



**GRADO EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE
EMPRESAS**

CURSO ACADÉMICO 2022/2023

TRABAJO FIN DE GRADO

Mención en Dirección General

**ANÁLISIS PRÁCTICO DE LA VIABILIDAD DE UN
MODELO DE NEGOCIO: PLANTA DE PRODUCCIÓN
DE METANOL VERDE PARA SU USO COMO
*HYDROGEN CARRIER***

**PRACTICAL VIABILITY ANALYSIS OF A BUSINESS
MODEL: GREEN METHANOL PRODUCTION PLANT
FOR USE AS *HYDROGEN CARRIER***

AUTORA: ELENA DIEZHANDINO GONZÁLEZ

DIRECTORA: VANESA SÁNCHEZ SANTOS

Julio 2023

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS.....	4
LISTA DE TABLAS	5
ABSTRACT	6
RESUMEN.....	7
1. INTRODUCCIÓN	8
1.1. ¿QUÉ ES EL HIDRÓGENO VERDE?	9
1.2. PROBLEMÁTICA Y ALTERNATIVAS DEL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO. METANOL COMO <i>HYDROGEN CARRIER</i>	10
1.3. CASO DE ESTUDIO	10
2. OBJETIVOS	12
3. ANÁLISIS DEL ENTORNO.....	13
3.1. Entorno general – Análisis PESTEL.....	13
3.2. Entorno específico – 5 fuerzas de Porter	15
3.3. Análisis DAFO	16
3.4. VENTAJA COMPETITIVA	17
4. VIABILIDAD COMERCIAL	18
4.1. MERCADO POTENCIAL	18
4.2. MARKETING MIX.....	20
4.3. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	22
5. VIABILIDAD TÉCNICA.....	23
5.1. VIABILIDAD TECNOLÓGICA (ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA)...	23
5.2. ELEMENTOS CLAVE	24
5.2.1. Localización	24
5.2.2. Descripción del proceso productivo	24
5.2.3. Producción del proceso (balance de materia)	25
5.3. ESTIMACIÓN DE COSTES	25
5.3.1. Coste de inversión: coste de los equipos	25
5.3.2. Costes variables: coste de la materia prima	27
5.3.2.1. Coste del hidrógeno.....	27
5.3.2.2. Coste del dióxido de carbono	27
5.3.3. Costes fijos	28
5.3.3.1. Costes de personal.....	28
5.3.3.2. Costes de servicios auxiliares	28
5.3.3.3. Costes de operación y mantenimiento.....	29
5.3.3.4. Comunicación y marketing y otros costes variables.....	29

5.4. ESTIMACIÓN DE INGRESOS	29
5.5. PRESUPUESTO ESTIMADO	31
5.6. RANGO DE OPERACIÓN	34
6. VIABILIDAD FINANCIERA.....	35
6.1. FUENTES DE FINANCIACIÓN	35
7. CONCLUSIONES	36
BIBLIOGRAFÍA	37

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Temperatura superficial global desde 1880 a 2020 (La Vanguardia 2021). ...	8
Figura 2. Clasificación de los tipos hidrógeno por colores según la manera de producirlo (Diezhandino González 2022).....	9
Figura 3. Factores externos estudiados en el análisis PESTEL. (Adaptada de: Fundamentos del marketing 2021).	13
Figura 4. Evolución del precio del hidrógeno (Statista 2022).....	16
Figura 5. Usos del metanol (Methanol Institute 2023a).....	18
Figura 6. Mercado potencial (Fuente: elaboración propia).....	19
Figura 7. Tamaño del mercado global de metanol verde desde 2021 hasta 2031 (Research Dive 2023).....	19
Figura 8. Mercados del metanol verde (Irena and Methanol Institute 2021).	20
Figura 9. Logo y eslogan de la planta de producción de metanol verde (Fuente: elaboración propia).....	20
Figura 10. Marketing mix (Fuente: elaboración propia).....	21
Figura 11. Demanda de metanol por aplicaciones desde 2018 hasta 2023 (Methanol Institute 2023b).....	22
Figura 12. Producción de metanol según su procedencia (Irena and Methanol Institute 2021).....	22
Figura 13. Vista aérea de la refinería de zinc Sun Metals en Townsville, Australia. (Diezhandino González 2022).....	23
Figura 14. Diagrama de bloques del proceso de producción de metanol verde a partir de hidrógeno renovable y dióxido de carbono (Diezhandino González 2022).	24
Figura 15. Costes de producción actuales y futuros del bio-metanol y e-metanol (Irena and Methanol Institute 2021).....	30
Figura 16. Rango de operación de Green Meta 0 (Fuente: elaboración propia).	34
Figura 17. Innovation Fund (Comisión Europea 2023a).....	35

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Análisis PESTEL de una planta de producción de metanol verde.....	14
Tabla 2. Análisis DAFO.	16
Tabla 3. Coste de compra de los equipos del proceso de producción de metanol.	26
Tabla 4. Coste de inversión de los equipos del proceso de producción de metanol....	26
Tabla 5. Coste de hidrógeno anual.	27
Tabla 6. Costes anuales de personal.	28
Tabla 7. Ingresos estimados (Green Meta 0 e Irena&Methanol Institute report).....	30
Tabla 8. Presupuesto estimado.	32
Tabla 9. Presupuesto de tesorería.....	33

ABSTRACT

In the midst of an energy crisis, the transition from a fossil fuel-based energy model to one based on renewable energies, is of great importance.

Within this context, this Bachelor's Thesis studies *Green Meta 0* viability, a green methanol production plant from renewable hydrogen and carbon dioxide, so it can be used as *hydrogen carrier*. This project follows on from my Master's Thesis in Chemical Engineering (Diezhandino González 2022).

Once the business model has been presented, its environment will be analyzed through a PESTEL analysis and Porter's 5 forces analysis. This will allow to obtain a SWOT matrix, where business' strengths, weaknesses, opportunities and threats will be outlined. Additionally, the competitive advantage of green methanol as *hydrogen carrier* will be explained.

Afterwards, business' commercial viability will be analyzed by studying its potential market, developing a marketing strategy (using the marketing mix tool) and estimating the demand for green methanol.

Besides, project's technical viability will be studying by analyzing, in first place, the viability of the technology to be used. Key elements such as location (Australia), process description, and plant production (1.797 kg/h of green methanol) will be also considered. Then, process's costs will be determined: investment costs, fixed costs, and variable costs, which will allow to define the production cost of green methanol and, consequently, its price (1.385 €/ton) and project-related revenues. All this, will help to define a budget and an operating range.

Finally, *Green Meta 0* financial viability has been studied. There are several global and local funding initiatives that enable financing the project for the estimated investment.

This Bachelor's Thesis will determine *Green Meta 0* project viability, that comes up with a solution to move towards a decarbonized energy model through the use of green methanol as a *hydrogen carrier*.

RESUMEN

En plena crisis energética, la transición desde un modelo energético basado en combustibles fósiles hacia uno basado en energías renovables, cobra gran importancia. Enmarcado en este contexto, este Trabajo de Fin de Grado estudia la viabilidad de *Green Meta 0*, una planta de producción de metanol verde a partir de hidrógeno renovable y dióxido de carbono, para utilizarlo como *hydrogen carrier*. Este trabajo surge como continuación de mi Trabajo Fin de Máster en Ingeniería Química (Diezhandino González 2022).

Una vez presentado el modelo de negocio, se analizará el entorno del mismo mediante un análisis PESTEL y el análisis de las 5 fuerzas de Porter, obteniendo así una matriz DAFO donde se expondrán las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas del negocio. Además, se explicará la ventaja competitiva del metanol verde como *hydrogen carrier*.

Posteriormente, se analizará la viabilidad comercial mediante el estudio del mercado potencial del negocio, el desarrollo de una estrategia de marketing (herramienta de marketing mix) y la estimación de la demanda de metanol verde.

Además, se estudiará la viabilidad técnica del proyecto, analizando, en primer lugar, la viabilidad de la tecnología a utilizar. También se considerarán elementos clave como la localización (Australia), la descripción del proceso o la producción de la planta (1.797 kg/h de metanol verde). Posteriormente, se determinarán los costes del proceso: de inversión, fijos y variables, que permitirán determinar el coste de producción del metanol verde y con ello, su precio (1.385 €/ton) y los ingresos relativos al proyecto. Todo ello permitirá definir un presupuesto y un rango de operación.

Por último, se ha estudiado la viabilidad financiera de *Green Meta 0*. Existen varias iniciativas tanto a nivel global como local que permiten financiar el proyecto para la inversión estimada.

Este estudio permitirá determinar la viabilidad del proyecto *Green Meta 0*, que propone una solución para avanzar hacia un modelo energético descarbonizado gracias al uso del metanol verde como *hydrogen carrier*.

1. INTRODUCCIÓN

El análisis práctico de viabilidad de una planta de producción de metanol verde para su uso como *hydrogen carrier*, surge como continuación de mi Trabajo Fin de Máster en Ingeniería Química titulado: “*Análisis del comportamiento dinámico y dimensionamiento del proceso de síntesis de metanol, para su uso como hydrogen carrier, acoplado a una generación de hidrógeno renovable*” (Diezhandino González 2022), donde se llevó a cabo el diseño del proceso de síntesis de metanol, a partir de hidrógeno verde y dióxido de carbono, y se demostró que el proceso diseñado es capaz de adaptarse a los cambios existentes en la producción de hidrógeno renovable, debido al carácter fluctuante de las fuentes de energía renovables, lo que facilita la evolución hacia un modelo energético descarbonizado.

Vivimos en un mundo cada vez más globalizado, donde la energía es un recurso fundamental. Sin embargo, la producción energética está basada actualmente en un modelo de combustibles fósiles, lo que nos ha llevado irremediablemente hasta el calentamiento global. Este fenómeno está definido por la NASA (NASA 2023) como “el calentamiento a largo plazo de la superficie de la Tierra observado desde el periodo preindustrial (entre 1850 y 1900) debido a actividades humanas, principalmente por el uso de combustibles fósiles, que aumenta los niveles de gases de efecto invernadero que atrapan el calor en la atmósfera terrestre”.

Los gases de efecto invernadero (GEI), como el dióxido de carbono (CO₂) o el metano, actúan como una manta alrededor de la Tierra, con lo que el calor del sol queda atrapado y la temperatura de la Tierra aumenta (United Nations 2023). En la Figura 1 se puede observar este aumento desde 1880 hasta 2020.

Temperatura media global por meses (1880-2020)

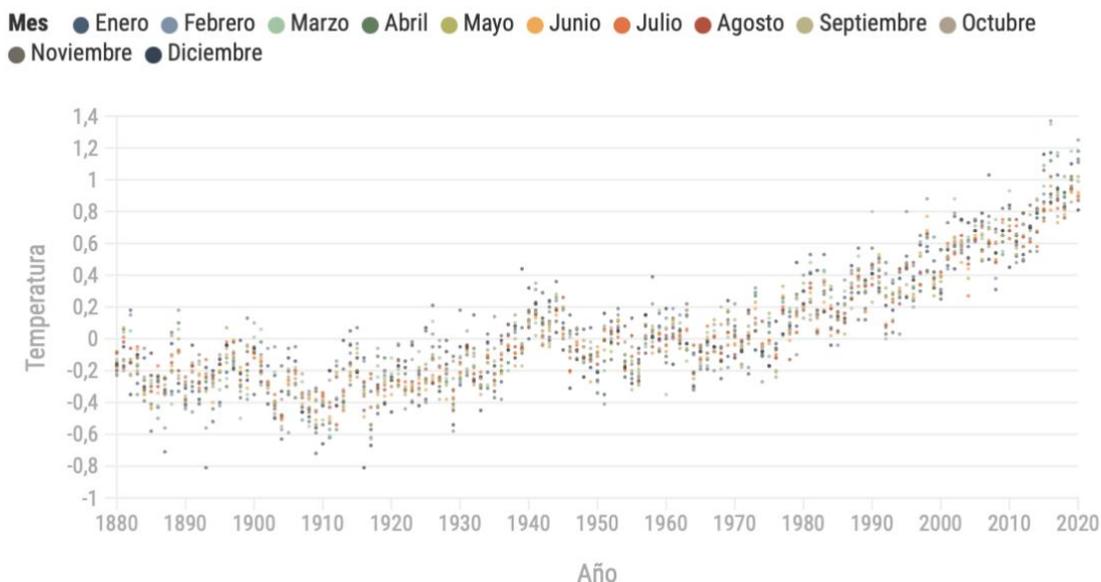


Figura 1. Temperatura superficial global desde 1880 a 2020 (La Vanguardia 2021).

Se observa en la figura cómo la temperatura terrestre ha aumentado 1°C sobre los niveles preindustriales. A pesar de que 1°C pueda parecer poco, ya se están observando sus devastadoras consecuencias en el clima, como por ejemplo olas de calor más fuertes y largas, sequías y tormentas más intensas, incendios más frecuentes, o el aumento del nivel del mar. Debemos tratar de minimizar al máximo estas variaciones en

el clima y para ello, las emisiones de GEI deberían reducirse, por ejemplo, reemplazándolos con fuentes de energía renovables. Todo esto, lleva inevitablemente hacia una transición energética: desde un modelo basado en combustibles fósiles, a uno basado en energías renovables (Dias et al. 2020; Acciona no date).

