gubernamental y que ya se encuentran en marcha en la República Argentina. Por lo tanto, las inversiones en infraestructura específica para este proyecto serán acotadas. Y esa hace que esta opción tenga ventajas competitivas frente a otras alternativas energéticas de sustitución, las cuales no tienen el nivel de desarrollo que tiene el Gas Natural, (tanto el comprimido, como el licuado), en ese país.

Por lo tanto, es probable que se necesite invertir en infraestructura de recepción y despacho de GNL en los puertos destinados a tal fin en la Hidrovía, con montos de inversión muy inferiores a los necesarios para la infraestructura básica y necesaria para producir, transportar y licuar el Gas Natural.

Para este proyecto se necesitarían: (i) grúas para la carga o descarga de isotanques; (ii) cañerías y bombas cuando se necesite transferir directamente a los tanques de GNL de las embarcaciones, y en general (iii) inversión en facilidades que no implican erogaciones importantes. También, como se consideró en el capítulo anterior, será necesario invertir en la modificación de las embarcaciones y la construcción de nuevos buques.

Se insiste que las inversiones realmente significativas serán las que se destinen a la Producción de Gas Natural en Yacimiento, en las facilidades para el tratamiento del gas en boca de pozo; en los gasoductos troncales para transportar el Gas Natural hacia la planta de licuefacción o los centros de consumo: la propia planta de licuefacción y las facilidades portuarias para su operación con buques metaneros etc. En todo caso la amortización de esas inversiones estará incluida en el precio del GNL que se destinará a la Hidrovía, pero diluido en un volumen significativamente mayor, que resultará del proyecto integral a nivel país.

10. Límites del análisis

El presente estudio reviste un carácter preliminar. Por lo analizado, el uso del GNL como combustible para la propulsión de embarcaciones sería, por sus características técnicas y de mercado, una adecuada opción de sustitución. Este estudio configura una primera aproximación al tema, pero en futuras instancias se debería dividir el proyecto en etapas y tratar de evaluar mejor los volúmenes de combustible involucrados y hacer un análisis cuantitativo consistente con la estimación del número de embarcaciones que podrían readecuarse en una primera etapa de implementación del proyecto de sustitución. Asimismo, se deberían analizar y evaluar las distintas alternativas de logística de distribución del GNL con miras a optimizar la oferta de sustitución.

11. Recomendaciones

La lista de opciones o alternativas energéticas a los combustibles que se usan en la actualidad debería comenzar, si fuera posible, por la de menor costo de transformación de la embarcación / menor precio del combustible sustituto, y mayor beneficio ambiental relativo. Se debería mantener la atención en las transformaciones que se estén realizando en el ámbito global, como las citadas en el párrafo anterior, con el objetivo de identificar posibles sinergias entre iniciativas internacionales relevantes y las propias de la Hidrovía.

Transparencia de las informaciones: Resulta evidente que, para facilitar un consistente estado de conocimiento sobre el tema, se debería estar en condiciones de ofrecer información pertinente a los potenciales interesados, como podrían ser las estimaciones de costos de las readecuaciones de las embarcaciones, los precios más probables del combustible sustituto (que, ciertamente, debería ser menor al actualmente utilizado) y concomitantemente, diversos análisis sobre los períodos de repago de las potenciales inversiones. En resumen, cada propietario / armador debería disponer de una descripción detallada del “modelo de negocio” a considerar, con una descripción de la ecuación costo/beneficio que lo incentive a encarar iniciativas con miras a readecuar las embarcaciones.

Cambios normativos: En paralelo, se deben analizar los cambios normativos necesarios, como para garantizar estándares de seguridad adecuados en las operaciones de abastecimiento y logística con el nuevo combustible. Ya hay un antecedente en Argentina, país que adoptó las normativas de la Unión Europea para el transporte y transferencia de GNL desde camiones a barcos, y de esa manera aceleró notablemente el proceso. En tal sentido, se deberían impulsar procesos similares en los otros países miembros del CIH. Los códigos IMO son una buena referencia.

Por los volúmenes que se han identificado que se consumen dentro de la Hidrovía, en la hoja de ruta del proceso de implementación habría que estar atento a las iniciativas que se están generando en la misma región para abastecer de Gas Natural a usuarios domiciliarios y centrales de generación de electricidad, y así aprovechar las sinergias de

esas iniciativas, con las de cambios de combustibles en el transporte por la Hidrovía. Justamente, se han identificado oportunidades de abastecer a usuarios residenciales que hoy no tienen acceso al Gas Natural (se habla de más de 3 millones de usuarios domiciliarios en esa condición) en las zonas del noreste de Argentina, el sur de Bolivia y el norte de Uruguay. Un proyecto de sustitución de combustibles para embarcaciones por GNL en la Hidrovía, como el esbozado en este estudio, podría generar enormes economías de escala si se pudieran compatibilizar y complementar ambos tipos de iniciativas.

También será necesario tener en cuenta que ya hay una inercia en el cambio de combustibles marinos a nivel internacional que estaría impactando en puertos cercanos a la Hidrovía, como Campana, Capital Federal, La Plata y Montevideo, y que sería deseable alinearse con esas iniciativas y evitar desarrollar una política de sustitución independiente para las embarcaciones que circulan dentro de la Hidrovía.

Además, los productores de grano que usan la Hidrovía exigen un mayor calado y alegan pérdidas de más de 100 millones de dólares por año por esa razón. Un combustible alternativo de menor precio y corto periodo de amortización para el Armador significaría un paliativo en el volumen de pérdidas al permitir reducir los costos de transporte.

También se ha constatado que el transporte más eficiente es aquel del tipo “multimodal”, como el que se realiza en otros países. Pues bien, no sería difícil compatibilizar el uso del mismo combustible alternativo entre la flota de camiones y / o el tren y las embarcaciones, para llegar al buque transoceánico. Se ha visto que en Chile y en Argentina hay empresas que fabrican vehículos pesados de transporte que funcionan a GNL, y ya están trayendo esos modelos a ambos países (IVECO, SCANIA, VOLVO, y Mercedes Benz, entre otros).

Siguiendo esta misma línea, se debería contactar a los Astilleros que ya han demostrado interés en la transformación de embarcaciones para el uso de GNL, y apalancar esas iniciativas con un Programa de Financiación de las modificaciones con créditos de organismos internacionales que promuevan el desarrollo económico de la Región y que, al mismo tiempo, tratan de mitigar el impacto por el Cambio Climático.

Más información y estudios: Por último, se deben realizar estudios que profundicen la línea de sustitución con Hidrogeno / Energía Eléctrica, y comenzar a evaluar fuentes de provisión, transporte y conversión de embarcaciones propulsadas por estas fuentes. Para la determinación completa de las emisiones de gases de efecto invernadero vinculadas a la utilización de cada una de las alternativas de combustibles, será necesario realizar análisis de ciclo de vida respectivos en cada caso para establecer una base de análisis comparativo homogéneo.

12. Referencias bibliográficas

ABB (2019), *ABB hace posible la primera embarcación fluvial del mundo propulsada por hidrógeno*, 21 de mayo del 2019, <https://new.abb.com/news/es/detail/24310/abb-hace-posible-la-primera-embarcacion-fluvial-del-mundo-propulsada-por-hidrogeno>.

Bergfast, M. (2012), *Conversion of an inland water vessel to LNG fueled*, University of Applied Sciences Kiel, Germany, https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/54840/Markus_Bergfast.pdf.

Consuegra, S.C. & Paalvast, M.S.M. (2010), *Sustainability in Inland Shipping – The use of LNG as Marine Fuel*, diciembre, Delft University of Technology, <http://resolver.tudelft.nl/uuid:c50e29e5-625e-4f12-b6bf-14308673ce7e>.

DNV GL - Maritime (2014), *LNG as ship fuel*, https://www.dnvgl.com/Images/LNG_report_2015-01_web_tcm8-13833.pdf

DNV Belgium (2012), *Modalities for the provisioning of LNG as shipping fuel in Flemish ports: Part II: Legal & regulatory*, Flemish Department of Mobility and Public Works, Belgium, Julio, <http://lngbunkering.org/lng/sites/default/files/2012%20DNV%20Modalities%20for%20the%20provisioning%20of%20LNG%20as%20shipping%20fuel%20in%20Flemish%20ports.pdf>.

EICB (2017), *Breakthrough LNG Deployment in Inland Waterway Transport*, Innovatie Centrum Binnenvaart, <https://www.eicb.nl/wp-content/uploads/2016/04/Act-1.1-Ex-ante-cost-benefit-analysis.pdf>.

Eide, M., Chryssakis, C., Sverre, A., Endresen, Ø., (2012), *Pathways to Low Carbon Shipping - Abatement Potential Towards 2050*, DNV Research & Innovation, Position Paper 14 – 2012.

EMSA (2018), *Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations*, <http://www.emsa.europa.eu/implementation-tasks/environment/download/5104/3207/23.html>.

European Commission Directorate-General for Transport (2013), *Contribution to impact assessment of measures for reducing emissions of inland navigation*, Zoetermeer.

Florentinus A., Hamelinck C., van den Bos A., Winkel R., Cuijpers M., (2012), *Potential of biofuels for shipping*, commissioned by the European Maritime Safety Agency, Ecofys, www.emsa.europa.eu/main/air-pollution/download/1626/1376/23.html.

Galileo (2017), *Gasoducto Virtual de GNL (video)* <https://youtu.be/PiPvw6tV7yk>.

Gastech News (2014), *CoTE Focus: LNG fuel technology*, <http://www.gastechnews.com/lng/cote-focus-lng-fuel-technology/>.

Jaimurzina, A. y Wilmsmeier, G. (2017), *La movilidad fluvial en América del Sur - Avances y tareas pendientes en materia de políticas públicas*, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/43135/1/S1700967_es.pdf.

Hand, M. (2018), *MOL names first LNG-powered tugboat* *Marine News*, 1ro. de octubre del 2018 <https://www.seatrade-maritime.com/asia/mol-names-first-lng-powered-tugboat>.

Holland Shipbuilding Association (2011), *Natural Gas for Ship Propulsion: Report on the current rules and regulations*.

Hurbourque, C. (2014), *Observatory of European inland navigation*. Central Commission for the Navigation of the Rhine (CCNR), <http://www.inland-navigation.org>.

Lloyd, G. (2013), *Study on standards and rules for bunkering of gas-fuelled ships*, European Maritime Safety Agency (EMSA), Department Machinery Systems, Hamburg, <http://www.emsa.europa.eu/news-a-press-centre/external-news/download/2118/1714/23.html>.

