



Estudio multicriterio para seleccionar combustibles sintéticos a partir de energía geotérmica en Costa Rica

Resumen

La llegada de una economía global basada en energías renovables y la adopción del hidrógeno verde (H2V) como vector energético se han visto retrasadas constantemente. Aunque existe un amplio espectro de aplicaciones para el H2V, la mayoría de las tecnologías que lo producen o emplean como combustible son costosas o con baja madurez, lo cual ha limitado el crecimiento del mercado. En este contexto, los combustibles sintéticos se sitúan como una alternativa interesante ya que, aparte de ser carbono-neutrales, permiten continuar utilizando mucha de la infraestructura existente para producción, transporte y consumo final de combustibles. Por ello, en este estudio multicriterio, nos enfocamos en comparar las posibles rutas para producir los combustibles sintéticos más atractivos, metano, metanol y amoníaco, a partir de energía geotérmica en el contexto costarricense. Los resultados presentan al metanol como la mejor opción ya que permite aprovechar el CO₂ volcánico. En el contexto latinoamericano, los combustibles sintéticos podrían llegar a tener un rol fundamental para descarbonizar la economía y promover la innovación. Por esta razón, este estudio puede servir de base para realizar estudios similares en la región.

Palabras clave: metanol; metano; amoníaco; electrólisis; captura de CO₂, hidrógeno verde.

Multicriteria Analysis for Selecting Synthetic Fuels Derived from Geothermal Energy in Costa Rica

Abstract

The arrival of a global economy based on renewable energy and the adoption of green hydrogen (H2V) as an energy carrier have been consistently delayed. Although there is a wide range of applications for H2V, most of the technologies that produce or use H2V as fuel are expensive or have low maturity, which has limited market growth. In this context, synthetic fuels are positioned as an interesting alternative because they are carbon-neutral and allow the continued use of much of the existing infrastructure for fuel production, transportation, and consumption. Therefore, in this multicriteria study, we focused on comparing potential routes for producing the most attractive synthetic fuels –methane, methanol, and ammonia– from geothermal energy in the Costa Rican context. The results show that methanol is the best option because it enables the harnessing of volcanic CO₂. In the Latin American context, synthetic fuels could play a fundamental role in decarbonizing the economy and promoting innovation. For this reason, this study can serve as a basis for similar studies in the region.

Keywords: Methanol; Methane; Ammonia; Electrolysis; CO₂ capture; Green Hydrogen.

Estudo multicritério para seleção de combustíveis sintéticos provenientes de energia geotérmica na Costa Rica

Resumo

A chegada de uma economia global baseada em energias renováveis e a adoção do hidrogênio verde (H2V) como fonte de energia têm sido constantemente adiadas. Embora haja uma ampla gama de aplicações para o H2V, a maioria das tecnologias que o produzem ou o utilizam como combustível são caras ou têm baixa maturidade, o que limita o crescimento do mercado. Nesse contexto, os combustíveis sintéticos se posicionam como uma alternativa interessante, pois, além de serem neutros em carbono, permitem o uso contínuo de grande parte da infraestrutura existente para produção, transporte e consumo final de combustíveis. Portanto, neste estudo multicritério, focamos na comparação de rotas potenciais para a produção dos combustíveis sintéticos mais atrativos, metano, metanol e amônia, a partir da energia geotérmica no contexto da Costa Rica. Os resultados apontam o metanol como a melhor opção, pois permite o aproveitamento do CO₂ vulcânico. No contexto latino-americano, os combustíveis sintéticos podem desempenhar um papel fundamental na descarbonização da economia e na promoção da inovação. Por isso, este estudo pode servir de base para estudos semelhantes na região.

Palavras-chave: metanol; metano; amônia; eletrólise; captura de CO₂; hidrogênio verde.



Introducción

El cambio climático es un proceso paulatino y natural al que el mundo se ha enfrentado en diversas etapas de su historia. Sin embargo, la velocidad a la que se han alterado las condiciones climáticas globales en los últimos años es determinante y una muestra clara de que, en esta ocasión, el cambio climático se ha acelerado por la actividad industrial del ser humano en los últimos siglos.

Uno de los factores que más ha influido en la alteración de las condiciones climáticas es el aumento acelerado de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), su acumulación es uno de los principales desafíos al que la sociedad se enfrenta en la actualidad [1–4]. Una muestra de la magnitud de este desafío es que, en el año 2022, las emisiones de CO_2 alcanzaron la cifra de 36,8 Gt, lo que representó un aumento del 154% en comparación con los niveles de 1990, es decir, en un periodo de solo 32 años las emisiones han aumentado a más del doble [2, 5, 6].

En este contexto, la producción de energía a través de fuentes renovables (eólica, solar, geotérmica, etc.) juega un papel clave en el camino hacia la descarbonización de las actividades humanas, debido a que son el medio para continuar el desarrollo económico y tecnológico, pero sin causar un impacto medio ambiental crítico como el que genera el uso de los combustibles fósiles [7–11]. Sin embargo, la transición hacia una era impulsada por energía limpia presenta dos grandes desafíos: primero, ¿cómo integrar a la red eléctrica la energía renovable, que es intermitente?, y segundo, ¿cómo almacenar y transportar la energía producida? [12–14].

Frente a estos desafíos, el hidrógeno verde (H_2V) se destaca como la pieza clave que sirve como punto de conexión entre la energía renovable y los sectores productivos del mundo [15–17]. Esto se debe a que el H_2V permite la transformación de la energía renovable, intermitente y no intermitente, en combustibles e insumos como el metanol, el amoníaco y el metano, o inclusive en diésel, gasolina y queroseno, que son la base del desarrollo y la innovación que la humanidad ha experimentado en el último siglo [18–19]. Es decir, a través del H_2V es posible descarbonizar las actividades humanas que requieran energía.

Sin embargo, la producción de H_2V en el mundo está apenas en desarrollo; el 96% de las 53 Mt de hidrógeno producido en 2022 provino de fuentes no renovables, principalmente del gas natural, lo que contribuyó a la generación de una cantidad importante de emisiones de CO_2 [2, 5]. Además, actualmente el hidrógeno es utilizado para la producción de amoníaco, que por sí solo genera 0,5 Gt de CO_2 al año y representa el 1% de las emisiones totales; para la producción de metanol, que aporta 0,3 Gt de CO_2 al año y que equivale a un 10% de las emisiones que provienen de la industria química; y para otras actividades como el refinado de petróleo y la producción de grasas y aceites [18, 20, 21].

En este escenario de crisis climática, en el que el H_2V se presenta como una alternativa para descarbonizar el sector productivo, las tecnologías Power-to-X (PtX) se destacan como el medio por el cual el H_2V puede penetrar en la cadena de producción actual, y así reducir las emisiones globales generadas por los diferentes sectores del mundo [22–26]. PtX es el término que describe las tecnologías de conversión que transforman la electricidad en combustibles sintéticos neutros en carbono, como el hidrógeno, el gas natural sintético, los combustibles líquidos o los productos químicos.

Las tecnologías PtX abren una posibilidad de descarbonización para países sin abundantes recursos naturales para la producción de energía renovable [27]. Además, los combustibles sintéticos y los derivados del H_2V tienen la ventaja de que no requieren para su uso modificaciones importantes en la infraestructura existente. Esto se debe a que son combustibles e insumos que ya son utilizados, con

la gran distinción de que los derivados del H_2V son producidos a partir de energía renovable en lugar de petróleo, gas natural o carbón. Cuando las PtX se combinan con sistemas de captura de CO_2 , alcanzan una huella de carbono casi nula, a la vez que almacenan y transportan, de manera eficiente, la energía renovable [28–30].

Sin embargo, todavía existen diversos desafíos importantes para que el uso de H_2V se extienda a nivel mundial. Por ejemplo, este hidrógeno cuenta con una densidad volumétrica de energía muy baja, por lo que resulta difícil transportarlo por largas distancias. Esto es necesario solucionarlo para que países con abundantes recursos energéticos renovables puedan producir hidrógeno y transportarlo por largas distancias a otros países que no cuentan con el recurso renovable necesario para suplir su demanda de H_2V . En este momento existe una carrera investigativa para esclarecer cuál será el vector energético más adecuado para el transporte transoceánico del hidrógeno. El amoníaco [31] y el metanol [29] son considerados los portadores de hidrógeno más prometedores, pero todavía es necesaria más investigación sobre su factibilidad económica y estudios que comparen su desempeño como portadores de hidrógeno.

Las rutas de síntesis para la producción de los combustibles sintéticos, posibles portadores de hidrógeno, presentan variaciones en cuanto a métodos y tecnologías aplicables [20, 32, 33]. Algunas de estas rutas presentan baja madurez tecnológica; no obstante, una de las principales ventajas que ofrecen los combustibles sintéticos es que son altamente compatibles con la infraestructura existente de producción, almacenamiento y transporte de combustibles. Lo que, a su vez, podría acelerar la adopción del H_2V como vector energético renovable para intervenir sectores como la industria química, el transporte, el sector energía y algunos otros [34, 35].

Otra ventaja clave que presenta el H_2V y los combustibles sintéticos en el contexto global, es que la materia prima necesaria para su producción es, básicamente, agua y CO_2 o nitrógeno (N_2), gases que se pueden obtener directamente del aire [36–39]. Esto favorece la creación de una economía circular en la cual, al ser un ciclo continuo de emisión y captura de gases, se minimiza la proporción de emisiones netas a la atmósfera. Lo que, a la larga, es a lo que se aspira desde el acuerdo de París en 2015 [40–42].

Es por esto que en los próximos años se prevé un despliegue de las tecnologías del hidrógeno y Costa Rica cuenta con gran potencial para ser parte de esta transformación energética. Costa Rica puede producir H_2V y sus derivados de manera competitiva, aprovechando su matriz eléctrica limpia, y también puede contribuir a la descarbonización de otros sectores difíciles de descarbonizar del país. Además, el país puede exportar estos productos a países que no pueden autoabastecerse, esto contribuiría al crecimiento económico y a la dinamización de la economía del país. Asimismo, la imagen de país verde en Costa Rica se vería fortalecida y el país podría posicionarse como un centro regional de conocimiento y tecnología.

El tema del hidrógeno se discute en Costa Rica al menos desde el año 2011 y el país cuenta con una planta piloto para la producción de H_2V con un electrolizador del tipo membrana de intercambio de protones (PEM), propiedad de la empresa Ad Astra Rocket Company, en Guanacaste. Actualmente existen dos organizaciones dedicadas a promover el H_2V : la Asociación Costarricense de Hidrógeno y la Alianza por el Hidrógeno, las cuales han destacado el potencial del país y las múltiples posibilidades que abriría la economía del H_2V en Costa Rica. Se busca promover, por ejemplo, la producción limpia de combustibles sintéticos, la producción de acero “verde”, el desarrollo de industrias como la de vidrio y la de los fertilizantes nitrogenados, la producción de derivados de aceites vegetales, como aceite de palma, a través de su hidrogenación, y la exportación de H_2V [43].

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, publicada en el 2022, reconoce los combustibles sintéticos como una oportunidad de mercado emergente, con especial énfasis en el sector aéreo. Sin embargo, esta estrategia no establece objetivos ni metas específicas [43]. De forma similar, el estudio realizado por Hinicio y GIZ omitió establecer metas concretas para Costa Rica en materia de combustibles sintéticos [44].

Un análisis más reciente, que derivó en una hoja de ruta nacional, menciona los combustibles sintéticos como alternativa viable para los sectores de aviación, transporte marítimo y carga pesada, aunque sugiere que la electrificación directa debería ser la prioridad principal [45]. En contraste, este mismo estudio identifica la producción de amoníaco verde como una oportunidad estratégica para fortalecer la seguridad y soberanía alimentaria de Costa Rica, abarcando productos como urea, fosfato amónico y nitrato de amonio, y posicionándolo además como la forma más eficiente para el transporte y exportación de H₂V a largas distancias. Cabe mencionar que algunas de estas conclusiones podrían estar influenciadas por sesgos metodológicos que el presente estudio busca examinar críticamente.

