



**CORE LNGas
hive**

 Co-financed by the European Union
Trans-European Transport Network (TEN-T)

ROLL-OUT & INVESTMENT PLAN

ACTIVIDAD 4.2



WP2 Actualización del cálculo de cadenas logísticas
idóneas y plan de inversiones para su despliegue



Julio 2020

Rev.No	Fecha	Revisión	Elaborado	Verificado	Aprobado
Borrador	06/04/2020	1	SBC		
Rev. 2	11/04/200	2	SBC	ISDEFE	
Rev. 3	28/07/2020	3	SBC		
Rev 3.2	06/08/2020	4	SBC		
Rev 3.3	22/09/2020	5	SBC	Enagás	
Rev 3.4	11/11/2020	6	SBC		

INDICE

1	<i>Introducción y objetivos</i>	1
2	<i>Alcance y metodología</i>	4
3	<i>Costes considerados y condiciones de contorno fijados en la aplicación simlog®</i>	7
3.1	Parámetros económicos.....	7
3.2	Parámetros operativos.....	10
3.3	Condiciones de Demanda.....	11
4	<i>Plan de inversiones asociado al despliegue del GNL como combustible marino</i>	12
4.1	Demanda.....	13
4.2	Oferta	20
4.3	Sistema Gasista	60
5	<i>Análisis de sensibilidad a los parámetros críticos del modelo</i>	65
5.1	Análisis de sensibilidad 1. Incremento de la demanda en los principales puertos de bunkering en el periodo 2020 - 2030. Clúster de Huelva, Barcelona y Sagunto.	65
5.2	Análisis de sensibilidad 2. Incremento de los servicios unitarios requeridos en el clúster de Huelva por la implantación de grandes buques portacontenedores con tanques de más de 10.000 m ³	67
5.3	Análisis de sensibilidad 3. Incremento de las cifras de inversión y costes de explotación de las terminales de almacenamiento de fondo plano dentro de los límites para estimaciones de clase 4 según la AACE (-20%/+40%).	68
6	<i>Análisis de la reducción de externalidades</i>	70
6.1	Reducción en la emisión de gases de efecto invernadero y contaminantes locales.....	70
6.2	Valoración económica de la reducción de externalidades asociada con las emisiones atmosféricas.....	73
7	<i>Conclusiones y recomendación de actividades de mayor impacto</i>	75

simlog®

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Paquetes de trabajo de la actividad 4.2.....	1
Figura 1.2 Proceso de trabajo para la elaboración del plan de inversiones y su actualización	2
Figura 2.1 Puertos considerados en el estudio y la agrupación por clústeres realizada	4
Figura 2.2 Esquema metodológico para la redacción del plan de inversiones.....	6
Figura 4.1 Estimación total de inversiones acumuladas requeridas.....	12
Figura 4.2 Demanda de GNL estimada en el sistema portuario español. Escenario inferior.....	13
Figura 4.3 Número de buques necesarios para desarrollar la demanda estimada	16
Figura 4.4 Inversiones unitarias por tipo de buque (€/kW instalado). Valores asumidos y referencias bibliográficas	18
Figura 4.5 Cifra de inversión diferencial necesaria para el desarrollo de la demanda de GNL estimada	19
Figura 4.6 Demanda de GNL en el clúster de Barcelona por año, tamaño de los servicios y puerto	21
Figura 4.7 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Barcelona	22
Figura 4.8 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Barcelona	25
Figura 4.9 Demanda de GNL en el clúster de Huelva por año, tamaño de los servicios y puerto	26
Figura 4.10 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Huelva ..	27
Figura 4.11 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Huelva	32
Figura 4.12 Demanda de GNL en el clúster de Granadilla por año, tamaño de los servicios y puerto...	34
Figura 4.13 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Granadilla	36
Figura 4.14 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Granadilla	40
Figura 4.15 Demanda de GNL en el clúster de Sagunto por año, tamaño de los servicios y puerto.....	41
Figura 4.16 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Sagunto	42
Figura 4.17 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Sagunto	45
Figura 4.18 Demanda de GNL en el clúster de Bilbao por año, tamaño de los servicios y puerto	46
Figura 4.19 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Bilbao ..	47
Figura 4.20 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Bilbao.....	50
Figura 4.21 Demanda de GNL en el clúster de Cartagena por año, tamaño de los servicios y puerto ..	51
Figura 4.22 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Cartagena	52
Figura 4.23 Demanda de GNL en el clúster de Ferrol por año, tamaño de los servicios y puerto	54
Figura 4.24 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Ferrol ...	55
Figura 4.25 Inversión total acumulada para el suministro de la demanda de GNL española	57
Figura 4.26 Mapa con los buques de suministro y terminales de almacenamiento en operación o proyecto firme en España	59
Figura 4.27 Mapa de capacidad de almacenamiento de GNL (m ³) europea por tipo	60
Figura 5.1 Demanda de GNL en los escenarios central e inferior 2020-2030	65
Figura 5.2 Comparativa de las cifras de inversión resultantes del análisis de sensibilidad	66
Figura 5.3 Comparativa de los costes unitarios de suministro resultantes del análisis de sensibilidad..	66
Figura 5.4 Variación del coste unitario de suministro con volúmenes de servicio mayores.....	67
Figura 6.1 Reducción de emisiones de efecto invernadero asociada a la demanda de GNL.....	72
Figura 6.2 Reducción de emisiones de contaminantes locales asociada a la demanda de GNL	73
Figura 6.3 Reducción total de costes externos por tipo de contaminante	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Características y costes de los buques de suministro y transporte considerados	7
Tabla 3.2 Coste de las terminales de almacenamiento consideradas	8
Tabla 3.3 Coste de la obra marítima y cargadero de cisternas	8
Tabla 3.4 Coste de los fletes para el transporte marítimo de cisternas/contenedores ISO de GNL	9
Tabla 3.5 Costes del sistema portuario considerados	10
Tabla 3.6 Costes generales de los servicios portuarios	10
Tabla 4.1 Demanda de GNL (m ³) estimada en el sistema portuario español. Detalle por puerto. Escenario inferior	14
Tabla 4.2 Consumo medio de combustible anual (m ³ GNL) por grupo de potencia y tipo de buque.....	15
Tabla 4.3 Potencia media de propulsión (kW) por tipo de buque y grupo de potencia	15
Tabla 4.4 Distribución de la demanda de GNL por grupo de potencia	15
Tabla 4.5 Estimación del número de buques y su demanda asociada por periodo temporal y tipo de buque	17
Tabla 4.6 Resultados detallados de la alternativa de suministro seleccionada para el clúster de Barcelona	23
Tabla 4.7 Resultados detallados de otras alternativas simuladas para el clúster de Barcelona	24
Tabla 4.8 Resultados detallados de la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento -M1- para el clúster de Huelva.....	28
Tabla 4.9 Resultados detallados de la alternativa con terminal de almacenamiento intermedia y feeder no dedicado -M2- para el clúster de Huelva	29
Tabla 4.10 Resultados detallados de la alternativa con terminal de almacenamiento intermedia y feeder dedicado -M2FeederDedicado- para el clúster de Huelva.....	30
Tabla 4.11 Resultados detallados de la alternativa con buque nodriza dedicado y no dedicado -M3- para el clúster de Huelva.....	31
Tabla 4.12 Resultados detallados de la alternativa de suministro desde Granadilla para las Islas Canarias	37
Tabla 4.13 Resultados detallados de la alternativa de suministro M2 desde Granadilla	38
Tabla 4.14 Resultados detallados de la alternativa de suministro M2 desde Huelva para las Islas Canarias	39
Tabla 4.15 Resultados detallados de la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento intermedia para el clúster de Sagunto	43
Tabla 4.16 Resultados detallados de la alternativa de M1-Otras opciones para el clúster de Sagunto .	44
Tabla 4.17 Resultados detallados de la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento intermedia para el clúster de Bilbao.....	48
Tabla 4.18 Resultados detallados de la alternativa de M1-Otras opciones para el clúster de Bilbao.....	49
Tabla 4.19 Resultados finales para el clúster de Cartagena	52
Tabla 4.20 Resultados detallados de la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento intermedia para el clúster de Cartagena	53
Tabla 4.21 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Ferrol	55
Tabla 4.22 Resultados detallados de la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento intermedia para el clúster de Ferrol	56
Tabla 4.23 Estimación de inversión acumuladas en buques de suministro por periodo temporal y clúster	58
Tabla 4.24 Estimación de inversiones en terminales de almacenamiento y buques de feedering por clúster y periodo temporal.....	58
Tabla 4.25 Estimación de costes unitarios de suministro esperados por clúster y año	58
Tabla 4.26 Estimación número slots STS requeridos por terminal de GNL	61
Tabla 4.27 Estimación número de slots TTS requeridos por terminal de GNL	62
Tabla 4.28 Capacidad logística small scale de las terminales de importación de GNL españolas	63
Tabla 4.29 Estimación inversiones requeridas en el sistema gasista	64

Tabla 5.1 Análisis de sensibilidad al coste de las terminales de almacenamiento de fondo plano.....	69
Tabla 5.2 Factores de emisión considerados por tipo de combustible y motorización	70
Tabla 5.3 Caracterización de la demanda por tipo de motorización y combustible consumido	71
Tabla 5.4 Factores de emisión promediados por tipo de buque.....	71
Tabla 5.5 Costes externos unitarios considerados	73

1 Introducción y objetivos

Este trabajo, correspondiente a la subactividad 4.2 del proyecto CORE LNGas HIVE, se plantea como una actualización y ampliación del anterior estudio encargado por el consorcio HIVE, en el que participó esta consultora en 2018. En ese estudio denominado “LNG demand and supply logistics chain (Mediterranean, Atlantic, Gibraltar Strait and peripheral regions)” - subactividades ET2, ET3 y ET4 -, se desarrollaron tanto las previsiones de demanda de GNL como combustible marino en España y Portugal, así como el cálculo de las cadenas logísticas óptimas para atender dicha demanda. La lectura de este informe anterior, si bien no es necesaria, sí es recomendable para una mejor comprensión del presente informe.

El objetivo principal de la subactividad 4.2, es establecer un Plan de Despliegue y apoyo a las inversiones necesarias para cumplir de una forma coordinada y coherente con los objetivos del Marco de Acción Nacional.

El trabajo se ha dividido en tres bloques o paquetes de trabajo:



Figura 1.1 Paquetes de trabajo de la actividad 4.2

El paquete WP1 abordó una actualización de la demanda y de su metodología de cálculo, esta está ahora soportada por una herramienta (Demand Generator) que permitirá mantener actualizada la previsión de demanda de GNL de forma permanente. Como resultado de este trabajo se obtuvo, - ya con la nuevas herramientas -, en una nueva previsión de demanda, denominada HIVE2, que será la base del Plan de Inversiones. En este paquete también se llevó a cabo la actualización de la herramienta simlog®®, con mejoras funcionales tanto en la capacidad y flexibilidad del diseño de las cadenas logísticas de suministro, como en la facilidad de uso e interfaz de usuario.

El paquete WP2, recogido en este informe, tiene como principal **objetivo cuantificar las inversiones necesarias tanto en la demanda (la flota cliente) como de la oferta compuesta por el despliegue de medios de suministro e infraestructuras del sistema gasista para el suministro de GNL como combustible marino.**

Se completará la actividad con el WP3, donde se formula la estrategia que debe soportar el despliegue del GNL como combustible marino en el contexto nacional, europeo y global de reducción de emisiones y descarbonización del transporte marítimo.

La Figura 1.2 ilustra la relación de los procesos llevados a cabo para elaborar el Plan de Inversiones. A partir del análisis de la evolución de la demanda, y del mercado de suministro de combustible actual de los puertos españoles, se obtiene una previsión de demanda caracterizada para un horizonte temporal (e.g. 2020-2050). Esta demanda es la entrada para el cálculo de las cadenas logísticas que se realiza sobre la herramienta simlog®. Se trata de un ejercicio de planificación que genera un Plan de Inversiones con detalle puerto a puerto de la demanda a satisfacer y los medios óptimos de suministro. La planificación genera así mismo una previsión de los servicios demandados del sistema gasista, cuya estimación de inversiones permite completar el Plan de Inversiones.

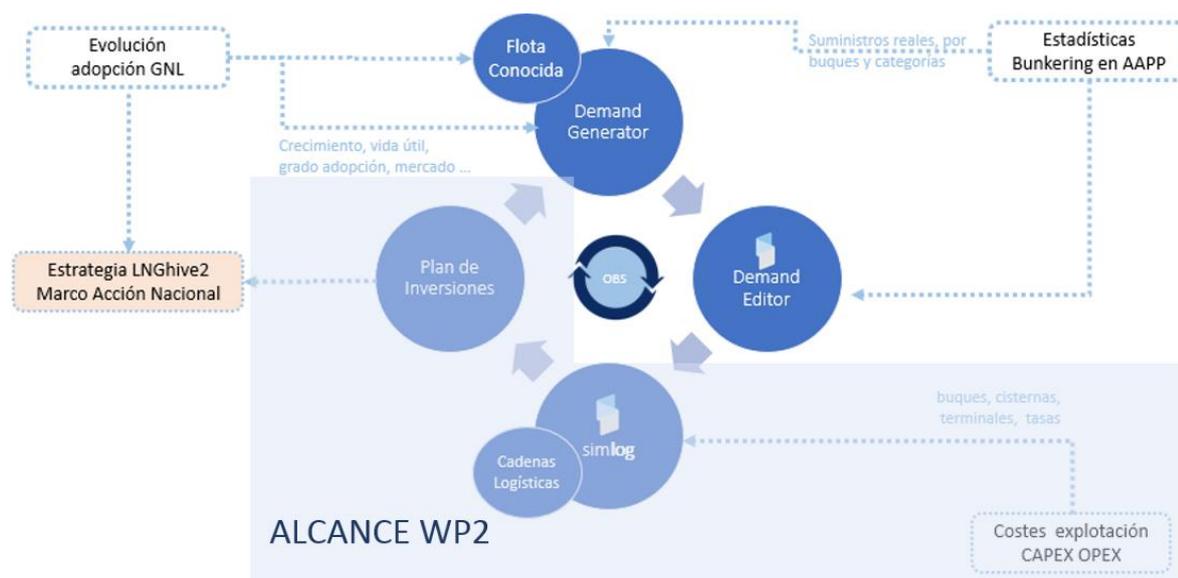


Figura 1.2 Proceso de trabajo para la elaboración del plan de inversiones y su actualización

Como ya se hizo en la anterior ocasión, la actualización de la demanda resultante del WP1, genera tres escenarios, uno conservador, otro optimista y otro central, denominados en inglés como *Low*, *High* y *Basic*. Las herramientas y la metodología de cálculo están conectadas de forma que sea posible actualizar de forma rápida la planificación cuando varíen las condiciones de contorno, (demanda, regulación, costes, etc.). En el futuro esta actualización podrá ser mantenida desde un observatorio del mercado que proporcionará la información de seguimiento al Marco de Acción Nacional para el despliegue de combustibles alternativos en el transporte según la directiva 2014/94/UE.

El informe se dividirá en tres bloques principales:

- **Condiciones de contorno y parámetros de entrada (capítulo 3).** En este capítulo se describe el alcance de este informe y se explica y detalla la metodología seguida para la obtención de los resultados y conclusiones del trabajo, además se recogen los principales parámetros de entrada económicos y operativos a especificar en la herramienta simlog®.
- **Plan de inversiones asociado al despliegue del GNL como combustible marino (capítulo 4):** se trata del bloque central del informe, dónde se aborda el cálculo de las inversiones atendiendo a:
 - Demanda: requerimientos de inversión necesarios para la motorización de la futura flota consumidora de GNL en los puertos españoles.

- Detalle de las cadenas de suministro identificadas, razones para su selección, así como las inversiones en medios de suministro para satisfacer la demanda.
- Sistema gasista: identificación de inversiones que habría de acometer el sistema gasista nacional para soportar el despliegue previsto.
- **Análisis de sensibilidad, (capítulos 5):** una vez se han elaborado los planes de inversión, se analiza la sensibilidad de los resultados a variaciones en los patrones de demanda y en el impacto del incremento de los tamaños de las tomas por parte de los buques consumidores.
- **Análisis de impacto socioeconómico (capítulo 6):** el despliegue de infraestructura habrá permitido abastecer de GNL una parte de la flota, se calculan los ahorros de costes ambientales resultante de la nueva situación respecto a la situación actual (consumo de combustibles convencionales).
- **Conclusiones y recomendaciones (capítulo 7).**

2 Alcance y metodología

Con el objetivo de reflejar un ciclo completo de inversión en medios de suministro o buques consumidores **se establece el periodo 2020 – 2050 como horizonte temporal del informe**. En relación con el alcance geográfico del trabajo, este se limitará a los **puertos españoles de interés general y a los puertos de Gibraltar y Tanger-Med**, que resultarán necesarios para simular las potenciales cadenas de suministro GNL *small scale* (de ahora en adelante GNLss) en el estrecho de Gibraltar. Los puertos analizados se agruparán en clústeres -para poder compartir medios- utilizando como criterio la distancia a la terminal de importación de GNL más cercana, resultando las agrupaciones que se muestran en la Figura 2.1.

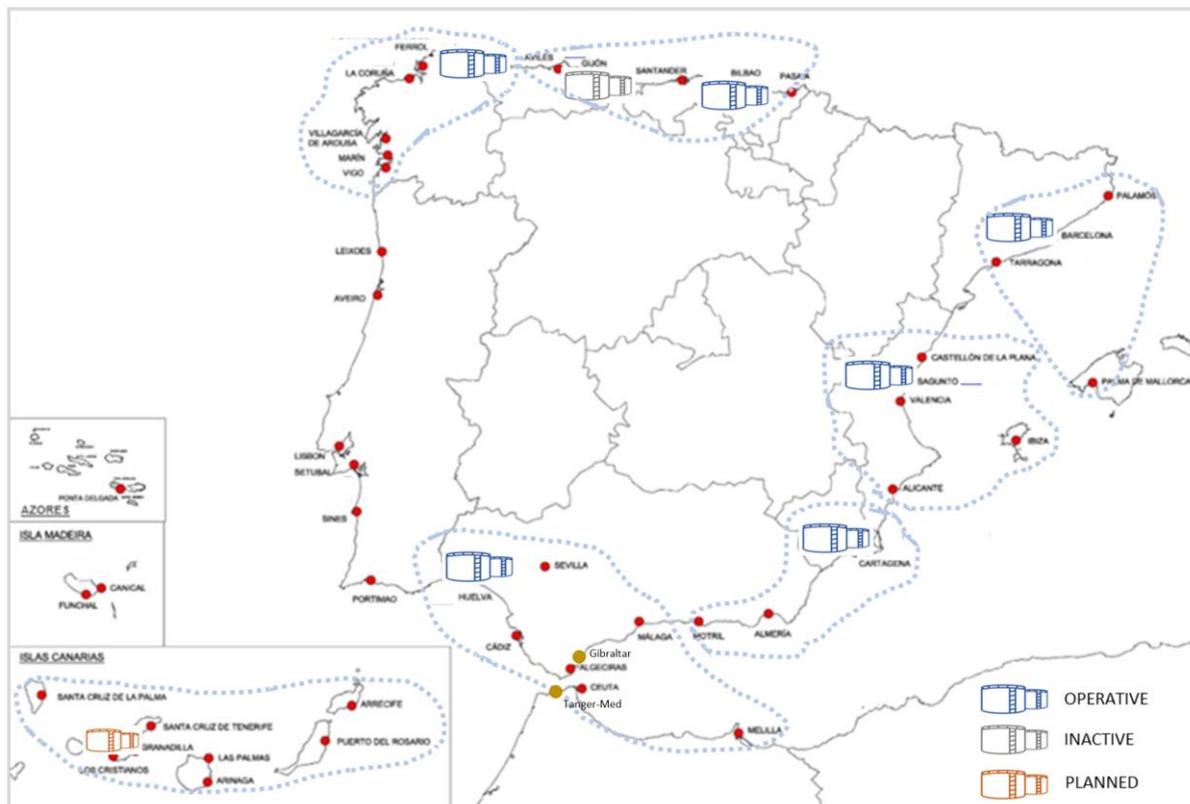


Figura 2.1 Puertos considerados en el estudio y la agrupación por clústeres realizada

Para calcular el esfuerzo inversor por parte de la flota consumidora de GNL, se analizará el mix de flota resultante del análisis de demanda -recogido en el WP1 de este proyecto- y se determinarán a partir de los costes unitarios de inversión diferencial (€/kW) y de la potencia media, a movilizar para realizar las motorizaciones necesarias y alcanzar la demanda de GNL estimada, tal y como refleja la Figura 2.2, donde se muestra el proceso de trabajo seguido para el cálculo.

Se utilizarán referencias bibliográficas e internas del proyecto CORE LNGas hive para la determinación de los costes unitarios de inversión y una muestra de aproximadamente de 10.000 buques que han escalado en España y de los cuales se conocen sus características para promediar la potencia por tipos de buque y tamaños.

Para calcular las inversiones necesarias en medios e infraestructuras de suministro se utilizará la herramienta simlog®, planteándose para cada clúster y periodo temporal dos o tres alternativas de suministro distintas -con terminal auxiliar o no, con duplicidad de medios, etc.-, de las cuales se seleccionará la de menor coste unitario y mejor nivel de servicio (medida de la disponibilidad del

buque para el suministro). El uso de simlog® nos permitirá valorar también el incremento de la actividad y de la recaudación que las alternativas seleccionadas suponen para el sistema gasista español y en última instancia, conociendo la capacidad contratada normalmente y la contratada a largo plazo valorar los requerimientos de inversión en el sistema gasista necesarios. Esta valoración será llevada a cabo por un equipo interno de Enagás y recogida en el apartado 4.31.

Por último y teniendo en consideración los resultados obtenidos, el análisis de sensibilidad y el desarrollo actual y futuro de las infraestructuras del sistema gasista se proporcionará a modo de conclusiones una recomendación para el fomento institucional de aquellas actividades con mayor impacto positivo en el desarrollo del mercado.

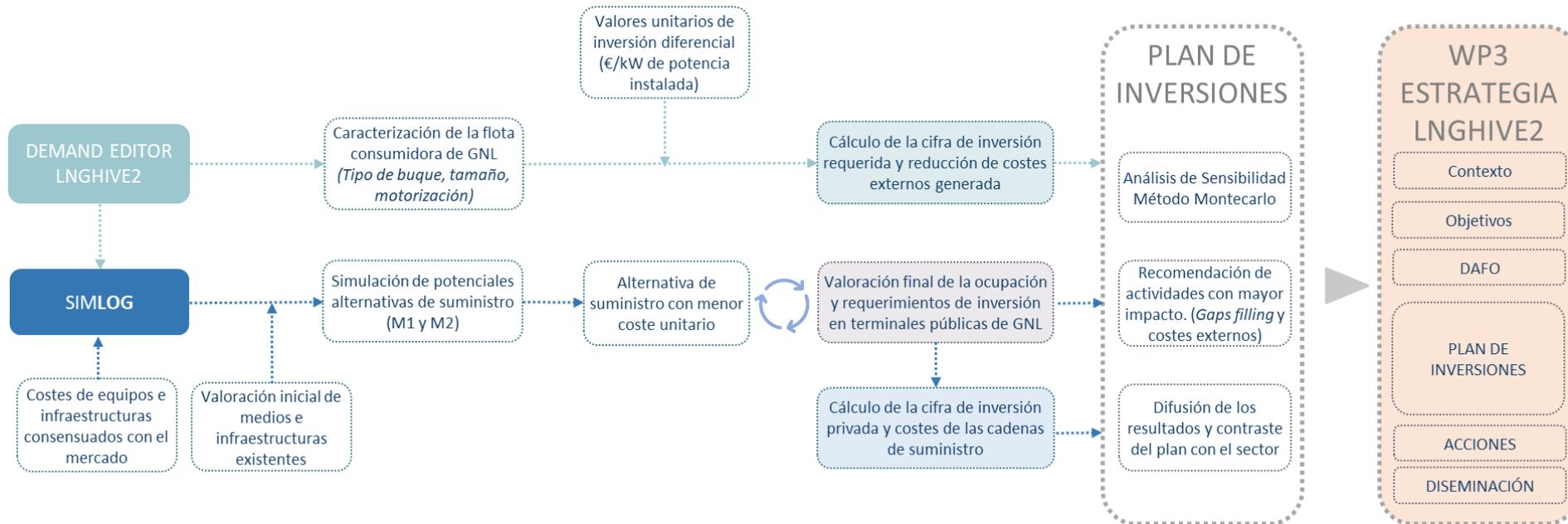


Figura 2.2 Esquema metodológico para la redacción del plan de inversiones

3 Costes considerados y condiciones de contorno fijados en la aplicación simlog®

Los parámetros de entrada necesarios para el diseño y simulación de las cadenas logísticas con la aplicación simlog® **se dividen en dos apartados:**

- **Parámetros económicos:** incluirá todos los costes considerados para el cálculo del coste unitario de suministro, siendo los principales el coste de los medios de suministro y almacenamiento y los costes regulados del sistema gasista y portuario.
- **Parámetros operativos:** la herramienta simlog® contiene una serie de reglas operativas que condicionan la selección de los medios de suministro, su rango de actividad y por lo tanto el coste final del suministro. Entre los más importantes destacan los límites de llenado de los distintos equipos y los márgenes operativos asumidos.

3.1 Parámetros económicos

3.1.1 Buques de suministro y/o transporte de GNL

De manera resumida en la Tabla 3.1 se presenta los principales parámetros técnicos y económicos fijados para los buques de GNL considerados por la herramienta simlog®.

Tabla 3.1 Características y costes de los buques de suministro y transporte considerados

Capacidad	1.200 m ³	3.000 m ³	5.000 m ³	7.500 m ³	12.500 m ³	20.000 m ³	30.000 m ³
Servicios Logísticos	Bunker/Feeder	Bunker/Feeder	Bunker/Feeder	Bunker/Feeder	Bunker/Feeder	Feeder	Feeder
Velocidad navegación	10 kn	10 kn	12 kn	12 kn	14 kn	16 kn	18 kn
Capacidad bombeo	300 m ³ /h	500 m ³ /h	750 m ³ /h	1.000 m ³ /h	2.000 m ³ /h	3.000 m ³ /h	4.400 m ³ /h
Capacidad recarga	300 m ³ /h	500 m ³ /h	1.000 m ³ /h	1.500 m ³ /h	2.000 m ³ /h	3.000 m ³ /h	4.400 m ³ /h
Consumo comb. Nav	12,0 t/día	8,0 t/día	12,0 t/día	13,0 t/día	21,5 t/día	26,0 t/día	35,0 t/día
Tiempo fijo por suministro	1,85 h	1,85 h	1,85 h	2,70 h	2,70 h	2,70 h	2,70 h
Tiempo fijo por recarga	2,00 h	2,00 h	2,00 h	3,00 h	3,00 h	3,00 h	3,00 h
Inversión	16.000.000 €	20.000.000 €	32.000.000 €	45.000.000 €	56.000.000 €	70.000.000 €	87.000.000 €
Coste Time Charter	4100 €/día*	15.000 €/día	20.000 €/día	25.000 €/día	30.000 €/día	35.000 €/día	40.000 €/día

* El coste real es 14.000 €/día, pero solo se utilizaría dos días por semana

3.1.2 Terminales de almacenamiento

Una terminal de almacenamiento de GNL capaz de recibir producto por vía marítima y terrestre, almacenarlo en las condiciones óptimas de seguridad y operatividad y servirlo por vía marítima y terrestre. Requerirá de los siguientes elementos:

- Terminal de carga y descarga marítima
- Unidad de almacenamiento y bombeo
- Terminal de carga terrestre (cargadero de cisternas)

Además de la inversión necesaria que se amortizará a través de los costes de capital, el coste total anual incluirá los costes operativos y el pago de la tasa por la concesión de superficie portuaria, para la cual se ha establecido un valor medio 11,44 €/m² y reflejado en la Tabla 3.2. para cada una de las terminales consideradas estos valores se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 3.2 Coste de las terminales de almacenamiento consideradas

Capacidad	320 m ³	1.000 m ³	2.000 m ³	3.000 m ³	5.000 m ³	10.000 m ³	30.000 m ³
Tipo tanque	Presurizado	Presurizado	Presurizado	Presurizado	Presurizado	Presurizado	Fondo plano
Capacidad Bombeo	80 m ³ /h	300 m ³ /h	300 m ³ /h	300 m ³ /h	300 m ³ /h	600 m ³ /h	1.500 m ³ /h
Ocupación	10.000 m ²	13.000 m ²	15.000 m ²	17.000 m ²	20.000 m ²	25.000 m ²	40.000 m ²
Inversión	4.676.552 €	14.115.566 €	15.765.566 €	20.706.231 €	25.691.747 €	32.929.770 €	54.166.920 €
Coste fijo anual (Incluye 15% margen)	847.682 €	1.118.441 €	1.498.388 €	1.878.335 €	2.585.004 €	4.395.432 €	4.021.126 €
Coste capital (Amortización e intereses)	432.517 €	622.311 €	911.333 €	1.200.355 €	1.698.865 €	3.028.420 €	2.621.944 €
Coste operativo (Personal, seguros y mantenimiento)	205.120 €	220.925 €	242.396 €	263.866 €	350.008 €	544.999 €	476.774 €
Coste Ocupación (11,44 €/m ²)	114.400 €	148.720 €	171.600 €	194.480 €	228.800 €	286.000 €	457.600 €

Las cifras recogidas en la tabla superior podrían variar considerablemente como resultado de la disposición de los equipos y otras instalaciones, aspectos geotécnicos, barreras físicas del medio donde se instale la planta, y tramos de interconexión necesarios, además tampoco se incluye el coste anual ni la cifra de inversión de la infraestructura necesaria para terminal marítima de carga y descarga -recogida en la Tabla 3.3-, pero sí la superestructura (*bunker station*). Para las plantas con tecnología de almacenamiento de fondo plano (tanques criogénicos atmosféricos) que no estén conectadas a red o poca rotación de producto, se deberá tener una unidad de licuefacción cuya capacidad dependerá de la cantidad de BOG generado y de las características comerciales de la instalación. Este boil-off debe ser gestionado para procurar cero emisiones a la atmosfera. El coste estimado de la unidad de licuefacción se sitúa en torno a los 10 millones de €, con un rango de producción de 20-30 tpd.

Todas los costes presentados en las tablas 3.3 y 3.2 son estimaciones de clase 4 según la AACE (-20%/+40%).

Tabla 3.3 Coste de la obra marítima y cargadero de cisternas

Tipo	Adaptación Muelle	Nueva construcción
Inversión	3.400.000 €	15.000.000 €
Coste fijo anual (Incluye 15% margen)	340.000 €	1.400.000 €
Coste capital (Amortización e intereses)	180.000 €	948.000 €
Coste operativo (Personal, seguros y mantenimiento)	64.000 €	315.000 €
Coste Ocupación (11,44 €/m ²)	96.000 €	137.000 €

3.1.3 Camiones cisterna

El servicio de transporte y suministro de GNL con cisternas en España es el más desarrollado de Europa, lo que permite disponer de un amplio abanico de empresas especializadas en la prestación de este servicio y no se requiere disponer de una flota dedicada. Las referencias obtenidas dentro del proyecto CORE LNGas hive indican que la comercialización de este tipo de servicios incluirá en el precio:

- Un **término variable** relativo a la distancia del transporte: se factura ida y vuelta y la tarifa oscila normalmente **entre 1,2 €/km y 1,5 €/km**.
- Un **término fijo** por el servicio: que variará en función del servicio realizado y que se estipula en **300 € para el servicio a terminales de almacenamiento y 600 € para el de bunkering**.