Lopetegui, G. (2019), *Gas Industry insights in South America – The case of Argentina*, Secretario de Gobierno de Energía de la República Argentina, IGU workshop Santiago de Chile, April 2019, https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2019-04-24_gustavo_lopetegui_gas_industry_insights_ar-pub.pdf.

MARIKO GmbH (2014), *LNG initiative Northwest and MARIKO - legal framework for the use of LNG as fuel*, Nordic Market, https://www.mariko-leer.de/wp-content/uploads/2016/11/MARIKO-future-fuels-study_2014-09-26_final_v40.pdf.

Maritime Journal (2013), *Sanmar completes the World's first LNG powered Tugboat*, 12 de noviembre del 2013 <https://www.maritimejournal.com/news101/tugs,-towing-and-salvage/sanmar-completes-the-worlds-first-lng-tug>.

McGill R., Remley, W., Winther K., (2013), *Alternative fuels for marine applications - a report from the IEA advanced motor fuels implementing agreement*, IEA, https://iea-amf.org/app/webroot/files/file/Annex%20Reports/AMF_Annex_41.pdf.

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (2008), *Hidrovia del Paraná y el Comercio Granario* https://www.agroindustria.gob.ar/sitio/areas/ss_mercados_agropecuarios/infraestructura/_archivos/000080_Informes/000040_Hidrovia%20del%20Parana%20y%20el%20Comercio%20Granario.pdf

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (2016) https://www.agroindustria.gob.ar/sitio/areas/ss_mercados_agropecuarios/infraestructura/_archivos/000070_Hidrovia%20del%20Parana%20y%20el%20Comercio%20Granario.pdf

NGV Global (2019), *NYK's Tugboat in first LNG Bunkering Operation in Western Japan* *NGV Global*, 17 de mayo del 2019, <https://www.ngvglobal.com/blog/nyks-tugboat-in-first-lng-bunkering-operation-in-western-japan-0517>.

Organización Marítima Internacional (OMI) (2015), *Adoption of the International Code of Safety for Ships using gases or other low flashpoint fuels (IGF CODE)*, [http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/Maritime-Safety-Committee-\(MSC\)/Documents/MSC.391\(95\).pdf](http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/Maritime-Safety-Committee-(MSC)/Documents/MSC.391(95).pdf).

- Port of Antwerp (2014), *Port of Antwerp publishes procedures for LNG bunkering*, <http://www.portofantwerp.com/en/news/port-antwerp-publishes-procedures-lng-bunkering>.
- PwC, (2013), *Economic impacts of LNG in the transport sector*.
- Roadmap for LNG as a marine fuel in Brazil <https://www.rcgi.poli.usp.br/engineers-study-how-to-design-liquefied-natural-gas-fuelled-ships/>.
- Santiago, O. (2016a), ¿Cómo funciona una pila de combustible de hidrógeno?, Enero, <http://apilados.com/blog/como-funciona-una-pila-de-combustible-de-hidrogeno/>.
- Santiago, O. (2016b), 3 métodos para el almacenamiento de hidrógeno, Mayo, 2016 <http://apilados.com/blog/3-metodos-almacenamiento-hidrogeno/>.
- Seitz, M. (2013), *LNG as fuel for inland vessels and as a cargo on the rhine-main-danube*, presentado en el Small Scale LNG Forum, Pro Danube International, Rotterdam.
- Surtidores (2019), Galileo presentará el corredor del GNL al cual se podrán sumar las Estaciones de Servicio, 25 de julio del 2019, <https://surtidores.com.ar/galileo-presentara-el-corredor-del-gnl-al-cual-se-podran-sumar-las-estaciones-de-servicio/>.
- Thomson, H., Corbett, J. & Winebrake, J. (2015), Natural gas as a marine fuel, Energy Policy, Volume 87, December 2015, Pages 153-167, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.08.027>.
- Vesseldir (2019), *Robert Allan Ltd and MTU develop LNG-fuelled pushboat*, 23 de Agosto del 2019 <https://www.vesseldir.com/2019/08/23/robert-allan-and-mtu-develop-lng-fuelled-pushboat/>.
- Wang, S. & Notteboom, T. (2013), *LNG as a ship fuel: Perspectives and challenges*, Port Technology International, vol. 60, pp. 15-17.
- Wood Mackenzie (2019a), IMO 2020 - impact on upstream producers, LNG and bulks, mayo, 2019, <https://www.woodmac.com/reports/energy-markets-imo-2020-impact-on-upstream-producers-lng-and-bulks-308921>.
- Wood Mackenzie (2019b), *Can Argentina's LNG exports compete in the global market?*, marzo 2019, <https://www.woodmac.com/reports/gas-markets-can-argentinas-lng-exports-compete-in-the-global-market-313630>.
- Wurster, R., Weindorf, W. Zittel, W., Schmidt, P., Heidt C. & Lambrecht, U. (2014), *LNG as a fuel alternative for the propulsion of ships and heavy duty vehicles*, German Aerospace Center (DLR), Munich/Ottobrunn, Heidelberg, Berlin.

Anexo 1: Especificaciones vigentes de combustibles bunker en la Hidrovia

GAS OIL HF		
1. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA		
DENOMINACIÓN: GASOIL HF		CÓDIGO: 4064
RECOMENDACIÓN: Combustible para motores de ciclo Diesel Categoría DMA – ISO 8217/2005 (1)		
Rigen en Terminales de despacho		
PARÁMETRO	VALOR	MÉTODO
Densidad a 15°C	0,8300 - 0,8850	ASTM D 1298 / 4052
Destilación:	Informar	ASTM D 86
50% Destilado, °C	370,0	
90% Destilado, °C., máx		
Azufre, %p, máx.	0,200	ASTM D 4294/2622/5453
Corrosión s/ lámina de Cu, (3 h a 50 °C), máx.	3	ASTM D 130
Viscosidad a 40 °C, cSt.	2,000 - 4,500	ASTM D 445
Índice de Cetano, mín.	45,0	ASTM D 976
Punto de Inflamación, °C, mín.	60,0	ASTM D 93
Color, máx.	3,0	ASTM D 1500
Carbón Conradson, (s/10% dest.), %p, máx.	0,30	ASTM D 189 / 4530
Agua y Sedimentos, % vol., máx.	0,10	ASTM D 1796
Cenizas, % peso, máx.	0,01	ASTM D 482
Punto de Escurrimiento, °C, máx(*) (*) Zona Austral (ver tabla)	0 (verano) -6 (invierno)	ASTM D 97/5950
Apariencia: - Período Mayo-Septiembre a 15°C (invierno) - Período Octubre - Abril a 20°C (verano), máx.	Limpio y Brillante 1	ASTM D 4176 Procedimiento 1 Procedimiento 2
Contenido de Biodiesel, %vol	Informar	EN 14078

Fuente: YPF (<https://www.ypf.com/productosyservicios/Descargas/Gas-Oil-HF.pdf>).

FUEL OIL MARINO RMG 380

1. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

DENOMINACIÓN: FUEL OIL MARINO RMG 380

CÓDIGO: 4079

RECOMENDACIÓN: Combustible para grandes motores marinos y para generac de energía en calderas

NORMAS: Categoría ISO – F – RMG 380 de la ISO 8217/2005 (1)

ESPECIFICACIONES

Viscosidad a 50°C, cST	250-380	ASTM D-445
Densidad a 15°C, g/cm ³ (máx.)	0,991	ASTM D-1298/4052
Punto de escurrimiento, °C (máx.)	6,0	ASTM D-97/5950
Punto de inflamación, °C (mín.)	60,0	ASTM D-93
Agua, %vol (máx.)	0,5	ASTM D-95
Cenizas, %p (máx.)	0,15	ASTM D-482
Azufre, %p (máx.)	1,00	ASTM D-2622/ISO 8754
Carbón Conradson, %p (máx.)	15,0	ASTM D-189/4530
Vanadio, mg/Kg (máx.)	200	ASTM D-5863/5708/ISO 14597
Aluminio+Silicio, mg/Kg (máx.)	80	ASTM D-5184/ISO 10478/IP 377
Sedimentos potenciales, %p (máx.)	0,10	ISO 10307-2 (Proc A)
Sedimentos por extracción, %p (máx.)	0,50	ASTM D-473
Zinc, mg/Kg (máx.)	15	ASTM D-7111/IP 501/IP 470
Fósforo, mg/Kg (máx.)	15	ASTM D-4951/IP 501/IP 470
Calcio, mg/Kg. (máx.)	30	ASTM D-7111/IP 501/IP 470

Fuente: YPF (<https://www.ypf.com/productosyservicios/Descargas/RMG-380.pdf>).

Anexo 2 Ejemplos de relevantes de electromovilidad náutica

Canadá

El nuevo Templar C26 Cruiser de fibra de vidrio con un sistema de propulsión totalmente eléctrico se ofrece como modelo de taxi acuático que ha sido certificado comercialmente para hasta 12 pasajeros por el gobierno canadiense. Gray Line Hop-on Hop-off Sightseeing Tour en Victoria, Canadá, recientemente realizó un pedido de 12 embarcaciones que se utilizarán en el negocio de las visitas guiadas al puerto y servirán como embarcaciones silenciosas y ecológicas para cenas. Le siguen una versión sedán para cruceros de largo alcance y un buque comercial de carga ligera. Todos serán construidos en el mismo molde de casco de 26 pies.

Tiene sistema de propulsión totalmente eléctrico, consistente en un motor de 10KW alimentado por un banco de seis baterías de iones de litio. La configuración de seis baterías del modelo básico proporciona hasta siete horas de rendimiento a una velocidad de crucero de cinco nudos, con la opción de añadir hasta 10 baterías para aumentar la autonomía. Las baterías se pueden recargar en el muelle con un enchufe estándar de 15 o 30 amperios o un techo solar opcional puede ayudar con la carga.

Este bote no genera ruido ni humos ni olores en la cubierta. Además, prácticamente no requiere mantenimiento y no tiene costos de combustible, lo que supone unos costos de operación muy bajos. Sin depósitos de combustible ni motor de combustión pesado, el ligero barco de 5000 libras es remolcable por un SUV.