Actualmente, la planta geotérmica de Miravalles en Costa Rica emite CO₂ de algunos pozos excavados. Específicamente, se estima que pozos del campo geotérmico Alfredo Maireri Protti generaron al año, según datos del ICE, aproximadamente 79 kton de CO₂eq. El CO₂ emitido por esta planta geotérmica presenta una pureza superior al 97% [45, 46] y puede ser almacenado y utilizado para la producción de combustibles sintéticos a partir de H₂V y CO₂.

La captura y utilización de estas emisiones para producir combustibles sintéticos renovables representaría una doble ventaja: contribuiría a la reducción de emisiones nacionales y proporcionaría materia prima accesible, evitando la inversión en tecnologías de captura atmosférica de CO₂, que pueden representar hasta el 40% del costo total del proyecto [35]. Esta oportunidad se ve reforzada por el hecho de que, de acuerdo con el Plan Estratégico Nacional, la

geotermia presenta el mayor porcentaje de energía no aprovechada del país (21,65%), energía que podría destinarse a la producción del H₂V necesario para la síntesis de combustibles sintéticos [47].

Las tecnologías PtX ofrecen un camino prometedor hacia la descarbonización y la transición hacia un futuro energético sostenible. Países de todo el mundo, incluidos los de América Latina, ya han logrado avances significativos en el desarrollo e implementación de proyectos PtX, mostrando su potencial para reducir las emisiones de carbono y crear nuevas oportunidades de negocio. La mayoría de los proyectos e iniciativas están basados en el aprovechamiento de la energía eólica y solar. Sin embargo, la energía geotérmica puede ser también una opción rentable y confiable para la producción de hidrógeno.

Los costos de producción de la energía geotérmica se estiman entre 1,08 y 4,38 dólares/kg, potencialmente más bajos que otras fuentes renovables [48–51]. Por esta razón, dicha fuente de energía renovable será expuesta en esta investigación, y no solo como fuente de energía, sino también como fuente de CO₂. El propósito de esta revisión es dar un contexto sobre todas las opciones tecnológicas que se encuentran disponibles para la producción de combustibles sintéticos y los factores clave para su funcionamiento y escogencia.

Materiales y métodos

Revisión sobre los combustibles sintéticos y sus rutas de síntesis

Para evaluar la viabilidad técnica de la instalación de una planta de combustibles sintéticos en la estación geotérmica de Miravalles, ubicada en Guanacaste, Costa Rica, primero se realizó una amplia revisión bibliográfica en donde se identificaron todas las posibles rutas de síntesis aplicables según las condiciones y la disponibilidad de recursos con las que se cuentan. Posteriormente, se realizó un descarte preliminar de algunas rutas de síntesis, basado en la información técnica encontrada y de acuerdo con su poca aplicabilidad real dentro del contexto costarricense. Finalmente, se compararon

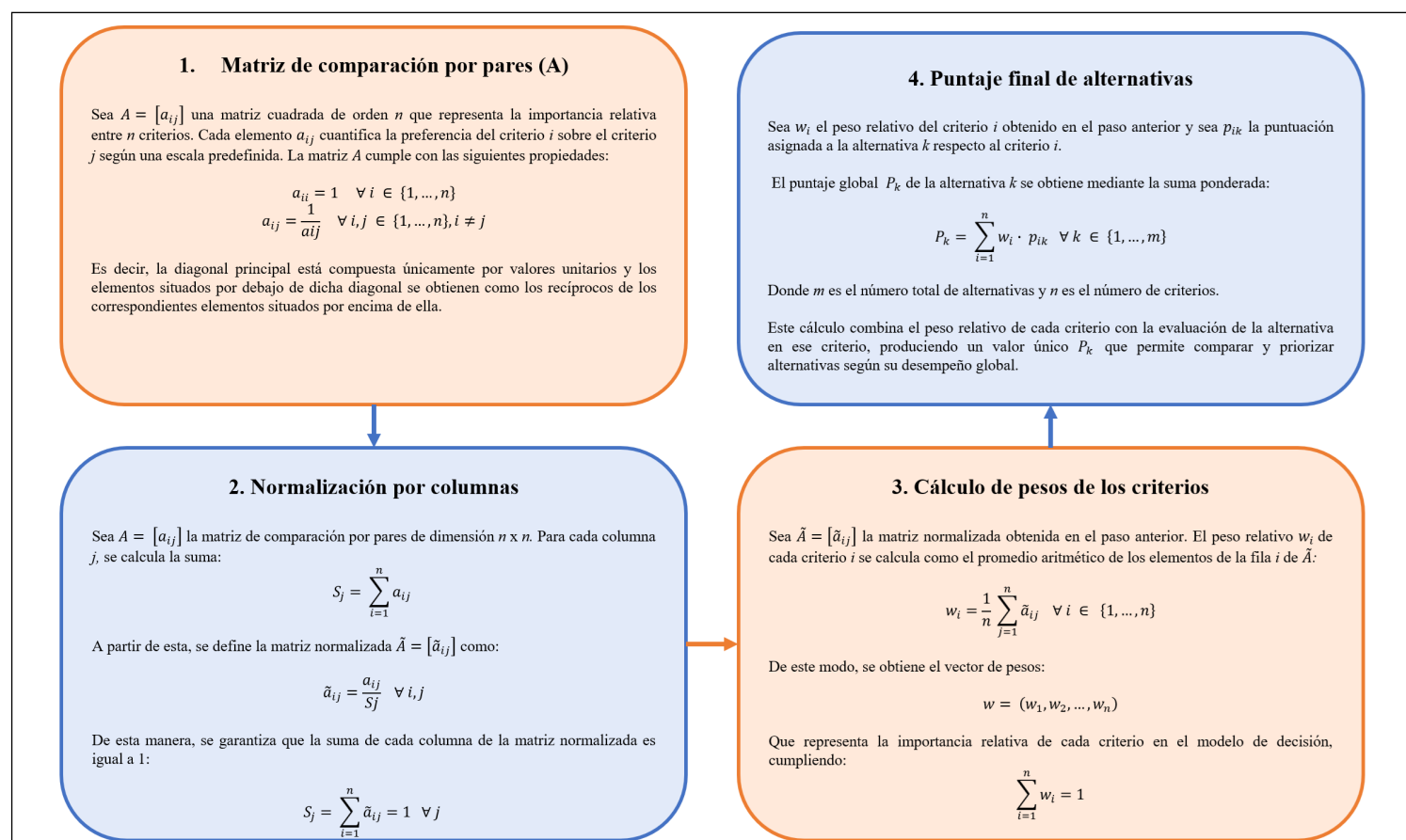


Figura 1. Procedimiento metodológico para el cálculo de pesos y evaluación de alternativas mediante el método Proceso Analítico Jerárquico (AHP).

las rutas de síntesis restantes, por medio de una matriz de decisión, en donde fueron considerados 13 parámetros distintos y cuyo resultado evidencia la viabilidad de la ruta elegida.

Elaboración de la matriz de decisión

La matriz de decisión elaborada consiste en una herramienta multicriterio que emplea un método de comparación por pares, basado en el Proceso de Jerarquía Analítica expuesto por Brunelli [52]. En donde se comparan todos los criterios entre sí, y a los cuales se les asignó una ponderación según su importancia para el objetivo de la investigación. Los criterios evaluados fueron escogidos por parte de los autores y basados en comparaciones similares en la bibliografía consultada [53].

Posteriormente, la matriz resultante fue normalizada y se calculó su consistencia de acuerdo con lo establecido por Incer-Valverde et al. [27]. Una vez completado dicho procedimiento, se obtuvo la matriz de comparación con los 13 parámetros y su respectivo peso o importancia. Posteriormente, se procedió con su ejecución por medio del Método de Suma Ponderada expuesto por Oghenewiroro [54]. Este método permitió, por medio de la normalización lineal, resolver una secuencia de problemas escalares donde se multiplicó la ponderación, anteriormente calculada, por los criterios normalizados de cada una de las rutas de síntesis analizadas. Finalmente, al sumar las calificaciones de cada criterio de las rutas de síntesis comparadas, se identificó la mejor opción.

En la **figura 1** se presenta el esquema metodológico seguido para la obtención de los resultados de la comparación entre las rutas de síntesis analizadas. El diagrama resume las etapas principales: la construcción de la matriz de comparación por pares, la normalización de sus columnas, el cálculo de los pesos de los criterios y, finalmente, la estimación del puntaje global de cada alternativa. De esta manera, se proporciona una visión estructurada y transparente del proceso de priorización, garantizando la trazabilidad de los cálculos y la consistencia en la toma de decisiones.

Para contextualizar la comparación entre la producción de los diferentes combustibles sintéticos, se consideró como fuente de energía el campo geotérmico Miravalles en Costa Rica. Dicho campo produce

alrededor de 891 GWh de energía y genera cerca de 79 kt CO₂eq, que podría ser utilizado como insumo para la producción de combustibles sintéticos [46]. Específicamente, se consideró como fuente de CO₂ los gases no condensables del pozo 29 del proyecto geotérmico, gas que ha sido caracterizado con anterioridad y que está constituido, mayoritariamente, de CO₂ y algunas trazas de otros gases como H₂O, H₂S, N₂, CH₄ y H₂ [45].

Resultados y discusión

Identificación de las posibles rutas de síntesis

El factor común para producir combustibles sintéticos renovables es el H₂V [55]. En la actualidad existen tres tecnologías que se destacan por encima de las demás: la electrólisis alcalina (AEL), que requiere de un suministro de energía constante y cuya tecnología presenta la mayor madurez tecnológica; la electrólisis tipo PEM o de membrana polimérica, que, debido a su corto tiempo de respuesta ante las fluctuaciones de corriente, se destaca como la mejor alternativa cuando se trata de fuentes de energía intermitentes, como la solar y la eólica [56, 57]; y la tecnología de celda de electrólisis de óxido sólido (SOEC), la cual opera a altas temperaturas, por lo que requiere de una fuente de calor externa, y sobresale por alcanzar la mejor eficiencia energética, aunque presenta la menor madurez tecnológica [58, 59].

El CO₂ y el N₂ son los gases con los que se debe mezclar el H₂V para la producción de combustibles sintéticos. El N₂ se obtiene directamente de la atmósfera, debido a que el aire está compuesto mayoritariamente de este gas [60]. Mientras que el CO₂, además de poderse capturar directamente de la atmósfera, por medio de la tecnología de captura directa a partir del aire (DAC), es posible capturarlo a partir de fuentes puntuales como fábricas de cemento y acero, a través del tratamiento de biomasa ya partir de fuentes volcánicas u otras fuentes de emisión intensiva [61, 62].

Ahora, tal y como se observa en la **figura 2**, a partir de H₂V y N₂ es posible producir amoníaco verde, por medio de un proceso conocido como Haber-Bosch [63]. El amoníaco verde ha recibido una gran atención en los últimos años, debido a que se visualiza como una opción para el transporte y el almacenamiento del hidrógeno,

