

Guía para el Desarrollo de Proyectos de Hidrógeno Verde y Power-to-X (PtX) en Argentina



Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action



INTERNATIONAL
CLIMATE
INITIATIVE

Implemented by:



Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

on the basis of a decision
by the German Bundestag

IMPRESIÓN

Como empresa estatal, la GIZ apoya al Gobierno Alemán en la consecución de sus objetivos en el campo de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Oficinas registradas:

Bonn y Eschborn, Alemania
International PtX Hub
Potsdamer Platz 10
10785 Berlin, Alemania

T +49 61 96 79-0

F +49 61 96 79-11 15

E info@ptx-hub.org

I www.ptx-hub.org

Responsables:

Sebastian Murua, Stephan Remler, Verónica Chorkulak
Claudia Ilting (International PtX Hub)

Autores / Basado en trabajo elaborado por

Planta Piloto de Ingeniería Química (PLAPIQUI)
Grupo Mercados Energéticos (GME)
INGAR -CONICET

Edición:

Sebastián Murua, Verónica Chorkulak
Stephan Remler, Claudia Ilting (International PtX Hub)

El International PtX Hub es implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en nombre del Ministerio Federal Alemán de Economía y Acción Climática (BMWK) y financiado por la Iniciativa Internacional de Clima (Internationale Klimaschutzinitiative, IKI).

Las actividades del International PtX Hub en Argentina son implementadas por un consorcio conformado por GIZ, la Secretaría de Energía de Argentina, CEARE (Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética), Fundación Torcuato Di Tella, Agora Energiewende y DECHEMA e.V.

Buenos Aires, Marzo 2025

Tabla de contenidos de la guía

Introducción a la guía	4
Capítulo 1 Introducción al Desarrollo de Proyectos H2V y PtX	6
Capítulo 2 Bases del Desarrollo de Proyectos y Normativa	6
Capítulo 3 Procesos y Tecnología	7
Capítulo 4 Construcción de Modelos Técnico-económicos y Casos de Estudio	7

Introducción a la guía

1 Objetivo de la guía

La guía de desarrollo de proyectos tiene como objetivo brindar información y conocimiento que permita promover y dar soporte al desarrollo de proyectos de Hidrógeno Verde (H2V) y derivados (Power-to-X) en Argentina, particularmente enfocada en las provincias de Buenos Aires, Río Negro, Neuquén, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

2 Alcance de la guía

Al igual que el desarrollo de proyectos de H2V y PtX, la guía es multidisciplinaria. Esto quiere decir que a lo largo de los capítulos se recorren temas de diversas índoles que son necesarios analizar para el desarrollo de estos proyectos.

Dentro de estos temas se incluyen:

- Características generales del negocio y sus desafíos
- Costos asociados a la inversión y la operación de las plantas
- Información técnica sobre los procesos y tecnologías involucradas en las plantas de producción
- Descripción de hoja de ruta de estos proyectos y las tareas que son necesarias llevar a cabo en forma simultánea durante el desarrollo

- Recopilación de la normativa y descripción de los procesos de permisología involucrados
- Construcción de modelos técnico-económicos y análisis de casos de estudio del sector

Para facilitar el transporte y el uso en diversas aplicaciones, el H2V requiere ser convertido en productos derivados. En esta guía se han seleccionado algunos productos derivados que podrían tener un rol preponderante en la mitigación de emisiones. Así, en la descripción de procesos y tecnología, como así también para la preparación de los casos de estudio se seleccionaron cuatro tipos de proyectos, cada uno considerando diferentes productos finales:

- Producción de Hidrógeno
- Producción de Amoníaco
- Producción de Metanol
- Producción de e-SAF

Es importante señalar que, aunque el desarrollo de proyectos involucra diversos factores que deben ser considerados, los aspectos vinculados con los impactos ambientales y sociales no son analizados en detalle en esta guía. Esto se debe a que el International PtX Hub ha desarrollado una guía específica y detallada dedicada a abordar estos temas, proporcionando un marco completo para evaluar y gestionar los impactos ambientales y sociales asociados a los proyectos de H2V y PtX.

3 Estructura de la guía

La guía se organiza en cuatro capítulos:

- Capítulo 1: Introducción al Desarrollo de Proyectos H2V y PtX
- Capítulo 2: Bases del Desarrollo de Proyectos y Normativa
- Capítulo 3: Procesos y Tecnologías
- Capítulo 4: Construcción de Modelos Técnico-económicos y Casos de Estudio

4 Cómo usar la guía

Esta guía ha sido diseñada para proporcionar información clara y útil para el desarrollo de proyectos de H2V y PtX. Dado que cada usuario puede perseguir objetivos diferentes, seguidamente, se presenta un recorrido de los contenidos y grupos focales principales de cada capítulo que permitirá al usuario elegir los capítulos que le resulten de mayor interés según su enfoque y contexto particular.

Capítulo 1 Introducción al Desarrollo de Proyectos H2V y PtX

Objetivo

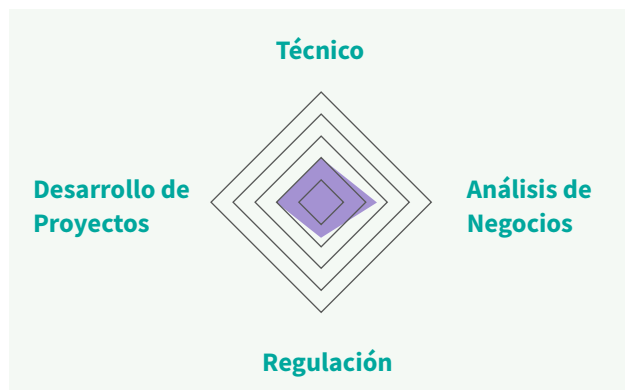
Unificar y nivelar conceptos, presentar características comunes que representan al desarrollo de proyectos y de negocios de H2V y PtX

Temas

- H2V y PtX en la Transición Energética
- Aspectos principales del desarrollo de negocios de H2V y PtX
- Mercado y competitividad
- Certificación RED

Grupos Focales

- Desarrolladores de proyectos y operadores
- Proveedores de tecnología y equipos
- Compañías de ingeniería
- Gobierno nacional y gobiernos subnacionales
- Oficinas de permisos y habilitaciones
- Sector de I+D
- Público general



Capítulo 2 Bases del Desarrollo de Proyectos y Normativa

Objetivo

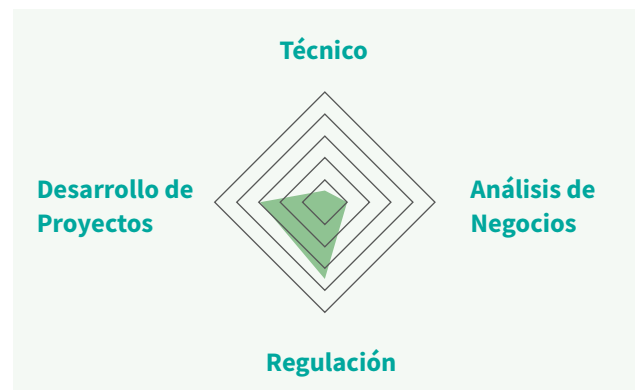
Presentar aspectos generales y transversales que permiten dimensionar y planificar el desarrollo de proyectos de H2V y PtX

Temas

- Etapas del proyecto
- Leyes y normativas
- Evaluación de impacto ambiental
- Proveedores de tecnología

Grupos Focales

- Desarrolladores de proyectos y operadores
- Proveedores de tecnología y equipos
- Compañías de ingeniería
- Gobierno nacional y gobiernos subnacionales
- Oficinas de permisos y habilitaciones
- Sector de I+D
- Público general



Capítulo 3 Procesos y Tecnología

Objetivo

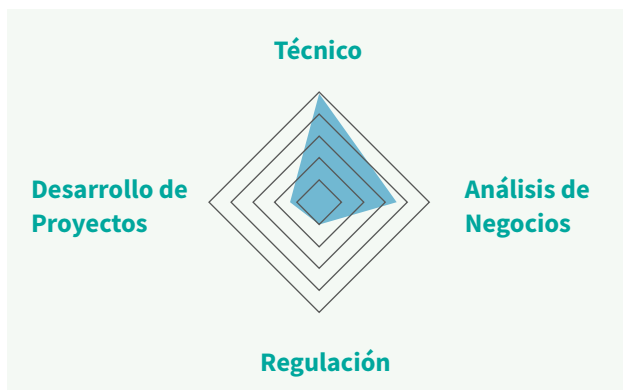
Difundir conocimientos técnicos de los procesos principales que intervienen en el desarrollo de los proyectos de producción de H₂V y productos PtX

Temas

- Estrategia de suministro eléctrico
- Producción de H₂V
- Producción de NH₃ verde
- Captura de CO₂
- Producción de Metanol Verde
- Producción de „eSAF“

Grupos Focales

- Desarrolladores de proyectos y operadores
- Proveedores de tecnología y equipos
- Compañías de ingeniería
- Sector de I+D



Capítulo 4 Construcción de Modelos Técnico-económicos y Casos de Estudio

Objetivo

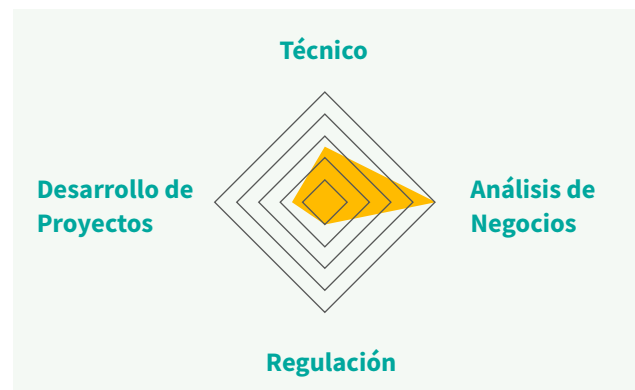
Presentar cómo se plantean los casos de negocios de proyectos de H₂V y PtX y mostrar las incidencias de costos de los diferentes componentes, partiendo de ejemplos de proyectos ficticios pero posibles