- El **coste del acceso a las terminales de GNL** del sistema gasista para la recarga de la cisterna, estimado en **1,15 €/MWh¹**.

En caso de que el servicio requiriese de transporte marítimo se han definido las distintas rutas posibles y se han recopilado el coste de los fletes obtenidos de las navieras que operan el servicio en las distintas rutas de cabotaje, reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 3.4 Coste de los fletes para el transporte marítimo de cisternas/contenedores ISO de GNL

Origen	Destino	Coste (i/v)
Barcelona/Valencia	Baleares	2.080 €
Algeciras	Ceuta/Tanger	1.400 €
Canarias	Huelva	3.000 €
Tenerife	Las Palmas	1.250 €
Malaga	Melilla	1.500 €

3.1.4 Costes regulados del sistema portuario y del gasista

- **Acceso a las terminales de importación de GNL del sistema gasista nacional**

En el caso de las terminales de importación de GNL los costes aplicables al aprovisionamiento de la de los medios son comunes al conjunto del sistema gasista. En el estudio se empleará como referencia la última circular publicada por la CNMC, con entrada en vigor el 1 de octubre de 2020.

- **Coste de recarga de buques de suministro y transporte *small-scale***: un precio universal en todas las terminales de **0,173 €/MWh²**.
- **Coste medio de la recarga de una cisterna de un operador habitual**: **1,15 €/MWh³**

No se incluyen como parte del cálculo del coste logístico otros costes del sistema gasista como el almacenamiento del GNL en terminal.

- **Utilización de las infraestructuras del sistema portuario nacional**

Las tasas a cobrar en un puerto responden a un sistema estatal y han de establecerse de acuerdo a la Ley de Puertos y de Marina Mercante (TRLEPMM RD 2/2011), sin embargo, cada puerto tiene libertad para realizar las bonificaciones autorizadas en el TRLEPMM de las tasas que recauda. En el WP1 del anterior estudio realizado por esta consultora para el proyecto CORE LNGas hive se analizaron las tasas en los principales puertos del sistema y se promediaron los valores obtenidos, estableciéndose los siguientes valores:

¹ Tras la publicación definitiva de la circular de peajes 06/2020 el peaje queda fijado en 0,97 €/MWh.

² Tras la publicación definitiva de la circular de peajes 06/2020 el peaje queda fijado en 0,145 €/MWh.

³ Tras la publicación definitiva de la circular de peajes 06/2020 el peaje queda fijado en 0,97 €/MWh.

Tabla 3.5 Costes del sistema portuario considerados

Tipo	Unidad	Valor
Tasa de Ocupación	€/m ² ·año	11,44 €
Tasa Actividad	% Cifra Negocio	2%
T-1 Buques de Suministro	€/día/100GT	2.802 €
T-1 Escalas	€/hora/100GT	0,36 €
T-3 Mercancías	€/t	1,00 €
Marpol	€/ GT·escala	0,048 €

- **Costes de los servicios portuarios**

Los servicios portuarios no son prestados directamente por el puerto sino por empresas externas y su precio no presenta el mismo nivel de regulación que las tasas portuarias -solo se limita el precio máximo-, por lo que se han promediado los precios registrados en distintos recintos portuarios para proporcionar un valor promedio aplicable a todo el sistema portuario.

El servicio portuario de remolque solo se ha considerado necesario en el caso de los buques de feeder de 20.000 m³ y 30.000 m³, ya que normalmente tiene un carácter voluntario y dado el tamaño y la gran maniobrabilidad de los buques utilizados para suministro por lo que no sería necesaria su utilización salvo en el caso de los buques de feeder.

Tabla 3.6 Costes generales de los servicios portuarios

Tipo	Unidad	Valor
Practicaje (<15,000 GT)	€/movimiento	275 €
Amarre	€/movimiento	121 €
Remolque ⁷	€/GT*movimiento	0,16611 €

⁷ En la herramienta SIMLOG se incluyen los costes específicos para cada puerto

3.2 Parámetros operativos

La herramienta simlog® cuenta con una serie de parámetros operativos que condicionarán la selección de medios y el coste final del suministro entre los que destacan:

- Relativos a los buques de suministro (STS)
 - Desplazamientos lineales entre puertos.
 - Nivel de llenado máximo de equipos del 85 % por seguridad y márgenes de operación.
 - Imposibilidad de realizar más de 5 suministros que superen la capacidad de almacenamiento del buque de suministro.
 - Nivel de servicio mínimo del 60 % en clústeres con demanda en múltiples puertos.
 - Margen de tiempo en todas las operaciones del 15 %.
 - Mínima inactividad del 15 %.

- Relativos a las terminales de almacenamiento (PTS y almacenamientos auxiliares)
 - Nivel de llenado máximo de equipos del 85 % por seguridad y márgenes de operación.
 - Margen de tiempo en todas las operaciones del 15 %.
 - Máximo 15 días entre suministros.
- Relativos al suministro con camiones cisterna (TTS)
 - Capacidad útil de 44 m³.
 - Vaciado y llenado en un tiempo de 1 h 15m.
 - Margen de tiempo en todas las operaciones del 15 %.

3.3 Condiciones de Demanda

Este informe se elaboró en el primer semestre de 2020, cuando la situación económica mundial derivada del COVID-19 y su impacto en la actividad económica y en transporte marítimo global presentan gran incertidumbre. Si bien estos efectos no se han tenido en cuenta en la actualización de la demanda, si se ha optado por elaborar el Plan de Inversiones sobre el escenario inferior (*Low*) como referente.

4 Plan de inversiones asociado al despliegue del GNL como combustible marino

El desarrollo de la demanda de GNL como combustible marino requerirá de un esfuerzo inversor conjunto por parte de armadores, comercializadores, transportistas de gas y propietarios de infraestructuras portuarias. A lo largo de este capítulo se detallarán las estimaciones realizadas para valorar dicho esfuerzo inversor y sus resultados, dividido en tres apartados principales: demanda -4.1-, oferta -4.2- y sistema gasista nacional -4.3-. El primero de los apartados refleja los resultados del cálculo de las inversiones diferenciales necesarias para la motorización de la flota consumidora de GNL, el segundo el análisis de los medios de suministro requeridos para suministrar la demanda de GNL estimada en los puertos españoles y por último se estiman en base a la ocupación de los años 2018 y 2019 las posibles inversiones necesarias en las terminales de GNL del sistema español.

De este modo se proporciona una visión conjunta del esfuerzo total necesario y será más fácil identificar aquellas acciones que por su mayor eficiencia en términos de generación de demanda sean más adecuadas para su promoción, evaluar el cumplimiento de la Directiva europea de infraestructura de combustibles alternativos y conocer el estado actual de progreso.

Recordando que el total de inversiones necesarias para el desarrollo del GNL como combustible marino requerirá de inversiones en la motorización de flota (demanda), medios de suministro (oferta) y sistema gasista español en el siguiente gráfico se muestra un resumen de los resultados obtenidos a lo largo de este capítulo atendiendo a estos tres apartados.

Requerimiento de inversiones para el desarrollo del GNL como combustible marino

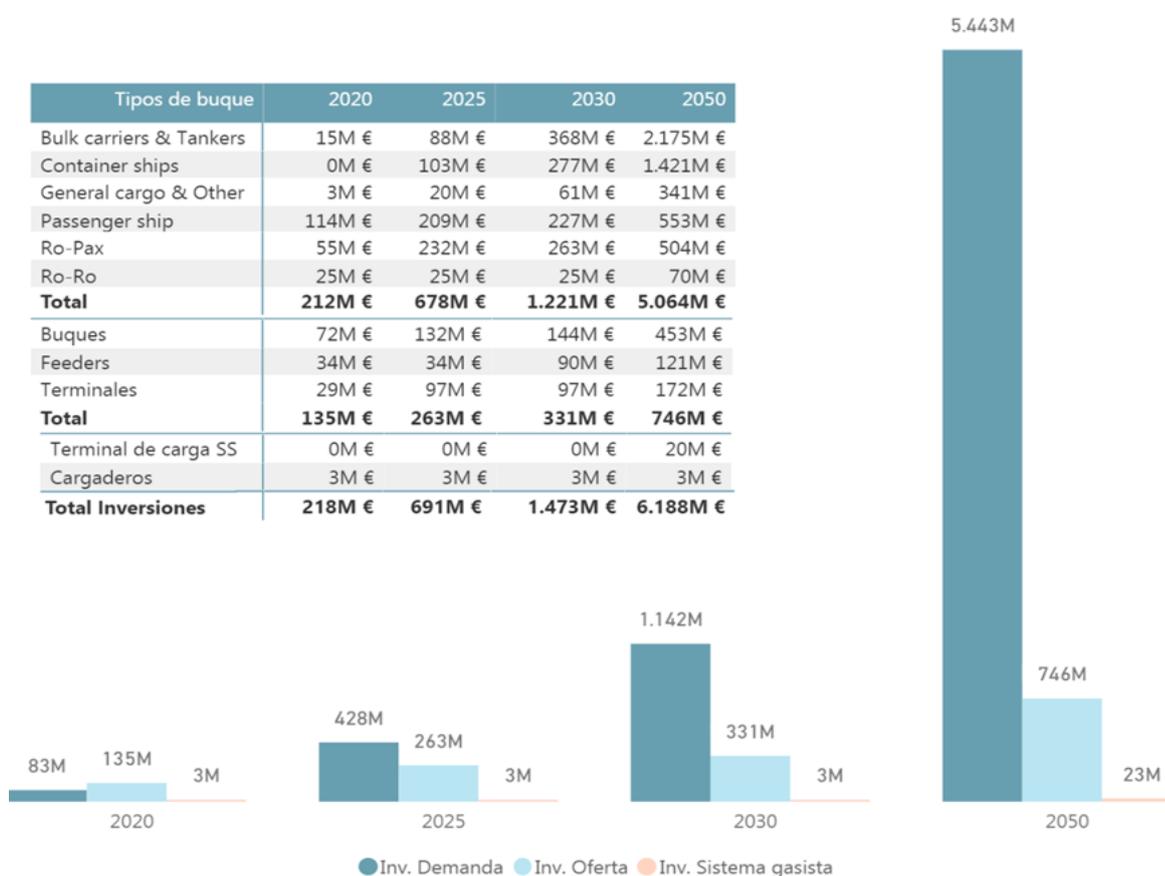


Figura 4.1 Estimación total de inversiones acumuladas requeridas

4.1 Demanda

En este capítulo se realiza una estimación de los niveles de inversión necesarios para la motorización con GNL de la flota⁴ considerada en el análisis de demanda-, a partir de la caracterización obtenida como resultado del trabajo realizado en el WP1 de este proyecto.

Para realizar esta estimación será necesario:

1. **Caracterizar los parámetros necesarios en función del tipo de buque y potencia de motorización** (expresado en kW): para conocer el consumo de combustible medio, la potencia del sistema de propulsión y la cifra de inversión unitaria. Se recurrirá a la BBDD de buques que escalaron en 2016 en el sistema portuario español.
2. **Estimación del nº de buques** correspondientes a los niveles de demanda **a partir de consumos de combustible medios** para cada tipo de buque y rango de tamaño se calculará el nº de buques aproximado que supone la generación de dicha demanda.
3. **Cálculo del coste medio de inversión por buque**: conocida la potencia media del sistema de propulsión por tipo de buque y tamaño esta se multiplicará por la cifra de inversión unitaria correspondiente.

Antes pasar a detallar el cálculo de la cifra de inversión se recoge en la siguiente figura la demanda de GNL como combustible marino estimada para el conjunto del sistema español en el periodo 2020-2050 y que se empleará en adelante como base de todas las estimaciones.

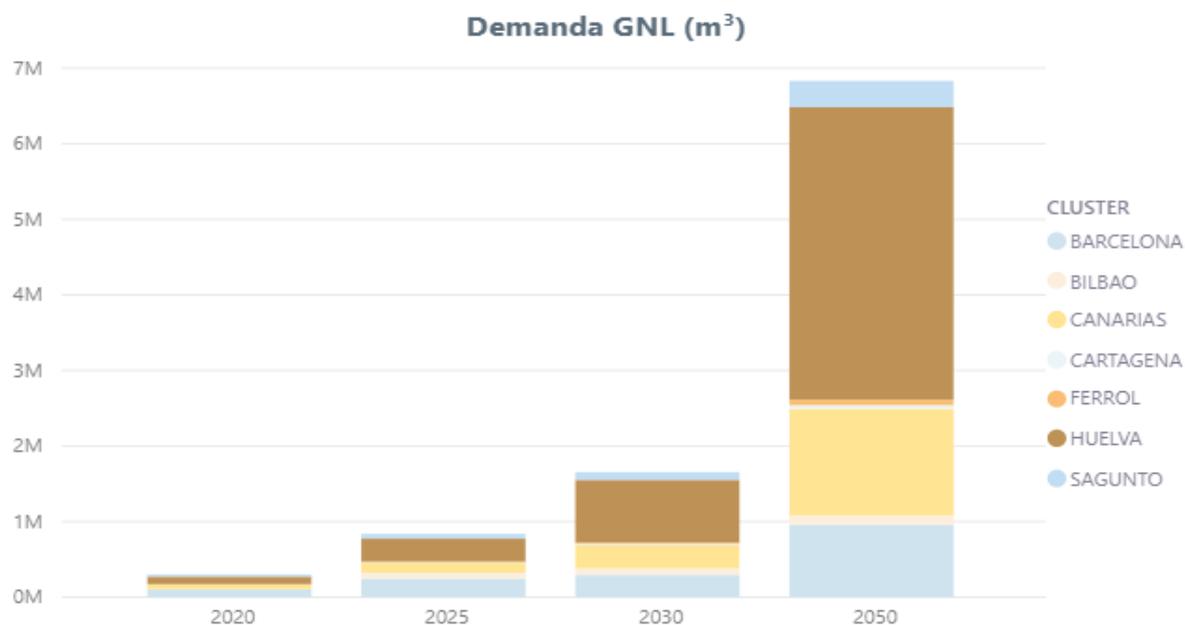


Figura 4.2 Demanda de GNL estimada en el sistema portuario español. Escenario inferior

⁴ Aunque en el WP1 de este proyecto muchos de los parámetros utilizados se han actualizado para contemplar los cambios surgidos desde la realización de la primera estimación -DNV-, la base de datos con todos los buques que escalaron en el sistema español disponible es de 2016. En principio aunque el resultado de demanda se ha modificado, se supone que las características de la flota en relación con el tamaño de los buques, su potencia media y su consumo de combustible medio no se han visto considerablemente modificadas en estos últimos tres años.

Tabla 4.1 Demanda de GNL (m³) estimada en el sistema portuario español. Detalle por puerto. Escenario inferior

CLUSTER	2020	2025	2030	2050
HUELVA	100.548	303.053	830.731	3.866.897
Gibraltar	21.725	88.137	291.081	1.478.033
Algeciras	23.467	111.310	304.075	1.398.404
Tanger-Med	10.349	42.702	126.273	589.871
Ceuta	3.285	13.666	47.053	262.143
Huelva	20.761	23.022	32.877	81.635
Malaga	20.678	22.984	26.548	44.463
Cadiz	264	1.148	2.596	11.006
Seville	18	81	218	1.301
Melilla	1	2	9	43
CANARIAS	62.943	135.613	311.802	1.414.294
Las Palmas	16.112	64.764	202.655	1.074.053
Santa Cruz de Tenerife	46.426	68.915	105.868	328.481
Los Christianos	383	1.837	3.032	10.644
Granadilla	22	96	246	1.116
BARCELONA	106.787	245.146	297.273	957.786
Barcelona	106.569	244.315	294.484	944.684
Tarragona	172	649	2.387	11.261
Palma Mallorca	46	182	401	1.841
SAGUNTO	25.840	63.730	101.879	347.409
Valencia	25.351	61.769	94.710	313.411
Sagunto	392	1.548	6.083	28.938
Alicante	62	282	632	2.722
Castellon de la Plana	34	132	455	2.338
BILBAO	581	77.995	84.768	123.143
Bilbao	353	51.863	56.314	76.387
Santander	24	25.283	25.854	27.541
Gijon	165	673	1.992	15.030
Aviles	23	98	342	2.328
Pasaia	16	78	265	1.857
FERROL	1.421	6.051	17.024	75.709
Ferrol	442	1.866	7.177	35.328
Vigo	655	2.806	5.981	22.905
La Coruna	247	1.039	3.013	12.716
Marin	77	339	853	4.760
CARTAGENA	1.294	6.190	12.324	45.554
Almeria	933	4.386	7.813	30.193
Motril	293	1.541	3.538	11.354
Cartagena	68	264	973	4.008
Total	299.413	837.778	1.655.800	6.830.794

4.1.1 Caracterización de la flota generadora de la demanda

Se obtiene a partir de la BBDD de flota, el porcentaje de combustible consumido por grupo de potencia, la potencia media de la flota y su consumo de combustible anual. En primer lugar, se presentan los valores medios de potencia y consumo de combustible:

Tabla 4.2 Consumo medio de combustible anual (m³ GNL) por grupo de potencia y tipo de buque

Client category	0-1000 kW	1000-5000 kW	5000-10000 kW	10000-15000 kW	15000-25000 kW	25000-40000 kW	40000-60000 kW	>60000 kW
Bulk carriers		3.124	7.701	12.083	17.673			
Car carriers		5.264	10.439	16.074	19.824			
Container ships		2.967	6.469	9.679	14.547	23.383	38.925	51.588
General cargo	590	2.435	7.384	13.052	11.272			
Other	219	895	4.155	7.713	9.095	5.029	5.317	1.454
Passenger ship	146	1.747	7.350	13.726	20.444	27.564	52.785	63.561
Ro-Pax	140	1.099	5.865	9.107	16.567	19.511	59.375	
Ro-Ro		3.561	6.018	16.491	19.003	16.122	23.150	
Tankers	1.767	4.325	9.815	13.575	17.837	31.022	42.824	

Tabla 4.3 Potencia media de propulsión (kW) por tipo de buque y grupo de potencia

Client category	0-1000 kW	1000-5000 kW	5000-10000 kW	10000-15000 kW	15000-25000 kW	25000-40000 kW	40000-60000 kW	>60000 kW
Bulk carriers		3.422	7.678	11.714	17.012			
Car carriers		3.748	8.822	12.991	16.251			
Container ships		3.800	7.984	12.336	20.172	32.195	51.504	68.622
General cargo	680	2.439	6.795	12.330	16.421			
Other	499	2.723	6.764	12.046	18.739	30.506	43.189	68.812
Passenger ship	560	3.048	7.075	12.072	20.151	32.782	53.305	73.696
Ro-Pax	820	2.676	7.714	12.505	20.007	28.374	47.969	
Ro-Ro		4.034	6.142	12.485	19.209	25.428	43.799	
Tankers	709	3.311	7.908	12.302	17.728	29.765	40.961	

Por último, para poder calcular el número de buques que compondrán la flota consumidora de GNL, en el siguiente apartado se estima el porcentaje de demanda de GNL correspondiente a cada grupo de potencia utilizando un histórico de suministros de combustible convencional en España caracterizado por grupo de potencia⁵:

Tabla 4.4 Distribución de la demanda de GNL por grupo de potencia

Demanda de GNL por grupo de potencia y tipo de buque									
Client category	0-1000 kW	1000-5000 kW	5000-10000 kW	10000-15000 kW	15000-25000 kW	25000-40000 kW	40000-60000 kW	>60000 kW	%CT Demanda
Bulk carriers		2%	66%	17%	14%				11%
Car carriers		1%	5%	66%	29%				0%
Container ships		0%	4%	3%	9%	14%	36%	34%	34%
General cargo	1%	53%	36%	8%	1%				1%
Other	3%	25%	31%	22%	16%	1%	2%	0%	2%
Passenger ship	0%	2%	2%	3%	12%	12%	34%	35%	22%
Ro-Pax	0%	0%	3%	9%	40%	29%	19%		12%
Ro-Ro		5%	10%	21%	60%	2%	3%		1%
Tankers	0%	10%	39%	21%	18%	9%	4%		16%

⁵ Obtenido como parte de los entregables del informe realizado por DNV "Top down analysis of LNG bunkering demand in Spain" Actividades ET2, ET3 y ET4 del proyecto CORELNGasHIVE

4.1.2 Número de buques consumidores de GNL

En principio, las estimaciones de demanda de GNL realizadas en el WP1 de este proyecto tan solo atienden al volumen generado, sin embargo, para poder calcular la cifra de inversión correspondiente a dicha demanda será necesario conocer también una estimación aproximada del número de buques a los que corresponde dichos niveles de demanda.

Para realizar este cálculo se divide el total de demanda por tipo de buque y grupo de potencia -Tabla 4.4- entre el consumo medio de combustible para la misma caracterización -Tabla 4.3-, presentándose los resultados en la siguiente figura:

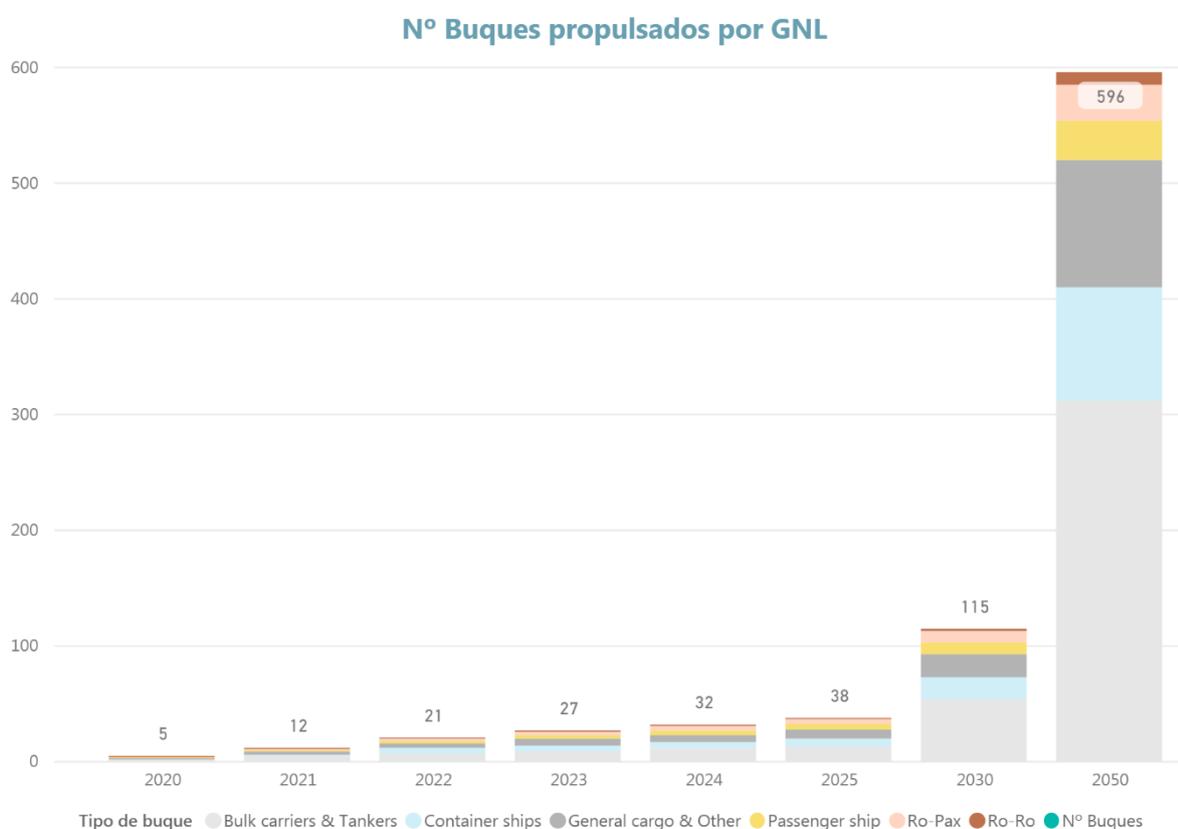


Figura 4.3 Número de buques necesarios para desarrollar la demanda estimada

Los resultados obtenidos están relacionados con la caracterización supuesta y con una base de cálculo que recoge consumo de medio de combustible de toda la flota que escala en la península en 2016. Sin embargo, en función de cómo evolucionará la adaptación del GNL como combustible marino, la distribución del número de buques por tipo podría variar tal y como parece indicar la evolución real de la adopción, donde el peso de los buques Ro-Pax y de cruceros parece ser mayor de lo que indican estas estimaciones. También cabe remarcar que estos resultados consideran la inversión total en un número de buques equivalentes asumiendo que todo el consumo de combustible se aprovisionaría en España, por lo que tan solo es una de las posibles composiciones de flota que daría como resultado la generación de demanda estimada en este informe.

Tabla 4.5 Estimación del número de buques y su demanda asociada por periodo temporal y tipo de buque

Año	Bulk carriers & Tankers	Container ships	General cargo & Other	Passenger ship	Ro-Pax	Ro-Ro	Total
2020							
Nº Buques	2	0	1	1	0	1	5
Demanda (m ³)	35.753	45.241	4.680	28.801	15.587	1.571	131.634
2021							
Nº Buques	5	1	3	1	1	1	12
Demanda (m ³)	56.223	73.104	7.779	47.380	28.867	2.915	216.270
2022							
Nº Buques	7	5	4	2	2	1	21
Demanda (m ³)	76.693	100.968	10.878	65.960	42.148	4.260	300.906
2023							
Nº Buques	9	5	6	3	3	1	27
Demanda (m ³)	97.163	128.831	13.977	84.539	55.428	5.604	385.542
2024							
Nº Buques	12	5	6	4	4	1	32
Demanda (m ³)	117.633	156.694	17.076	103.118	68.709	6.949	470.178
2025							
Nº Buques	13	7	8	5	4	1	38
Demanda (m ³)	138.103	184.557	20.174	121.697	81.989	8.294	554.814
2030							
Nº Buques	54	19	20	10	10	2	115
Demanda (m ³)	560.833	531.163	51.080	238.841	158.952	24.763	1.565.633
2050							
Nº Buques	312	98	110	34	31	11	596
Demanda (m ³)	3.014.858	2.583.693	289.898	866.969	483.385	142.312	7.381.115

4.1.3 Inversión diferencial necesaria para la motorización con GNL

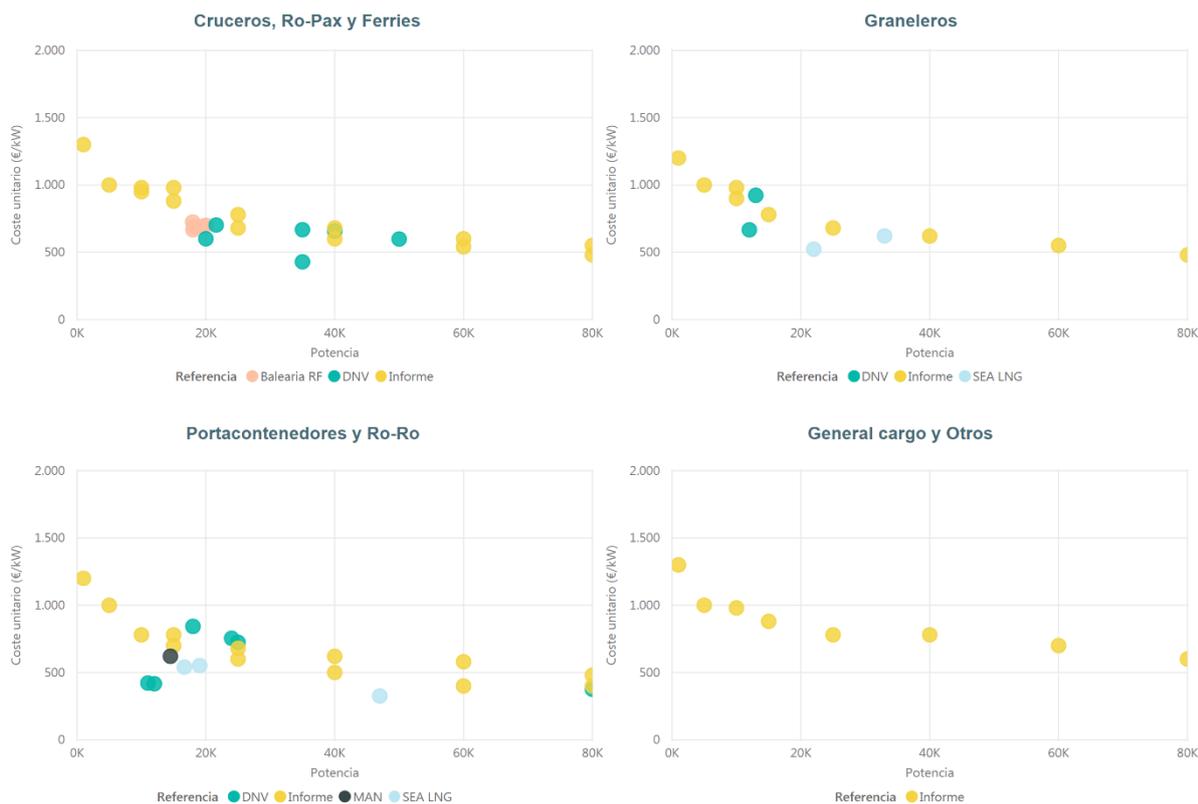
Una vez estimado el número de buques que compondrán la flota es necesario asignar a cada grupo de potencia una cifra de inversión unitaria expresada en €/kW de potencia instalada que permita estimar la cifra de inversión por buque y total. Para ello se han propuesto unos valores a partir de referencias bibliográficas -DNV-GL⁶, SEA-LNG⁷, MAN⁸ y proyectos CEF⁹- y posteriormente se han extrapolado para aquellos rangos de potencia donde no se disponga de referencias. A continuación, se muestra para cada tipo de buque las cifras de inversión fijadas y los valores de referencia bibliográficos consultados.