Un elemento clave para reducir las emisiones de GEI es el hidrógeno (H₂), un vector energético proveniente de fuentes de energía renovable con unas emisiones muy reducidas. El hidrógeno verde tiene múltiples aplicaciones en la industria y en el transporte, como por ejemplo la producción de combustibles sintéticos con cero emisiones netas o su uso para almacenar la energía sobrante procedente de fuentes renovables (Repsol 2020; Repsol no date).

1.1. ¿QUÉ ES EL HIDRÓGENO VERDE?

Hay diferentes tipos de hidrógeno en función de la manera que se produzca, ya que el hidrógeno no se encuentra de manera aislada en la naturaleza y por tanto, es necesario producirlo. En función de cómo se produce, el hidrógeno se clasifica por colores (Figura 2). Esta clasificación fue iniciada por la Agencia Internacional de la Energía y ampliada progresivamente por otras instituciones (Acciona no date).

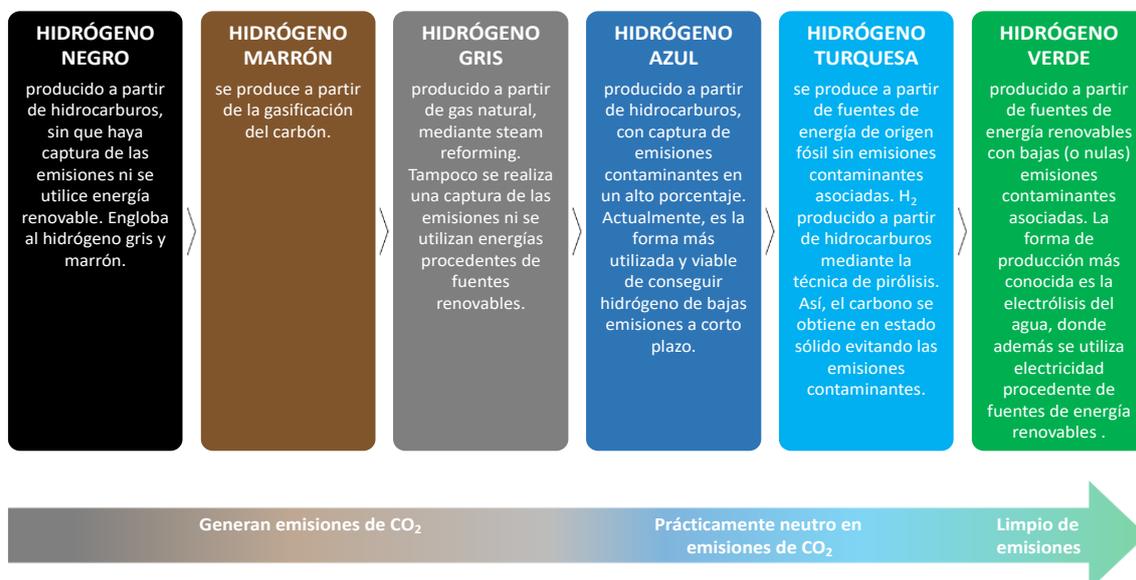


Figura 2. Clasificación de los tipos hidrógeno por colores según la manera de producirlo (Diezhandino González 2022).

Tal y como se puede observar en la Figura 2, el hidrógeno verde se produce a partir de fuentes de energías renovables mediante la electrólisis del agua, que consiste en la disociación de una molécula de agua en hidrógeno y oxígeno, gracias a la aplicación de energía eléctrica. Esta energía se puede obtener a partir de combustibles fósiles, en cuyo caso estaríamos hablando de hidrógeno negro, gris, marrón e incluso azul o turquesa; o de fuentes de energía renovable como por ejemplo la eólica o la solar, en cuyo caso se trataría de hidrógeno verde.

Existen diferentes tipos de electrólisis en función del electrolizador que se utilice. Se pueden distinguir principalmente tres tipos: electrólisis alcalina, electrólisis de membrana polimérica de intercambio de protones (PEM) y electrólisis de estado sólido (SOEC). En estos momentos, la electrólisis alcalina es la tecnología más madura y más barata del mercado y, por tanto, la más utilizada (Shiva Kumar & Lim 2022).

1.2. PROBLEMÁTICA Y ALTERNATIVAS DEL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO. METANOL COMO *HYDROGEN CARRIER*

Una vez producido, es necesario almacenar el hidrógeno para poder transportarlo. Sin embargo, el almacenamiento del hidrógeno es un gran desafío, ya que este elemento tiene una densidad muy baja (0,09 kg/m³), es muy reactivo y tiene una densidad energética muy reducida (0,003 kWh/l). Es decir, por cada litro de hidrógeno se puede almacenar muy poca energía, por lo que la misma cantidad de energía almacenada ocupa mucho más espacio que en los combustibles convencionales como la gasolina (10 kWh/l) (Reuß et al. 2017; Andersson 2021).

Existen diferentes tecnologías de almacenamiento y transporte del hidrógeno como el hidrógeno comprimido, el hidrógeno líquido o los *hydrogen carriers*.

El hidrógeno comprimido permite almacenar el hidrógeno con una mayor densidad (1,3 kWh/l), aumentando la presión (normalmente hasta 700 bar). Sin embargo, aún así, la densidad del hidrógeno sigue siendo baja. Además, operar a elevadas presiones requiere una inversión mayor, sobre todo en cuanto a materiales (Reuß et al. 2017).

En cuanto al hidrógeno líquido, se trata de una tecnología que permite almacenar el hidrógeno a mayor densidad (2,4 kWh/l), gracias a la licuefacción del mismo, lo que se consigue enfriando el hidrógeno por debajo de 21 K. Esto implica enormes dificultades para su transporte y almacenamiento.

Por último, los *hydrogen carriers* son compuestos químicos, como el amoníaco o el metanol (MeOH), que se forman haciendo reaccionar el hidrógeno con una sustancia química secundaria, obteniendo así líquidos más densos. Por lo tanto, se trata de líquidos que permiten almacenar el hidrógeno y consecuentemente, la energía contenida en él, en un volumen menor, con lo que la densidad volumétrica aumenta. Posteriormente, cuando se necesita el hidrógeno, se lleva a cabo el proceso inverso: los *hydrogen carriers* se deshidrogenan para producir de nuevo H₂ y la sustancia química secundaria. El metanol es un *hydrogen carrier* basado en la reacción entre el H₂ y el CO₂.

1.3. CASO DE ESTUDIO

Tal y como se ha comentado anteriormente, este estudio de viabilidad de una planta de producción de metanol verde para su uso como *hydrogen carrier*, surge como continuación de mi Trabajo Fin de Máster (TFM).

En ese trabajo, se llevó a cabo el diseño del proceso de síntesis de metanol a partir de hidrógeno verde y dióxido de carbono. Para ello, se dimensionó la planta de producción de metanol, a partir de 360 kg/h de hidrógeno renovable producidos en un electrolizador PEM de 20 MW. Además, debido a la variabilidad de las fuentes de energía renovable, bien sea por la existencia de nubes en el caso de la energía solar o por la ausencia de viento en la energía eólica, el caudal de hidrógeno de entrada al proceso presenta enormes variaciones. Esto dificulta una producción continua de metanol; sin embargo, se demostró que cuando la planta de producción de metanol opera en condiciones normales, siguiendo la producción del electrolizador, el proceso es capaz de continuar produciendo metanol a pesar de las enormes variaciones en el caudal de hidrógeno de entrada, debido al carácter discontinuo de las fuentes de energía renovable.

Para llevar a cabo el análisis práctico de viabilidad de la planta de producción de metanol verde, se han tenido en cuenta las siguientes hipótesis de partida:

- 1) La planta de producción de metanol se sitúa en Australia, específicamente en las instalaciones de la refinería de zinc *Sun metals*, localizada en Townsville, North Queensland. Esta planta ya cuenta con paneles fotovoltaicos instalados en sus inmediaciones, lo que facilitaría la producción de hidrógeno renovable.
- 2) El hidrógeno verde utilizado en la producción de metanol se produce en un electrolizador PEM de 20 MW.
- 3) El dióxido de carbono necesario para la producción de metanol se obtiene capturándolo de las emisiones del proceso de producción de zinc (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España no date). De esta manera, se obtiene la materia prima necesaria para la producción de metanol y se consigue enverdecer el proceso de la refinería de zinc.
- 4) El metanol se produce a partir de 360 kg/h de hidrógeno verde y 2.674 kg/h de dióxido de carbono.
- 5) La producción de metanol es de 1.979 kg/h.

Partiendo de estas consideraciones, a lo largo de este documento se va a llevar a cabo un análisis práctico de la viabilidad de esta idea de negocio. En primer lugar, se expondrán los objetivos de este Trabajo de Fin de Grado y posteriormente, se analizará el entorno del negocio y su viabilidad comercial, técnica y financiera. Por último, se explicarán las conclusiones obtenidas en el estudio.

2. OBJETIVOS

El principal objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es determinar la viabilidad de una planta de producción de metanol verde para su uso como *hydrogen carrier* y para ello, se pretenden conseguir los siguientes objetivos parciales:

- 1) Analizar el entorno del modelo de negocio, tanto general como específico, y definir la ventaja competitiva del negocio.
- 2) Determinar la viabilidad comercial de la planta de producción de metanol. Para ello se analizará el mercado potencial, se desarrollará la estrategia de marketing-mix y se estimará la demanda potencial.
- 3) Estudiar la viabilidad tecnológica del proyecto determinando cuáles son los elementos clave y realizando una estimación de costes, de ingresos y presupuestaria. Además, se definirá el rango de operación del negocio.
- 4) Analizar la viabilidad financiera de la planta para lo cual se estudiarán las posibles fuentes de financiación

Finalizado este estudio, se podrá determinar la viabilidad del diseño de la planta de producción de metanol verde, a partir de hidrógeno renovable y dióxido de carbono, presentado en mi Trabajo de Fin de Máster en Ingeniería Química, concluyendo así la primera fase del desarrollo de una posible solución a la problemática energética actual.

3. ANÁLISIS DEL ENTORNO

En esta sección se analizará el entorno del negocio, tanto general como específico, y se definirá la ventaja competitiva de *Green Meta 0*¹.

3.1. Entorno general – Análisis PESTEL

Para analizar el entorno general se ha llevado a cabo un análisis PESTEL. Esta herramienta ha permitido estudiar los factores externos que pueden tener impacto en la planta de producción de metanol verde. Entre ellos, factores políticos, económicos, sociales, tecnológicos, medioambientales y legales, tal y como se observa en la Figura 3. Además, así se han podido identificar las amenazas y oportunidades que hay en el entorno (EAE Business School 2022).

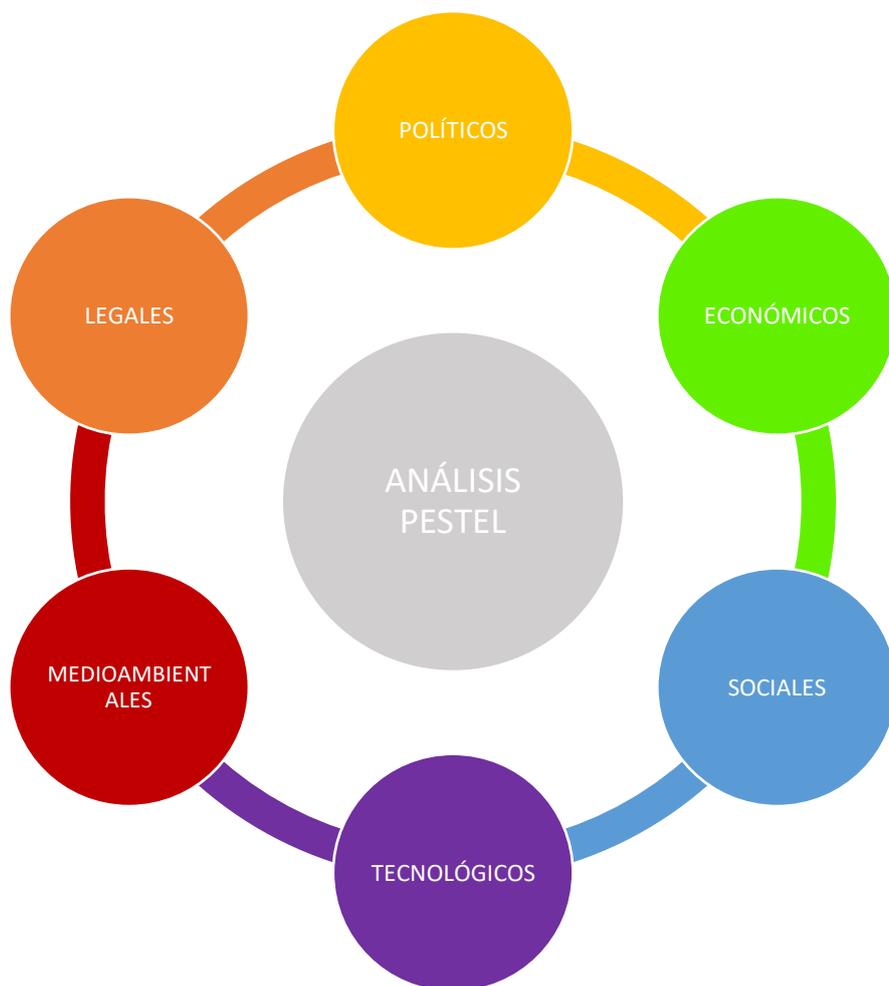


Figura 3. Factores externos estudiados en el análisis PESTEL. (Adaptada de: Fundamentos del marketing 2021).