Temas

- Armado de modelos técnico-económicos de H₂V y PtX
- Costos de desarrollo
- Caso de estudio: H₂V
- Caso de estudio: Amoníaco
- Caso de estudio: Metanol
- Caso de estudio: e-SAF

Grupos Focales

- Desarrolladores de proyectos y operadores
- Proveedores de tecnología y equipos
- Compañías de ingeniería
- Gobierno nacional y gobiernos subnacionales



CAPÍTULO

1

**INTRODUCCIÓN Y
GENERALIDADES DE PTX**

Contenido Capítulo 1

1. Objetivo Capítulo 1	12
2. Glosario Capítulo 1	13
3. La transición energética y el rol del H2V	16
3.1 Cadena de valor	17
3.2 Demanda y usos finales del H2V	18
3.3 Madurez tecnológica	20
4. Análisis y desarrollo del negocio	23
4.1 Características del negocio	23
4.1.1 Estructura de costos	23
4.1.2 Identificación de mercado (exportación/demanda interna)	25
4.1.3 Proyectos de capital altamente intensivo	25
4.1.4 Rol del off-taker y financiamiento	25
4.1.5 Suministro eléctrico	26
4.1.6 Recursos renovables en Argentina	27
4.1.7 Costos de inversión de electrolizadores	28
4.1.8 Costos de inversión de plantas de procesos	29
4.1.9 Costo de inversión en almacenamiento y transporte	29
4.1.10 Costo de capital	29
4.1.11 Costo de suministro de agua	29
4.1.12 Escala del proyecto	29
4.1.13 Ubicación del proyecto	30
4.1.14 Definiciones del caso de negocio	30
4.1.15 H2V Consorcios y asociaciones	30
4.2 Competitividad	31

5. Certificaciones	34
5.1 Certificación de acuerdo con RED – Unión Europea	36
5.1.1 Introducción	36
5.1.2 Criterios de certificación	36
5.1.3 Documentos importantes sobre la certificación europea RED	38
6. Referencias	39

Listado de figuras y tablas

Figura 1: Pilares de la transición energética, a nivel global	16
Figura 2: Eficiencias individuales y global de los vehículos con diferentes tecnologías de propulsión, partiendo de la energía renovable	17
Figura 3: Cadena de valor de H2V y PtX	18
Figura 4: Demanda de hidrógeno por sector – Hydrogen Council	19
Figura 6: Requerimientos de importación de H ₂ a 2030	20
Figura 5: Demanda de derivados de PtX: amoníaco (izq.) y metanol (derecha)	20
Figura 7: TRL para las tecnologías a través de las cadenas de valor de H2V y los PtX	21
Figura 8: Estado de avance proyectos anunciados de H ₂	23
Figura 10: Estructura aproximada de costos de inversión para la producción de H2V (izq) y NH ₃ verde (derecha)	24
Figura 9: Factores que influyen en el costo del H2V y los PtX	24
Figura 11: Estructura aproximada de costos de inversión y de operación (incluye planta de generación, planta de producción de hidrógeno y planta de producción de amoníaco)	25
Figura 12: Mapa de velocidad de vientos e irradiación solar global	27
Figura 13: Mapa de velocidad de vientos (izquierda) e irradiación solar(derecha) en Argentina	28
Figura 14: Comparativa de rangos de costos respecto a las tecnologías convencionales con y sin emisiones	31
Figura 15: Costos del NH ₃ verde (izquierda) y Precios del NH ₃ y volatilidad frente al incremento de precios de combustibles (derecha)	32
Figura 16: Costos del metanol verde (izquierda) y Precios del metanol en diferentes mercados (derecha)	32
Figura 17 Comparación de los límites aceptables de CO ₂ en el H ₂ por país/región	35

Objetivo

Capítulo 1

El Capítulo 1 – Introducción al Desarrollo de Proyectos de H₂V y PtX se centra en unificar y nivelar conceptos, al mismo tiempo que anticipar características comunes que representan al desarrollo de proyectos y de negocios de H₂V y PtX.

Los objetivos del capítulo se resumen en:

- Explicar el rol que se espera que tenga el hidrógeno y sus derivados en la transición energética
- Introducir el concepto de PtX e indicar demandas de H₂ y derivados proyectadas en el mundo
- Explicar cuáles son los aspectos principales del desarrollo de negocios de proyectos de H₂V y PtX
- Introducir el desafío de costos frente a moléculas convencionales
- Explicar el rol de la certificación de productos y los mecanismos principales que establecen los requerimientos internacionales



Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

on the basis of a decision
by the German Bundestag



INTERNATIONAL
CLIMATE
INITIATIVE

Implemented by:



Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Glosario

Capítulo 1

AEM	Tecnología de electrólisis por membrana de intercambio aniónico
ALK	Tecnología de electrólisis alcalina
ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales o American Society for Testing and Materials
ASU	Unidad de Separación de Aire o Air Separation Unit
CapEx	Gastos de capital o Capital Expenditures
CCS	Captura de Carbono y almacenamiento
CCU	Captura de carbono y utilización
CCUS	Captura de carbono para utilización o para almacenamiento
CORSIA	Plan de Compensación y Reducción de Carbono de la Aviación Internacional o Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
Curtailment	Reducción de la generación de energía renovable cuando la oferta supera la demanda o existen limitaciones en la red, lo que resulta en energía no aprovechada.
DAC	Tecnología de captura de CO ₂ directa de aire o Direct Air Capture
DRI	Proceso de reducción directa de hierro o Direct Reduced Iron
EERR	Energías Renovables



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Implemented by:



e-SAF	Combustible sostenible de aviación producido a partir de hidrógeno verde y una fuente de carbono (ver SAF).
FID	Decisión Final de Inversión o Final Investment Decision
H2V	Hidrógeno verde
HB	Proceso Haber-Bosch
IEA	Agencia Internacional de Energía o International Energy Agency
IRENA	Agencia Internacional de Energía Renovable o International Renewable Energy Agency
Off Taker	En el contexto de la guía, se refiere a una entidad o empresa que compra el o los bienes producidos por el proyecto (H2V o un producto PtX)
Off-grid	Desconectado de la red eléctrica
On-grid	Conectado a la red eléctrica
OpEx	Gastos operativos o Operational Expenditures
PEM	Tecnología de electrólisis de Membrana de Intercambio de Protones
PPA	Contrato de compra de energía o Power Purchase Agreement
Project Finance	Estructura de financiamiento utilizada para proyectos de gran escala en la que el reembolso de la deuda y los rendimientos para los inversionistas dependen principalmente del flujo de caja generado por el proyecto en lugar de los activos o solvencia de los patrocinadores. Es común en sectores como energía, infraestructura y recursos naturales.
PtX	Del concepto Power-to-X, hace referencia a los distintos productos que se pueden producir a partir de hidrógeno verde
RED	Normativa europea "Directiva de Energías Renovables" o "Renewable Energy Directive".
RFNBO	Combustible renovable de origen no biológico o Renewable Fuel Non-Biological Origin
SAF	Combustible sostenible de aviación o Sustainable Aviation Fuel
SOEC	Tecnología de electrólisis de celda de estado sólido

Stakeholder	También llamados «interesados» de un proyecto, son personas, grupos, organizaciones o entidades que pueden afectar, verse afectadas o percibirse como afectadas por las decisiones, actividades o resultados del proyecto. Incluyen tanto aquellos con un interés directo como indirecto en el proyecto.
TRL	Nivel de madurez tecnológica o Technical Readiness Level
Well-to-wheel	El alcance «well-to-wheel» considera todas las emisiones asociadas desde la extracción de materias primas (well) hasta el uso final en el vehículo (wheel), incluyendo producción, transporte, conversión de energía y productos.



on the basis of a decision
by the German Bundestag



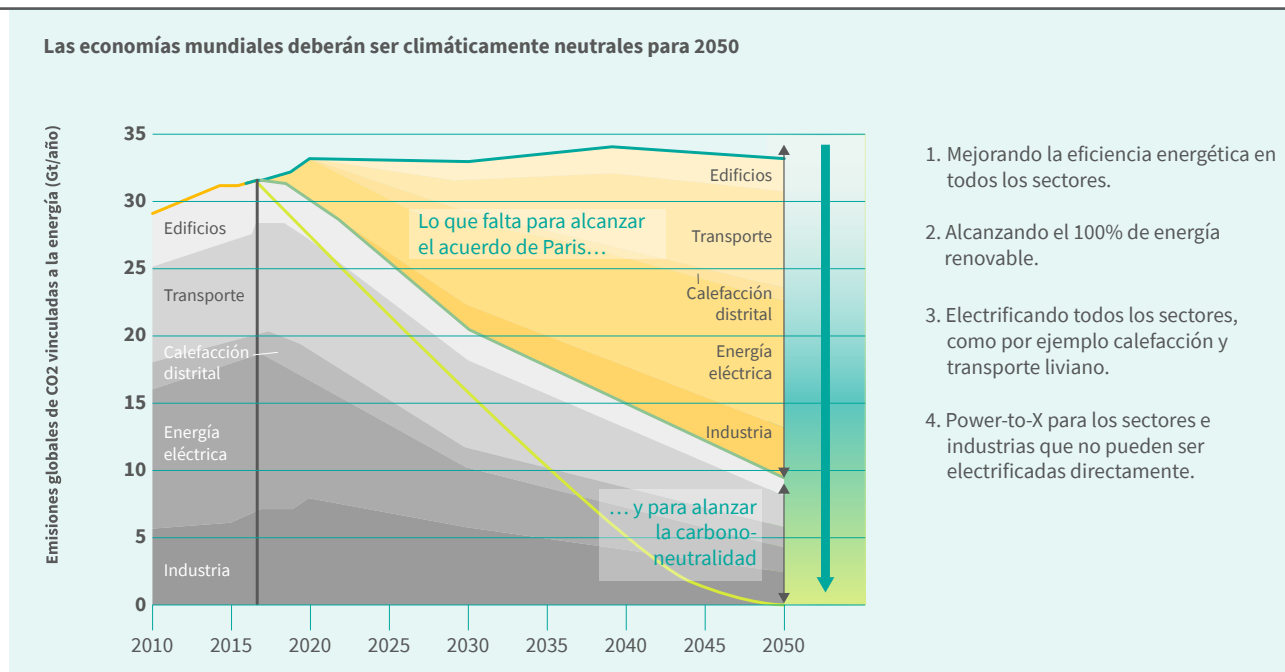
3

La transición energética y el rol del H2V

La transición energética impone cambios tanto en los modos de producir como en los usos de la energía. Existen pilares fundamentales que van a contribuir en la descarbonización y en el cumplimiento de los acuerdos de reducción de emisiones. Dentro de los pilares se encuentran fundamentalmente en un primer eslabón las ganancias en eficiencia, la incorporación de