Figura 17: Templar 26, Canadá



Fuente: Torqeedo, Para más información visitar:

<https://www.torqeedo.com/es/noticias-y-prensa/blog/blog-2019-10-02.html>

Tailandia

El primer transbordador eléctrico de Tailandia empezó su servicio recientemente por la Autoridad Metropolitana de Bangkok (BMA). El bote forma parte de los esfuerzos de la ciudad para aliviar la congestión y mejorar la calidad del aire a través de inversiones en transporte ecológico.

El buque de fibra de vidrio de 47,5 pies fue repotenciado por el Astillero MariArt, reemplazando el actual motor diésel de 205 caballos de fuerza con dos fuerabordas eléctricas Torqeedo Cruise de 10 kW, cada una con seis bancos de baterías de litio y dos cargadores rápidos. El buque de 40 pasajeros forma parte de una flota de transbordadores operados por Krungthep Thanakom Company (KT BMA) de BMA y opera en una ruta de cinco kilómetros diarios entre Hua Lampjong y Thewes Pier.

Figura 18: Transbordador eléctrico, Tailandia



Fuente: Torqeedo. Para más información visitar

<https://www.torqeedo.com/es/noticias-y-prensa/blog/blog-2018-11-28.html>

España

Ferry de pasajeros de aluminio solar-eléctrico ECOCAT entró en servicio en la costa mediterránea española en 2018.

El ferry de 18 metros, construido por el astillero Metaltec Naval de Cantabria, funciona con electricidad generada por 120 paneles solares fotovoltaicos en el techo de la embarcación. Para maximizar el área de paneles solares para la recolección de energía, Metaltec diseñó un conjunto de alas neumáticas desplegadas y retráctiles. El sistema de propulsión consiste en dos motores eléctricos de 50 kW, para un total de 100 kW, accionados por ocho baterías de iones de litio de alta tensión BMW i3 de 30,5 kWh,

cuatro en cada casco. La velocidad máxima es de 9,7 nudos (18 km/h). La velocidad normal de funcionamiento es de 7 nudos (13 km/h).⁷

Figura 19: EcoCAT, España



Fuente: <https://emag.nauticexpo.com/sunshine-superstar/>

El barco de 120 pasajeros funciona al 100% con el sistema de batería solar sin motor auxiliar de combustión interna. El rango de crucero del buque es de ocho horas de funcionamiento con baterías sin sol. Los operadores esperan una media de seis viajes de 13 km diarios.

Dinamarca

La *Ellen*⁸ navega entre los puertos del sur de Dinamarca de Fynshav hasta Soby, en la isla de Aero. El e-ferry es capaz de transportar 30 vehículos y 200 pasajeros y es alimentado por una batería con una capacidad de 4,3MWh, según el fabricante de baterías suizo Lechanché, que proporcionó el sistema. Danfoss Editron suministró la transmisión totalmente eléctrica de Ellen, compuesta por dos motores de propulsión de 750kW y dos motores de propulsión de 250kW controlados por inversores DC/AC. Este innovador sistema de propulsión significa que el ferry reduce considerablemente el ruido y las olas, lo que se suma a sus credenciales ecológicas.

Con casi 60 metros de eslora y 13 metros de manga y una velocidad máxima de entre 13 y 15,5 nudos, reducirá el tiempo de viaje por dirección a 55 minutos, frente a los 70 que tarda una embarcación propulsada por combustible que actualmente opera en la ruta.

Durante un año, el e-ferry evitará la generación de 2.000 toneladas de CO₂, 42 toneladas de NO_x, 2,5 toneladas de materia particulada y 1,4 toneladas de SO₂.

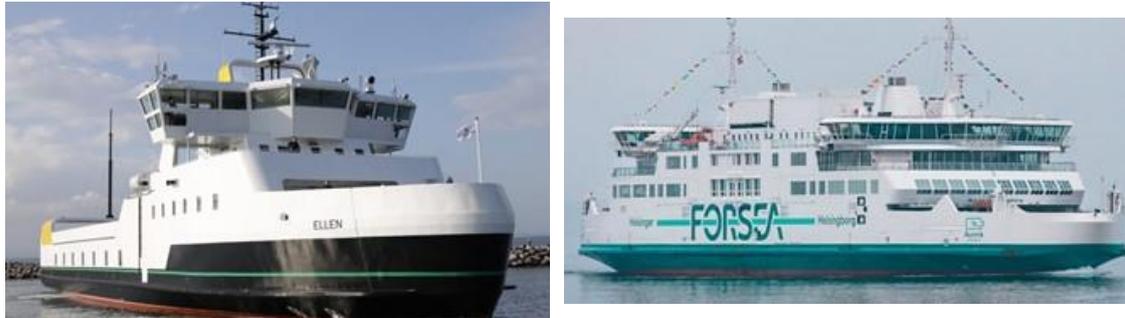
⁷ <https://www.europapress.es/cantabria/cantabriaxxi-00775/noticia-construido-cantabria-primer-barco-pasajeros-energia-electrosolar-europa-20180614151250.html>,
<https://www.eldiariomontanes.es/cantabria/ministra-transicion-ecologica-20180619134603-nt.html>,
<https://www.youtube.com/watch?v=3sEBSnm8duk>

⁸ Para detalles vease <http://e-ferryproject.eu/>.

El barco puede navegar hasta 22 millas náuticas entre cargas, siete veces más lejos de lo que antes era posible para un e-ferry. El e-ferry ofrece hasta siete viajes de ida y vuelta diarios.

La Unión Europea, que apoyó el proyecto, se propone desplegar 100 o más de estos transbordadores para 2030⁹.

Figura 20: Transbordadores eléctricos



Fuente: <https://www.cnbc.com/2019/08/19/the-worlds-largest-all-electric-ferry-completes-maiden-voyage.html>, <https://new.abb.com/marine/marine-references/forsea>

Más allá de la construcción nueva existen ejemplos de conversión de embarcaciones a propulsión eléctrica.

Los transbordadores *Tycho Brahe* y *Aurora* son operados por ForSea en una ruta de 4 km entre Dinamarca y Suecia han pasado de funcionar con motores diésel convencionales a funcionar con baterías, convirtiéndose en transbordadores eléctricos libres de emisiones.

El proyecto de conversión de los dos transbordadores, construido originalmente en 1991, incluía la instalación de una batería de 4.160 kWh a bordo de cada buque. El alcance del proyecto también incluyó bastidores de baterías, el galardonado sistema de distribución de energía Onboard DC Grid™ de ABB, así como sistemas de control de almacenamiento de energía.

Tycho Brahe y Aurora trasladan anualmente más de 7,4 millones de pasajeros y 1,9 millones de vehículos entre Helsingør, Dinamarca, y Helsingborg, Suecia.

Noruega

En 2012, el Ministerio de Transporte noruego lanzó un concurso para convertir el ferry de pasajeros y automóviles que cruza el fiordo Sognefjord, cerca de Bergen, en un ferry con bajo nivel de ruido y pocas emisiones.

La respuesta fue una propuesta de un ferry eléctrico, cargando en cada muelle. El sistema de carga rápida incluye la instalación de un sistema de batería en cada muelle

⁹ <https://www.euronews.com/2019/08/20/world-s-largest-all-electric-ferry-sets-sail-in-denmark>

para facilitar la carga de alta potencia del buque sin sobrecargar la red relativamente débil. El ferry es operado por Norled, una compañía privada de ferries.

El ferry eléctrico Ampere entró en servicio a principios de 2015. Cruza el fiordo unas 34 veces al día, tiene una capacidad de 360 pasajeros y 120 coches. El cruce de 6 km dura 20 minutos. El sistema de baterías de iones de litio de 1.000 kWh del ferry se carga en cada muelle durante unos 10 minutos.

El 90% de la electricidad en Noruega se produce a partir de la energía hidroeléctrica (energía hidráulica), que está prácticamente libre de contaminantes y de emisiones de CO₂. Esto contribuye en gran medida a que este concepto sea respetuoso con el medio ambiente.

El propietario y operador del ferry es Norled. El buque fue construido por el astillero noruego Fjellstrand. Para un barco eléctrico, es muy importante reducir el consumo de energía al máximo. Esto es importante para limitar el tamaño de la batería y la potencia de carga a valores razonables.

Figura 21: e-ferry Ampere, Noruega



Fuente: <https://news.cision.com/fi/capman-oyj/i/norled-ampere,c2628125>

Se logró una reducción del consumo de energía de alrededor del 30% mediante el diseño de un casco de catamarán de aluminio delgado y ligero y la limitación de la velocidad de funcionamiento a unos 10 nudos por hora (18 km/h).

La reducción de CO₂ con el ferry eléctrico ligero se estima en 2.150 toneladas anuales o una reducción de alrededor del 95% en comparación con un ferry diésel convencional. El transbordador ligero utiliza un 50% menos de energía de propulsión que un transbordador de acero convencional. Los costos de combustible son sólo el 20% de las operaciones.

El ferry utiliza alrededor de 1 millón de kWh de energía eléctrica por año. La propulsión eléctrica es muy atractiva desde el punto de vista económico, ya que se estima que el periodo de amortización es de unos 5 años¹⁰.

¹⁰ <http://www.ppmc-transport.org/battery-electric-car-ferry-in-norway/>

América del Sur

En América del Sur existen por lo menos dos ejemplos interesantes del uso de electricidad como combustible en sector fluvial.

El barco solar Tapiatpia recorre las riberas de Sharamentsa, en la provincia de Pastaza, Ecuador. La embarcación es producto del proyecto KaraSolar, una iniciativa que busca generar transporte público fluvial para nueve comunidades achuar en la Amazonía del Ecuador. La embarcación está construida con fibra de vidrio y a diferencia de otros sistemas eléctricos de transporte fluvial en la Amazonía no depende de estaciones de recarga: su techo de paneles solares le da autonomía de viaje incluso en la noche, cuando sus 12 baterías a bordo pueden hacer funcionar a la embarcación por entre tres y seis horas según la potencia a la que se someta el motor. La embarcación es autosustentable social, técnica y económicamente y “tiene una vida útil de unos 20 años¹¹.

El segundo proyecto es una lancha colectiva para 60 pasajeros en el río Tigre, Argentina. LINEAS DELTA busca una solución para la propulsión sostenible de los transbordadores de pasajeros.

Figura 22: Tapiatpia – embarcación solar



Fuente: <https://charlienewland.co.uk/solarcanoe>

Para viajes de unos 60 km de distancia y una duración total con paradas de máx. 6 horas se espera que el 80% del tiempo de conducción del buque se realice a 12 nudos de

¹¹ <https://www.elcomercio.com/tendencias/tapiatpia-embarcacion-solar-comunidades-achuar-amazonia-transporte.html>

velocidad, 87 kW de potencia eléctrica. El 20% restante del tiempo la velocidad es de aproximadamente 10 nudos, lo que requiere unos 38 kW de energía eléctrica.