El análisis PESTEL realizado se resume en la Tabla 1. En ella se observan los factores externos que pueden afectar a la producción de metanol verde.

¹*Green Meta 0* es el nombre de la planta de producción de metanol verde estudiada en este proyecto (se explica con mayor profundidad en el apartado 4.2. Marketing mix).

Tabla 1. Análisis PESTEL de una planta de producción de metanol verde.

<p style="text-align: center;">P</p> <p style="text-align: center;">Factores políticos</p>	<p style="text-align: center;">E</p> <p style="text-align: center;">Factores económicos</p>
<p>Apoyo político: Debido a la situación de transición energética que estamos atravesando, cualquier forma de generación, almacenamiento y transporte de energía cuenta con el apoyo de los gobiernos.</p> <p>Financiación: Los gobiernos están impulsando medidas que ayuden a financiar formas de generación y almacenamiento de energía renovable (IRA, EE.UU., H2 News 2022).</p>	<p>Situación económica general: El aumento del precio de la energía, hace necesario el desarrollo de nuevas formas de generación y almacenamiento de la misma, principalmente para disminuir sus precios y tratar de tener autonomía energética.</p> <p>Gasto de los consumidores: el desarrollo lleva hacia un mayor consumo de energía; no obstante, si no se desarrollan formas energéticas sostenibles, será necesario reducir el consumo energético.</p>
<p style="text-align: center;">S</p> <p style="text-align: center;">Factores sociales</p>	<p style="text-align: center;">T</p> <p style="text-align: center;">Factores tecnológicos</p>
<p>Estilo de vida: cada vez las personas estamos más concienciadas con un consumo responsable y sostenible, por lo que en el futuro se demandará energía procedente de fuentes renovables.</p> <p>Actitudes: en relación con el factor anterior, la actitud de las personas, especialmente de las más jóvenes, tiende a ser más sostenible y respetuosa con el medio ambiente.</p>	<p>Innovaciones tecnológicas: al haber una necesidad de transición energética, todos los negocios están tratando de ser sostenibles y neutros en emisiones de carbono. Esto implica una gran competencia en el mercado.</p> <p>Investigación: dada la importancia de la crisis energética, gran parte de la investigación actual se centra en la energía renovable, lo que aumenta la posibilidad de que aparezcan formas de producción energética más competitivas.</p>
<p style="text-align: center;">E</p> <p style="text-align: center;">Factores medioambientales</p>	<p style="text-align: center;">L</p> <p style="text-align: center;">Factores legales</p>
<p>Contaminación: los niveles de contaminación siguen siendo muy elevados, por lo que ofrecer una solución sostenible para el transporte energético puede suponer una gran oportunidad en el mercado.</p> <p>Sostenibilidad: todos los negocios están invirtiendo en sostenibilidad para ofrecer soluciones más respetuosas con el medio ambiente, lo que aumenta la competencia.</p>	<p>Cambios legales: los avances tecnológicos aparecen antes que las leyes, por lo que puede haber cambios en las leyes que afecten a la planta de producción de metanol verde, tanto positiva como negativamente.</p>

3.2. Entorno específico – 5 fuerzas de Porter

El análisis del entorno específico del negocio estudiado, se ha llevado a cabo a partir del estudio de las 5 fuerzas de Porter, definidas por Michael Porter en su libro “Estrategia competitiva” (Porter 2015). Estas 5 fuerzas, que permiten analizar la competitividad del negocio en el mercado, son las siguientes (Banco Santander Universidades 2022):

- 1) *Amenaza de entrada de nuevos competidores*: a pesar de que existen importantes barreras de entrada en el mercado del almacenamiento y transporte de energía renovable, sobre todo en cuanto a la inversión inicial a realizar, la crisis energética actual está provocando que haya mucho más interés en este campo de actividad. Esto hace que la elevada inversión inicial se vea reducida por el interés de los Gobiernos en impulsar iniciativas relacionadas con la transición energética y, por tanto, con el hidrógeno, al tratarse de un elemento clave en este proceso. Se están aprobando muchos fondos para financiar este tipo de proyectos, como por ejemplo el programa *H2 Pioneros* (IDAE 2023), que destinará, en su segunda convocatoria, 150 millones de euros a proyectos pioneros de hidrógeno; el *Proyecto Estratégico De Recuperación y Transformación Económica (PERTE)*, que destina 7.900 millones de euros de fondos europeos para proyectos relacionados con el hidrógeno verde (Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico. Gobierno de España 2023a); *The Innovation Fund*, que destinó 1.000 millones de euros para proyectos de electrificación de procesos industriales y producción/uso de hidrógeno en la industria (Comisión Europea 2023; Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico. Gobierno de España 2023b), enmarcado en el plan *REPowerEU* establecido por la Unión Europea; o la *Ley IRA (Inflation Reduction Act)*, que financia hasta \$3 por kg de hidrógeno producido (ICCT 2023; Repsol Fundación 2023). Todo esto hace que el atractivo del negocio sea mayor y por tanto, que aumente la amenaza de entrada de nuevos competidores.
- 2) *Rivalidad entre competidores existentes*: actualmente no existen muchas plantas de producción de metanol verde; sin embargo, hay prevista la puesta en marcha de varias para los próximos años, por lo tanto, la rivalidad entre competidores será elevada (Energías renovables 2019; Hidrógeno verde 2022; Foresa no date). Además, hay que tener en cuenta, que una de las principales aplicaciones del metanol verde es su uso como combustible alternativo a los de origen fósil, especialmente en el sector marítimo, por lo que también tendrá que competir con combustibles fósiles, lo que aumentará la amenaza de la rivalidad entre competidores (Iberdrola no date).
- 3) *Amenaza de productos y servicios sustitutos*: existen otros *hydrogen carrier* como el amoniaco, que presenta ventajas sobre todo en cuanto al coste de producción (Nemmour et al. 2023), por lo que sería el principal producto sustitutivo ya que otras alternativas de transporte de hidrógeno, como el hidrógeno líquido o comprimido, son menos competitivas.
- 4) *Poder de negociación del proveedor*: el metanol verde se produce a partir de hidrógeno verde y de dióxido de carbono. Por lo tanto, la negociación con los proveedores va a ser realmente importante, ya que el precio del hidrógeno verde es lo que determinará, en gran medida, el coste de producción del metanol verde y, por tanto, su precio final. Una vez más, los fondos de financiación destinados a proyectos de hidrógeno son clave actualmente, ya que la mayoría de estos fondos están orientados a financiar parte del hidrógeno, es decir, aportan capital para que el precio del hidrógeno sea competitivo y se pueda implantar como alternativa energética a los combustibles fósiles. En estos momentos, el precio del hidrógeno es elevado: entre 3,5 y 5 €/kg de hidrógeno, según la Agencia Internacional de la Energía (World Energy Trade 2020). Este precio es demasiado alto como para resultar competitivo, ya que es una tecnología poco desarrollada. Sin embargo, las

previsiones son buenas, ya que, por ejemplo, España pretende vender hidrógeno verde más barato que la gasolina: el objetivo es vender hidrógeno verde a 1,5 €/kg (Fuentes 2022); también Australia ha puesto en marcha su programa "*H2 under 2*", por el que pretende reducir el coste del hidrógeno verde por debajo de los 2 dólares australianos (1,40 dólares de los EE.UU.) /kg (World Energy Trade 2020). Esto se va a traducir mayor inversión en la investigación y desarrollo de proyectos de hidrógeno y en la reducción del precio del hidrógeno: se estima que se reducirá por debajo de \$1/kg para 2050 en la mayoría de los mercados internacionales, tal y como se observa en la Figura 4 (El periódico de la energía 2021; Statista 2022).

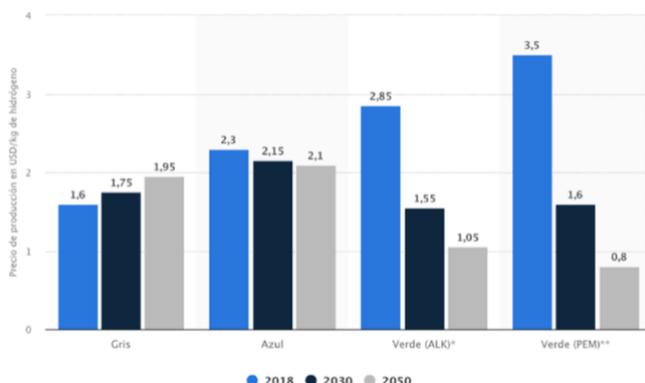


Figura 4. Evolución del precio del hidrógeno (Statista 2022).

Por lo tanto, la previsión es que el poder de negociación del proveedor no sea muy elevado, ya que el mercado y el desarrollo serán los que determinen el precio del hidrógeno, que definirá el precio del metanol verde producido.

- 5) *Poder de negociación del cliente*: el mercado será quien determine el precio del hidrógeno y por tanto del metanol, por lo que el poder de negociación del cliente no supondrá una amenaza. Se trata de un mercado similar al de la gasolina, donde el cliente tiene muy bajo poder de negociación.

3.3. Análisis DAFO

Los análisis realizados del entorno han permitido identificar las oportunidades y amenazas del entorno general y las fortalezas y debilidades del entorno específico, que se muestran en la tabla siguiente (Tabla 2).

Tabla 2. Análisis DAFO.

	ANÁLISIS INTERNO	ANÁLISIS EXTERNO	
DEBILIDADES	<ul style="list-style-type: none"> - Existencia de productos sustitutivos como el amoniaco - Dependencia del precio del hidrógeno 	<ul style="list-style-type: none"> - Elevada competencia - Gran investigación e innovación en el mismo campo de actividad - Cambios legales que afecten negativamente 	AMENAZAS
FORTALEZAS	<ul style="list-style-type: none"> - Combustible renovable - Forma de transporte de hidrógeno competitiva - Solución para la transición energética 	<ul style="list-style-type: none"> - Apoyo político - Financiación - Necesidad de transición energética - Conciencia sostenible de la población - Reducir la contaminación 	OPORTUNIDADES

3.4. VENTAJA COMPETITIVA

A nivel general, la principal ventaja competitiva que ofrece el metanol verde es que se trata de un combustible renovable, lo que permite avanzar en la transición energética. Esta ventaja competitiva resulta de gran interés actualmente ya que, debido a la crisis energética y medioambiental, es necesario disponer de formas de energía limpias y que permitan tener independencia energética a los países.

Además, en el campo de los combustibles renovables, el metanol no sólo es una forma de energía limpia, sino que también permite descarbonizar el planeta al utilizar CO₂ como materia prima, es decir, se trata de una energía no contaminante y que permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Por lo tanto, al competir contra el amoniaco, por ejemplo, tiene la ventaja competitiva de capturar el CO₂ para utilizarlo como materia prima y disminuir así las emisiones contaminantes a la atmósfera.

4. VIABILIDAD COMERCIAL

La viabilidad comercial de un proyecto estudia la existencia de un mercado potencial y analiza la demanda del producto (UGR Emprendedora 2023). En esta sección además se incluye un análisis estratégico mediante el uso de la herramienta del marketing mix.

4.1. MERCADO POTENCIAL

El mercado potencial es el número de clientes y volumen de ventas que sería posible alcanzar (teóricamente). En este caso, el metanol verde producido se va a ofrecer a nivel mundial a todos los posibles consumidores del mismo. Dado que el metanol se puede utilizar en múltiples aplicaciones, tal y como se muestra en la Figura 5, su mercado potencial es muy amplio.

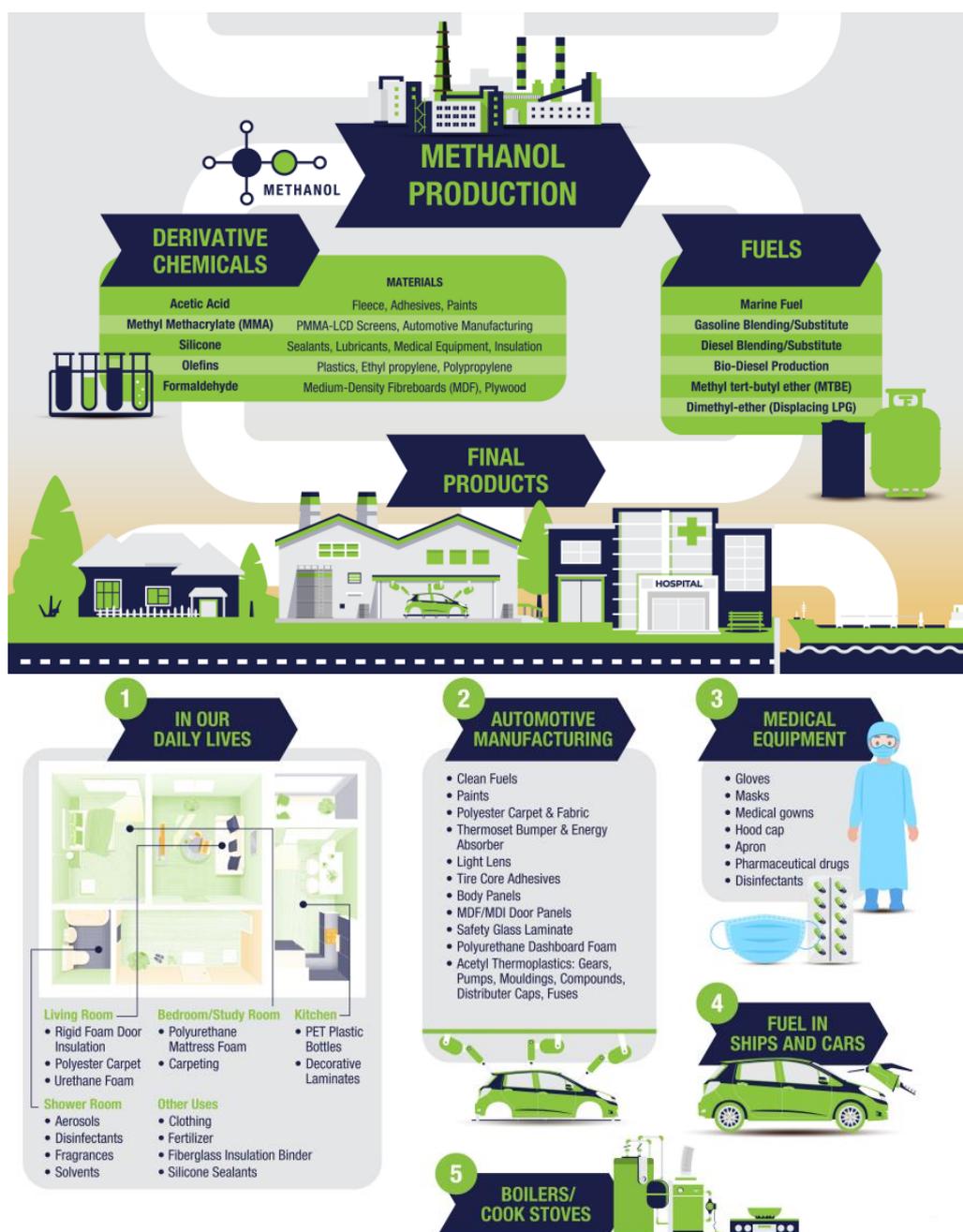


Figura 5. Usos del metanol (Methanol Institute 2023a).

