

Proyecto Fin de Máster
Máster en Organización Industrial y
Gestión de Empresas

Estudio de Viabilidad económica de las
Regasificadoras en España en épocas de Transición
hacia Energías Renovables

Autor: M^a Teresa Tesier Rodríguez

Tutor: Ricardo Galán de Vega

**Dpto. de Organización Industrial y Gestión de
Empresas I**

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2023



Proyecto Fin de Máster
Máster en Organización Industrial y Gestión de Empresas

Estudio de Viabilidad económica de las Regasificadoras en España en épocas de Transición hacia Energías Renovables

Autor:

M^a Teresa Tesier Rodríguez

Tutor:

Ricardo Galán de Vega

Profesor asociado

Dpto. de Organización Industrial y Gestión de
Empresas I

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

Proyecto Fin de Máster: Estudio de Viabilidad económica de las Regasificadoras en España en épocas de Transición hacia Energías Renovables

Autor: M^a Teresa Tesier Rodríguez

Tutor: Ricardo Galán de Vega

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

A mi madre, que se empeñó en que estudiase una carrera universitaria y ese hecho desencadenó el que lo siga haciendo.

A mis hermanas, por su apoyo.

A mi marido y a mis hijos, por el esfuerzo que ha conllevado en nuestra vida familiar mi dedicación a este máster.

Agradecimientos

A mi familia, amigos, compañeras del máster Yolanda y Carolina, sin ellas no habría comenzado.

A Javier Serra (referente de mis datos económicos de una planta regasificadora real), que han hecho posible alcanzar este objetivo.

A mi tutor, Ricardo por la dedicación, orientación y motivación.

Gracias por todo el apoyo.

M^a Teresa Tesier Rodríguez

Sevilla, 2023

Resumen

En un mundo marcado por tensiones y conflictos, la búsqueda de soluciones energéticas confiables se vuelve cada vez más crucial. En esta coyuntura candente, surge un estudio esencial: evaluar la viabilidad de revivir una planta regasificadora actualmente inactiva. Este análisis cobra una relevancia sin igual debido a la tensión entre Rusia y Ucrania, donde el gas natural juega un papel fundamental en la escena mundial. En este trabajo se enfoca en la evaluación de la rentabilidad, viabilidad económica y relevancia política de las plantas regasificadoras en España a lo largo de los próximos veinte años. Se ha tratado de analizar desde un punto de vista geoeconómico, dónde hay distintos intereses que hacen viable una inversión.

El impacto de la crisis entre Rusia y Ucrania ha puesto de manifiesto la fragilidad del suministro de gas natural en Europa. Es importante destacar que España tiene una postura diferenciada respecto a otros países europeos, ya que cuenta con más plantas regasificadoras que cualquier otro país de Europa. En este escenario, la reactivación de una planta regasificadora más se convierte en un punto clave para asegurar una fuente de energía confiable y estable para España y, por extensión, para la región europea. Este estudio no solo busca evaluar la rentabilidad económica, sino también explorar cómo contar con más capacidad para almacenar y regasificar gas natural podría reducir riesgos derivados de dependencias energéticas externas.

En línea con los esfuerzos de España por cumplir con la Agenda 2030 y su compromiso con la transición hacia fuentes de energía sostenibles, este análisis aborda un aspecto más amplio: el rol futuro de las plantas regasificadoras en la descarbonización y la promoción de la sostenibilidad energética, al menos mientras sigamos necesitando el gas natural.

Abstract

In a world marked by tensions and conflicts, the search for reliable energy solutions is becoming increasingly crucial. At this heated juncture, an essential study emerges: assessing the feasibility of reviving a currently inactive regasification plant. This analysis takes on unparalleled relevance due to the tension between Russia and Ukraine, where natural gas plays a key role on the world stage. This paper focuses on the evaluation of the profitability, economic viability and political relevance of regasification plants in Spain over the next twenty years. We have tried to analyse from a geo-economic point of view, where there are different interests that make an investment viable.

The impact of the crisis between Russia and Ukraine has highlighted the fragility of natural gas supply in Europe. It is important to note that Spain has a different position from other European countries, as it has more regasification plants than any other country in Europe. In this scenario, the reactivation of one more regasification plant becomes a key point to ensure a reliable and stable energy source for Spain and, by extension, for the European region. This study not only seeks to assess the economic profitability, but also to explore how having more capacity to store and regasify natural gas could reduce risks derived from external energy dependencies.

In line with Spain's efforts to comply with the 2030 Agenda and its commitment to the transition to sustainable energy sources, this analysis addresses a broader aspect: the future role of regasification plants in decarbonisation and the promotion of energy sustainability, at least as long as we continue to need natural gas.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xii
Índice	xiii
Notación	xvi
1 Introducción	1
1.1 Descripción de la problemática	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Alcance	3
2 Gas y Plantas Regasificadoras	5
2.1 Antecedentes	5
2.2 Gas natural	6
2.2.1 Importancia y justificación del uso del gas natural en España y en Europa.	6
2.2.2 Industrias y Aplicaciones del Gas Natural.	7
2.2.3 Redes de Abastecimiento en Europa y España	9
2.2.4 Transporte del gas natural por gasoducto	11
2.3 Plantas regasificadoras	14
2.3.1 Ciclo del gas regasificado	15
2.3.2 Plantas regasificadoras en España.	15
2.3.3 Enagás y la gestión de plantas regasificadoras.	17
2.3.4 Características de las Plantas Regasificadoras existentes en España.	19
2.4 Funcionamiento de la planta objeto de estudio	21
2.4.1 Recepción del gas natural	21
2.4.2 Almacenamiento	21
2.4.3 Regasificación	22
2.4.4 Expedición	22
3 Indicadores de Rentabilidad	24
3.1 Análisis de Rentabilidad	24
3.1.1 Valor Actual Neto (VAN)	24
3.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	28
3.1.3 Payback	29
3.2 Ratios Operativos	30
4 Estudio de Viabilidad	32
4.1 Recopilación de datos	32
4.2 Objetivo Planta Regasificadora	32
4.3 Conceptos Previos	33

4.4	<i>Estudio de rentabilidad sin financiación</i>	34
4.5	<i>Estudio de rentabilidad con financiación</i>	38
5	Análisis de los Resultados	40
5.1	<i>Análisis.</i>	40
6	Conclusiones y Recomendaciones	43
6.1	<i>Conclusión teniendo en cuenta el resultado del estudio económico.</i>	43
6.2	<i>Recomendaciones para la Transición Sostenible de las Plantas Regasificadoras hacia el Hidrógeno Verde: Contribución a los ODS 7 y 13</i>	44
7	Referencias	46
Anexo 1. Resultados		47
	APARTADO 1_ Ingresos, Cuenta de Resultados y Flujo de Caja del Proyecto. Financiación propia.	47
	APARTADO 2_ Ingresos, Cuenta de Resultados y Flujo de Caja del Proyecto. Financiación externa.	49

Notación

Siglas	Descripción
BAI	Beneficio de explotación. Beneficio Antes de Impuestos
BAII	EBIT_Beneficio de explotación. Beneficio Antes de Intereses e Impuestos
BDI	Beneficio Después de Impuestos
CC	Costes Corporativos
CD	Costes Directos
CP	Costes Producción
CPC	Centro Principal de Control
EBITDA	Margen bruto
ERMs	Las estaciones de regulación y medida
GLP	Gas Licuado del Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
GNV	Gas Natural Vehicular
GTS	Gestor Técnico de Sistema
ISO	International Organization for Standardization
MAGREB	Gaseoducto unión España Marruecos
MEZGAZ	Gaseoducto unión España Argelia
MIBEL	El Mercado Ibérico de la Electricidad
MIDCAT	Gaseoducto unión España Francia (parada su construcción)
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PAYBACK	Tiempo de retorno de los pagos
ROA	Rentabilidad sobre Activos
ROE	Rentabilidad sobre el Patrimonio
ROS	Rentabilidad sobre las Ventas
TFM	Trabajo Fin Máster
THT	Tetrahidrotiofeno
TIR	Tasa Interna de Retorno
UNE	Una Norma Española

VAN Valor Actual Neto

WACC Weighted Average Cost of Capital (Costo Promedio Ponderado)

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción de la problemática

En el actual panorama energético europeo, marcado por la crisis del gas natural debido al conflicto Rusia-Ucrania, España se encuentra ante una encrucijada estratégica. A diferencia de otros países europeos, España cuenta con un activo valioso y, hasta ahora, subestimado: sus siete plantas regasificadoras. Estas infraestructuras, diseñadas para la regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), aparecen como elementos críticos para garantizar la viabilidad económica, cierta independencia energética y la resiliencia del país frente a las fluctuaciones en el suministro internacional.

La crisis geopolítica ha agudizado la vulnerabilidad de Europa al verse sometida a las decisiones políticas de Rusia en cuanto al suministro de gas natural. Esta dependencia, sin embargo, presenta oportunidades estratégicas para España, que cuenta con una red de regasificadoras capaces de almacenar grandes cantidades de GNL. La pregunta crucial es cómo España puede transformar este desafío en una oportunidad para fortalecer su posición económica y energética.

Las regasificadoras, antes relegadas a un segundo plano en términos de rentabilidad económica, ahora se presentan como activos cruciales. La capacidad de estas instalaciones para almacenar GNL ofrece a España la posibilidad de mitigar la volatilidad en los precios del gas y responder con agilidad a las dinámicas del mercado. Esto no solo asegura el suministro interno, sino que también presenta oportunidades para la exportación y el comercio internacional de GNL, contribuyendo así a la economía nacional.

En el contexto de la actual crisis del gas, España puede y debe explorar formas de hacer un uso más eficiente y flexible de sus regasificadoras. La adaptabilidad de estas instalaciones para recibir, almacenar y regasificar GNL las convierte en nodos estratégicos que pueden responder a las cambiantes dinámicas del mercado energético. La optimización de la operatividad y la capacidad de estas plantas se presenta como un imperativo para maximizar su contribución económica y fortalecer la posición de España en el escenario energético internacional.

La perspectiva de futuro contempla no solo los desafíos, sino también las oportunidades. La planificación y construcción del gaseoducto **MIDCAT** (proyecto de gasoducto que comunicaría España con Francia a través de Cataluña y que permitiría doblar la capacidad de transporte de gas actual entre los dos países) se revela como una opción estratégica para diversificar las fuentes de suministro y reducir la dependencia de decisiones geopolíticas externas, actualmente está paralizado y se intenta retomar ante la situación actual. Explorar otras rutas a través de Italia refuerza aún más la posición de España como centro logístico de distribución de gas hacia Europa, proporcionando una

red de seguridad energética para la región.

Como parte de esta perspectiva de futuro, se destaca la transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Aunque se deja de lado la crisis actual, se mantiene la relevancia de las regasificadoras como facilitadoras de esta transición. El énfasis en el hidrógeno verde como alternativa señala la visión a largo plazo de España hacia una matriz energética más limpia y sostenible.

Este reenfoque no solo anticipa y aborda los desafíos presentes, sino que también resalta las oportunidades estratégicas que España puede capitalizar para asegurar la estabilidad y sostenibilidad energética en el futuro.

La elección de centrar este estudio en el análisis de las plantas regasificadoras en España se fundamenta en la importancia crucial de estas instalaciones para la seguridad y estabilidad del suministro de gas en el país. Si bien existen otras vías de suministro de gas en forma gaseosa a través de conductos, que pueden resultar más económicas para el consumo inmediato, se ha optado por enfocarse en las plantas regasificadoras debido a su capacidad única de almacenar grandes volúmenes de gas en forma líquida GNL y regasificarlos según la demanda.

La capacidad de las plantas regasificadoras de almacenar gas natural licuado (GNL) brinda una ventaja estratégica significativa al permitir un suministro continuo y estable, incluso durante fluctuaciones en la demanda o interrupciones en el suministro. Esto se vuelve especialmente crucial en tiempos de incertidumbre, como durante la crisis entre Ucrania y Rusia, donde la seguridad del suministro de gas se vuelve cada vez más vital para la estabilidad energética y económica del país.

1.2 Objetivos

Este estudio trata sobre el análisis de las plantas regasificadoras en España, centrándose en su viabilidad económica y su relevancia política a lo largo de las próximas dos décadas. Más allá de una evaluación estática de costos y beneficios, se pretende explorar cómo estas infraestructuras se posicionan en la dinámica cambiante del mercado energético global y cómo su adaptabilidad y capacidad estratégica las convierten en activos esenciales.

La viabilidad económica desde una perspectiva a largo plazo, considerando no solo los costos operativos y los ingresos proyectados, sino también la capacidad de las regasificadoras para ajustarse a las fluctuaciones en la demanda y las condiciones del mercado. La proyección a 20 años implica evaluar diversos escenarios, desde la evolución de los precios del gas natural hasta la integración de nuevas tecnologías, como la producción de hidrógeno verde. Este enfoque proporciona una visión integral que no solo anticipa desafíos económicos sino que también identifica oportunidades para optimizar el rendimiento financiero de estas instalaciones.

La relevancia política de las regasificadoras se analiza en el contexto de un panorama geopolítico dinámico. La capacidad de almacenamiento de GNL posiciona a España de forma estratégica en la toma de decisiones energéticas. Evaluar su relevancia política implica considerar cómo estas

infraestructuras pueden ser herramientas diplomáticas, contribuir a la seguridad energética y alinearse con las metas políticas a nivel nacional e internacional. En un escenario donde las tensiones geopolíticas pueden influir en el suministro de gas, las regasificadoras se posicionan como activos cruciales para garantizar la estabilidad y autonomía energética de España.

La capacidad de adaptarse a los cambios en el panorama energético es fundamental para la viabilidad a largo plazo de las regasificadoras. Este punto destaca la necesidad de considerar la transición hacia fuentes de energía más sostenibles, explorando opciones como la integración del hidrógeno verde. Esta adaptabilidad no solo se alinea con los objetivos medioambientales, sino que también puede ser una vía para reforzar la relevancia política de estas instalaciones en un contexto global que busca reducir las emisiones de carbono.

La importancia estratégica de las regasificadoras se potencia cuando se examina en el marco de la Agenda 2030 y sus objetivos de desarrollo sostenible. La transición hacia energías más limpias y sostenibles se convierte en una oportunidad para alinear las instalaciones de los gaseoductos con los esfuerzos globales para reducir las emisiones y promover la sostenibilidad. Este punto destaca la importancia de considerar el papel del gas natural no solo en el contexto nacional, sino también como contribuyentes a metas internacionales más amplias.

Este análisis inicial revela la complejidad y la interconexión entre la viabilidad económica y la relevancia política de las plantas regasificadoras en España. En los próximos pasos, se profundizará en cada uno de estos aspectos, considerando variables económicas, geopolíticas y medioambientales, para proporcionar una evaluación completa que guíe las decisiones estratégicas en las próximas dos décadas.

1.3 Alcance

El alcance de este proyecto se concentra en realizar un estudio detallado de la viabilidad económica de una planta regasificadora específica en España. Se establecen límites claros en términos del periodo de estudio, el punto de partida y los objetivos a alcanzar. La planta seleccionada representa un caso concreto, pero los hallazgos obtenidos podrían extrapolarse a otras instalaciones similares, proporcionando percepciones valiosas para el sector.

El punto de partida de este estudio se sitúa en el año anterior a la actual crisis con Rusia, específicamente en un momento en el que la planta regasificadora en cuestión operaba a aproximadamente el 34% (para regasificación de gas objeto de este estudio) de su capacidad total en el año 2021, para otros usos como venta del GNL llevado en camiones o de nuevo en barcos estaría operando en torno al 56%. Este contexto inicial sirve como base para comprender la dinámica operativa y financiera de la planta en condiciones de demanda y suministro antes de los eventos que afectaron el mercado del gas natural.