El bote tendrá la siguiente motorización:

- 100 kW Heavy-Duty Drive Train with Shaft Drive Motor DB150i
- HV Battery bank 8xBMW i3, including cooling systems

Las emisiones de carbono procedentes del funcionamiento de los motores eléctricos dependen de la combinación de energías de la red eléctrica local. El factor de conversión de energía en Argentina es de 0,39 kg CO₂ por kWh. En comparación, los motores diésel generan emisiones de CO₂ de entre 0,75 y 0,9 kg de CO₂ por kWh de energía utilizable.

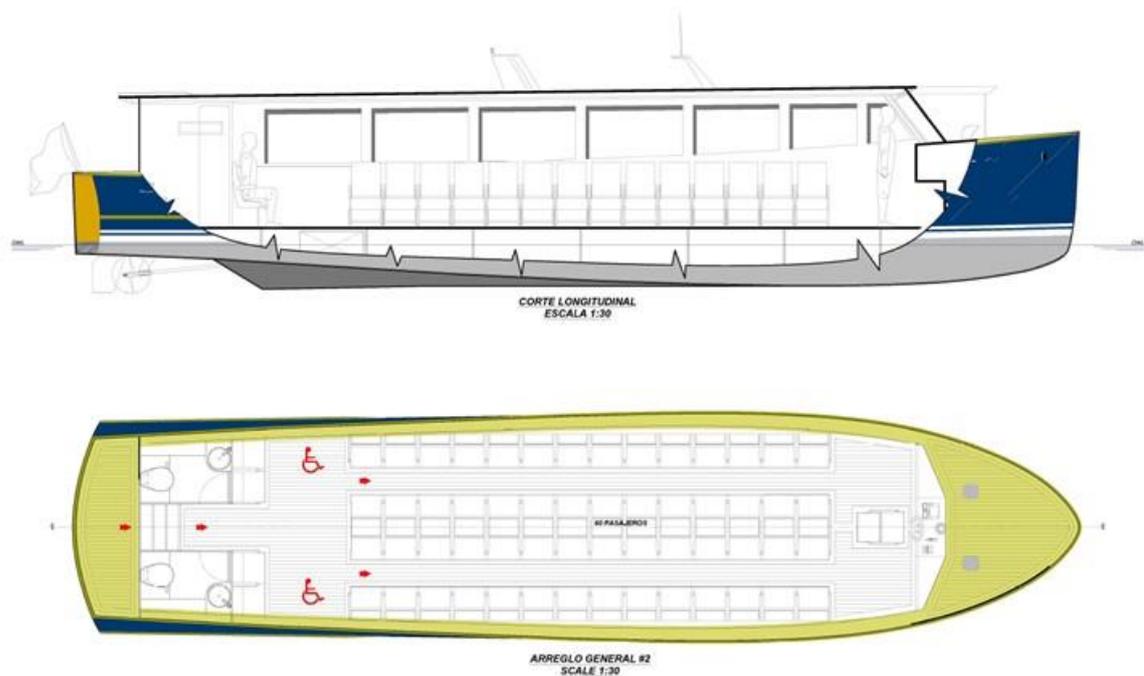
Como la velocidad del buque eléctrico es un 15% menor (12 nudos en comparación con 14 nudos de la solución actual), el proyecto se beneficia de una reducción adicional de las emisiones del 30%. En consecuencia, las emisiones de CO₂ pueden reducirse en más de un 70% con este proyecto.

Los motores diésel marinos convencionales emiten cantidades significativas de gases de escape nocivos, NO_x y PM. Con la solución de propulsión eléctrica, estas emisiones pueden ser completamente eliminadas localmente.

Para este proyecto, un nuevo motor marino que cumpla con las normas actuales (Alcance 3), emitiría, durante su funcionamiento a la misma velocidad (15% reducida), aproximadamente la misma cantidad de gases de escape nocivos que 90 autos modernos. El funcionamiento a los 14 nudos originales se compara con unos 130 autos modernos.

El desarrollo en paralelo de un proyecto de energía renovable en tierra podría reducir las emisiones de carbono en su totalidad.

Figura 23: Bote electrico Río Tigre



Fuente: Torqeedo

Otros casos relevantes



El Turanor:

El suizo Raphael Domjan cumplió su sueño de crear el primer barco que da la vuelta al mundo únicamente con energía solar. Este catamarán de hidrodinámicas líneas dispone de 703 paneles solares por toda su cubierta, baterías de alta capacidad a prueba de agua salada y sistemas de navegación para aprovechar al máximo la luz solar. El Turanor también lleva dos motores diésel de emergencia, que según sus tripulantes no ha necesitado. En la página web de su compañía, PlanetSolar, Domjan ofrece los detalles del proyecto, que ha costado unos 15 millones de euros, y una galería de imágenes y vídeos.

Solemar: catamaranes solares "made in Spain"



El Solemar es un catamarán solar de 80 pasajeros creado por el astillero Seacleaner Trawler, con sede en Mallorca. Sus 16 placas solares ubicadas en el techo le proporcionan toda la energía y alimentan a 24 baterías para garantizarle unas 150 horas sin necesidad de luz. Sus

responsables destacan sus ventajas: no emite residuos de petróleo, ni dióxido de carbono (CO₂), ni ruido y la energía solar es gratis. Se le puede ver en los embalses de Castell de Guadalest (Alicante), de Benagéber (Valencia) o en el estanque del Parque del Retiro (Madrid).

Sun21:



El Sun21 entró en el libro Guinness de los Récords como el barco más rápido en cruzar el Océano Atlántico impulsado con energía solar. Este catamarán de 20 personas y 14 metros de eslora salió de Chipiona (Sevilla) en octubre de 2006 y llegó a Nueva York en mayo del año siguiente.

Con una velocidad media similar a la de un velero (12 km/h), recorrió más de 12.000 kilómetros.

SolarSails:



La empresa australiana SolarSailor ha creado desde pequeños catamaranes turísticos a yates privados, o incluso, grandes buques comerciales. La característica que hace únicos a estos "SolarSails" son sus paneles a modo de vela, que aprovechan la energía del sol y la del viento. En algún otro modelo, también utilizan una tecnología híbrida

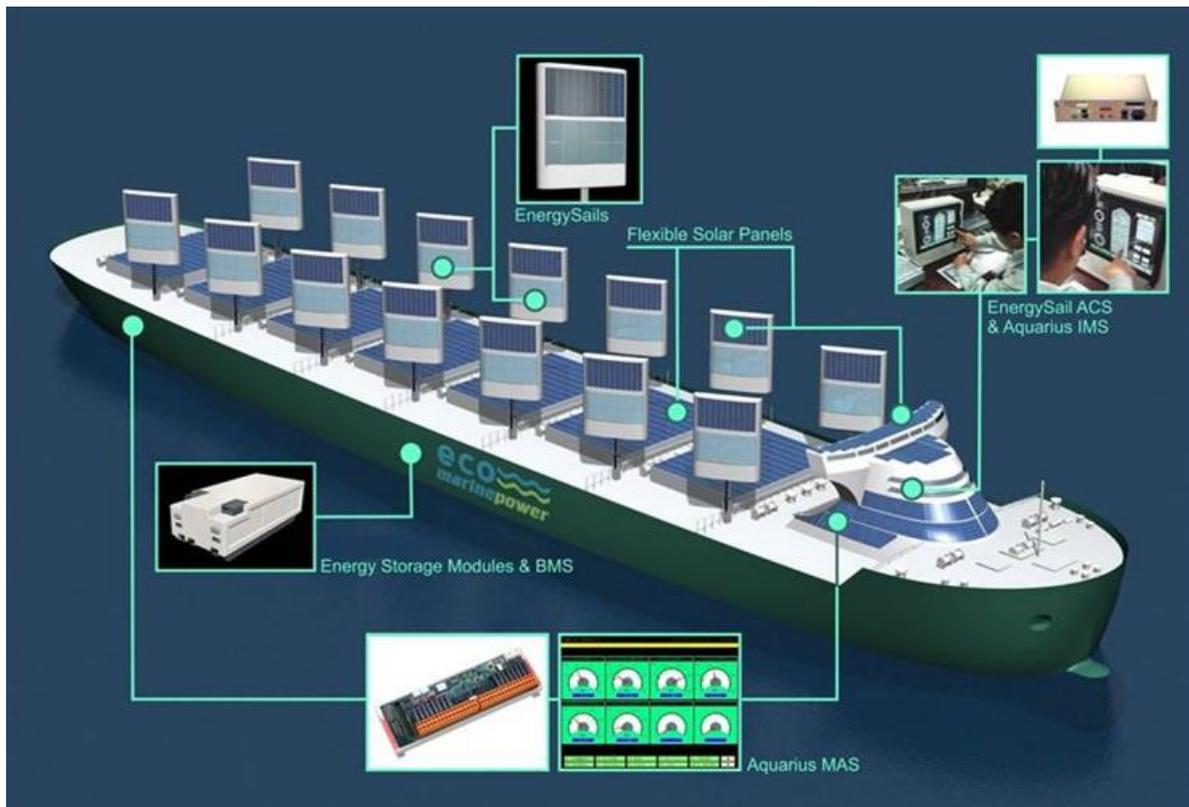
con motores eléctricos y de combustión convencionales.

Primer buque de transporte de mercancías diseñado para captar energía eólica y solar

Un caso interesante para citar es el Aquarius MRE, el primer buque de mercancías con captación integrada y almacenamiento de energía solar y eólica, y que se encuentra en

proceso de desarrollo. Actualmente, se están realizando estudios de viabilidad en tres grandes buques -Belgrano, Nord Gemini y Bulk Chile-, en los que se realizarán pruebas de a bordo, además de tomarse datos. Esto ayudará a determinar aspectos como la potencia que puede proporcionar esta tecnología y la dimensión que podrían alcanzar las instalaciones solares.