Reforzando lo anterior, en la Figura 6 se muestra el mercado potencial de la planta de producción de metanol, donde se puede diferenciar entre el *Total Available Market* (TAM), el *Serviceable Available Market* (SAM) o el *Serviceable Obtainable Market* (SOM).

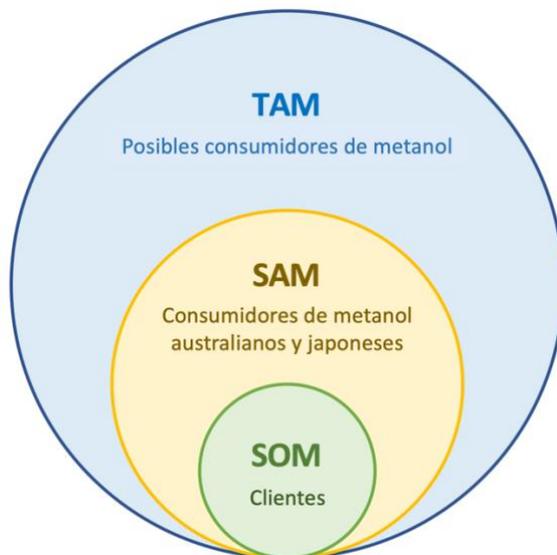


Figura 6. Mercado potencial (Fuente: elaboración propia).

El TAM hace referencia al mercado total que sería posible alcanzar, en este caso, cualquier consumidor de metanol, actual y futuro. En 2021, el tamaño del mercado total de metanol verde era de 349 MM\$ y se prevé un crecimiento de hasta 12.478,5 MM\$ para 2031, según se puede observar en la Figura 7.

The Global Green Methanol Market Size was \$349 million in 2021 and is predicted to grow with a CAGR of 37.8%, by generating a revenue of \$12,478.5 million by 2031.

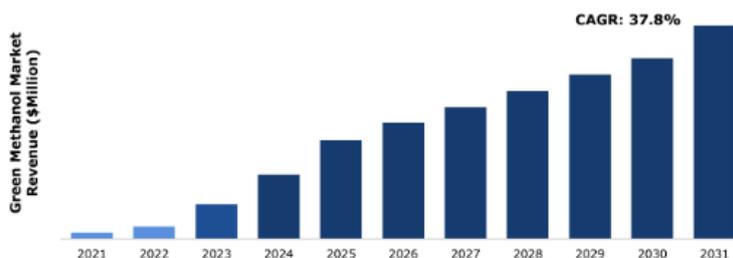


Figura 7. Tamaño del mercado global de metanol verde desde 2021 hasta 2031 (Research Dive 2023).

Sin embargo, no todos aquellos potenciales usuarios del metanol van a ser consumidores del producto ofrecido, ya que existe competencia y limitaciones o intereses geográficos que afectarán al consumo. Es decir, hay una parte del TAM que va a ser el objetivo de *Green Meta 0* y constituye el SAM. El objetivo principal serán los consumidores de Australia, por la proximidad, y de Japón, con el objetivo de transportar el metanol por vía marítima hasta este país. Serán aquellos compradores del SAM, quienes se conviertan en consumidores de *Green Meta 0*, y por tanto, quienes constituyan el SOM.

4.2. MARKETING MIX

Se ha elegido la herramienta de marketing mix para determinar qué estrategia seguir de cara al mercado, analizando cuatro variables básicas de la actividad empresarial: el producto, el precio, la distribución y la comunicación. Este método se conoce también como las “4Ps”, debido al nombre de cada una de las variables a analizar en inglés: *product*, *price*, *place* y *promotion* (Hubspot 2023; Sumup no date).

En la Figura 10, de la página 21, se muestran los resultados obtenidos tras llevar a cabo el análisis de las cuatro variables:

- 1) *Producto (product)*: el metanol verde es un producto líquido a temperatura ambiente, lo que lo hace ideal para almacenarlo y transportarlo. Actualmente, debido a la transición energética, se ha convertido en un producto de gran interés, ya que permite almacenar la energía contenida en el hidrógeno producido de manera renovable, con muy bajas emisiones asociadas. Además, tiene una gran cantidad de posibles mercados y aplicaciones, como se puede observar en la Figura 5 (página 18) y la Figura 8, lo que lo hace especialmente interesante.



Figura 8. Mercados del metanol verde (Irena and Methanol Institute 2021).

- 2) *Precio (price)*: se establecerá a partir del coste de producción de metanol verde en el apartado 5.4, y dependerá principalmente del coste del hidrógeno verde, que se verá afectado por el coste de la electricidad en Australia, y por el coste del CO₂. El coste de producción del metanol verde se ha calculado a partir de todos los costes asociados, como los costes de materia prima, de personal, de servicios auxiliares, de operación y mantenimiento, de marketing, etc. Todo ello ha permitido determinar un coste de producción de 1.065,5 €/ton de metanol verde producido. Además, se ha establecido un margen del 30 % sobre el coste de producción, por lo que el precio de venta del metanol verde será de 1.385 €/ton.
- 3) *Distribución (place)*: *Green Meta 0* se situará en Australia debido a la gran cantidad de recursos renovables, al precio reducido de la electricidad en este país y a la cercanía a mercados como Japón, ya que el principal objetivo de este proyecto es utilizar el metanol verde como *hydrogen carrier* transportado por vía marítima desde Australia hasta Japón.
- 4) *Comunicación (promotion)*: se ha creado una marca que represente el negocio de producción de metanol verde: *Green Meta 0*, cuyo logo y eslogan pueden observarse en la Figura 9. Esta denominación combina, por un lado, el nombre del producto ofrecido (Metanol verde, o *green methanol* en inglés), y el objetivo del mismo, reducir las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero), de ahí el uso de meta cero, de cero emisiones. Además, el eslogan va dirigido directamente al principal mercado potencial del metanol verde: el transporte, al poder utilizarse este producto como combustible líquido bajo en carbono.

GREEN META 0
EL BIOCOMBUSTIBLE DEL FUTURO

Figura 9. Logo y eslogan de la planta de producción de metanol verde (Fuente: elaboración propia).

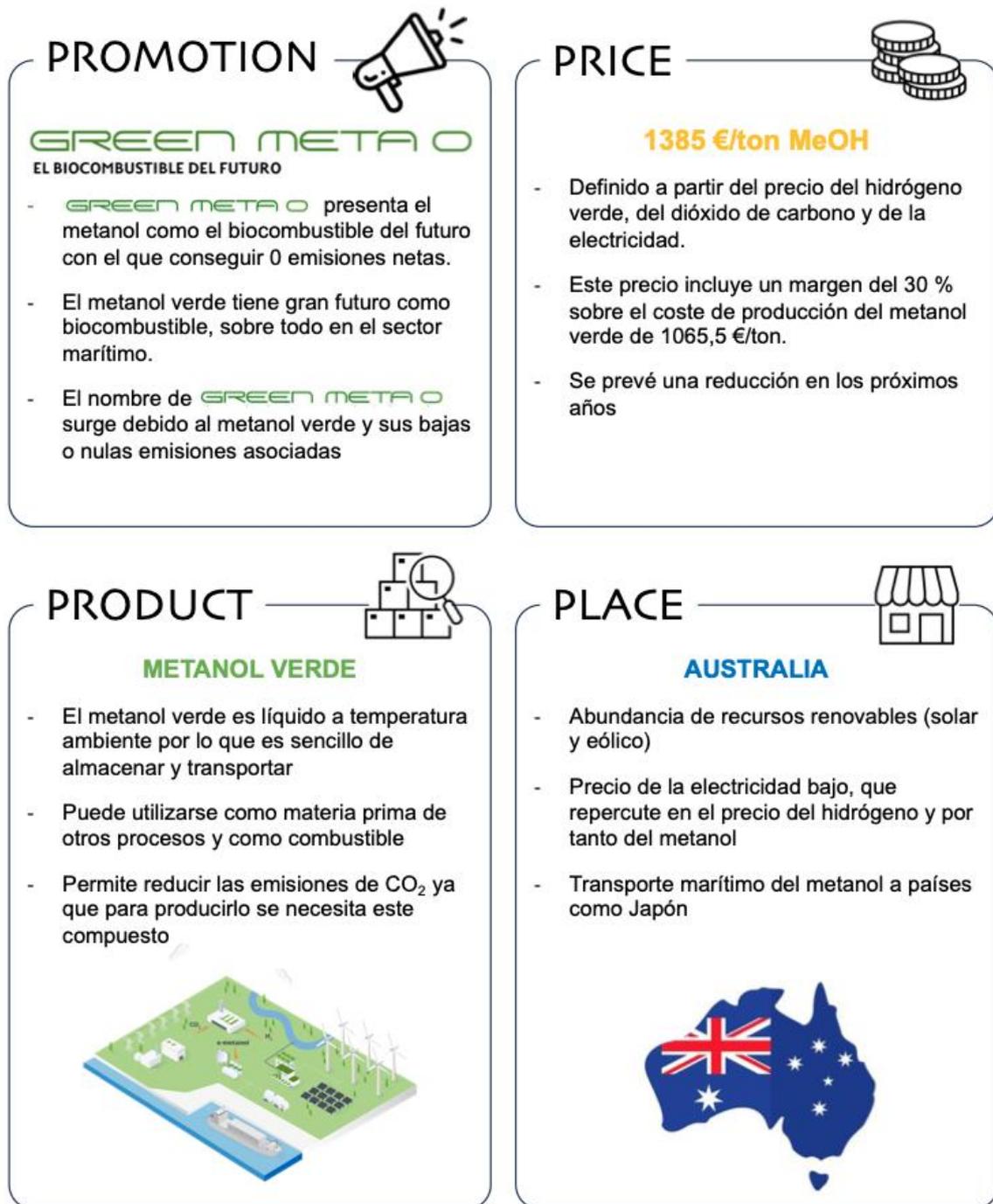


Figura 10. Marketing mix (Fuente: elaboración propia).

4.3. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

El metanol tiene multitud de aplicaciones, desde su uso como combustible, a su uso para producir productos químicos derivados. Por lo tanto, existe una demanda de metanol muy variada, tal y como se puede observar en la Figura 11.

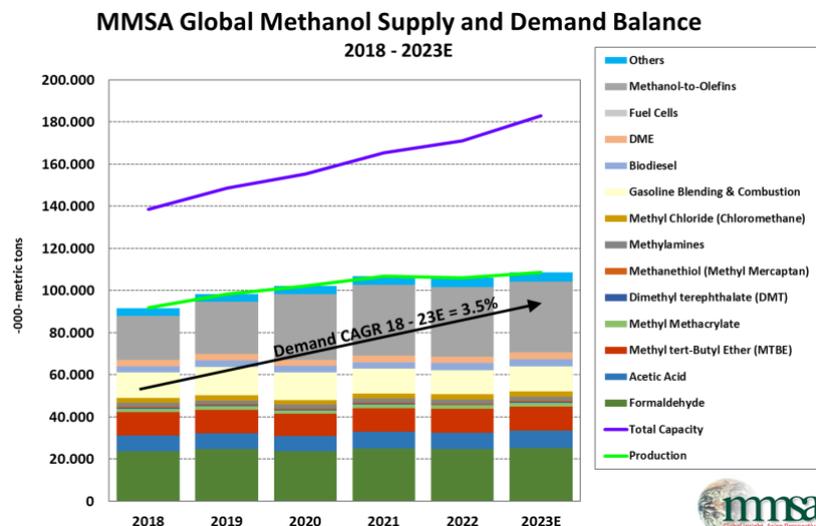


Figura 11. Demanda de metanol por aplicaciones desde 2018 hasta 2023 (Methanol Institute 2023b).