energías renovables y la electrificación directa de todos aquellos sectores donde sea posible, y luego aparecen el hidrógeno de bajo carbono con sus derivados (H2V y otras rutas de producción de hidrógeno bajo en emisiones) y las técnicas de captura de dióxido de carbono (CO₂).

Figura 1: Pilares de la transición energética, a nivel global

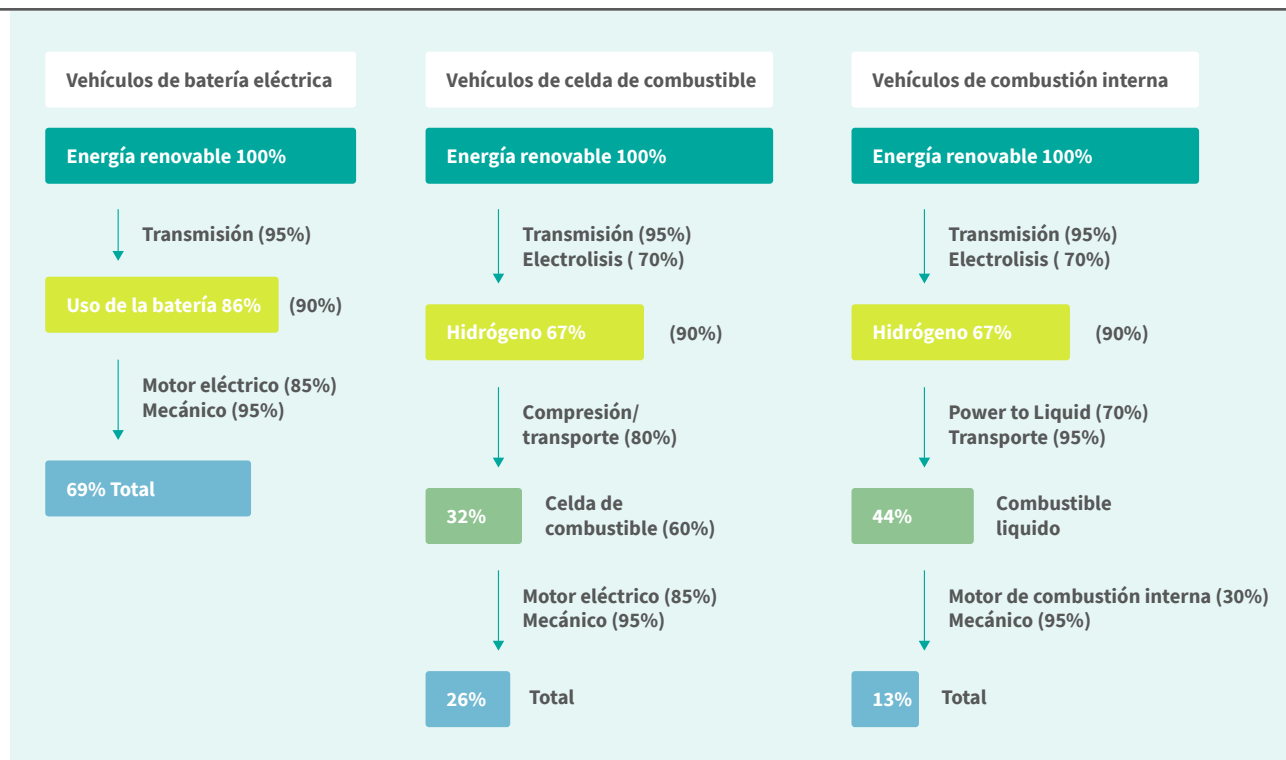


Fuente: elaboración propia

Como se muestra en la Figura 2 con el ejemplo del caso de vehículos individuales la electrificación siempre va

a ser más eficiente que el uso H2V en aquellos usos en donde sea posible.

Figura 2: Eficiencias individuales y global de los vehículos con diferentes tecnologías de propulsión, partiendo de la energía renovable



Fuente: (Agora Energiewende, 2018). Nota: Las eficiencias individuales se indican entre paréntesis. Multiplicando las eficiencias individuales se obtienen las eficiencias acumulativas totales indicadas en los recuadros.

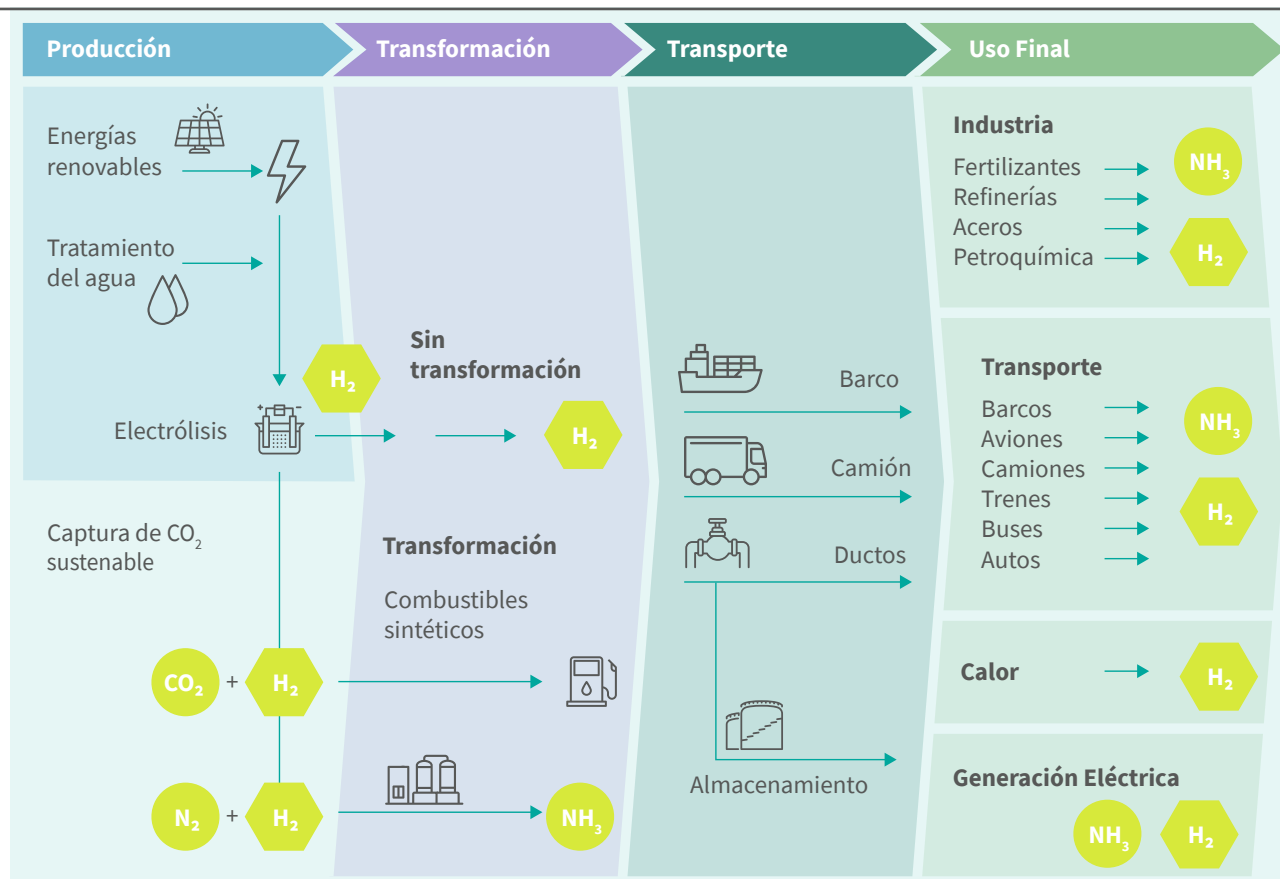
El hidrógeno, además de sus actuales usos como materia prima para la industria, puede actuar como vector energético en sectores que son de difícil descarbonización (como en los procesos industriales intensivos en energía, la aviación, el transporte marítimo y/o terrestre de carga de larga distancia) y sustituir a los combustibles fósiles allí donde la electrificación no pueda llegar.

3.1 Cadena de valor

Power-to-x o PtX es el concepto de convertir electricidad renovable en una amplia variedad de productos finales, representados por la «X» en el nombre. La «X» puede ser combustibles líquidos, gaseosos y otros productos químicos (Power-to-liquid, Power-to-gas o Power-to-chemicals).