El enfoque principal del estudio es evaluar cómo la viabilidad económica de una planta regasificadora similar a la seleccionada en cuanto a su capacidad según la operación de la planta de la que partimos con los datos. Si se necesitase en el futuro se podría aumentar la utilización de la planta, se considera como un escenario potencialmente alcanzable y estratégico, que podría ser impulsado por cambios en

la demanda, políticas energéticas, o la necesidad de asegurar la autonomía energética en momentos de crisis geopolítica.

El alcance de este proyecto se limita a la evaluación de la viabilidad económica y financiera de la planta regasificadora en estudio. No se incluyen en este análisis consideraciones detalladas sobre aspectos técnicos o de ingeniería específicos de la planta. Además, aunque se busca proporcionar una visión generalizable para otras instalaciones similares, la extrapolación directa de los resultados a todas las plantas regasificadoras puede estar sujeta a variaciones dependiendo de las características particulares de cada infraestructura.

La metodología utilizada se basará en análisis financiero, considerando ingresos, costos operativos, inversiones futuras y posibles escenarios de demanda similar al conocido extendido en el tiempo. Se emplearán herramientas financieras estándar para evaluar la rentabilidad y la viabilidad económica con diferentes tipos de financiación. Los datos económicos y operativos serán recopilados tanto de fuentes internas como de fuentes externas confiables del sector energético.

El proyecto finalizará con una conclusión que resume los hallazgos clave sobre la viabilidad económica de la planta regasificadora bajo las condiciones analizadas. Además, se proporcionarán recomendaciones estratégicas basadas en los resultados obtenidos, brindando a los tomadores de decisiones información valiosa para optimizar la operación de estas instalaciones en el contexto energético actual y futuro.

2 GAS Y PLANTAS REGASIFICADORAS

2.1 Antecedentes

El gas natural ha desempeñado un papel fundamental en el panorama energético mundial desde su descubrimiento y explotación a lo largo de la historia. Según el estudio realizado (CRAIG, Jonathan, et al.), "The history of the European oil and gas industry", el uso del gas natural se remonta a tiempos antiguos, cuando las civilizaciones utilizaban el gas natural seco para calentar y cocinar. Este estudio demuestra que la explotación a gran escala de las reservas de gas natural comenzó en el siglo XIX, con el desarrollo de tecnologías para su extracción y transporte. Actualmente para cocinar se traslada el uso a la cocina eléctrica con lo que se aumentará la demanda eléctrica el día que la gran mayoría de la población tenga acceso a la misma, como se observa en el artículo (SÁNCHEZ-JACOB, Eduardo, et al.) "Joint Optimal Planning of Electricity and Modern Energy Cooking Services Access in Nyagatare" sólo es un dato curioso sobre el avance del uso del gas natural, inicialmente su uso para cocinar directamente, ahora para producir electricidad a un coste competitivo y afectando menos al medio ambiente que otros combustibles fósiles.

Desde sus primeras aplicaciones a finales del siglo XVIII, el gas natural ha evolucionado de ser una fuente de iluminación a convertirse en un componente esencial de la matriz energética global. Los antecedentes históricos revelan una transición significativa en la percepción y aplicación de este recurso, evidenciando su importancia estratégica y su papel en la configuración de la geopolítica energética.

A finales del siglo XIX y principios del XX, el gas natural adquirió relevancia como fuente de calor y energía en la industria, impulsando el crecimiento económico. Sin embargo, fue en la segunda mitad del siglo XX cuando su protagonismo se consolidó, en parte gracias a descubrimientos significativos de yacimientos en distintas partes del mundo.

A lo largo del siglo XX, el gas natural emergió como una fuente de energía fósil cada vez más popular debido a su abundancia, su bajo impacto ambiental en comparación con el carbón y el petróleo, y su eficiencia en la generación de energía. El gas natural se convirtió en una opción más limpia y eficiente en comparación con otros combustibles fósiles, lo que llevó a un aumento significativo en su demanda en diversas industrias y sectores. Según artículos actuales sigue siendo así, (LEÓN, González-De, et al.) "The role of natural gas in today's energy transition", "El papel del gas natural en la transición energética actual" el gas natural es un combustible fósil más respetuoso con el medio ambiente, que las energías renovables no podrán satisfacer el 100% de la demanda y la alta variabilidad del suministro eléctrico basado en nuevas fuentes limpias: eólica y solar. Además, se observan dos oportunidades relevantes: el crecimiento del consumo energético y la expansión del negocio del GNL. Estas

conclusiones indican que el gas natural actuará como combustible puente en la transición hacia energías más limpias.

La apertura del mercado energético en las últimas décadas del siglo XX proporcionó un impulso adicional al gas natural, promoviendo su papel como combustible versátil y abundante. Las infraestructuras como las plantas regasificadoras emergieron como eslabones críticos en la cadena de suministro, permitiendo la importación y distribución eficiente del gas natural licuado (GNL).

En el nuevo milenio, las dinámicas cambiaron nuevamente con un creciente enfoque en la sostenibilidad y la transición hacia energías más limpias, incluso se recuperará el frío del gas como se refleja en (DUTTA, Arnab; KARIMI, Iftekhar A.; FAROOQ Shamsuzzaman). “Economic feasibility of power generation by recovering cold energy during LNG regasification”. La agenda internacional, reflejada en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030, plantea desafíos y oportunidades para el papel futuro del gas natural en la matriz energética global.

Estos antecedentes históricos respaldan la posición del gas natural como una de las opciones más óptimas entre las energías fósiles disponibles, gracias a su mayor eficiencia energética y su menor impacto ambiental. Los avances tecnológicos y las innovaciones en la extracción y distribución de gas natural han contribuido significativamente a su amplia utilización en el panorama energético global. No obstante no hay que perder de vista el objetivo de descarbonización, hay publicaciones como (GÜRSAN, Cem; DE GOOYERT, Vincent) “The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition?” en las que se analizan las inversiones en gas natural frente a otras energías renovables. La tendencia es clara hacia las renovables aún siendo compatibles con el gas natural en la medida que no pueden producirse de forma lineal durante todo el tiempo, siempre se priorizará el gas natural frente a otros combustibles fósiles pero tendiendo a un menor uso con el gran impulso de las energías renovables.

2.2 Gas natural

2.2.1 Importancia y justificación del uso del gas natural en España y en Europa.

El gas natural ha desempeñado un papel fundamental en la matriz energética de España y Europa, contribuyendo significativamente a la diversificación de fuentes de energía y desempeñando un papel crucial en la transición hacia una economía baja en carbono. En España, el gas natural ha experimentado un crecimiento notable en su uso, convirtiéndose en una alternativa clave para reducir la dependencia de los combustibles fósiles más contaminantes y lograr una mayor eficiencia energética. Esta transición hacia el gas natural ha sido impulsada por su menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles fósiles convencionales, lo que lo convierte en una opción más limpia y eficiente para la generación de energía y la calefacción en el país.

En Europa, el gas natural ha sido un componente esencial en la estrategia energética, ya que desempeña un papel fundamental en el suministro de energía a nivel regional y nacional. Dada su versatilidad y capacidad para complementar las fuentes de energía renovable, el gas natural ha sido un factor clave para garantizar la seguridad energética y la estabilidad del suministro en la región. Además, su papel como combustible de transición ha permitido a muchos países europeos reducir su dependencia de los

combustibles fósiles más contaminantes, al tiempo que avanzan hacia un sistema energético más sostenible y eficiente.

En el artículo (LUMBRERAS, Julio, et al.) "La contribución del gas natural a la reducción de emisiones a la atmósfera en España" examina exhaustivamente el impacto del uso generalizado de gas natural en diferentes sectores de la economía española en la reducción de emisiones de gases contaminantes a la atmósfera. Destaca cómo el gas natural ha desempeñado un papel clave en la disminución de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros contaminantes peligrosos en comparación con otros combustibles fósiles más tradicionales. Un poco más adelante el artículo de (LÓPEZ MARTÍNEZ, José María, et al.) "Análisis de las emisiones de CO₂ en la producción de las fuentes energéticas utilizadas en el transporte por carretera", se hace más visible la diferencia con el gas natural que de los combustibles fósiles es el menos contaminante.

A través de estudios de casos y análisis detallados, se presenta un panorama completo de cómo la adopción generalizada del gas natural en áreas como la generación de energía, la industria y el transporte ha contribuido a la mejora significativa de la calidad del aire y a la reducción de la contaminación atmosférica en el país. Además, se resaltan las ventajas ambientales y económicas de su uso en comparación con otras fuentes de energía, y se ofrecen recomendaciones clave sobre cómo fomentar su mayor implementación en el marco de la mitigación del cambio climático y la transición hacia una economía más sostenible.

Este enfoque detallado del papel del gas natural en la reducción de emisiones aporta una comprensión integral de los beneficios y las implicaciones de su uso en el contexto de la sostenibilidad ambiental y energética en España.

2.2.2 Industrias y Aplicaciones del Gas Natural.

El gas natural desempeña un papel multifacético en diversas industrias y aplicaciones, como puede observarse en la figura 1, proporcionando una fuente de energía versátil y menos contaminante en comparación con otras fuentes de combustibles fósiles. Su uso abarca desde la generación de electricidad hasta la calefacción residencial, destacando su importancia en la transición hacia una matriz energética más sostenible.

En el ámbito residencial y comercial, el gas natural es una fuente popular para sistemas de calefacción y suministro de agua caliente. Su uso proporciona una fuente de energía eficiente y económica para la climatización de edificaciones.

Generación de Electricidad: Las centrales de ciclo combinado son infraestructuras clave para la generación de electricidad. Al utilizar gas natural como combustible, estas instalaciones combinan ciclos de generación de vapor y ciclos de gas para maximizar la eficiencia y reducir las emisiones.

Sector Industrial: El gas natural se utiliza ampliamente en la industria para procesos de calefacción, secado y generación de vapor. Sectores como la manufactura, la producción de alimentos y la

metalurgia dependen del gas natural para alimentar sus operaciones.

Calefacción Residencial y Comercial: El gas natural desempeña un papel multifacético en diversas industrias y aplicaciones, proporcionando una fuente de energía versátil y menos contaminante en comparación con otras fuentes de combustibles fósiles. Su uso abarca desde la generación de electricidad hasta la calefacción residencial, destacando su importancia en la transición hacia una matriz energética más sostenible.

Transporte: El gas natural también se utiliza como combustible en vehículos, especialmente en el caso de autobuses, camiones y flotas de vehículos de transporte público. Los vehículos propulsados por gas natural (GNV) son reconocidos por ser más limpios en términos de emisiones.

Producción de Hidrógeno: El gas natural es una materia prima crucial en la producción de hidrógeno. A través de procesos como la reforma de vapor de gas natural, se obtiene hidrógeno, que luego se puede utilizar como combustible o materia prima para diversas aplicaciones industriales.

Sector Químico: La industria química utiliza el gas natural como fuente de carbono e hidrógeno para la fabricación de productos químicos y materiales. Es un componente fundamental en procesos como la síntesis de amoníaco y la producción de metanol.

Cogeneración y Trigeneración: La cogeneración y trigeneración con gas natural involucran la producción simultánea de electricidad, calor y/o refrigeración. Esto se aplica tanto a instalaciones industriales como a edificaciones comerciales.

Desarrollo de Infraestructuras: El gas natural también se utiliza en la industria de la construcción para el desarrollo de infraestructuras. Por ejemplo, en la construcción de edificaciones modernas que incorporan sistemas de calefacción y energía eficientes.

Secuestro de Carbono y Tecnologías de Bajas Emisiones: Investigaciones están en curso para desarrollar tecnologías que permitan el secuestro de carbono y la reducción de emisiones en instalaciones que utilizan gas natural, contribuyendo a la sostenibilidad ambiental.

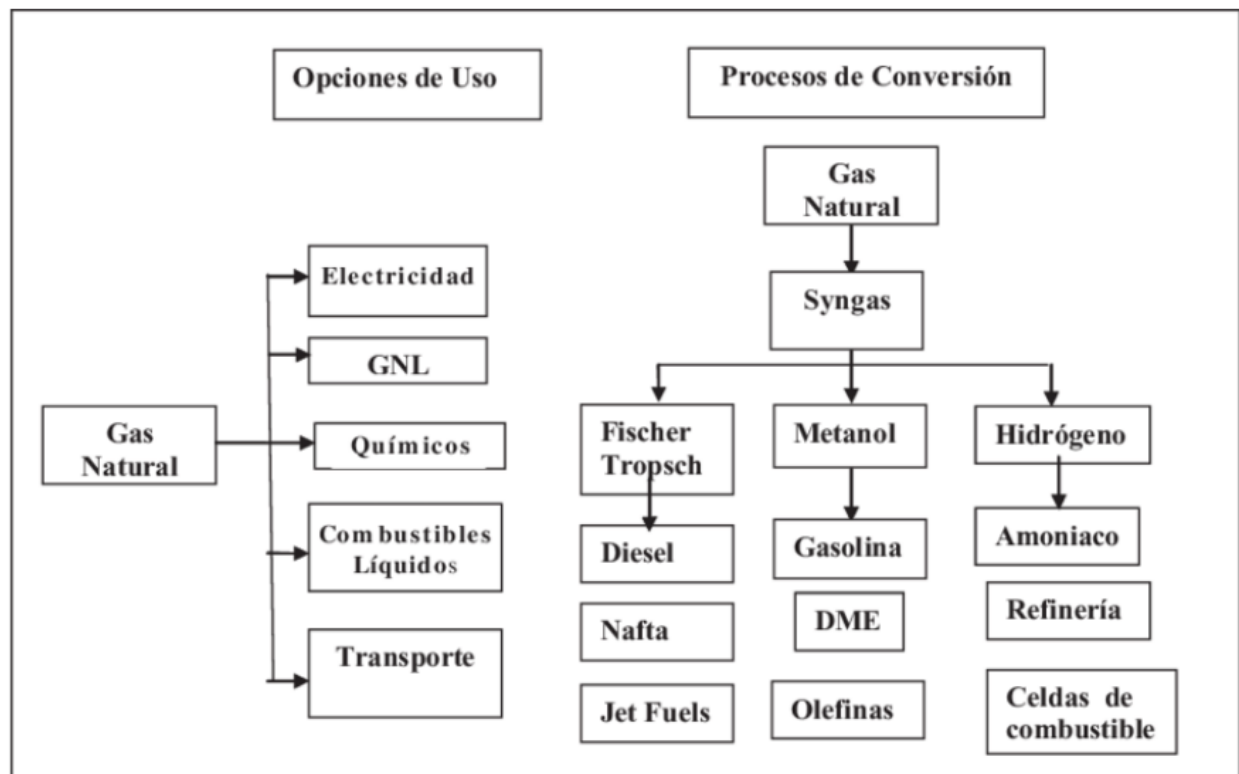
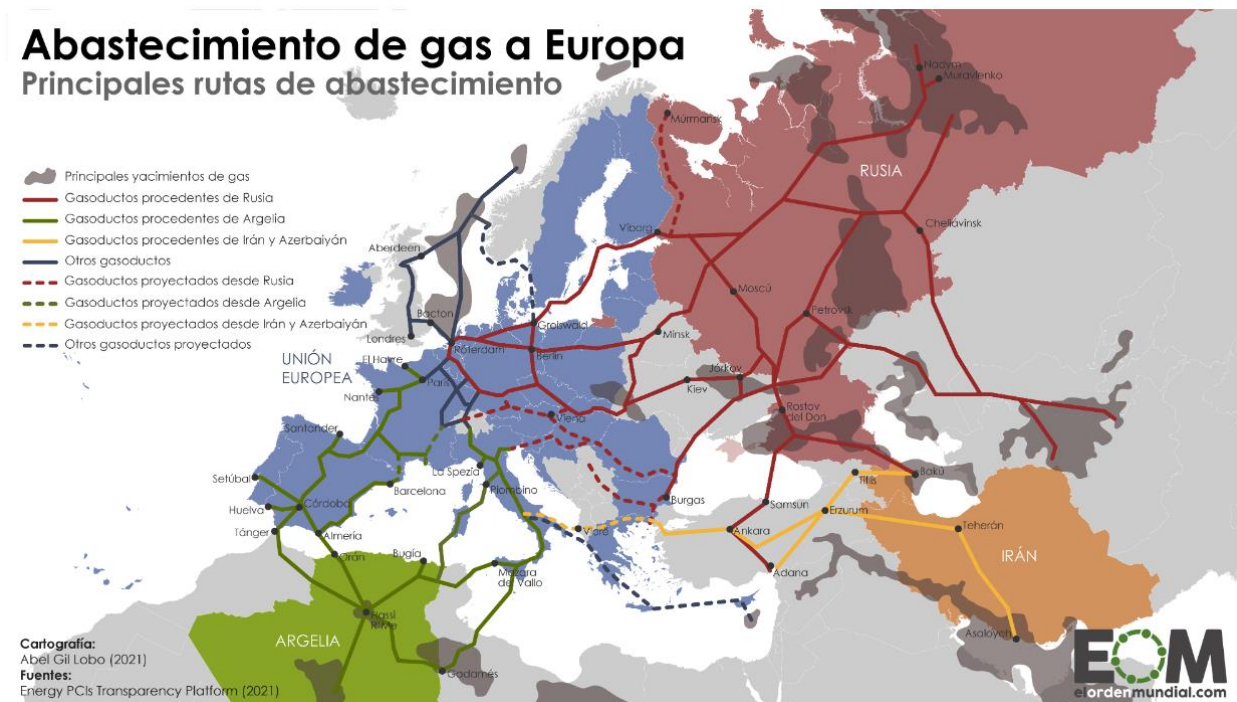


Figura 1_ Opciones de uso del Gas Natural. Fuente: Adaptado de ADI Analytics.