De acuerdo con Methanol Institute (2023), la demanda de metanol presenta una tendencia creciente durante los últimos años, como se puede apreciar en la Figura 11. Las previsiones realizadas por Irena y Methanol Institute (2021), muestran que la producción global de metanol se incrementará desde las 183 Mt (toneladas métricas) actuales (Methanol Institute 2023b) hasta las 500 Mt en 2050. Hay que tener en cuenta que esta producción engloba todos los tipos de metanol, desde el procedente de combustibles fósiles, hasta el metanol verde producido de forma renovable. Irena y Methanol Institute estimaron en 2021 que, de las 500 Mt previstas, la producción de metanol verde será de 250 Mt (Figura 12), que supondrá 350 Mt de CO₂ y 48 Mt de hidrógeno.

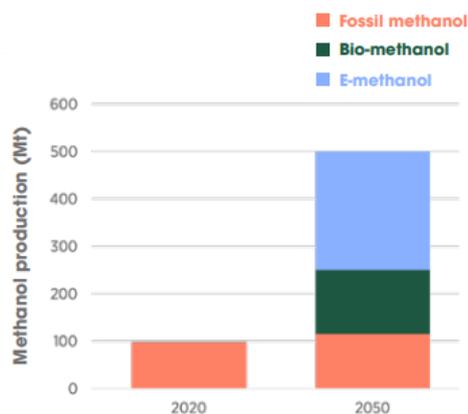


Figura 12. Producción de metanol según su procedencia (Irena and Methanol Institute 2021).

Al tratarse de una estimación a largo plazo, se ha considerado un rango de +/- 40 % en la estimación de la demanda en 2050, por lo que, bajo las premisas de este estudio de viabilidad, la *demanda global de metanol verde* será en 2050 de entre 150 Mt y 350 Mt anuales. A corto plazo, se han tenido en cuenta los datos proporcionados por Methanol Institute (2023b) con un +/- 20 % de margen de error, por lo tanto, la *estimación de la demanda global actual de metanol verde* está entre 144 Mt y 216 Mt anuales. Se puede observar que existe un crecimiento previsto de la demanda de metanol verde de aproximadamente el 40 %.

5. VIABILIDAD TÉCNICA

La viabilidad técnica de un proyecto hace referencia a las características físicas y tecnológicas del mismo. Este tipo de viabilidad analiza el proceso de fabricación, la tecnología, los medios técnicos y los recursos humanos necesarios, la localización del negocio y la productividad de este. A través de este estudio, se determinará si el negocio es posible y eficiente, desde el punto de vista de la tecnología (UGR Emprendedora 2023). En esta sección se analizará en primer lugar, la tecnología del proceso de producción de metanol, y posteriormente, elementos clave del proyecto como la localización, la descripción del proceso productivo o la productividad del proceso. También se llevará a cabo una estimación de costes y de ingresos, con lo que se podrá obtener un presupuesto y un rango de operación que permitirán valorar la factibilidad del proyecto.

5.1. VIABILIDAD TECNOLÓGICA (ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA)

Para analizar la viabilidad tecnológica del proyecto hay que considerar las tres partes del proceso de producción de metanol verde:

- 1) *Generación de hidrógeno* a partir de la electrólisis del agua mediante fuentes de energía renovables. Tal y como se ha comentado anteriormente, la refinería de zinc *Sun Metals*, donde se va a situar la planta de producción de metanol verde, ya cuenta con paneles fotovoltaicos en sus inmediaciones. Como se puede observar en la Figura 13, además, se está construyendo una planta de producción de hidrógeno renovable (Sun Metals 2020), lo que facilita la producción de metanol verde.



Figura 13. Vista aérea de la refinería de zinc Sun Metals en Townsville, Australia. (Diezhandino González 2022).

Existen, en la actualidad, gran cantidad de proyectos que están produciendo hidrógeno mediante electrólisis a partir de energía renovable, como por ejemplo la planta de hidrógeno verde de Puertollano de Iberdrola (Iberdrola 2022) o la de Bécancour en Quebec, Canadá de Air Liquide (S&P Global 2021). Lo que indica que la electrólisis del agua es completamente viable.

- 2) *Captura de CO₂*: en este trabajo se plantea la posibilidad de llevar a cabo una captura de CO₂ de las emisiones del proceso de producción de zinc. De esta manera se reducirían las emisiones de GEI a la atmósfera, a la vez que se conseguiría la materia prima del proceso de producción de metanol verde.
- 3) *Síntesis de metanol*: se ha llevado a cabo una búsqueda de procesos típicos de producción de metanol en importantes empresas, como ThyssenKrupp o Johnson Matthey (ThyssenKrupp 2018; Fenwick 2020). El proceso diseñado en mi TFM (Diezhandino González 2022) contempla una configuración muy similar, por lo que se trata de una tecnología completamente viable e implementada ya en la industria.

Además, hay que tener en cuenta que este proceso presenta una importante peculiaridad: ha de estar acoplado a una fuente de energía renovable, ya que, para producir metanol verde, es necesario el hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables.

El principal problema que presentan las fuentes de energía renovables es su intermitencia y dinámica variable. La energía que se produce no es constante, puede parar el viento o pueden aparecer nubes, en cuyo caso, la energía producida a partir del sol o el viento, se vería reducida e incluso interrumpida. Esto afectaría a su vez a la producción de hidrógeno, que también se reduciría, y con ello, la producción de metanol. Esta peculiaridad es precisamente el objetivo de mi Trabajo de Fin de Máster (Diezhandino González 2022), donde se demostró que, gracias al control de proceso diseñado, el sistema de producción de metanol llevado a cabo, es capaz de absorber las variaciones en la producción de hidrógeno renovable.

Con todo ello, se puede concluir que el proceso de producción de metanol presentado, diseñado en mi Trabajo de Fin de Máster, es viable, al existir y estar profundamente implementado en la industria y, además, es capaz de asegurar una producción de metanol continua, independientemente de la variación en las fuentes de energía renovables.

5.2. ELEMENTOS CLAVE

Factores como la localización, el proceso productivo o la productividad son clave para analizar la viabilidad técnica del proyecto, ya que definirán los costes y decisiones que afectarán a la viabilidad del negocio.

5.2.1. Localización

La planta de producción de metanol verde se situará al lado de la refinería de zinc *Sun metals*, localizada en Townsville, North Queensland, en Australia. Existen varios motivos por los que se ha seleccionado esta localización (Diezhandino González 2022):

- 1) Abundancia de recursos renovables ya que una de las materias primas del proceso, el hidrógeno, se produce a partir de fuentes de energía renovables, es necesario que los recursos renovables como la luz solar o el viento no escaseen.
- 2) Disponibilidad de una fuente de emisión de CO₂ para poder capturarlo.
- 3) Proximidad a un puerto, ya que el transporte del metanol se realizará por vía marítima.
- 4) El gobierno de Queensland apoya proyectos relacionados con el hidrógeno, de hecho, ya está financiando parte del proyecto de producción de hidrógeno en Sun Metals.

5.2.2. Descripción del proceso productivo

El proceso de producción de metanol verde está formado por tres etapas principales: la preparación de las materias primas, la reacción química y la purificación del producto. El diagrama de bloques del proceso, donde aparecen representadas las principales operaciones que tienen lugar en mismo, se muestra en la Figura 14.

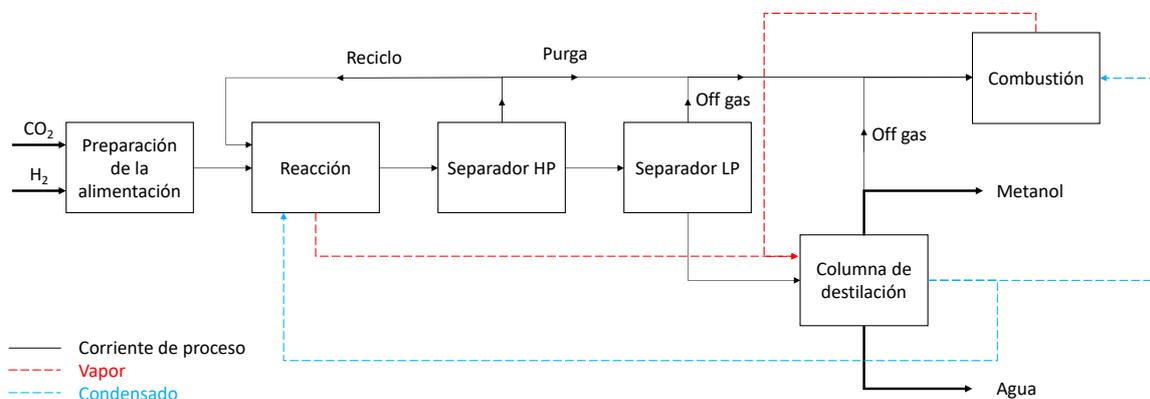


Figura 14. Diagrama de bloques del proceso de producción de metanol verde a partir de hidrógeno renovable y dióxido de carbono (Diezhandino González 2022).

5.2.3. Producción del proceso (balance de materia)

Las bases de diseño, consideradas en el diseño del proceso de producción de metanol verde (Diezhandino González 2022), establecieron que son necesarios 360 kg/h de hidrógeno y 2.674 kg/h de CO₂, para obtener una producción de 1.797 kg/h de metanol.

5.3. ESTIMACIÓN DE COSTES

A continuación, se detalla la estimación del coste de los equipos, de las materias primas, de los recursos humanos y, otros costes variables relativos al proceso de producción de metanol verde, como los costes de servicios auxiliares o de operación y mantenimiento.

5.3.1. Coste de inversión: coste de los equipos

La estimación de costes de los equipos del proceso se ha llevado a cabo utilizando los softwares *Aspen Hysys* y *Aspen EDR*, así como el libro "*Chemical engineering design: principles, practice and economics of plant and process design*" de Towler & Sinnott (2021), que han permitido realizar una estimación de costes aproximada.

En primer lugar, se ha llevado a cabo la estimación de costes de los equipos, partiendo de las hojas de datos de los equipos del proceso de producción de metanol, presentes en mi Trabajo de Fin de Máster (Diezhandino González 2022). Con estos datos, siguiendo el libro de Towler & Sinnott (2021), se ha estimado el coste de instalación de todos los equipos, a excepción del coste de los intercambiadores de calor, que se ha determinado con el software *Aspen EDR*, al considerarlo más preciso.

El procedimiento seguido para definir el coste de instalación ha sido el siguiente:

- 1) Estimación del coste de compra de cada equipo.

En el caso de los intercambiadores de calor, esa estimación se ha llevado a cabo mediante el software *Aspen EDR*, mientras que en el resto de equipos la estimación la he realizado mediante la siguiente ecuación:

$$C_e = a + b S^n$$

donde C_e es el coste de compra del equipo, a y b son constantes de costes tomadas del libro de Towler & Sinnott (2021), S es el parámetro característico de cada equipo (diámetro, flujo, potencia, etc) y n es el exponente relativo a cada tipo de equipo.

- 2) Cambio de los costes obtenidos en dólares a euros y actualización del valor mediante el índice CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index), que permite ajustar los costes de un periodo a otros posteriores (Chemical Engineering no date). En este caso, el cambio de dólar a euro, a 12 de junio de 2023, es de 0,93 €/€, mientras que el CEPCI más reciente (marzo 2023), tiene un valor de 800. Los datos de las correlaciones proporcionadas por Towler & Sinnott (2021) datan de 2010, cuando el CEPCI era de 532,9.

Los resultados obtenidos para cada equipo del proceso se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3. Coste de compra de los equipos del proceso de producción de metanol.

	Ce (\$)	Ce (€)	Ce actualizado (€)
Trays (Platos)	\$ 759	706 €	1.059 €
Columna (Recipiente) ¹	\$ 59.681	55.503 €	83.323 €
Reactor	\$ 495.072	460.417 €	691.186 €
Bomba P-100	\$ 8.047	7.484 €	11.235 €
Bomba P-101	\$ 8.203	7.628 €	11.452 €
Compresor K-100	\$ 1.125.978	1.047.160 €	1.572.017 €
Compresor K-101	\$ 1.163.635	1.082.181 €	1.624.591 €
Compresor K-102	\$ 771.833	717.804 €	1.077.582 €
Separador V-100	\$ 35.850	33.340 €	50.051 €
Separador V-101	\$ 64.120	59.631 €	89.519 €
Separador V-102	\$ 217.954	202.697 €	304.292 €
Separador V-104	\$ 35.850	33.340 €	50.051 €
Intercambiador de calor E-100	\$ 32.907		30.604 €
Intercambiador de calor E-101	\$ 387.092		359.996 €
Intercambiador de calor E-102	\$ 34.133		31.744 €
Intercambiador de calor E-103	\$ 32.211		29.956 €
Intercambiador de calor E-104	\$ 22.023		20.481 €
Intercambiador de calor E-105	\$ 10.175		9.463 €
Intercambiador de calor E-106	\$ 20.183		18.770 €

¹ la columna de destilación está calculada como la suma del coste del recipiente y de los platos que están en el interior de la columna.

- 3) Estimación del coste de inversión mediante el uso de factores de Lang o de instalación, que varían dependiendo del equipo. En este caso, los resultados obtenidos se reflejan en la Tabla 4, donde se incluyen también los factores de instalación. En esta tabla se ha sumado el coste de los equipos que son iguales (bombas, compresores, separadores e intercambiadores de calor).