La cadena de valor de producción del H2V y los PtX está representada por los siguientes segmentos:

Figura 3: Cadena de valor de H2V y PtX



Fuente: adaptación en base a IRENA

3.2 Demanda y usos finales del H2V

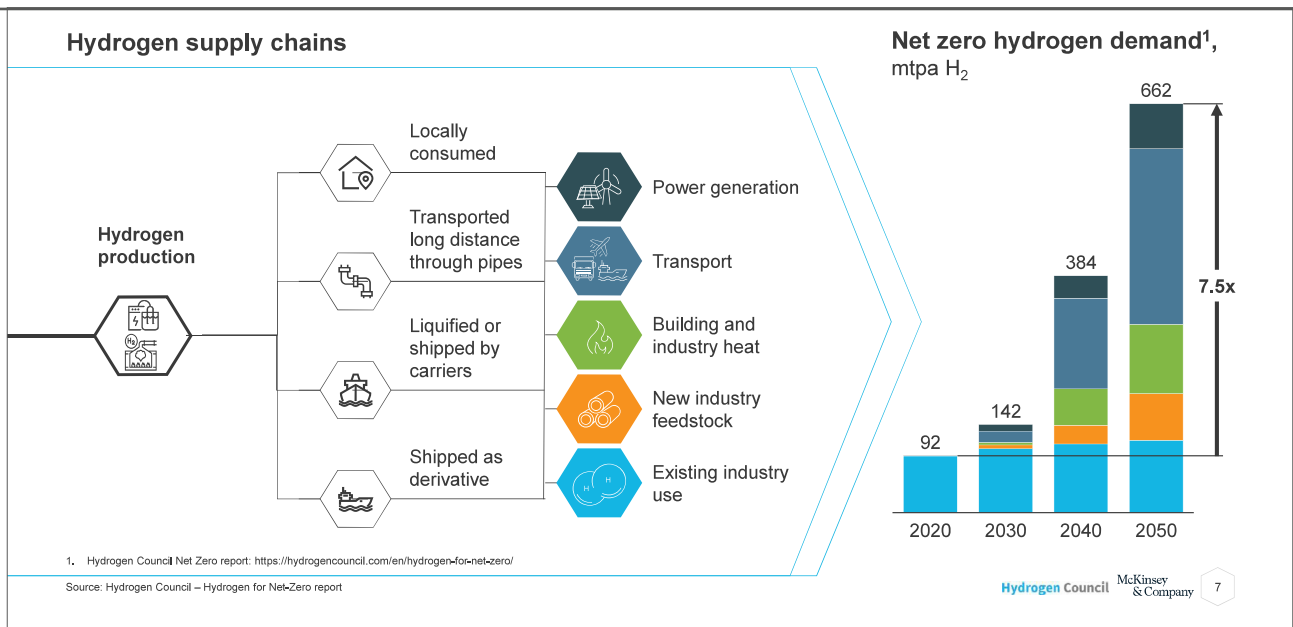
A nivel global el consumo de H₂ fue de 94 Mt en el año 2022 (IEA, 2022), donde el principal demandante fue la industria del Oil & Gas seguido por la producción de amoníaco para fertilizantes.

En Argentina, la producción actual de H₂ es de aproximadamente 0,5 Mt H₂-año, de los cuales el 58% (0,3 Mt-año) se produce por SMR en plantas químicas distribuidas en las siguientes provincias: Buenos Aires, Neuquén, Mendoza, Santa Fe y Salta. Para producirlos se utilizan aproximadamente 3,5 MMm3/d de gas natural. El consumo de H₂ fue de un 41% para fertilizantes, 21%

para Oil & Gas y el 38% restante para metanol, DRI (Direct Reduced Iron) y otras industrias.

Se ha desarrollado abundante literatura alrededor de la posible demanda de hidrógeno y sus derivados para lograr cumplir con las metas propuestas de descarbonización. El desglose de la demanda de hidrógeno por usos finales también presenta amplios rangos de variación, y está centrado en cinco usos: los sectores de la industria y los nuevos usos para la industria, la refinación del petróleo, el transporte, la generación de energía y en requerimientos térmicos de alta temperatura.

Figura 4: Demanda de hidrógeno por sector – Hydrogen Council



Fuente: (Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2022)

Existe un desfase entre las mejores localizaciones para la producción de H₂V y los centros de demanda. El hidrógeno se puede producir en casi todo el mundo, pero la competitividad varía significativamente de región a región.

El mercado de China es el mayor consumidor de H₂ y se prevé que lo siga siendo de manera autosuficiente. Estados Unidos también es un gran consumidor de hidrógeno, y este país también se avizora como autosuficiente, pero con posibilidades de intercambios. Japón, Corea del Sur y Europa se encuentran en una situación de desventaja ya que no poseen el espacio o el

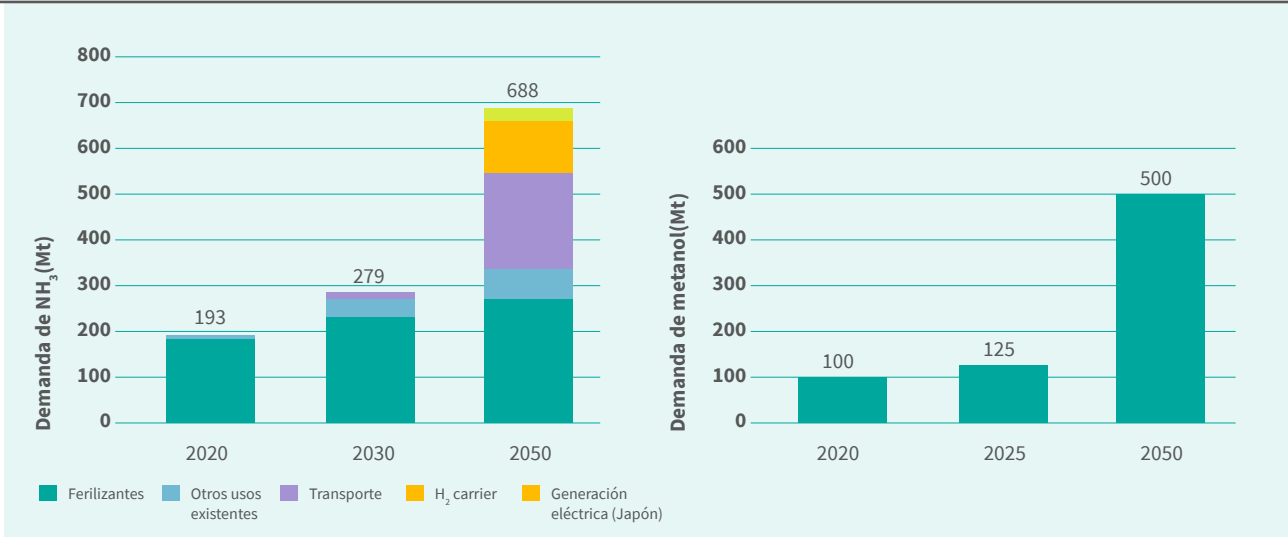
recurso necesario para producir todo el hidrógeno que prevén consumir.

Es por esta razón que las importaciones de hidrógeno y sus derivados serán muy importantes para poder cumplir con los compromisos establecidos.¹

Los principales «stakeholders» o interesados en importar el H₂ son sectores que consumen H₂ actualmente para sus procesos productivos (como los de fertilizantes, refinación y acero) y otros que lo comenzarán a utilizar como las de transporte (marítimo, aviación y transporte pesado). En la Figura 5 se muestra la proyección de los derivados de H₂ (amoníaco y metanol) y sus usos potenciales. En el caso del metanol los usos proyectados no están definidos como para el amoníaco.

1 Tanto la Unión Europea como Japón y Corea del sur para poder cumplir con las metas de reducciones de GEI han establecido en sus estrategias nacionales de H₂, hojas de ruta y en los documentos publicados un consumo de H₂ que deberán suplir entre la producción interna y las importaciones necesarias. Unión Europea: 20 Mt para 2030 y 60 Mt para 2050. Japón: 3 Mt para 2030 y 20 Mt para 2050. Corea del Sur: 2 Mt para 2030 y 5 Mt para 2050.

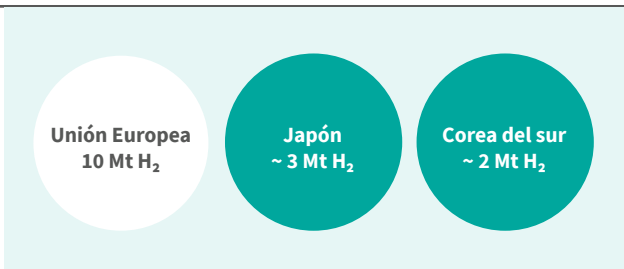
Figura 5: Demanda de derivados de PtX: amoníaco (izq.) y metanol (derecha)



Fuente: adaptación de Renewable Ammonia (IRENA-AEA, 2022) y Renewable Methanol Outlook (IRENA, 2021)

Las regiones exportadoras tales como Australia, Latinoamérica, Norte de África y Medio Oriente competirán por satisfacer estos mercados que tendrán una demanda para 2030 de:

Figura 6: Requerimientos de importación de H₂ a 2030



Fuente: REPowerEU (Comisión Europea, 2022), Hojas de ruta de H₂ de Japón y Corea del Sur