2.2.3 Redes de Abastecimiento en Europa y España

En el tejido energético de Europa y España, la red de distribución de gas natural emerge como un sistema vital que facilita el suministro eficiente y seguro de este recurso energético esencial. En un contexto donde el gas natural desempeña un papel fundamental en diversas industrias y sectores, la infraestructura de distribución se erige como un elemento crucial para satisfacer la creciente demanda y garantizar la continuidad de servicios esenciales.

En cuanto a las principales redes de abastecimiento, España y Europa cuentan con una infraestructura sólida de gasoductos y terminales de gas natural licuado (GNL), cómo puede apreciarse en las figuras 2 y 3, que permiten la distribución eficiente y segura del gas natural en toda la región. En España, destacan la red de gasoductos de Enagás, que conecta las principales regiones del país y facilita el transporte de gas natural desde los puntos de entrada hasta los puntos de consumo. A nivel europeo, el sistema de interconexión de gasoductos, como el Gasoducto del Norte y el Gasoducto Trans Adriático, desempeña un papel crucial en la integración de los mercados de gas y la garantía de suministro en toda la región. Estas redes de abastecimiento han sido fundamentales para garantizar un suministro seguro y confiable de gas natural, tanto en España como en Europa, respaldando así la estabilidad energética y la seguridad del suministro en el continente.



*Figura 2_ Abastecimiento de gas a Europa. Principales rutas de abastecimiento. Cartografía: Abel Gil Lobo.(2021)
Fuente:Energy PCI's Transparency Platform (2021)*

La Unión Europea ha experimentado una considerable dependencia de fuentes externas de energía para cubrir sus necesidades de consumo interno. En particular, Rusia se ha destacado como uno de los proveedores clave de gas natural para varios países europeos, lo que ha colocado a Europa en una posición vulnerable en términos de seguridad y estabilidad del suministro energético. Rusia suministra en torno al 40% de la demanda de gas de la Unión Europea –incluyendo en esta estadística a Reino Unido.

La interdependencia energética entre Europa y Rusia ha planteado desafíos significativos, especialmente en tiempos de tensiones geopolíticas y conflictos regionales. La reciente crisis entre Ucrania y Rusia ha subrayado aún más la importancia crítica de diversificar las fuentes de suministro energético y reducir la dependencia de un solo proveedor. Esto ha impulsado a la Unión Europea a buscar activamente alternativas viables y sostenibles, como el desarrollo de fuentes de energía renovable y la promoción de prácticas de eficiencia energética para reducir su vulnerabilidad y promover la seguridad del suministro a largo plazo.

La comprensión detallada de la dependencia energética de Europa y el papel crucial de Rusia en este contexto sirve como base fundamental para evaluar la importancia estratégica de diversificar las fuentes de energía y fortalecer la seguridad energética en la región. Este análisis proporcionará una visión más clara de los desafíos y oportunidades asociados con la dependencia energética y fomentará una discusión más amplia sobre las estrategias necesarias para garantizar un suministro energético estable y sostenible en Europa.

Aunque el futuro próximo está en conseguir los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) acordados en la Agenda 2030 y en concreto hacia a la energía asequible y no contaminante, sin perderlos de vista y enfocados hacia ellos nos centramos en la realidad actual en la que España al igual que gran parte de Europa depende del gas natural que compra para mantener la infraestructura del país. En su momento se hizo una fuerte inversión en plantas regasificadoras de Gas Natural Licuado (GNL), que no en ocasiones no están aprovechadas al 100% de su capacidad pero en medio de la crisis del gas en Europa en España cobra importancia su capacidad de almacenaje de GNL para su posterior regasificación.

En el mapa de gasoductos en España (figura 3), se puede observar la conexión internacional con Francia, Portugal, Marruecos y Argelia. También están representados los pocos yacimientos de gas natural que hay, los almacenamientos subterráneos con los que se cuenta y lo que nos ocupa en este trabajo fin de máster, las Plantas de Regasificación con las que cuenta el país.



Figura 3_ Representación de los gasoductos, conexiones internacionales, yacimientos, almacenamientos subterráneos y plantas de regasificación en España. Fuente: Enagás.

En la figura 3, se pueden apreciar las regasificadoras existentes en España y la importancia estratégica de las mismas se destaca en diversos aspectos cruciales para la estabilidad energética y la seguridad del suministro en el país.

2.2.4 Transporte del gas natural por gasoducto

Según la publicación (Energía y sociedad, 2016) El sistema clásico de transporte de gas entre dos puntos determinados es el gasoducto (tuberías de acero con carbono, de elevada elasticidad), bien enterrado en la superficie terrestre o bien en el fondo de los océanos. La capacidad de transporte de los gasoductos depende de la diferencia de presión entre sus extremos y de su diámetro (a medida que éste aumenta, lo hace la capacidad de transporte).

La forma de hacer circular el gas a través de los gasoductos no es otra que aumentar en determinados puntos de los mismos la presión del gas. Esta acción se realiza en las estaciones de compresión, que aseguran la correcta circulación de los caudales de gas, compensando las pérdidas de presión que se producen en el transporte. El control de los flujos de gas se realiza desde instalaciones donde se reciben las medidas de presiones, temperaturas, caudales y poderes caloríficos (centros de control).

Las infraestructuras existentes en el sistema gasista para el transporte de gas comprenden los gasoductos, estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, centros de control, etc. La figura 4 muestra la red básica de gas natural en España a finales de 2016, donde se puede observar las instalaciones de transporte de gas.

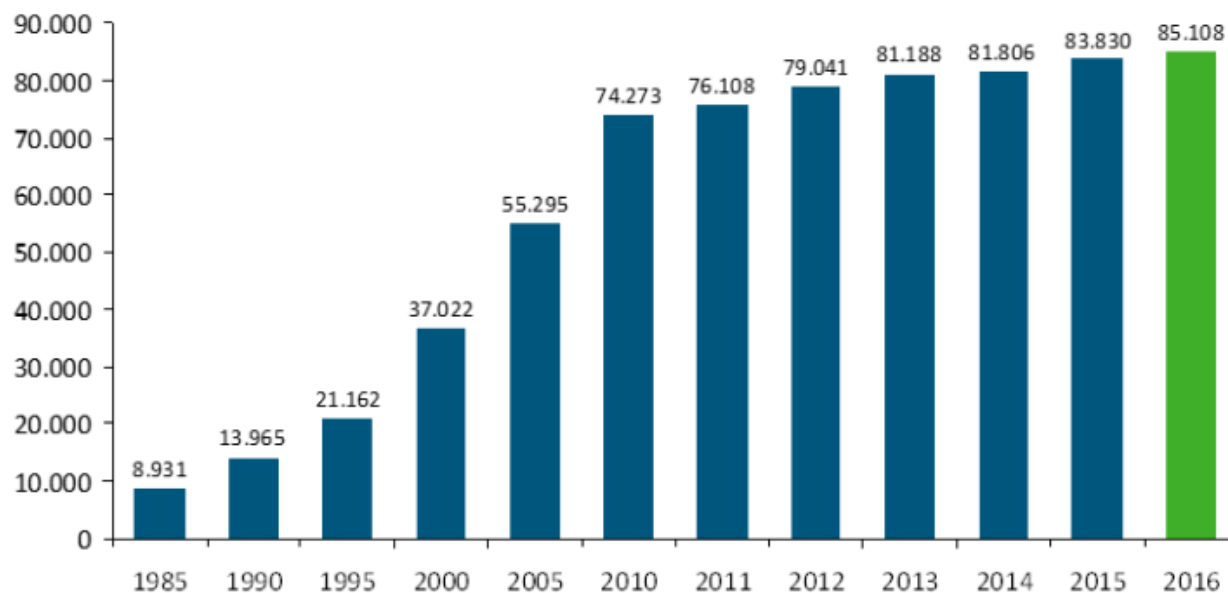


Figura 4_ Instalaciones de la red básica de gas natural en España (2016).
 Fuente: Sedigás, *El gas en España 2016*

La red de transporte de gas natural se divide en red de transporte primario (gasoductos con presiones de diseño superiores a 60 bar) y red de transporte secundario (gasoductos con presiones de diseño entre 16 y 60 bar). A finales del año 2016, la red de transporte primario estaba integrada por 11.369 km de gasoductos. El transporte del gas natural en la red se controla gracias a 18 estaciones de compresión situadas a lo largo de la geografía, dirigidas desde el Centro Principal de Control (CPC) del Gestor

Figura 5_ Evolución de los kilómetros de las redes de transporte y distribución de gas natural.
 Fuente: Sedigás, *El gas en España 2016*

Técnico del Sistema (GTS). Mientras que Enagás es el transportista mayoritario de la red troncal de transporte primario de gas, la red de transporte secundario en España está integrada por gasoductos de Enagás y de otros transportistas, como Gas Natural Transporte, Reganosa, Endesa Gas Transportista, Redexis Gas, y otros menores.



2.2.4.1 Interconexiones.

El sistema gasista español está conectado en la actualidad con los sistemas gasistas francés y portugués, a través de gasoductos bidireccionales situados en Navarra, Irún, Tui y Badajoz, y con Argelia, en primer lugar vía Marruecos, a través del gasoducto del **MAGREB**, conectado al sistema peninsular en Tarifa y en segundo lugar, directamente mediante el gasoducto de Almería (**MEZGAZ**).

Las interconexiones con Francia se encuentran en **Larrau** e **Irún**. Siguiendo las directrices marcadas por la Iniciativa Regional de Gas del Sur (SGRI), Enagás Transporte S.A.U y TIGF desarrollaron conjuntamente una plataforma electrónica, PRISMA, con el objetivo principal de asignar capacidad en puntos de interconexión entre zonas de balance de los Estados miembro de la Unión Europea.

MEDGAZ: En 2011 se puso en marcha el gasoducto de Medgaz, que conecta directamente Argelia con España. El objeto del proyecto fue aumentar la capacidad de interconexión internacional para facilitar la creación de un hub de gas y diversificar el riesgo geo-político del transporte internacional con África.

MIDCAT: (proyecto de gasoducto que comunicaría España con Francia a través de Cataluña y que permitiría doblar la capacidad de transporte de gas actual entre los dos países) se trata de una opción estratégica para diversificar las fuentes de suministro y reducir la dependencia de decisiones geopolíticas externas, actualmente está **paralizado** y se intenta retomar ante la situación actual. Explorar otras **rutas** a través de **Italia** refuerza aún más la posición de España como centro logístico de distribución de gas hacia Europa, proporcionando una red de seguridad energética para la región.

2.2.4.2 Redes de distribución

En las proximidades a los centros de consumo, los gasoductos de transporte presentan derivaciones a las redes de distribución, que son un conjunto de tuberías de menor diámetro y presión de diseño que llevan el gas natural hasta los consumidores finales. Las estaciones de regulación y medida (ERMs), situadas en los nodos que unen la red de transporte y las redes de distribución, adaptan la presión del caudal de gas en los gasoductos de transporte a la presión requerida en la red de distribución.

Los gasoductos de transporte están conectados con las redes de distribución, o conjunto de gasoductos con presión inferior a 16 bar que llevan el gas natural hasta los consumidores finales. Los distribuidores son los titulares de las instalaciones de distribución de gas natural y son los encargados de construir, operar y mantener las redes y de permitir el acceso de terceros (comercializadores y clientes cualificados) a sus redes a cambio del pago de los peajes establecidos regulatoriamente. En la actualidad, cuatro grupos empresariales, Gas Natural Fenosa, Naturgás Energía Distribución, Redexis gas, Madrileña Red de gas y otros de menor tamaño operan y mantienen redes de distribución en España.

2.3 Plantas regasificadoras

Una planta regasificadora, o lo que es lo mismo, terminal de GNL, es una instalación que convierte el gas natural licuado (GNL) almacenado en su forma líquida a su estado gaseoso original para su distribución y uso. Este proceso se lleva a cabo mediante un complejo sistema de calentamiento y presurización, donde el gas licuado se calienta gradualmente para volver a su forma gaseosa, lo que permite su transporte a larga distancia y su distribución a través de redes de gasoductos para su consumo industrial, comercial y residencial. Estas plantas desempeñan un papel fundamental en la infraestructura energética de los países que dependen del gas natural como una importante fuente de energía.



Figura 6_ Planta Regasificadora de Huelva. Fuente: Enagás

2.3.1 Ciclo del gas regasificado

En la planta regasificadora, que es una instalación industrial que existe entre la de extracción del gas natural licuado y la red de distribución de gas natural, se lleva a cabo el proceso que convierte el gas natural licuado en gas natural.

Desde el yacimiento, se extrae el gas natural, al que se le extrae el calor hasta llegar a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. Tras este proceso se carga en **barcos metaneros**, que transportan la carga a las instalaciones de destino. En la regasificadora, se reintroduce la carga de los metaneros en los tanques de criogénicos, en los que se mantiene la temperatura. Estos tanques están compuestos por el interior de acero criogénico, aislados con perlita y recubiertos con un tanque exterior de acero y hormigón. Estos tanques miden unos 50 metros de altura por 75 de diámetro. El gas natural licuado se extrae por las tuberías desde arriba.

En el proceso de regasificación, el gas natural licuado es transportado hacia los sistemas de vaporización, donde se eleva la temperatura del gas licuado utilizando el agua de mar, convirtiendo así el líquido en gas.

Posteriormente se transporta hacia el relicuador, en él, una cantidad de gas natural licuado se convierte en gas natural. Este se recupera y se mezcla con el gas regasificado en los vaporizadores. Por último, la estación de regulación, medida y olorización, procesan el gas para hacer posible la detección rápida de fugas.

2.3.2 Plantas regasificadoras en España.

En un contexto marcado por la dependencia de fuentes externas de energía, especialmente en el suministro de gas natural, las regasificadoras desempeñan un papel vital al permitir la recepción, almacenamiento y distribución eficiente del gas natural licuado (GNL).