Tabla 4. Coste de inversión de los equipos del proceso de producción de metanol.

Equipo	Coste (€)	Factor de instalación	Coste de instalación (€)
Columna de destilación	84.382 €	4	337.528 €
Reactor	691.186 €	4,74	3.276.222 €
Bombas	22.687 €	4	90.748 €
Compresores	4.274.190 €	2,5	10.685.475 €
Separadores	493.913 €	4	1.975.652 €
Intercambiadores de calor	501.014 €	3,5	1.753.549 €

- 4) Por último, se ha tenido en cuenta la localización de la planta en la estimación de los costes de inversión de los equipos, ya que el coste de construcción en distintas localizaciones dependerá de múltiples factores como las infraestructuras de fabricación y construcción locales, la disponibilidad y coste del personal o los costes de transporte de los equipos a la localización final (Towler & Sinnott 2021). Por ello, dado que la planta de producción de metanol estará localizada en Australia, se ha utilizado un factor de localización de 1,15 (valor actualizado de Towler & Sinnott, 2021), para realizar una estimación más precisa del coste de inversión.

Con todo ello, la estimación del *coste de inversión total* de la planta de producción de metanol, a partir de hidrógeno verde y CO₂, situada en Australia, sería de 20.839.777 €.

5.3.2. Costes variables: coste de la materia prima

Los costes variables son aquellos que dependen de la producción, en este caso son los costes de materias primas. En el proceso de producción de metanol verde existen dos materias primas: el hidrógeno y el dióxido de carbono, cuyos costes se analizan en este apartado y son los que determinarán el precio final del metanol verde producido. El coste total anual de las materias primas (H₂ y CO₂) variará entre 8,6 MM €/año y 13,2 MM €/año, como se verá a continuación. Se considerará en el caso de estudio un coste de 11,1 MME/año.

5.3.2.1. Coste del hidrógeno

La producción de hidrógeno mediante electrólisis requiere mucha energía: por cada tonelada de hidrógeno producida se necesitan 39,4 MWh de electricidad con una eficiencia teórica del 100 %, es decir, en la realidad son necesarios 50 MWh (Irena and Methanol Institute 2021). Por lo tanto, el precio del hidrógeno depende enormemente del precio de la electricidad. Esta es la gran ventaja de las energías renovables: el precio de la electricidad renovable está bajando.

Para precios de la electricidad de 40 \$/MWh, la producción de hidrógeno por electrólisis cuesta sobre 2,5 y 3 \$/kg. En la Tabla 5 se presenta, en euros, la variación del coste del hidrógeno para una variación entre 2 y 4 \$/kg H₂, considerando que para producir aproximadamente 1,8 t/h de metanol son necesarios 360 kg/h de H₂ y que el cambio de dólar a euro es de 0,93€/\$.

Tabla 5. Coste de hidrógeno anual.

Coste H ₂ (\$/kg)	2	2,2	2,4	2,6	2,8	3	3,2	3,4	3,6	3,8	4
Coste H ₂ (MME/año)	5,87	6,45	7,04	7,63	8,21	8,80	9,39	9,97	10,56	11,14	11,73

De acuerdo con Infolink consulting (2022), el precio del hidrógeno verde actualmente está entre 2,76 y 4,14 \$/kg, por lo que se considera que el precio del hidrógeno varía entre 2,6 €/kg y 4 €/kg, lo que supone un coste anual en H₂ entre 7,5 MM €/año y 12 MME/año.

Es importante tener en cuenta que las previsiones indican que el precio del hidrógeno verde se irá reduciendo a lo largo de los próximos años, tal y como se observa en la Figura 4 (página 16).

Con todo ello, se considerará como caso de estudio un precio de H₂ verde de 3 €/kg, lo que supone un coste de 9,46 MME/año.

5.3.2.2. Coste del dióxido de carbono

El CO₂ utilizado en el proceso de producción de metanol verde se captura de las emisiones del proceso de producción de zinc de la refinería *Sun Metals*. El coste del CO₂ depende mucho de su origen y del esfuerzo requerido para purificarlo y comprimirlo hasta la presión requerida en la síntesis de metanol. En el caso de la captura de CO₂, el coste del CO₂ varía entre 50 \$/ton y 100 \$/ton (Irena and Methanol Institute 2021). En euros, el coste del CO₂ varía entre 46,5 €/ton y 93 €/ton.

Por lo tanto, para producir 1,8 ton/h de metanol verde que requieren 2,674 ton/h de CO₂, el coste anual del dióxido de carbono varía entre 1,1 MM €/año y 2,2 MM €/año. Se considerará como caso de estudio un precio de CO₂ de 70 €/ton, lo que supone un coste de aproximadamente 1,64 MME/año.

5.3.3. Costes fijos

5.3.3.1. Costes de personal

La planta de producción de metanol verde necesitará al menos 14 personas:

- Un director general, cuyas responsabilidades serán la toma de decisiones, el control de la producción y el control financiero.
- Un secretario que tendrá la principal función de apoyo al director general y además llevará las finanzas, la contabilidad y el marketing de la organización.
- Cinco operarios panelistas, cuya responsabilidad será asegurar el correcto funcionamiento del control y de las operaciones. Serán necesarias cinco personas, porque este trabajo ha de desarrollarse las 24 horas del día, por lo tanto, se realizarán turnos de 8 horas cubriendo también los fines de semana entre todos ellos.
- Cinco operarios de campo, cuyo trabajo también será continuo y se desarrollará durante las 24 horas del día. Las funciones de los operarios de campo serán la toma de muestras, la parada y arranque de equipos, su mantenimiento y limpieza, y asegurar el correcto funcionamiento de los mismos.
- Un técnico de laboratorio, cuyas funciones serán llevar a cabo el análisis de muestreo, preparar protocolos de muestreo y asegurar la calidad del producto.
- Un técnico auxiliar que realizará trabajos complementarios ayudando al resto de sus compañeros.

Los salarios de los distintos trabajadores y el coste anual de personal se recogen en la Tabla 6, donde se concluye que el *coste anual total de personal* es de **868.388 €/año**.

Tabla 6. Costes anuales de personal.

	Horas/día	Nº personas	Salario (\$/año/persona)	Referencia	Coste anual (€/año)
Director general	8	1	134.605	(Talent 2023a)	125.183
Secretario	8	1	64.172	(Talent 2023b)	59.680
Operario panelista	24	5	60.450	(Talent 2023c)	281.093
Operario de campo	24	5	60.450	(Talent 2023c)	281.093
Técnico laboratorio	8	1	70.974	(Talent 2023d)	66.006
Técnico auxiliar	8	1	59.500	(Talent 2023e)	55.335
TOTAL		14	450.151		868.388

5.3.3.2. Costes de servicios auxiliares

El proceso de producción de metanol verde requiere servicios auxiliares como vapor de agua, agua de refrigeración y electricidad. Estos costes se han estimado mediante el simulador de procesos *Aspen Hysys*, que, conociendo la cantidad del servicio auxiliar requerida en los distintos equipos del proceso, y su coste por hora, estima un coste total de servicios auxiliares de 1.024.290 \$/año. Considerando el cambio dólar-euro de 0,93 €/\$, el *coste total anual en servicios auxiliares* es de **952.590 €/año**.

5.3.3.3. Costes de operación y mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento son aquellos relativos a todas las acciones necesarias para que la planta de producción de metanol verde opere con normalidad. En este caso, también se ha utilizado el simulador de procesos *Aspen Hysys*, obteniéndose un valor de 3.281.340 \$/año, que en euros es 3.051.646 €/año.

5.3.3.4. Comunicación y marketing y otros costes variables

Con el objetivo de dar a conocer el negocio y aumentar las ventas, se destinarán 500.000 €/año en comunicación y marketing. Además, se ha considerado la existencia de posibles costes adicionales a los que se destinará una partida de 300.000 €/año.

5.4. ESTIMACIÓN DE INGRESOS

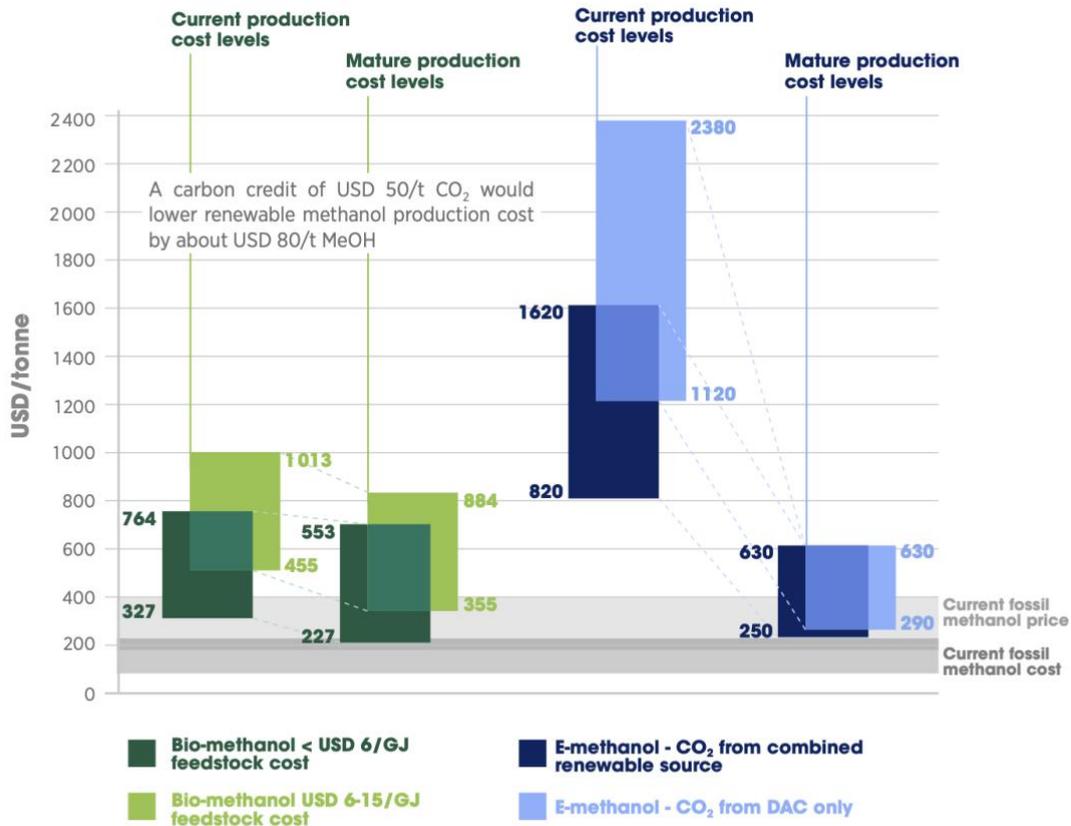
Los ingresos relativos a este proyecto vendrán determinados por el precio del metanol producido, que se definirá en función del coste de producción. En esta sección se determinarán los ingresos obtenidos a partir de los costes calculados previamente y, además, se realizará una comparación con los datos estimados en 2021 por Irena y Methanol Institute en su informe "*Innovation Outlook Renewable Methanol*".

Los apartados anteriores permiten determinar el coste anual de producción de metanol verde, siendo los *costes anuales* de 16,773 MME/año aproximadamente. Dado que se producirán 1.797 kg/h de metanol verde, y considerando que anualmente se operan 8.760 horas, el *coste de producción de metanol verde* por tonelada será de 1.065 €/ton.

Se considera un margen de beneficio del 30 % sobre el coste de producción del metanol, por lo tanto, el *precio de venta del metanol verde* producido será de 1.385 €/ton, es decir, 1,39 €/kg.

Considerando una producción de 1.797 kg/h de metanol verde, se obtendrán unos beneficios de 21.802.282 €/año para una productividad del 100%, es decir, operando constantemente durante las 24 horas del día todos los días del año.

Por otro lado, de acuerdo con el informe publicado por Irena y Methanol Institute en 2021, el coste de producción del metanol verde varía actualmente entre 820 y 1.620 \$/ton, tal y como se observa en los datos referentes al e-metanol (en azul) de la Figura 15, por lo que el coste calculado anteriormente es un valor completamente razonable en la actualidad.



Notes: MeOH = methanol. Costs do not incorporate any carbon credit that might be available. Current fossil methanol cost and price are from coal and natural gas feedstock in 2020. Exchange rate used in this figure is USD 1 = EUR 0.9.

Figura 15. Costes de producción actuales y futuros del bio-metanol y e-metanol (Irena and Methanol Institute 2021).

Teniendo en cuenta los datos de esta figura, para la misma producción de metanol verde (1.797 kg/h) y obteniendo el mismo margen (del 30 %), el precio de metanol podría variar entre 1.067 €/ton y 2.109 €/ton, por lo que los ingresos estimados variarían entre 16,8 MM€/año y 33,2 MM€/año.

En la Tabla 7 se recoge un resumen de los ingresos estimados.

Tabla 7. Ingresos estimados (Green Meta 0 e Irena&Methanol Institute report).