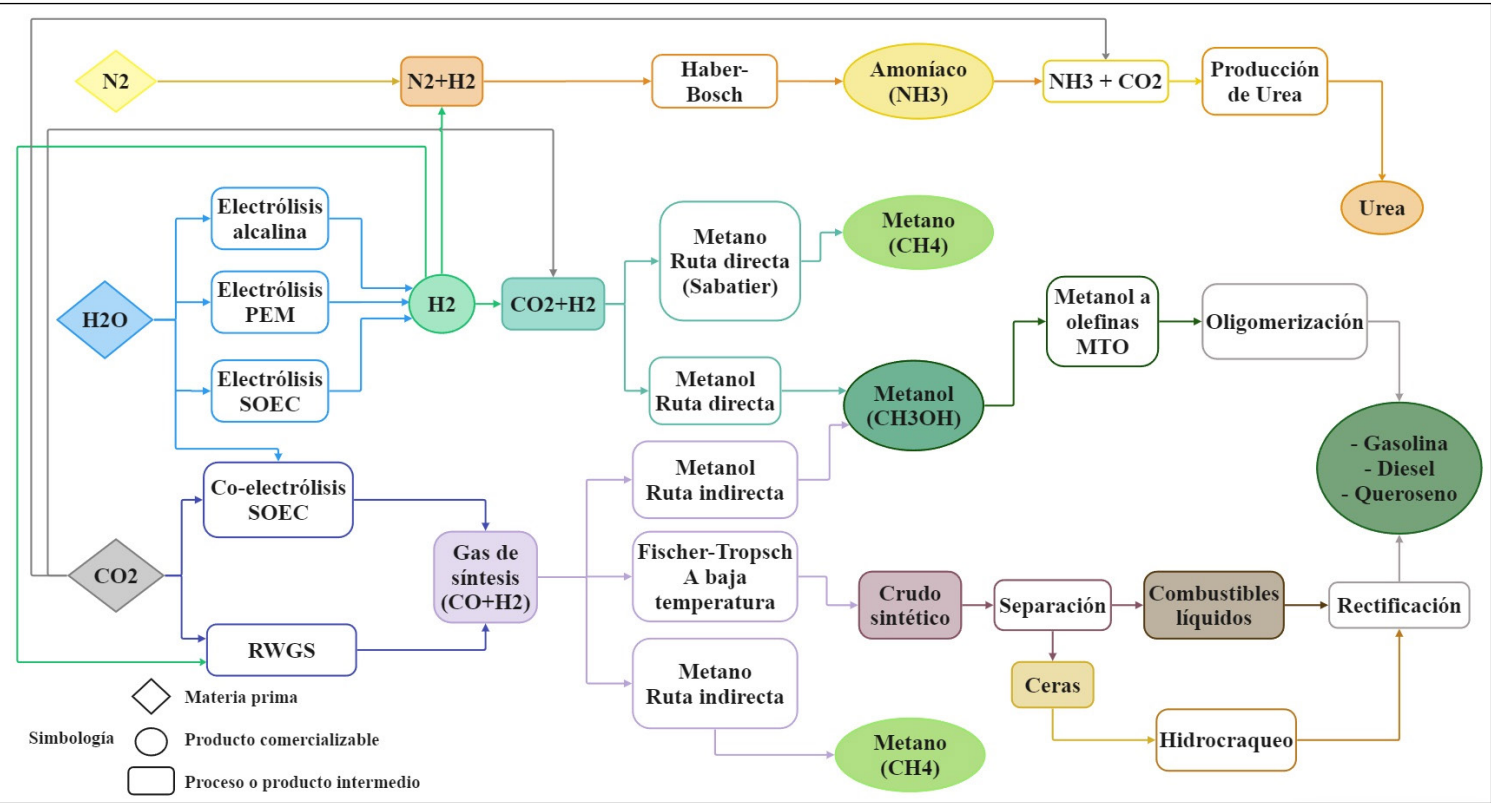


Figura 2. Rutas aplicables para la producción de combustibles sintéticos y derivados del hidrógeno.

además de que también ha sido considerado como un posible combustible para el transporte marítimo [64, 65].

Adicionalmente, recibe especial atención debido a que es una pieza clave en la producción mundial de fertilizantes como urea, nitrato de amonio, sulfato de amonio, fosfato diamónico, entre otros, por lo que, al utilizar H₂V en lugar de hidrógeno proveniente de combustibles fósiles o del gas natural, se estaría contribuyendo a la reducción de las emisiones que genera la producción de amoníaco, las cuales ascienden a 0,5 Gt de CO₂ anualmente, lo que significa entre el 15 y 20% del total de emisiones del sector químico y un 1% del total de emisiones anuales [31]. Esta reducción se podría potenciar si se combina con CO₂ capturado, ya sea de la atmósfera o de una fuente puntual, para la producción de urea o de carbonato de amonio [66, 67].

Para el caso de la mezcla H₂/CO₂ existen dos rutas directas que se destacan para la producción de combustibles sintéticos: la síntesis de Sabatier, la cual es utilizada para producir metano, también conocido como gas natural sintético (SNG) [68, 69], y la hidrogenación directa de CO₂ a metanol [70]. Ambas rutas son muy prometedoras para poder incluir al CO₂ como insumo industrial en la cadena de producción a través de los combustibles sintéticos [71]. El SNG representa una alternativa prometedora en la transición energética debido a sus múltiples diferencias con los combustibles fósiles tradicionales: la combustión del metano sintético produce significativamente menos CO₂ y prácticamente elimina la emisión de contaminantes como el dióxido de azufre (SO₂) y los óxidos de nitrógeno (NO_x), responsables de la lluvia ácida y la contaminación del aire [72, 73].

En el caso del metanol, este es considerado un insumo crucial en la cadena productiva mundial por su versatilidad como materia prima en la fabricación de productos químicos, plásticos y otros materiales industriales. También, este compuesto tiene el potencial para desempeñarse como portador eficiente de H₂V, lo que lo convierte en una pieza clave para la descarbonización [74, 75].

Adicionalmente, a través del metanol es posible producir hidrocarburos como olefinas, parafinas y aromáticos, lo que se traduce en la producción de combustibles de uso diario como gasolina, diésel y queroseno. Para lograrlo, en términos generales, primero se transforma el metanol en dimetil éter (DME) y luego en hidrocarburos líquidos mediante reacciones catalíticas [76, 77]. En el proceso *Methanol-to-Gasoline* (MTG), el DME se transforma en olefinas (*Methanol-to-Olefins*) que luego se combinan para formar gasolina. En el *Methanol-to-Diesel* (MTD) y el *Methanol-to-Kerosene* (MTK), el proceso se ajusta para producir hidrocarburos en el rango de carbonos específicos para cada combustible. Generalmente se utilizan catalizadores ácidos, como el ZSM-5, que facilitan la conversión del metanol en hidrocarburos. Este proceso se lleva a cabo a temperaturas elevadas (generalmente entre 350 y 550 °C) y a presión atmosférica o ligeramente superior [78–81].

Ahora bien, las rutas de síntesis anteriormente expuestas corresponden a las rutas directas, es decir, cuando se hidrogena directamente el CO₂ al compuesto de interés (metanol o SNG). Sin embargo, también es posible transformar el CO₂ en CO para producir gas de síntesis (mezcla H₂/CO), a través de la reacción inversa de desplazamiento agua-gas (RWGS) o por medio de la SOEC; ambas rutas tienen una madurez tecnológica baja, tal y como se expondrá más adelante [82, 83]. El gas de síntesis es un insumo industrial muy común, producido normalmente a través del reformado del gas natural, usado para la producción de metanol gris y como materia prima para alimentar la síntesis de Fischer-Tropsch; rutas por medio de las que se pueden obtener combustibles como gasolina, diésel y queroseno [84–86].

Descarte preliminar

Descarte de las rutas que requieren gas de síntesis (CO/H₂)

Las rutas que no emplean CO₂ de forma directa, sino que recurren a la mezcla conocida como gas de síntesis H₂/CO, requieren un paso preliminar en el que el CO₂ se debe transformar en CO. Esta transformación puede realizarse mediante dos métodos: la RWGS o por medio de la CO-electrólisis.

De acuerdo con distintos estudios [40, 87, 88], el Nivel de Madurez Tecnológica (TRL) del proceso para llevar a cabo la reacción RWGS varía entre 6 y 7. En cuanto a la CO-electrólisis, el TRL se sitúa entre 5 y 6 [89–91]. Aunque algunas empresas, como TOPSOE y Johnson Matthey para la RWGS y Sunfire para el caso de CO-electrólisis, han comenzado a comercializar estos equipos, el despliegue comercial todavía no ha avanzado significativamente. Por lo tanto, la conversión de CO₂ a CO sigue considerándose un paso limitante para la producción de combustibles sintéticos, lo que lleva a descartar todas las rutas que lo incluyen, como la producción tradicional de metanol, de metano y la ruta Fischer-Tropsch (FT).

Descarte de la ruta Fischer-Tropsch (FT)

Debido a la importancia de la ruta FT como una posible alternativa para producir combustibles sintéticos verdes a nivel mundial, resulta necesario exponer los inconvenientes adicionales, aparte de la necesidad del gas de síntesis, para su posible desarrollo en el contexto costarricense. A continuación, estos inconvenientes son expuestos:

Alto costo a pequeña escala

La tecnología Fischer-Tropsch (FT), utilizada en procesos industriales por empresas como Sasol y Shell, enfrenta desafíos al intentar reducir la escala y mantener costos aceptables al integrar el H₂V en lugar del gas natural como fuente de hidrógeno. La economía de escala es crucial para esta tecnología, ya que los productos obtenidos son mezclas de hidrocarburos que requieren separación en una refinería y control de la longitud de cadena (óptima entre C₅ y C₂₂). Además, el costo de capital de la sección FT es de 2,5 a 3 veces mayor que el de la electrólisis, lo que contrasta con otras tecnologías donde la electrólisis es la parte más costosa [92, 93].

Producto intermedio difícil de procesar y no comercializable

La ruta FT produce un crudo sintético compuesto por la mezcla de alcanos, alquenos, alcoholes y otros compuestos que requieren procesos de refinado como hidrocrackeo, hidrogenación e isomerización para convertirlo en combustibles. Sin embargo, en Costa Rica, esto presenta un desafío, ya que solo la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), como entidad estatal, tiene la capacidad para la refinación y comercialización de combustibles, los cuales actualmente se importan ya procesados. Esto significa que el país no tiene la capacidad legal ni operativa para procesar crudo sintético [93, 94].

Revisión técnica de las rutas que superaron el descarte preliminar

Una vez realizado el primer descarte, la hidrogenación directa de CO₂ a metanol, la síntesis de Sabatier para transformar CO₂ a metano y la producción de amoníaco por medio de la ruta Haber-Bosch se destacan como rutas con posibilidad de ser aplicadas en la estación geotérmica de Miravalles. A continuación, se presentan los aspectos técnicos más importantes de cada una de las tres rutas y en la **figura 3** se muestra el esquema del proceso de tres etapas que se requiere para producir metanol, metano o amoníaco.

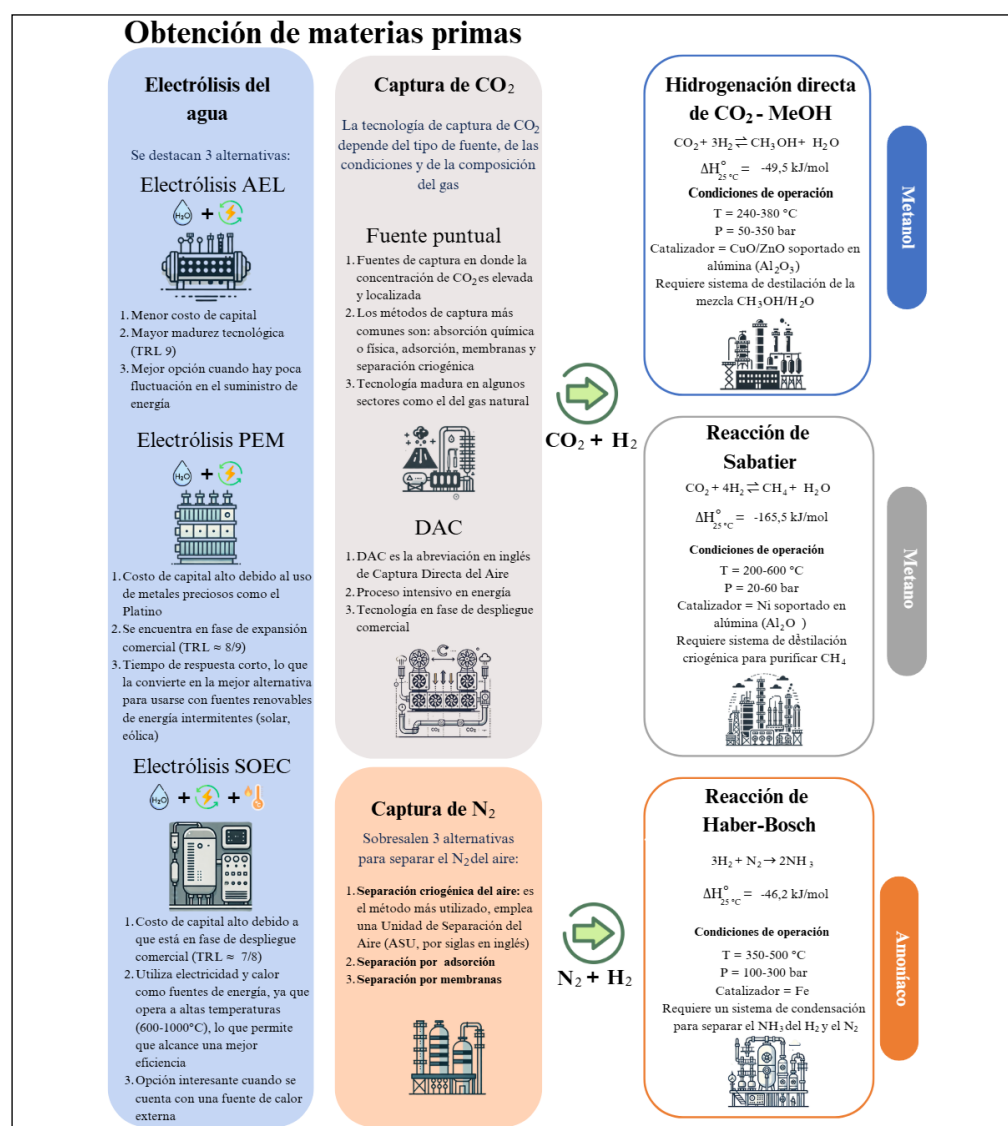


Figura 3. Esquema de los pasos y las tecnologías necesarias para transformar agua (H₂O) y dióxido de carbono/nitrógeno (CO₂/N₂) en combustibles sintéticos. Elaboración propia basada en [63, 68, 95-98].