Figura 7_ Ciclo del gas regasificado. Fuente: Enagás

La capacidad de las regasificadoras para transformar el GNL en gas natural gaseoso permite una mayor flexibilidad en la gestión de la demanda y garantiza un suministro continuo y estable a lo largo del tiempo. Este aspecto adquiere una importancia crucial en situaciones de crisis o tensiones geopolíticas, como las observadas en la actualidad en el conflicto entre Ucrania y Rusia. La diversificación de las fuentes de suministro y la capacidad de almacenamiento de las regasificadoras se convierten así en factores determinantes para la seguridad energética del país.

Además, en el marco de la transición hacia fuentes de energía más sostenibles y la Agenda 2030, las regasificadoras pueden desempeñar un papel estratégico en la introducción gradual de combustibles más limpios, como el hidrógeno verde, en la matriz energética. La infraestructura flexible de las regasificadoras permite adaptarse a las transformaciones del panorama energético, contribuyendo así a los objetivos de desarrollo sostenible y a la reducción de emisiones.

2.3.3 Enagás y la gestión de plantas regasificadoras.

El papel de las terminales de GNL es clave para la seguridad y diversificación del suministro de energía. Permiten recibir gas natural de cualquier país del mundo y aportan flexibilidad al aumentar o disminuir la producción de gas con inmediatez y cubrir la demanda en cada momento.

El GNL se transporta en buques metaneros a 160 grados centígrados bajo cero en estado líquido y se descarga en las plantas de regasificación. Mediante un proceso físico, para el que se utilizan vaporizadores con agua de mar, se aumenta su temperatura y, de este modo, se transforma en estado gaseoso para poder inyectarse y transportarse posteriormente por la red de gasoductos.

En las plantas de regasificación también se lleva a cabo la carga de camiones cisterna y de buques con gas natural licuado para su reexportación o utilización como combustible marítimo.

Enagás es hoy una de las compañías con más plantas de regasificación en el mundo. En España, la compañía tiene cuatro terminales de GNL ubicadas en Barcelona, Cartagena (Murcia), Huelva y Gijón. Además, participa en el accionariado de otras dos: un 50% de la Planta Bahía Bizkaia Gas (BBG) en Bilbao y un 72,5% de la terminal de Saggas en Sagunto (Valencia).

Desde 2017, todas las terminales de GNL de Enagás son neutras en carbono. Además, son un referente en materia de gestión medioambiental y de protección de la biodiversidad gracias a su apuesta por el desarrollo de proyectos punteros de innovación y eficiencia energética.

En todas ellas pueden atracar los buques metaneros más grandes y modernos del mundo. Disponen de la tecnología necesaria para la descarga y recarga de estos buques, lo que permite reforzar la estructura de aprovisionamiento de la Península e incrementar aún más la diversificación de las procedencias.

En Europa, Enagás está presente en Italia con una participación del 19% en la terminal de GNL a pequeña escala de Rávena. También es accionista de DESFA, el operador de gas griego, que cuenta con una terminal de GNL en Revithoussa.

En Latinoamérica, la compañía opera en México a través de su participación del 40% de la planta de regasificación de TLA Altamira.

Con más de 50 años de experiencia en el segmento de transporte de energía, Enagás se posiciona como un referente a nivel internacional en el desarrollo y mantenimiento de infraestructuras gasistas y en la operación y gestión de redes de gas. Desde Enagás, se ofrecen servicios en los ámbitos de redes de transporte de gas natural, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos respresentados en la Figura 8.



Figura 8_ Cadena de valor de Gas Natural. Fuente:Enagás

Como operador de transporte de energía (midstream) integrado, juega un papel clave para aumentar la eficiencia y la flexibilidad, gestionar riesgos, mejorar la competitividad del GN como materia prima y garantizar la seguridad de suministro. Enagás es el gestor técnico del Sistema Gasista Español y principal transportista de GN. La compañía cuenta en España con más del 90% de los gasoductos de alta presión, está presente en seis de las siete plantas de regasificación de la Península Ibérica (cuatro terminales en propiedad cien por cien y dos participadas) y tiene tres almacenamientos subterráneos.

Se presentan a continuación los 3 grandes tipos de infraestructuras que opera y mantiene Enagás:

Plantas de Regasificación: Cabe destacar que Enagás es una de las compañías con más terminales de GNL en el mundo. Es pionera en el desarrollo, mantenimiento y operación de estas infraestructuras y su conocimiento y experiencia la ha posicionado internacionalmente como líderes en el sector. Sus plantas de regasificación aportan además un valor añadido por su posición geoestratégica en el mercado global de GNL. Están situadas en las cuencas atlántica, cantábrica, mediterránea y del pacífico, lo que favorece el transporte marítimo y la diversificación de orígenes y destinos del GNL.

Red de Transporte de GN: En términos de transporte de gas, Enagás ha construido y opera más de 12.000 kilómetros de gasoductos de alta presión. El amplio know-how adquirido en España le ha permitido exportar su conocimiento a los mercados internacionales, donde está trabajando en diferentes proyectos. El sistema gasista en Europa está interconectado entre España, Francia, Portugal y el norte de África a través de conexiones internacionales.

Almacenamientos Subterráneos: Enagás gestiona los tres principales almacenamientos subterráneos de GN en España. Estas instalaciones permiten ajustar la oferta a la demanda, hacer frente a las puntas de consumo y equilibrar el balance comercial de las comercializadoras en la red de transporte.

Toda la experiencia acumulada por los profesionales de la compañía ha posibilitado que la compañía se sitúe a la vanguardia en términos de tecnología y eficiencia, alcanzando cifras destacadas en indicadores como los siguientes:

- 100% de disponibilidad en todas las terminales de GNL desde su puesta en marcha.

- Ratio medio de carga de buques superior a 3.000 m³/h en todas las plantas.
- Cero pérdidas operacionales de boil-off en operaciones de carga de buques.
- Coeficiente mínimo de mermas en operaciones en plantas GNL
- Máxima flexibilidad sin penalización en el proceso de asignación y ajuste de slots para descarga y carga de buques
- Terminales preparadas para recibir los buques de GNL más grandes del mundo Q-Max de hasta de 266.000 m³ GNL
- Gestión íntegra de 3 Almacenamientos Subterráneos, con capacidad total de inyección de más de 18 millones de m³ (n) y distintas configuraciones geológicas
- Experiencia en la operación y mantenimiento de 18 Estaciones de Compresión, con tecnología de distintos fabricantes y disponibilidad superior al 99% en toda su vida operativa.

2.3.4 Características de las Plantas Regasificadoras existentes en España.

España es el mayor importador de Gas Natural Licuado (GNL) de Europa, el país con más plantas regasificadoras -7 de un total de 22 en Europa- y también el que tiene mayor capacidad de almacenamiento.

A esto hay que sumar que es el que mayor capacidad de reexportación tiene. La mayoría del GNL reexportado fue para Egipto, Corea del Sur, Argentina, India, Japón y Brasil. Y mientras en Europa algunos países dependen únicamente del suministro ruso, España recibe gas de hasta ocho orígenes distintos, lo que garantiza la seguridad y la diversificación.

En concreto, Enagás es titular de:

- Más de 9.500 Km. de gasoductos por todo el territorio español.
- Tres almacenamientos subterráneos, Serrablo (Huesca), Yela (Guadalajara, en operación en 2012), y el almacenamiento offshore de Gaviota (Vizcaya).
- Cuatro plantas de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) en Cartagena, Huelva, Barcelona y El Musel (Gijón). En la actualidad gestiona el desarrollo de dos plantas en las Islas Canarias y es además propietaria del 40% de la Planta de Regasificación de Bilbao.

A continuación, se muestra las principales características de las Plantas:



* Pendiente tras el RD-Ley 13/2012 disposición transitoria tercera.

Figura 9_ Plantas regasificadoras en España.. Fuente: Enagás

2.4 Funcionamiento de la planta objeto de estudio

Información general: La planta objeto de estudio desarrolla la actividad de almacenamiento, regasificación y expedición de gas natural licuado que y será nuestro modelo para el análisis económico llevado a cabo en este TFM será de una capacidad de almacenamiento aproximada de aproximadamente 620.000 m³ GNL. De esta planta hemos obtenido datos, basados en la venta de gas para producción de energía eléctrica con precios según OMIE, y los extrapolamos a nuestra planta teórica similar en capacidad.

Descripción del proceso: Esta planta cuenta con un total de cinco tanques de almacenamiento de gas natural licuado (GNL).

La principal actividad que es llevada a cabo en dicha planta es la recepción, almacenamiento, regasificación y expedición del GNL. Cada uno de estos procesos se desarrollan a continuación:

2.4.1 Recepción del gas natural

Mediante buques metaneros se recibe el GNL en la instalación. La descarga es realizada a través de brazos específicos para líquidos criogénicos. Para que el gas natural se encuentre en estado líquido este debe ser transportado a una temperatura cercana a los 160 grados bajo cero.

2.4.2 Almacenamiento

Una vez descargado el GNL de los buques este pasa a los tanques de almacenamiento. Existen cinco tanques con la siguiente enumeración:

Tanque	Tanque Capacidad de almacenamiento
FB-101	60.000 m ³
FB-111	100.000 m ³
FB-121	150.000 m ³
FB-131	150.000 m ³
FB-141	150.000 m ³

Tabla 1_ Capacidad almacenamiento tanques. Fuente: Enagás

El GNL es almacenado en el interior de cada tanque a una temperatura de -161°C. La presión en el interior de los depósitos se controla a través de los vapores que se generan durante la evaporación del gas natural.

Dichos vapores son recuperados en unos compresores para pasarlos a un relicuador donde son mezclados con una corriente de GNL procedente de las bombas primarias. Esta mezcla vuelve a pasar al estado líquido y es impulsada hacia unos vaporizadores.

En el caso de que estos vapores no sean imprescindibles, estos son enviados a una antorcha donde se queman de forma controlada.

2.4.3 Regasificación

El gas natural licuado presente en los tanques es transformado a gas mediante vaporizadores. Estos realizan la regasificación empleando agua de mar o combustión sumergida.

En el primer caso, se emplea agua de mar para vaporizar hasta la temperatura ambiente el GNL circulante, para lo cual es necesario emplear un intercambiador de calor a contra corriente.

En el segundo, dentro de un baño de agua calentado mediante un quemador de gas, se introduce un serpentín por el interior del cual circula el GNL, produciéndose su vaporización hasta temperatura ambiente.

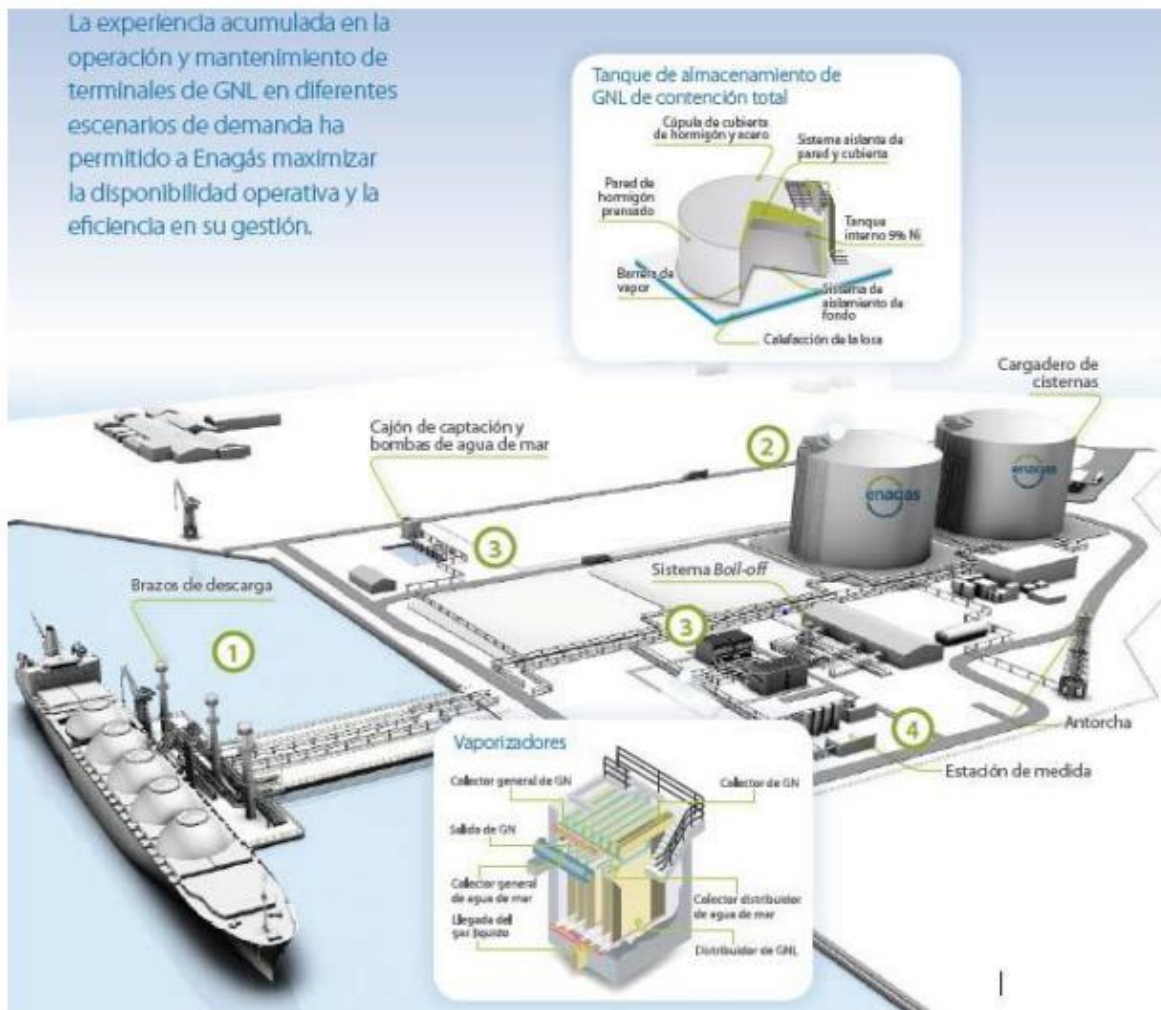


Figura 10_ Proceso de Gas Natural Licuado.. Fuente:Enagás

2.4.4 Expedición

El gas natural producido es medido y odorizado (El proceso de odorización es realizado mediante la incorporación al gas natural de THT) en una estación de medición. El proceso del gas natural regasificado de la planta finaliza con la incorporación del mismo a la red básica de gas.

Otra forma de expedir el GNL es mediante el empleo de camiones cisterna. Esta planta cuenta con tres

puestos de carga y con una capacidad total de carga que equivale aproximadamente a 50 camiones cisterna al día.

Además, podemos tener en cuenta el proceso de carga de buques. Este se realiza empleando el gas natural licuado bombeado desde las bombas primarias de los tanques de almacenamiento de la planta, que es enviado por las líneas de descarga hacia el brazo de carga/descarga para ser entregado al buque.

Durante las operaciones de carga y puesta en frío de buques metaneros se genera una gran cantidad de boil-off (con frecuencia el GNL se evapora al someterse a temperaturas superiores a su punto de ebullición) debido al calentamiento del gas natural licuado.

3 INDICADORES DE RENTABILIDAD

En este apartado se detalla cómo se realizará el estudio explicando todos los parámetros de forma teórica, y en el siguiente capítulo se justificará de numéricamente.

Los indicadores de rentabilidad sirven para determinar si un proyecto o una inversión, resulta económicamente viable.

Se analizará la viabilidad de la instalación con dos alternativas:

La primera con financiación propia y la segunda con financiación externa.