Figura 24: Primer buque de mercancías diseñado para captar energía eólica y solar



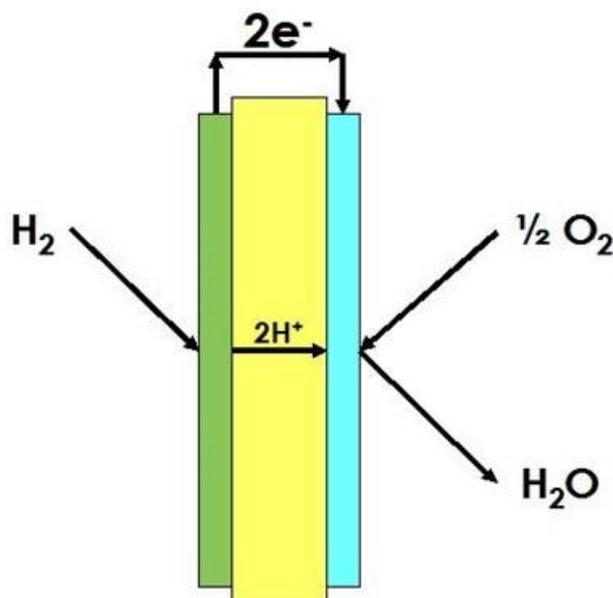
Fuente: New Ship With Rigid Solar Sails Harnesses the Power of Sun and Wind at the Same Time <https://futurism.com/new-ship-rigid-solar-sails-harnesses-power-sun-wind-same-time>

Una vez que finalice el estudio, se seleccionará a uno de los buques para arrancar la fase de pruebas del sistema que se prolongará entre un año y un año y medio. Finalizado ese plazo, y si los resultados se alinean con las expectativas generadas sobre esta tecnología, la reducción sustantiva de la huella de carbono del sector del transporte marítimo podría estar más cerca.

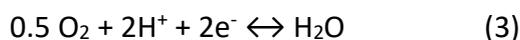
Anexo 3: ¿Cómo funciona una pila de combustible de hidrógeno?

Una pila de combustible es capaz de transformar la energía química almacenada en los reactantes en energía eléctrica sin tener que pasar por las etapas de energía térmica y mecánica, es por ello que su eficiencia es mayor que la del motor de combustión interna. La idea es conseguir recolectar los electrones que se transfieren durante la reconfiguración electrónica que da lugar a los productos y hacerlos pasar por un conductor consiguiendo generar una corriente eléctrica. Para lograr esa transformación directa las pilas de combustible se sirven de reacciones electroquímicas que no es lo mismo que reacciones químicas. Pero ¿cómo se consiguen recolectar esos electrones? La clave está en separar las reacciones de liberación de electrones (reacción de oxidación) y la de captación de los mismos (reacción de reducción), de esta forma la transferencia de electrones se produce a través de un largo recorrido. Así pues, lo que se hace es separar el suministro del combustible y el oxidante, de forma que los electrones sean liberados al oxidarse el combustible y estos sean conducidos hasta alcanzar el lugar en el que el oxidante se reduce.

Figura A: Esquema de funcionamiento de una pila de combustible de hidrógeno.



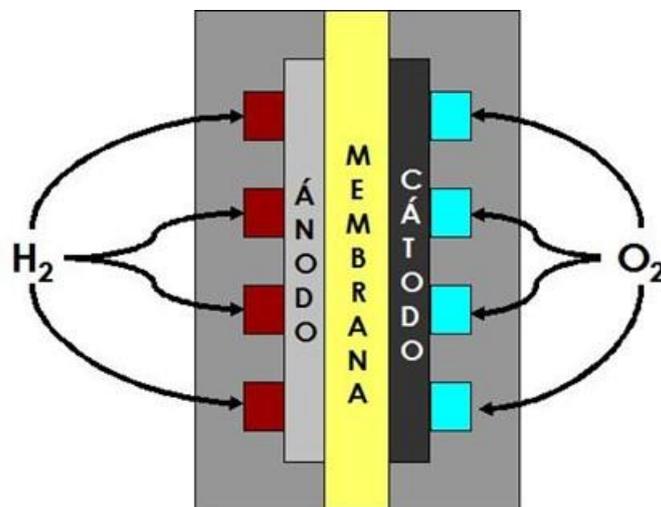
Fuente: Santiago (2016a).



Veamos la ecuación (1), en ella se presenta la combustión del hidrógeno que es la que tendría lugar durante una reacción directa del hidrógeno con el oxígeno. Sin embargo, si esa reacción la separamos en dos que tienen lugar de forma separada (2) y (3) podemos aprovechar el flujo de

electrones. La ecuación (2) representa la oxidación del hidrógeno (se liberan electrones), mientras que en la (3) tiene lugar la reducción del oxígeno (se captan electrones). Técnicamente esto se esquematiza en la Figura A anterior. El combustible (hidrógeno) se suministra a un electrodo (ánodo) sobre el que hay depositado un catalizador que permite acelerar la reacción de oxidación del combustible. Por otro lado, el oxidante (oxígeno) se suministra a otro electrodo (cátodo) diferente sobre el que también se encuentra un catalizador que permite aumentar la velocidad de la reacción de reducción. Como puede verse, entre ambos electrodos hay una membrana la cual tiene una doble función. Por un lado, separar el flujo de reactantes ya que si se mezclasen esto provocaría que ambas reacciones tuviesen lugar sobre ambos electrodos y entonces ya la habríamos mangado. En segundo lugar, hace las veces de electrolito, lo que quiere decir que tiene iones libres que pueden desplazarse. Habitualmente esta membrana es de tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*) lo que quiere decir que tiene protones (H^+) libres.

Figura B: Alimentación independiente de reactantes a cada electrodo a través de los canales de las placas de suministro.



Fuente: Santiago (2016a).

Uniendo los electrodos se tiene un flujo de electrones que se puede aprovechar para por ejemplo alimentar un motor eléctrico como en el caso de las embarcaciones que funcionan con pilas de hidrógeno. Evidentemente existen diferentes configuraciones, catalizadores y estructuras, pero todas se basan en el mismo concepto, lograr separar las reacciones de oxidación y reducción.

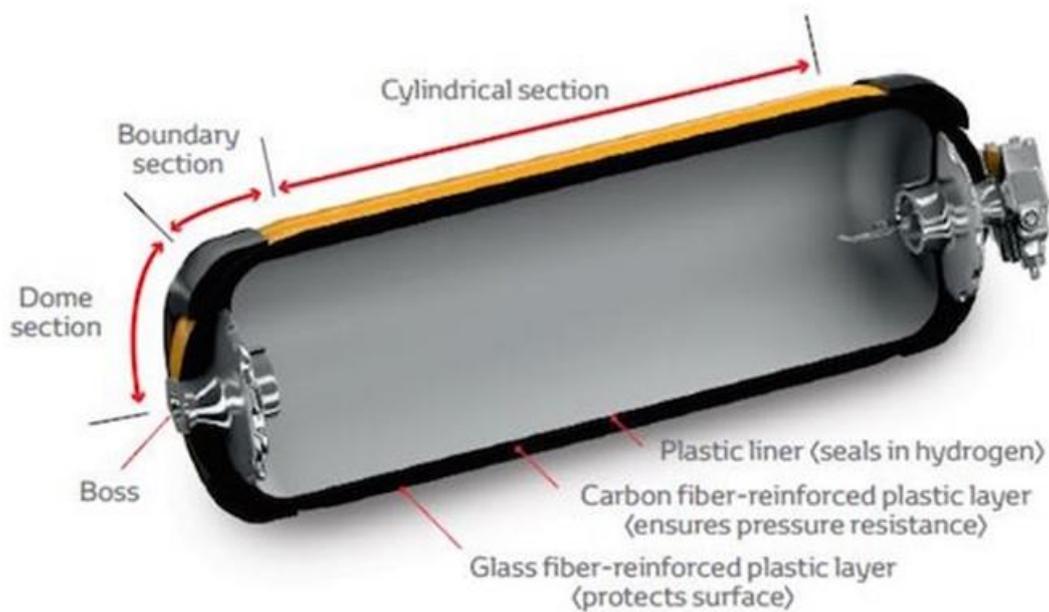
Anexo 4 Métodos para el almacenamiento de hidrógeno

Siguiendo a Santiago (2016), durante mucho tiempo, la disponibilidad de un sistema adecuado para el almacenamiento de hidrógeno fue uno de los mayores obstáculos para el uso a gran escala del hidrógeno, sobre todo en el Sector Transporte. Los problemas para confinar el hidrógeno se derivan de sus características físicas y químicas, ya que si bien el hidrógeno es un combustible que tiene una gran densidad energética por unidad de masa, presenta una muy baja densidad de energía volumétrica, tanto en estado líquido como gaseoso. Además, el hidrógeno tiene una gran difusividad y permeabilidad lo que hace que sea capaz de difundirse incluso a través de sólidos lo que conlleva tanto la pérdida del combustible almacenado que se vierte a la atmósfera, como la posible fragilización de los metales empleados para confinar el elemento, el acero, por ejemplo.

En comparación a otros combustibles, el hidrógeno requiere depósitos de mayor volumen para almacenar la misma cantidad de energía. Debido a la baja densidad del hidrógeno, su almacenamiento siempre requiere grandes volúmenes y está asociado con altas presiones, con muy bajas temperaturas y/o en combinación con otros materiales (mucho más pesados que el propio hidrógeno).

La manera más habitual para almacenar hidrógeno es en depósitos a alta presión. Las presiones típicas de almacenamiento son 200 bares, 350 bares (estándar hace años para los depósitos que se montaban en vehículos) y 700 bares que actualmente es el estándar empleado en automoción. En los laboratorios, los gases a presión como el nitrógeno o el oxígeno acostumbran a almacenarse en balas o bombonas de acero, sin embargo, este tipo de depósitos no es práctico para la mayor parte de las aplicaciones del hidrógeno debido a que son muy pesadas. Por ello, se han desarrollado tanques ligeros a base de materiales compuestos como por ejemplo los montados en los *Toyota Mirai* que cuentan con tres capas. Una capa interna hecha de un polímero plástico a base de nylon con una baja permeabilidad al hidrógeno. Una capa intermedia de resina epoxy con fibra de carbono que da la rigidez estructural al depósito. Y por último una coraza externa fabricada con un material compuesto a base de fibra de vidrio para proteger al depósito de posibles abrasiones. De esta forma, mediante el uso de materiales compuestos, se logra reducir notablemente el peso de los depósitos que hay que embarcar.

Depósito de hidrógeno de alta presión del Toyota Mirai



Fuente: Santiago (2016b).

Tabla: Volumen necesario para almacenar 1 kg de hidrógeno a 20°C en función de la presión.