Metanol

La composición química del metanol fue descubierta en 1834 y se produce sintéticamente desde 1923. El proceso tradicional emplea gas de síntesis como materia prima (CO/H₂), el cual se obtiene de la gasificación de carbón o del reformado de gas natural [77, 99, 100]. Sin embargo, la hidrogenación directa de CO₂-MeOH se estudia desde 1990 con el objetivo de producir metanol de bajas emisiones [101, 102].

El reactor Lurgi, un reactor catalítico de lecho empacado multitubular, es comúnmente utilizado para la hidrogenación de CO₂. Cuenta con múltiples tubos llenos de catalizador para mejorar la reacción y conversión. Un refrigerante fluye entre los tubos, convirtiendo el 80% del calor de reacción en vapor a media presión, facilitando su operación. Varias empresas están desarrollando tecnologías para producir metanol a partir de la mezcla renovable H₂/CO₂. Ineratec y Total Energies tienen proyectos a escala de demostración. Haldor Topsøe, Johnson Matthey y Thyssenkrupp pueden modificar reactores convencionales para adaptarlos a esta mezcla [103].

Metano

La metanación de CO y CO₂, descubierta en 1902 por Paul Sabatier y Jean-Baptiste Senderens, se usó inicialmente para eliminar el CO en la producción de amoníaco [107]. Luego, en la década de 1970, como respuesta a la crisis energética, la metanación de CO ganó importancia para producir SNG. Mientras que la metanación de CO₂ recibió atención hasta los años 1980 para el aprovechamiento de gases industriales, y fue hasta finales de la década de 2010 que las ideas

de almacenamiento de energía renovable y aprovechamiento de CO₂ han impulsado el interés de la metanación directa del CO₂ [68, 105].

Ambas rutas comparten tecnología y no han tenido una diferenciación marcada en su desarrollo, por lo que el funcionamiento del reactor depende de la materia prima utilizada (sea CO/H₂ o CO₂/H₂) y del perfil de temperatura. Los modos de operación más comunes son adiabático (reactores de lecho fijo sin refrigeración), isotérmico (reactores de lecho fluidizado y trifásicos) y politrópico (reactores estructurados y de lecho fijo refrigerados). La tecnología más madura es la operación adiabática en un reactor empacado, pero el modo de operación depende del proveedor. Las tres compañías principales que ofrecen tecnologías para la metanación de CO₂ son Outotec, Etogas y MAN [68, 106].

Amoníaco

La síntesis de Haber-Bosch revolucionó la producción de fertilizantes al fijar el N₂ gaseoso de manera económicamente viable. Fritz Haber descubrió en 1909 cómo hacer reaccionar N₂ y H₂ con un catalizador para producir amoníaco. Luego, Carl Bosch industrializó el proceso y desarrolló catalizadores comerciales en la Fábrica Badense de Soda y Anilina (BASF), una empresa alemana de productos químicos [107, 108].

La innovación en la producción de amoníaco verde radica en el uso de energía renovable para obtener H₂ y capturar N₂ [109, 110]. Una ventaja que presenta esta ruta es que se utiliza la misma tecnología de reacción para realizar la síntesis de Haber-Bosch, en la cual los reactores modernos de amoníaco utilizan una cama catalítica adia-

bática con enfriamiento intermedio que puede operar bajo cinco configuraciones: flujo axial, radial, axial-radial, multiaxial y transversal. Algunas empresas destacadas en soluciones para producir amoníaco son Haldor Topsøe, ThyssenKrupp/Uhde, Casale y Kellogg y Braun and Root.

Es importante mencionar que el amoníaco, en el contexto en el que se desarrolla este proyecto en el que se pretende aprovechar el CO₂ disponible en la estación geotérmica de Miravalles, tiene la desventaja de que no requiere el CO₂ directamente. Sin embargo, se consideró dentro de la comparación debido al gran atractivo e interés en el contexto costarricense. Este interés se ha visto reflejado en el anuncio, realizado en diciembre del 2022, en el que ATOME – empresa registrada en el Reino Unido– anunció una alianza con la empresa costarricense Cavendish –empresa fundada en 2022 por el grupo Purdy Motor– en el que hicieron pública la alianza entre ambas empresas a través de la formación de The National Ammonia Corporation (NAC), con la que pretenden transformar la energía renovable –abundante en el país– en fertilizantes verdes [111–113].

Justificación de la elección de la tecnología de electrólisis y de los sistemas de captura y purificación de CO₂/N₂

La producción de combustibles renovables puede presentar variantes respecto a las tecnologías que acompañan al proceso de síntesis (reactor y etapa de purificación del producto). Por esta razón, en esta sección se presenta la justificación que se consideró para elegir la tecnología de electrólisis y los métodos de purificación de CO₂ o N₂, considerando las condiciones presentes en la estación geotérmica de Miravalles. Un resumen de la información se muestra en la figura 2.

Tecnología de electrólisis

La elección de la tecnología de electrólisis adecuada para un proyecto que utilice energía renovable estable, como la geotermia, es crucial para optimizar la producción de H₂V. En este contexto, la AEL presenta ventajas significativas frente a otras alternativas, como la electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) y la SOEC. La AEL se caracteriza por su madurez tecnológica (TRL 9), su menor costo de inversión y el uso de catalizadores de materiales no nobles como el níquel y el hierro, lo que la hace más viable económicamente. Además, su alta durabilidad y tolerancia a impurezas garantizan una vida útil prolongada y una menor necesidad de mantenimiento [114, 115].

La tecnología SOEC, aunque promete una mayor eficiencia y la posibilidad de aprovechar el calor residual (que podría ser el calor geotérmico) para mejorar el rendimiento, aún se encuentra en una etapa de desarrollo menos madura (TRL 5-7) y presenta costos de capital más elevados. En un entorno donde la fuente de energía es estable, como en una planta geotérmica, la ventaja de la rápida capacidad de respuesta de la PEM pierde relevancia, mientras que la SOEC podría considerarse en el futuro cuando sus costos se equiparen y su madurez tecnológica aumente. Por lo tanto, en proyectos de corto y mediano plazo con energía renovable estable, la AEL se posiciona como la opción más conveniente debido a su madurez, bajo costo y durabilidad, maximizando la rentabilidad y viabilidad del proyecto [89, 116].

Tecnología de captura y purificación de CO₂

La tecnología más conveniente para capturar CO₂ depende principalmente del tipo de fuente (fuente puntual o a partir del aire) y de su composición. Si se quiere capturar de la atmósfera, la tecnología DAC combina ventiladores de alta capacidad para procesar grandes cantidades de aire, con sistemas de absorción o adsorción. Cuando se trata de una fuente puntual (caso en cuestión), las tecnologías más comunes son la absorción química o física, la adsorción, la utilización de membranas y la separación criogénica [71, 117, 118].

En este caso, dado que se cuenta con CO₂ de alta pureza, en el cual el contenido de H₂S es el principal problema debido a que, al ser un compuesto corrosivo, puede dañar el catalizador del reactor de metanol. El sistema elegido para la purificación del gas es un método híbrido que combina la absorción selectiva de H₂S con metil-dietanolamina (MDEA) y la posterior separación criogénica de CO₂ de otros gases (H₂, N₂ y CH₄). Estas tecnologías se perfilan como la opción más viable para obtener CO₂ de alta pureza a partir de gases no condensables de plantas geotérmicas [49, 119].

Tecnología de separación de N₂ del aire

El nitrógeno industrial se puede producir a través de la destilación fraccionada de aire licuado (destilación criogénica), método más utilizado a nivel mundial, o por medio de la separación de aire en estado gaseoso, por adsorción o utilizando membranas [98]. La destilación criogénica produce N₂ y O₂ en rangos de 200 a 40.000 Nm³/h y 1000 a 150.000 Nm³/h, respectivamente.

El proceso consta de cuatro etapas: compresión y purificación del aire, intercambio calórico, destilación criogénica y compresión del producto obtenido. En esta técnica se utilizan métodos de adsorción por oscilación térmica (TSA) y oscilación de presión (PSA) para eliminar compuestos que pueden congelarse, tales como H₂O y CO₂. En la destilación criogénica el aire se licúa a –172 °C y la columna de destilación opera con una sección de alta presión (5-6 bar) y otra de baja presión (1,3 vbar) [98, 120].

Matriz multicriterio de comparación

La matriz multicriterio de comparación fue realizada con la finalidad de evaluar las tres alternativas que resultaron después del descarte preliminar del resto de rutas sintéticas identificadas originalmente. En total se analizaron 13 criterios considerados por parte de los autores como relevantes para la implementación, la evaluación y comparación de las tecnologías consideradas en este artículo. Dichos criterios se muestran en la tabla 1 con su respectiva ponderación e impacto. La información se apoya en las tablas 2 a 7.

Tabla 1. Criterios considerados en la matriz multicriterio de comparación.

Criterio (C)	Ponderación	Impacto
C1: Costo nivelado de producción (USD/MWh)	0,20	No beneficioso
C2: Consumo específico de energía (GJ/MWh)	0,14	No beneficioso
C3: Eficiencia total (%)	0,13	Beneficioso
C4: Emisiones (gCO ₂ eq/MWh)	0,08	No beneficioso
C5: Costo de transporte (USD/MWh)	0,08	No beneficioso
C6: Costo de almacenamiento (USD/MWh)	0,08	No beneficioso
C7: Condiciones habilitantes en el país (adim)	0,07	Beneficioso
C8: Nivel de madurez tecnológica (adim)	0,05	Beneficioso
C9: Infraestructura necesaria (adim)	0,05	No beneficioso
C10: Uso neto del agua (kg _{agua} /kg _{combustible})	0,04	No beneficioso
C11: Proyectos internacionales (adim)	0,03	Beneficioso
C12: Toxicidad (TPI/mg)	0,02	No beneficioso
C13: Poder calorífico inferior (MJ/kg)	0,02	Beneficioso

adim: adimensional.

TPI: índice de toxicidad.

Tabla 2. Complejidad del sistema de producción del combustible sintético [97, 98, 121–123].

Combustible	Operaciones
Metanol	Presión de reacción: 50-350 bar Temperatura de reacción: 240-380 °C 0. Captura de CO ₂ 1. Ajuste de la relación CO ₂ /H ₂ 2. Reactor: Se forma CH ₃ OH, H ₂ O 3. Condensador: se separan los fluidos no condensables (H ₂ y CO ₂) 4. Columna de rectificación 1: separación de fase líquida de los restos de la fase gaseosa y se recirculan 5. Columna de rectificación 2: se separa la mezcla CH ₃ OH–H ₂ O
Metano	Presión de reacción: 20-60 bar Temperatura de reacción: 200-600 °C 0. Captura de CO ₂ 1. Ajuste de la relación CO ₂ /H ₂ 2. Reactor: se forma CH ₄ , H ₂ O 3. Condensador: separa H ₂ O 4. Columna de fraccionamiento: enfriamiento a temperaturas criogénicas y se separa el H ₂ , CO ₂ y CO del CH ₄ y se recirculan al reactor
Amoníaco	Presión de reacción: 100-300 bar Temperatura de reacción: 350-500 °C 0. Separación de N ₂ del aire 1. Ajuste de la relación N ₂ /H ₂ 2. Reactor: se forma NH ₃ 3. Condensador: se condensa NH ₃ y se separa el N ₂ y el H ₂ sin reaccionar y se recirculan al reactor

Tabla 3. Características intrínsecas de las moléculas [124, 125].