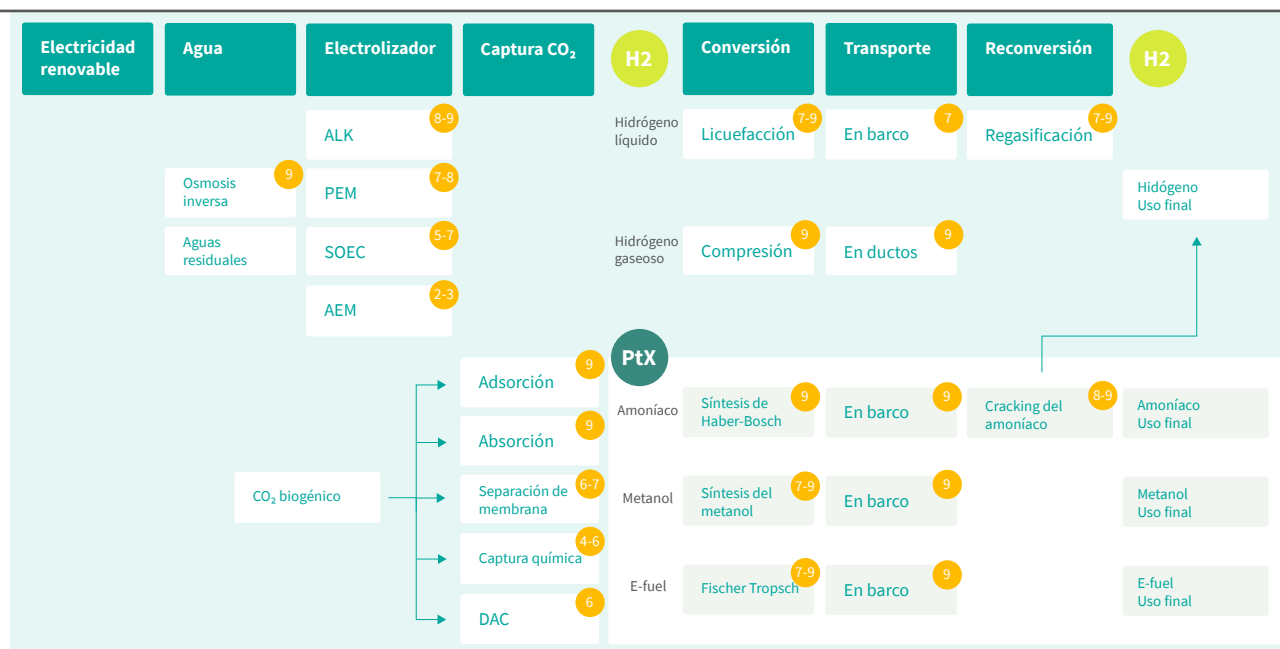
3.3 Madurez tecnológica

El nivel de preparación tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés) suele utilizarse para describir la madurez del desarrollo de un producto/equipo específico. Este nivel se evalúa en una escala del 1 al 9 en la que el máximo significa escala comercial.

En la industria del H₂ y los PtX, la mayoría del equipamiento necesario para su producción tienen un grado de madurez tecnológica que no ha llegado todavía a la etapa comercial a gran escala.

En la Figura 7 se puede ver en color gris el avance de cada una de las tecnologías involucradas en los procesos de producción a través de toda la cadena de valor.

Figura 7: TRL para las tecnologías a través de las cadenas de valor de H2V y los PtX



Fuente: elaboración propia en base a los siguientes documentos ²

En cuanto a la madurez tecnológica del lado de los usos finales del hidrógeno, puede distinguirse entre los usos finales existentes (como materia prima para la industria) y los usos previstos a futuro. En el primer caso, se trata de procesos maduros, los mayores desafíos técnicos en estos sectores será compatibilizar el uso actual de H₂ con una alimentación que puede ser variable y dependiente de fuentes de energía renovables intermitentes. En el segundo, en aquellos usos vinculados al transporte marítimo, aéreo y mezclas

de hidrógeno y derivados con otros combustibles para generación eléctrica la madurez de las tecnologías tiende a ser menor, dependiendo de la aplicación y derivado del cual se trate.

En el caso del transporte marítimo, el metanol es un combustible bien conocido que los operadores de barcos pueden utilizar hoy en día para reducir las emisiones. Los motores de metanol, la tecnología de suministro de combustible y las soluciones de abastecimiento están disponibles comercialmente

2. 1. GLOBAL HYDROGEN TRADE TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL – PART II - TECHNOLOGY REVIEW OF HYDROGEN CARRIERS – IRENA 2022
2. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal – IRENA 2020
3. Paper - Technologies and infrastructures underpinning future CO₂ value chains: A comprehensive review and comparative analysis (Sean M. Jarvis, Sheila Samsatli) <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118300078#bib84>
4. TRL DAC y CO₂ separation. Schmidt et al. <https://www.mdpi.com/2227-9717/10/4/699>
5. ADVANCED ALTERNATIVE FUELS Technology market report – European Commission
6. <https://www.desalinationlab.com/forward-osmosis-fo/>

en la actualidad (Methanol Institute, 2023). El uso de amoníaco o hidrógeno está un paso atrás en nivel de madurez, aunque se proyectan los primeros prototipos comerciales operando con amoníaco en 2024–2025.

En el caso del transporte aéreo, los Combustibles de Aviación Sostenibles (SAF, por sus siglas en inglés) son la principal herramienta para la descarbonización de la aviación cuando se consideran las tecnologías disponibles a corto y mediano plazo. Los SAF han sido cada vez más adoptados y promovidos, con importantes acuerdos a nivel mundial (como CORSIA³) que fomentan su adopción. Existen muchas vías diferentes para producir combustibles de aviación sostenibles (SAF). Los procesos de conversión de SAF son evaluados y aprobados por organizaciones como ASTM International. Hasta abril de 2023, se han aprobado 9 procesos de conversión para la producción de SAF (ICAO, 2024).

La co-combustión de hidrógeno o derivados en la generación eléctrica para reemplazar parte de los combustibles fósiles empleados actualmente en la producción de electricidad está en desarrollo. Por ejemplo, en Japón se investiga sobre la co-combustión de amoníaco con carbón, en distintas proporciones. Esta tecnología no está probada aún a escala comercial. Este tipo de soluciones para descarbonizar la generación de electricidad es muy relevante en países desarrollados con elevados consumos energéticos y limitados recursos renovables.

3 Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation



on the basis of a decision
by the German Bundestag



4 Análisis y desarrollo del negocio

4.1 Características del negocio

4.1.1 Estructura de costos

En la actualidad no es fácil encontrar grandes plantas operativas de producción de H₂V y derivados, esto se debe a la incertidumbre asociada al desarrollo temprano del sector y su mercado, y al desafío para conseguir proyectos que sean competitivos en costo comparados con las rutas de producción convencionales (a partir de combustibles fósiles sin captura de carbono). Gran cantidad de los proyectos de H₂V operativos son a escala piloto. La amplia mayoría de los proyectos anunciados a nivel global se encuentran en etapas iniciales de desarrollo. Los proyectos anunciados a octubre 2022 según la base de datos de proyectos de H₂ bajo en carbono de IEA son alrededor de 1500 los cuales se encuentran en diferentes etapas de avance⁴ como se muestra en la Figura 8. Observar que la figura muestra cantidad de proyectos, si se incluyera estadísticas que representen el tamaño de dichos proyectos, los porcentajes de potencia de electrólisis en operación o en construcción sería aun mucho menor comparado con el total de potencia de electrólisis en desarrollo.

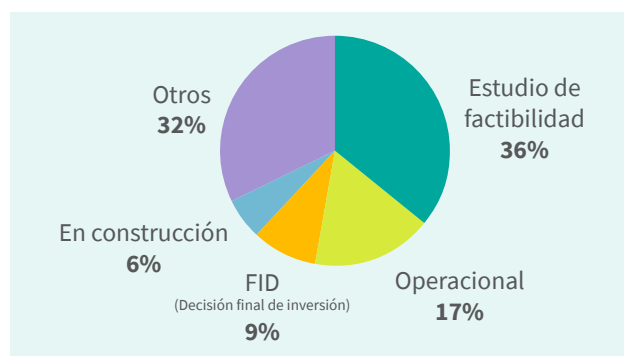


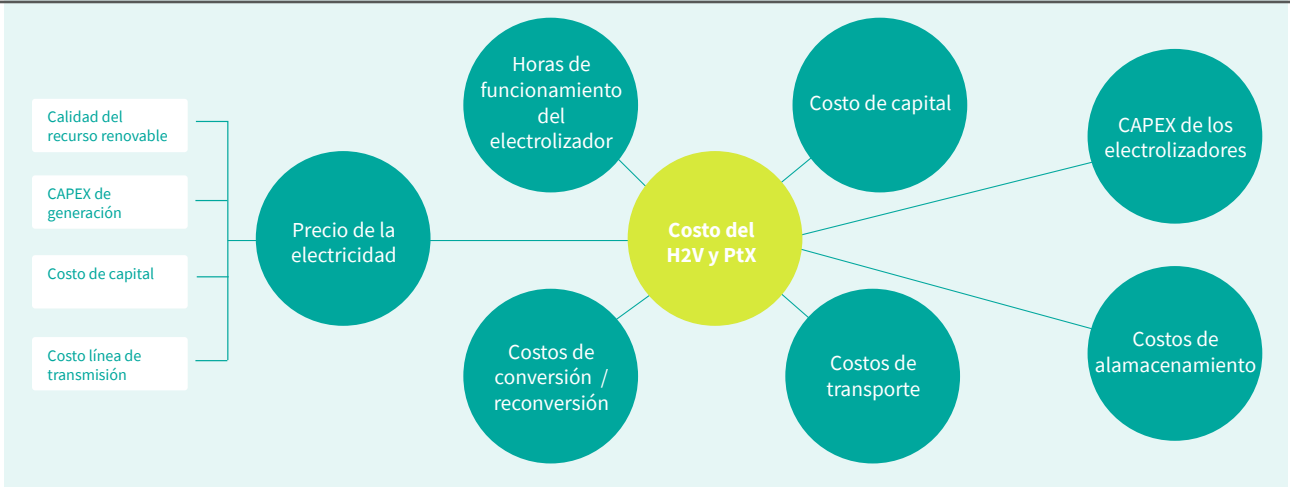
Figura 8: Estado de avance proyectos anunciados de H₂

Fuente: elaboración propia en base a base de datos de proyectos de H₂ bajo en carbono de (IEA, 2022)

Existen distintos factores a considerar en la estructura de costos de la producción de hidrógeno. A continuación, se describen las principales variables que influyen en el análisis técnico-económico de un proyecto de estas características.