Presión (MPa)	0.101325	200	350	700
Volumen (L)	11934	68.4	42.7	25.7

Fuente: Santiago (2016).

Otra opción es almacenar el hidrógeno en estado líquido, sin embargo, para que el hidrógeno se encuentre en estado criogénico es necesario mantener una temperatura de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Por tanto, para licuar el hidrógeno se requiere una cierta cantidad de energía para bajar la temperatura hasta $20,3\text{ K}$ sobre el cero absoluto, además se necesitan también unos depósitos fuertemente aislados para conservar tan baja temperatura. Este es un método para almacenar cantidades relativamente grandes de hidrógeno. Mediante este método el hidrógeno no puede mantenerse almacenado durante largos periodos de tiempo, debido a lo costoso que es mantener el hidrógeno en estado líquido y a las pérdidas que puedan producirse. BMW ha desarrollado y empleado la tecnología del hidrógeno líquido en prototipos en los que ha utilizado pequeños tanques.

La tercera opción, que en la actualidad es una de las menos utilizada, sin embargo, una de las que más se está estudiando es el almacenamiento de hidrógeno en forma de hidruros metálicos. Diversos metales y aleaciones como las de magnesio, titanio, hierro, manganeso, níquel o cromo forman hidruros metálicos cuando se encuentran en presencia de hidrógeno. Los átomos de hidrógeno se empaquetan dentro de la estructura metálica, debido a ello se pueden lograr unas mayores densidades de

almacenamiento de hidrógeno que con hidrógeno comprimido. De forma similar a como ocurría con las bombonas de acero, el problema de este tipo de almacenamientos es que los metales son muy pesados per se, lo que puede lastrar diferentes aplicaciones en las que el peso sea un factor determinante. Para liberar el hidrógeno de los hidruros metálicos para su uso, se requiere calor, de hecho, el calor residual generado por la propia pila de combustible es suficiente para liberar el hidrógeno de la red de los hidruros metálicos de baja temperatura. Si bien, no se libera de una forma instantánea.

A día de hoy, se ha logrado dar una solución al almacenamiento de hidrógeno que parece ser lo suficientemente buena como para ser comercializable, al menos en automoción. Esto es, depósitos fabricados con diversas capas de materiales compuestos que permiten almacenar hidrógeno a presión de forma segura. Sin embargo, existe un gran número de líneas de investigación abiertas en torno al almacenamiento de hidrógeno, pues si bien se ha conseguido una primera solución al problema quizás no sea la mejor ni la más económica. Además, para aplicaciones distintas a la automoción, es posible que la utilización de hidrógeno criogénico, aplicaciones espaciales, por ejemplo, o en forma de hidruros metálicos presenten una mayor utilidad que el hidrógeno comprimido.

Anexo 5: Combustibles Alternativos para Embarcaciones. Opciones tecnológicas actuales, sus ventajas y principales desafíos para su uso en embarcaciones.

Combustible alternativo	Tecnología	Ventajas	Desafíos
Gas natural licuado (GNL)	<p>Gas natural almacenado como un líquido criogénico. La temperatura requerida para condensar el gas natural depende de su composición precisa, pero generalmente está entre -120 y -170°C (-184 y -274°F).</p> <p>Los transportistas de GNL han utilizado este combustible alternativo durante más de 40 años, principalmente como resultado de la utilización conveniente de vapores de carga debido a la imposibilidad de un 100% de efectividad de aislamiento.</p> <p>El almacenamiento a bordo de GNL suele ser un desafío para el diseño del barco.</p> <p>Los conceptos de motor incluyen motores de gasolina, combustible dual de 4 tiempos y 2 tiempos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Medio Ambiente. Ganancias ambientales, tanto en emisiones de GEI como en otras sustancias relevantes como NOx, SOx y material particulado. - Disponibilidad. Disponibilidad creciente de fuentes de gas natural. - Contenido Energético. Densidad de energía comparable a la gasolina y el diésel, ampliando el alcance y reduciendo la frecuencia de reabastecimiento. - Impulso. Número significativo de iniciativas de primer movimiento con más de 60 (sesenta). - Rentable. El GNL logra una mayor reducción en volumen que el gas natural comprimido (GNC), de modo que la densidad de energía (volumétrica) del GNL es 2.4 veces mayor que la del GNC o 60 por ciento de la del diésel. 	<ul style="list-style-type: none"> - Impacto de los GEI. El GNL se compone principalmente de metano (CH₄) - el impacto comparativo del CH₄ en el cambio climático es más de 25 veces mayor que el CO₂ en un período de 100 años. Se debe considerar cuidadosamente cualquier forma de liberación de metano a lo largo de la cadena de Well-to-Wake de GNL (es decir, durante el ciclo de vida del combustible). - Inversión de capital. Altos costes de inversión. - Abastecimiento. La infraestructura de abastecimiento de GNL aún se encuentra en las primeras etapas de desarrollo. - Seguridad. Problemas de seguridad asociados al bajo punto de inflamación y la naturaleza criogénica del GNL.
Gas natural comprimido (GNC)	<p>Gas Natural almacenado en tanques de alta presión de 20 a 25 MPa (200 a 250 bar, o 3,000 a 3,600 psi).</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Medio Ambiente. Todas las ventajas medioambientales del GNL. - Seguridad. Sin riesgos criogénicos asociados, en comparación con la tecnología de GNL. - Buques Pequeños. El GNC es una buena opción considerable para pequeñas embarcaciones donde los sistemas exigentes asociados con temperaturas criogénicas y aislamiento no pueden permitirse. 	<ul style="list-style-type: none"> - Densidad Energética. Densidad energética 2.4 veces menor que el GNL, lo que lo convierte en un desafío aún mayor para el almacenamiento a bordo. - Tecnología. Barreras de ingeniería asociadas a recipientes de Alta presión / Alta capacidad. - Presión. Retos para la gestión a bordo del aislamiento de recipientes de alta presión.

<p>Gas licuado de petróleo (GLP)</p>	<p>El gas licuado de petróleo es un combustible fósil de combustión limpia que puede derivarse del petróleo crudo y del gas natural; la derivación puede ser propano, butano, propileno y etileno.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Medio Ambiente. Ganancias ambientales, tanto en emisiones de GEI como en otras sustancias relevantes como NOx, SOx y material particulado. - Disponibilidad. Se produce como un subproducto del procesamiento de gas natural y la refinación de petróleo. - Contenido Energético. Alto índice de octano y excelentes propiedades para motores de combustión interna con encendido por chispa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Composición de Gas. La composición del GLP puede variar ampliamente, lo que lleva a un rendimiento variable del motor y un rendimiento de arranque en frío. - Densidad de Gas. A diferencia del gas natural, el GLP es más pesado que el aire, y por lo tanto fluirá a lo largo de los pisos y tenderá a asentarse en lugares bajos, como los sótanos. Dichas acumulaciones pueden causar riesgos de explosión.
<p>Alcoholes metílicos/etílicos (Metanol/Etanol)</p>	<p>Líquidos incoloros que se pueden producir a partir de gas natural, carbón, biomasa o incluso CO₂.</p> <p>STENA Germanica, un portador Ro-Pax de 240 metros de largo y 51,000 GT, ha emprendido la conversión de reacondicionamiento para el uso de metanol como combustible alternativo bajo el proyecto titulado "Metanol: el combustible marino del futuro", una acción piloto que recibió 50 % de apoyo de la CE en el marco del programa plurianual 2012 de la red Trans-Europea de transporte (RTE-T).</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Medio ambiente. Las emisiones de azufre (SO_x) se reducen en aproximadamente un 99 por ciento, el nitrógeno (NO_x) en un 60 por ciento, las partículas (PM) en un 95 por ciento y el dióxido de carbono (CO₂) en un 25 por ciento en comparación con los combustibles disponibles actualmente. - Almacenamiento. Combustible almacenado en forma líquida, en tanques atmosféricos (ventaja particular en comparación con GNL). - Versatilidad. Puede quemarse en motores que utilizan el ciclo Otto o en motores Diesel de combustible dual. - Hidrógeno y Pilas de Combustible. El metanol tiene el potencial de proporcionar un muy buen portador de Hidrógeno estable y seguro. El Metanol se puede utilizar para producir hidrógeno, y la industria del metanol está trabajando en tecnologías que permitirían que el metanol produzca hidrógeno para las pilas de combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> - Contenido Energético. Menor valor de calentamiento en comparación con Diésel o GNL, lo que resulta en un menor rendimiento en comparación con otros combustibles alternativos marinos como el GNL. - Corrosividad. Los tanques de almacenamiento de combustible y el equipo del sistema de distribución de combustible deben ser resistentes a la corrosión y al daño debido a la naturaleza corrosiva de los alcoholes etílico / metílico. El almacenamiento requiere el uso de mangueras no corrosivas y tanques de combustible de acero inoxidable. - Características del fuego. Los alcoholes metílico / etílico plantean desafíos a las técnicas de detección y extinción de incendios. Con una llama que apenas se puede ver, es importante desarrollar imágenes térmicas disponibles rápidamente y fáciles de usar para la visualización del fuego. Investigación sustancial está en curso en esta área. - Toxicidad. Los alcoholes metílico / etílico son tóxicos para los humanos cuando se ingieren o cuando se inhalan sus vapores. - Baja viscosidad: la viscosidad del DME es menor que la del diésel en un factor de aproximadamente 20, lo que conduce a una mayor cantidad potencial de fugas en las bombas y los inyectores de combustible.