Criterio	Metanol	Metano	Amoníaco
C13: Poder calorífico inferior (MJ/kg)	19,92	50,05	18,80

Tabla 4. Características del proceso de síntesis industrial [27, 97, 98, 126–130].

Criterio	Metanol	Metano	Amoníaco
C2: Consumo específico de energía (GJ/MWh)	4,59	7,22	6,89
C3: Eficiencia total (%)	60,5	63,7	55,0
C8: Madurez tecnológica (adim)	8	8	9
C11: Proyectos internacionales (adim)	35	8	30

Tabla 5. Características financieras del proceso de síntesis industrial [27, 97, 126–130].

Criterio	Metanol	Metano	Amoníaco
C1: Costo de producción (USD/MWh)	150-290	100-200	140-270
C5: Costo de transporte (USD/MWh)	2,5	6,1	4,0
C6: Costo de almacenamiento (USD/MWh)	2,00	52,5	16,3

Tabla 6. Condiciones habilitantes en el país.

Combustible	Operaciones
Metanol	Interés estatal: bajo Mercado nacional: no establecido Decretos y normativa: existente Comercialización: habilitada Encadenamiento económico: alto Interés privado: no existente
Metano	Interés estatal: alto Mercado nacional: no establecido Decretos y normativa: existente (derogado) Comercialización: no habilitada Encadenamiento económico: alto Interés privado: no existente
Amoníaco	Interés estatal: bajo Mercado nacional: establecido Decretos y normativa: existente Comercialización: habilitada Encadenamiento económico: alto Interés privado: existente

Tabla 7. Características del proceso de síntesis industrial [63, 131–133].

Criterio	Metanol	Metano	Amoníaco
C4: Emisiones (gCO ₂ eq/MWh)	46,8	16,8	6,70
C10: Uso neto del agua (kg _{agua} /kg _{combustible})	1,72	4,09	1,76
C12: Toxicidad (TPI/mg)	18,47	6,11	17,36

TPI: índice de toxicidad

La selección de los criterios se llevó a cabo siguiendo las recomendaciones de Yang *et al.* [134], que sugieren analizar aspectos técnicos, económicos y ambientales. Un criterio se considera beneficioso cuando un valor más alto representa una ventaja comparativa, lo que le otorga un valor alto dentro de la comparación. Por ejemplo, una mayor madurez tecnológica en una ruta de síntesis es beneficiosa, lo que implica una puntuación más alta en ese aspecto. En cambio, un criterio se considera no beneficioso cuando un valor más bajo es preferible en la comparación. Por ejemplo, dado que es indeseable la emisión de CO₂ durante la producción de combustibles sintéticos, la ruta de síntesis que genere la menor cantidad de emisiones recibirá la puntuación más alta en ese criterio. A continuación, se muestran los aspectos que se tomaron en cuenta para identificar la información correspondiente a cada criterio de comparación.

- **Criterios técnicos:** están enfocados principalmente en términos de energía, a excepción del poder calorífico inferior que es una propiedad intrínseca de cada molécula.
- **Criterios económicos:** los criterios económicos están en términos del costo por unidad de energía que almacenan. Se utilizó el poder calorífico inferior para la conversión de masa (kg) a energía (MWh).
- **Criterios medioambientales:** son indicadores del impacto medioambiental.

En la comparación de las tres rutas consideradas para la producción de combustibles sintéticos, uno de los primeros hallazgos fue que el metano presenta una alta densidad energética, pero una baja densidad volumétrica, de forma similar al hidrógeno. Esto es comprensible, ya que el metano es una molécula compuesta por un solo átomo de carbono rodeado por átomos de hidrógeno. Esta característica implica que la comparación en términos de masa o volumen resulta desfavorable para el metano. Basta con observar que su poder calorífico inferior, de 50,05 MJ/kg, supera con creces al del

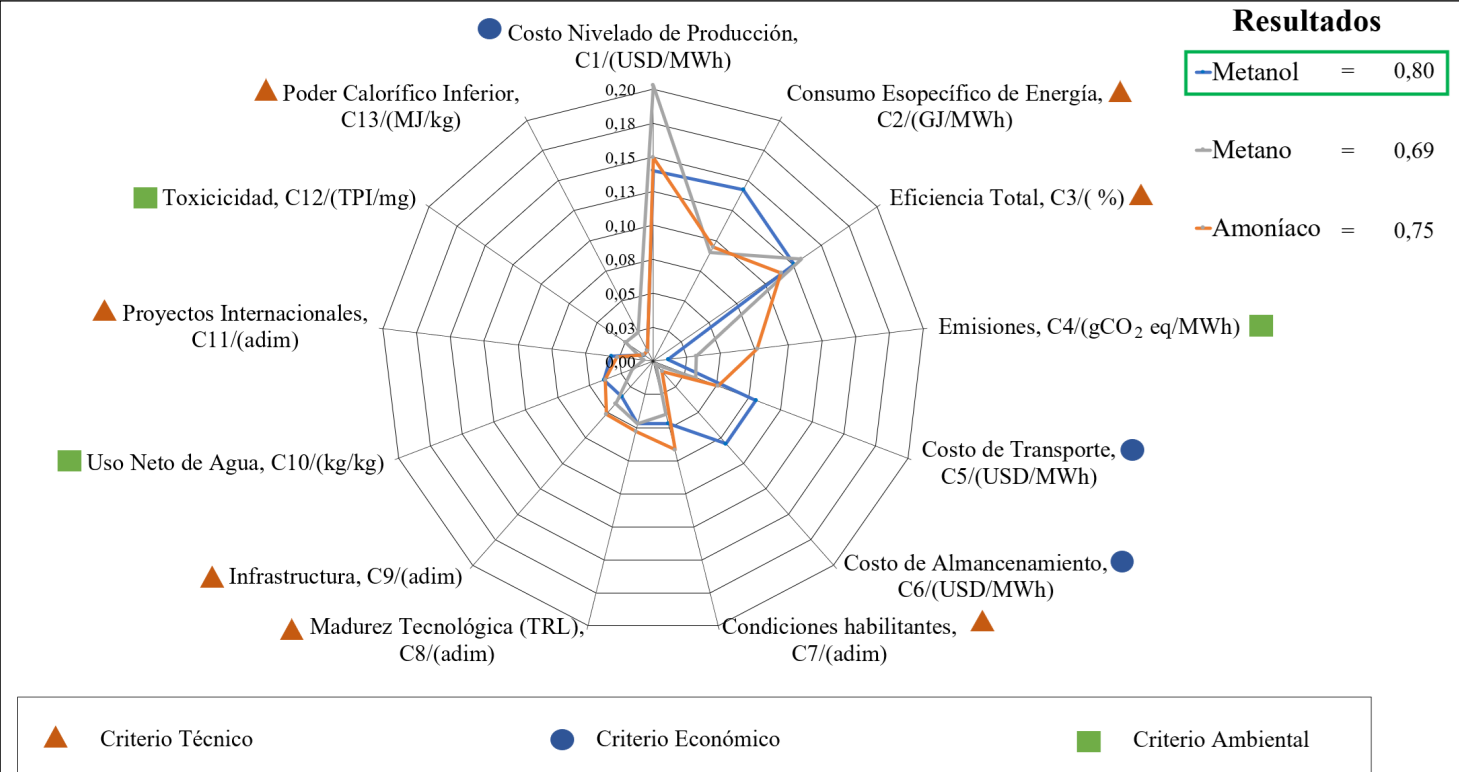


Figura 4. Resultados de la comparación multicriterio entre el metanol, el metano y el amoníaco.

metanol y al del amoníaco, cuyos valores son 19,92 y 18,80 MJ/kg, respectivamente, y que se muestran en la **tabla 3** [127, 128].

Por esta razón, se determinó que la comparación es más significativa al evaluar los parámetros en términos de la cantidad de energía que pueden almacenar, en lugar de hacerlo en términos de masa o volumen. Justificadas las unidades de comparación, en la **figura 4** se presentan los principales hallazgos respecto a cada una de las rutas.

Una vez realizada la matriz, la ruta de síntesis que se destacó ligeramente sobre las demás fue la producción de metanol, con una puntuación de 0,80, como se observa en la **figura 4**. Es importante señalar que, aunque el metanol presenta una ligera ventaja frente al amoníaco (0,75) y el metano (0,69), los resultados indican que las tres rutas analizadas son atractivas, cada una con ciertas ventajas respecto a los diferentes criterios evaluados. Por ello, a continuación se discuten las ventajas y desventajas de cada ruta en las tres categorías consideradas.

Metanol

Como se mencionó anteriormente, el metanol es la ruta de síntesis más conveniente para aplicar en la estación geotérmica de Miravallés. Las principales ventajas de esta ruta se exponen a continuación:

- Se destaca en los costos de almacenamiento y transporte, lo cual representa una ventaja frente a las otras dos rutas. Su bajo costo se debe, principalmente, a que el metanol es un líquido a temperatura y presión ambiente, lo que facilita su manejo en comparación con el amoníaco y el metano, que son gases en las mismas condiciones.
- Posee el consumo de energía más bajo, con 4,59 GJ/MWh, lo que significa que esta ruta requiere la menor inversión de energía por cada MWh producido. Esta característica se complementa con una eficiencia media-alta del 60,5%, en comparación con el 63,7% del metano y el 55,0 % del amoníaco.
- Es la ruta con la mayor cantidad de proyectos en diferentes fases de avance reportados por la International Energy Agency (IEA) [18] a nivel mundial, lo que le otorga una alta relevancia. También cuenta con proyectos completamente operativos

como George Olah en Islandia, MefCO₂ en Alemania, FReSMe en Suecia, además de proyectos recientes en China y Noruega que superan las 100.000 t/año [35].

Los puntos débiles de esta ruta de síntesis son los siguientes:

- El proceso es extenso y complejo debido a la gran cantidad de operaciones unitarias involucradas, lo que a su vez implica una alta inversión de capital. Esto se refleja en un costo de producción elevado, que varía entre 150 y 290 USD/MWh, aunque la diferencia con el costo de producir amoníaco (140-270 USD/MWh) es relativamente pequeña.
- Es un compuesto soluble en agua y que, además, posee una alta toxicidad, esto implica una desventaja para el manejo de la sustancia.
- El proceso posee una madurez tecnológica de 8, ya que el reactor de hidrogenación directa de CO₂-MeOH no ha sido desplegado masivamente en el mundo, a diferencia del reactor de amoníaco, que utiliza el reactor clásico de Haber-Bosch (HB).
- Por último, es la ruta que más emisiones brutas de CO₂eq genera por MWh producido. Aunque si consideramos el balance neto de emisiones, la producción de metanol utiliza mucho más CO₂ del que se genera en su producción, por lo que su balance de emisiones es negativo, en términos netos, y positivo en términos ambientales.

Metano

De las tres rutas sintéticas estudiadas, la del metano sintético es la que ha recibido menor atención a nivel internacional. No obstante, uno de los principales logros de esta comparación fue identificar las características distintivas del metano, que podrían posicionarlo como una prometedora alternativa PtX en el futuro cercano. A continuación se presentan los principales hallazgos:

- Su ventaja más destacable es que presenta un costo de producción bastante bajo, el cual oscila entre 100-200 USD/MWh, siendo el menor entre las tres tecnologías, además posee la mayor eficiencia energética (63,7%). Esto se debe principalmente a su característica intrínseca de almacenar mucha energía en poca masa, lo que ocasiona que destaque en los criterios energéticos.

- Su toxicidad es baja y, durante su producción, se libera menos CO₂ en comparación con la producción de metanol y requiere menos agua. Esto ocasiona que se destaque en términos ambientales.