⁶ BusinessCases for GASNAM

⁷ SEA-LNG. LNG as a marine fuel - the investment opportunity

⁸ Costs and Benefits of LNG as Ship Fuel for Container Vessels

⁹ Balearia Retrofits Projects



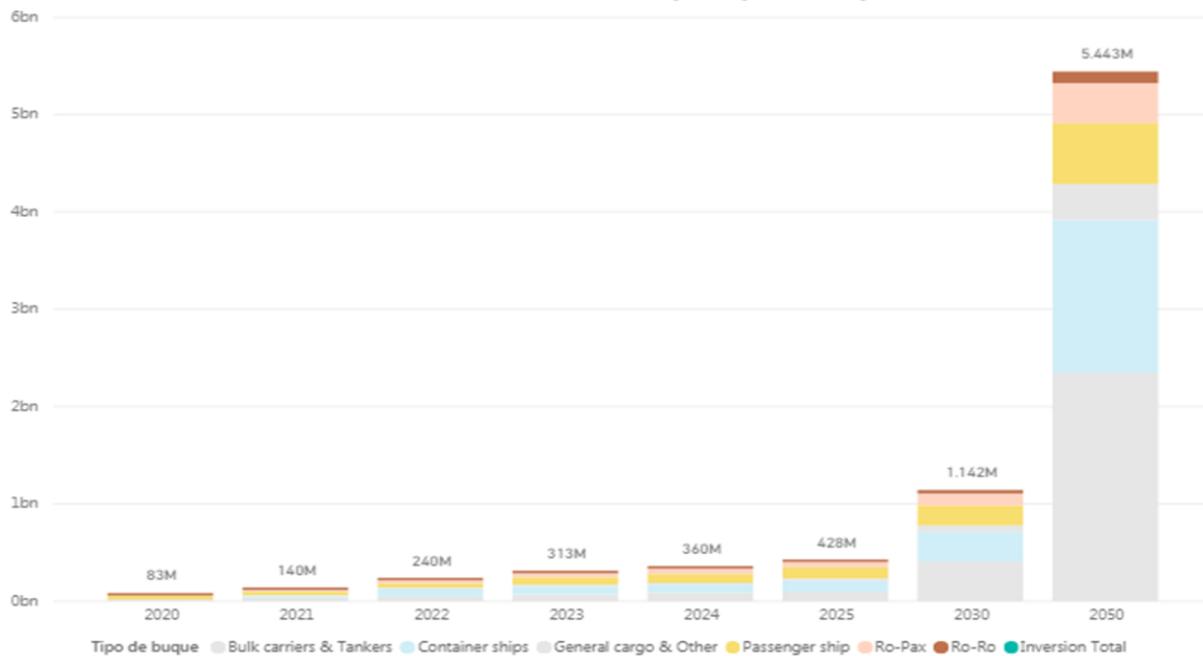
	0-1000 kW	1000-5000 kW	5000-10000 kW	10000-15000 kW	15000-25000 kW	25000-40000 kW	40000-60000 kW	>60000 kW
Bulk carriers	1.200	1.000	900	780	680	620	550	480
Car carriers	1.200	1.000	780	780	680	620	400	400
Container ships	1.200	1.000	780	700	600	500	400	400
General cargo	1.300	1.000	980	880	780	780	700	600
Other	1.300	1.000	980	880	780	780	700	600
Passenger ship	1.300	1.000	980	980	780	680	600	550
Ro-Pax	1.300	1.000	950	880	680	600	540	480
Ro-Ro	1.200	1.000	780	780	680	620	580	480
Tankers	1.200	1.000	980	780	680	620	550	480

Figura 4.4 Inversiones unitarias por tipo de buque (€/kW instalado). Valores asumidos y referencias bibliográficas

En el caso de los buques *general cargo* y *otros* no se dispone de referencias bibliográficas y dada la gran variedad de buques que se clasifican como tales, se decide asumir una curva similar a la de *bulk carriers* y *tankers*, pero con un diferencial en torno a un 25 % superior.

Los resultados finales de inversión diferencial necesaria para el conjunto de la flota supuesta se recogen en la Figura 4.5..

Cifra de inversión estimada por tipo de buque



Año	Bulk carriers & Tankers	Container ships	General cargo & Other	Passenger ship	Ro-Pax	Ro-Ro	Total
2020	14,66M€	0,00M€	2,72M€	40,53M€	0,00M€	25,40M€	83,32M€
2021	34,48M€	20,60M€	5,81M€	40,53M€	13,60M€	25,40M€	140,43M€
2022	49,14M€	82,48M€	8,53M€	43,58M€	30,63M€	25,40M€	239,76M€
2023	70,33M€	82,48M€	17,60M€	75,56M€	41,63M€	25,40M€	313,01M€
2024	88,30M€	82,48M€	17,60M€	91,28M€	55,24M€	25,40M€	360,30M€
2025	95,21M€	111,71M€	26,98M€	113,57M€	55,24M€	25,40M€	428,12M€
2030	408,06M€	305,91M€	64,32M€	207,90M€	120,48M€	35,54M€	1.142,20M€
2050	2.347,67M€	1.570,08M€	369,51M€	625,69M€	410,33M€	119,26M€	5.442,54M€

Figura 4.5 Cifra de inversión diferencial necesaria para el desarrollo de la demanda de GNL estimada

Desde un punto de vista institucional -nacional y comunitario-, las ayudas a la inversión en buques resultarán más provechosas si:

- Se realizan en segmentos con una menor relación entre la inversión requerida y la demanda generada.
- Se realiza en tipos de tráfico con un patrón de navegación regular y cuyo aprovisionamiento se realiza en el rango de acción de dicha ayuda, como los buques Ro-Pax, cruceros y en menor medida buques portacontenedores.
- Se realiza en tecnologías de motorización con un menor impacto ambiental. Tomando como referencia el informe realizado por *Thinkstep "Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel"*, sería preferible fomentar la adopción del GNL como combustible en motores de dos tiempos.

En resumen, parece que, si tenemos en cuenta los tres aspectos anteriormente descritos, el segmento de los portacontenedores resulta el más interesante de todos por su mayor: relación entre dinero invertido y demanda generada, reducción de gases de efecto invernadero y potencial impacto de las mejoras en el territorio por su patrón de navegación más regular y su mayor concentración empresarial.

4.2 Oferta

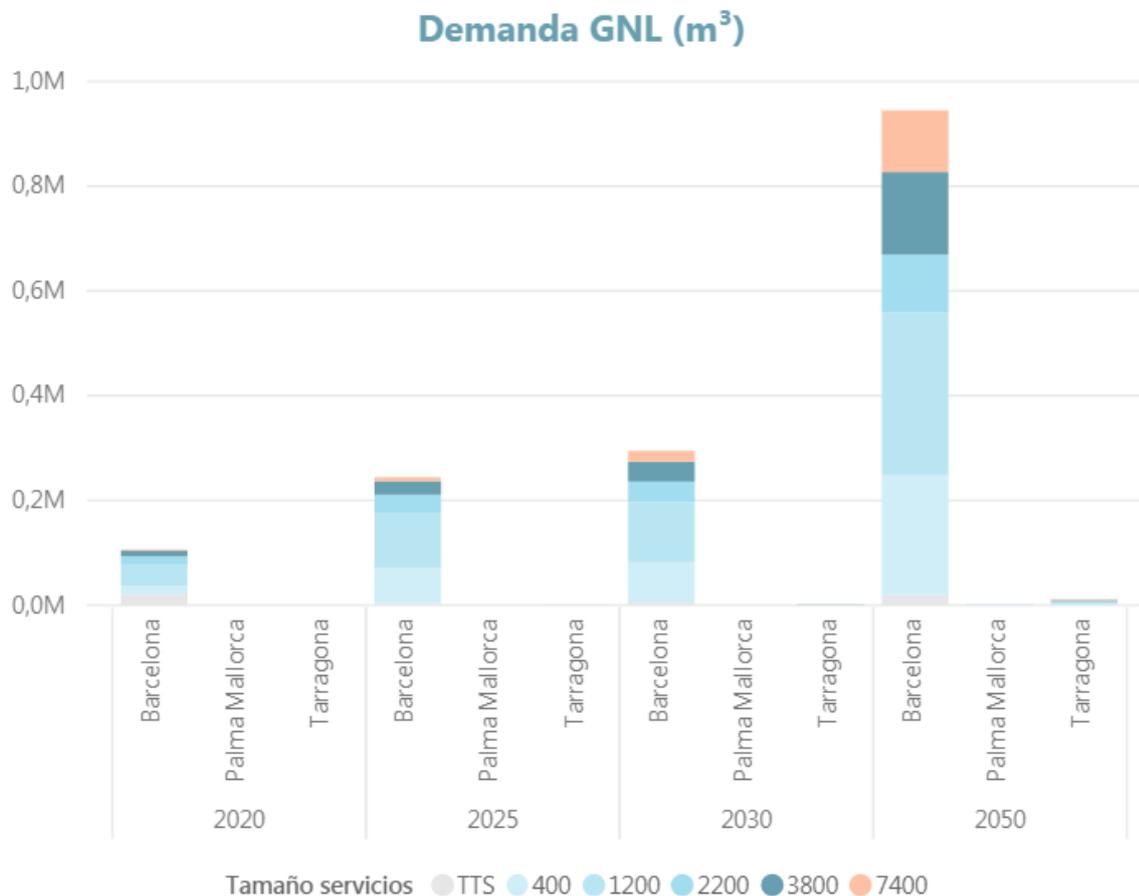
Desde la redacción del WP2 del estudio “*Study on LNG supply logistic chains*” el mercado GNLss se ha desarrollado considerablemente y las condiciones descritas en dicho estudio se han visto modificadas considerablemente, observándose entre otros aspectos, un aumento del coste de los medios de suministro marítimo y una muy considerable reducción del coste de los servicios logísticos en las terminales de importación de GNL en España. El objetivo de este apartado es actualizar y modificar, si corresponde, el cálculo de las cadenas de suministro necesarias para distribuir la demanda de GNL estimada, en unas condiciones que minimicen el coste final del suministro y maximicen el nivel de servicio. Para ello se utilizará la herramienta simlog®, configurada con los parámetros recogidos en el capítulo 3 de este informe y diseñada para proporcionar la cadena de suministro con el menor coste unitario.

Se simulará para el grueso de los clústeres una solución sin terminal de almacenamiento intermedia -Modelo 1-, a excepción de las Islas Canarias y el clúster de Huelva, donde la distancia entre el punto de aprovisionamiento y los puntos de consumo es más elevada y podría justificar la implantación de una terminal de almacenamiento intermedia -Modelo 2-, por lo que en estos casos se simularán ambas configuraciones y se analizará cual es la más conveniente en cada caso. Para el resto de los clústeres, o el punto de consumo está próximo a la terminal de importación -como por ejemplo Barcelona y Valencia- o la demanda estimada es muy reducida en el largo plazo -como por ejemplo Gijón o Vigo- por lo que no se justifica la implantación de terminales de almacenamiento intermedias, lo que no significa que no pudieran implantarse terminales de almacenamiento mono cliente con el objetivo de suministrar la demanda caracterizada como suministros PTS.

Para cada una de las alternativas de suministro -Modelo 1 y 2- se simulará además, una variante con mayor nivel de servicio y menores requerimientos para el sistema gasista nacional con el objetivo de valorar más adelante si estas mejoras compensan el aumento del coste unitario, ya que por ejemplo la utilización de un buque de suministro de 7.500 m³ en vez de 5.000 m³ supone reducir en un 33 % el número de servicios de recarga necesarios, pudiendo marcar la diferencia entre la necesidad de construir un nuevo pantalán o no en algunas de las terminales de importación el sistema.

4.2.1 Clúster de Barcelona

En primer lugar, antes de analizar las cadenas logísticas seleccionadas, se recoge la demanda estimada para este clúster por puerto y tamaño de los servicios unitarios:



PORT (m ³)	2020	2025	2030	2050
Barcelona	106.569	244.315	294.484	944.684
Tarragona	172	649	2.387	11.261
Palma Mallorca	46	182	401	1.841
Total	106.787	245.146	297.273	957.786

Figura 4.6 Demanda de GNL en el clúster de Barcelona por año, tamaño de los servicios y puerto

Como podemos observar en la figura anterior, en este clúster prácticamente toda la demanda se concentra en un solo puerto, Barcelona, y exceptuando el periodo final, el grueso de la demanda se suministrará en servicios unitarios menores a 3.000 m³. Estos dos aspectos permitirán reducir el tamaño de la flota -al no requerirse suministros elevados- y elevar la utilización de los medios de suministros al reducirse considerablemente la navegación y los tiempos de aprovisionamiento del medio. Como prácticamente solo se registrará demanda en el puerto con terminal de importación de GNL, en este clúster no se planteará ninguna cadena de suministro con terminal de almacenamiento intermedia.

En primer lugar, para reflejar los resultados del conjunto de simulaciones realizadas, se presenta un gráfico que muestra la evolución del coste unitario de suministro respecto de la demanda suministrada para cada uno de los cuatro periodos temporales analizados (2020, 2025, 2030 y 2050) y una serie de tablas que recogen los parámetros y resultados más importantes de cada simulación.

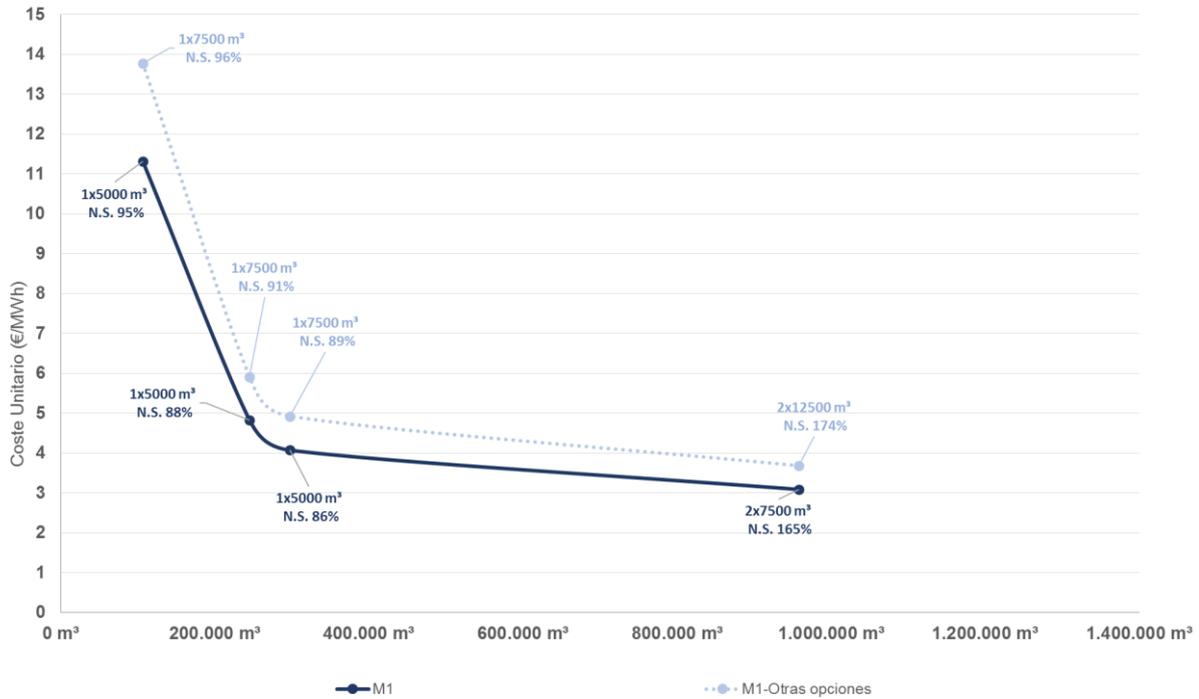


Figura 4.7 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Barcelona

Tabla 4.6 Resultados detallados de la alternativa de suministro seleccionada para el clúster de Barcelona

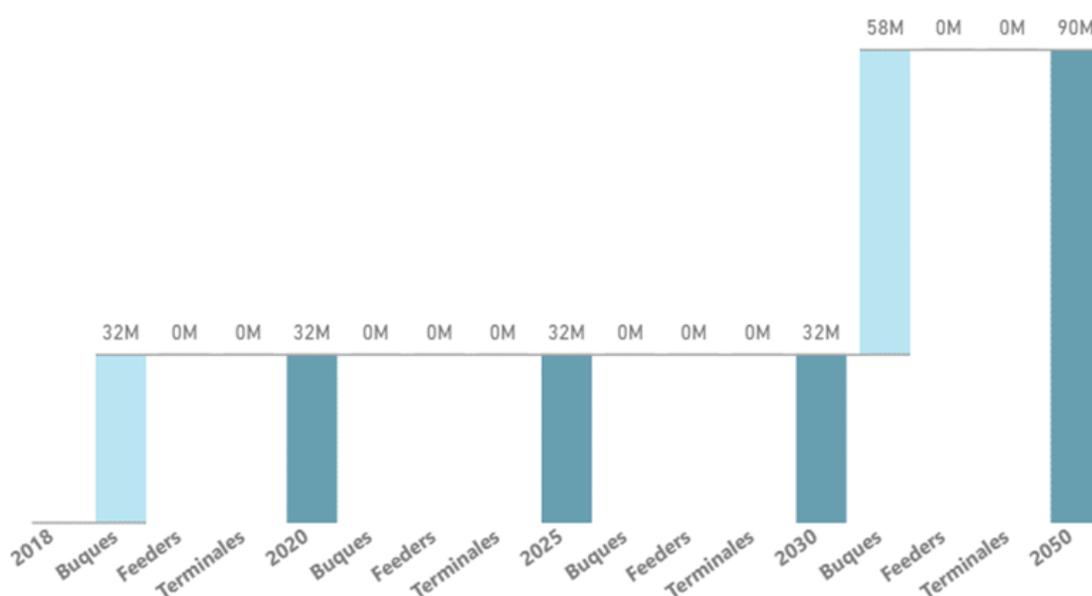
Port Method Scenario Year	Barcelona HIVE2 LOW 2020	Barcelona HIVE2 LOW 2025	Barcelona HIVE2 LOW 2030	Barcelona HIVE2 LOW 2050
Click to open with simlog >>>	M1-2020-LOW-Barcelona	M1-2025-LOW-Barcelona	M1-2030-LOW-Barcelona	M1-2050-LOW-Barcelona
Demand	106.741 m³	245.146 m³	297.273 m³	957.786 m³
STS (Ship to Ship)	85.539 m ³ - 85 serv.	240.496 m ³ - 285 serv.	291.339 m ³ - 327 serv.	938.240 m ³ - 975 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	21.201 m ³ - 478 serv.	4.649 m ³ - 105 serv.	5.933 m ³ - 134 serv.	19.546 m ³ - 444 serv.
Average Unit cost	11,31 €/MWh	4,83 €/MWh	4,08 €/MWh	3,09 €/MWh
SERVICE COST	€963.677	€1.647.442	€1.868.913	€6.232.919
RELOAD COST	€621.135	€990.320	€1.288.987	€3.527.711
FEEDERING	€0	€0	€0	€0
AUX. TERMINAL	€0	€0	€0	€0
INACTIVITY COST	€6.608.616	€5.404.793	€5.065.709	€10.325.654
Total cost	8.193.428 €	8.042.556 €	8.223.609 €	20.086.284 €
Total investment	€32.000.000	€32.000.000	€32.000.000	€90.000.001
Vessels	13,32 €/MWh	4,87 €/MWh	4,10 €/MWh	3,09 €/MWh
Port, size, service level	BP1 Barcelona 1 x 5000 m ³ 95% BP2	Barcelona 1 x 5000 m ³ 88%	Barcelona 1 x 5000 m ³ 86%	Barcelona 2 x 7500 m ³ 165%
Terminals				
Port, terminal size				
TTS supply	2,92 €/MWh	2,96 €/MWh	2,99 €/MWh	3,01 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal? P1	Barcelona > From Barcelona	Barcelona > From Barcelona	Barcelona > From Barcelona	Barcelona > From Barcelona
P2	Tarragona > From Barcelona	Tarragona > From Barcelona	Tarragona > From Barcelona	Tarragona > From Barcelona
P3	Palma Mallorca > From Palma Mallorca	Palma Mallorca > From Barcelona	Palma Mallorca > From Barcelona	Palma Mallorca > From Barcelona
P4				
P5				
Fees Cost impact	0,67 €/MWh	0,22 €/MWh	0,22 €/MWh	0,22 €/MWh
Income fee for IT	486.801 €	368.328 €	448.460 €	1.446.745 €
Vessel slots	20	48	58	125
Feeder slots	0	0	0	0
Truck slots	960	106	135	444

Tabla 4.7 Resultados detallados de otras alternativas simuladas para el clúster de Barcelona

Port Method Scenario Year	Barcelona HIVE2 Low 2020	Barcelona HIVE2 Low 2025	Barcelona HIVE2 Low 2030	Barcelona HIVE2 Low 2050
Click to open with simlog >>>	M1-Otras opciones-2020-Low-Barcelona	M1-Otras opciones-2025-Low-Barcelona	M1-Otras opciones-2030-Low-Barcelona	M1-Otras opciones-2050-Low-Barcelona
Demand	106.741 m ³	245.146 m ³	297.273 m ³	957.786 m ³
STS (Ship to Ship)	85.539 m ³ - 85 serv.	240.496 m ³ - 285 serv.	291.339 m ³ - 327 serv.	938.240 m ³ - 975 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	21.201 m ³ - 478 serv.	4.649 m ³ - 105 serv.	5.933 m ³ - 134 serv.	19.546 m ³ - 444 serv.
Average Unit cost	13,77 €/MWh	5,91 €/MWh	4,93 €/MWh	3,68 €/MWh
SERVICE COST	€1.064.412	€1.998.626	€2.276.676	€6.873.136
RELOAD COST	€587.028	€939.698	€1.142.822	€3.145.297
FEEDERING	€0	€0	€0	€0
AUX. TERMINAL	€0	€0	€0	€0
INACTIVITY COST	€8.324.132	€6.902.382	€6.520.065	€13.900.235
Total cost	9.975.572 €	9.840.705 €	9.939.562 €	23.918.668 €
Total investment	€45.000.000	€45.000.000	€45.000.000	€112.000.000
Vessels	16,37 €/MWh	5,97 €/MWh	4,97 €/MWh	3,69 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2 Barcelona 1 x 7500 m ³ 96%	Barcelona 1 x 7500 m ³ 91%	Barcelona 1 x 7500 m ³ 89%	Barcelona 2 x 12500 m ³ 174%
Terminals				
Port, terminal size				
TTS supply	2,92 €/MWh	2,96 €/MWh	2,99 €/MWh	3,01 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal? P1	Barcelona > From Barcelona	Barcelona > From Barcelona	Barcelona > From Barcelona	Barcelona > From Barcelona
P2	Tarragona > From Barcelona	Tarragona > From Barcelona	Tarragona > From Barcelona	Tarragona > From Barcelona
P3	Palma Mallorca > From Palma Mallorca	Palma Mallorca > From Barcelona	Palma Mallorca > From Barcelona	Palma Mallorca > From Barcelona
P4				
P5				
Fees Cost impact	0,67 €/MWh	0,22 €/MWh	0,22 €/MWh	0,26 €/MWh
Income fee for IT	486.801 €	368.328 €	448.460 €	1.706.268 €
Vessel slots	13	32	39	88
Feeder slots	0	0	0	0
Truck slots	960	106	135	888

En el clúster de Barcelona la selección de la alternativa de suministro no requiere apenas discusión ya que además de contar con toda la demanda y la capacidad de almacenamiento en el mismo puerto -nunca será necesario instalar una terminal intermedia-, la terminal de GNL cuenta con un atraque especialmente dedicado a la operativa de estos buques, por lo que el único criterio para la selección de los medios es el criterio de menor coste unitario, en este caso cumplido a lo largo de todo el periodo por las simulaciones englobadas en “M1”, cuyas cifras de inversión -exclusivamente para buques- se recogen en la Figura 4.8. En relación con el nivel de servicio y el uso de la infraestructura del sistema gasista, ni emplear un buque de mayor capacidad elevaría considerablemente el nivel de servicio en el puerto de Barcelona -ver Figura 4.7-, ni tampoco la alternativa seleccionada parece que pudiera saturar la terminal dedicada a buques *small scale* de la terminal de Barcelona al como máximo registrarse 125 recargas -reducibles a 88 si se utilizasen buques de 12.500 m³-

Cifra de inversión requerida en medios de suministro

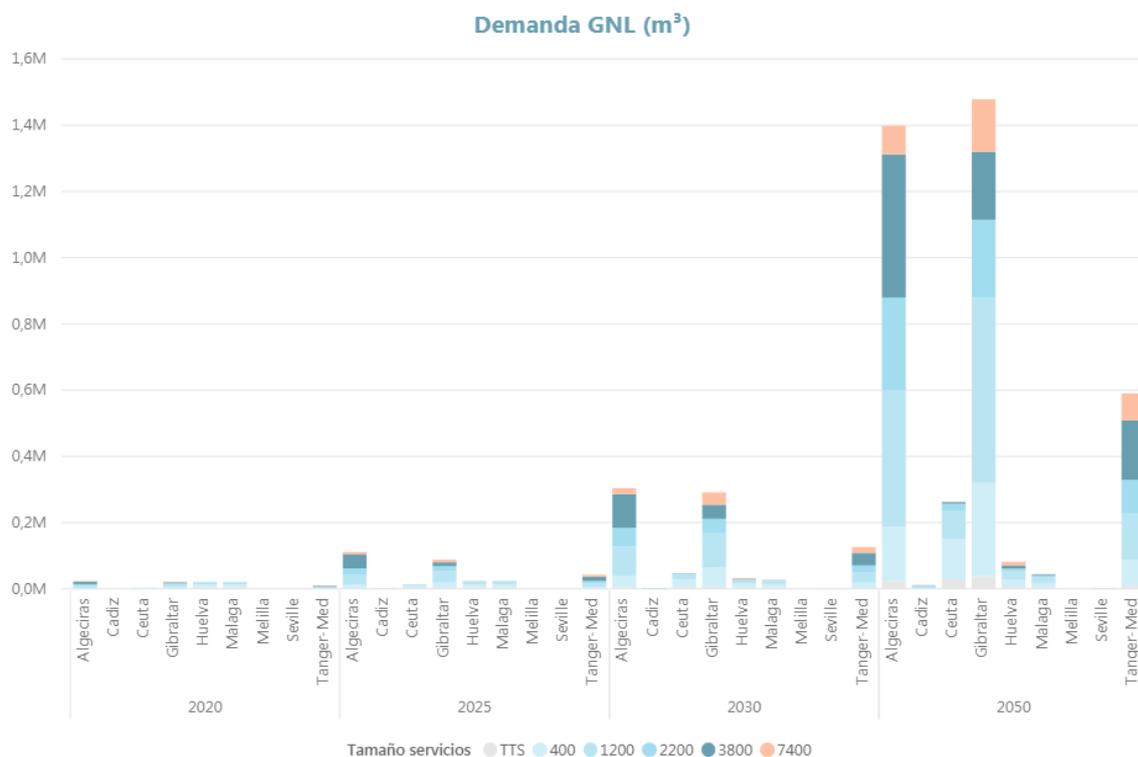


	2020	2025	2030	2050
Demanda (m³)	106.741	245.146	297.273	957.786
Nº Buques	1	1	1	2
Capacidad (m³)	5.000	5.000	5.000	7.500
Inversión buques	32M €	32M €	32M €	90M €
Terminales				
Capacidad Total				
Inversión terminales		0M €	0M €	0M €
Inversión Feeders				
Capacidad Feeder				
Inversión total	32M €	32M €	32M €	90M €
Coste unitario (€/MWh)	11,31 €	4,83 €	4,08 €	3,09 €

Figura 4.8 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Barcelona

4.2.2 Clúster de Huelva

Es con diferencia el clúster de mayor volumen del sistema al albergar no solo el puerto de Algeciras, lo que ya lo convertiría en el clúster con mayor potencial, sino también los puertos de Gibraltar y Tanger-Med, no pertenecientes al sistema portuario español, pero si en el rango de influencia de la terminal de GNL de Huelva.



PORT (m ³)	2020	2025	2030	2050
Gibraltar	21.725	88.137	291.081	1.478.033
Algeciras	23.467	111.310	304.075	1.398.404
Tanger-Med	10.349	42.702	126.273	589.871
Ceuta	3.285	13.666	47.053	262.143
Huelva	20.761	23.022	32.877	81.635
Malaga	20.678	22.984	26.548	44.463
Cadiz	264	1.148	2.596	11.006
Seville	18	81	218	1.301
Total	100.548	303.053	830.731	3.866.897

Figura 4.9 Demanda de GNL en el clúster de Huelva por año, tamaño de los servicios y puerto

A diferencia del clúster de Barcelona y otros similares -Sagunto- la demanda en este caso se encuentra bastante distribuida y a una distancia de navegación considerable -120 nm- de la terminal de almacenamiento de Huelva, lo que reducirá el rango de actividad de los medios, haciendo necesaria una capacidad de suministro mayor que en clústeres como Barcelona. Por esta razón además se simulará una alternativa con terminal de almacenamiento intermedia -M2- emplazada en el puerto de Algeciras, reflejada con color naranja en la Figura 4.10 y otra alternativa, reflejada en

amarillo -M3-, con un buque feeder, que actúa de nodriza en la bahía de Algeciras recargándose en la terminal de GNL de Huelva y aprovisionando los buques de suministro. Además, para estas dos alternativas de suministro se calculará el coste suponiendo que el buque de *feeder* se dedica íntegramente al servicio de bunker -M2/M3 Feeder Dedicado- y suponiendo que solo dedica el tiempo necesario -M2/M3- y se factura en formato de servicio. Hasta el año 2025 solo se consideran viables las alternativas con feeder dedicado ya que no se espera que existe un nivel adicional de actividad suficiente como para sustentar la ocupación completa de los buques de *feeder*.

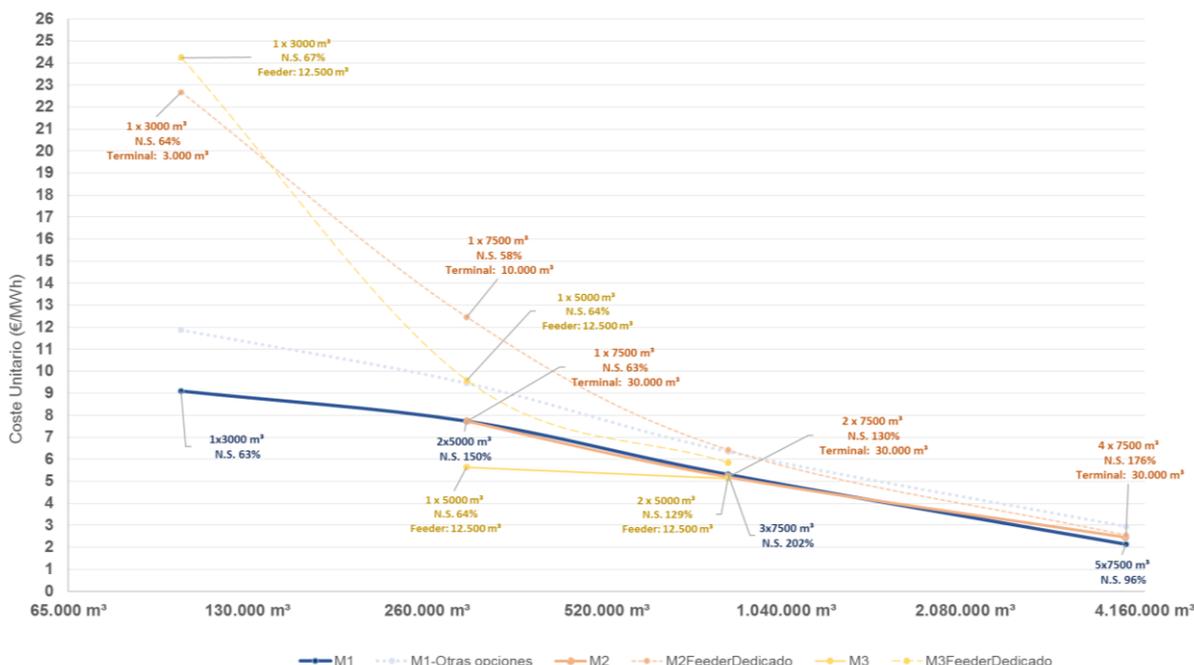


Figura 4.10 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Huelva

Dado que los costes de suministros son menores -ver Tabla 4.8-, se escoge la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento intermedia -M1- para los dos primeros periodos temporales.