Ingresos estimados	Green Meta 0	IRENA y Methanol Institute report
Producción de metanol verde	1.797 ton/h	
Coste de producción	1.065, €/ton	762,6 – 1.506,6 €/ton
Margen	30%	
Precio del metanol verde	1.385 €/ton	1.067 – 2109 €/ton
Ingresos	21,8 MM€/año	16,8 – 33,2 MM€/año

5.5. PRESUPUESTO ESTIMADO

Se han tenido en cuenta una serie de consideraciones para desarrollar el presupuesto del proyecto, enumeradas a continuación:

- El margen de beneficio considerado sobre el coste de producción del metanol verde es del 30 %.
- Los equipos se amortizarán en un periodo de 10 años, siendo la cuota de amortización total de 2.083.977,7 €.
- El coste de las materias primas es 3 €/kg para el H₂ y 70 €/ton para el CO₂ siendo el consumo de materias primas de 360 kg/h de H₂ y 2,674 ton/h de CO₂.
- Para llevar a cabo la inversión inicial se ha solicitado un crédito a 10 años, con un principal igual a la inversión a realizar (20.839.777 €) y unos intereses del 3 % anual, que se irán pagando anualmente un año después de haber sido devengados.
- Durante los dos primeros años se llevará a cabo la construcción de la planta, por lo que no hay producción ni costes de materia prima, de servicios auxiliares, de operación y mantenimiento ni otros costes variables. Sin embargo, los costes de personal se mantendrán, y los de comunicación y marketing se reducirán a la mitad, ya que durante estos dos años se pretende dar a conocer la planta, llevar a cabo contratos con futuros clientes y formar a la plantilla de cara a la puesta en marcha de las instalaciones.
- La tesorería inicial es nula. Sin embargo, dado que la tesorería no puede ser negativa, es necesario pedir otro crédito de 7.029.925 € para cubrir su déficit. Este dinero se devolverá en cuanto sea posible con unos intereses del 8 % anual. Observando el presupuesto, este préstamo se devolverá en el año 7 cuando la tesorería sea suficiente. Los intereses anuales del 8 % se irán pagando anualmente un año después de haber sido devengados.

Teniendo en cuenta estas bases, se muestra en la Tabla 8 el presupuesto estimado y en la Tabla 9 el presupuesto de tesorería.

El presupuesto estimado muestra que, durante los dos primeros años, que será cuando se realice la inversión en el proyecto y la construcción de la planta, el resultado antes de impuestos obtenido será negativo, como es de esperar al no existir ingresos. Sin embargo, a partir del año 3 este resultado es positivo, siendo mayor a partir del año 11 cuando ya no se pagan ni intereses ni amortizaciones.

Además, se ha calculado la Tasa Interna de Retorno durante estos 20 años obteniéndose un valor del 7 %, es decir, se obtiene un beneficio del 7 % de la inversión. La inversión se recupera (TIR = 0%) un poco antes de los 14 años.

En cuanto al presupuesto de tesorería, se puede observar que en el segundo año es nulo, debido a la inversión, y posteriormente va aumentando. Hay una excepción en el año 7, cuando disminuye en 7 MME€ debido a la devolución del préstamo por déficit de tesorería. Posteriormente continúa aumentando hasta alcanzar un valor de 54.018.360,53 € en el año 20.

ANÁLISIS PRÁCTICO DE LA VIABILIDAD DE UN MODELO DE NEGOCIO: PLANTA DE PRODUCCIÓN DE METANOL VERDE PARA SU USO COMO *HYDROGEN CARRIER*

Tabla 8. Presupuesto estimado.

INGRESOS		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Productividad	%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Horas	h/año	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585
Coste producción metanol	€/ton	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5
Precio metanol	€/ton	1.385,18	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385
Producción de metanol	ton/año	-	-	15.427	15.427	15.427	15.427	15.427	15.427	15.427	15.427
Ingresos	€/año	-	-	21.368.956							
COSTES											
Coste de materia prima	€/año	-	-	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487
Costes de personal	€/año	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388
Costes de servicios auxiliares	€/año	-	-	952.590	952.590	952.590	952.590	952.590	952.590	952.590	952.590
Costes de operación y mantenimiento	€/año	-	-	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646
Comunicación y marketing	€/año	250.000	250.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000
Otros costes variables	€/año	-	-	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
Costes	€/año	1.118.388	1.118.388	16.551.111							
INVERSIÓN INICIAL											
Coste de inversión de los equipos	€	10.419.888,5	10.419.888,5								
Amortización	€/año	2.083.977,7	2.083.977,7	2.083.977,7	2.083.977,7	2.083.977,7	2.083.977,7	2.083.977,7	2.083.977,7	2.083.977,7	2.083.977,7
RESULTADO											
Resultado Antes de intereses e Impuestos	€/año	-13.622.254	-13.622.254	2.733.867	2.733.867	2.733.867	2.733.867	2.733.867	2.733.867	2.733.867	2.733.867
Intereses	€/año		625.193	1.187.587	1.187.587	1.187.587	1.187.587	1.187.587	1.187.587	625.193	625.193
Resultado Antes de Impuestos	€/año	-13.622.254	-14.247.448	1.546.280	1.546.280	1.546.280	1.546.280	1.546.280	1.546.280	2.108.674	2.108.674
INGRESOS											
Productividad	%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Horas	h/año	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585	8.585
Coste producción metanol	€/ton	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5	1.065,5
Precio metanol	€/ton	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385
Producción de metanol	ton/año	15.427	15.427	15.427	15.427	15.427	15.427	15.427	15.427	15.427	15.427
Ingresos	€/año	21.368.956	21.368.956	21.368.956	21.368.956	21.368.956	21.368.956	21.368.956	21.368.956	21.368.956	21.368.956
COSTES											
Coste de materia prima	€/año	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487	10.878.487
Costes de personal	€/año	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388	868.388
Costes de servicios auxiliares	€/año	952.590	952.590	952.590	952.590	952.590	952.590	952.590	952.590	952.590	952.590
Costes de operación y mantenimiento	€/año	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646	3.051.646
Comunicación y marketing	€/año	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000
Otros costes variables	€/año	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
Costes	€/año	16.551.111	16.551.111	16.551.111	16.551.111	16.551.111	16.551.111	16.551.111	16.551.111	16.551.111	16.551.111
INVERSIÓN INICIAL											
Coste de inversión de los equipos	€										
Amortización	€/año										
RESULTADO											
Resultado Antes de intereses e Impuestos	€/año	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845
Intereses	€/año		625.193								
Resultado Antes de Impuestos	€/año	4.192.652	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845	4.817.845

TIR 7%

Tabla 9. Presupuesto de tesorería.

FLUJOS DE TESORERÍA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Saldo de tesorería por operaciones corrientes	- 1.118.388,00 €	- 1.743.581,31 €	3.630.257,73 €	3.630.257,73 €	3.630.257,73 €	3.630.257,73 €	3.630.257,73 €	3.630.257,73 €	4.192.651,73 €	4.192.651,73 €
<i>Cobros de capital</i>										
Deudas con entidades de crédito	20.839.777,00 €	7.029.925,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
<i>Pagos de capital</i>										
Inversiones	10.419.888,50 €	10.419.888,50 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reembolso de deudas	2.083.977,70 €	2.083.977,70 €	2.083.977,70 €	2.083.977,70 €	2.083.977,70 €	2.083.977,70 €	9.113.902,70 €	2.083.977,70 €	2.083.977,70 €	2.083.977,70 €
Saldo de tesorería por operaciones ajenas a la explotación	8.335.910,80 €	- 5.473.941,20 €	- 2.083.977,70 €	- 2.083.977,70 €	- 2.083.977,70 €	- 2.083.977,70 €	- 9.113.902,70 €	- 2.083.977,70 €	- 2.083.977,70 €	- 2.083.977,70 €
Saldo de tesorería	7.217.522,80 €	- 7.217.522,51 €	1.546.280,03 €	1.546.280,03 €	1.546.280,03 €	1.546.280,03 €	- 5.483.644,97 €	1.546.280,03 €	2.108.674,03 €	2.108.674,03 €
Saldo año precedente	- €	7.217.522,80 €	0,29 €	1.546.280,32 €	3.092.560,34 €	4.638.840,37 €	6.185.120,39 €	701.475,42 €	2.247.755,44 €	4.356.429,47 €
Saldo anual acumulado	7.217.522,80 €	0,29 €	1.546.280,32 €	3.092.560,34 €	4.638.840,37 €	6.185.120,39 €	701.475,42 €	2.247.755,44 €	4.356.429,47 €	6.465.103,49 €
FLUJOS DE TESORERÍA	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Saldo de tesorería por operaciones corrientes	4.192.651,73 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €
<i>Cobros de capital</i>										
Deudas con entidades de crédito	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
<i>Pagos de capital</i>										
Inversiones	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reembolso de deudas		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Saldo de tesorería por operaciones ajenas a la explotación	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Saldo de tesorería	4.192.651,73 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €	4.817.845,04 €
Saldo año precedente	6.465.103,49 €	10.657.755,22 €	15.475.600,25 €	20.293.445,29 €	25.111.290,32 €	29.929.135,36 €	34.746.980,39 €	39.564.825,43 €	44.382.670,46 €	49.200.515,50 €
Saldo anual acumulado	10.657.755,22 €	15.475.600,25 €	20.293.445,29 €	25.111.290,32 €	29.929.135,36 €	34.746.980,39 €	39.564.825,43 €	44.382.670,46 €	49.200.515,50 €	54.018.360,53 €

5.6. RANGO DE OPERACIÓN

Es importante determinar la producción mínima, a partir de la cual, los ingresos serán mayores a los costes. Para ello, se ha variado la producción de metanol desde 0 hasta 2.600 kg/h y se han obtenido los resultados presentados en la Figura 16. Se observa que el punto de equilibrio, cuando los ingresos igualan a los costes, se encuentra en una producción de 972 kg/h de metanol. A partir de este punto los ingresos son mayores que los costes.

Estos cálculos están realizados para un precio del metanol de 1.385 €/ton.

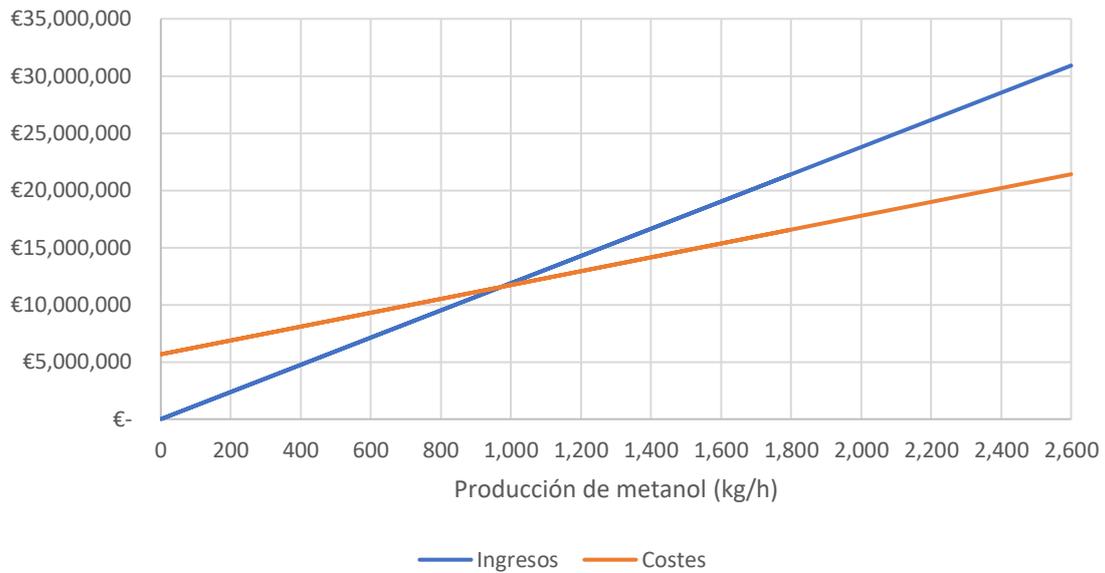


Figura 16. Rango de operación de Green Meta 0 (Fuente: elaboración propia).

6. VIABILIDAD FINANCIERA

La viabilidad financiera permite determinar si el proyecto es viable o no a nivel de finanzas. Se ha analizado la capacidad del negocio de financiar y hacer frente a los pagos derivados de la realización de su actividad económica, tanto a largo como corto y medio plazo (CCPYME's Consultoría Contable no date).

6.1. FUENTES DE FINANCIACIÓN

En Australia, existen varias fuentes de financiación públicas y subvenciones disponibles para proyectos relacionados con energías renovables, sostenibilidad y reducción de emisiones de carbono. Algunas de las principales iniciativas son las siguientes:

- 1) Fondo de Tecnología Limpia (Clean Energy Finance Corporation, CEFC): El CEFC es una institución financiera del Gobierno Australiano que ofrece financiamiento y asesoramiento para proyectos de energías renovables y tecnologías bajas en carbono. Proporciona capital a largo plazo, préstamos y soluciones de financiamiento innovadoras para proyectos comerciales y proyectos de infraestructura sostenible. Tal y como se indica en su página web, sus inversiones en proyectos de gran escala son normalmente desde 20 MM\$.
- 2) Fondo de Innovación en Energías Renovables (Renewable Energy Innovation Fund, REIF): El REIF es un fondo gestionado por la Agencia Australiana de Energía Renovable (Australian Renewable Energy Agency, ARENA), que brinda apoyo financiero a proyectos de investigación y desarrollo en energías renovables. Financia proyectos piloto, demostraciones y desarrollos tecnológicos en diversas áreas, incluyendo almacenamiento de energía, energía solar, energía eólica y bioenergía, con el objetivo de atraer inversión en el sector de la energía limpia. Financia proyectos aportando entre 100.000 \$ y 300.000 \$.