⁴ De los 1500 proyectos el 89% son proyectos de H₂V y PtX y el 11% restante de H₂ a partir de combustibles fósiles con CCUS. En la figura Otros representa proyectos en estado de concepto o demostrativos en laboratorio.

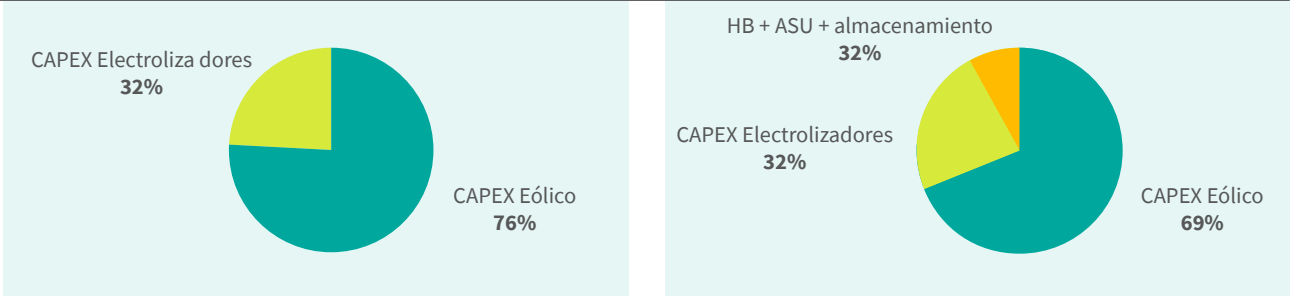
Figura 9: Factores que influyen en el costo del H2V y los PtX



Fuente: elaboración propia

Actualmente, los principales desafíos que enfrentan estos proyectos se vinculan principalmente con el costo de la electricidad, la existencia de una demanda («off-taker») y su bancabilidad

Figura 10: Estructura aproximada de costos de inversión para la producción de H2V (izq) y NH₃ verde (derecha)⁵

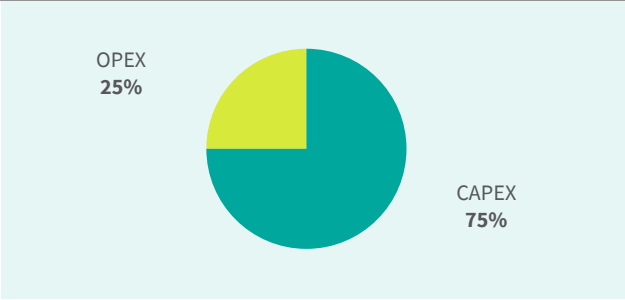


Fuente: elaboración propia

En cuanto a la relación entre los CAPEX y los OPEX, esta dependerá de cada proyecto en particular, de su tecnología y escala de producción. Sin embargo, puede decirse que este tipo de proyectos son intensivos en capital, y los costos operativos continuos a lo largo de la vida útil del proyecto representan una proporción menor, del orden de 25%:

5 La sigla HB hace referencia a Haber Bosch y ASU a Air Separation Unit o Unidad de Separación de Aire.

Figura 11: Estructura aproximada de costos de inversión y de operación (incluye planta de generación, planta de producción de hidrógeno y planta de producción de amoníaco)



Fuente: elaboración propia

4.1.2 Identificación de mercado (exportación/ demanda interna)

Antes de iniciar el planteo de un proyecto, el primer paso a considerar es analizar la demanda que se va a querer alcanzar, esto implica revisar qué sector y qué mercado se buscará (doméstico o exportación). De aquí surge la definición de cuál será el producto final, hidrógeno, amoníaco, e-SAF u otro y afecta, entre otras cuestiones, la escala y ubicación del proyecto.

Como se mencionó previamente, existen países que han anunciado compromisos de importación de grandes volúmenes de H₂V a los efectos de cumplir con sus compromisos climáticos, esto abre amplias oportunidades para los proyectos con destino a los mercados internacionales. En este sentido, Argentina está bien posicionada en términos de potencial exportación, en línea con otras regiones con ambiciones de exportación como Australia, Canadá, Medio Oriente, el norte de África y otros países de América Latina; principalmente por su abundancia de recursos renovables y disponibilidad de tierras.

En cuanto al mercado interno, es relevante hacer referencia a las medidas de descarbonización que tome el país. Al respecto, es esperable que Argentina priorice acciones de eficiencia energética y electrificación, antes que el reemplazo de los usos actuales del hidrógeno

por opciones bajas en carbono o del desarrollo de usos nuevos de hidrógeno y derivados. No obstante, la existencia de un consumo de H₂ a nivel local como materia prima para la industria (por ejemplo, para la producción de fertilizantes y en refinerías) podría facilitar el recorrido de la curva de aprendizaje y promover el desarrollo de la ruta de exportación de H₂ bajo en carbono. Adicionalmente al desarrollo de un eventual mercado interno por objetivos climáticos asumidos por Argentina, pueden surgir oportunidades locales puntuales en casos de compañías que tengan políticas de descarbonización fuertes o que exporten productos a mercados que requieran, o valoricen, huella de carbono bajas.

4.1.3 Proyectos de capital altamente intensivo

Al revisar la distribución de costos, a priori es posible malinterpretar cuán intensivos en capital son este tipo de proyecto, ya que el mayor costo suele ser el suministro eléctrico. Lo que hay que analizar, es que este suministro eléctrico viene asociado a parques de generación renovable no convencional (parques eólicos y/o solares). Estos proyectos de generación son muy intensivos en capital y tienen costos operativos relativamente bajos.

A las inversiones de generación eléctrica, hay que sumar las inversiones en los equipos de electrólisis y de sus sistemas auxiliares, la inversión de la planta de conversión al derivado, posibles inversiones en una planta desalinizadora de agua, transporte y almacenamiento y/o terminal portuaria de un producto. Los costos operativos comparados con estas inversiones son bajos.

4.1.4 Rol del off-taker y financiamiento

Estas características económicas y financieras de los proyectos introducen complejidades a la hora de reducir riesgos y acceder a financiamiento.

Las tecnologías de la industria de H₂V y PtX están en

desarrollo y, actualmente, son muy pocas las plantas operativas (o en construcción) que superan los 100 MW. Esto hace que todavía haya un gran margen de reducción de costos por escala productiva y madurez tecnológica. Como consecuencia, los costos de producir hidrógeno de una planta que se construya antes de 2030 serán significativamente mayores a los costos de producción de plantas construidas, por ejemplo, en 2040 o posteriormente.

Algo similar a esto sucedió con el desarrollo de la energía renovable no convencional en el pasado, los primeros contratos de energía se firmaron al doble o al triple del valor que se firman actualmente en las mismas regiones. Pero a su vez, fue la construcción de parques que hoy serían considerados como «caros», lo que permitió esa reducción de costos productivos.

Esto hace que, a la hora de reducir riesgos de los proyectos de hidrógeno y derivados, frente a la incertidumbre de la demanda, del mercado y de la reducción de precios a futuro, sea necesario obtener acuerdos con off-takers con referencia de precios a largo plazo, similares a los PPA⁶ que se firmaban, y se siguen firmando, en el sector de energía renovable.

Este compromiso con los off-takers para reducción de riesgos resulta necesario para acceder a estructuras de financiamiento del estilo «Project Finance», donde la deuda contraída se repaga con los propios ingresos del proyecto.

En consecuencia, el vínculo con el cliente final condiciona el financiamiento y la materialización del proyecto.

A medida que se avanza con las etapas iniciales del proyecto, y se empieza a tener estimaciones de volumen, tiempo y posible precio del producto, se deberán establecer vínculos con potenciales compradores y con instituciones de financiamiento, para alinear el avance con sus perspectivas.

4.1.5 Suministro eléctrico

La influencia del costo de energía en el precio final del producto es muy relevante, pudiendo representar 50 – 70% del total de costos. A su vez, el costo de la energía es una variable que puede diferir mucho de proyecto a proyecto. Algunos aspectos claves del suministro eléctrico son:

- Los costos de inversión de energía eólica y solar han disminuido fuertemente en las últimas dos décadas, se espera que sigan haciéndolo, pero a un ritmo menor.
- Las regiones con mejores recursos naturales para generación solar y eólica (irradiación y vientos) son las más promisorias para conseguir costos bajos de electricidad y, por ende, de hidrógeno. Al ver los mapas globales de recursos, se destaca a Argentina como uno de los países con mejores recursos del mundo.
- La estabilidad de suministro eléctrico es importante para la operación de las plantas. Esta puede ser aportada por una red eléctrica pública (como el SADI), por sistema de baterías, por sistemas de back-up, o una combinación de estos.
- En la actualidad, no se cuenta con muchas experiencias de grandes proyectos eólicos operando de manera totalmente aislada de una red eléctrica («off-grid»). Si bien, se están pensando desarrollos nuevos de gran escala «off-grid», no contar con una red eléctrica de soporte puede representar una desventaja por costos adicionales y un desafío para el proyecto.
- La estabilidad eléctrica tiene un costo asociado.
 - › La provisión de energía utilizando la red eléctrica pública conlleva costos adicionales de transporte eléctrico, reservas de potencia y servicios de red, que hay que considerar. Además, cuando

6 Power Purchase Agreements (Contratos de compra-venta de energía por sus siglas en inglés)

se opera con energía eléctrica de la red, es necesario prestar especial atención a los criterios de certificación y la huella de carbono del producto.