En 2030 la alternativa en la que se plantea introducir un buque nodriza -M3- resulta la de menor coste, y si la demanda se desarrollase acorde a las estimaciones, esta alternativa podría servir como transición hacia un modelo con almacenamiento en Algeciras y empezar a reducir el nivel de ocupación en las terminales de carga y descarga de la terminal de GNL de Huelva. Además, podría ser la solución más competitiva ya en 2025 si se encontrase una actividad adicional y el buque nodriza pudiera considerarse no dedicado.

En 2050 la demanda estimada es muy elevada -aprox. 4M m³- y aunque los costes unitarios resulten algo superiores para las alternativas con terminal de almacenamiento, en comparación con la alternativa M1, esta última reduciría el número de operaciones de recarga en la terminal de GNL de Huelva desde 516 hasta 150, evitando lo que supondría la necesaria construcción de una o dos terminales de carga marítima adicional y elevaría considerablemente el nivel de servicio en el estrecho de Gibraltar al no requerirse el desplazamiento de la flota de suministro para su aprovisionamiento. El modelo con buque nodriza -M3- no es viable con demandas tan altas, ya que se requiere una disponibilidad mínima del buque nodriza en el puerto de Algeciras para recargar los buques de suministro.

Tabla 4.8 Resultados detallados de la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento -M1- para el clúster de Huelva

Port Method Scenario Year	Huelva HIVE2 LOW 2020	Huelva HIVE2 LOW 2025	Huelva HIVE2 LOW 2030	Huelva HIVE2 Low 2050
Click to open with simlog >>>	M1-2020-LOW-Huelva	M1-2025-LOW-Huelva	M1-2030-LOW-Huelva	M1-2050-Low-Huelva
Demand	100.529 m³	302.970 m³	830.503 m³	3.865.553 m³
STS (Ship to Ship)	91.218 m ³ - 110 serv.	288.957 m ³ - 279 serv.	801.800 m ³ - 733 serv.	3.754.546 m ³ - 3387 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	9.311 m ³ - 211 serv.	14.013 m ³ - 318 serv.	28.703 m ³ - 652 serv.	111.007 m ³ - 2522 serv.
Average Unit cost	9,10 €/MWh	7,73 €/MWh	5,31 €/MWh	2,13 €/MWh
SERVICE COST	€1.246.767	€2.395.138	€5.881.737	€22.251.960
RELOAD COST	€1.579.986	€2.877.090	€6.828.203	€31.918.494
FEEDERING	€0	€0	€0	€0
AUX. TERMINAL	€0	€0	€0	€0
INACTIVITY COST	€3.382.701	€10.626.329	€17.217.070	€1.782.241
Total cost	6.209.454 €	15.898.557 €	29.927.010 €	55.952.695 €
Total investment	€20.000.000	€64.000.000	€135.000.001	€235.920.779
Vessels	9,55 €/MWh	7,84 €/MWh	5,27 €/MWh	1,99 €/MWh
Port, size, service level	BP1 Algeciras 1 x 3000 m ³ 63% BP2	Algeciras 2 x 5000 m ³ 150%	Algeciras 3 x 7500 m ³ 202%	Gibraltar 5 x 7500 m ³ 96%
Terminals				
Port, terminal size				Ceuta: 1.000 m ³
TTS supply	4,67 €/MWh	5,55 €/MWh	6,36 €/MWh	7,01 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal? P1	Algeciras > From Huelva	Algeciras > From Huelva	Algeciras > From Huelva	Gibraltar > From Huelva
P2	Gibraltar > From Huelva	Gibraltar > From Huelva	Gibraltar > From Huelva	Algeciras > From Huelva
P3	Huelva > From Huelva	TangerMed > From Huelva	TangerMed > From Huelva	TangerMed > From Huelva
P4	Malaga > From Huelva	Huelva > From Huelva	Ceuta > From Huelva	Ceuta > From Huelva
P5	TangerMed > From Huelva	Malaga > From Huelva	Huelva > From Huelva	Huelva > From Huelva
Fees Cost impact	0,30 €/MWh	0,25 €/MWh	0,24 €/MWh	0,23 €/MWh
Income fee for IT	203.632 €	511.245 €	1.334.036 €	6.091.439 €
Vessel slots	30	58	107	501
Feeder slots	0	0	0	0
Truck slots	212	318	652	2523

Tabla 4.9 Resultados detallados de la alternativa con terminal de almacenamiento intermedia y feeder no dedicado -M2- para el clúster de Huelva

Port Method Scenario Year	Huelva HIVE2 Low 2020	Huelva HIVE2 Low 2025	Huelva HIVE2 Low 2030	Huelva HIVE2 Low 2050
Click to open with simlog >>>	M2-2020-Low-Huelva	M2-2025-Low-Huelva	M2-2030-Low-Huelva	M2-2050-Low-Huelva
Demand	100.529 m ³	302.970 m ³	830.503 m ³	3.865.553 m ³
STS (Ship to Ship)	91.218 m ³ - 110 serv.	288.957 m ³ - 279 serv.	801.800 m ³ - 733 serv.	3.754.546 m ³ - 3387 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	9.311 m ³ - 211 serv.	14.013 m ³ - 318 serv.	28.703 m ³ - 652 serv.	111.007 m ³ - 2522 serv.
Average Unit cost	14,55 €/MWh	7,72 €/MWh	5,19 €/MWh	2,46 €/MWh
SERVICE COST	€1.941.273	€3.569.426	€6.835.925	€22.859.127
RELOAD COST	€508.296	€765.762	€1.592.503	€5.642.407
FEEDERING	€2.140.923	€2.321.101	€6.123.226	€20.910.639
AUX. TERMINAL	€2.121.733	€4.156.713	€4.157.020	€4.157.172
INACTIVITY COST	€3.217.105	€5.054.420	€10.564.335	€10.902.458
Total cost	9.929.330 €	15.867.423 €	29.273.009 €	64.471.803 €
Total investment	€40.041.554	€81.695.847	€126.695.848	€255.082.488
Vessels	15,57 €/MWh	7,84 €/MWh	5,19 €/MWh	2,38 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2	Algeciras 1 x 3000 m ³ 64%	Algeciras 1 x 7500 m ³ 63%	Algeciras 2 x 7500 m ³ 130%
				Algeciras 4 x 7500 m ³ 176%
Terminals				
Port, terminal size	Algeciras: 3.000 m ³	Algeciras: 30.000 m ³	Algeciras: 30.000 m ³	Algeciras: 30.000 m ³
TTS supply	4,60 €/MWh	5,11 €/MWh	5,38 €/MWh	5,00 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal? P1	Algeciras > From Huelva	Algeciras > From Algeciras	Algeciras > From Algeciras	Gibraltar > From Algeciras
P2	Gibraltar > From Huelva	Gibraltar > From Huelva	Gibraltar > From Huelva	Algeciras > From Algeciras
P3	Huelva > From Huelva	TangerMed > From Algeciras	TangerMed > From Algeciras	TangerMed > From Algeciras
P4	Malaga > From Huelva	Huelva > From Huelva	Ceuta > From Huelva	Ceuta > From Huelva
P5	TangerMed > From Algeciras	Malaga > From Huelva	Huelva > From Huelva	Huelva > From Huelva
Fees Cost impact	0,37 €/MWh	0,31 €/MWh	0,29 €/MWh	0,28 €/MWh
Income fee for IT	253.611 €	628.477 €	1.633.218 €	7.235.690 €
Vessel slots	0	0	0	0
Feeder slots	39	12	32	151
Truck slots	207	267	493	889

Tabla 4.10 Resultados detallados de la alternativa con terminal de almacenamiento intermedia y feeder dedicado -M2FeederDedicado- para el clúster de Huelva

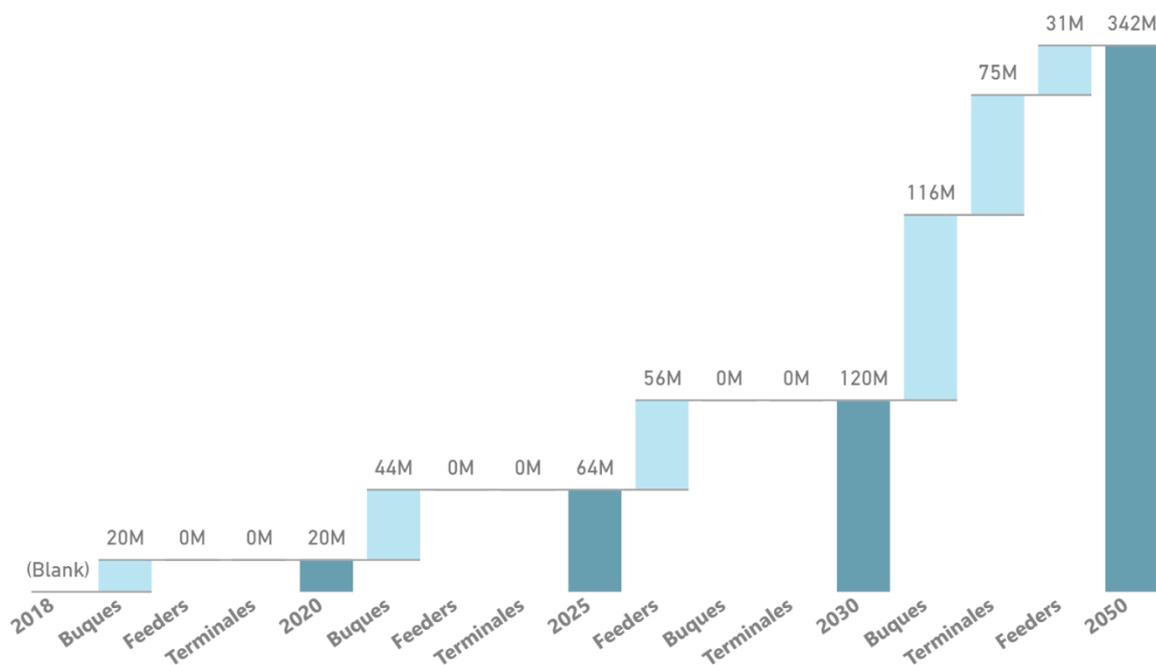
Port Method Scenario Year	Huelva HIVE2 Low 2020	Huelva HIVE2 Low 2025	Huelva HIVE2 Low 2030	Huelva HIVE2 LOW 2050
Click to open with simlog >>>	M2FeederDedicado-2020-Low-Huelva	M2FeederDedicado-2025-Low-Huelva	M2FeederDedicado-2030-Low-Huelva	M2FeederDedicado-2050-LOW-Huelva
Demand	100.529 m ³	302.970 m ³	830.503 m ³	3.854.547 m ³
STS (Ship to Ship)	91.218 m ³ - 110 serv.	288.957 m ³ - 279 serv.	801.800 m ³ - 733 serv.	3.743.816 m ³ - 3376 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	9.311 m ³ - 211 serv.	14.013 m ³ - 318 serv.	28.703 m ³ - 652 serv.	110.731 m ³ - 2516 serv.
Average Unit cost	22,67 €/MWh	12,45 €/MWh	6,43 €/MWh	2,55 €/MWh
SERVICE COST	€1.941.273	€3.553.248	€6.813.182	€22.611.588
RELOAD COST	€519.988	€1.165.544	€2.598.340	€5.623.543
FEEDERING	€7.668.866	€11.607.088	€12.751.214	€23.045.748
AUX. TERMINAL	€2.122.124	€4.611.201	€4.610.687	€4.157.173
INACTIVITY COST	€3.217.105	€4.665.269	€9.447.609	€11.156.224
Total cost	15.469.355 €	25.602.351 €	36.221.032 €	66.594.277 €
Total investment	€72.041.554	€141.639.105	€186.639.106	€342.082.488
Vessels	24,51 €/MWh	12,79 €/MWh	6,45 €/MWh	2,47 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2	Algeciras 1 x 3000 m ³ 64%	Algeciras 1 x 7500 m ³ 58%	Algeciras 2 x 7500 m ³ 118% Algeciras 4 x 7500 m ³ 179%
Terminals				
Port, terminal size		Algeciras: 3.000 m ³	Algeciras: 10.000 m ³	Algeciras: 10.000 m ³ Algeciras: 30.000 m ³
TTS supply	4,65 €/MWh	5,44 €/MWh	5,69 €/MWh	5,05 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal? P1	Algeciras > From Huelva	Algeciras > From Huelva	Algeciras > From Algeciras	Gibraltar > From Algeciras
P2	Gibraltar > From Huelva	Gibraltar > From Huelva	Gibraltar > From Huelva	Algeciras > From Algeciras
P3	Huelva > From Huelva	TangerMed > From Algeciras	TangerMed > From Algeciras	TangerMed > From Algeciras
P4	Malaga > From Huelva	Huelva > From Huelva	Ceuta > From Huelva	Ceuta > From Huelva
P5	TangerMed > From Huelva	Malaga > From Huelva	Huelva > From Huelva	Huelva > From Huelva
Fees Cost impact	0,37 €/MWh	0,27 €/MWh	0,25 €/MWh	0,28 €/MWh
Income fee for IT	255.183 €	555.020 €	1.397.181 €	7.216.034 €
Vessel slots	0	0	0	0
Feeder slots	39	35	97	150
Truck slots	212	301	493	889

Tabla 4.11 Resultados detallados de la alternativa con buque nodriza dedicado y no dedicado -M3- para el clúster de Huelva

Port Method Scenario Year	Huelva HIVE2 Low 2020	Huelva HIVE2 Low 2025	Huelva HIVE2 Low 2030	Huelva HIVE2 Low 2025	Huelva HIVE2 Low 2030
Click to open with simlog >>>	M3FeederDedicado-2020-Low-Huelva	M3FeederDedicado-2025-Low-Huelva	M3FeederDedicado-2030-Low-Huelva	M3-2025-Low-Huelva	M3-2030-Low-Huelva
Demand	100.529 m ³	302.970 m ³	830.503 m ³	302.970 m ³	830.503 m ³
STS (Ship to Ship)	91.218 m ³ - 110 serv.	288.957 m ³ - 279 serv.	801.800 m ³ - 733 serv.	288.957 m ³ - 279 serv.	801.800 m ³ - 733 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	9.311 m ³ - 211 serv.	14.013 m ³ - 318 serv.	28.703 m ³ - 652 serv.	14.013 m ³ - 318 serv.	28.703 m ³ - 652 serv.
Average Unit cost	24,26 €/MWh	9,58 €/MWh	5,84 €/MWh	5,63 €/MWh	5,13 €/MWh
SERVICE COST	€2.095.502	€3.136.339	€6.007.539	€3.136.339	€6.007.539
RELOAD COST	€251.826	€536.483	€1.414.777	€536.483	€1.414.777
FEEDERING	€10.579.025	€11.642.857	€16.925.512	€3.516.658	€12.964.306
AUX. TERMINAL	€0	€0	€0	€0	€0
INACTIVITY COST	€3.627.344	€4.395.717	€8.557.049	€4.395.717	€8.557.049
Total cost	16.553.697 €	19.711.395 €	32.904.877 €	11.585.196 €	28.943.671 €
Total investment	€76.000.000	€88.000.000	€120.000.000	€88.000.000	€120.000.000
Vessels	28,16 €/MWh	10,14 €/MWh	5,98 €/MWh	5,80 €/MWh	5,23 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2 BP3				
	Algeciras 1 x 3000 m ³ 67%	Algeciras 1 x 5000 m ³ 64%	Algeciras 2 x 5000 m ³ 129%	Algeciras 1 x 5000 m ³ 64%	Algeciras 2 x 5000 m ³ 129%
Feeders					
Size and Frequency	Vessel 12500 m ³ freq. 11 d. Dedicated: Si; Invest.: 56.000.000	Vessel 12500 m ³ freq. 6 d. Dedicated: Si; Invest.: 56.000.000	Vessel 12500 m ³ freq. 2 d. Dedicated: Si; Invest.: 56.000.000	Vessel 12500 m ³ freq. 6 d. Dedicated: No; Invest.: 56.000.000	Vessel 12500 m ³ freq. 2 d. Dedicated: No; Invest.: 56.000.000
TTS supply	3,13 €/MWh	4,09 €/MWh	4,98 €/MWh	4,09 €/MWh	4,98 €/MWh
Fees Cost impact	0,17 €/MWh	0,14 €/MWh	0,21 €/MWh	0,14 €/MWh	0,21 €/MWh
Income fee for IT	115.659 €	296.065 €	1.208.798 €	296.065 €	1.208.798 €
Vessel slots	0	0	0	0	0
Feeder slots	10	29	79	29	79
Truck slots	212	318	652	318	652

Habiendo seleccionado para 2020, 2025 la alternativa *M1*, para 2030 la alternativa *M3* y para 2050 la alternativa *M2FeederDedicado*, las inversiones necesarias para la implantación de estas cadenas de suministro se distribuirán a lo largo del periodo estudiado, tal y como recoge la siguiente gráfica:

Cifra de inversión requerida en medios de suministro



	2020	2025	2030	2050
Demanda (m³)	100.529	302.970	830.503	3.854.547
Nº Buques	1	2	2	4
Capacidad (m³)	3.000	5.000	5.000	7.500
Inversión buques	20M €	64M €	64M €	180M €
Terminales				2
Capacidad Total (m³)				31.000
Inversión terminales				75M €
Inversion Feeders			56M €	87M €
Capacidad Feeder			12.500	30.000
Inversión total	20M €	64M €	120M €	342M €
Coste unitario (€/MWh)	9,10 €	7,73 €	5,13 €	2,55 €

Figura 4.11 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Huelva

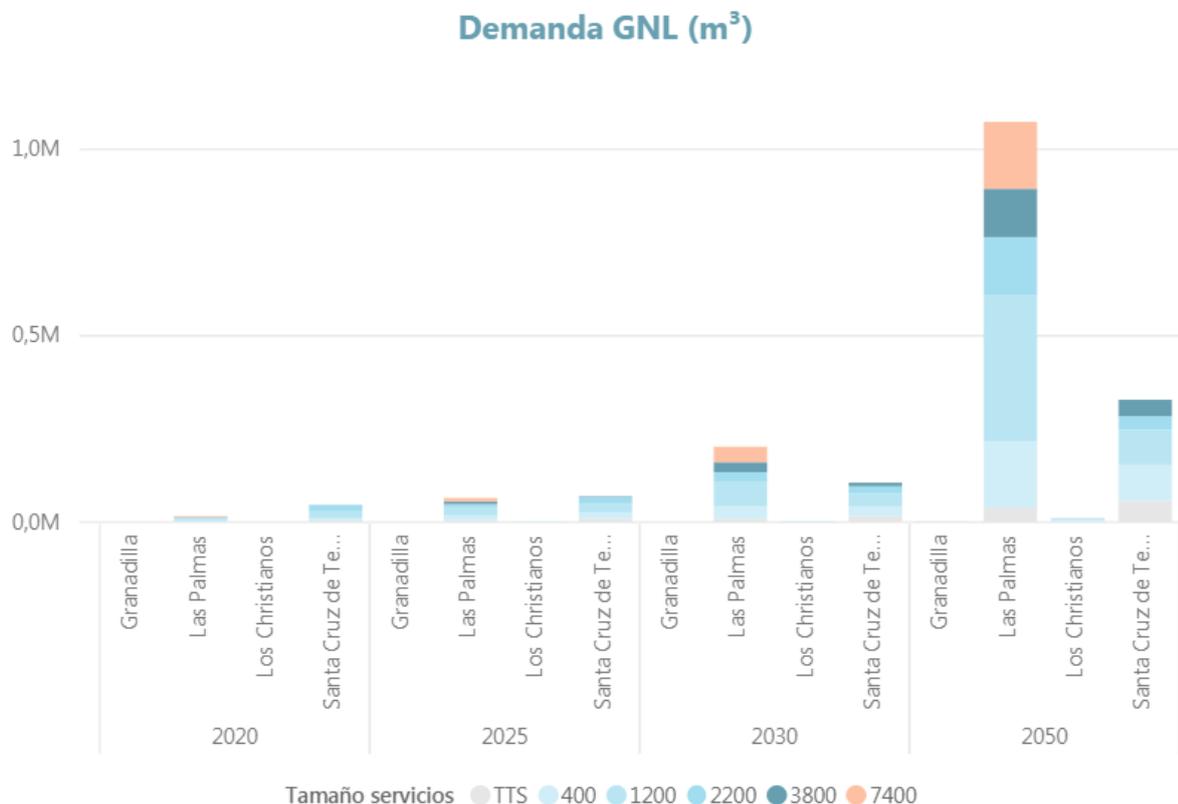
Estas cifras incluyen las inversiones necesarias en buques para el servicio de *feeder* entre la terminal de GNL de Huelva y la terminal de almacenamiento intermedia, que se implantaría en el puerto de Algeciras, ya que se opta por la solución de *feeder* dedicado en el último periodo -el único en el que se adoptarían una alternativa con almacenamiento intermedio- dada la elevada demanda.

En general, en los resultados se observa un coste unitario de suministro superior al del clúster de Barcelona en más de 2 €/MWh para mismos niveles de demanda, debido en gran parte a la navegación necesaria para realizar la operativa de aprovisionamiento en este clúster, pero también por mantenerse unos niveles de servicio mayores, con el objetivo de mantener una alta disponibilidad de medios en el estrecho de Gibraltar ya que la demanda está mucho más distribuida que en Barcelona y por su carácter de corredor marítimo registrará muchas más operaciones enfocadas al mercado de navegación *spot*.

Al optar por una solución con almacenamiento intermedia y *feeder* para el periodo final, el número de operaciones de carga a buques en la terminal de Huelva no superarán las 150. Sin embargo, a diferencia de Barcelona, la terminal de Huelva no contará con infraestructura dedicada a este servicio, por lo que habrá de programarse su operativa en conjunto con la de descargas de grandes buques metaneros. En el capítulo 5.3 se realizará una valoración más en profundidad si el máximo de 232 recargas esperado en el año 2030 requeriría de inversiones adicionales en esta terminal.

4.2.3 Clúster de Granadilla

El clúster de Granadilla formado por los puertos de las Islas Canarias es el segundo con mayor volumen del sistema y ya hoy uno de los más activos habiéndose registrado más de 10 suministros STS a buques crucero en el último año.



PORT (m ³)	2020	2025	2030	2050
Las Palmas	16.112	64.764	202.655	1.074.053
Santa Cruz de Tenerife	46.426	68.915	105.868	328.481
Los Christianos	383	1.837	3.032	10.644
Granadilla	22	96	246	1.116
Total	62.943	135.613	311.802	1.414.294

Figura 4.12 Demanda de GNL en el clúster de Granadilla por año, tamaño de los servicios y puerto

Sin embargo, actualmente las Islas Canarias no cuentan con ninguna fuente de aprovisionamiento cercana, siendo la terminal de almacenamiento más cercana, la terminal de Huelva.. Por esta razón en este informe, se busca comparar el coste que supondría el suministro de bunkering con la opción de una terminal *big scale* en Granadilla, respecto de la alternativa propuesta por el regulador.

Para una correcta simulación se añade como demanda complementaria la demanda estimada para los ciclos combinados en las Islas Canarias. Las principales características de las distintas alternativas simuladas para este clúster se detallan a continuación:

Alternativa M1: suministro de bunkering sin terminales intermedias

- Existe la terminal de importación GNL de Granadilla.

- Los buques de suministro se aprovisionarán directamente de la terminal de Granadilla.
- Solo se considera la inversión en buques de suministro.

Alternativa M2: suministro de bunkering con terminales intermedias

- Existe la terminal de importación GNL de Granadilla
- Se desarrolla una terminal de almacenamiento intermedia para aprovisionar la demanda del ciclo combinado de la isla de Gran Canaria y de bunkering, que será alimentada por buques de transporte *-feeder-* que se aprovisionan en Granadilla y no realizan bunkering.
- Estos buques de transporte podrán dedicar todo su tiempo a este mercado - *M2FeederDedicado*- o realizar servicios puntuales *-M2-* permitiendo disminuir los costes unitarios de suministros al elevarse el nivel de actividad y reducirse la inactividad.
- Los buques de bunkering se aprovisionarán en la terminal intermedia del puerto de Las Palmas y no en Granadilla.
- El coste y la cifra de inversión del buque de *feeder* y de la terminal de almacenamiento intermedia se reparten proporcionalmente entre la demanda de bunkering y la de generación eléctrica.
- Solo se reflejan los costes correspondientes al suministro de bunkering y no de los ciclos combinados.

Alternativa M2 desde Huelva: terminales intermedias en Las Palmas y Tenerife aprovisionadas desde Huelva

- NO existe la terminal de importación GNL de Granadilla
- Se desarrolla una terminal de almacenamiento intermedia en cada una de las islas capitalinas para aprovisionar la demanda del ciclo combinado y de bunkering, que será alimentada por buques de transporte que se aprovisionan en Huelva y no realizan bunkering.
- Los buques de transporte se consideran completamente dedicados al aprovisionamiento de GNL de las Islas Canarias.
- Los buques de bunkering se aprovisionarán en las terminales intermedias establecidas en las Islas.
- El coste y la cifra de inversión del buque de *feeder* y de la terminal de almacenamiento intermedia se reparten proporcionalmente entre la demanda de bunkering y la de generación eléctrica.
- Solo se reflejan los costes correspondientes al suministro de bunkering y no de los ciclos combinados.

Para cada una de estas alternativas se recoge de manera gráfica en la Figura 4.13 los resultados de coste unitario frente a demanda para las distintas alternativas y en la Tabla 4.12, Tabla 4.13 y Tabla 4.14 los resultados detallados de todas las simulaciones realizadas.

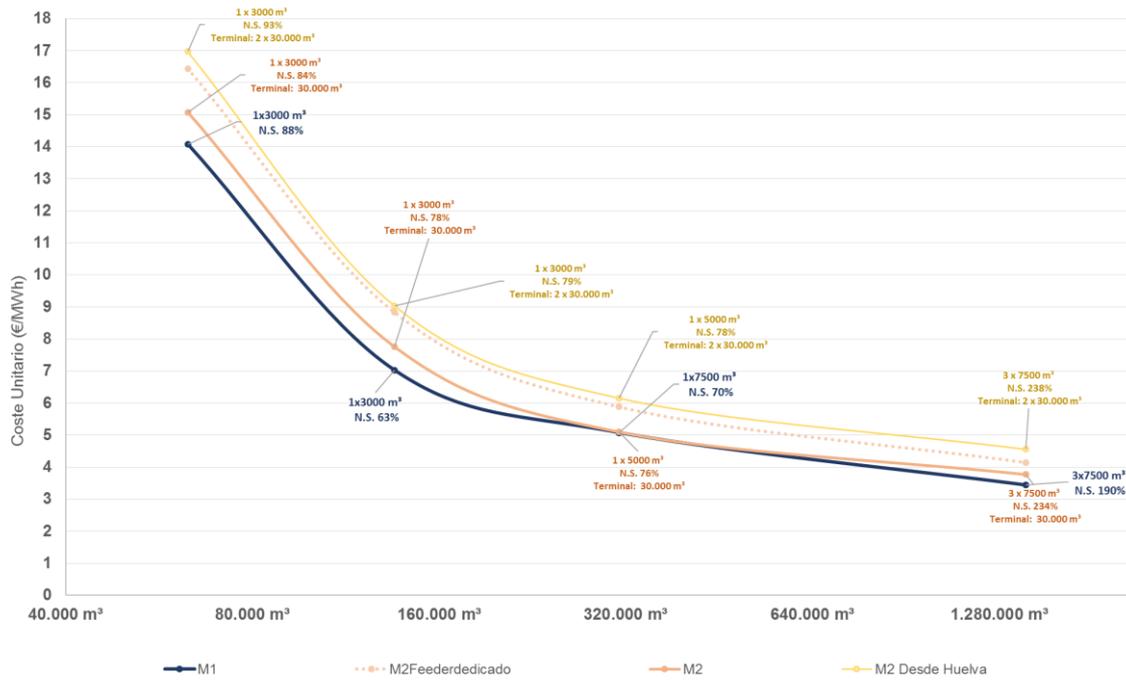


Figura 4.13 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Granadilla

Tabla 4.12 Resultados detallados de la alternativa de suministro desde Granadilla para las Islas Canarias

Port Method Scenario Year	Granadilla HIVE2 Low 2020	Granadilla HIVE2 Low 2025	Granadilla HIVE2 Low 2030	Granadilla HIVE2 Low 2050
Click to open with simlog >>>	M1-2020-Low-Granadilla	M1-2025-Low-Granadilla	M1-2030-Low-Granadilla	M1-2050-Low-Granadilla
Demand	62.943 m ³	135.613 m ³	311.802 m ³	1.414.294 m ³
STS (Ship to Ship)	59.086 m ³ - 59 serv.	120.786 m ³ - 131 serv.	285.583 m ³ - 279 serv.	1.316.361 m ³ - 1298 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	3.857 m ³ - 87 serv.	14.826 m ³ - 336 serv.	26.218 m ³ - 595 serv.	97.933 m ³ - 2225 serv.
Average Unit cost	14,08 €/MWh	7,02 €/MWh	5,08 €/MWh	3,44 €/MWh
SERVICE COST	€791.269	€1.506.252	€2.775.146	€9.871.282
RELOAD COST	€550.135	€1.698.670	€2.408.653	€10.456.360
FEEDERING	€0	€0	€0	€0
AUX. TERMINAL	€0	€0	€0	€0
INACTIVITY COST	€4.674.936	€3.261.400	€5.563.654	€12.668.690
Total cost	6.016.340 €	6.466.322 €	10.747.453 €	32.996.332 €
Total investment	€20.000.000	€20.000.000	€45.000.000	€135.000.001
Vessels	14,68 €/MWh	7,26 €/MWh	5,05 €/MWh	3,27 €/MWh
Port, size, service level	BP1 Santa Cruz de Tenerife 1 x 3000 m ³ 88% BP2	Las Palmas 1 x 3000 m ³ 63%	Las Palmas 1 x 7500 m ³ 70%	Las Palmas 3 x 7500 m ³ 190%
TTS supply	4,84 €/MWh	5,08 €/MWh	5,35 €/MWh	5,63 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal? P1	Santa Cruz de Tenerife > From Granadilla	Santa Cruz de Tenerife > From Granadilla	Las Palmas > From Granadilla	Las Palmas > From Granadilla
P2	Las Palmas > From Granadilla	Las Palmas > From Granadilla	Santa Cruz de Tenerife > From Granadilla	Santa Cruz de Tenerife > From Granadilla
P3	Los Christianos > From Granadilla	Los Christianos > From Granadilla	Los Christianos > From Granadilla	Los Christianos > From Granadilla
P4	Granadilla > From Granadilla	Granadilla > From Granadilla	Granadilla > From Granadilla	Granadilla > From Granadilla
P5				
Fees Cost impact	0,27 €/MWh	0,32 €/MWh	0,29 €/MWh	0,27 €/MWh
Income fee for IT	115.814 €	291.971 €	611.925 €	2.622.487 €
Vessel slots	20	40	38	176
Feeder slots	0	0	0	0
Truck slots	88	337	596	2226