Los parámetros que utilizaremos para indicar la rentabilidad del estudio son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Payback o retorno de la inversión.

Además se analizarán otros ratios operativos ROE, ROS y ROA.

3.1 Análisis de Rentabilidad

3.1.1 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es una medida financiera que busca determinar el valor presente de los flujos de efectivo futuros generados. Este cálculo se realiza descontando los flujos de efectivo futuros a una tasa de descuento adecuada que refleje el costo de oportunidad del capital o el costo promedio ponderado del capital (WACC). Un VAN positivo indica que los flujos de efectivo futuros superan la inversión inicial, lo que sugiere que el proyecto puede generar valor adicional.

La fórmula para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1 + \text{Tasa de Descuento})^n} - \text{Inversión Inicial}$$

Dónde:

El **flujo de caja** es una representación de los ingresos y egresos de efectivo que se esperan generar o utilizar en un proyecto o inversión a lo largo de un periodo específico. En el contexto del cálculo del Valor Actual Neto (VAN), los flujos de caja se refieren a los montos de dinero que se proyecta recibir o gastar en diferentes momentos a lo largo de la vida útil del proyecto.

Para calcular el VAN, se suman todos los flujos de caja futuros y se ajustan a su valor presente,

teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Estos flujos de caja pueden provenir de diversas fuentes, como ingresos por ventas, costos operativos, inversiones en activos, gastos de mantenimiento, impuestos y cualquier otro movimiento de efectivo relacionado con el proyecto.

En el caso de una planta regasificadora, los flujos de caja se incluirán:

I_0 = Inversión Inicial: El desembolso inicial necesario para ampliar o mejorar la planta.

Ingresos por Ventas: Los ingresos esperados por la venta de gas regasificado.

Costos Operativos: Los gastos relacionados con la operación diaria de la planta, como mantenimiento, salarios del personal, costos de energía, entre otros.

Inversiones adicionales: Cualquier gasto futuro planeado para mejorar la eficiencia o ampliar la capacidad de la planta.

Impuestos: Pagos de impuestos que la planta regasificadora deba realizar.

Otros Flujos de Efectivo: Pueden incluir ingresos o gastos no recurrentes, como subvenciones, multas o cualquier otro movimiento de efectivo significativo relacionado con el proyecto.

El cálculo del VAN implica descontar cada uno de estos flujos de caja futuros a su valor presente utilizando una tasa de descuento adecuada. Esto se realiza porque el dinero disponible en el futuro vale menos que el dinero hoy debido al coste de oportunidad de no tener acceso a ese dinero de inmediato y al riesgo asociado con los flujos de caja futuros.

Los flujos de caja son la columna vertebral de la evaluación del VAN, ya que representan todos los movimientos de efectivo esperados a lo largo de la vida útil del proyecto y permiten determinar la rentabilidad y viabilidad económica del mismo.

Tasa de descuento tiene en cuenta varios aspectos financieros, riesgos asociados y la estructura de financiamiento de un proyecto.

La tasa de descuento es un **componente clave** en la fórmula del Valor Actual Neto (VAN) que se utiliza para descontar los flujos de caja futuros a su valor presente. Relacionada con el Weighted Average Cost of Capital (WACC), la tasa de descuento representa la tasa que se aplica para reflejar el costo de oportunidad del capital invertido en un proyecto o empresa.

El **WACC**, por otro lado, es una medida financiera que representa el costo promedio ponderado de todas las fuentes de financiamiento utilizadas por una empresa para operar y financiar sus activos.

La tasa de descuento se representa como "tasa de descuento" en la fórmula y se utiliza para descontar los flujos de caja futuros a su valor presente. Esta tasa refleja el **rendimiento mínimo** que se espera obtener de una inversión similar con un riesgo comparable. Por lo tanto, cuanto mayor sea el riesgo percibido de un proyecto, mayor será la tasa de descuento aplicada.

El **WACC**, por su parte, es una combinación ponderada de los costos de financiamiento de una empresa, incluyendo el costo de capital propio y el costo de la deuda. Es una medida que considera las diferentes fuentes de financiamiento y sus respectivas ponderaciones en la estructura de capital de la empresa.

En el contexto del cálculo del VAN, la tasa de descuento utilizada en nuestro estudio estará relacionada con el WACC ya que el WACC proporciona una tasa representativa del costo de financiamiento total de la empresa y puede ser utilizada como tasa de descuento en el análisis de proyectos de inversión.

La ecuación del VAN quedará así:

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + WACC)^n} - \text{Inversión inicial}$$

La ecuación del WACC:

$$WACC = \left(K_e * \frac{\text{Fondos propios}}{TOTAL} \right) + \left(K_d * (1 - T) * \frac{\text{Deuda financiera}}{TOTAL} \right)$$

Dónde:

K_e : Costo del capital propio o Costo de los Fondos Propios.

$$K_e = R_f + \beta * R_m + R_p$$

R_f Coste de los recursos sin riesgo. Asociada a la rentabilidad de un bono emitido por un Banco Central. Se puede tomar como referencia la tasa de rentabilidad de un bono a 5 años o una obligación a 10 años emitidos por el Tesoro Público.

β es un coeficiente que mide el riesgo de mercado de un activo (o el riesgo de la acción de la empresa) en comparación con el riesgo del mercado. Oscila entre 0,5 y 2, según sea un riesgo menor que el riesgo del mercado o mayor, cuando **$\beta = 1$** (igual al riesgo del mercado).

R_m Es la rentabilidad del mercado. Es una estimación de la rentabilidad de las empresas que componen el mercado o sector a estudiar. Se considera la tasa de retorno promedio anual del mercado para un periodo de al menos 10 años. Con esto se busca minimizar los efectos cortoplacistas causados por las circunstancias externas.

R_p Prima de riesgo del país.

K_e : Representa el rendimiento esperado por los inversores que financian la empresa a través de la compra de acciones.

Este costo de capital refleja el riesgo asumido por los accionistas y se deriva del rendimiento esperado que estos inversores exigen para mantener su inversión en acciones.

Fondos Propios (Equity): Representa el valor total de la participación accionaria en la empresa.

Este valor suele incluir el capital emitido a los accionistas y las utilidades retenidas.

TOTAL: Representa el valor total de la empresa, es decir, la suma del valor de los fondos propios y el valor de la deuda financiera.

Kd: Costo de la Deuda o Costo de los Fondos Prestados.

Es la tasa de interés que una empresa paga por tomar prestado dinero a través de préstamos o emisión de bonos.

La fórmula utiliza el costo después de impuestos $(1 - T)$ ya que los intereses de la deuda son deducibles de impuestos, por lo tanto, se ajusta por el impuesto sobre la renta.

Deuda Financiera (Debt): Representa el valor total de la deuda contraída por la empresa, incluyendo préstamos, bonos, líneas de crédito u otras formas de deuda financiera.

T: Tasa Impositiva o Tipo Impositivo.

Refleja la tasa de impuesto sobre la renta que la empresa debe pagar.

Interpretación del VAN:

VAN Positivo: Un VAN positivo indica que los flujos de efectivo futuros generados por el proyecto son mayores que la inversión inicial. En general, un VAN positivo se considera favorable, ya que sugiere que el proyecto podría generar valor adicional y contribuir a la riqueza de la empresa o inversor.

VAN Igual a Cero: Un VAN igual a cero indica que los flujos de caja futuros son exactamente suficientes para cubrir la inversión inicial. En este caso, el proyecto no genera ni pérdidas ni ganancias adicionales en términos de valor presente.

VAN Negativo: Un VAN negativo indica que los flujos de efectivo futuros generados por el proyecto son insuficientes para cubrir la inversión inicial. En general, un VAN negativo se considera desfavorable, ya que sugiere que el proyecto podría resultar en pérdidas de valor.

Aspectos a considerar:

Comparación con Tasa de Descuento: El VAN se compara con la tasa de descuento (costo de capital o tasa mínima requerida de retorno) para evaluar si el proyecto supera o no esa tasa. Si el VAN es mayor que cero y mayor que la tasa de descuento, el proyecto podría considerarse atractivo.

Análisis de Decisiones: El VAN se utiliza para tomar decisiones de inversión. Proyectos con VAN positivos mayores que cero pueden considerarse favorables para la inversión, mientras que aquellos con VAN negativos pueden ser rechazados.

En resumen, el Valor Actual Neto (VAN) proporciona una medida cuantitativa de la rentabilidad de un proyecto al considerar el valor temporal del dinero. Un VAN positivo indica que los flujos de efectivo futuros superan la inversión inicial, mientras que un VAN negativo indica lo contrario. Es una herramienta crucial en la toma de decisiones de inversión al proporcionar una evaluación cuantitativa

de la rentabilidad potencial de un proyecto.

3.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es una métrica financiera fundamental utilizada en la evaluación de proyectos de inversión. Representa la tasa de rendimiento anualizada esperada de un proyecto o inversión, es decir, la tasa a la que el Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto se vuelve cero.

La **TIR** se calcula encontrando la tasa de descuento que hace que la suma de los flujos de caja futuros de un proyecto sea igual a cero, lo que significa que la inversión inicial se recupera exactamente, y no hay ni ganancias ni pérdidas adicionales en términos de valor presente.

Cálculo de la TIR: En términos matemáticos, la TIR es el valor de la tasa de descuento (r) para la cual se cumple la siguiente ecuación:

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1 + \text{TIR})^j} - \text{Inversión Inicial}$$

Donde:

Flujo de caja_ son los flujos de caja esperados durante la vida del proyecto.

TIR_ la tasa de descuento que hace que la suma de los flujos de caja sea igual a cero.

n_ son los diferentes periodos o años en los que se reciben o pagan los flujos de caja.

Interpretación de la TIR:

Si la TIR es mayor que la tasa de descuento requerida (el costo de capital o la tasa de retorno mínima esperada), el proyecto se considera rentable. Cuanto mayor sea la TIR, más atractivo será el proyecto.

Si la TIR es menor que la tasa de descuento requerida, el proyecto se considera no rentable, ya que la tasa de retorno esperada es menor que la tasa mínima requerida.

Sensibilidad a los Flujos de Caja: La TIR puede ser sensible a cambios en los flujos de caja, especialmente en proyectos con flujos de caja irregulares o volátiles.

Comparación con la Tasa de Descuento Requerida: La comparación de la TIR con la tasa de descuento requerida (costo de capital) es esencial para determinar si el proyecto cumple con las expectativas mínimas de rentabilidad.

Aspectos a considerar:

Múltiples TIR: En algunos casos, puede haber múltiples TIR si los flujos de caja son irregulares (es decir, positivos y negativos alternados). Esto puede complicar la interpretación y puede requerir un análisis adicional.

Sensibilidad a los Flujos de Caja: La TIR puede ser sensible a cambios en los flujos de caja, especialmente en proyectos con flujos de caja irregulares o volátiles.

Comparación con la Tasa de Descuento Requerida: La comparación de la TIR con la tasa de descuento requerida (costo de capital) es **esencial** para determinar si el proyecto cumple con las expectativas mínimas de rentabilidad.

Concluyendo, se puede decir que la TIR es una herramienta crucial en la toma de decisiones de inversión, ya que proporciona una medida de la rentabilidad de un proyecto o inversión y ayuda a los inversores y gerentes a evaluar la viabilidad y el potencial de retorno de sus inversiones.

3.1.3 Payback

Se trata de una métrica utilizada en la evaluación de proyectos de inversión para determinar el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto. Es un indicador de la liquidez y el tiempo que tarda un proyecto en recuperar la inversión inicial.

Es el período de tiempo requerido para que los flujos de caja acumulados iguallen la inversión inicial, es decir, es el tiempo que tarda el proyecto en recuperar el capital invertido.

Cálculo del Payback: La fórmula para calcular el Payback es bastante sencilla y se basa en la suma acumulativa de los flujos de caja:

$$\text{Payback} = \text{Años anteriores mom. Inv. recupera} + \frac{\sum_{j=1}^n \text{Inversión por recuperar}}{\text{Flujo caja año siguiente}}$$

Donde:

Años anteriores al momento en que la inversión se recupera_ son los años completos antes de que se recupere completamente la inversión.

Inversión restante por recuperar_ es la diferencia entre la inversión inicial y la suma acumulada de los flujos de caja hasta el año anterior al momento en que se recupera la inversión.

Flujo de caja del año siguiente_ es el flujo de caja proyectado para el próximo período después de los años completos.

Interpretación del Payback:

Un período de recuperación más corto se considera favorable, ya que indica que el capital invertido se

recupera más rápidamente.

Sin embargo, el Payback no considera la rentabilidad más allá del punto en que se recupera la inversión inicial, ignorando los flujos de caja posteriores.

Puede ser útil en proyectos donde la liquidez y la recuperación rápida de la inversión son prioridades importantes.

Aspectos a considerar:

Riesgo y Rentabilidad: El Payback no considera la rentabilidad a largo plazo ni el riesgo asociado al proyecto.

Comparación con el Umbral de Tolerancia: Es común comparar el Payback con un umbral establecido por la empresa para determinar si el período de recuperación es aceptable.

Flujos de Caja Estables: Funciona mejor en proyectos con flujos de caja estables y predecibles.

Concluyendo, el Payback es una medida simple pero útil para evaluar la liquidez y el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial en un proyecto, aunque debe complementarse con otras métricas financieras para tener una evaluación más completa de la viabilidad y rentabilidad del proyecto a largo plazo.

3.2 Ratios Operativos

ROE_ (Return on Equity - Rentabilidad sobre el Patrimonio):

Es una medida de la rentabilidad financiera que evalúa la capacidad de una empresa para generar ganancias en relación con el capital aportado por los accionistas. Se calcula dividiendo el beneficio neto de la empresa entre el patrimonio neto. Es decir, mide rendimiento con relación a la inversión realizada por el accionista.

$$\text{ROE} = \frac{\text{Beneficio Neto}}{\text{Patrimonio Neto}}$$

Proporciona información sobre cómo la empresa utiliza el capital de los accionistas para generar beneficios.

ROS_ (Return on Sales - Rentabilidad sobre las Ventas):

Es un indicador de rentabilidad que muestra la eficiencia con la que una empresa genera beneficios a partir de sus ingresos por ventas. Calcula cuántos beneficios se obtienen por cada unidad monetaria de ventas. Es decir, mide el rendimiento con relación a las ventas, y muestra la rentabilidad económica de cada euro facturado.

$$\mathbf{ROS} = \frac{\textit{Beneficio Neto}}{\textit{Ingresos por ventas}}$$

Ayuda a entender la eficacia de la gestión operativa de una empresa en convertir sus ventas en beneficios.

ROA_ (Return on Assets - Rentabilidad sobre Activos):

Es un indicador que mide la eficiencia con la que una empresa utiliza sus activos para generar beneficios. Evalúa la capacidad de una empresa para generar ganancias en relación con sus activos totales. Es decir, mide el rendimiento con relación a la inversión realizada. Indica el beneficio obtenido por cada euro invertido en el activo de la empresa.

$$\mathbf{ROA} = \frac{\textit{Beneficio Neto}}{\textit{Activos Totales}}$$

Permite entender qué tan eficientemente la empresa convierte sus activos en beneficios.

Estos ratios son fundamentales para evaluar diferentes aspectos de la rentabilidad y eficiencia operativa de una empresa desde distintas perspectivas: cómo utiliza su capital, cómo genera beneficios a partir de las ventas y cómo gestiona sus activos para obtener ganancias.

4 ESTUDIO DE VIABILIDAD

En el presente capítulo se detalla el estudio económico en el que se basará este TFM (Trabajo Fin de Máster).

4.1 Recopilación de datos

Se han recopilado datos históricos relevantes sobre la operación de una planta regasificadora similar, tanto de sus ingresos como de sus costos operativos del año de estudio que nos interese, inversiones realizadas, mantenimientos, entre otros. Se decide tomar los datos de partida de una planta regasificadora similar del año 2021, por ser el anterior a la crisis entre Rusia y Ucrania.