Como principales desventajas se encuentran las siguientes:

- Como ya se mencionó, presenta la menor cantidad de proyectos internacionales reportados por la IEA [18]. Esto se traduce en un menor interés internacional para el desarrollo de proyectos de metano verde.
- Pese a que su eficiencia energética es la más alta, su consumo específico de energía (GJ/MWh) también es el más alto (7,22 GJ/MWh), lo que, en consecuencia, lo convierte en el proceso más intensivo en términos energéticos.
- Al ser un gas de baja densidad, los costes de transporte y almacenamiento son altos. Y a pesar de que el metano verde podría utilizar la infraestructura internacional destinada al transporte y almacenamiento de gas natural. En Costa Rica, al no ser un país importador de este combustible, se carece de una.

Amoníaco

El amoníaco, al igual que el metanol, es una opción muy atractiva en el contexto costarricense, ya que es fundamental para la producción de fertilizantes. Estas son algunas de las ventajas de este compuesto:

- Su producción no tiene emisiones directas asociadas de CO₂. Lo que lo ha convertido, a nivel internacional, en una opción muy atractiva para el almacenamiento y transporte de H₂. Esto se refuerza con el hecho de que, como se está empezando a implementar un impuesto a las emisiones de CO₂, un vector energético que no tenga emisiones asociadas a este gas va a representar una ligera ventaja en los próximos años.
- El costo nivelado de producción reportado es ligeramente más bajo (140-270 USD/MWh) respecto al del metanol (150-290 USD/MWh).
- Aunque en cualquiera de las tres rutas se necesitan adaptaciones y cambios en la infraestructura original para ajustarla a la producción del combustible verde, la ventaja que presenta el amoníaco es que la tecnología de reacción es exactamente la misma en ambos procesos (verde y gris). Esto se traduce en que la madurez tecnológica de la producción de amoníaco sea ligeramente mayor respecto a la producción de metanol y metano a partir de CO₂.
- Otra ventaja, que en este caso es exclusivamente para el contexto costarricense, radica en que hay un interés privado de inversión en esta tecnología [111, 112], lo que podría acelerar el desarrollo y la adopción de este derivado del H₂V. Esta alternativa es sumamente prometedora para que se reactive la producción de fertilizantes en Costa Rica y, de esta forma, reducir la dependencia al mercado internacional y evitar la afectación por la volatilidad del precio de los fertilizantes, el cual impactó al país recientemente en los años 2020 a 2022 [135].
- Adicionalmente, la IEA reporta 30 proyectos de amoníaco verde alrededor del mundo, lo que lo convierte, junto al metanol, en una alternativa de alto interés internacional [18].

Dentro de las principales desventajas que presenta el amoníaco se encuentran las siguientes:

- Es un gas a temperatura y presión ambiente, lo que implica un costo de almacenamiento y transporte superior al del metanol, pero inferior al del metano.
- Presenta la menor eficiencia energética con 55,0%. Además, posee un consumo de energía alto con 6,89 GJ/MWh.

- Por último, presenta el menor poder calorífico, es decir, puede almacenar menos energía en su molécula. Al hacer un balance general, es la ruta de síntesis que presenta las mayores desventajas termodinámicas entre las tres rutas estudiadas, aunque las diferencias no son abismales.

Conclusiones

Debido a que el uso de energía geotérmica y el aprovechamiento del CO₂ volcánico tienen un gran potencial para ofrecer soluciones energéticas que sustituyan a los combustibles fósiles, en este artículo se compararon y discutieron tres rutas para producir combustibles sintéticos en la estación geotérmica de Miravalles, en Costa Rica.

Por medio de una matriz multicriterio de decisión se comparó la producción de metanol, metano y amoníaco. En total se consideraron 13 criterios distribuidos en aspectos técnicos, económicos y ambientales. Se llegó a la conclusión de que la mejor alternativa es la producción de metanol sintético.

La producción de metanol permite aprovechar el CO₂ emitido en el sitio, tiene el consumo más bajo en energía, una media-alta eficiencia y también muchas ventajas en términos de almacenamiento y transporte. No obstante, es importante destacar que el amoníaco y el metano no presentaron grandes diferencias con respecto al metanol. En particular, el amoníaco se encuentra prácticamente empatado con el metanol. Sus principales desventajas son su almacenamiento, transporte y el rango de sus aplicaciones como combustible.

Es importante también destacar al metano como una opción interesante desde el punto de vista de su costo nivelado de producción bajo y su alta eficiencia. No obstante, sus costos de almacenamiento y transporte son elevados, además tendría mayor competencia con el gas natural.

Los resultados de esta comparación multicriterio son en general extrapolables dentro del contexto Centroamericano o Latinoamericano en donde existan condiciones similares al proyecto geotérmico Miravalles en Costa Rica, por lo que este estudio comparativo puede servir de guía técnica en la toma de decisiones de política pública.

Referencias

- [1] I. International Energy Agency, "World Energy Outlook 2023", 2023. [En línea]. Disponible en: www.iea.org/terms.
- [2] IEA, "CO₂ Emissions in 2022," 2022. [En línea]. Disponible en: www.iea.org.
- [3] C. Saget, A. Vogt-Schilb y T. Luu, *El empleo en un futuro de cero emisiones netas en América Latina y el Caribe*, Washington D.C. y Ginebra, 2020. DOI: <https://doi.org/10.18235/0002509>.
- [4] European Commission, Directorate-General for International Cooperation and Development, *Progress on climate action in Latin America: nationally determined contributions as of 2019*, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://data.europa.eu/doi/10.2841/318319>.
- [5] R. K. Pachauri et al., *Cambio climático 2014 Informe de síntesis Informe del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático*, 2024. [En línea]. Disponible en: <http://www.ipcc.ch>.
- [6] Intergovernmental Panel on Climate Change, "Climate change 2022 Mitigation of climate change", 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>. [Último acceso: 18/07/2024].
- [7] A. G. Olabi y M. A. Abdelkareem, "Renewable energy and climate change", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 158, p. 112111, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.rser.2022.112111>.
- [8] S. R. Sinsel, R. L. Riemke y V. H. Hoffmann, "Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review", *Renew Energy*, vol. 145, pp. 2271–2285, 2020. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.147>.
- [9] K. R. Abbasi, M. Shahbaz, J. Zhang, M. Irfan y R. Alvarado,

- "Analyze the environmental sustainability factors of China: The role of fossil fuel energy and renewable energy", *Renew Energy*, vol. 187, pp. 390–402, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/J.RENENE.2022.01.066>.
- [10] R. Vakulchuk, I. Overland y D. Scholten, "Renewable energy and geopolitics: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 122, p. 109547, 2020. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/J.RSER.2019.109547>.
- [11] M. J. B. Kabeyi y O. A. Olanrewaju, "Sustainable Energy Transition for Renewable and Low Carbon Grid Electricity Generation and Supply", *Front Energy Res*, vol. 9, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.3389/fenrg.2021.743114>.
- [12] T. Z. Ang, M. Salem, M. Kamarol, H. S. Das, M. A. Nazari y N. Prabakaran, "A comprehensive study of renewable energy sources: Classifications, challenges and suggestions", *Energy Strategy Reviews*, vol. 43, p. 100939, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/J.ESR.2022.100939>.
- [13] S. Impram, S. Varbak Nese y B. Oral, "Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey", *Energy Strategy Reviews*, vol. 31, p. 100539, 2020. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/J.ESR.2020.100539>.
- [14] A. Q. Al-Shetwi, "Sustainable development of renewable energy integrated power sector: Trends, environmental impacts, and recent challenges", *Science of The Total Environment*, vol. 822, p. 153645, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/J.SCIOTENV.2022.153645>.
- [15] F. Kourougianni et al., "A comprehensive review of green hydrogen energy systems", *Renew Energy*, vol. 231, p. 120911, 2024. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/J.RENENE.2024.120911>.
- [16] M. Younas, S. Shafique, A. Hafeez, F. Javed y F. Rehman, "An Overview of Hydrogen Production: Current Status, Potential, and Challenges", *Fuel*, vol. 316, p. 123317, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/J.FUEL.2022.123317>.
- [17] Q. Hassan et al., "Renewable energy-to-green hydrogen: A review of main resources routes, processes and evaluation", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 46, pp. 17383–17408, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2023.01.175>.
- [18] I. International Energy Agency, "Global Hydrogen Review 2023", 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>.
- [19] I. International Energy Agency, "The Future of Hydrogen", 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. [Último acceso: 13/08/2024].
- [20] M. Ji y J. Wang, "Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, nro. 78, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.142>.
- [21] S. Shiva Kumar y H. Lim, "An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production", *Energy Reports*, vol. 8, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.127>.
- [22] I. Ridjan, B. V. Mathiesen y D. Connolly, "Terminology used for renewable liquid and gaseous fuels based on the conversion of electricity: A review", *Journal of Cleaner Production*, vol. 112, 2016. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.05.117>.
- [23] M. J. Palys y P. Daoutidis, "Power-to-X: A review and perspective", *Comput. Chem. Eng.*, vol. 165, p. 107948, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/J.COMPCHENG.2022.107948>.
- [24] E. Rozzi, F. D. Minuto, A. Lanzini y P. Leone, "Green Synthetic Fuels: Renewable Routes for the Conversion of Non-Fossil Feedstocks into Gaseous Fuels and Their End Uses", *Energies (Basel)*, vol. 13, nro. 2, p. 420, 2020. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/en13020420>.
- [25] M. Kobina y K. Gil, "Green Hydrogen: A key investment for the energy transition", 2024. [En línea]. Disponible en: https://blogs.worldbank.org/en/ppps/green-hydrogen-key-investment-energy-transition?cid=SHR_BlogSiteShare_EN_EXT. [Último acceso: 09/07/2024].
- [26] International PtX Hub, "A Geothermal Approach to Power-to-X in El Salvador, Chile, and Kenya", 2024. [En línea]. Disponible en: <https://ptx-hub.org/a-geothermal-approach-to-ptx/>. [Último acceso: 15/08/2024].
- [27] J. Incer-Valverde, L. J. Patiño-Arévalo, G. Tsatsaronis y T. Morosuk, "Hydrogen-driven Power-to-X: State of the art and multicriteria evaluation of a study case", *Energy Conversion and Management*, vol. 8, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115814>.
- [28] Royal Society (Great Britain), "Sustainable synthetic carbon based fuels for transport.", 2019. [En línea]. Disponible en: <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/synthetic-fuels/synthetic-fuels-briefing.pdf>. [Último acceso: 09/07/2024].
- [29] PtX Hub, "PtX.Sustainability Dimensions and Concerns POWER TO X", 2024. [En línea]. Disponible en: <https://ptx-hub.org/ptx-sustainability/>. [Último acceso: 09/07/2024].
- [30] International Renewable Energy Agency and Methanol Institute, "Innovation outlook: Renewable methanol", 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>. [Último acceso: 18/07/2024].
- [31] IRENA-AEA, "Innovation Outlook: Renewable Ammonia", 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/May/Innovation-Outlook-Renewable-Ammonia>.
- [32] M. Sterner y M. Specht, "Power-to-gas and power-to-x—the history and results of developing a new storage concept", *Energies (Basel)*, vol. 14, nro. 20, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/en14206594>.
- [33] S. Brynolf, M. Taljegard, M. Grahn y J. Hansson, "Electrofuels for the transport sector: A review of production costs", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288>.
- [34] H. Ababneh y B. H. Hameed, "Electrofuels as emerging new green alternative fuel: A review of recent literature", *Energy Conversion and Management*, vol. 254, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115213>.
- [35] H. Singh, C. Li, P. Cheng, X. Wang y Q. Liu, "A critical review of technologies, costs, and projects for production of carbon-neutral liquid e-fuels from hydrogen and captured CO₂", *Royal Society of Chemistry*, nro. 9, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1039/d2ya00173j>.
- [36] F. M. Orr, "Carbon Capture, Utilization, and Storage: An Update", *SPE Journal*, vol. 23, nro. 6, pp. 2444–2455, 2018. DOI: <https://www.doi.org/10.2118/194190-PA>.
- [37] M. D. Garba et al., "CO₂ towards fuels: A review of catalytic conversion of carbon dioxide to hydrocarbons", *J. Environ. Chem. Eng.*, vol. 9, nro. 2, p. 104756, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/J.JECE.2020.104756>.
- [38] A. S. Travis, *Nitrogen Capture*, 1ª ed., Cham, Springer International Publishing, 2018. DOI: <https://www.doi.org/10.1007/978-3-319-68963-0>.
- [39] T. Cholewa, M. Semmel, F. Mantel, R. Güttel y O. Salem, "Process Intensification Strategies for Power-to-X Technologies", *ChemEngineering*, vol. 6, nro. 1, p. 13, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/chemengineering6010013>.
- [40] K. de Kleijne, S. V. Hanssen, L. van Dinteren, M. A. J. Huijbregts, R. van Zelm y H. de Coninck, "Limits to Paris compatibility of CO₂ capture and utilization", *One Earth*, vol. 5, nro. 2, pp. 168–185, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.oneear.2022.01.006>.
- [41] J. Delbeke y P. Vis, *Towards a Climate-Neutral Europe*, Londres, Routledge, 2019. DOI: <https://www.doi.org/10.4324/9789276082569>.
- [42] R. Rosa, "The Role of Synthetic Fuels for a Carbon Neutral Economy", *Journal of Carbon Research*, vol. 3, nro. 2, p. 11, 2017. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/c3020011>.
- [43] Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), "Estrategia Nacional