Tabla 4.13 Resultados detallados de la alternativa de suministro M2 desde Granadilla

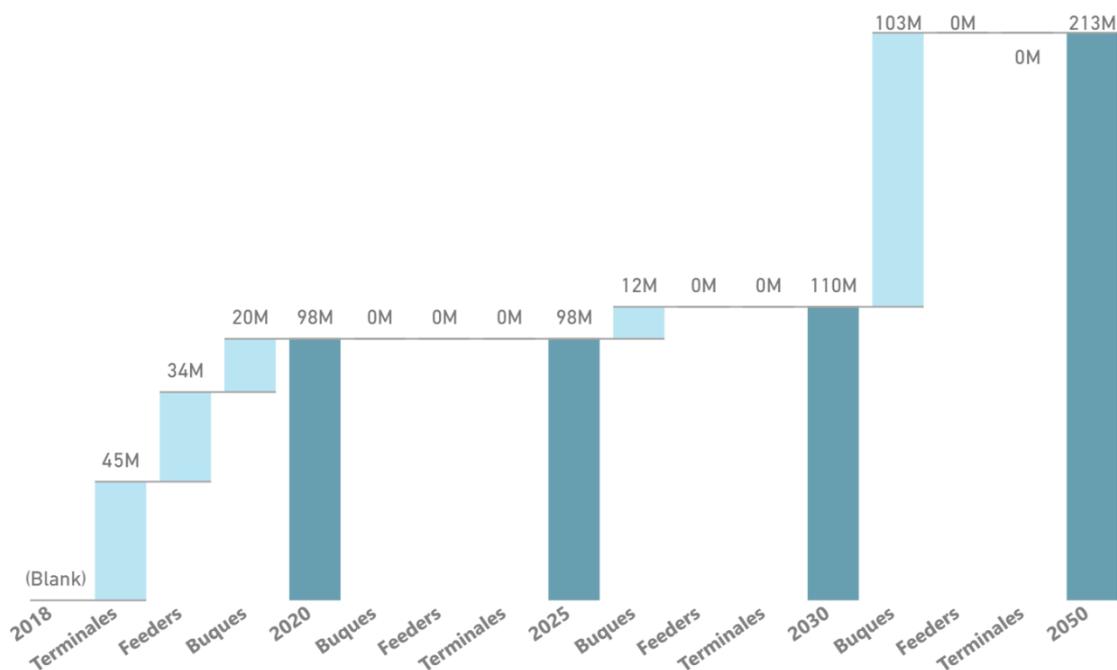
Port Method Scenario Year	Granadilla HIVE2 Low 2020	Granadilla HIVE2 Low 2025	Granadilla HIVE2 Low 2030	Granadilla HIVE2 Low 2050
Click to open with simlog >>>	M2FeederDedicado-2020-BASIC-Granadilla	M2FeederDedicado-2025-BASIC-Granadilla	M2FeederDedicado-2030-BASIC-Granadilla	M2FeederDedicado-2050-BASIC-Granadilla
Demand	62.943 m ³	135.613 m ³	311.802 m ³	1.506.605 m ³
STS (Ship to Ship)	59.086 m ³ - 59 serv.	120.786 m ³ - 131 serv.	285.583 m ³ - 279 serv.	1.407.419 m ³ - 1347 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	3.857 m ³ - 87 serv.	14.826 m ³ - 336 serv.	26.218 m ³ - 595 serv.	99.186 m ³ - 2254 serv.
Average Unit cost	16,44 €/MWh	8,83 €/MWh	5,89 €/MWh	4,15 €/MWh
SERVICE COST	€1.100.314	€1.437.941	€2.223.944	€9.465.438
RELOAD COST	€246.788	€657.892	€1.111.424	€3.786.152
FEEDERING	€1.087.407	€1.964.526	€3.965.057	€11.208.661
AUX. TERMINAL	€359.900	€635.908	€1.213.744	€3.525.903
INACTIVITY COST	€4.230.103	€3.435.616	€3.947.477	€14.435.069
Total cost	7.024.512 €	8.131.883 €	12.461.645 €	42.421.223 €
Total investment	€43.658.079	€43.658.079	€55.658.079	€170.755.157
Vessels	17,24 €/MWh	9,38 €/MWh	6,03 €/MWh	4,23 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2 Las Palmas 1 x 3000 m ³ 83%	Las Palmas 1 x 3000 m ³ 75%	Las Palmas 1 x 5000 m ³ 68%	Las Palmas 3 x 7500 m ³ 212%
Terminals				
Port, terminal size	Las Palmas: 5.000 m ³	Las Palmas: 5.000 m ³	Las Palmas: 5.000 m ³	Las Palmas: 10.000 m ³
Feeders				
Size and Frequency	Vessel 5000 m ³ freq. 3 d. Dedicated: Si; Invest.: 12.392.157	Vessel 5000 m ³ freq. 3 d. Dedicated: Si; Invest.: 12.392.157	Vessel 5000 m ³ freq. 2 d. Dedicated: Si; Invest.: 12.392.157	Vessel 12500 m ³ freq. 2 d. Dedicated: Si; Invest.: 21.686.275
TTS supply	4,17 €/MWh	4,35 €/MWh	4,31 €/MWh	2,99 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal?	P1 Las Palmas > From Granadilla P2 Santa Cruz de Tenerife > From Granadilla P3 Los Christianos > From Granadilla P4 Granadilla > From Granadilla	Las Palmas > From Granadilla Santa Cruz de Tenerife > From Granadilla Los Christianos > From Granadilla Granadilla > From Granadilla	Las Palmas > From Las Palmas Santa Cruz de Tenerife > From Granadilla Los Christianos > From Granadilla Granadilla > From Granadilla	Las Palmas > From Las Palmas Santa Cruz de Tenerife > From Granadilla Los Christianos > From Granadilla Granadilla > From Granadilla
Fees Cost impact	0,25 €/MWh	0,25 €/MWh	0,25 €/MWh	0,21 €/MWh
Income fee for IT	105.595 €	227.508 €	523.089 €	2.151.510 €
Vessel slots	0	0	0	0
Feeder slots	108	125	167	223
Truck slots	0	0	0	0

Tabla 4.14 Resultados detallados de la alternativa de suministro M2 desde Huelva para las Islas Canarias

Port Method Scenario Year	Huelva HIVE2 Low 2020	Huelva HIVE2 Low 2025	Huelva HIVE2 Low 2030	Huelva HIVE2 Low 2050
Click to open with simlog >>>	M2 Desde Huelva-2020-Low-Huelva	M2 Desde Huelva-2025-Low-Huelva	M2 Desde Huelva-2030-Low-Huelva	M2 Desde Huelva-2050-Low-Huelva
Date + Time	220720_185426	220720_185443	220720_185501	220720_185518
Demand	62.943 m³	135.613 m³	311.802 m³	1.414.294 m³
STS (Ship to Ship)	59.086 m ³ - 59 serv.	120.786 m ³ - 131 serv.	285.583 m ³ - 279 serv.	1.316.361 m ³ - 1298 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	3.857 m ³ - 87 serv.	14.826 m ³ - 336 serv.	26.218 m ³ - 595 serv.	97.933 m ³ - 2225 serv.
Average Unit cost	16,40 €/MWh	8,91 €/MWh	6,40 €/MWh	4,60 €/MWh
SERVICE COST	€772.090	€1.388.798	€2.153.148	€9.005.701
RELOAD COST	€261.506	€866.983	€487.180	€1.725.117
FEEDERING	€995.663	€1.925.888	€5.079.080	€13.521.516
AUX. TERMINAL	€231.128	€442.251	€1.258.057	€2.973.633
INACTIVITY COST	€4.745.054	€3.581.334	€4.571.596	€16.892.303
Total cost	7.005.440 €	8.205.255 €	13.549.061 €	44.118.271 €
Total investment	€98.277.320	€98.277.320	€110.277.320	€213.277.322
Vessels	16,97 €/MWh	9,04 €/MWh	6,16 €/MWh	4,56 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2 Santa Cruz de Tenerife 1 x 3000 m ³ 93%	Las Palmas 1 x 3000 m ³ 79%	Las Palmas 1 x 5000 m ³ 78%	Las Palmas 3 x 7500 m ³ 238%
Terminals				
Port, terminal size	Santa Cruz de Tenerife: 30.000 m ³ Las Palmas: 30.000 m ³	Santa Cruz de Tenerife: 30.000 m ³ Las Palmas: 30.000 m ³	Las Palmas: 30.000 m ³ Santa Cruz de Tenerife: 30.000 m ³	Las Palmas: 30.000 m ³ Santa Cruz de Tenerife: 30.000 m ³
Feeders				
Size and Frequency	Vessel 30000 m ³ freq. 9 d. Dedicated: Si; Invest.: 33.691.176	Vessel 30000 m ³ freq. 8 d. Dedicated: Si; Invest.: 33.691.176	Vessel 30000 m ³ freq. 7 d. Dedicated: Si; Invest.: 33.691.176	Vessel 30000 m ³ freq. 4 d. Dedicated: Si; Invest.: 33.691.176
TTS supply	7,58 €/MWh	7,87 €/MWh	9,06 €/MWh	5,11 €/MWh
Fees Cost impact	0,24 €/MWh	0,24 €/MWh	0,24 €/MWh	0,24 €/MWh
Income fee for IT	104.175 €	224.417 €	515.981 €	2.340.430 €
Vessel slots				
Feeder slots	41	44	51	94
Truck slots				

Finalmente, y aunque la alternativa de suministro real que se implante dependerá de las decisiones tomadas por el Ministerio de Energía y la CNMC, se opta por la alternativa de terminales de almacenamiento de mediano tamaño en las Islas Canarias, y **se selecciona la alternativa M2 desde Huelva.**

Cifra de inversión requerida en medios de suministro

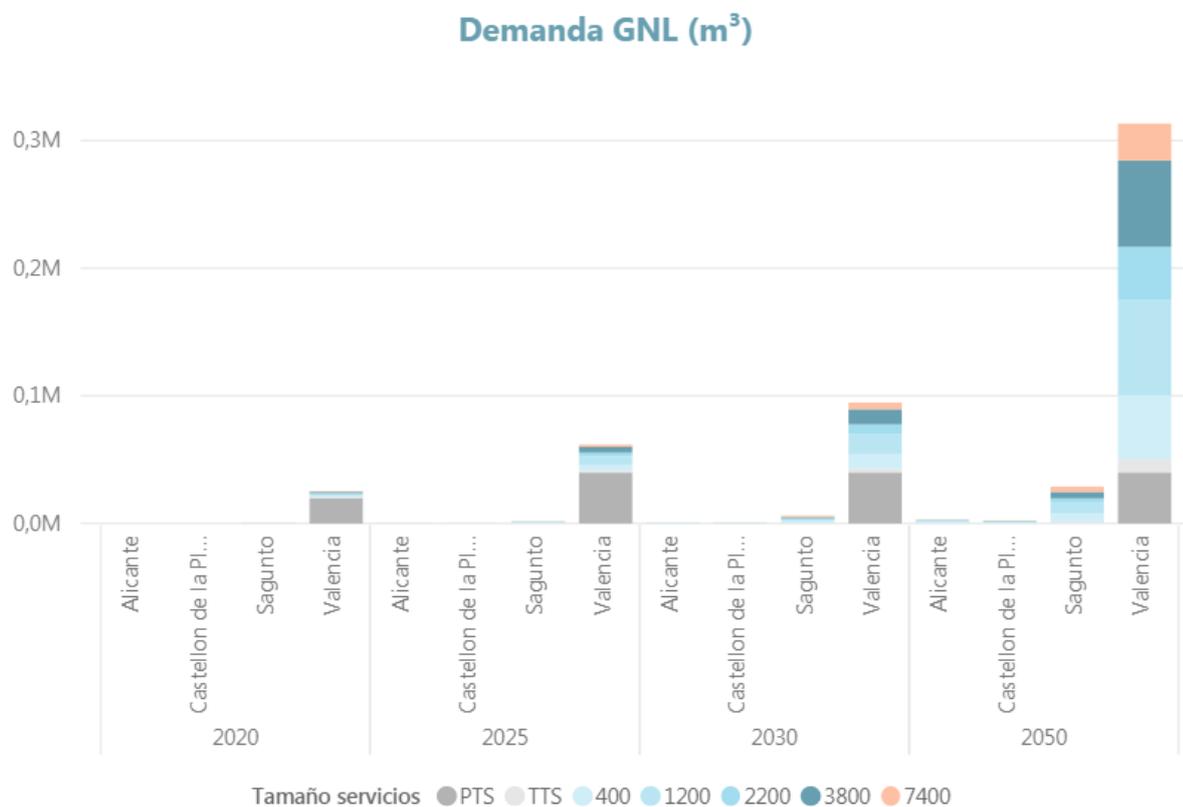


	2020	2025	2030	2050
Demanda (m³)	62.943	135.613	311.802	1.414.294
Nº Buques	1	1	1	3
Capacidad (m³)	3.000	3.000	5.000	7.500
Inversión buques	20M €	20M €	32M €	135M €
Terminales	2	2	2	2
Capacidad Total (m³)	60.000	60.000	60.000	60.000
Inversión terminales				
Inversion Feeders			34M €	34M €
Capacidad Feeder	30.000	30.000	30.000	30.000
Inversión total	98M €	98M €	110M €	213M €
Coste unitario (€/MWh)	16,07 €	8,91 €	6,40 €	4,60 €

Figura 4.14 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Granadilla

4.2.4 Clúster de Sagunto

El clúster de Sagunto es muy similar en su composición al de Barcelona con la demanda concentrada en el puerto de Valencia, que, aunque no pertenezca al mismo recinto portuario que la terminal de GNL, se encuentra a una distancia poco relevante de 10 nm de la terminal de GNL de Sagunto.



PORT (m ³)	2020	2025	2030	2050
Valencia	25.351	61.769	94.710	313.411
Sagunto	392	1.548	6.083	28.938
Alicante	62	282	632	2.722
Castellon de la Plana	34	132	455	2.338
Total	25.840	63.730	101.879	347.409

Figura 4.15 Demanda de GNL en el clúster de Sagunto por año, tamaño de los servicios y puerto

Dada la similitud con el puerto de Barcelona se simularán las mismas alternativas de suministro, y se analizará la terminal de almacenamiento idónea para suministrar la demanda PTS estimada para el puerto de Valencia.

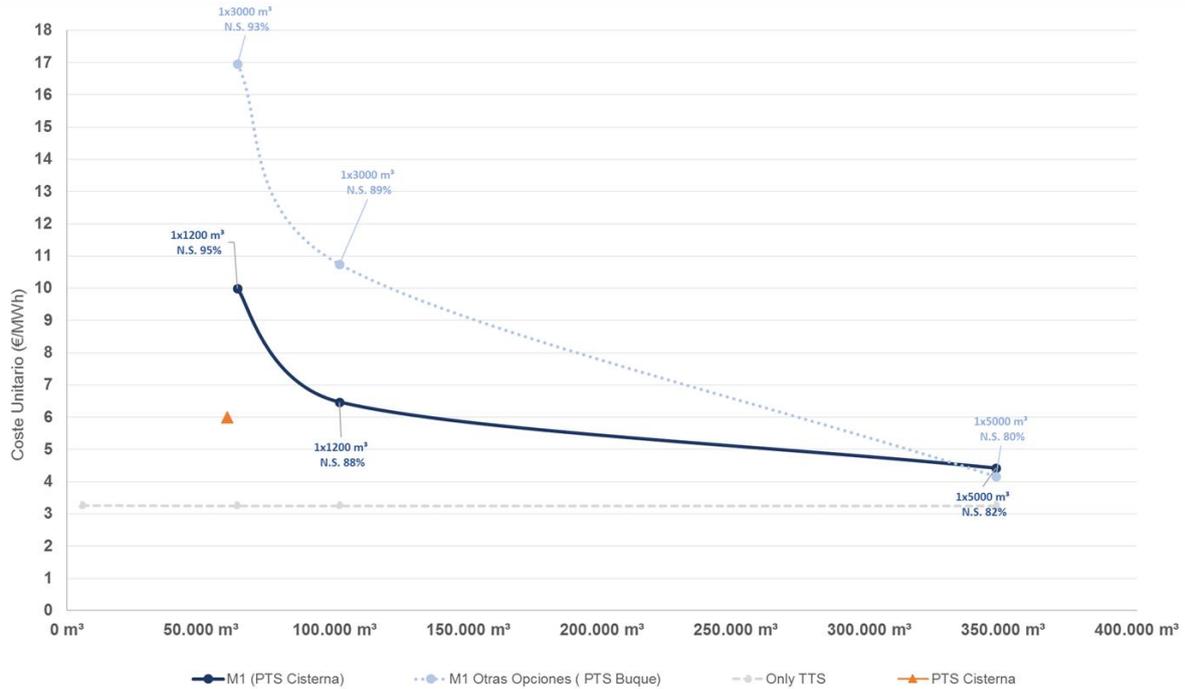


Figura 4.16 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Sagunto

Igual que Barcelona, éste es un clúster con un solo puerto con demanda significativa y muy cercano a la terminal de importación, por lo que, en comparación con otros puertos más lejanos de la terminal de importación, se reducirán los costes de suministro finales. En relación con la demanda STS, se observa una mejora muy pequeña por introducir alternativas con mayor nivel de servicio, ya que dada la cercanía del puerto de Valencia con la terminal de GNL de Sagunto y la ausencia de puertos con otras demandas considerables los medios de suministro pasarán la mayor parte de su tiempo en Valencia. A excepción del primer periodo temporal para el que se adoptará una solución con suministro solo TTS -línea gris- se seleccionará M1 como alternativa para el suministro STS. La demanda PTS estimada -60.000 m³- se suministraría mediante una terminal de 1.000 m³, alimentada por cisternas, resultando en un coste aproximado de 6 €/MWh, coste que solo se veía mejorado por el suministro STS en el último periodo temporal.

Tabla 4.15 Resultados detallados de la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento intermedia para el clúster de Sagunto

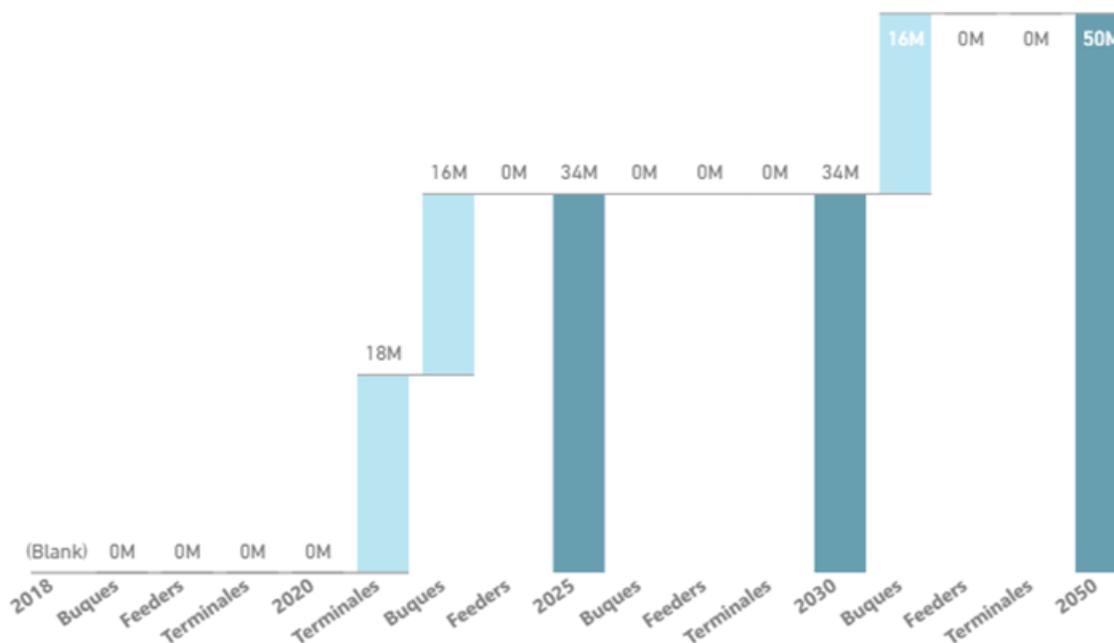
Port Method Scenario Year	Sagunto HIVE2 LOW 2020	Sagunto HIVE2 LOW 2025	Sagunto HIVE2 LOW 2030	Sagunto HIVE2 LOW 2050
Click to open with simlog >>>	Only TTS-2020-LOW-Sagunto	M1-2025-LOW-Sagunto	M1-2030-LOW-Sagunto	M1-2050-LOW-Sagunto
Demand	25.840 m ³	63.730 m ³	101.879 m ³	347.409 m ³
STS (Ship to Ship)	0 m ³ - 0 serv.	22.340 m ³ - 22 serv.	58.622 m ³ - 56 serv.	295.444 m ³ - 265 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	40.000 m ³	40.000 m ³	40.000 m ³
TTS (Truck to ship)	25.840 m ³ - 6 serv.	1.390 m ³ - 31 serv.	3.258 m ³ - 74 serv.	11.965 m ³ - 271 serv.
Average Unit cost	3,27 €/MWh	9,99 €/MWh	6,47 €/MWh	4,43 €/MWh
SERVICE COST	€350.776	€673.592	€716.895	€1.773.201
RELOAD COST	€222.883	€855.676	€1.097.178	€2.191.638
FEEDERING	€0	€0	€0	€0
AUX. TERMINAL	€0	€1.398.838	€1.398.838	€1.398.838
INACTIVITY COST	€0	€1.392.959	€1.264.389	€5.075.608
Total cost	573.658 €	4.321.065 €	4.477.301 €	10.439.286 €
Total investment	€0	€33.515.566	€33.515.566	€49.515.566
Vessels	0,00 €/MWh	14,42 €/MWh	5,79 €/MWh	4,03 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2	Valencia 1 x 1200 m ³ 95%	Valencia 1 x 1200 m ³ 88%	Valencia 1 x 5000 m ³ 82%
Terminals				
Port, terminal size		Valencia: 1.000 m ³	Valencia: 1.000 m ³	Valencia: 1.000 m ³
PTS supply	0,00 €/MWh	7,74 €/MWh	7,74 €/MWh	7,74 €/MWh
From Truck or Vessel?	P1 P2	Valencia > Truck	Valencia > Truck	Valencia > Truck
TTS supply	3,27 €/MWh	3,27 €/MWh	3,26 €/MWh	3,25 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal?	P1 P2 P3 P4 P5	Valencia > From Sagunto Sagunto > From Sagunto Alicante > From Sagunto Castellon de la Plana > From Sagunto	Valencia > From Sagunto Sagunto > From Sagunto Alicante > From Sagunto Castellon de la Plana > From Sagunto	Valencia > From Sagunto Sagunto > From Sagunto Alicante > From Sagunto Castellon de la Plana > From Sagunto
Fees Cost impact	1,27 €/MWh	0,91 €/MWh	0,69 €/MWh	0,41 €/MWh
Income fee for IT	222.224 €	395.251 €	479.720 €	970.083 €
Vessel slots	0	22	57	70
Feeder slots	0	0	0	0
Truck slots	595	972	1057	1453

Tabla 4.16 Resultados detallados de la alternativa de M1-Otras opciones para el clúster de Sagunto

Port Method Scenario Year	Sagunto HIVE2 Low 2025	Sagunto HIVE2 Low 2030	Sagunto HIVE2 Low 2050
Click to open with simlog >>>	M1-Otras opciones-2025-Low-Sagunto	M1-Otras opciones-2030-Low-Sagunto	M1-Otras opciones-2050-Low-Sagunto
Demand	63.730 m ³	101.879 m ³	347.409 m ³
STS (Ship to Ship)	22.340 m ³ - 22 serv.	58.622 m ³ - 56 serv.	295.444 m ³ - 265 serv.
PTS (Port to Ship)	40.000 m ³	40.000 m ³	40.000 m ³
TTS (Truck to ship)	1.390 m ³ - 31 serv.	3.258 m ³ - 74 serv.	11.965 m ³ - 271 serv.
Average Unit cost	16,97 €/MWh	10,75 €/MWh	4,15 €/MWh
SERVICE COST	€252.500	€494.141	€1.800.118
RELOAD COST	€3.837.340	€2.712.600	€2.418.031
FEEDERING	€0	€0	€0
AUX. TERMINAL	€1.398.838	€1.398.838	€1.398.838
INACTIVITY COST	€1.850.875	€2.826.186	€4.178.731
Total cost	7.339.553 €	7.431.766 €	9.795.719 €
Total investment	€37.515.566	€37.515.566	€49.515.566
Vessels	14,68 €/MWh	9,15 €/MWh	3,59 €/MWh
Port, size, service level	BP1 Valencia 1 x 3000 m ³ 93% BP2	Valencia 1 x 3000 m ³ 89%	Valencia 1 x 5000 m ³ 80%
Terminals			
Port, terminal size	Valencia: 1.000 m ³	Valencia: 1.000 m ³	Valencia: 1.000 m ³
PTS supply	18,72 €/MWh	13,69 €/MWh	8,60 €/MWh
From Truck or Vessel?	P1 Valencia > Vessel P2 P3	Valencia > Vessel	Valencia > Vessel
TTS supply	3,27 €/MWh	3,26 €/MWh	3,25 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal?	P1 Valencia > From Sagunto P2 Sagunto > From Sagunto P3 Alicante > From Sagunto P4 Castellon de la Plana > From Sagunto P5	Valencia > From Sagunto Sagunto > From Sagunto Alicante > From Sagunto Castellon de la Plana > From Sagunto	Valencia > From Sagunto Sagunto > From Sagunto Alicante > From Sagunto Castellon de la Plana > From Sagunto
Fees Cost impact	0,27 €/MWh	0,29 €/MWh	0,29 €/MWh
Income fee for IT	115.233 €	198.235 €	685.666 €
Vessel slots	24	39	79
Feeder slots	0	0	0
Truck slots	63	148	544

Habiendo seleccionado la alternativa M1 para todos los periodos temporales excepto 2020 -solo se suministra mediante TTS- y 2050 -que presenta un menor coste si se aprovisionan las terminales PTS con el buque de buque de bunkering- las inversiones requeridas son:

Cifra de inversión requerida en medios de suministro

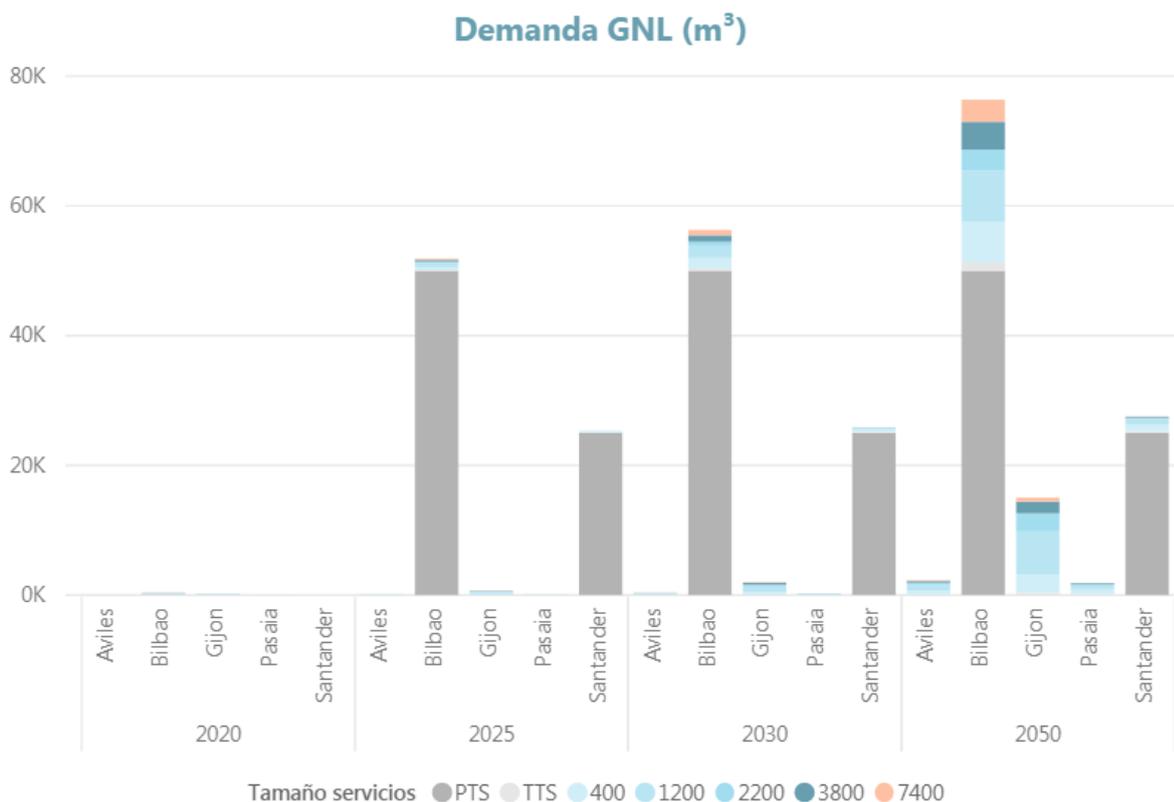


	2020	2025	2030	2050
Demanda (m³)	25.840	63.730	101.879	347.409
Nº Buques	0	1	1	1
Capacidad (m³)		1.200	1.200	5.000
Inversión buques		16M €	16M €	32M €
Terminales		1	1	1
Capacidad Total		1.000	1.000	1.000
Inversión terminales		18M €	18M €	18M €
Inversion Feeders				
Capacidad Feeder				
Inversión total	0M €	34M €	34M €	50M €
Coste unitario (€/MWh)	3,27 €	9,99 €	6,47 €	4,15 €

Figura 4.17 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Sagunto

4.2.5 Clúster de Bilbao

A diferencia del anterior informe realizado para el proyecto CORE LNGas hive, en este caso y dadas las bajas expectativas de demanda de GNL para el puerto Gijón en este informe se ha decidido consolidar dicho puerto en el clúster de Bilbao con el objetivo de fomentar el aprovechamiento de medios.



PORT (m ³)	2020	2025	2030	2050
Bilbao	353	51.863	56.314	76.387
Santander	24	25.283	25.854	27.541
Gijon	165	673	1.992	15.030
Aviles	23	98	342	2.328
Pasaia	16	78	265	1.857
Total	581	77.995	84.768	123.143

Figura 4.18 Demanda de GNL en el clúster de Bilbao por año, tamaño de los servicios y puerto

Los clústeres de ahora en adelante descritos presentan niveles de demanda muy inferiores a los de los clústeres anteriores, justificando difícilmente la implantación de buques de suministro y terminales de almacenamiento intermedias por lo elevado del coste final del suministro. Por esta razón en este apartado y siguientes se analizará si resulta más rentable implantar medios de suministro marítimo o intentar aprovisionar el máximo de demanda posible solo con camiones cisterna (TTS).