Por otro lado se conoce la inversión que se ha de realizar para terminar de poner en funcionamiento esta planta que estaba paralizada por motivos desconocidos y se hace un estudio para obtener proyecciones futuras sobre su rentabilidad, debido a la importancia y aún dependencia del gas natural en nuestro país.

4.2 Objetivo Planta Regasificadora

El presente estudio económico de una planta regasificadora con el objetivo de analizar la viabilidad económica y la financiación para el almacenamiento del GNL y la posterior regasificación.

Una planta regasificadora, o lo que es lo mismo, terminal de GNL, es una instalación que convierte el gas natural licuado (GNL) almacenado en su forma líquida a su estado gaseoso original para su distribución y uso. Este proceso se lleva a cabo mediante un complejo sistema de calentamiento y presurización, donde el gas licuado se calienta gradualmente para volver a su forma gaseosa, lo que permite su transporte a larga distancia y su distribución a través de redes de gasoductos para su consumo industrial, comercial y residencial. Estas plantas desempeñan un papel fundamental en la infraestructura energética de los países que dependen del gas natural como una importante fuente de energía.

Conociendo estos datos y sabiendo que el uso del gas natural siendo un combustible fósil es el que menos contamina por lo que tiene también beneficios medioambientales, se procede a estudiar los datos y el análisis de estos datos para considerar la viabilidad del proyecto, que está comprendido entre 2021 y 2041.

4.3 Conceptos Previos

Para poner en contexto e introducir el caso se procede a explicar el estado actual de la planta y las condiciones iniciales del proyecto en el que se pretende realizar la inversión.

Las plantas regasificadoras en su momento fueron una inversión muy grande y desde el punto de vista de la rentabilidad no eran un producto rentable, el estudio surge, debido a la situación actual del gas en el que España puede almacenar gas para el propio consumo y para la venta a otros países europeos. De este modo el uso de la planta que anteriormente en los años anteriores al 2022 su uso estaba en torno al 34% para la regasificación, alcanzando otros valores con la venta del gas licuado para otros usos u otros países, no es objeto del estudio esta posibilidad pero siempre se puede abrir el campo contando con su presencia.

El estudio consiste en habilitar esta planta, actualmente paralizada con el fin de almacenar y regasificar gas, teniendo en cuenta los ingresos y gastos de una planta regasificadora similar y el coste de la inversión.

Comenzando con los parámetros económicos la inversión en activo fijo asciende a 32 millones de euros, a pagar durante el primer año del ejercicio, es decir, el 2021. Los gastos de puesta en marcha ascienden a 2 millones de euros a desembolsar en el año 2021. La planta se finalizará durante el mismo año. El activo fijo se amortizará en 20 años y los gastos de puesta en marcha en 4 años.

El tiempo operativo que se ha tomado de la planta similar produciría una media de 112GWh, pudiendo aumentarse hasta 328 GWh de media aumentando el uso de la planta, nos basamos en datos obtenidos de una planta real con capacidad y uso similar para hacer el estudio por lo se cuenta con unos ingresos de 26 millones de €uros por la explotación de la planta y 3 millones de €uros en variable por el coeficiente de uso actual, nos basamos en este dato para el estudio porque será el menor uso que se le dará, si se aumenta todo aumentará y seguirá siendo viable.

Los costes operativos, en millones de euros se desglosan en: coste directos que serán de unos 5,1 millones de €, estos incluyen repuestos, mantenimiento (electricidad, instrumentación, mecánica, mantenimiento y obra civil y resto de mantenimientos), relacionados con la producción serán 9,350 millones de € (principalmente odorizante y electricidad), por último los costes corporativos de 10,5 millones de €. Se prevé que estos costes se incrementarán con la inflación anual.

El periodo medio de cobro de los ingresos se estima en 60 días y el de pago de los costes relacionados con la producción, proveedores, en 15 días. El resto de los costes se supone que se desembolsan al contado.

Para estimar la tasa de descuento de inversiones en el extranjero, la empresa añade a su coste de capital de los fondos propios la prima de riesgo del país, asciende al 1,04%. Los datos para calcular el coste de capital de la empresa son:

- Tipo interés sin riesgo R_f 2,50%

- Prima de riesgo mercado Rm 6,0%
- Coeficiente Beta 0,80
- Coste nominal de la deuda 7,0%
- Otros costes fijos 20,0
- Siendo este un proyecto habitual de la empresa, lo financiará de acuerdo con su estructura de capital que viene determinada por un ratio de endeudamiento (deuda/fondos propios) de 0,5.
- La planta podrá operar durante 20 años careciendo su inmovilizado de valor residual al término de este plazo.
- El tipo impositivo sobre beneficios es del 30%.

Desarrollo del caso

En el siguiente apartado se hará una recopilación de los datos realizando las consideraciones necesarias para construir los flujos de caja del proyecto de inversión y analizar la rentabilidad de esta.

Teniendo en cuenta el horizonte temporal establecido, desde 2021 donde se realiza la inversión inicial hasta 2041, lo que suma en total 20 años hasta que se amortiza el activo fijo.

Se van a estudiar dos posibilidades, que se describen a continuación en los apartados 1 y 2.

4.4 Estudio de rentabilidad sin financiación

Analizar la rentabilidad del proyecto, sin tener en cuenta la financiación, a través del cálculo del Valor Actual Neto.

Para poder determinar los beneficios que reportaría la inversión en el proyecto, se presentan los datos de la potencia instalada en la planta de ciclo combinado, así como los precios de venta de electricidad y servicios. Por otra parte, se estipulan unos periodos de cobro y de pago.

Ingreso fijo_26M€

Variable_3M€_Según factor de utilización

DATOS DE ENTRADA (mil €)	
Ingresos fijos por explotación de la planta	26000
Ingresos variables a mayor capacidad y otros usos	3000
Inflación anual	2,5%

Tabla 3. Tablas de datos . Fuente: Elaboración propia.

Costes Operativos	24.960,00
Costes directos (CD)	5.110,00
Repuestos	1.000,00
Mantenimiento	4.110,00
<i>Electricidad</i>	<i>760,00</i>
<i>Instrumentación</i>	<i>700,00</i>
<i>Mecánica</i>	<i>1.000,00</i>
<i>Mtto Obra Civil</i>	<i>650,00</i>
<i>Resto mantenimientos</i>	<i>1.000,00</i>
Relacionados con producción (CP)	9.350,00
Odorizante	350,00
Electricidad	9.000,00
Costes corporativos (CC)	10.500,00
Impuestos	3.000,00
Contratos corporativos	1.500,00
Plantilla	6.000,00

Tabla 4. Tabla de Costes Operativos . Fuente: Elaboración propia.

Datos de la inversión		Amortización (mil €)		
Inversión en activo fijo (mil €)	32.000	20	años	1.600 €
Inversión de puesta en marcha (mill. de €)	2.000	4	años	500 €
Periodo medio de cobro (Días)	60			
Periodo medio de pago (Días)	15			

Tabla 5. Tabla de Datos Inversión . Fuente: Elaboración propia.

La inversión en activo fijo es de 32 millones de €, se amortizará en los 20 años de vida de la planta sin ningún valor residual y la puesta en marcha de 2 millones de € amortizándose en los 4 años siguientes a la puesta en marcha, teniendo en cuenta 60 días el período medio de cobro de las facturas a nuestros clientes y 15 días el período medio de pago a nuestros proveedores para el cálculo del activo circulante.

El siguiente paso será el cálculo del coste promedio del capital: WACC, para ello se cuenta con todos los datos y se calcula K_e y WACC con las fórmulas explicadas en el capítulo anterior:

1) Calcula K_e y WACC con los datos:

$$K_e = R_f + \beta * R_m + R_p$$

$$WACC = \left(K_e * \frac{\text{Fondos propios}}{TOTAL} \right) + \left(K_d * (1 - T) * \frac{\text{Deuda financiera}}{TOTAL} \right)$$

$e = \text{Deuda/fondos propios} = 0,5$ (en este caso)

$$WACC = K_e * 0,5 + K_d * (1 - 0,3) * 0,5$$

CÁLCULO TASA DESCUENTO_WACC	
Tipo de Interés sin riesgo (Rf)	2,50%
Beta empresa eléctrica (β)	0,80
Prima de riesgo del mercado (Rm)	6,00%
Prima riesgo país (Rp)	1,04%
Coste fondos propios (K_e)	8,34%
Endeudamiento: deuda/fondos propios (e)	0,50
Coste de la deuda (interés nominal) (K_d)	7,00%
Tipo impositivo (T)	30,00%
Coste medio de capital (WACC)	6,62%

Tabla 6. Tabla de la Tasa de descuento_WACC.. Fuente: Elaboración propia.

De esta manera, obtenemos los valores necesarios para estudiar la rentabilidad de la empresa pues ya tenemos la tasa exigida por la misma.

- Coste de los fondos propios: $K_e = 8,34\%$
- Coste medio del capital: $WACC = 6,62\%$

Los datos para el desglose de costes del Anexo I se han recopilado.

Partiendo de los flujos de caja de los accionistas, que se encuentran en el anexo I, se calcula el Valor Actual Neto 2021 (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y el PAYBACK, tal como se indicó en el capítulo anterior:

El VAN y el TIR serán calculados a 1 de enero de 2021.

VAN_K=6,62% (mil. €)	3269,33
TIR	7,57%
PAYBACK (años)	11,19

Como conclusión, en cuanto al VAN y al TIR, proyecto rentable. Calculado en el año 2021 (valores actualizados).

VAN=3.269.330 € _proyecto rentable. La tasa de rentabilidad exigida es 6,62%.

TIR= 7,57% que es mayor que el coste de capital (WACC).

PAYBACK=11,19 años

En cuanto a otros Ratios de Interés, las tendencias se pueden observar en la figura 5 y también en las tablas de cálculo en el Anexo I.

* **ROE**_ Mide el rendimiento con relación a la inversión realizada por el accionista. Compara el beneficio obtenido con los medios que los propietarios ponen a disposición o en juego para conseguir dicho beneficio y en este caso se observa en una línea ascendente.

* **ROS**_ Mide el rendimiento con relación a las ventas, y muestra la rentabilidad económica de cada euro facturado y en este caso se observa en una línea constante ligeramente ascendente.

* **ROA**_ Mide el rendimiento con relación a la inversión realizada. Indica el beneficio obtenido por cada euro invertido en el activo de la empresa. y en este caso se observa en una línea ascendente.

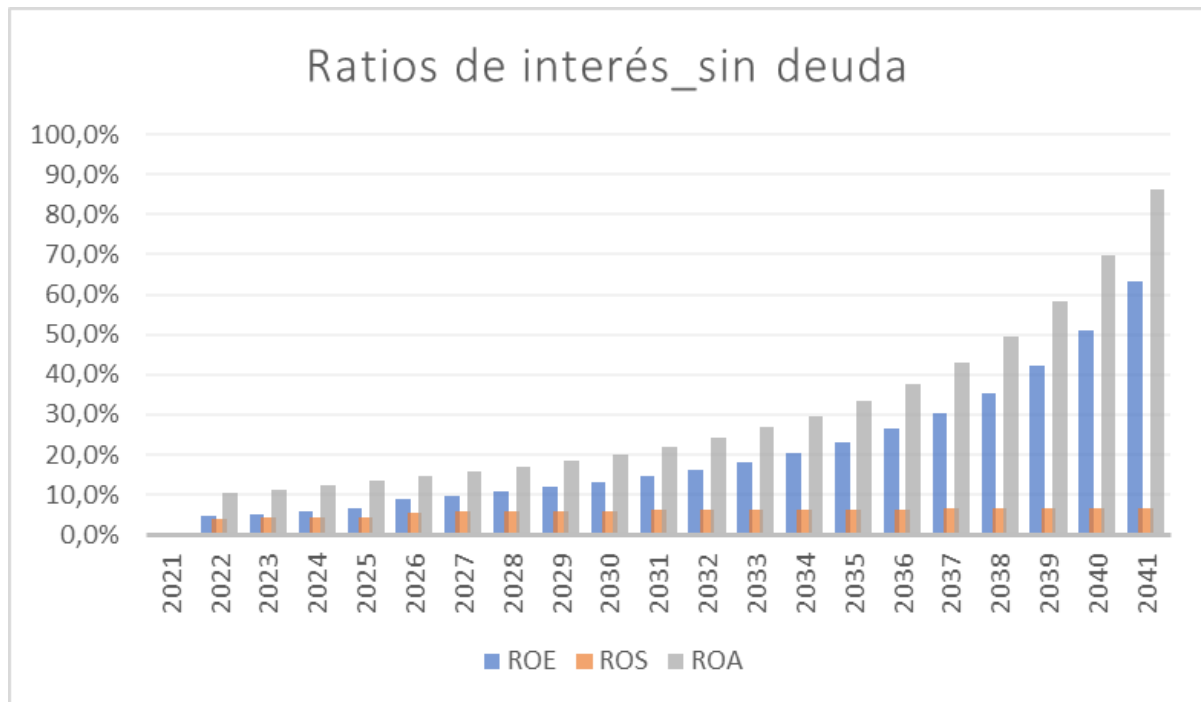


Figura 5_ ROE, ROS y ROA Fuente: Elaboración propia.

4.5 Estudio de rentabilidad con financiación

En este caso se evalúa la posibilidad de hacer una financiación a medida. Se recibiría un préstamo de 20 millones de € al 4,0% de tipo de interés fijo y el resto se financiaría con fondos propios de la empresa. El préstamo se recibe en el año 2021, cuando se realizan las obras y se amortizaría en 16 años a una cuota constante de 1,25 millones de € anuales.

Tras realizar los cálculos necesarios para obtener el Valor Actual Neto al 1 de enero de 2021 y la Tasa Interna de Rentabilidad del proyecto se valorará la rentabilidad de este bajo el supuesto citado para el accionista

Financiación deuda (cifras mil.€)_	
Comienzo año 2021_ dura 16 años	
Pincipal	20.000
Tipo	4%
Plazo	16
Cuota amortización anual	1.250

Tabla 7. Financiación deuda. Fuente: Elaboración propia.

Se analizan los mismos parámetros, pero esta vez con una deuda, los resultados se pueden encontrar en los apartados del Anexo I del presente documento.

Partiendo de los flujos de caja de los accionistas, que se encuentran en el anexo I, se calcula el Valor Actual Neto 2021 (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).

El VAN y el TIR serán calculados a 1 de enero de 2021. Este VAN calculado tal como se puede ver en las tablas del anexo I, es para el accionista, es decir de cara a la empresa por lo que la tasa de rentabilidad exigida utilizada para calcular el VAN es $K_e=8,34\%$, el propio coste de los fondos propios o patrimonio, esto es debido a que el WACC en este caso teniendo en cuenta que la deuda es variable en el tiempo iría variando su K_d .

El K_e se ha calculado $K_e=R_f+\beta*R_m+R_p$ tal como se explica en el capítulo 3 y los datos indicados en este capítulo.

VAN__Ke=8,34% (mil. €)	-12123,56
TIR	4,00%

En este caso el proyecto no es rentable, ya que nos da un VAN negativo y aunque se ha probado a solicitar un préstamo menor la cifra no es significativa, pues el VAN con financiación propia no es muy alto.

VAN=-12.123,56 € (Para 8,34%)<0 _proyecto NO rentable, no es viable elegir esta opción, a no ser que fuera por otro tipo de interés.

TIR_ = 4% que es menor K_e _ la tasa de rentabilidad con la que estamos comparando este caso del flujo de caja para los accionistas.

El resultado es lógico, ya que si el VAN es negativo es normal que el TIR sea menor que la tasa utilizada para los cálculos del VAN.