- H2 Verde de Costa Rica”, San José, 2022. Disponible en: <https://www.minae.go.cr/energia/Estrategia-Nacional-de-H2-Verde-de-Costa-Rica.pdf>.
- [44] Hinico SA y GIZ, “Study on the possibilities to produce, use and export green hydrogen in Costa Rica”, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.readkong.com/page/study-on-the-possibilities-to-produce-use-and-export-4562605>.
- [45] P. Moya y R. Dipippo, “Miravalles Unit3, Single-Flash Plant, Guanacaste, Costa Rica: Technical and Environmental Performance Assessment”, en *Proceedings World Geothermal Congress, Bali, International Geothermal Association*, 2010, pp. 25–29. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/229052271_Miravalles_Unit_3_Single-Flash_Plant_Guanacaste_Costa_Rica_Technical_and_Environmental_Performance_Assessment.
- [46] Instituto Costarricense de Electricidad, *Inventario de Gases de Efecto Invernadero del Sistema Eléctrico Nacional*, 2021. Gerencia de Electricidad, Proceso Planificación y Sostenibilidad, San José, 2022.
- [47] MIDEPLAN, “Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública 2023-2026 Rogelio Fernández Güell”, San José, 2022. [En línea]. Disponible en: www.mideplan.go.cr
- [48] R. S. El-Emam y H. Özcan, “Comprehensive review on the techno-economics of sustainable large-scale clean hydrogen production”, *Journal of Cleaner Production*, vol. 220, pp. 593–609, 2019. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.309>.
- [49] A. Martínez et al., “Feasibility Analysis for a CO₂ Purification Technology to be Installed in Geothermal Power Plants”, *Proceedings World Geothermal Congress 2020*, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/337367282>
- [50] I. Budach et al., “A geothermal approach to power-to-X in El Salvador, Chile, and Kenya”, Berlín, 2023. [En línea]. Disponible en: https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2023/05/International-PtX-Hub_202305_A-geothermal-approach-to-PtX.pdf. [Último acceso: 11/07/2024].
- [51] A. Baccioli et al., “Cost effective power-to-X plant using carbon dioxide from a geothermal plant to increase renewable energy penetration”, *Energy Convers Manag*, vol. 226, 2020. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113494>.
- [52] M. Brunelli, *Introduction to the Analytic Hierarchy Process*, 1ª ed., Springer Cham, 2015.
- [53] J. Incer-Valverde, “Large-scale hydrogen supply chain: A comprehensive evaluation”, *Technischen Universität Berlin*, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://depositonce.tu-berlin.de/items/a17a446d-2b0c-446c-95ed-a7bc9d2b44b3>. [Último acceso: 11/08/2025].
- [54] G. Oghenewiroro Odu, “Multi-criteria decision making/selection using weighted sum method and team-compromise instrument”, *Industrial Engineering Letters*, vol. 8, nro. 4, pp. 64–78, 2018. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/234685731.pdf>
- [55] A. Risco-Bravo, C. Varela, J. Bartels y E. Zondervan, “From green hydrogen to electricity: A review on recent advances, challenges, and opportunities on power-to-hydrogen-to-power systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 189, p. 113930, 2024. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.RSER.2023.113930>.
- [56] S. Sebbahi et al., “A comprehensive review of recent advances in alkaline water electrolysis for hydrogen production”, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 82, pp. 583–599, 2024. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.IJHYDENE.2024.07.428>.
- [57] Y. Wang, Y. Pang, H. Xu, A. Martínez y K. S. Chen, “PEM Fuel cell and electrolysis cell technologies and hydrogen infrastructure development – a review”, *Energy Environ. Sci.*, vol. 15, nro. 6, pp. 2288–2328, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1039/D2EE00790H>.
- [58] A. Pandiyan, A. Uthayakumar, R. Subrayan, S. W. Cha y S. B. Krishna Moorthy, “Review of solid oxide electrolysis cells: a clean energy strategy for hydrogen generation”, *Nanomaterials and Energy*, vol. 8, nro. 1, pp. 2–22, 2019. DOI: <https://www.doi.org/10.1680/jnaen.18.00009>.
- [59] J. H. Prosser et al., “Cost analysis of hydrogen production by high-temperature solid oxide electrolysis”, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 49, pp. 207–227, 2024. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.IJHYDENE.2023.07.084>.
- [60] P. C. Wankat y K. P. Kostroski†, “Hybrid Air Separation Processes for Production of Oxygen and Nitrogen”, *Sep Sci Technol*, vol. 45, nro. 9, pp. 1171–1185, 2010. DOI: <https://www.doi.org/10.1080/01496391003745728>.
- [61] H. Mikulčić et al., “Flexible Carbon Capture and Utilization technologies in future energy systems and the utilization pathways of captured CO₂”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 114, p. 109338, 2019. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.RSER.2019.109338>.
- [62] F. M. Baena-Moreno, M. Rodríguez-Galán, F. Vega, B. Alonso-Fariñas, L. F. Vilches Arenas y B. Navarrete, “Carbon capture and utilization technologies: a literature review and recent advances”, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 41, nro. 12, pp. 1403–1433, 2019. DOI: <https://www.doi.org/10.1080/15567036.2018.1548518>.
- [63] C. Smith, A. K. Hill y L. Torrente-Murciano, “Current and future role of Haber-Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape”, *Energy Environ Sci*, vol. 13, nro. 2, pp. 331–344, 2020. DOI: <https://www.doi.org/10.1039/c9ee02873k>.
- [64] G. Chehade y I. Dincer, “Progress in green ammonia production as potential carbon-free fuel”, *Fuel*, vol. 299, p. 120845, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.FUEL.2021.120845>.
- [65] R. Estevez, F. J. López-Tenllado, L. Aguado-Deblas, F. M. Bautista, A. A. Romero y D. Luna, “Current Research on Green Ammonia (NH₃) as a Potential Vector Energy for Power Storage and Engine Fuels: A Review”, *Energies*, vol. 16, nro. 14, p. 5451, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/en16145451>.
- [66] O. A. Ojelade, S. F. Zaman y B. J. Ni, “Green ammonia production technologies: A review of practical progress”, *J Environ Manage*, vol. 342, p. 118348, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.JENVMAN.2023.118348>.
- [67] S. C. Galusnyak, L. Petrescu, V. C. Sandu y C. C. Cormos, “Environmental impact assessment of green ammonia coupled with urea and ammonium nitrate production”, *J Environ Manage*, vol. 343, p. 118215, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.JENVMAN.2023.118215>.
- [68] S. Rönsch et al., “Review on methanation - from fundamentals to current projects”, *Fuel*, vol. 166, pp. 276–296, 2016. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.111>.
- [69] A. Perna, L. Moretti, G. Ficco, G. Spazzafumo, L. Canale y M. Dell’Isola, “SNG Generation via Power to Gas Technology: Plant Design and Annual Performance Assessment”, *Applied Sciences*, vol. 10, nro. 23, p. 8443, 2020. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/app10238443>.
- [70] D. Sheldon, “Methanol Production—A Technical History”, *Johnson Matthey Technology Review*, vol. 61, nro. 3, pp. 172–182, 2017. DOI: <https://www.doi.org/10.1595/205651317X695622>.
- [71] J. A. Garcia, M. Villen-Guzman, J. M. Rodriguez-Maroto y J. M. Paz-Garcia, “Technical analysis of CO₂ capture pathways and technologies”, *J Environ Chem Eng*, vol. 10, nro. 5, p. 108470, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.jece.2022.108470>.
- [72] S. Faramawy, T. Zaki y A. A-E. Sakr, “Natural gas origin, composition, and processing: A review”, *J Nat Gas Sci Eng*, vol. 34, pp. 34–54, 2016. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030>.
- [73] J. Guilera, J. Ramon Morante, y T. Andreu, “Economic viability of SNG production from power and CO₂”, *Energy Convers Manag*, vol. 162, pp. 218–224, 2018. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.037>.
- [74] J. Li, C. Wu, D. Cao, S. Hu, L. Weng y K. Liu, “Green Methanol—An Important Pathway to Realize Carbon Neutrality”, *Engineering*, vol. 29, pp. 27–31, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.eng.2023.08.005>.
- [75] T. J. Deka, A. I. Osman, D. C. Baruah y D. W. Rooney, “Methanol