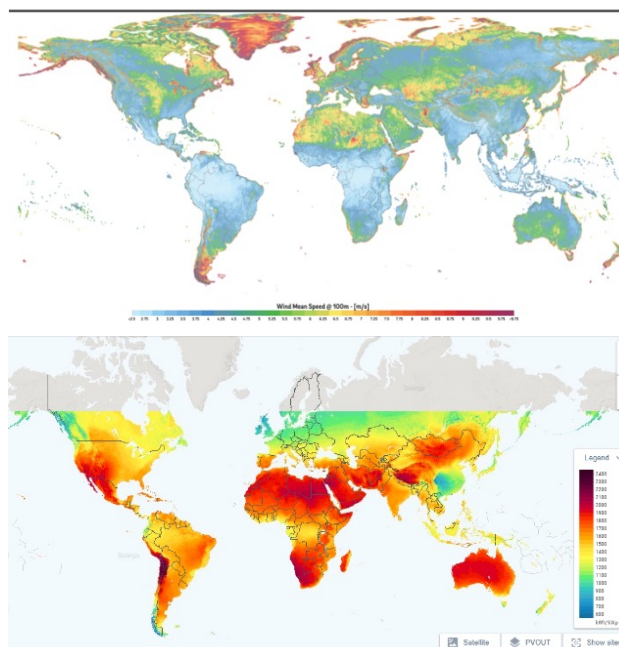
- › El almacenamiento eléctrico en baterías exclusivamente es una solución que puede resultar muy onerosa.
- › Otros sistemas de back-up en base a combustibles fósiles como el gas natural requieren el análisis de cómo afectan a la huella de carbono del producto final y su certificación.
- Actualmente, la capacidad de transporte del SADI se encuentra en niveles altos de factores de uso y la capacidad de inyección de nueva generación eléctrica está muy restringida.
- A pesar de lo anterior, conectar una gran demanda eléctrica para garantizar su estabilidad (sobre todo en la Patagonia), dependiendo de las condiciones y punto de conexión, podría ser factible ya que aliviaría el sistema de transporte.

4.1.6 Recursos renovables en Argentina

Argentina posee gran disponibilidad de tierras y una excelente calidad de recursos renovables para la producción de energía eléctrica renovable de bajo costo, el driver principal para lograr un costo de H2V y PtX competitivos.

Argentina cuenta con numerosas ventajas competitivas para posicionarse en el mercado global del H2V.

Figura 12: Mapa de velocidad de vientos e irradiación solar global



Fuente: (izquierda) Mapa obtenido del «Global Wind Atlas version 3.3»⁷ (Global Wind Atlas, 2023); (Derecha) Mapa obtenido del «Global Solar Atlas 2.0»⁸ (Global Solar Atlas 2.0, 2024)

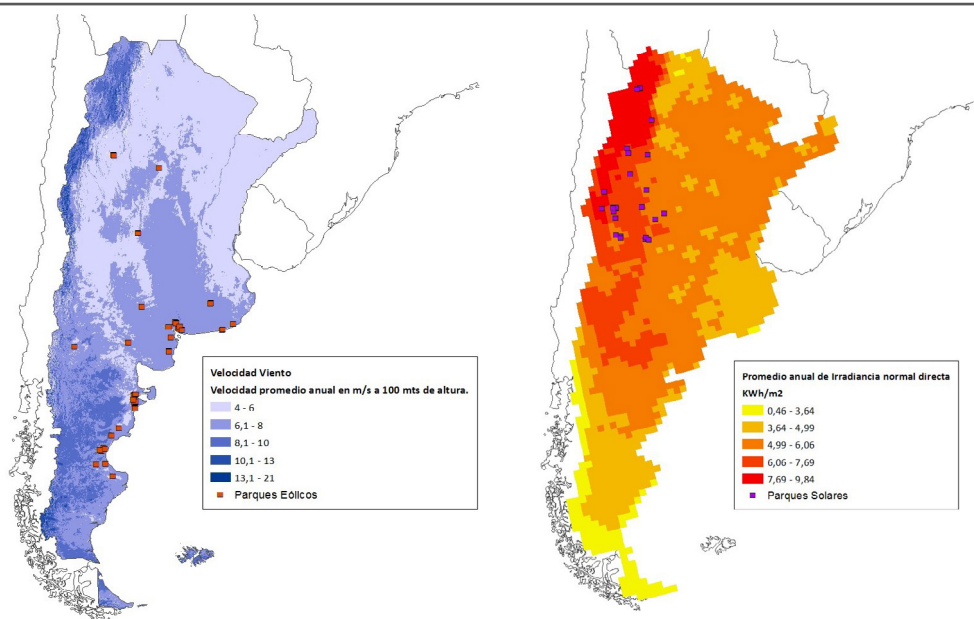
En cuanto al recurso eólico, la Región Patagónica presenta la mejor calidad de recursos de vientos a nivel global, como también el sudeste de la Provincia de Buenos Aires. Los factores de capacidad promedio de la Patagonia argentina están en el rango del 45 – 60%. Existen algunos parques que pueden llegar a promedios mensuales del 70%. Dentro de los países con mayor capacidad eólica instalada, el promedio anual de factores de capacidad es inferior: Brasil 39%, Estados Unidos 33%, China 23% y España 25% (IRENA, 2024).

- 7 Mapa obtenido del Global Wind Atlas version 3.3, una aplicación web gratuita, desarrollada y operada por Technical University of Denmark (DTU)». El Global Wind Atlas version 3.3 es lanzado en asociación con World Bank Group, usando datos provistos por Vortex, con financiamiento del Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). Para información adicional: <https://globalwindatlas.info>
- 8 Mapa obtenido del «Global Solar Atlas 2.0», una aplicación web gratuita desarrollada y operada por la compañía Solargis s.r.o. en nombre del World Bank Group, usando Solargis data, con financiamiento provisto por Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). Para información adicional: <https://globalsolaratlas.info/support/terms-of-use>

En lo que respecta a la energía solar, la zona andina cuyana y del noroeste argentino son las áreas con el mayor potencial de energía fotovoltaica a nivel global comparables con los niveles de radiación del norte de África o Medio Oriente. El factor de capacidad del noroeste argentino fue de 28.4 % promedio anual

(2022) y de la zona andina cuyana 27.8% promedio anual (2022) (CAMMESA, 2022), con parques solares que promedian hasta 34%. Dentro de los países con mayor capacidad solar fotovoltaica instalada, el promedio anual de factores de capacidad es inferior: China 12% Estados Unidos 18%, Japón 13% y Alemania 9%.

Figura 13: Mapa de velocidad de vientos (izquierda) e irradiación solar(derecha) en Argentina



Fuente: (Fundación YPF; Educ.ar Sociedad del Estado, 2023)

4.1.7 Costos de inversión de electrolizadores

El mayor costo de inversión de las plantas de producción de hidrógeno está asociado a los electrolizadores. Como se verá en el capítulo 3 de la guía, hay más de una tecnología de electrólisis, con diferentes grados de madurez técnica y comercial. Aun en las alternativas más maduras de electrólisis alcalina, el margen para reducción de costos es significativo. Se ha visto una reducción de costos en los últimos años que se espera que se acentúe conforme se sigan

instalando más equipos y se construyan plantas nuevas de producción de electrolizadores.

Una característica de los sistemas de electrólisis es que se parte de módulos «pequeños» (de menos de 1MW hasta 10 o 20 MW) y el incremento de escala se propone con módulos que se disponen en paralelo hasta alcanzar la capacidad deseada en el proyecto. Esto tiene como consecuencia que no se percibe una economía de escala importante en la planta de hidrógeno.

4.1.8 Costos de inversión de plantas de procesos

A diferencia de la planta de producción de H₂, las plantas de conversión suelen beneficiarse de la economía de escala (a mayor tamaño, menor costo específico de inversión y operación). El ejemplo más claro es la producción de amoníaco, las escalas de las plantas de Haber-Bosch históricamente han ido aumentando en tamaño, consiguiendo escalas optimizadas en el orden de 1000 – 3000 toneladas de amoníaco por día.

4.1.9 Costo de inversión en almacenamiento y transporte

Como regla general, en un proyecto siempre se busca minimizar capacidad de almacenamiento y distancias de transporte, sea de electricidad, hidrógeno o de un derivado. Pero dependiendo del escenario, es probable que sea inevitable contar con algunos de estos sistemas en los proyectos.

Es importante prestar atención a las estimaciones y cálculos de transporte y almacenamiento, porque en ciertos casos pueden tener un gran impacto de costos de inversión sobre el proyecto.

Adicionalmente, algunos de estos sistemas pueden ser beneficiados por la economía de escala, como puede ser el caso de transporte en ductos (sea hidrógeno o de un derivado) o terminales de almacenamiento para exportación.

4.1.10 Costo de capital

Los procesos industriales asociados a la producción de H₂V y derivados (incluyendo la componente de generación de energía con recursos renovables) requieren inversiones significativas, es decir un elevado porcentaje de activos fijos en equipos. Es por esta razón que la decisión de inversión es sensible al costo de oportunidad del capital que se vaya a utilizar para descontar el flujo de fondos del proyecto. Cuanto más

elevado sea el costo de capital, mayor será el costo nivelado de producción. Esta influencia del costo de capital sobre este tipo de proyectos puede ser una desventaja cuando compañías comparan carteras muy diversas de proyectos y se compite con proyectos con menor relación costo de inversión/costo de operación, en países de mayores riesgos.

4.1.11 Costo de suministro de agua

El costo del agua que se necesita para la producción de H₂V y sus derivados tiene una influencia muy baja en los costos totales del proyecto. Esto permite poder utilizar agua de mar desalinizada en lugar de agua dulce, y así reducir impactos sociales en la región donde se instala la planta.