En cuanto a otros Ratios de Interés, en este caso no se analizarán debido a que esta opción no es deseada.

5 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En el presente capítulo se llega a las conclusiones finales según el estudio anterior.

5.1 Análisis.

Como conclusión final de este caso, se podría decir que es viable la **opción 1**, ya que los datos anteriormente analizados así lo confirman. Según el VAN y el TIR son los parámetros considerados para la viabilidad económica.

El proyecto podría llevarse a cabo porque económicamente al menos no se pierde dinero y estratégicamente interesa tener abierta una planta regasificadora más y la posibilidad de almacenar y disponer de gas natural en España compensaría la decisión.

Resultados opción 1: Financiación interna.

VAN__K=6,62% (mil. €)	3269,33
TIR	7,57%
PAYBACK (años)	11,19

El VAN= 3.269.333 € daría como resultado un valor positivo, que demuestra que no se pierde dinero

Por otro lado, la TIR da un valor mayor que el coste de capital (WACC=6,62%), por lo que resulta rentable para el proyecto.

En cuanto al PAYBACK de 11,19 años es elevado.

Resultados opción 2: Financiación externa.

VAN_Ke=8,34% (mil. €)	-12123,56
TIR	4,00%

La opción 2 no es viable, el VAN = -12.123.560 €

La tasa del préstamo se ha calculado con la rentabilidad esperada para el accionista K_e , ya que la K_d , que es la financiación externa varía en el tiempo.

La TIR es del 4% resultado esperado TIR menor a K_e , $4\% < 6,62\%$ al ver

que es menor K_e la tasa de rentabilidad con la que estamos comparando este caso del flujo de caja para los accionistas.

El resultado es lógico, ya que si el VAN es negativo es normal que el resultado de la TIR sea menor que la tasa utilizada para los cálculos del VAN.

Nuestra intención con el análisis de solicitar la financiación externa era obtener beneficios fiscales debido al ahorro de los impuestos de los intereses y además el capital del accionista que no estaba empleado en la inversión tendrían capital disponible para otro uso. Pero en este caso no ha resultado viable.

Se obtiene el siguiente gráfico para poder observar los flujos de caja del proyecto comparando los dos casos.

Como se observa en la figura 6, de forma gráfica, la inversión no se recupera pronto, la viabilidad del proyecto forma parte de un interés geoeconómico, no se basa sólo en la rentabilidad sino en la independencia que da a España contar con más capacidad de almacenamiento y regasificación de gas natural.

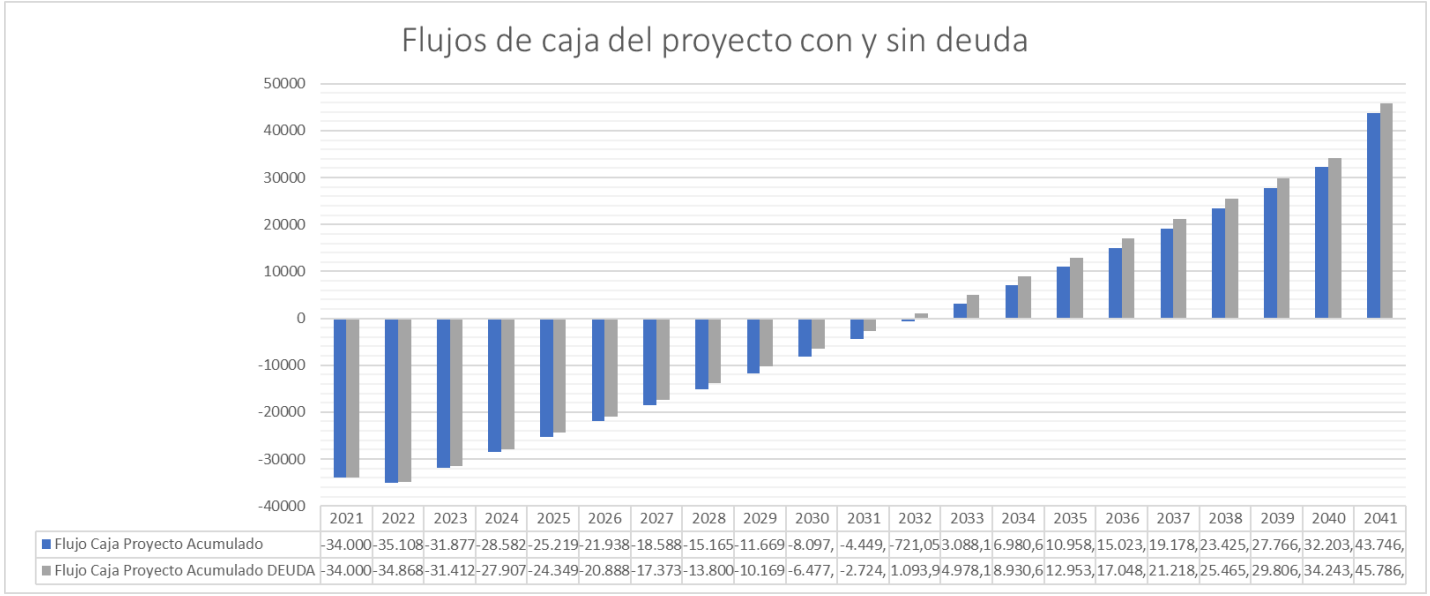


Figura 6 _ Flujos de caja del proyecto en ambos casos. Fuente: Elaboración propia.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La importancia estratégica de las regasificadoras en España se destaca en diversos aspectos cruciales para la estabilidad energética y la seguridad del suministro en el país. En un contexto marcado por la dependencia de fuentes externas de energía, especialmente en el suministro de gas natural, las regasificadoras desempeñan un papel vital al permitir la recepción, almacenamiento y distribución eficiente del gas natural licuado (GNL).

La capacidad de las regasificadoras para transformar el GNL en gas natural gaseoso permite una mayor flexibilidad en la gestión de la demanda y garantiza un suministro continuo y estable a lo largo del tiempo. Este aspecto adquiere una importancia crucial en situaciones de crisis o tensiones geopolíticas, como las observadas en la actualidad en el conflicto entre Ucrania y Rusia. La diversificación de las fuentes de suministro y la capacidad de almacenamiento de las regasificadoras se convierten así en factores determinantes para la seguridad energética del país.

Las energías renovables son intermitentes, impredecibles y las más limpias consumen mucho espacio (recurso muy limitado en nuestro territorio). España ya cubre parte de la demanda eléctrica de España con renovables, como aerogeneradores, huertos solares fotovoltaicos, biomasa... En cualquier caso, las centrales convencionales deben estar dimensionadas para poder, ellas solas, atender el 100% de la demanda que pueda existir. Esta energía a priori no se puede almacenar pero si se puede ir variando la generación según la demanda.

Además, en el marco de la transición hacia fuentes de energía más sostenibles y la Agenda 2030, las regasificadoras pueden desempeñar un papel estratégico en la introducción gradual de combustibles más limpios, como el hidrógeno verde, en la matriz energética. La infraestructura flexible de las regasificadoras permite adaptarse a las transformaciones del panorama energético, contribuyendo así a los objetivos de desarrollo sostenible y a la reducción de emisiones.

Las energías renovables son el futuro, sin embargo, las singularidades del sistema eléctrico exigen que haya tecnologías de respaldo que puedan garantizar el suministro de energía eléctrica los días sin viento y las noches. En este caso el combustible que se quema de manera más eficiente y emite menos productos dañinos de combustión, entre el gasoil, fuel-oil y el gas natural, parece el tercero el candidato menos malo. Como analiza en (LEÓN, González-De, et al.) “The role of natural gas in today's energy transition”,

En resumen, las regasificadoras en España no solo son esenciales para asegurar un suministro constante de gas natural, sino que también desempeñan un papel fundamental en la adaptación a los desafíos actuales y futuros del panorama energético, respaldando la estabilidad, la seguridad y la sostenibilidad energética del país.

6.1 Conclusión teniendo en cuenta el resultado del estudio económico.

El análisis económico detallado de las plantas regasificadoras en el contexto actual ha proporcionado

una perspectiva clara sobre su rentabilidad financiera, destacando la ausencia de beneficios directos. Sin embargo, la viabilidad y la importancia estratégica de mantener estas instalaciones abiertas trascienden el ámbito puramente económico y se revelan como factores cruciales para la seguridad y estabilidad energética de España.

A pesar de los desafíos económicos identificados, la inversión en las plantas regasificadoras se presenta como una decisión estratégica de alto calado. La capacidad de almacenamiento que ofrecen estas instalaciones es esencial para garantizar la seguridad del suministro en momentos de tensiones geopolíticas, como los observados en las relaciones energéticas con Rusia. La relativa independencia energética lograda mediante la preservación de estas infraestructuras se vuelve imperativa en la actualidad, donde la incertidumbre en las relaciones internacionales destaca la vulnerabilidad asociada a la dependencia de un solo proveedor.

Además, el papel de las regasificadoras como facilitadoras de la transición hacia fuentes de energía más sostenibles, como el hidrógeno verde, se erige como una inversión en el futuro energético del país. La versatilidad de estas instalaciones para adaptarse a nuevas tecnologías y combustibles más limpios las posiciona como elementos clave en la estrategia de descarbonización y cumplimiento de los compromisos establecidos en la Agenda 2030.

En última instancia, aunque los resultados económicos puedan no ser inmediatamente favorables, la inversión en las plantas regasificadoras se revela como un pilar fundamental para salvaguardar la soberanía energética y promover una transición segura y eficiente hacia modelos energéticos más sostenibles en España. La toma de decisiones en este contexto debe equilibrar cuidadosamente los aspectos financieros con las consideraciones estratégicas de seguridad nacional y compromisos medioambientales, garantizando así la resiliencia y sostenibilidad a largo plazo del sector energético del país.

6.2 Recomendaciones para la Transición Sostenible de las Plantas Regasificadoras hacia el Hidrógeno Verde: Contribución a los ODS 7 y 13

La transición hacia el hidrógeno verde como fuente de energía renovable plantea desafíos y oportunidades significativas, pero también alinea directamente con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030, en particular con el ODS 7 (Energía Asequible y No Contaminante) y el ODS 13 (Acción por el Clima).

- **ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante**

Este objetivo busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Promueve la eficiencia energética y el aumento de la proporción de energías renovables en el mix energético global.



- **ODS 13: Acción por el Clima**

El ODS 13 se centra en adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus impactos. Busca fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los fenómenos climáticos extremos y promover medidas que contribuyan a la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

A continuación, se presentan recomendaciones específicas que vinculan estas iniciativas con los objetivos sostenibles:



- **Adaptación de Infraestructuras (ODS 7 y 13):**

Evaluar la viabilidad técnica de adaptar las plantas regasificadoras para permitir la producción y distribución de hidrógeno verde.

Implementar sistemas de electrólisis y almacenamiento para integrar la producción de hidrógeno verde en el proceso de regasificación, contribuyendo así al ODS 7.

- **Diversificación de Fuentes de Suministro (ODS 7):**

Explorar acuerdos y asociaciones con productores locales de hidrógeno verde para diversificar las fuentes de suministro y reducir la dependencia de gas natural importado.

- **Desarrollo de Infraestructuras de Distribución (ODS 7):**

Aprovechar la red existente de gaseoductos para transportar y distribuir hidrógeno verde, optimizando la infraestructura existente y apoyando así el ODS 7.

- **Incentivos Financieros y Políticos (ODS 13):**

Implementar incentivos económicos y políticos para promover la transición hacia el hidrógeno verde, alineando estas medidas con el ODS 13.

- **Colaboración Público-Privada (ODS 17):**

Fomentar la colaboración entre el sector público y privado para compartir conocimientos, recursos y riesgos en la implementación de proyectos de hidrógeno verde, en consonancia con el ODS 17 (Alianzas para lograr los objetivos).

- **Monitorización y Evaluación Continua (ODS 13):**

Implementar sistemas de monitorización y evaluación para medir el impacto ambiental, económico y social de la transición hacia el hidrógeno verde, contribuyendo al ODS 13.

Estas recomendaciones no solo ofrecen una guía práctica para la transición sostenible de las plantas regasificadoras, sino que también demuestran un compromiso con los objetivos de desarrollo sostenible de las Naciones Unidas, estableciendo así un camino hacia una energía más limpia y sostenible para España.

7 REFERENCIAS

- LUMBRERAS, Julio, et al. La contribución del gas natural a la reducción de emisiones a la atmósfera en España. *Fundación Gas Natural, ISBN, 2009, p. 978-84.*
- LÓPEZ MARTÍNEZ, José María, et al. Análisis de las emisiones de CO₂ en la producción de las fuentes energéticas utilizadas en el transporte por carretera. 2010.
- CRAIG, Jonathan, et al. The history of the European oil and gas industry (1600s–2000s). *Geological Society, London, Special Publications, 2018, vol. 465, no 1, p. 1-24.*
- DUTTA, Arnab; KARIMI, Iftekhar A.; FAROOQ, Shamsuzzaman. Economic feasibility of power generation by recovering cold energy during LNG (liquefied natural gas) regasification. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering, 2018, vol. 6, no 8, p. 10687-10695.*
- SÁNCHEZ-JACOB, Eduardo, et al. Joint Optimal Planning of Electricity and Modern Energy Cooking Services Access in Nyagatare. *Energies, 2021, vol. 14, no 14, p. 4093.*
- GÜRSAN, Cem; DE GOOYERT, Vincent. The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition?. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, vol. 138, p. 110552.*
- LEÓN, González-De, et al. The role of natural gas in today's energy transition. *Dyna, 2022, vol. 89, no 221, p. 92-100.*
- LEACH ALBERT, F. y BROTO RUBIO, J., 1995. Contabilidad y finanzas para la toma de decisiones: libro homenaje a Federico Leach Albert. Zaragoza: Universidad de Zaragoza, Departamento de Contabilidad y Finanzas. ISBN 84-89513-05-8.
- FAUS, J., TÀPIES, J. y PRAT, L., 2006. Finanzas operativas: la gestión financiera de las operaciones del día a día. 6a ed. act. Barcelona: Estudios y Ediciones IESE. ISBN 84-86851-38-6.
- BARÓN PLADEVALL, A., 2013. Manual del financiero business plan: todo lo que hay que saber sobre la financiación y la confección del plan financiero : (incluye aplicación excel para su ejecución). Barcelona: Profit. ISBN 978-84-15735-43-4.
- Acciona. La importancia de las energías renovables. Consultado el 15 de Agosto de 2022, de <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>
- Energía y sociedad. (2016). *Transporte del gas natural por gasoducto*. Consultado 23 de Septiembre de 2023 <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/3-5-transporte-del-gas-natural-por-gasoducto/>.

ANEXO 1. RESULTADOS

APARTADO 1_ Ingresos, Cuenta de Resultados y Flujo de Caja del Proyecto. Financiación propia.