Tal y como refleja la Figura 4.18, en este clúster la principal demanda provendrá, al menos hasta 2050, de la escala de dos buques Ro-Pax en el puerto de Bilbao y Santander que se suministrarán a través de una terminal de almacenamiento dedicada (PTS). Las simulaciones realizadas constan de dos alternativas, una en el que las terminales PTS se suministran mediante cisterna y la muy reducida demanda STS también, excepto en 2050, donde el volumen y la caracterización de la demanda ya no lo permite y se incluye un buque de suministro -M1- y otra en el que la terminal PTS se aprovisiona con el buque encargado también de suministrar la demanda STS -M1 Otras Opciones-. En ambas alternativas el primer periodo, dada la reducida demanda, solo se suministrará mediante con cisternas. Los resultados de demanda suministrada vs coste unitario para el conjunto del clúster se presentan en la Figura 4.19 y en la Tabla 4.17 se recogen los resultados detallados de las dos alternativas.

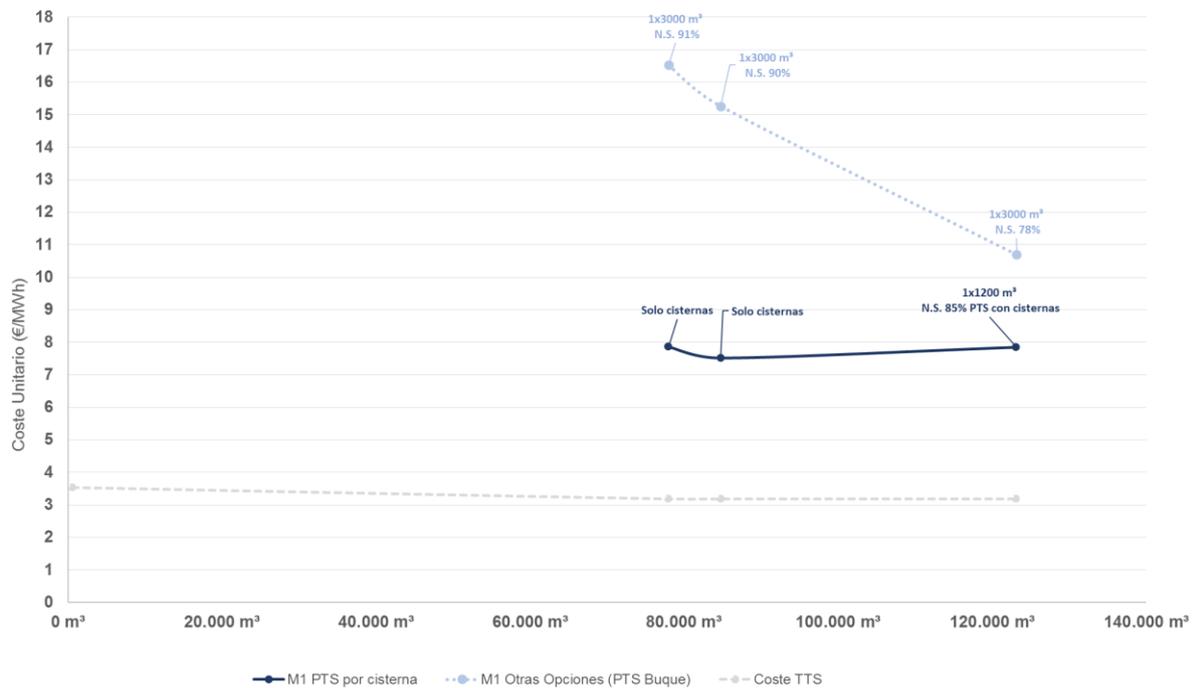


Figura 4.19 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Bilbao

Teniendo en consideración lo reflejado tanto en la figura anterior como en la Tabla 4.17, parece que la primera alternativa -M1- resulta en un menor coste unitario en todos los periodos temporales.

Tabla 4.17 Resultados detallados de la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento intermedia para el clúster de Bilbao

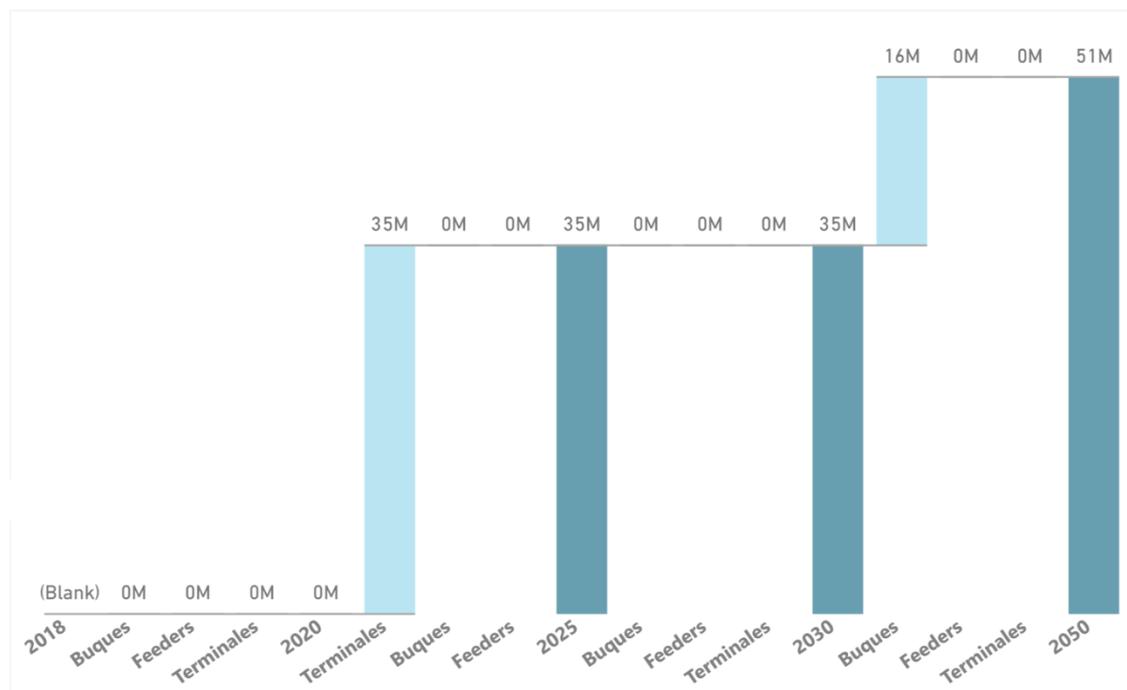
Port Method Scenario Year	Bilbao HIVE2 LOW 2020	Bilbao HIVE2 LOW 2025	Bilbao HIVE2 LOW 2030	Bilbao HIVE2 Low 2050
Click to open with simlog >>>	Only TTS-2020-LOW-Bilbao	SinBuque-2025-LOW-Bilbao	SinBuque-2030-Low-Bilbao	M1-2050-Low-Bilbao
Demand	581 m ³	75.197 m ³	75.626 m ³	123.143 m ³
STS (Ship to Ship)	0 m ³ - 0 serv.	0 m ³ - 0 serv.	0 m ³ - 0 serv.	41.993 m ³ - 44 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	75.000 m ³	75.000 m ³	75.000 m ³
TTS (Truck to ship)	581 m ³ - 0 serv.	197 m ³ - 4 serv.	626 m ³ - 14 serv.	6.150 m ³ - 50 serv.
Average Unit cost	3,53 €/MWh	7,87 €/MWh	7,52 €/MWh	7,85 €/MWh
SERVICE COST	€9.417	€1.346	€4.266	€987.589
RELOAD COST	€4.505	€517.581	€522.509	€1.542.263
FEEDERING	€0	€774.131	€750.289	€0
AUX. TERMINAL	€0	€2.723.552	€2.581.444	€2.797.677
INACTIVITY COST	€0	€0	€0	€1.236.429
Total cost	13.922 €	4.016.610 €	3.858.507 €	6.563.958 €
Total investment	€0	€35.031.132	€35.031.132	€51.031.132
Vessels	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	6,94 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2			Bilbao 1 x 1200 m ³ 85%
Terminals				
Port, terminal size		Bilbao: 1.000 m ³ Santander: 1.000 m ³	Bilbao: 1.000 m ³ Santander: 1.000 m ³	Bilbao: 1.000 m ³ Santander: 1.000 m ³
PTS supply	0,00 €/MWh	7,88 €/MWh	7,56 €/MWh	8,01 €/MWh
From Truck or Vessel?	P1 P2 P3	Bilbao > Feeder Santander > Truck	Bilbao > Feeder Santander > Truck	Bilbao > Truck Santander > Truck
TTS supply	3,53 €/MWh	2,72 €/MWh	2,71 €/MWh	3,57 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal?	P1 P2 P3 P4 P5	Bilbao > From Bilbao Gijon > From Bilbao Santander > From Bilbao	Bilbao > From Bilbao Santander > From Bilbao Gijon > From Bilbao Aviles > From Bilbao Pasaia > From Bilbao	Bilbao > From Bilbao Santander > From Bilbao Gijon > From Bilbao Aviles > From Bilbao Pasaia > From Bilbao
Fees Cost impact	1,51 €/MWh	1,28 €/MWh	1,35 €/MWh	0,93 €/MWh
Income fee for IT	5.966 €	653.856 €	695.255 €	775.111 €
Vessel slots	0	0	0	41
Feeder slots	0	0	0	0
Truck slots	16	1751	1862	1895

Tabla 4.18 Resultados detallados de la alternativa de M1-Otras opciones para el clúster de Bilbao

Port Method Scenario Year	Bilbao HIVE2 Low 2025	Bilbao HIVE2 Low 2030	Bilbao HIVE2 LOW 2050
Click to open with simlog >>>	M1-Otras opciones-2025-Low-Bilbao	M1-Otras opciones-2030-Low-Bilbao	M1-Otras opciones-2050-LOW-Bilbao
Demand	77.995 m ³	84.768 m ³	123.143 m ³
STS (Ship to Ship)	2.726 m ³ - 3 serv.	8.572 m ³ - 9 serv.	41.993 m ³ - 44 serv.
PTS (Port to Ship)	75.000 m ³	75.000 m ³	75.000 m ³
TTS (Truck to ship)	269 m ³ - 4 serv.	1.196 m ³ - 14 serv.	6.150 m ³ - 50 serv.
Average Unit cost	16,53 €/MWh	15,26 €/MWh	10,71 €/MWh
SERVICE COST	€67.654	€204.272	€994.338
RELOAD COST	€5.451.294	€4.667.240	€2.476.140
FEEDERING	€0	€0	€0
AUX. TERMINAL	€2.797.677	€2.797.677	€2.797.677
INACTIVITY COST	€434.120	€1.109.450	€2.681.548
Total cost	8.750.746 €	8.778.639 €	8.949.703 €
Total investment	€55.031.132	€55.031.132	€55.031.132
Vessels	26,38 €/MWh	19,20 €/MWh	10,98 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2 Bilbao 1 x 3000 m ³ 91%	Bilbao 1 x 3000 m ³ 90%	Bilbao 1 x 3000 m ³ 78%
Terminals			
Port, terminal size	Bilbao: 1.000 m ³ Santander: 1.000 m ³	Bilbao: 1.000 m ³ Santander: 1.000 m ³	Bilbao: 1.000 m ³ Santander: 1.000 m ³
PTS supply	16,17 €/MWh	14,56 €/MWh	9,85 €/MWh
From Truck or Vessel?	P1 P2 P3 Bilbao > Vessel Santander > Vessel	Bilbao > Vessel Santander > Vessel	Bilbao > Vessel Santander > Vessel
TTS supply	3,39 €/MWh	3,37 €/MWh	3,57 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal?	P1 P2 P3 P4 P5 Bilbao > From Bilbao Santander > From Bilbao Gijon > From Bilbao Aviles > From Bilbao Pasaia > From Bilbao	Bilbao > From Bilbao Santander > From Bilbao Gijon > From Bilbao Aviles > From Bilbao Pasaia > From Bilbao	Bilbao > From Bilbao Santander > From Bilbao Gijon > From Bilbao Aviles > From Bilbao Pasaia > From Bilbao
Fees Cost impact	0,22 €/MWh	0,24 €/MWh	0,30 €/MWh
Income fee for IT	117.727 €	136.806 €	247.235 €
Vessel slots	30	33	46
Feeder slots	0	0	0
Truck slots	11	42	191

Finalmente, habiéndose seleccionado la alternativa *Only TTS* para 2020 y la alternativa *M1* para el resto de los periodos, las inversiones necesarias en este clúster se estiman en:

Cifra de inversión requerida en medios de suministro

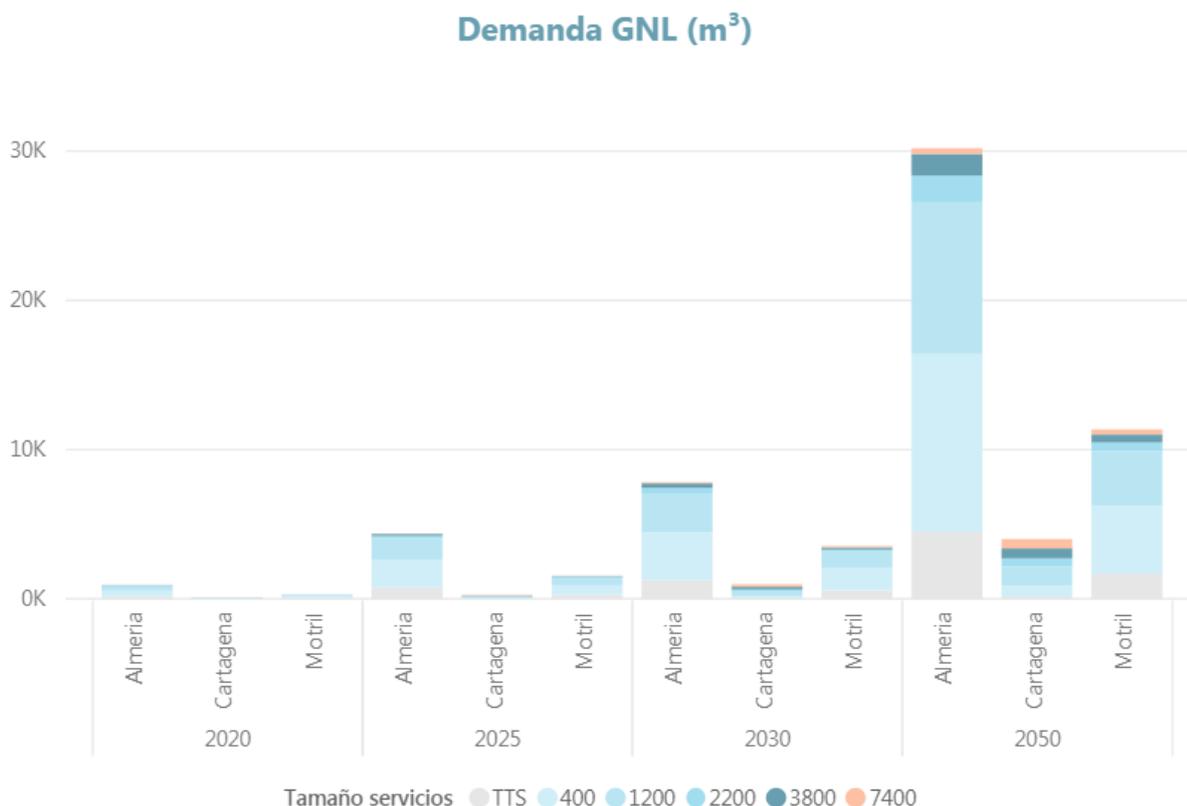


	2020	2025	2030	2050
Demanda (m³)	581	75.197	75.626	123.143
Nº Buques	0	0	0	1
Capacidad (m³)				1.200
Inversión buques				16M €
Terminales				2
Capacidad Total				2.000
Inversión terminales				35M €
Inversion Feeders				
Capacidad Feeder				
Inversión total	0M €	35M €	35M €	51M €
Coste unitario (€/MWh)	3,53 €	7,87 €	7,52 €	7,85 €

Figura 4.20 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Bilbao

4.2.6 Clúster de Cartagena

Dado el tipo de tráfico que escala actualmente en el puerto de Cartagena y los bajos niveles de actividad de su mercado de bunkering, las estimaciones de demanda de GNL en este clúster son bastante reducidas y se concentran casi en su totalidad en el puerto que alberga la terminal de almacenamiento de GNL, Cartagena.



PORT (m ³)	2020	2025	2030	2050
Almeria	933	4.386	7.813	30.193
Motril	293	1.541	3.538	11.354
Cartagena	68	264	973	4.008
Total	1.294	6.190	12.324	45.554

Figura 4.21 Demanda de GNL en el clúster de Cartagena por año, tamaño de los servicios y puerto

Para los dos primeros periodos temporales solo se simulan la alternativa *Only TTS*, dada la baja demanda, y para 2030 y 2050 se simula una alternativa con el buque de suministro de menor coste unitario permitido -M1-, pero su coste es demasiado elevado, por lo que se seleccionan para todos los periodos temporales la solución con camiones cisterna exclusivamente.

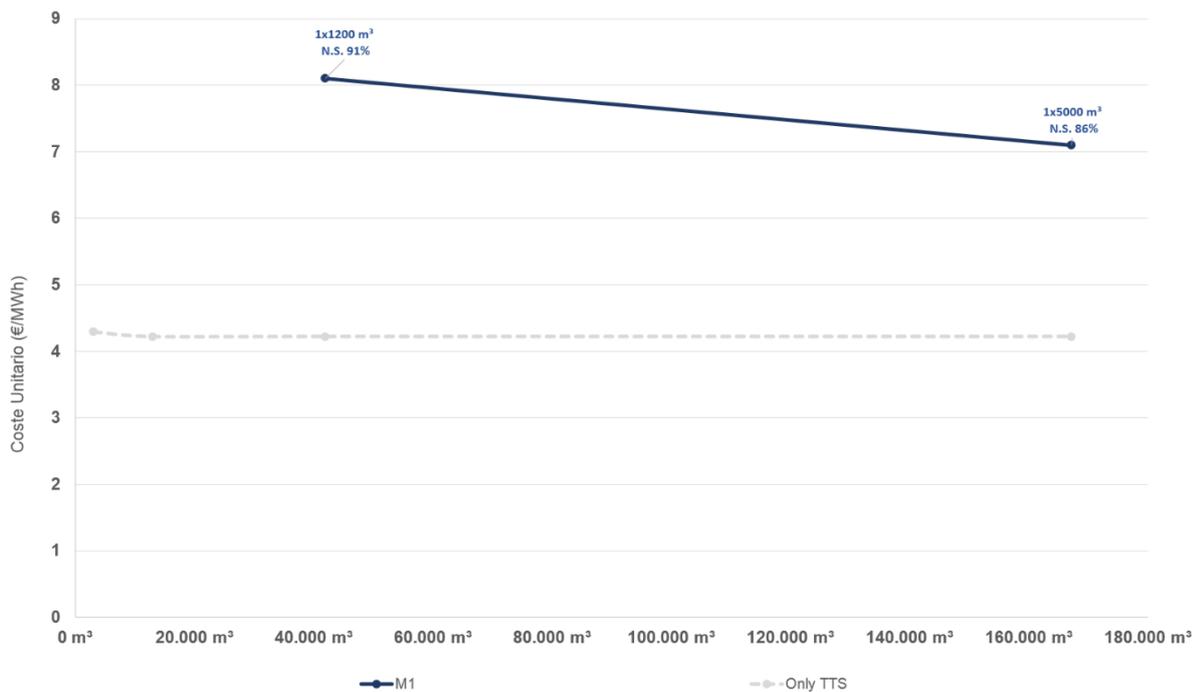


Figura 4.22 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Cartagena

Finalmente, dado que el coste de suministro es muy elevado para la alternativa STS, se mantiene para los cuatro periodos temporales el suministro mediante camiones cisterna, no dando lugar a inversiones de ningún tipo en este clúster

Tabla 4.19 Resultados finales para el clúster de Cartagena

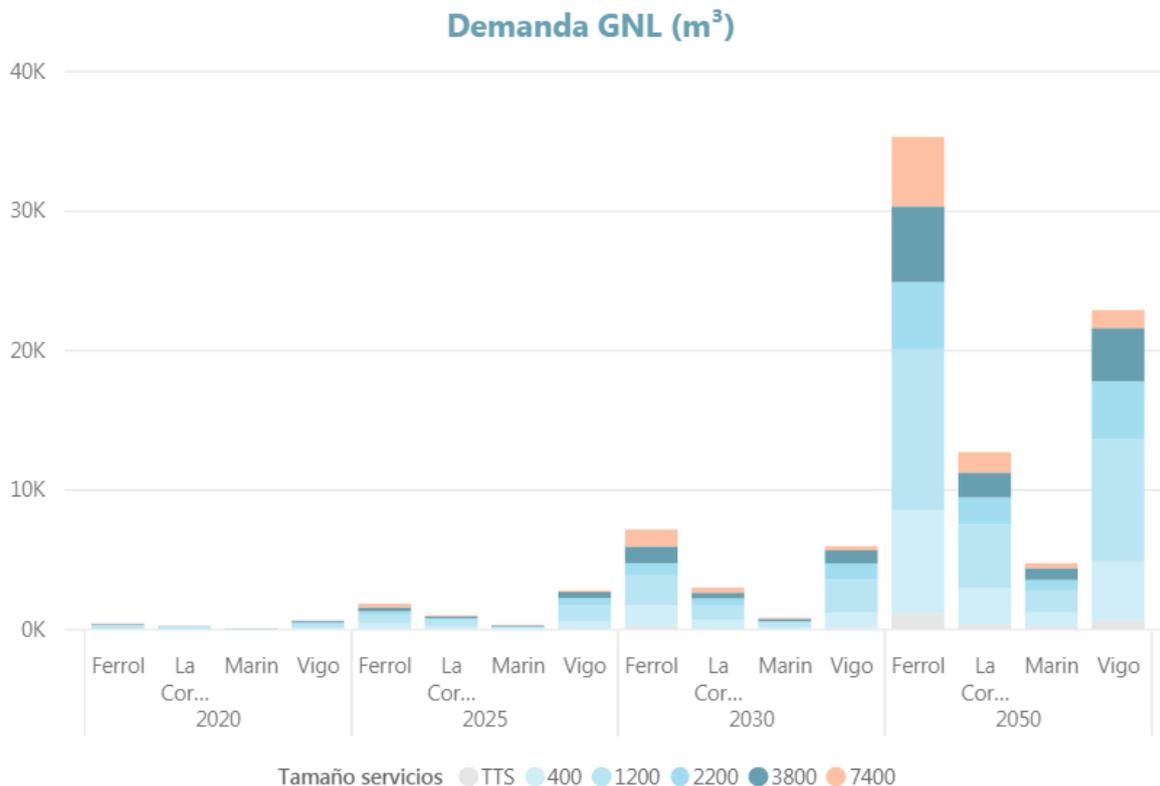
	2020	2025	2030	2050
Demanda (m³)	1.294	6.190	12.324	45.554
Nº Buques	0	0	0	0
Capacidad (m³)				
Inversión buques				
Inversión total	0M €	0M €	0M €	0M €
Coste unitario (€/MWh)	4,69 €	4,72 €	4,69 €	4,64 €

Tabla 4.20 Resultados detallados de la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento intermedia para el clúster de Cartagena

Port Method Scenario Year	Cartagena HIVE2 LOW 2020	Cartagena HIVE2 LOW 2025	Cartagena HIVE2 LOW 2030	Cartagena HIVE2 Low 2030	Cartagena HIVE2 LOW 2050	Cartagena HIVE2 LOW 2050
Click to open with simlog >>>	Only TTS-2020-LOW-Cartagena	Only TTS-2025-LOW-Cartagena	Only TTS-2030-LOW-Cartagena	M1-2030-Low-Cartagena	OnlyTTS-2050-LOW-Cartagena	M1-2050-LOW-Cartagena
Demand	1.294 m ³	6.190 m ³	12.324 m ³	12.324 m ³	45.554 m ³	45.554 m ³
STS (Ship to Ship)	0 m ³ - 0 serv.	0 m ³ - 0 serv.	0 m ³ - 0 serv.	10.472 m ³ - 16 serv.	0 m ³ - 0 serv.	39.252 m ³ - 59 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	1.294 m ³ - 4 serv.	6.190 m ³ - 23 serv.	12.324 m ³ - 42 serv.	1.852 m ³ - 42 serv.	45.554 m ³ - 143 serv.	6.302 m ³ - 143 serv.
Average Unit cost	4,76 €/MWh	4,79 €/MWh	4,81 €/MWh	21,59 €/MWh	4,77 €/MWh	8,43 €/MWh
SERVICE COST	€26.693	€128.368	€255.561	€619.076	€941.796	€750.954
RELOAD COST	€15.123	€72.727	€146.997	€265.092	€534.233	€690.709
FEEDERING	€0	€0	€0	€0	€0	€0
AUX. TERMINAL	€0	€0	€0	€0	€0	€0
INACTIVITY COST	€0	€0	€0	€921.662	€0	€1.166.584
Total cost	41.816 €	201.095 €	402.557 €	1.805.830 €	1.476.028 €	2.608.246 €
Total investment	€0	€0	€0	€9.522.000	€0	€16.000.000
Vessels	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	24,55 €/MWh	0,00 €/MWh	9,02 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2			Almeria 1 x 600 m ³ 88%		Almeria 1 x 1200 m ³ 80%
TTS supply	4,76 €/MWh	4,79 €/MWh	4,81 €/MWh	4,81 €/MWh	0,00 €/MWh	4,77 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal? P1	Almeria > From Cartagena	Almeria > From Cartagena	Almeria > From Cartagena	Almeria > From Cartagena	Almeria > From Cartagena	Almeria > From Cartagena
P2	Motril > From Cartagena	Motril > From Cartagena	Motril > From Cartagena	Motril > From Cartagena	Motril > From Cartagena	Motril > From Cartagena
P3	Cartagena > From Cartagena	Cartagena > From Cartagena	Cartagena > From Cartagena	Cartagena > From Cartagena	Cartagena > From Cartagena	Cartagena > From Cartagena
Fees Cost impact	1,30 €/MWh	1,26 €/MWh	1,26 €/MWh	0,36 €/MWh	1,43 €/MWh	0,35 €/MWh
Income fee for IT	11.445 €	53.032 €	105.313 €	30.252 €	440.710 €	107.477 €
Vessel slots	0	0	0	17	0	33
Feeder slots	0	0	0	0	0	0
Truck slots	31	142	282	42	1180	143

4.2.7 Clúster de Ferrol

El clúster de Ferrol es el de menor demanda del sistema y además a diferencia de los anteriores clústeres de baja demanda, está se encuentra distribuida en tres áreas con distancias de navegación considerables entre sí.



PORT (m ³)	2020	2025	2030	2050
Ferrol	442	1.866	7.177	35.328
Vigo	655	2.806	5.981	22.905
La Coruna	247	1.039	3.013	12.716
Marin	77	339	853	4.760
Total	1.421	6.051	17.024	75.709

Figura 4.23 Demanda de GNL en el clúster de Ferrol por año, tamaño de los servicios y puerto

Las simulaciones realizadas para este clúster son similares a las del clúster de Cartagena, resultando incluso menor demanda y además distribuida en tres puertos en lugar de uno lo que elevará los costes finales de suministro. Para los tres primeros periodos temporales solo se simulan la alternativa *Only TTS*, dada la baja demanda, y para 2050 se simula una alternativa con el buque de suministro de menor coste unitario permitido -M1-.