- fuel production, utilization, and techno-economy: a review", *Environ Chem Lett*, vol. 20, nro. 6, pp. 3525–3554, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1007/s10311-022-01485-y>.
- [76] M. R. Gogate, "Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects", *Pet Sci Technol*, vol. 37, nro. 5, pp. 559–565, 2019. DOI: <https://www.doi.org/10.1080/0916466.2018.1555589>.
- [77] F. Dalena, A. Senatore, A. Marino, A. Gordano, M. Basile y A. Basile, "Methanol Production and Applications: An Overview", en *Methanol*, 2018, pp. 3–28. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/B978-0-444-63903-5.00001-7>.
- [78] C. Bergins et al., "A Technology Review and Cost Analysis of the Production of Low Carbon Methanol and Following Methanol to Gasoline Process", en *Zukünftige Kraftstoffe*, Springer Berlin Heidelberg, 2019, pp. 433–463. DOI: https://www.doi.org/10.1007/978-3-662-58006-6_19.
- [79] I. Yarulina, A. D. Chowdhury, F. Meirer, B. M. Weckhuysen y J. Gascon, "Recent trends and fundamental insights in the methanol-to-hydrocarbons process", *Nat Catal*, vol. 1, nro. 6, pp. 398–411, 2018. DOI: <https://www.doi.org/10.1038/s41929-018-0078-5>.
- [80] J. P. Chakraborty, S. Singh y S. K. Maity, "Advances in the conversion of methanol to gasoline", in *Hydrocarbon Biorefinery*, 2022, pp. 177–200. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/B978-0-12-823306-1.00008-X>.
- [81] S. Bube, N. Bullerdiel, S. Voß y M. Kaltschmitt, "Kerosene production from power-based syngas—A technical comparison of the Fischer-Tropsch and methanol pathway", *Fuel*, vol. 366, p. 131269, 2024. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131269>.
- [82] S. Garg, C. A. Giron Rodriguez, T. E. Rufford, J. R. Varcoe y B. Seger, "How membrane characteristics influence the performance of CO₂ and CO electrolysis", *Energy Environ Sci*, vol. 15, nro. 11, pp. 4440–4469, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1039/D2EE01818G>.
- [83] M. González-Castaño, B. Dorneanu y H. Arellano-García, "The reverse water gas shift reaction: a process systems engineering perspective", *React Chem Eng*, vol. 6, nro. 6, pp. 954–976, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.1039/D0RE00478B>.
- [84] N. Salahudeen, A. A. Rasheed, A. Babalola y A. U. Moses, "Review on technologies for conversion of natural gas to methanol", *J Nat Gas Sci Eng*, vol. 108, p. 104845, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104845>.
- [85] F. T. Alsudani et al., "Fischer-Tropsch Synthesis for Conversion of Methane into Liquid Hydrocarbons through Gas-to-Liquids (GTL) Process: A Review", *Methane*, vol. 2, nro. 1, pp. 24–43, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/methane2010002>.
- [86] C. Markowitsch, M. Lehner y M. Maly, "Comparison and techno-economic evaluation of process routes for lower olefin production via Fischer-Tropsch and methanol synthesis", *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 129, p. 103985, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.ijggc.2023.103985>.
- [87] A. Soler et al., "E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050", 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.concawe.eu/publication/e-fuels-a-techno-economic-assessment-of-european-domestic-production-and-imports-towards-2050/>. [Último acceso: 25/09/2024]
- [88] E4tech, "Decarbonisation potential of synthetic kerosene Final Report E4tech (UK) Ltd for Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat", 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.hernieuwbarebrandstoffen.nl/post/decarbonisation-potential-of-synthetic-kerosene>. [Último acceso: 25/09/2024]
- [89] M. Fallah Vostakola, H. Ozcan, R. S. El-Emam y B. Amini Horri, "Recent Advances in High-Temperature Steam Electrolysis with Solid Oxide Electrolysers for Green Hydrogen Production", *Energies*, vol. 16, nro. 8, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/en16083327>.
- [90] Institute of Thermal Engineering, "Project: EU - MegaSyn - Megawatt scale co-electrolysis as syngas generation for e-fuels synthesis", 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.tu-graz.at/en/institutes/iwt/projects/eu-projects/eu-megasyn>. [Último acceso: 12/10/2025]
- [91] P. Li, S. Gong, C. Li y Z. Liu, "Analysis of routes for electrochemical conversion of CO₂ to methanol", *Clean Energy*, vol. 6, nro. 1, pp. 967–975, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1093/ce/zkac007>.
- [92] M. Andresh et al., "A Geothermal Ppproach to Power-to-X in El Salvador, Chile, and Kenya", Berlín, 2023. [En línea]. Disponible en: www.ptx-hub.org
- [93] T. Jänisch, U. Neuling, F. Carels, M. Aigner, M. Kaltschmitt y U. Gaudig, "Outline of a 10,000 t/a PtL plant: Technological Assessment and Upscale-Study", 13th International Colloquium Fuels, Narr Francke Attempto Verlag GmbH + Co. KG, 2021, pp. 51–64. Disponible en: https://elib.dlr.de/188504/1/2021_Jaenisch_Int_Coll_Fuels_final.pdf
- [94] V. Dieterich, A. Buttler, A. Hanel, H. Spliethof y S. Fendt, "Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review", *Energy & Environmental Science*, nro. 10, 2020. DOI: <https://www.doi.org/10.1039/d0ee01187h>.
- [95] I. Karountzos, "Methanol production from renewable sources A techno-economic assessment", tesis, Delft University of Technology, Delft, 2021. Disponible en: <https://resolver.tudelft.nl/uuid:9359a618-6f5d-40ce-b8e0-27a15cb86598>.
- [96] J. A. Garcia, M. Villen-Guzman, J. M. Rodriguez-Maroto y J. M. Paz-Garcia, "Technical analysis of CO₂ capture pathways and technologies", *J Environ Chem Eng*, vol. 10, nro. 5, p. 108470, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.jece.2022.108470>.
- [97] M. Hermesmann, K. Grübel, L. Scherotzki y T. E. Müller, "Promising pathways: The geographic and energetic potential of power-to-x technologies based on regeneratively obtained hydrogen", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 138, p. 110644, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.rser.2020.110644>.
- [98] J. A. Barrera Gajardo, "Technical-economic analysis of the electrosynthesis of ammonia," tesis de máster, Politécnico Di Torino, 2021. Disponible en: <https://webthesis.biblio.polito.it/17290/>.
- [99] K. Afzali, "The role of power-to-methanol technologies in the energy mix", tesis de máster, Delft University of Technology, 2020. Disponible en: <https://repository.tudelft.nl/record/uuid:ca72bf09-673c-476c-b092-e5745641a98e>
- [100] G. Bozzano y F. Manenti, "Efficient methanol synthesis: Perspectives, technologies and optimization strategies", *Prog Energy Combust Sci*, vol. 56, pp. 71–105, 2016. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.pecs.2016.06.001>.
- [101] S. Simon Araya et al., "A Review of The Methanol Economy: The Fuel Cell Route", *Energies*, vol. 13, nro. 3, p. 596, 2020. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/en13030596>.
- [102] D. S. Marlin, E. Sarron y Ó. Sigurbjörnsson, "Process Advantages of Direct CO₂ to Methanol Synthesis", *Front Chem*, vol. 6, 2018. DOI: <https://www.doi.org/10.3389/fchem.2018.00446>.
- [103] A. Peppas, S. Kottaridis, C. Politi y P. M. Angelopoulos, "Carbon Capture Utilisation and Storage in Extractive Industries for Methanol Production", *Eng*, vol. 4, nro. 1, pp. 480–506, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/eng4010029>.
- [104] P. Aubin, L. Wang, y J. Van herle, "Power-to-methane via co-electrolysis of H₂O and CO₂: Reactor operation and system simulation", *Energy Convers Manag*, vol. 294, p. 117520, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117520>.
- [105] C. Choe, H. Kim y H. Lim, "Feasibility study of power-to-gas as simultaneous renewable energy storage and CO₂ utilization: Direction toward economic viability of synthetic methane production", *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 57, p. 103261, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.seta.2023.103261>.
- [106] E. Konttila, "Cost optimization of power-to-methane process with dynamic modelling", tesis de máster, Aalto University, Helsinki, 2022. Disponible en: <https://aaltodoc.aalto.fi/items/d3eb4eb7-b2df-4d1e-aa6e-a81d2d13f84f>.

- [107] C. Liang, "Green Haber-Bosch Process: A Small-Scale Ammonia Reactor System Design", tesis de máster, Delft University of Technology, 2019. Disponible en: <https://resolver.tudelft.nl/uuid:69be960d-2ef3-4945-99c2-43eb1e1a52bb>.
- [108] P. Nicolas, Technoeconomic and environmental analysis of green ammonia in Spain, Barcelona, Universitat Politècnica de Catalunya, 2022. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/377175?show=full>.
- [109] S. Joseph Sekhar, A. Said Ahmed Al-Shahri, G. Glivin, T. Le y T. Mathimani, "A critical review of the state-of-the-art green ammonia production technologies- mechanism, advancement, challenges, and future potential", *Fuel*, vol. 358, p. 130307, 2024. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.fuel.2023.130307>.
- [110] A. G. Olabi et al., "Recent progress in Green Ammonia: Production, applications, assessment; barriers, and its role in achieving the sustainable development goals", *Energy Convers Manag*, vol. 277, p. 116594, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116594>.
- [111] H2LAC, "Atome y Cavendish crean la National Ammonia Corporation en Costa Rica para desarrollar amoniaco verde", 2023. [En línea]. Disponible en: <https://h2lac.org/noticias/atome-y-cavendish-crean-la-national-ammonia-corporation-en-costa-rica-para-desarrollar-amoniaco-verde/>.
- [112] Atome, "Costa Rica: Project Summary", 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.atomeplc.com/projects/costa-rica/>.
- [113] Cavendish, "Green Hydrogen in Costa Rica", 2024. [En línea]. Disponible en: <https://cavendish.cr/hydrogen/>.
- [114] M. Mahmoud, M. Ramadan, S. Naher, K. Pullen, M. Ali Abde-lkareem y A. G. Olabi, "A review of geothermal energy-driven hydrogen production systems", *Thermal Science and Engineering Progress*, vol. 22, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.tsep.2021.100854>.
- [115] A. Patonia y R. Poudineh, "Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers?", 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/publications/cost-competitive-green-hydrogen-how-to-lower-the-cost-of-electrolyzers/>. [Último acceso: 21/07/2024].
- [116] G. K. Karayel, N. Javani y I. Dincer, "Effective use of geothermal energy for hydrogen production: A comprehensive application", *Energy*, vol. 249, p. 123597, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.energy.2022.123597>.
- [117] H. McLaughlin et al., "Carbon capture utilization and storage in review: Sociotechnical implications for a carbon reliant world", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 177, p. 113215, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.rser.2023.113215>.
- [118] E. Liu, X. Lu y D. Wang, "A Systematic Review of Carbon Capture, Utilization and Storage: Status, Progress and Challenges", *Energies*, vol. 16, nro. 6, p. 2865, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/en16062865>.
- [119] D. Berstad y L. O. Nord, "Acid Gas Removal in Geothermal Power Plant in Iceland", *Energy Procedia*, vol. 86, pp. 32–40, 2016. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.egypro.2016.01.004>.
- [120] H. Klein et al., "Flexible Operation of Air Separation Units", *ChemBioEng Reviews*, vol. 8, nro. 4, pp. 357–374, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.1002/cben.202100023>.
- [121] N. Campion, H. Nami, P. R. Swisher, P. Vang Hendriksen y M. Münster, "Techno-economic assessment of green ammonia production with different wind and solar potentials", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 173, p. 113057, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.rser.2022.113057>.
- [122] A. Dechany, K. Van Geem y J. Proost, "Process implications of electrifying ammonia production", *Curr Opin Chem Eng*, vol. 40, p. 100915, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.coche.2023.100915>.
- [123] S. Devkota, S. Ban, R. Shrestha y B. Upreti, "Techno-economic analysis of hydropower based green ammonia plant for urea production in Nepal", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, nro. 58, pp. 21933–21945, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.087>.
- [124] M. H. Hasan et al., "A Comprehensive Review on the Recent Development of Ammonia as a Renewable Energy Carrier", *Energies*, vol. 14, nro. 13, p. 3732, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.3390/en14133732>.
- [125] A. Valera-Medina et al., "Review on Ammonia as a Potential Fuel: From Synthesis to Economics", *Energy & Fuels*, vol. 35, nro. 9, pp. 6964–7029, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c03685>.
- [126] M. Al-Breiki y Y. Bicer, "Liquified hydrogen vs. liquified renewable methane: Evaluating energy consumption and infrastructure for sustainable fuels", *Fuel*, vol. 350, p. 128779, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128779>.
- [127] V. Dias, M. Pochet, F. Contino y H. Jeanmart, "Energy and Economic Costs of Chemical Storage", *Front Mech Eng*, vol. 6, 2020. DOI: <https://www.doi.org/10.3389/fmech.2020.00021>.
- [128] International Energy Agency-IEA, *Energy Technology Perspectives 2020*, Paris, 2020. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.
- [129] International Energy Agency-IEA, *Ammonia Technology Roadmap*, Paris, 2021. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>.
- [130] X. Liang et al., *Modern steel plant carbon capture and storage project in the PRC: Preliminary feasibility study report*, 2022. Disponible en: https://www.adb.org/sites/default/files/project-documents/52041/52041-003-tacr-en_3.pdf.
- [131] S. Kolb, T. Plankenbühler, K. Hofmann, J. Bergerson y J. Karl, "Life cycle greenhouse gas emissions of renewable gas technologies: A comparative review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 146, p. 111147, 2021. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.rser.2021.111147>.
- [132] M. Nizami, Slamet y W. W. Purwanto, "Solar PV based power-to-methanol via direct CO₂ hydrogenation and H₂O electrolysis: Techno-economic and environmental assessment", *Journal of CO₂ Utilization*, vol. 65, p. 102253, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102253>.
- [133] O. Oner y K. Khalilpour, "Evaluation of green hydrogen carriers: A multi-criteria decision analysis tool", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 168, p. 112764, 2022. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.rser.2022.112764>.
- [134] Z. Yang, S. Ahmad, A. Bernardi, W. Long Shang, J. Xuan y B. Xu, "Evaluating alternative low carbon fuel technologies using a stakeholder participation-based q-rung orthopair linguistic multi-criteria framework", *Appl Energy*, vol. 332, 2023. DOI: <https://www.doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120492>.
- [135] M. Conislla, J. Arias y D. Rodríguez, "Aumenta 137% el valor de las importaciones de fertilizantes químicos de América Latina y el Caribe en 2022", Blog del IICA, 2023. Disponible en: <https://blog.iica.int/blog/aumenta-137-valor-las-importaciones-fertilizantes-quimicos-america-latina-caribe-en-2022>. [Último acceso: 12/10/2025].

Citación del artículo:

S. Orias-Rodríguez, J. Incer-Valverde y D. González-Flores, "Estudio multicriterio para seleccionar combustibles sintéticos a partir de energía geotérmica en Costa Rica", *Rev. Colomb. Quim.*, vol. 54, nro. 1, pp. 3–16, 2025. DOI: <https://doi.org/10.15446/rev.colomb.quim.v54n1.118304>