<p>Di-Metil Éter (DME)</p>	<p>Di-Metil Éter (típicamente abreviado como DME), también conocido como metoximetano, éter de madera, óxido de dimetilo o metilo éter, es el éter más simple. Es un gas incoloro, ligeramente narcótico, no tóxico, altamente inflamable a condiciones ambientales, pero se puede manejar como un líquido cuando está ligeramente presurizado. Las propiedades de DME son similares a las del Gas licuado de Petróleo (GLP). DME es degradable en la atmósfera y no es un gas de efecto invernadero.</p>	<p>- Alto contenido de oxígeno. DME contiene 35% en peso de oxígeno. Junto con la ausencia de enlaces C-C, es responsable de su combustión sin humo, baja formación y altas tasas de oxidación de partículas.</p> <p>- Alto número de cetano. El DME tiene un alto índice de cetano (N55) en comparación con el combustible diésel (40-50), lo que resulta en una baja temperatura de autoignición y una vaporización casi instantánea.</p> <p>- Bajo punto de ebullición. Punto de ebullición bajo (-25°C) que conduce a una evaporación rápida cuando se inyecta un aerosol DME en fase líquida en el cilindro del motor.</p> <p>- Baja presión de inyección. El DME se vaporiza inmediatamente durante la inyección, debido a su bajo punto de ebullición, aunque se inyecta como líquido. Por lo tanto, las altas presiones de inyección de combustible, como 50-150 MPa, utilizadas en los sistemas de inyección diésel modernos no son necesarias para el DME.</p>	<p>- Contenido Energético. Baja entalpía de combustión: El bajo valor calorífico del DME es solo el 64,7% del diésel (Ying et al., 2008), lo que requiere un mayor volumen inyectado y un período de inyección más largo para el DME con el fin de entregar la misma cantidad de energía proporcionada por el diésel.</p> <p>- Baja viscosidad. La viscosidad del DME es menor que la del diésel en un factor de aproximadamente 20; causando una mayor cantidad de fugas en bombas e inyectores de combustible.</p> <p>- Bajo punto de ebullición. Debido al bajo punto de ebullición del DME (248 K), es un gas en condiciones atmosféricas estándar y, por lo tanto, debe presurizarse en un sistema de combustible, incluido un tanque de almacenamiento, y manejarse como un gas licuado. Por lo tanto, el bajo punto de ebullición de DME requiere un sistema cerrado de combustible presurizado. La presión de vapor del DME, aproximadamente la misma que la del GLP, exige el mismo tipo de consideraciones de manipulación y almacenamiento que para el GLP.</p> <p>- Baja lubricidad. La menor lubricidad del DME en comparación con el diésel puede provocar problemas de desgaste (esta es una preocupación similar con los combustibles alcohólicos).</p> <p>- Período de inyección prolongado: La baja densidad del líquido y el bajo poder calorífico requieren que se inyecte un mayor volumen de DME en el cilindro, en comparación con el del diésel. Se necesita 1,8 veces el volumen de diésel (para suministrar la misma cantidad de energía), lo que requiere un período de inyección más largo.</p> <p>- Material de sellado: La compatibilidad de DME con elastómero / plástico del material de sellado debe abordarse cuidadosamente en el diseño / acondicionamiento del motor. El PTFE (politetrafluoroetileno) es uno de los pocos elastómeros con compatibilidad aprobada.</p>
-----------------------------------	---	--	--

<p>Diésel (biodiésel)</p> <p>(Nota: los biodiéselos son biocombustibles. Otros combustibles alternativos, como los alcoholes etílico / metílico o DME también pueden ser "biocombustibles". Para la presente tabla, se encontró ventajoso presentar algunos de los biocombustibles potenciales por separado debido a sus diferencias físico-químicas individuales).</p>	<p>El uso de diésel se puede considerar como una alternativa cuando se consideran materias primas no convencionales o métodos de producción. Entre las alternativas disponibles se encuentran el diésel sintético obtenido del gas natural, el éster metílico de soja y colza y el biodiésel sintético obtenible de la biomasa.</p> <p>El biodiésel puede derivarse de cultivos comestibles y / o no comestibles y algas.</p> <p>Los biocombustibles generados por desechos tienen muchos beneficios, pero enfrentan desafíos para asegurar los volúmenes de producción necesarios.</p> <p>El biodiésel se puede mezclar con combustibles fósiles convencionales para formar mezclas de combustible para motores convencionales.</p>	<p>- Disponibilidad. Gran variedad de posibles fuentes, desde cultivos hasta residuos orgánicos.</p> <p>- Biodegradable. La biodegradabilidad es otra característica ventajosa de los biocombustibles, ya que representa un riesgo mucho menor para el medio marino en caso de derrame.</p> <p>- Emisiones. La combustión de biodiésel en un motor diésel convencional reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y las partículas en comparación con el combustible HFO.</p> <p>- Impacto de los GEI. Alto potencial de bajo impacto en el efecto de GEI. La reducción de las emisiones equivalentes de CO₂, en comparación con los combustibles tradicionales de petróleo, puede llegar hasta el 65%.</p> <p>- La autosostenibilidad del carbono. La emisión de carbono a la atmósfera puede equilibrarse con el potencial de absorción de carbono en sistemas especiales dedicados.</p>	<p>- Uso del suelo. El uso del suelo es un parámetro importante de la huella ambiental del ciclo de vida de los biocombustibles; indicativamente, la producción de 300 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) de biodiésel basada en la tecnología actual requiere alrededor del 5% de la tierra agrícola actual en el mundo.</p> <p>- Altos costos de producción. Aún con una economía de escala insuficiente, el costo de producción de biodiésel puede ser considerablemente alto. También dependerá significativamente de la disponibilidad y accesibilidad de la biomasa para la producción de combustible.</p> <p>- Estabilidad físico-química. También deben abordarse las preocupaciones relacionadas con la estabilidad de almacenamiento a largo plazo de los biocombustibles a bordo de los barcos, y los problemas con la corrosión.</p> <p>- Monocultivo. El monocultivo se refiere a la práctica de producir los mismos cultivos año tras año, en lugar de producir varios cultivos en los campos de un agricultor a lo largo del tiempo. Si bien, esto podría ser económicamente atractivo para los agricultores, pero cultivar el mismo cultivo todos los años puede privar al suelo de nutrientes que se devuelven al suelo a través de la rotación de cultivos.</p>
--	--	---	---

<p>Diésel Sintético y Parafínico</p>	<p>El diésel parafínico es un combustible líquido que se puede crear sintéticamente a partir de materias primas como el gas natural (GTL), la biomasa (BTL) o el carbón (CTL); o mediante hidrotratamiento de aceites vegetales o grasas animales (HVO). Estos combustibles de alta calidad son más limpios que el diésel convencional a base de petróleo crudo y, por lo tanto, pueden reducir las emisiones locales nocivas como los óxidos de nitrógeno y material particulado (es decir, humo negro menos visible).</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Medio ambiente. Los posibles beneficios ambientales pueden ser muy ventajosos, dependiendo principalmente del proceso utilizado para sintetizar el combustible y de si se utiliza un Sistema de captura de carbono (CCS). El ciclo de vida de los GEI. - Versatilidad. Son posibles diferentes composiciones de combustible, dependiendo de las posibles aplicaciones. Los combustibles marinos podrían beneficiarse de los combustibles de proceso sintetizados. - Costo-beneficio. Sin la necesidad de realizar modificaciones en los motores diésel actuales, la introducción de combustibles sintéticos podría realizarse sin una inversión significativa en costos de capital. - Disponibilidad. La gran cantidad de posibles fuentes para sintetizar y la diversidad de los procesos de producción dan como resultado una mayor fuente de combustible disponible. 	<ul style="list-style-type: none"> - Medio ambiente. Medio ambiente, también presentado como una "ventaja" también puede ser una clara desventaja de los combustibles sintéticos, especialmente con respecto a la huella del ciclo de vida de GEI de estos combustibles. Los procesos de producción pueden ser los principales contribuyentes a esto con una cantidad significativa de energía utilizada para sintetizar combustibles parafínicos. - Sostenibilidad. A pesar de tener el potencial de beneficios ambientales significativos y de brindar una alternativa más limpia y rentable a los combustibles a base de petróleo, los combustibles sintéticos todavía se producen a partir de una fuente finita. Una fuente de biomasa sostenible sería la forma de hacer de los combustibles parafínicos / sintéticos una solución sostenible. - Costo de producción. Debido a la cadena de producción sustancial/compleja, los combustibles sintéticos pueden ser costosos en comparación con los combustibles a base de petróleo.
---	---	--	--

<p>Electricidad en Puerto (SSE, por sus siglas en inglés)</p>	<p>Electricidad suministrada a los barcos a través de una conexión a la red eléctrica local. La electricidad en puerto ha sido defendida por muchas instituciones como la solución clave para resolver el impacto ambiental local del envío cerca de áreas más pobladas. Muchos desafíos técnicos diferentes y la incertidumbre sobre la demanda de suministro de energía en tierra han llevado, hasta ahora, a una adopción bastante reducida de esta solución alternativa.</p>	<p>- Medio Ambiente. El impacto local de la SSE es inmediatamente positivo en términos de emisiones de SOx, NOx y material particulado. El impacto de los GEI dependería del factor de emisión de CO2 específico asociado al suministro de electricidad disponible.</p> <p>- Reducción de ruido. Con la conexión a la energía desde la costa no habría necesidad de hacer funcionar los motores auxiliares, lo que conduciría a una reducción inmediata del ruido a bordo y en la zona del puerto.</p> <p>- Condiciones de trabajo. Condiciones de trabajo significativamente mejoradas, lo que permite un ambiente de trabajo más cómodo a bordo.</p>	<p>- Impacto de los GEI. En países con altos factores de emisión de CO2 para el suministro de electricidad, el uso de SSE de la red eléctrica nacional generaría más emisiones que el uso del generador diésel estándar a bordo.</p> <p>- Frecuencia. La incompatibilidad 50 / 60Hz debería resolverse mediante la instalación de un convertidor de frecuencia. Esto llevaría inmediatamente a un aumento en el costo de inversión asociado a la infraestructura de la SSE.</p> <p>- Responsabilidad. De ocurrir algún accidente a bordo durante la conmutación o durante el período de conexión de la SSE, ¿quién sería responsable de los accidentes eléctricos potencialmente inducidos por la red?</p> <p>- Conectores. No existe estandarización en los conectores de la SSE. Esto puede causar problemas de incompatibilidad en diferentes puertos.</p> <p>- Apagón. Durante las operaciones de conmutación del suministro de energía a bordo a tierra, siempre hay una interrupción muy corta. Esto puede tener implicaciones operativas, dependiendo del tipo de barco.</p>
--	--	---	--