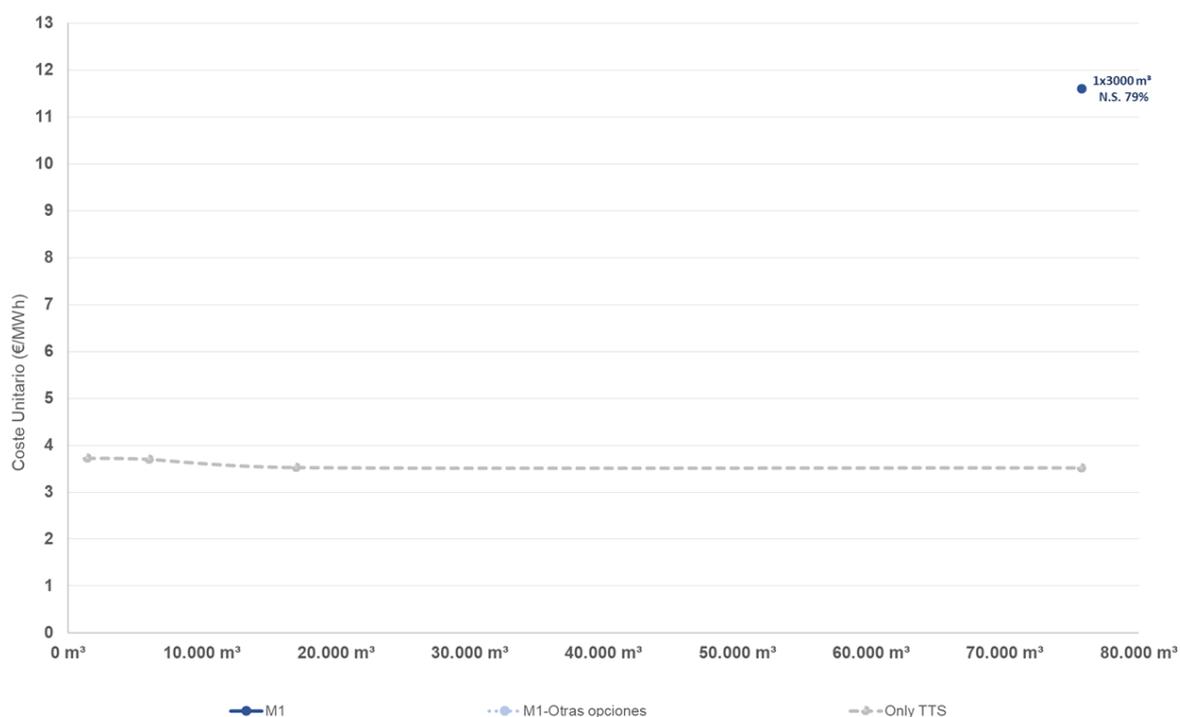


Figura 4.24 Relación demanda vs coste unitario de las alternativas de suministro. Clúster de Ferrol

Finalmente, dado que el coste de suministro es muy elevado para la alternativa STS, se mantiene para los cuatro periodos temporales el suministro mediante camiones cisterna, no dando lugar a inversiones de ningún tipo en este clúster

Tabla 4.21 Estimación inversiones a realizar en el clúster de Ferrol

	2020	2025	2030	2050
Demanda (m³)	1.421	6.051	17.024	75.709
Nº Buques	0	0	0	0
Capacidad (m³)				
Inversión buques				
Inversión total	0M €	0M €	0M €	0M €
Coste unitario (€/MWh)	3,79 €	3,80 €	3,62 €	3,56 €

Tabla 4.22 Resultados detallados de la alternativa de suministro sin terminal de almacenamiento intermedia para el clúster de Ferrol

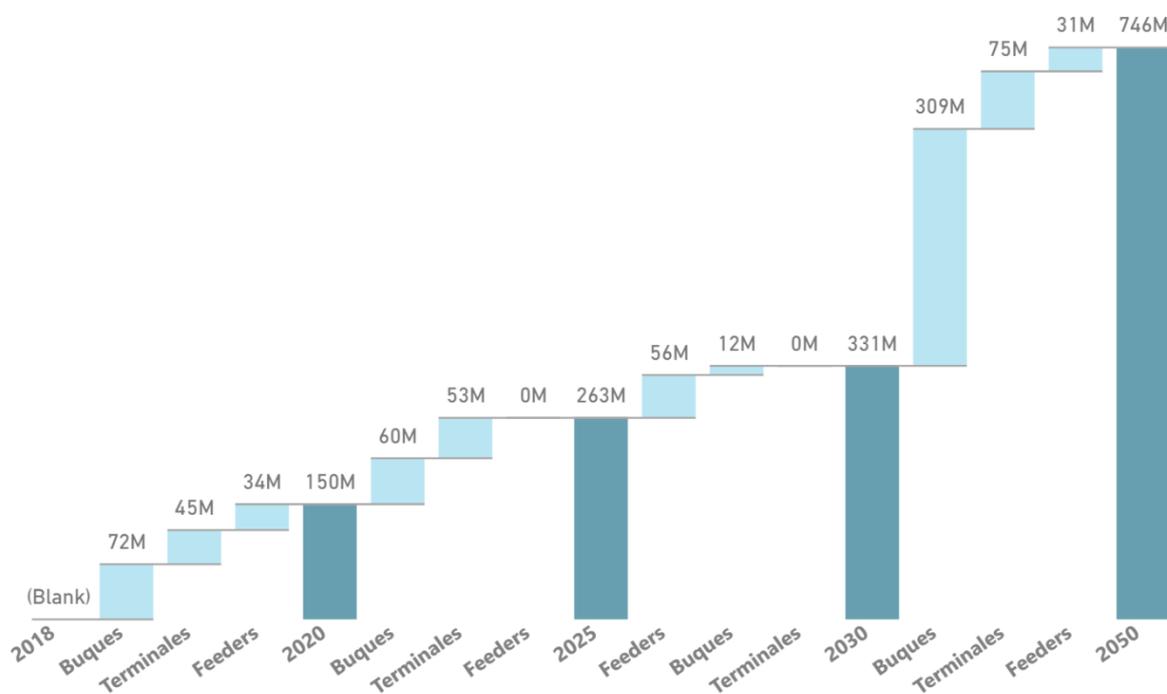
Port Method Scenario Year	Ferrol HIVE2 LOW 2020	Ferrol HIVE2 LOW 2025	Ferrol HIVE2 LOW 2030	Ferrol HIVE2 LOW 2050	Ferrol HIVE2 LOW 2050
Click to open with simlog >>>	Only TTS-2020-LOW-Ferrol	Only TTS-2025-LOW-Ferrol	Only TTS-2030-LOW-Ferrol	Only TTS-2050-LOW-Ferrol	M1-2050-LOW-Ferrol
Demand	1.421 m ³	6.051 m ³	17.024 m ³	75.709 m ³	75.709 m ³
STS (Ship to Ship)	0 m ³ - 0 serv.	0 m ³ - 0 serv.	0 m ³ - 0 serv.	0 m ³ - 0 serv.	73.314 m ³ - 71 serv.
PTS (Port to Ship)	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
TTS (Truck to ship)	1.421 m ³ - 0 serv.	6.051 m ³ - 3 serv.	17.024 m ³ - 11 serv.	75.709 m ³ - 54 serv.	2.395 m ³ - 54 serv.
Average Unit cost	3,73 €/MWh	3,70 €/MWh	3,53 €/MWh	3,53 €/MWh	11,61 €/MWh
SERVICE COST	€24.153	€103.013	€269.347	€1.164.299	€1.378.207
RELOAD COST	€11.792	€49.049	€138.161	€648.212	€388.776
FEEDERING	€0	€0	€0	€0	€0
AUX. TERMINAL	€0	€0	€0	€0	€0
INACTIVITY COST	€0	€0	€0	€0	€4.201.883
Total cost	35.945 €	152.063 €	407.508 €	1.812.511 €	5.968.866 €
Total investment	€0	€0	€0	€0	€20.000.000
Vessels	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	11,88 €/MWh
Port, size, service level	BP1 BP2				Ferrol 1 x 3000 m ³ 79%
TTS supply	3,73 €/MWh	3,70 €/MWh	3,53 €/MWh	3,53 €/MWh	3,53 €/MWh
From Import Terminal or Aux. Terminal? P1	Vigo > From Ferrol	Vigo > From Ferrol	Ferrol > From Ferrol	Ferrol > From Ferrol	Ferrol > From Ferrol
P2	Ferrol > From Ferrol	Ferrol > From Ferrol	Vigo > From Ferrol	Vigo > From Ferrol	Vigo > From Ferrol
P3	La Coruna > From Ferrol	La Coruna > From Ferrol	La Coruna > From Ferrol	La Coruna > From Ferrol	La Coruna > From Ferrol
P4	Marin > From Ferrol	Marin > From Ferrol	Marin > From Ferrol	Marin > From Ferrol	Marin > From Ferrol
P5					
Fees Cost impact	1,34 €/MWh	1,31 €/MWh	1,29 €/MWh	1,29 €/MWh	0,29 €/MWh
Income fee for IT	12.937 €	53.862 €	149.200 €	663.746 €	146.942 €
Vessel slots	0	0	0	0	29
Feeder slots	0	0	0	0	0
Truck slots	35	144	400	1778	109

4.2.8 Resumen de Inversiones sistema portuario nacional y grado de consecución actual

Tras discutir la selección de alternativas de suministro y detallar los resultados para cada uno de los clústeres, en este apartado se agregan los resultados y se analiza el grado de consecución actual teniendo en consideración los medios ya en funcionamiento y los proyectos en firme conocidos para el sistema español, así como las inversiones con mayor impacto en términos de generación de demanda.

En primer lugar, en la Figura 4.25 se recogen las cifras de inversión agregadas para los cuatro periodos temporales analizados, diferenciando entre buques de suministro y terminales de almacenamiento.

Cifra de inversión requerida en medios de suministro



Year	Cluster	2020				2025				2030				2050			
		Buques	Feeders	Terminales	Total	Buques	Feeders	Terminales	Total	Buques	Feeders	Terminales	Total	Buques	Feeders	Terminales	Total
	Barcelona	32M			32M	32M			32M	32M			32M	90M			90M
	Bilbao				0M			35M	35M			35M	35M	16M		35M	51M
	Cartagena				0M				0M				0M				0M
	Ferrol				0M				0M				0M				0M
	Granadilla	20M	34M	45M	98M	20M	34M	45M	98M	32M	34M	45M	110M	135M	34M	45M	213M
	Huelva	20M			20M	64M			64M	64M	56M		120M	180M	87M	75M	342M
	Sagunto				0M	16M		18M	34M	16M		18M	34M	32M		18M	50M
	Total	72M	34M	45M	150M	132M	34M	97M	263M	144M	90M	97M	331M	453M	121M	172M	746M

Figura 4.25 Inversión total acumulada para el suministro de la demanda de GNL española

Las cifras recogidas en la figura anterior se detallan a continuación indicando además el número de medios asignado y la capacidad total de almacenamiento por clúster y tipo de medio en las siguientes tablas:

Tabla 4.23 Estimación de inversión acumuladas en buques de suministro por periodo temporal y clúster

Year	Cluster	2020			2025			2030			2050		
		Nº Buques	(m ³)	Inversión	Nº Buques	(m ³)	Inversión	Nº Buques	(m ³)	Inversión	Nº Buques	(m ³)	Inversión
	Barcelona	1	5.000	32M €	1	5.000	32M €	1	5.000	32M €	2	7.500	90M €
	Bilbao										1	1.200	16M €
	Cartagena												
	Ferrol												
	Granadilla	1	3.000	20M €	1	3.000	20M €	1	5.000	32M €	3	7.500	135M €
	Huelva	1	3.000	20M €	2	5.000	64M €	2	5.000	64M €	4	7.500	180M €
	Sagunto				1	1.200	16M €	1	1.200	16M €	1	5.000	32M €
	Total	3	11.000	72M €	5	14.200	132M €	5	16.200	144M €	11	28.700	453M €

Tabla 4.24 Estimación de inversiones en terminales de almacenamiento y buques de feeding por clúster y periodo temporal

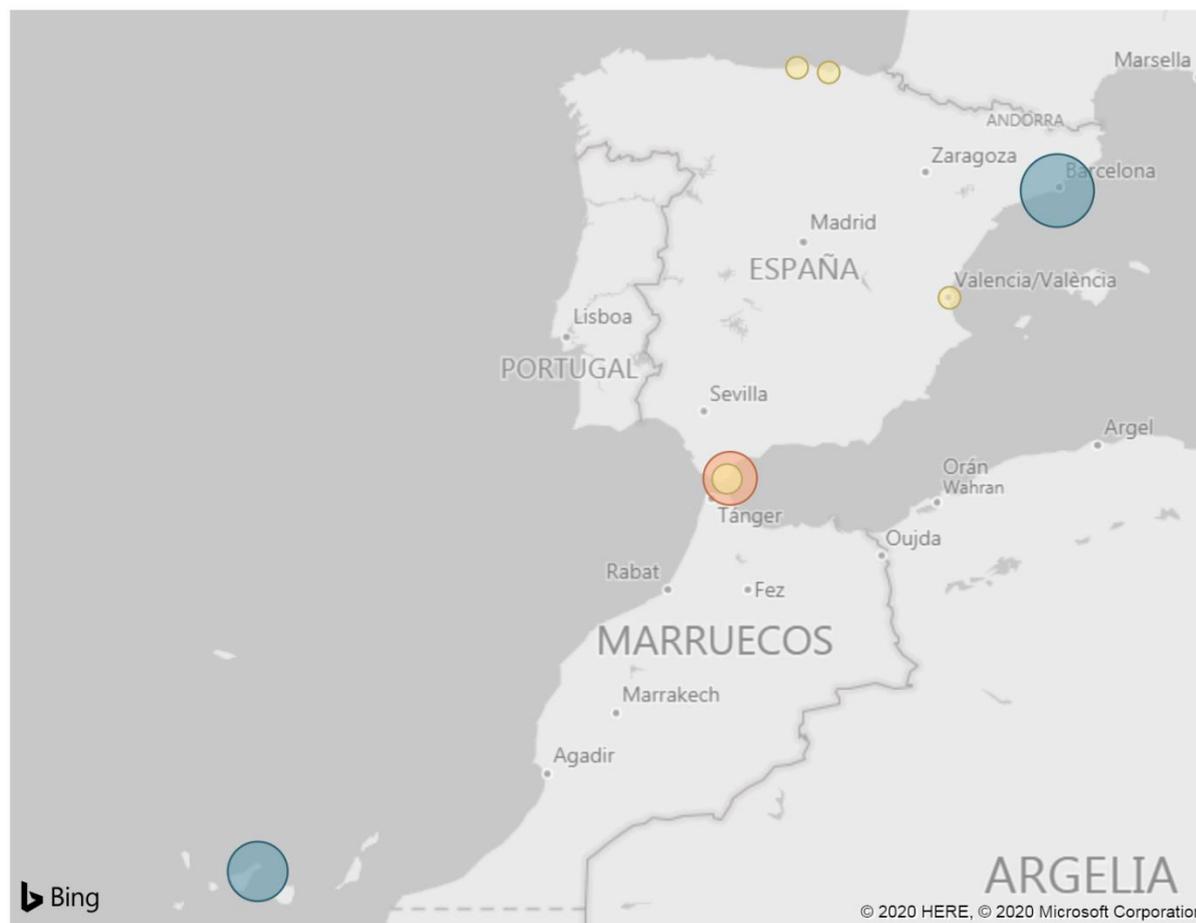
Year	Cluster	2020				2025				2030				2050			
		Feeding?	Terminales	(m ³)	Inversión	Feeding?	Terminales	(m ³)	Inversión	Feeding?	Terminales	(m ³)	Inversión	Feeding?	Terminales	(m ³)	Inversión
	Granadilla	Si	2	60.000	78M €	Si	2	60.000	78M €	Si	2	60.000	78M €	Si	2	60.000	78M €
	Huelva	No			0M €	No			0M €	Si			56M €	Si	2	31.000	162M €
	Sagunto	No			0M €	No	1	1.000	18M €	No	1	1.000	18M €	No	1	1.000	18M €
	Bilbao	No			0M €	No			35M €	No			35M €	No	2	2.000	35M €
	Total	Si	2	60.000	78M €	Si	3	61.000	131M €	Si	3	61.000	187M €	Si	7	94.000	293M €

Los costes unitarios de suministro esperados en cada clúster se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.25 Estimación de costes unitarios de suministro esperados por clúster y año

Clusters	2020	2025	2030	2050
Barcelona	11,25 €	4,83 €	4,08 €	3,09 €
Bilbao	3,69 €	7,87 €	7,52 €	7,46 €
Canarias	16,40 €	8,91 €	6,40 €	4,60 €
Cartagena	4,69 €	4,72 €	4,69 €	4,64 €
Ferrol	3,79 €	3,80 €	3,62 €	3,56 €
Huelva	9,10 €	7,73 €	5,31 €	2,54 €
Sagunto	3,26 €	9,99 €	6,47 €	4,15 €

Respecto al grado de consecución actual, en primer lugar, se recopilan las infraestructuras y medios de suministro que actualmente -Abril 2020- se encuentra en servicio o con proyecto en firme localizados en el sistema español y se muestran en la siguiente figura:



Tipo ● Buque de suministro ● Terminal Small Scale ● Terminal Small Scale En proyecto

Figura 4.26 Mapa con los buques de suministro y terminales de almacenamiento en operación o proyecto firme en España

Cabe remarcar que los dos buques de suministro indicados pertenecen a una empresa con operativa internacional y que su implantación en Barcelona y Tenerife está condicionada por la programación de las empresas de crucero a las que da servicio, por lo que la situación actual no ha de tener un carácter definitivo.

En resumen, si se mantienen las capacidades actuales hasta 2030, el mayor déficit se encuentra en el clúster de Huelva que actualmente no cuenta con ningún buque de suministro en operación, si uno en proyecto -buque 12.500 m³ Enagás-, y para 2030 se estima que pudieran requerirse entre 2 y 4 buques de suministro.. Además, se estima que sean necesarios un buque de suministro en el clúster de Sagunto y otro en el de Bilbao, aunque en este último es muy posible que, dada la baja demanda estimada, en función del desarrollo futuro de está, pudiera no ser necesario.

4.3 Sistema Gasista

Una vez se ha estimado la potencial nueva actividad que supondrá el suministro de GNL como combustible marino, en este apartado se valoran de manera preliminar las inversiones que tendría que realizar el gestor de las distintas terminales de GNL en cargaderos de cisternas y nuevos atraques. Conocidos los niveles de actividad generados por la actividad de bunkering en las terminales de importación de GNL de la península -Tabla 4.26 y Tabla 4.27- se realiza una consulta a Enagás para que valore si los niveles de actividad estimados requerirían de inversiones adicionales en las terminales de GNL del sistema gasista español.

El sistema gasista español cuenta con la mayor capacidad de almacenamiento de GNL de Europa, destacando además que toda ella se comercializa en un régimen abierto, de manera conjunta (Tanque virtual de balance) y no discriminatorio. Este régimen abierto permite a cualquier compañía disponer de la capacidad de almacenamiento y servicios necesarios -cargaderos de cisternas, recargas de buques, etc...- para comercializar su gas con las mismas condiciones que cualquier otra compañía del mercado con indiferencia de su cuota de mercado u otras consideraciones. Para ilustrar este aspecto en la Figura 4.27 se recoge un mapa con las principales terminales de almacenamiento de GNL, su capacidad y su régimen de acceso a la contratación. Además de contar con una elevada capacidad, esta se distribuye de manera homogénea a lo largo de la costa española, siendo Algeciras el único de los cinco primeros puertos del sistema sin terminal de almacenamiento de GNL en sus instalaciones.

TERMINALES DE ALMACENAMIENTO DE GNL EN EUROPA

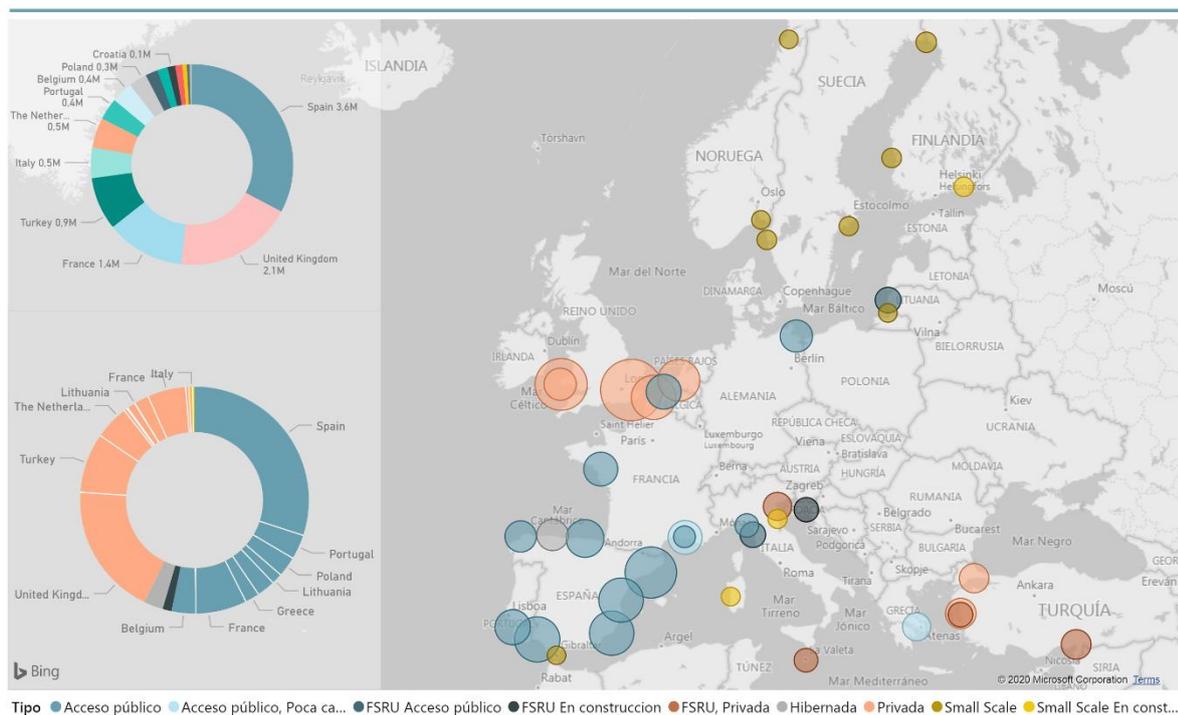


Figura 4.27 Mapa de capacidad de almacenamiento de GNL (m³) europea por tipo

En general, la utilización media en los últimos cinco años de la capacidad de las terminales del sistema español no es muy elevada -aproximadamente del 50 %-, y aunque ha aumentado considerablemente durante el último año, no se espera que sean necesarias inversiones adicionales en almacenamiento, como consecuencia de la actividad de bunkering.

4.3.1 Estimación de actividad inducida al sistema gasista por el desarrollo del GNL como combustible marino

Habiéndose ya seleccionado en el apartado 4.2 las alternativas de suministro a desarrollar en el sistema español, en este apartado se resume y se analiza el incremento de actividad que este mercado generará en las distintas terminales de GNL del sistema español a lo largo del periodo estudiado.

En primer lugar, se detallan el número de slots de recarga de buques estimados por terminal de GNL y periodo temporal, tanto si se tratan de buques de suministro, como de *feeder*, empleando para el periodo del año 2020 los registros de actividad real en el sistema portuario español proporcionados por GASNAM hasta el mes de Agosto:

Tabla 4.26 Estimación número slots STS requeridos por terminal de GNL

▲	Cluster	2020	2025	2030	2050
	Barcelona	7	48	58	125
	Bilbao	0	0	0	41
	Cartagena	0	0	0	0
	Ferrol	0	0	0	0
	Huelva (Incluye I.Canarias)	15	102	130	244
	Canarias	15	44	51	94
	Huelva	0	58	79	150
	Sagunto	0	22	57	79
	Total	22	172	246	490

Los resultados muestran que la terminal de Huelva sería la de más demanda ya que soportaría la demanda de los dos principales clústeres analizados, el de Huelva, que incluye los puertos de Gibraltar y Tanger-Med y el de las Islas Canarias que incluye la demanda de los ciclos combinados. Esto unido a que las cargas de buques habrán de programarse en conjunto con las descargas de grandes metaneros parecen indicar que en este clúster se requeriría un análisis en profundidad por parte de Enagás para estimar los requerimientos futuros de inversión. También, cabría la posibilidad que este número se redujera como consecuencia de la entrada previa de alguno de los buques de mayor capacidad o una alternativa de suministro con *feeder*, como la planteada en el año 2030 que incluye un buque *feeder* de 12.500 m³.

En relación con los servicios TTS esperados, que incluirán tanto las cisternas destinadas al suministro de bunkering directo, como al aprovisionamiento de terminales de almacenamiento los valores estimados son:

Tabla 4.27 Estimación número de slots TTS requeridos por terminal de GNL

Clusters	2020	2025	2030	2050
Barcelona	455	106	135	444
Bilbao	16	1.751	1.862	1.895
Canarias	0	0	0	0
Cartagena	31	142	282	1.180
Ferrol	35	144	400	1.778
Huelva	523	318	652	889
Sagunto	682	972	1.057	544
Total	1.741	3.434	4.388	6.731

En el caso de los servicios de recarga de cisternas, las terminales más demandadas serán aquellos que hayan de suministrar clústeres con terminales para el suministro PTS, como Bilbao y Sagunto y que no se espere cuenten con soluciones de suministro STS a menor coste que el suministro TTS. Más en concreto, en el caso de Bilbao los cargaderos de cisternas presentan una utilización media casi del 100% y una capacidad total de 6.205 cisternas anuales, por lo que cabría suponer que dichos cargaderos podrían sufrir saturación. En la terminal de Barcelona, pese a que durante los primeros años la utilización de los cargaderos esta aumentado considerablemente -más de 300 servicios durante 2020- , se espera que para 2025 la mayoría de estos buques se suministren con medios marítimos y no se requiera capacidad de carga de cisternas adicional.

4.3.2 Estimación de las inversiones necesarias en el sistema gasista nacional para el desarrollo del GNL como combustible marino

Una vez estimado el incremento de actividad que supondría el bunkering de GNL para las terminales de importación, se realiza una consulta a Enagás, buscando responder a dos cuestiones básicas para la valoración de las inversiones:

- ¿Qué requerimientos de medios son necesarios para satisfacer los niveles de actividad reflejados en la Tabla 4.26 y Tabla 4.27?
- ¿Cuáles son las cifras de inversión de las terminales de carga marítima y cargaderos de cisternas a desarrollar en las terminales de importación de GNL?

En relación con la primera pregunta, el primer aspecto a considerar es la situación de desarrollo actual, resumida en la siguiente tabla:

Tabla 4.28 Capacidad logística *small scale* de las terminales de importación de GNL españolas

Terminal GNL	Terminales marítimas Small Scale	Cargaderos de cisternas
Barcelona	Dedicada	3 cargaderos (52 cist/día)
Sagunto	Adaptación muelle principal	2 cargaderos (35 cist/día)
Cartagena	Dedicada	3 cargaderos (52 cist/día)
Huelva	Adaptación muelle principal	3 cargaderos (52 cist/día)
Mugardos	Adaptación muelle principal	2 cargaderos (35 cist/día)
Bilbao	Adaptación muelle principal	1 cargadero (17 cist/día)

Tal y como indica la tabla anterior, todas las terminales de importación españolas están preparadas para prestar los servicios de recarga a buques y a cisternas, si bien la capacidad y niveles de contratación es distinto en cada terminal.

En relación con el servicio de recarga a buques:

- **Las terminales de Barcelona y Cartagena son las mejor preparadas al disponer de una infraestructura dedicada al servicio *small scale*, que permite ofertar más de 250 slots de recarga al año, capacidad más que suficiente para abordar las estimaciones de demanda reflejadas en la Tabla 4.26.** El resto de las terminales habrán de coordinar la operativa de descarga de grandes metaneros con la recargas de buques *small scale*, lo que reducirá considerablemente la oferta de slots disponible en estas terminales.
- **En las terminales de Bilbao, Sagunto y Ferrol la actividad de recargas de buques de bunkering estimada es muy reducida, por lo que no se espera que sean necesarias inversiones adicionales a las ya realizadas para adaptar los pantalanes de descarga.**
- **Por último, la terminal de Huelva es una de las más de mayor actividad en el sistema gasista (en 2019 realizó 59 descargas de metaneros y para los próximos años Enagás declara una contratación media de 75 slots anuales) y está llamada a ser la de mayor actividad *small scale* del sistema, actuando de origen para el GNL demandado en las Islas Canarias y Estrecho de Gibraltar.**

Teniendo en consideración los datos reflejados en la Tabla 4.26, Enagás espera que entre el 2034 y el 2039, en función de la cadena logística, los niveles de demanda estimados saturasen las instalaciones disponibles,

En relación al servicio de carga de cisternas y habiendo considerado los niveles de actividad reflejados en la Tabla 4.27 Enagás declara que:

- En las terminales de Cartagena, Sagunto y Reganosa se prevé poder satisfacer la demanda sin riesgo.
- En Huelva y Barcelona los cargadores podrían saturarse en los periodos estivales a partir de 2022, si bien la situación podría verse aliviada si los buques de bunkering que operasen en la zona suministrasen gran parte de la demanda esperada, tal y como se refleja en la Tabla 4.27.
- La terminal de Bilbao saturaría en el corto plazo como consecuencia de la entrada en servicio de los buques propulsados por GNL de la naviera Brittany Ferries en 2021. No obstante, podría ser apoyada por las terminales de Reganosa y Barcelona debido a la previsión de construcción de un depósito auxiliar de GNL e incluso por la terminal de GNL de El Musel.

Por último, a modo de resumen en la siguiente tabla se recogen los valores de inversión agregados para cada terminal de GNL.

Tabla 4.29 Estimación inversiones requeridas en el sistema gasista

Terminal GNL	Terminales marítimas Small Scale	Cargaderos de cisternas
Barcelona	-	-
Sagunto	-	-
Cartagena	-	-
Huelva	Nueva terminal 2036 20M € (Obra marítima + Bunker station)	-
Mugardos	-	-
Bilbao	-	1 Cargadero adicional 2021 3,5M € (Cargadero + Obra civil)

5 Análisis de sensibilidad a los parámetros críticos del modelo

Con el objetivo de analizar cuál sería el compartimiento del coste unitario de suministro y de las cifras de inversión en situaciones distintas a las estipuladas a lo largo de este informe, como podrían ser mayores volúmenes de demanda o mayores servicios unitarios (por la entrada en servicio de mega portacontenedores de GNL) se han realizado varias simulaciones adicionales para su comparación con los resultados ya anteriormente mostrados.

5.1 Análisis de sensibilidad 1. Incremento de la demanda en los principales puertos de bunkering en el periodo 2020 - 2030. Clúster de Huelva, Barcelona y Sagunto.

Factores como el hundimiento de los precios del gas natural y el GNL en los mercados internacionales y las futuras normativas ambientales en discusión actualmente -IMO 2030, integración en el sistema ETS europeo, etc.- podrían suponer en los próximos años un fuerte incremento de la adopción del GNL como combustible marino y en consecuencia de los volúmenes de demanda esperados en los principales puertos de bunkering. Con el objetivo de valorar que influencia tendría esta circunstancia en los requerimientos de inversiones y en el coste unitario de suministro esperado, en este apartado se simularán las alternativas de suministro idóneas para unos volúmenes de demanda mayores -escenario central- que los recogidos en a lo largo de este informe:



Figura 5.1 Demanda de GNL en los escenarios central e inferior 2020-2030

Tal y como refleja el gráfico, la demanda de GNL en el escenario *Basic* se incrementaría aproximadamente un 100 % en el clúster de Huelva y en torno a un 50 % en los clústeres de Barcelona y Sagunto respecto al escenario *Low*. Con el objeto de valorar que impacto tendría este aumento en los medios necesarios para realizar el suministro y en su coste unitario, se han simulado en simlog® las mismas alternativas de suministro que en el capítulo 4.2, pero con la demanda correspondiente al escenario *Basic*.