DATOS DEL PROBLEMA (mil €)	INVERSIÓN	EXPLOTACIÓN								
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ingresos fijos	0,00	26000,00	26650,00	27316,25	27999,16	28699,14	29416,61	30152,03	30905,83	31678,48
Ingresos variables_Funcionamiento_34%	0,00	3000,00	3075,00	3151,88	3230,67	3311,44	3394,22	3479,08	3566,06	3655,21

EXPLOTACIÓN										
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
32470,44	33282,20	34114,25	34967,11	35841,29	36737,32	37655,75	38597,15	39562,07	40551,13	41564,90
3746,59	3840,25	3936,26	4034,67	4135,53	4238,92	4344,89	4453,52	4564,85	4678,98	4795,95

CUENTA DE RESULTADOS (mil.€)	INVERSIÓN	EXPLOTACIÓN								
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ingresos	0,00	29.000,00	29.725,00	30.468,13	31.229,83	32.010,57	32.810,84	33.631,11	34.471,89	35.333,68
(-)CD_Repuestos, Mantenimiento	0,00	-5.110,00	-5.237,75	-5.368,69	-5.502,91	-5.640,48	-5.781,50	-5.926,03	-6.074,18	-6.226,04
(-)CP_Odorizante, Electricidad	0,00	-9.350,00	-9.583,75	-9.823,34	-10.068,93	-10.320,65	-10.578,67	-10.843,13	-11.114,21	-11.392,07
(-)CC_Impuestos, contratos, plantilla	-10.500,00	-10.762,50	-11.031,56	-11.307,35	-11.590,04	-11.879,79	-12.176,78	-12.481,20	-12.793,23	-13.113,06
EBITDA (Margen Bruto)	0,00	3.777,50	3.871,94	3.968,74	4.067,95	4.169,65	4.273,89	4.380,74	4.490,26	4.602,52
(-)Amortización	0,00	-2.100,00	-2.100,00	-2.100,00	-2.100,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00
Beneficio de explotación_EBIT_(BAI=BAI)	0,00	1.677,50	1.771,94	1.868,74	1.967,95	2.569,65	2.673,89	2.780,74	2.890,26	3.002,52
(-)Impuestos	0,00	-503,25	-531,58	-560,62	-590,39	-770,90	-802,17	-834,22	-867,08	-900,76
Beneficio despues de impuestos (BDI)	0,00	1.174,25	1.240,36	1.308,12	1.377,57	1.798,76	1.871,73	1.946,52	2.023,18	2.101,76

EXPLOTACIÓN										
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
36.217,03	37.122,45	38.050,51	39.001,78	39.976,82	40.976,24	42.000,65	43.050,66	44.126,93	45.230,10	46.360,86
-6.381,69	-6.541,23	-6.704,76	-6.872,38	-7.044,19	-7.220,30	-7.400,80	-7.585,82	-7.775,47	-7.969,86	-8.169,10
-11.676,87	-11.968,79	-12.268,01	-12.574,71	-12.889,08	-13.211,31	-13.541,59	-13.880,13	-14.227,13	-14.582,81	-14.947,38
-13.440,89	-13.776,91	-14.121,33	-14.474,37	-14.836,23	-15.207,13	-15.587,31	-15.976,99	-16.376,42	-16.785,83	-17.205,47
4.717,58	4.835,52	4.956,41	5.080,32	5.207,33	5.337,51	5.470,95	5.607,72	5.747,91	5.891,61	6.038,90
-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00
3.117,58	3.235,52	3.356,41	3.480,32	3.607,33	3.737,51	3.870,95	4.007,72	4.147,91	4.291,61	4.438,90
-935,27	-970,66	-1.006,92	-1.044,10	-1.082,20	-1.121,25	-1.161,28	-1.202,32	-1.244,37	-1.287,48	-1.331,67
2.182,31	2.264,86	2.349,49	2.436,22	2.525,13	2.616,26	2.709,66	2.805,40	2.903,54	3.004,13	3.107,23

FLUJO CAJA PROYECTO_1 (mil. €)	INVERSIÓN	EXPLOTACIÓN								
	2021 0	2022 1	2023 2	2024 3	2025 4	2026 5	2027 6	2028 7	2029 8	2030 9
Flujo Caja Proyecto=Tesorería	-34.000,00	-1.108,63	3.230,78	3.295,80	3.362,45	3.280,76	3.350,78	3.422,55	3.496,11	3.571,52
Flujo Caja Proyecto Acumulado	-34.000,00	-35.108,63	-31.877,84	-28.582,04	-25.219,59	-21.938,83	-18.588,05	-15.165,50	-11.669,39	-8.097,87
Beneficio de explotación(BAI)		1.677,50	1.771,94	1.868,74	1.967,95	2.569,65	2.673,89	2.780,74	2.890,26	3.002,52
(-)Impuestos		-503,25	-531,58	-560,62	-590,39	-770,90	-802,17	-834,22	-867,08	-900,76
(+) Amortización		2.100,00	2.100,00	2.100,00	2.100,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00
(-)Inversión en Activo fijo (ANC)	-34.000,00									
(-)Inversión en Activo Circulante (CT)		-4.767,12	-119,18	-122,16	-125,21	-128,34	-131,55	-134,84	-138,21	-141,67
(+) Financiación de proveedores		384,25	9,61	9,85	10,09	10,34	10,60	10,87	11,14	11,42
(+) Valor terminal Caja										

EXPLOTACIÓN										
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
3.648,80	3.728,02	3.809,22	3.892,45	3.977,77	4.065,21	4.154,84	4.246,71	4.340,88	4.437,40	11.543,02
-4.449,07	-721,05	3.088,18	6.980,63	10.958,40	15.023,61	19.178,45	23.425,16	27.766,04	32.203,44	43.746,46
3.117,58	3.235,52	3.356,41	3.480,32	3.607,33	3.737,51	3.870,95	4.007,72	4.147,91	4.291,61	4.438,90
-935,27	-970,66	-1.006,92	-1.044,10	-1.082,20	-1.121,25	-1.161,28	-1.202,32	-1.244,37	-1.287,48	-1.331,67
1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00
-145,21	-148,84	-152,56	-156,37	-160,28	-164,29	-168,40	-172,61	-176,92	-181,34	-185,88
11,70	12,00	12,30	12,60	12,92	13,24	13,57	13,91	14,26	14,62	14,98
										7.006,69

Ratios operativos:

	INVERSIÓN	EXPLOTACIÓN								
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ROE (Return on Equity)=BAI/PN		4,6%	5,2%	5,8%	6,5%	8,9%	9,8%	10,7%	11,8%	13,1%
ROS (Return on Sales)=BDI/VENTAS		4,0%	4,2%	4,3%	4,4%	5,6%	5,7%	5,8%	5,9%	5,9%
ROA ROI(Return on assets)=EBITDA/ACTIVO		10,4%	11,3%	12,3%	13,4%	14,5%	15,6%	16,9%	18,4%	20,1%

EXPLOTACIÓN										
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
14,5%	16,2%	18,1%	20,4%	23,1%	26,3%	30,4%	35,4%	42,0%	50,9%	63,4%
6,0%	6,1%	6,2%	6,2%	6,3%	6,4%	6,5%	6,5%	6,6%	6,6%	6,7%
22,0%	24,2%	26,7%	29,7%	33,3%	37,6%	42,9%	49,6%	58,2%	69,8%	86,2%

APARTADO 2_ Ingresos, Cuenta de Resultados y Flujo de Caja del Proyecto. Financiación externa.

CUENTA DE RESULTADOS (mil€)	INVERSIÓN			EXPLOTACIÓN						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ingresos	0,00	29.000,00	29.725,00	30.468,13	31.229,83	32.010,57	32.810,84	33.631,11	34.471,89	35.333,68
(-)CD_Repuestos, Mantenimiento	0,00	-5.110,00	-5.237,75	-5.368,69	-5.502,91	-5.640,48	-5.781,50	-5.926,03	-6.074,18	-6.226,04
(-)CP_Odorizante, Electricidad	0,00	-9.350,00	-9.583,75	-9.823,34	-10.068,93	-10.320,65	-10.578,67	-10.843,13	-11.114,21	-11.392,07
(-)CC_Impuestos, contratos, plantilla	-10.500,00	-10.762,50	-11.031,56	-11.307,35	-11.590,04	-11.879,79	-12.176,78	-12.481,20	-12.793,23	-13.113,06
EBITDA (Margen Bruto)	0,00	3.777,50	3.871,94	3.968,74	4.067,95	4.169,65	4.273,89	4.380,74	4.490,26	4.602,52
(-)Amortización	0,00	-2.100,00	-2.100,00	-2.100,00	-2.100,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00
Beneficio de explotación_ EBIT_ (BAII)	0,00	1.677,50	1.771,94	1.868,74	1.967,95	2.569,65	2.673,89	2.780,74	2.890,26	3.002,52
(-)Deuda	-20.000,00	-18.750,00	-17.500,00	-16.250,00	-15.000,00	-13.750,00	-12.500,00	-11.250,00	-10.000,00	-8.750,00
(-)Gastos financieros	0,00	-800,00	-750,00	-700,00	-650,00	-600,00	-550,00	-500,00	-450,00	-400,00
Beneficio de explotación_ (BAI)	0,00	877,50	1.021,94	1.168,74	1.317,95	1.969,65	2.123,89	2.280,74	2.440,26	2.602,52
(-)Impuestos	0,00	-263,25	-306,58	-350,62	-395,39	-590,90	-637,17	-684,22	-732,08	-780,76
Beneficio despues de impuestos (BDI)	0,00	614,25	715,36	818,12	922,57	1.378,76	1.486,73	1.596,52	1.708,18	1.821,76

EXPLOTACIÓN										
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
36.217,03	37.122,45	38.050,51	39.001,78	39.976,82	40.976,24	42.000,65	43.050,66	44.126,93	45.230,10	46.360,86
-6.381,69	-6.541,23	-6.704,76	-6.872,38	-7.044,19	-7.220,30	-7.400,80	-7.585,82	-7.775,47	-7.969,86	-8.169,10
-11.676,87	-11.968,79	-12.268,01	-12.574,71	-12.889,08	-13.211,31	-13.541,59	-13.880,13	-14.227,13	-14.582,81	-14.947,38
-13.440,89	-13.776,91	-14.121,33	-14.474,37	-14.836,23	-15.207,13	-15.587,31	-15.976,99	-16.376,42	-16.785,83	-17.205,47
4.717,58	4.835,52	4.956,41	5.080,32	5.207,33	5.337,51	5.470,95	5.607,72	5.747,91	5.891,61	6.038,90
-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00	-1.600,00
3.117,58	3.235,52	3.356,41	3.480,32	3.607,33	3.737,51	3.870,95	4.007,72	4.147,91	4.291,61	4.438,90
-7.500,00	-6.250,00	-5.000,00	-3.750,00	-2.500,00	-1.250,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-350,00	-300,00	-250,00	-200,00	-150,00	-100,00	-50,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.767,58	2.935,52	3.106,41	3.280,32	3.457,33	3.637,51	3.820,95	4.007,72	4.147,91	4.291,61	4.438,90
-830,27	-880,66	-931,92	-984,10	-1.037,20	-1.091,25	-1.146,28	-1.202,32	-1.244,37	-1.287,48	-1.331,67
1.937,31	2.054,86	2.174,49	2.296,22	2.420,13	2.546,26	2.674,66	2.805,40	2.903,54	3.004,13	3.107,23

CAPITAL EMPLEADO (mil €)	INVERSIÓN			EXPLOTACIÓN						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capital empleado	34.000,00	36.282,88	34.292,45	32.304,76	30.319,88	28.837,88	27.358,82	25.882,79	24.409,86	22.940,11
Fondos propios	14.000,00	17.532,88	16.792,45	16.054,76	15.319,88	15.087,88	14.858,82	14.632,79	14.409,86	14.190,11
Deuda	20.000,00	18.750,00	17.500,00	16.250,00	15.000,00	13.750,00	12.500,00	11.250,00	10.000,00	8.750,00

EXPLOTACIÓN										
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21.473,61	20.010,45	18.550,71	17.094,48	15.641,84	14.192,89	12.747,71	11.306,41	9.869,07	8.435,79	7.006,69
13.973,61	13.760,45	13.550,71	13.344,48	13.141,84	12.942,89	12.747,71	11.306,41	9.869,07	8.435,79	7.006,69
7.500,00	6.250,00	5.000,00	3.750,00	2.500,00	1.250,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

FLUJO CAJA PROYECTO_2 (con DEUDA) (mil €)	INVERSIÓN		EXPLOTACIÓN							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Flujo Caja Proyecto=Tesorería	-34.000,00	-868,63	3.455,78	3.505,80	3.557,45	3.460,76	3.515,78	3.572,55	3.631,11	3.691,52
Flujo Caja Proyecto Acumulado DEUDA	-34.000,00	-34.868,63	-31.412,84	-27.907,04	-24.349,59	-20.888,83	-17.373,05	-13.800,50	-10.169,39	-6.477,87
Beneficio de explotación(BAI)		1.677,50	1.771,94	1.868,74	1.967,95	2.569,65	2.673,89	2.780,74	2.890,26	3.002,52
(-)Impuestos	0,00	-263,25	-306,58	-350,62	-395,39	-590,90	-637,17	-684,22	-732,08	-780,76
(+) Amortización		2.100,00	2.100,00	2.100,00	2.100,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00
(-)Inversión en Activo fijo (ANC)	-34.000,00									
(-)Inversión en Activo Circulante (CT)		-4.767,12	-119,18	-122,16	-125,21	-128,34	-131,55	-134,84	-138,21	-141,67
(+) Financiación de proveedores		384,25	9,61	9,85	10,09	10,34	10,60	10,87	11,14	11,42
(+) Valor terminal Caja										

EXPLOTACIÓN										
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
3.753,80	3.818,02	3.884,22	3.952,45	4.022,77	4.095,21	4.169,84	4.246,71	4.340,88	4.437,40	11.543,02
-2.724,07	1.093,95	4.978,18	8.930,63	12.953,40	17.048,61	21.218,45	25.465,16	29.806,04	34.243,44	45.786,46
3.117,58	3.235,52	3.356,41	3.480,32	3.607,33	3.737,51	3.870,95	4.007,72	4.147,91	4.291,61	4.438,90
-830,27	-880,66	-931,92	-984,10	-1.037,20	-1.091,25	-1.146,28	-1.202,32	-1.244,37	-1.287,48	-1.331,67
1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00
-145,21	-148,84	-152,56	-156,37	-160,28	-164,29	-168,40	-172,61	-176,92	-181,34	-185,88
11,70	12,00	12,30	12,60	12,92	13,24	13,57	13,91	14,26	14,62	14,98
										7.006,69

FLUJO DE CAJA DE LA DEUDA (mil €)	-20.000,00	2.050,00	2.000,00	1.950,00	1.900,00	1.850,00	1.800,00	1.750,00	1.700,00	1.650,00
-----------------------------------	------------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

1.600,00	1.550,00	1.500,00	1.450,00	1.400,00	1.350,00	1.300,00	0,00	0,00	0,00	0,00
----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	------	------	------	------

FLUJOS PARA EL ACCIONISTA	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Beneficio despues de impuestos (BDI)	-20.000,00	2.023,00	2.025,00	2.027,00	2.029,00	2.031,00	2.033,00	2.035,00	2.037,00	2.039,00
(+) Amortización	0,00	2.100,00	2.100,00	2.100,00	2.100,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00
(-)Inversión en Activo fijo (ANC)	-34.000,00									
(-)Inversión en Activo Circulante (CT)		-4.767,12	-119,18	-122,16	-125,21	-128,34	-131,55	-134,84	-138,21	-141,67
(+) Financiación de proveedores		384,25	9,61	9,85	10,09	10,34	10,60	10,87	11,14	11,42
Incremento de la deuda	20.000,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00
(+) Valor terminal Caja										
CASH FLOW ACCIONISTA	-34.000,00	-1.509,88	2.765,43	2.764,69	2.763,88	2.263,00	2.262,05	2.261,03	2.259,93	2.258,75

2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2.041,00	2.043,00	2.045,00	2.047,00	2.049,00	2.051,00	2.053,00	2.055,00	2.057,00	2.059,00	2.061,00
1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00	1.600,00
-145,21	-148,84	-152,56	-156,37	-160,28	-164,29	-168,40	-172,61	-176,92	-181,34	-185,88
11,70	12,00	12,30	12,60	12,92	13,24	13,57	13,91	14,26	14,62	14,98
-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	-1.250,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										7.006,69
2.257,50	2.256,16	2.254,74	2.253,23	2.251,64	2.249,95	2.248,18	3.496,31	3.494,34	3.492,27	10.496,79