Estas son solo algunas de las iniciativas de financiación pública y subvenciones disponibles en Australia. Además, la ARENA recoge, en su página web, bastantes oportunidades disponibles de financiación, pero es importante tener en cuenta que los programas y las condiciones pueden cambiar con el tiempo, por lo que es recomendable consultar las páginas web oficiales de las organizaciones relevantes para obtener información actualizada y específica sobre los programas de financiación disponibles.

A nivel mundial, existe el Fondo de Innovación (Innovation Fund), que es uno de los programas de financiación más grandes que existen en el mundo apoyando iniciativas que fomenten la transición energética (Comisión Europea 2023a). Este fondo, dedicado a proyectos de pequeña y gran escala, podrá ascender a 20.000 MM €, dependiendo del precio del carbono (Comisión Europea 2023b). En la Figura 17, se muestra una infografía proporcionada por la Comisión Europea acerca de este fondo.



Figura 17. Innovation Fund (Comisión Europea 2023a).

7. CONCLUSIONES

Green Meta 0 surge como continuación de mi Trabajo Fin de Máster en Ingeniería Química: “Análisis del comportamiento dinámico y dimensionamiento del proceso de síntesis de metanol, para su uso como *hydrogen carrier*, acoplado a una generación de hidrógeno renovable” (Diezhandino González 2022), donde se llevó a cabo el diseño de una planta de producción de metanol verde a partir de hidrógeno renovable y dióxido de carbono, y se demostró la viabilidad de acoplar la síntesis de metanol, a una producción de hidrógeno verde fluctuante, debido a las energías renovables.

En este trabajo se ha analizado la viabilidad de esta planta de producción de metanol verde, *Green Meta 0*, llevando a cabo un análisis del entorno y estudiando la viabilidad comercial, técnica y financiera del negocio.

El análisis del entorno ha permitido determinar las amenazas y oportunidades del entorno general, mediante un análisis PESTEL y las fortalezas y debilidades del entorno específico, mediante el análisis de las 5 fuerzas de Porter. Además, se ha definido la ventaja competitiva del metanol verde: es un combustible renovable que permite descarbonizar el planeta al utilizar CO₂ e hidrógeno verde como materias primas.

El estudio de la viabilidad comercial ha permitido definir el mercado potencial del negocio: los consumidores de metanol verde de Australia y Japón; y diseñar una estrategia de marketing en cuanto al producto, precio, distribución y comunicación: se producirá metanol verde en Australia, que se venderá a 1.385 €/ton bajo la marca de *Green Meta 0*.

En cuanto al estudio realizado de la viabilidad técnica del proceso, las principales conclusiones obtenidas son:

- 1) La tecnología es viable y está implementada en la industria. El proceso es capaz de absorber las variaciones provocadas por las fuentes de energía renovables.
- 2) *Green Meta 0* se situará en Townsville, Australia.
- 3) Se producirán 1.797 kg/h de metanol verde a partir de 360 kg/h de H₂ y 2.674 kg/h de CO₂.
- 4) Necesidad de una inversión inicial de 20.839.777 €.
- 5) El coste de producción del metanol verde es de 1.065,5 €/ton. Este coste se ha determinado a partir de los siguientes costes:
 - a. Costes de materias primas: 9,46 MM €/año en H₂ verde considerando un precio de 3/kg de H₂ y 1,64 MM €/año en CO₂, siendo 70 €/ton el precio del mismo.
 - b. Costes de personal: 868.388 €/año.
 - c. Costes de servicios auxiliares: 952.590 €/año.
 - d. Costes de operación y mantenimiento: 3.051.646 €/año.
 - e. Costes de comunicación y marketing: 500.000 €/año.
 - f. Otros costes adicionales: 300.000 €/año.
- 6) El precio del metanol verde producido será de 1.385 €/ton, considerando un 30 % de margen sobre el coste de producción. Se obtendrán unos ingresos de 21,8 MM €/año.
- 7) Será necesario pedir dos líneas de financiación: una de aproximadamente 20,84 MM € relativa a la inversión de la planta y otra de 7 MM € para cubrir el déficit de tesorería.
- 8) El punto de equilibrio se encuentra en una producción de 972 kg/h de metanol.

El estudio de viabilidad financiera demuestra que existen iniciativas, tanto a nivel global como local (en Australia), que permitirían financiar el proyecto para la inversión estimada.

Por lo tanto, tras haber realizado este estudio de viabilidad, se puede concluir que el proceso de producción de metanol verde diseñado podría ser viable.

BIBLIOGRAFÍA

- Acciona. No date. *¿Qué es el Cambio Climático y cómo nos afecta?*. [Consulta: 10-06-2023]. https://www.acciona.com/es/cambio-climatico/?_adin=02021864894.
- Acciona. No date. *Hidrógeno verde*. [Consulta: 10-06-2023]. https://www.acciona.com/es/hidrogeno-verde/?_adin=02021864894.
- Andersson, J. 2021. 'Application of Liquid Hydrogen Carriers in Hydrogen Steelmaking', *Energies*, 14(5). <https://doi.org/10.3390/en14051392>
- Banco Santander Universidades. 2022. *5 fuerzas de Porter: qué son y para qué sirven*. [Consulta 19-06-2023]. <https://www.becas-santander.com/es/blog/5-fuerzas-de-porter.html>
- CCPYME's Consultoría Contable. No date. *¿Qué es más importante para mi negocio, la viabilidad económica o viabilidad financiera?*. [Consulta 01-07-2023]. <https://ccpymes.com/que-es-mas-importante-para-mi-negocio-la-viabilidad-economica-o-viabilidad-financiera/#:~:text=¿Qué%20es%20la%20viabilidad%20financiera,como%20corto%20y%20medio%20plazo>
- Chemical Engineering. No date. *The Chemical Engineering Plant Cost Index*. [Consulta 12-06-2023]. <https://www.chemengonline.com/pci-home>
- Clean Energy Finance Corporation. No date. *CEFC*. [Consulta 01-07-2023]. <https://www.cefc.com.au>
- Comisión Europea. 2023a. *What is the Innovation Fund?*. [Consulta 19-06-2023]. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund_es
- Comisión Europea, 2023b. *Innovation Fund*. [Consulta: 03-07-2023]. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/funding-guide/eu-programmes-funds/innovation-fund_es?etran=es
- Dias, V., Pochet, M., Contino, F. & Jeanmart, H. 2020. 'Energy and Economic Costs of Chemical Storage'. *Frontiers in Mechanical Engineering*, 6. <https://doi.org/10.3389/fmech.2020.00021>
- Diezhandino González, E. 2022. *Análisis del comportamiento dinámico y dimensionamiento del proceso de síntesis de metanol, para su uso como hydrogen carrier, acoplado a una generación de hidrógeno renovable*. J. Llabrés Veguillas (dir.). Trabajo fin de máster, Universidad Autónoma de Madrid y Universidad Rey Juan Carlos.
- EAE Business School. 2022. 'Análisis PESTEL: en qué consiste, cómo hacerlo y plantillas'. [Consulta 16-06-2023]. <https://retos-directivos.eae.es/en-que-consiste-el-analisis-pestel-de-entornos-empresariales/>
- El periódico de la energía. 2021. *Los costes del hidrógeno verde caerán un 85% y será más barato que el gas natural en la mayoría de mercados en 2050*. [Consulta 19-06-2023]. <https://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-del-hidrogeno-verde-caeran-un-85-y-sera-mas-barato-que-el-gas-natural-en-la-mayoria-de-mercados-en-2050/>
- Energías renovables, 2019, *MefCO2 demuestra que es posible producir metanol verde a partir de la captura de CO2*. [Consulta: 29-06-2023]. <https://www.energias-renovables.com/panorama/mefco2-demuestra-que-es-posible-producir-metanol-20190531#>

- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España. No date. *PRODUCCIÓN DE ZINC (EMISIONES DE PROCESO) ACTIVIDADES CUBIERTAS SEGÚN NOMENCLATURA NOMENCLATURA CÓDIGO SNAP 97*. [Consulta 10-06-2023]. https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/040309-fabric-zinc_tcm30-509928.pdf
- Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico. Gobierno de España. 2023a. *PERTE de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento*. [Consulta 19-06-2023]. <https://planderecuperacion.gob.es/como-acceder-a-los-fondos/pertes/perte-de-energias-renovables-hidrogeno-renovable-y-almacenamiento>
- Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico. Gobierno de España. 2023b. *The Innovation Fund*. [Consulta 19-06-2023]. <https://energia.gob.es/hidrogeno/Paginas/Innovation-Fund.aspx>
- NASA. 2023. *Global warming vs. climate change*. [Consulta: 24-03-2023] <https://climate.nasa.gov/global-warming-vs-climate-change/>
- Nemmour, A., Inayat, A., Janajreh, I. & Ghenai, C. 2023. 'Green hydrogen-based E-fuels (E-methane, E-methanol, E-ammonia) to support clean energy transition: A literature review', *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.240>
- Porter, M.E. 2015. *Estrategia competitiva: técnicas para el análisis de los sectores industriales y de la competencia*. Grupo Editorial Patria.
- REIF. No date. *Fondo de Innovación de Energías Renovables*. [Consulta: 03-07-2023]. <https://www.climatechoices.act.gov.au/policy-programs/renewable-energy-innovation-fund#Grants-program>
- Repsol Fundación. 2023. *Principales medidas de la Ley IRA (Inflation Reduction Act) sobre transición energética*. [Consulta: 19-06-2023]. <https://openroom.fundacionrepsol.com/es/publicaciones/principales-medidas-ley-ira-inflation-reduction-act-transicion-energetica/>
- Repsol, S.A. 2020. *Hidrógeno, una energía versátil*. [Consulta: 10-06-2023]. <https://www.repsol.com/es/sala-prensa/repsol-news/41/index.cshtml>
- Repsol, S.A. No date. *¿Qué es el hidrógeno renovable*. [Consulta: 10-06-2023]. <https://www.repsol.com/es/energia-innovacion/technology-lab/reduccion-emisiones/hidrogeno-renovable/index.cshtml>
- Research Dive. 2023. *Green Methanol Market Report*. [Consulta: 30-06-2023]. <https://www.researchdive.com/8659/green-methanol-market>
- Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., Preuster, P., Wasserscheid, P. & Stolten, D. 2017. 'Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model'. *Applied Energy*, 200, 290–302. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.050>
- Shiva Kumar, S. & Lim, H. 2022. 'An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production'. *Energy Reports*, 8, 13793–13813. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.127>
- S&P Global. 2021. *Air Liquide completes 20 MW Canadian electrolysis plant*. [Consulta: 20-06-2023]. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/012621-air-liquide-completes-20-mw-canadian-electrolysis-plant#:~:text=London%20—%20France%27s%20Air%20Liquide%20has,26>

- Statista. 2022. *Precio de la producción del hidrógeno para 2018, 2030 y 2035, por tipo (en dólares por kilogramo de hidrógeno)*. [Consulta: 29-06-2023]. <https://es.statista.com/estadisticas/1293229/hidrogeno-precio-dela-produccion-en-por-tipo/>
- Sumup. No date. *Marketing mix - ¿Qué es el marketing mix?*. [Consulta: 30-06-2023]. <https://www.sumup.com/es-es/facturas/glosario/marketing-mix/>
- Sun Metals. 2020. *Sun Metals to add green hydrogen facility to Zinc refinery and solar farm*. [Consulta: 28-06-2023]. <https://www.sunmetals.com.au/sun-metals-to-add-green-hydrogen-facility-to-zinc-refinery-and-solar-farm/>
- Talent, 2023a. *Chief Executive Officer (CEO) average salary in Australia. 2023*. [Consulta: 29-06-2023]. <https://au.talent.com/salary?job=Chief+Executive+Officer+%28CEO%29>
- Talent, 2023b. *Admin Secretary average salary in Australia. 2023*. [Consulta: 29-06-2023]. <https://au.talent.com/salary?job=Admin+Secretary>
- Talent, 2023c. *Warehouse Operator average salary in Australia. 2023*. [Consulta: 29-06-2023]. <https://au.talent.com/salary?job=Warehouse+Operator>
- Talent, 2023d. *Laboratory Technician average salary in Australia. 2023*. [Consulta: 29-06-2023]. <https://au.talent.com/salary?job=Laboratory+Technician>
- Talent, 2023e. *Maintenance Worker average salary in Australia. 2023*. [Consulta: 29-06-2023]. <https://au.talent.com/salary?job=Maintenance+Worker>
- ThyssenKrupp. 2018. *Methanol Technologies of tkIS*.
- Towler, G. & Sinnott, R. 2021. *Chemical engineering design: principles, practice and economics of plant and process design*, Butterworth-Heinemann.
- UGR Emprendedora. 2023. *Viabilidad de proyectos*. [Consulta: 27-06-2023]. <https://ugremprendedora.ugr.es/viabilidad-de-proyectos/>
- United Nations. 2023. *What Is Climate Change?*. [Consulta: 24-03-2023]. <https://www.un.org/en/climatechange/what-is-climate-change>
- World Energy Trade. 2020. *El hidrógeno verde alcanzará la paridad de precios con el hidrógeno gris en 2030*. [Consulta: 19-06-2023]. <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/gas/el-hidrogeno-verde-alcanzara-la-paridad-de-precios-con-el-hidrogeno-gris-en-2030>