<p>Uso de electricidad a partir de baterías</p>	<p>Electricidad utilizada de baterías cargadas, que utilizan generación de energía eléctrica a bordo o suministro en tierra (SSE). Se pueden considerar muchas soluciones a bordo diferentes para la generación de energía eléctrica (cogeneración, microgeneración, trigeneración) y todavía utilizar la recuperación de calor residual oportunista para producir electricidad. Las fuentes de energía renovables también se pueden considerar para cargar baterías. Si bien la SSE representa una solución para el barco, conectada junto con las baterías proporcionan energía eléctrica para el barco que navega. Se puede considerar como un portador / almacenamiento de potencia intermedia con energía que puede haberse producido a bordo por muchos otros medios (generadores diésel, pilas de combustible, paneles solares, etc.).</p>	<p>- Medio Ambiente. Dependiendo del perfil operativo y de la fuente de energía eléctrica utilizada, es posible tener combinaciones con un fuerte impacto potencial en el medio ambiente. Reducción de SO_x, NO_x y material particulado con fuerte impacto local. Particularmente relevante para transbordadores de corta distancia, que conectan tierra adentro, puerto o áreas costeras.</p> <p>- Ahorro de combustible. Incluso para un barco que produce su propia energía eléctrica, el uso de electricidad de las baterías tiene el potencial de reducir considerablemente el consumo de combustible.</p> <p>- Reducción del ruido. Un barco que funciona con baterías es inherentemente silencioso. Además de la comodidad para todos los que están a bordo, también puede representar ventajas operativas significativas.</p> <p>- Nueva tecnología de batería. Diferentes tecnologías de baterías están siendo objeto de investigación especializada con un objetivo para aumentar su densidad de potencia (reduciendo principalmente volumen y peso). Nuevas soluciones de batería incluyen metal-azufre, donde el metal es magnesio, sodio o litio u oxígeno metálico, también denominado como metal-aire donde el metal es zinc, litio o sodio. Las baterías de litio-aire son hoy una prometedora área de investigación y desarrollo.</p>	<p>- Tasas de autodescarga. Las baterías (ácido de plomo, celda seca de zinc-carbono y el níquel-cadmio) tienen desafíos significativos relacionados con las tasas de autodescarga y el efecto de memoria.</p> <p>- Tiempos de carga. La duración de la recarga, especialmente si se realiza durante el envío, puede presentar condiciones operativas restrictivas, dependiendo del tipo y perfil del barco.</p> <p>- Espacio de carga. El espacio de carga disponible a bordo puede reducirse, especialmente en aquellos buques que adoptan una solución híbrida, con almacenamiento de combustible y baterías instaladas. El impacto de las baterías voluminosas y pesadas sigue siendo una gran preocupación en el diseño del barco.</p> <p>- Costo de ciclo de vida. El paquete de baterías requerido está limitado a un número total de ciclos de carga / descarga.</p>
--	---	---	--

<p>Hidrógeno</p>	<p>Como aplicación de combustible alternativo, el hidrógeno se usa generalmente en dos formas: combustión interna o conversión de pila de combustible. En la combustión, se quema esencialmente como los combustibles gaseosos convencionales, mientras que una celda de combustible usa el hidrógeno para generar electricidad que a su vez se usa para alimentar motores eléctricos en el vehículo.</p> <p>Se debe producir gas hidrógeno y, por lo tanto, es un medio de almacenamiento de energía, no una fuente de energía. La energía utilizada para producirla generalmente proviene de una fuente más convencional.</p> <p>El hidrógeno promete emisiones de vehículos muy bajas y almacenamiento de energía flexible; sin embargo, muchos creen que los desafíos técnicos necesarios para obtener estos beneficios pueden retrasar la implementación generalizada del hidrógeno durante varias décadas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Densidad energética. El hidrógeno líquido, comprimido a 700 bar, tiene una energía específica (KJ / Kg) más de 3 veces mayor que la el diésel/gasolina. - Disponibilidad. El hidrógeno es un elemento muy abundante en la naturaleza. Sin embargo, tiene que ser producido, lo que implica un costo significativo. - Medio ambiente. El hidrógeno líquido no genera emisiones a la atmósfera (no contiene SOx, CO2 ni material particulado). El NOx puede resultar de la combustión de H2 con aire (O2 + N2) pero no de las Pilas de Combustible que sólo producen agua (H2O). - Versatilidad. A través de diferentes procesos de producción, se puede obtener hidrógeno de muchas fuentes diferentes, lo que hace que la cadena de producción sea versátil. - No tóxico. A diferencia de muchos otros combustibles, el hidrógeno tampoco es tóxico. - Sostenibilidad. El hidrógeno, como ya se señaló anteriormente, está ampliamente disponible en la naturaleza. Es un elemento molecular contenido en muchas fuentes disponibles. Sin embargo, no está disponible directamente y tiene que ser producido por procesos industriales. Actualmente, la mayoría del hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles mediante reformado con vapor u oxidación parcial de metano y gasificación de carbón, con solo una pequeña cantidad por otras vías, como la gasificación de biomasa o la electrólisis del agua. Sin embargo, existe un buen potencial para producción de hidrógeno si se elige la hidrólisis como camino preferido hacia adelante, junto con la energía de de fuentes renovables. - Difusividad. El hidrógeno es más ligero que el aire y se difunde rápidamente. El hidrógeno tiene una difusividad rápida (3,8 veces más rápido que el gas natural), lo que significa que cuando se libera, se diluye rápidamente en una concentración no inflamable. 	<ul style="list-style-type: none"> - Experiencia Reducida. El hidrógeno no se ha probado mucho en la industria marina con fines de propulsión. - Seguridad. A pesar de que el hidrógeno se entiende y maneja en gran medida bajo estrictas medidas de seguridad, sigue siendo un gas con un bajo LFL (4% en el aire) y con el mayor rango de inflamabilidad (de 4% LFL a alrededor de 70% UFL). - Infraestructura. Sería necesario contar con una infraestructura sustancial de suministro, distribución y abastecimiento de hidrógeno para que sea viable para la industria marina. - Costo. Los costos de producción representan un desafío para la viabilidad del hidrógeno como combustible alternativo, especialmente en comparación con otros combustibles. - Almacenamiento: El almacenamiento de hidrógeno es hoy un área importante de discusión e investigación. Una nota fundamental e importante es que si bien el hidrógeno tiene una alta energía específica (MJ / Kg), su densidad de energía (MJ / m3) es bastante baja. Por lo tanto, llevar una cantidad similar de energía a bordo a la de los hidrocarburos requeriría un volumen de tanque muy grande. Por lo tanto, la compresión y / o licuefacción son las dos estrategias más comúnmente aplicadas para lograr un almacenamiento satisfactorio de energía para aplicaciones móviles. Se están realizando investigaciones en otras áreas y estrategias para el almacenamiento de hidrógeno, ya sea química o físicamente. En el almacenamiento de productos químicos, las áreas de investigación en curso incluyen: Hidruros metálicos, Hidruros no metálicos, Carbohidratos, Hidrocarburos sintetizados, Transportadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC, por sus siglas en inglés), Amoníaco, Complejos de amina borano, Líquidos iónicos de imidazolio, Borato de fosfonio, Sustancias de carbonita, Armazones organometálicos, Encapsulación.
-------------------------	--	---	---

<p>Pilas de combustible</p>	<p>Las pilas de combustible no son, en sí mismas, un combustible alternativo. De hecho, son un excelente motor, transformando la energía potencial electroquímica del hidrógeno (H₂) en energía eléctrica que luego se almacena en baterías. Entre las diferentes tecnologías están:</p> <ul style="list-style-type: none"> • pila de combustible alcalino (AFC, por sus siglas en inglés), • pila de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMCF, siglas en inglés), • PEMFC de alta temperatura (HT-PEMFC), • pila de combustible de metanol directo (DMFC, siglas en inglés), • pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC, siglas en inglés), • pila de combustible de carbonato fundido (MCFC, por sus siglas en inglés) • pila de combustible de óxido sólido (SOFC, sus siglas en inglés) 	<p>- Medio ambiente: las pilas de combustible son consumidores de hidrógeno. El agua es el único producto de la operación de Pilas de Combustible (cuando no se considera reformar). El hidrógeno líquido no genera emisiones a la atmósfera (no contiene SO_x, CO₂ ni material particulado). El NO_x puede resultar de la combustión de H₂ con aire (O₂ + N₂) pero no de las Pilas de Combustible donde solo se produce agua dulce (H₂O).</p> <p>- Integración energética a bordo. Las pilas de combustible son unidades de producción de energía eléctrica. Se pueden usar en diferentes disposiciones, lo que favorece diferentes opciones de arreglos de diseño del barco.</p> <p>- Ruido: sin trabajo mecánico involucrado y sin procesos de combustión, las pilas de combustible son silenciosas y tienen potencial en las aplicaciones.</p>	<p>- Densidad de potencia, MJ/m³ (o potencia específica, MJ/kg): las pilas de combustible tienen salidas de potencia relativamente bajas en comparación con los motores de combustión interna, para instalaciones del mismo volumen / peso, aunque desarrollos recientes con ciclos híbridos dieron lugar a la posibilidad para soluciones de mayor potencia.</p> <p>- Reformado: cuando no se considera el almacenamiento de hidrógeno junto con la instalación de la pila de combustible, se debe considerar el reformado. Mediante el reformado del metanol, GNL.</p> <p>- Hidrógeno. El almacenamiento y uso de hidrógeno a bordo aún no está regulado y solo es posible a través de arreglos de diseño alternativos.</p> <p>- Eficiencia energética / Recuperación del calor residual: Las altas temperaturas son una característica asociada al funcionamiento de las pilas de combustible (en particular MCFC, SOFC y HT-PEM). Las estrategias de recuperación de calor residual tienen el potencial de aumentar significativamente la eficiencia energética de las pilas de combustible.</p> <p>- Baja capacidad de respuesta a las variaciones de carga. Las pilas de combustible responden lentamente a las variaciones de carga. Las baterías se pueden usar para "amortiguar".</p>
------------------------------------	--	--	--

Referencias:

European Maritime Safety Agency (EMSA) – Technical Report - The 0.1% sulphur in fuel requirement as from 1 January 2015 in SECAs - An assessment of available impact studies and alternative means of compliance - http://ec.europa.eu/environment/air/transport/pdf/Report_Sulphur_Requirement.pdf.

European Maritime Safety Agency (EMSA) – Study Report – Potential of biofuels for shipping (by ECOFYS) - <http://emsa.europa.eu/main/air-pollution/items.html?cid=149&id=1376>.

European Maritime Safety Agency (EMSA) – Study Report – Study on the use of ethyl and methyl alcohol as alternative fuels in shipping (by SSPA and Lloyds Register) - <http://emsa.europa.eu/main/alternative-fuels/items.html?cid=96&id=2726>.

European Maritime Safety Agency (EMSA) – Study Report - Study on standards and rules for bunkering of gas-fuelled ships (by Germanischer Lloyd) - <http://emsa.europa.eu/implementation-tasks/environment/sustainable-toolbox/items.html?cid=259&id=1714>.