Las simulaciones realizadas solo tendrán en consideración las alternativas consideradas como definitivas -aquellas que se consolidan en el plan de inversiones- en cada uno de los clusters analizados. En primer lugar se muestra en la siguiente gráfica la variación en las cifras de inversión resultante:

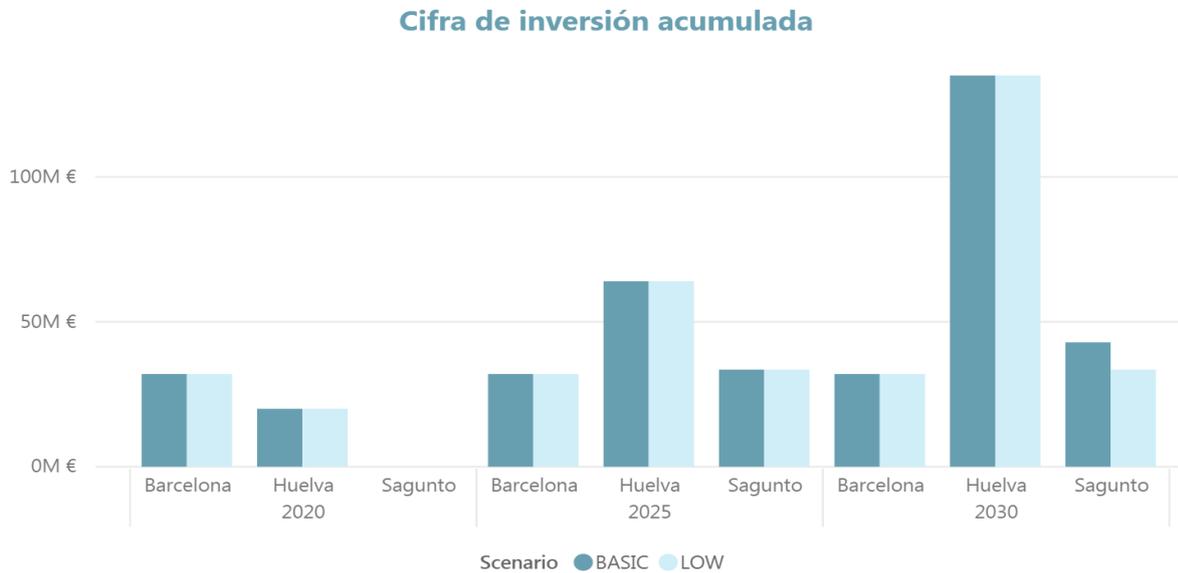


Figura 5.2 Comparativa de las cifras de inversión resultantes del análisis de sensibilidad

Durante los primeros 10 años, las inversiones necesarias son prácticamente idénticas en los dos escenarios, pero como se refleja en la siguiente gráfica, los distintos niveles de actividad en cada escenario resultarán en costes unitarios de suministro considerablemente distintos:

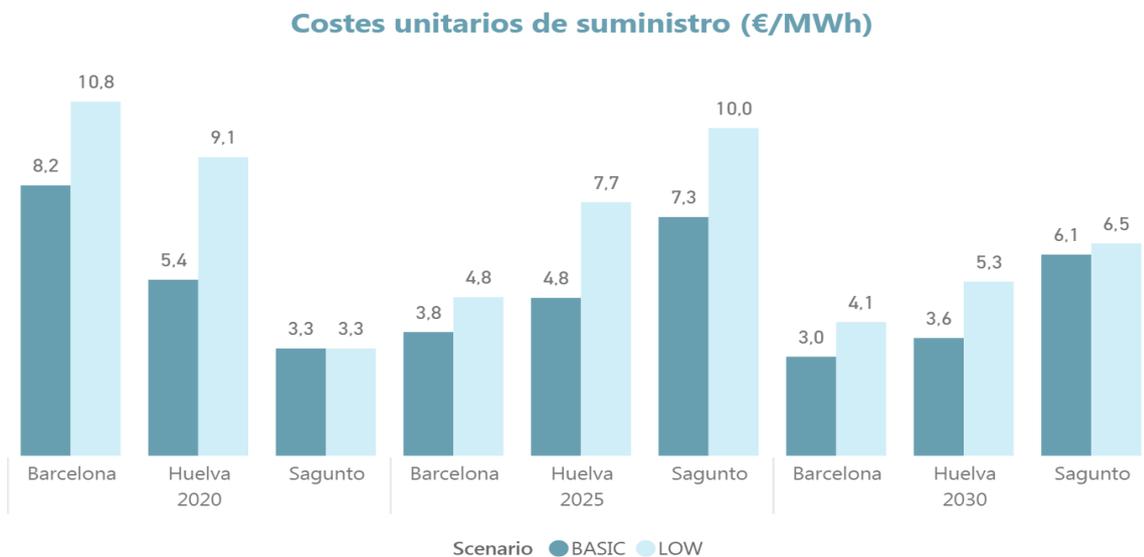


Figura 5.3 Comparativa de los costes unitarios de suministro resultantes del análisis de sensibilidad

En resumen, las inversiones necesarias serían muy similares en ambos escenarios durante el periodo analizado. Advertimos, no obstante, que el análisis no está realimentado, esto es no se modula la demanda en función del coste al que se pueda ofrecer el servicio. Quizás en algunos casos, cuando el coste de suministro supera un cierto umbral, las inversiones no serían viables al no garantizar la demanda a ese coste.

5.2 Análisis de sensibilidad 2. Incremento de los servicios unitarios requeridos en el clúster de Huelva por la implantación de grandes buques portacontenedores con tanques de más de 10.000 m³

La metodología utilizada a lo largo de este proyecto para la caracterización de la demanda en relación con los volúmenes unitarios a suministrar asume la continuidad de los patrones de suministro actualmente observados. Por lo tanto, en relación con los buques portacontenedores de gran capacidad, no se espera que estos realicen en el Puerto de Algeciras suministros de combustible suficientes como para no repostar en otros puertos de su ruta -norte de Europa o Asia- si bien en los primeros años de desarrollo del GNL como combustible marino, es posible -tal y como demuestra la operativa planteada por CMA CGM- que estos buques reduzcan el número de aprovisionamientos a lo largo de su ruta, como consecuencia de la falta de alternativas técnicas o económicas adecuadas. Por esta razón, en este apartado se analiza las consecuencias de un aumento del tamaño de los servicios unitarios en el estrecho de Gibraltar, sustituyendo los servicios unitarios de 3.800 m³ por suministros de 6.000 m³ y los suministros de 7.300 m³ por suministros de 11.000 m³.

Para analizar el impacto de la modificación en el tamaño de los servicios, se realizan simulaciones en simlog® para los años 2025, 2030 y 2050 utilizando los mismos volúmenes de demanda, pero agrupando los servicios en tamaños mayores, lo que supondrá realizar menos operaciones de bunkering. En la siguiente figura se refleja el coste unitario de suministro resultante y el nivel de servicio esperado para cada una de las simulaciones realizadas:

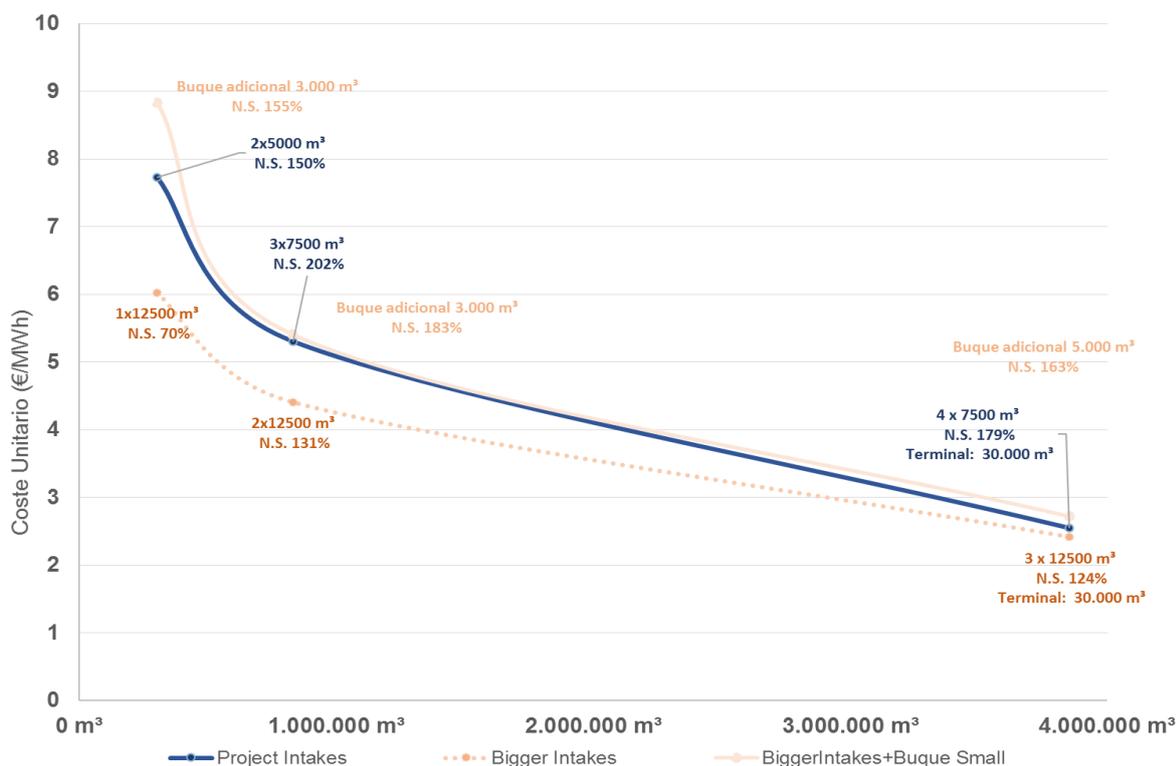


Figura 5.4 Variación del coste unitario de suministro con volúmenes de servicio mayores

Tal y como refleja el gráfico, el coste de suministro se reduce como consecuencia de la disminución en el número de buques necesarios para suministrar la demanda esperada, si bien esto supone también una disminución considerable de los niveles de servicio -menor posibilidad de atender suministros solapados o spot- y el suministro a buques de rango menor tendrá un coste considerablemente superior, debido a los costes fijos imputables al servicio.

En un escenario amplio rango en el tamaño de los suministros, tendría sentido una oferta mixta de buques de suministro de gran tamaño combinados con buques más pequeños. Se ha simulado, sobre la base anterior (curva *Bigger intakes*) añadir un buque de suministro adicional de menor tamaño, que operase en la Bahía de Algeciras. Esta última alternativa se refleja también en el gráfico con la denominación *BiggerIntaker+BuqueSmall* y como puede observarse mantendría similares niveles de servicio y costes de suministro al de las simulaciones incluidas en el plan de inversiones definitivo.

5.3 Análisis de sensibilidad 3. Incremento de las cifras de inversión y costes de explotación de las terminales de almacenamiento de fondo plano dentro de los límites para estimaciones de clase 4 según la AACE (-20%/+40%).

Tal y como se reflejaba en el apartado 3.1.2, las terminales de almacenamiento de fondo plano (+30.000 m³) requieren de un proyecto de ingeniería y construcción extenso y complejo, muy dependiente de las características del emplazamiento y circunstancias del proyecto. Por esta razón, las cifras de inversión para una misma capacidad pueden variar considerablemente en función del emplazamiento y proyecto. Los elementos con una mayor sensibilidad al emplazamiento e impacto en la cifra de inversión son:

- Sistema de gestión boil-off: en terminales sin conexión a red o con una baja rotación del producto será necesario instalar sistemas de gestión del boil-off o relicuefacción, que eviten la emisión de metano a la atmósfera. El coste de instalación de estos sistemas se estima en 10M € (producción entre 20 tpd y 30 tpd).
- Obra marítima: tal y como se reflejaba en la Tabla 3.3, existe una gran diferencia entre realizar la adaptación de un muelle ya existente (entre 3M € y 5M €) o la construcción de una terminal nueva (valorada en un mínimo de 15 M€).
- Número y coste de los cargaderos de cisternas: si la terminal requiere de más de una bahía de carga el coste puede verse incrementado entre 3M € y 5M€ por cada uno de los cargadores adicionales.
- Otros aspectos de la construcción y proyecto de ingeniería como pueden ser: aspectos geotécnicos, tramos de interconexión criogénica y requerimientos medioambientales específicos.

El impacto de estos elementos en el proyecto de construcción de una terminal de 30.000 m³ podría suponer un incremento en la cifra de inversión -aprox. 58M €- de entre 5€ y 30M €, pudiendo alcanzar una cifra cercana a los 90M € -incremento de hasta el 40%-.

El impacto máximo que estos incrementos podrían tener en el coste final de suministro de las alternativas con terminal de almacenamiento intermedia -Algeciras y Canarias- se resume en la siguiente tabla:

Tabla 5.1 Análisis de sensibilidad al coste de las terminales de almacenamiento de fondo plano

	Canarias 2020	Canarias 2025	Canarias 2030	Canarias 2050	Huelva 2050
Inversión inicial acumulada	98,2M €	98,2M €	110,2M €	213,7M €	342.1M €
Nº Terminales FB	2	2	2	2	1
Inv. Inicial¹⁰	(44,1M €)	(44,1M €)	(44,1M €)	(44,1M €)	(58,0M €)
Inv. Final	(56,2M €)	(56,2M €)	(56,2M €)	(56,2M €)	(90,0M €)
Inversión final acumulada	110,36M €	110,36M €	122,36M €	226M €	374,1M €
Variación Inversión	12%	12%	11%	6%	9%
Coste inicial	16,4 €/MWh	8,9 €/MWh	6,4 €/MWh	4,6 €/MWh	2,5 €/MWh
Coste final	21,8 €/MWh	12,1 €/MWh	7,9 €/MWh	5,1 €/MWh	2,7 €/MWh
Variación coste final	33%	36%	23%	12%	5%

¹⁰ En el caso de Canarias solo se añade un 38 % del coste extra al ser dos terminales compartidas con la demanda eléctrica

6 Análisis de la reducción de externalidades

El desarrollo de flota motorizada con GNL supondrá una reducción de las externalidades del transporte marítimo y no solo en relación con los gases de efecto invernadero, ya que también se producirá una fuerte reducción en la emisión de contaminantes locales (SOx, NOx y PM). En este capítulo se calculará la reducción de emisiones totales a partir de referencias bibliográficas, aplicando un enfoque *well-to-wake* en el caso de las emisiones GHG y *tank-to-wake* en el caso de los contaminantes locales. Para ello se tomará como principal referencia el documento “*Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel*” realizado por *Thinkstep*. Una vez estimado el ahorro de emisiones en términos absolutos que supondría el despliegue de la flota consumidora de GNL se utilizará como referencia el documento “*European handbook of external costs*” para valorar en términos económicos la reducción total de externalidades que supondría la reducción de emisiones generada por el consumo de GNL como combustible marino.

6.1 Reducción en la emisión de gases de efecto invernadero y contaminantes locales

La Tabla 6.1, resumen de los resultados reflejados en el documento realizado por *Thinkstep*, refleja los factores de emisión de los distintos tipos de combustibles marinos en función del sistema de motorización adoptada (2T, 4T, Ciclo Otto o Ciclo Diesel). Al no disponer dicho informe de referencias en relación con la emisión de partículas (PM) en motores de 2T se recurre a una ecuación de ajuste que relaciona las emisiones PM con las de compuestos de azufre, recogida en el documento “*Energy demand and exhaust gas emissions of marine*” publicado por la universidad DTU.

Tabla 6.1 Factores de emisión considerados por tipo de combustible y motorización

Emisiones por tipo de motor y combustible (g CO ₂ /KWh)			
Thinkstep Lifecycle GHG study. Analysis WELL TO WAKE. Table 6-1, 6-2 y 6-3			
	Motores 2T	Motores 4T	4T Rápidos
HFO (3,114 tCO ₂ /t)	697	741	
MGO (3,206 tCO ₂ /t)	686	724	859
LNG Diesel	549	692	
LNG Otto	598	629	812

Emisiones por tipo de motor y combustible (g NOx/KWh)			
Thinkstep Lifecycle GHG study. Analysis WELL TO WAKE. Table 5-13, 5-14 y 4-15			
	Motores 2T	Motores 4T	4T Rápidos
HFO (3,114 tCO ₂ /t)	3,400	2,550	
LSFO 0,5%	3,400	2,550	
LNG Diesel	3,400	1,960	
LNG Otto	0,880	1,200	1,510
MGO 0,1 %	3,400	2,550	2,01

Emisiones por tipo de motor y combustible (g SOx/KWh)			
Thinkstep Lifecycle GHG study. Analysis WELL TO WAKE. Table 5-13, 5-14 y 4-15			
	Motores 2T	Motores 4T	4T Rápidos
HFO (3,114 tCO ₂ /t)	0,21	0,23	
LSFO 0,5%	1,79	1,92	
LNG Diesel	0,01	0,00	
LNG Otto	0,00	0,01	0,00
MGO 0,1 %	0,34	0,37	0,44

Emisiones por tipo de motor y combustible (g PM/KWh)			
Lifecycle GHG study. Analysis WELL TO WAKE. Table 5-13, 5-14 y 4-15 (Motores 4T) + DTU Energy Demand and exhaust gas emissions of marine			
	Motores 2T	Motores 4T	4T Rápidos
HFO (3,114 tCO ₂ /t)	0,2816	0,68400	
LSFO 0,5%	0,7350	1,23100	
LNG Diesel	0,2608	0,00800	
LNG Otto	0,2602	0,01600	
MGO 0,1 %	0,2994	0,17300	

Una vez conocidos los distintos factores de emisión, es necesario caracterizar las estimaciones de demanda en relación con las categorías mostradas en la Tabla 6.1. Para ello, en primer lugar, se establecen las siguientes asunciones:

Tabla 6.2 Caracterización de la demanda por tipo de motorización y combustible consumido

Tipo Motor	Mezcla Combustible Convencional	% Estancia en puerto	Ciclo térmodinámico GNL
Bulk carriers	2T 33 %-MDO + 33 %-LSFO 0,5% + 33%HFO	10%	50% Otto +50% Diesel
Car carriers	2T 33 %-MDO + 33 %-LSFO 0,5% + 33%HFO	10%	50% Otto +50% Diesel
Container ships	2T 33 %-MDO + 33 %-LSFO 0,5% + 33%HFO	10%	50% Otto +50% Diesel
General cargo	2T 33 %-MDO + 33 %-LSFO 0,5% + 33%HFO	10%	50% Otto +50% Diesel
Other	2T 33 %-MDO + 33 %-LSFO 0,5% + 33%HFO	10%	50% Otto +50% Diesel
Passenger ship	4T 33 %-MDO + 33 %-LSFO 0,5% + 33%HFO	20%	20% Otto +80% Diesel
Ro-Pax	4T 33 %-MDO + 33 %-LSFO 0,5% + 33%HFO	20%	20% Otto +80% Diesel
Ro-Ro	4T 33 %-MDO + 33 %-LSFO 0,5% + 33%HFO	10%	20% Otto +80% Diesel
Tankers	2T 33 %-MDO + 33 %-LSFO 0,5% + 33%HFO	10%	50% Otto +50% Diesel

Relacionando los datos indicados en la Tabla 6.1 y Tabla 6.2 se obtienen los factores de emisión promedio que se aplicarán a cada tipo de buque, mostrados a continuación:

Tabla 6.3 Factores de emisión promediados por tipo de buque

	Factores de emisión (kg/MWh de GNL consumido)											
	CO ₂			NO _x			SO _x			PM		
	Convencional	LNG	LNG 20% BIO	Convencional	LNG	LNG 20% BIO	Convencional	LNG	LNG 20% BIO	Convencional	LNG	LNG 20% BIO
Bulk carriers	696	574	499	3,37	2,14		0,77	0,01		0,43	0,26	
Car carriers	696	574	499	3,37	2,14		0,77	0,01		0,43	0,26	
Container ships	696	574	499	3,37	2,14		0,77	0,01		0,43	0,26	
General cargo	696	574	499	3,37	2,14		0,77	0,01		0,43	0,26	
Other	696	574	499	3,37	2,14	Igual a LNG 100% fósil	0,77	0,01	Igual a LNG 100% fósil	0,43	0,26	Igual a LNG 100% fósil
Passenger ship	738	692	602	2,52	1,81		0,83	0,00		0,69	0,01	
Ro-Pax	756	710	618	2,52	1,81		0,83	0,00		0,69	0,01	
Ro-Ro	705	597	520	2,52	1,81		0,83	0,00		0,69	0,01	
Tankers	696	574	499	3,37	2,14		0,77	0,01		0,43	0,26	

Aplicando los factores de emisión recogidos en la tabla anterior a la demanda estimada para cada tipo de buque y periodo temporal, se estiman los ahorros de emisiones GHG -Figura 6.1- y contaminantes locales -Figura 6.2- que se producirían como consecuencia de la adopción del GNL como combustible marino. Adicionalmente, se incluye en los factores de emisiones GHG estimados si se suministrará una mezcla de 20 % de biometano¹¹.

¹¹ SEA-LNG LNG as a Marine fuel. Ore carrier vessel business case.

Ahorro emisiones de efecto invernadero LNG (t CO2)

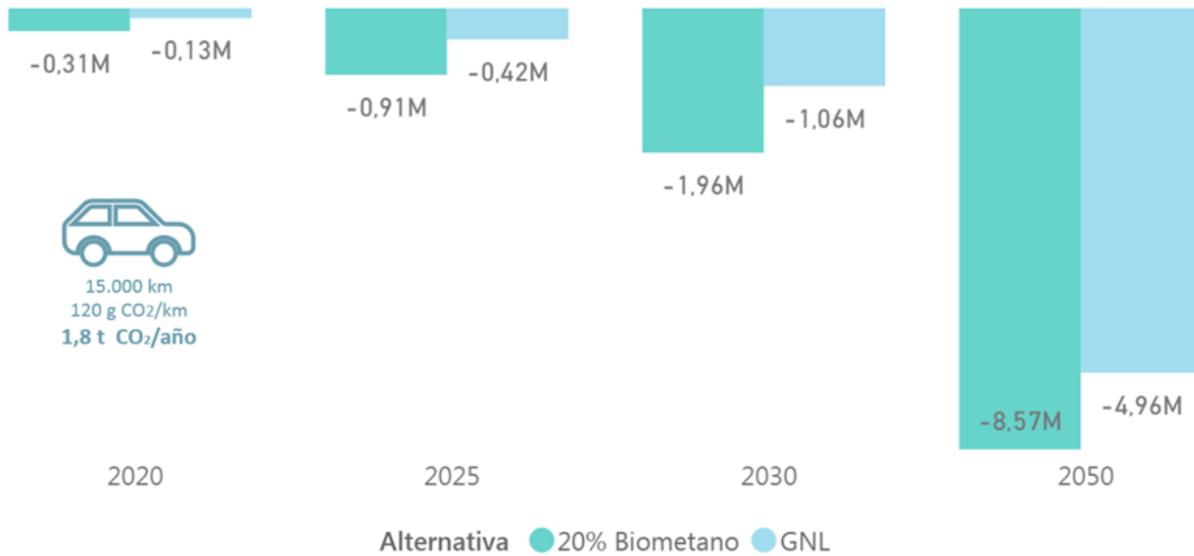


Figura 6.1 Reducción de emisiones de efecto invernadero asociada a la demanda de GNL

Como puede observarse en el gráfico anterior **las reducciones en emisiones de CO₂, tan solo considerando el consumo de GNL fósil, son considerables y equivaldrían a las emisiones anuales de entre 0,07M y 2,75 M de vehículos en circulación**, obteniéndose una relación aproximada de 200 vehículos por cada 1.000 m³ de GNL consumido. **En caso de adicionar combustibles renovables en una proporción del 20 %, esta reducción se vería considerablemente incrementada -más del 50 % en los primeros 10 años-, especialmente en los primeros periodos de desarrollo, donde el peso de la flota con motores de 4T -cruceros y Ro-Pax- es mayor** y la reducción por adición de combustibles renovables supondría elevar en un 300% la capacidad de descarbonización -del 6% al 19%-.

En relación con las sustancias contaminantes la reducción es aún mayor, especialmente en términos de material particulada, tal y como refleja la siguiente figura:

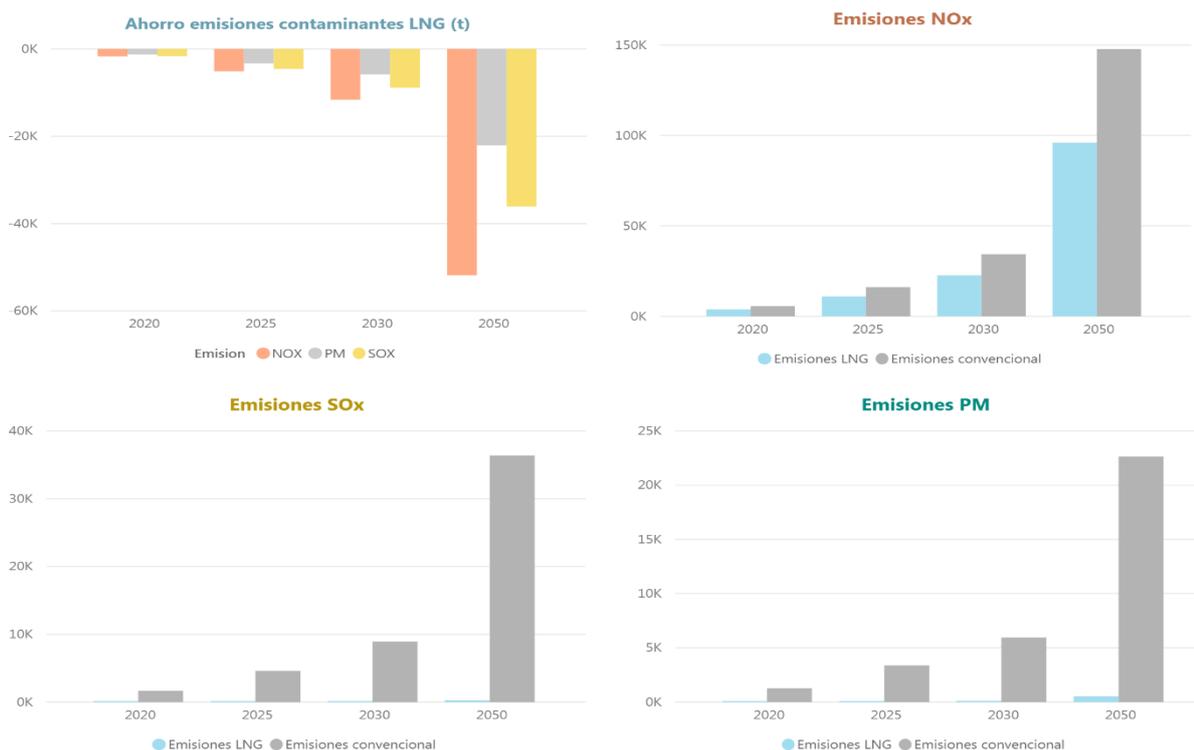


Figura 6.2 Reducción de emisiones de contaminantes locales asociada a la demanda de GNL

En términos relativos, las mayores reducciones se producirán en las emisiones de óxidos de azufre -SOx- y material particulado -PM-, si bien en términos absolutos la disminución de óxidos de nitrógeno es la más importante.

6.2 Valoración económica de la reducción de externalidades asociada con las emisiones atmosféricas

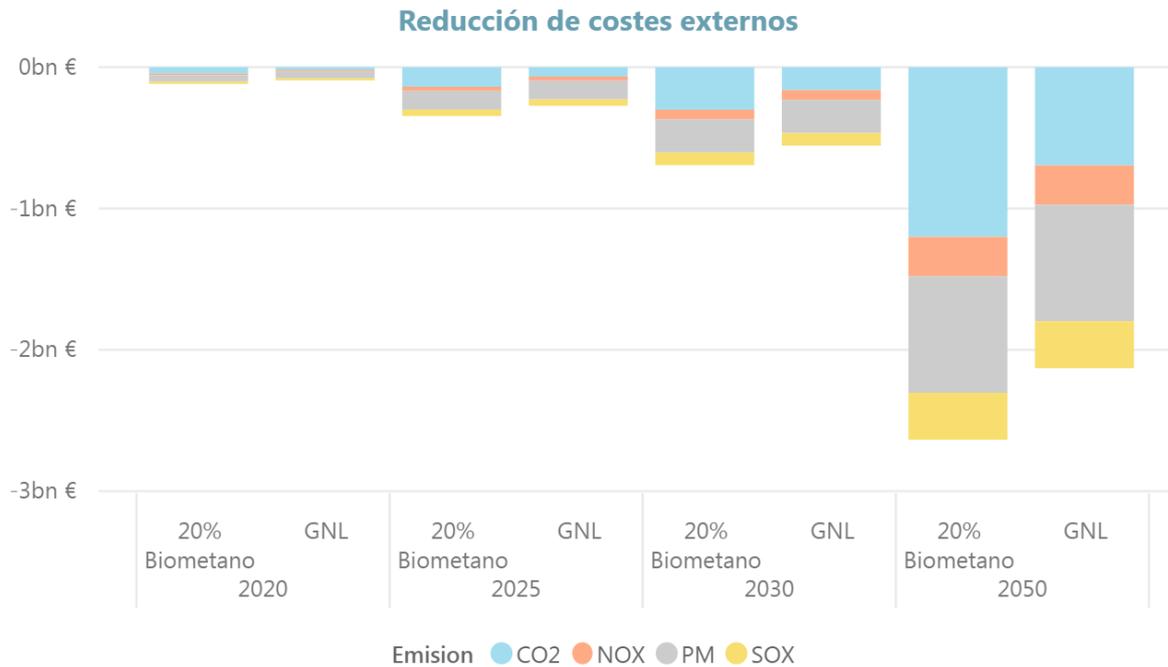
Actualmente, la principal referencia para valorar el coste de las externalidades es el documento "Handbook on the external costs of transport Version 2019", publicado por la Comisión Europea y realizado por CE Delft. En este documento se distingue el coste externo de las distintas emisiones atmosféricas y otras externalidades atendiendo a diversas características como el modo de transporte o el lugar de emisión (urbano, marítimo, etc...).

Tomando como referencia la media europea reflejada en la Tabla 14 y la media del mar Mediterráneo y océano Atlántico reflejada en la Tabla 15 del documento arriba referenciado se establecen los siguientes costes externos unitarios de referencia:

Tabla 6.4 Costes externos unitarios considerados

€/t emitida	Puerto	Navegación
CO2	100	100
NOX	7.699	3.400
SOX	8.547	6.350
PM	123.000	15.900

Y aplicando estos costes externos unitarios a las estimaciones de reducción de emisiones para el periodo temporal estudiado se obtiene la reducción de externalidades mostrada en la siguiente figura:



Alternativa	2020	2025	2030	2050
20% Biometano	-119M €	-345M €	-693M €	-2.636M €
CO2	-46M €	-139M €	-300M €	-1.201M €
PM	-47M €	-131M €	-236M €	-824M €
SOX	-16M €	-45M €	-89M €	-333M €
NOX	-10M €	-30M €	-68M €	-279M €
GNL	-93M €	-273M €	-555M €	-2.130M €
PM	-47M €	-131M €	-236M €	-824M €
CO2	-20M €	-66M €	-162M €	-695M €
SOX	-16M €	-45M €	-89M €	-333M €
NOX	-10M €	-30M €	-68M €	-279M €

Figura 6.3 Reducción total de costes externos por tipo de contaminante

7 Conclusiones y recomendación de actividades de mayor impacto

El impulso a la adopción del GNL como combustible marino en el sector de los portacontenedores sería el más eficiente y efectivo, al ser el sector con mayores demandas y la mejor relación entre inversión, demanda de GNL generada y reducción de emisiones y contaminación atmosféricas.

Los buques de pasajeros (cruceros y ferrys), es la categoría cuya demanda crece más rápido en los primeros años del despliegue principalmente por su frecuencia de escalas, contribuyendo de forma importante a la reducción de emisiones en puerto y en navegación de corta distancia. Así en algunos puertos esta categoría de demanda será la que soporte las inversiones en el despliegue de la infraestructura de suministro.

La promoción al desarrollo de medios de suministro en el Estrecho de Gibraltar debe ser prioritaria por ser el área con mayor potencial de mercado a largo plazo. Sería interesante la colaboración con las Autoridades Portuarias de Gibraltar y Tanger-Med para la promoción a nivel internacional del Estrecho de Gibraltar como un área referente mundial para suministro de GNL con alta disponibilidad de producto, precio competitivo y servicio de calidad.

La promoción del desarrollo de infraestructuras de GNL en las Islas Canarias, que permita mantener el estatus de puertos de bunkering a Las Palmas y Tenerife también en GNL, pasa por soluciones que permitan combinar el abastecimiento del sistema eléctrico y la navegación marítima. La planificación y desarrollo coordinado de ambos sectores permitirían aprovechar las importantes sinergias en las cadenas de aprovisionamiento.

En definitiva, el Plan de Inversiones resultante puede poner a los puertos españoles en primera línea del mercado de suministro de GNL a nivel mundial, siempre que la demanda responda para superar los umbrales críticos de actividad que garanticen costes de suministro competitivos.

El análisis de costes externos evitados, respecto al caso base (combustible convencional) arroja datos interesantes. Según el Plan actual, en 2030, las inversiones acumuladas en la oferta alcanzarían los 364M€, para servir a una flota que habría invertido 1.220 M€ en la adopción de GNL, generando un ahorro de costes externos anual de 555 M€, que podría alcanzar aproximadamente 800 M€ si se adicionará un 20 % de biometano. Esto supone un alto “retorno socio-ambiental” de las inversiones realizadas y de las potenciales ayudas otorgadas para impulsar este despliegue inferior a los tres años.