4.1.12 Escala del proyecto

Como se mencionó anteriormente, la escala del proyecto puede afectar a algunos económicos de la ecuación. Desde un punto de vista comercial, en un mercado emergente como los de los productos derivados de H₂, puede que en un inicio sea más sencillo ubicar volúmenes pequeños de estos productos premium, ya que la demanda se está desarrollando y los primeros pasos se realizarán con mesura. Por el otro lado, hay escalas mínimas para pensar en proyectos de exportación, relacionadas con las instalaciones de puerto, con los tamaños de los cargueros. A su vez, se ha visto que tanto para las plantas de conversión, de desalinización, en las instalaciones de transporte y algunas de almacenamiento, aumentar la escala significa optimizar sus costos. Una mayor escala también suele dar mejor posicionamiento frente a proveedores para negociar precios y obtener un trato prioritario, lo cual es particularmente relevante considerando que la producción de electrolizadores se está presentando como potencial cuello de botella.

La determinación de la escala será una solución de compromiso considerando el tamaño de la inversión

que se pretende afrontar, el mercado que se pretende captar, y los beneficios antes mencionados.

Asociaciones con otros proyectos similares para compartir infraestructura (por ejemplo, transporte en ducto o terminales de exportación) puede mejorar los económicos de ambos proyectos. Sin embargo, pueden conllevar a dificultades de coordinación en plazos e intereses para el desarrollo de dicha infraestructura.

4.1.13 Ubicación del proyecto

La ubicación del proyecto impacta prácticamente a todas las variables mencionadas hasta ahora y no tiene una única solución óptima. Se debe realizar un análisis integral de mapas que contemple la mayor cantidad de variables mencionadas, antes de definir su ubicación.

Este mapeo debería incluir al menos:

- Recurso renovable
- Sistema de transporte eléctrico disponible (SADI)
- Disponibilidad de tierras
- Accesibilidad al agua
- Disponibilidad de fuentes de carbono en caso de metanol o combustibles sintéticos
- Análisis de puertos si es para exportación (nivel de industrialización del puerto, capacidad para importar equipos, superficie disponible para terminal, servicios, experiencias con combustibles, comunidades cercanas, variables técnicas de la costa)
- Sinergias con industrias locales (posibles demandas de productos y/o subproductos que mejoren los económicos del proyecto)
- Infraestructura y facilidades (rutas, talleres, proveedores, etc)
- Capacidades humanas (tamaño de ciudades cercanas, universidades, mano de obra, etc)

4.1.14 Definiciones del caso de negocio

Las variables del proyecto que se definen en el desarrollo (ubicación, estrategia de suministro eléctrico, escala de generación renovable, escala de planta de hidrógeno, de planta de conversión, de baterías, de almacenamiento, etc.) no pueden determinarse de una manera simple y directa. El desarrollador se enfrenta a varias soluciones de compromiso, donde mejorar un parámetro, empeora otro. Las decisiones se deben tomar en base a las estimaciones de costos de los diferentes componentes y los parámetros técnicos de los procesos, cambiando las variables de diseño para maximizar la rentabilidad del proyecto. Esto suele estar sujeto a reiteradas iteraciones, donde uno debe buscar la mejor calidad posible de datos de costos y técnicos, para decidir a partir de ellos.

4.1.15 H2V Consorcios y asociaciones

Los proyectos de mayor desarrollo son liderados por consorcios de grandes sponsors con respaldo financiero y experiencia en la cadena de valor.

Es importante entender que en los proyectos de H2V y derivados se cruzan dos tipos de proyectos: generación de energía eléctrica y plantas de gran escala de procesos químicos complejos. Son pocas las compañías que cuentan con el expertise para poder planificar, gestionar, construir y operar, ambos tipos de plantas de manera eficiente y segura. Esto conlleva que, a nivel global, se observe que los grandes proyectos de exportación incorporan para su realización a un consorcio de grandes empresas privadas que aportan conocimiento en las distintas partes de la cadena de valor.

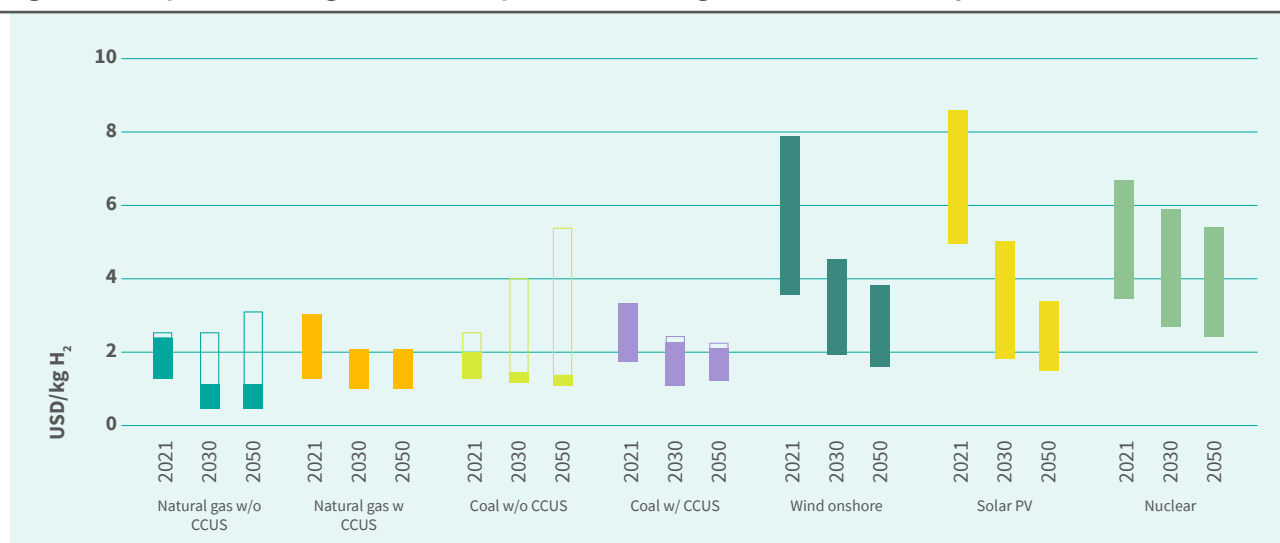
El rol del Estado con un enfoque de política energética integrada es también fundamental para el éxito de estos proyectos, a través de estrategias nacionales de hidrógeno, identificación de prioridades, gobernanza y un esquema de certificaciones de origen.

4.2 Competitividad

En la Figura 14 se puede ver la comparativa de rangos de costos nivelados del hidrógeno (LCOH) respecto a las tecnologías convencionales con y sin emisiones (proceso de reformado de vapor con gas natural y gasificación del carbón) actual y proyectado a 2030 y

2050. En el caso de la suba de los costos del hidrógeno a partir de fuentes fósiles sin CCUS⁹ es resultado de la aplicación de impuestos al carbono, estos precios oscilan entre 15–140 USD/ton de CO₂ entre regiones en 2030 y entre 55–250 USD/ton de CO₂ en 2050.

Figura 14: Comparativa de rangos de costos respecto a las tecnologías convencionales con y sin emisiones



Fuente: (IEA, 2022)

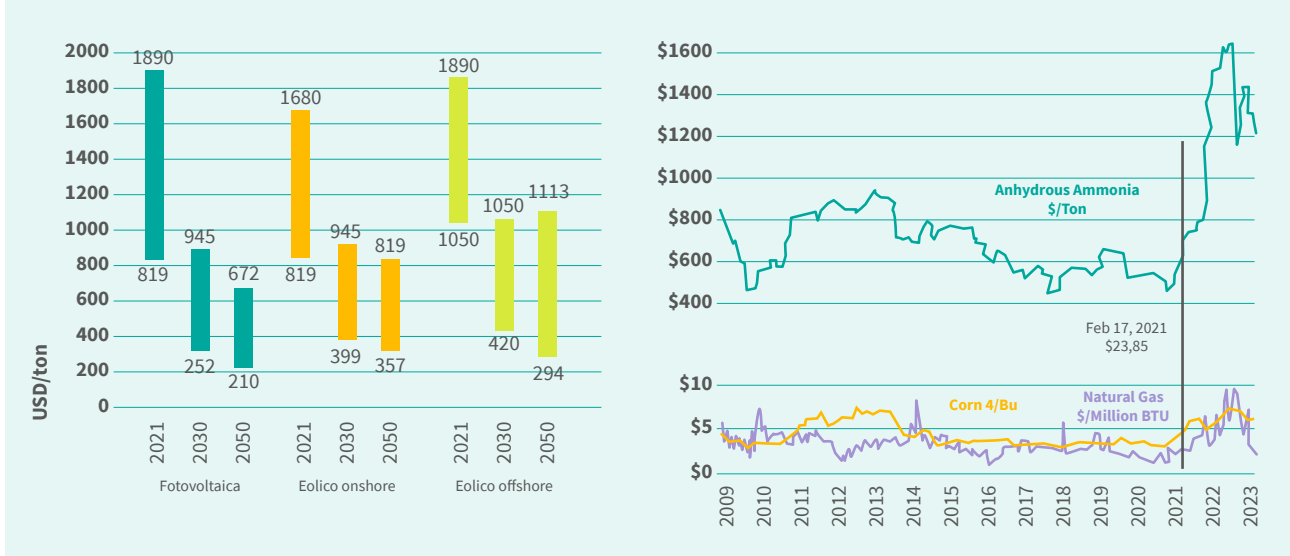
En la actualidad no existe un mercado global para el H₂ bajo en carbono.

La referencia que se tiene es el costo del hidrógeno «gris» para sus usos actuales (como materia prima para la industria, produciendo el hidrógeno en el mismo

sitio en que se consume cuando se trata de grandes volúmenes). Los costos actuales del hidrógeno bajo en carbono son superiores a esta referencia. La diferencia es de entre 2,5 y 6,5 USD/kg de acuerdo a los costos establecidos por IEA en la Figura 14.

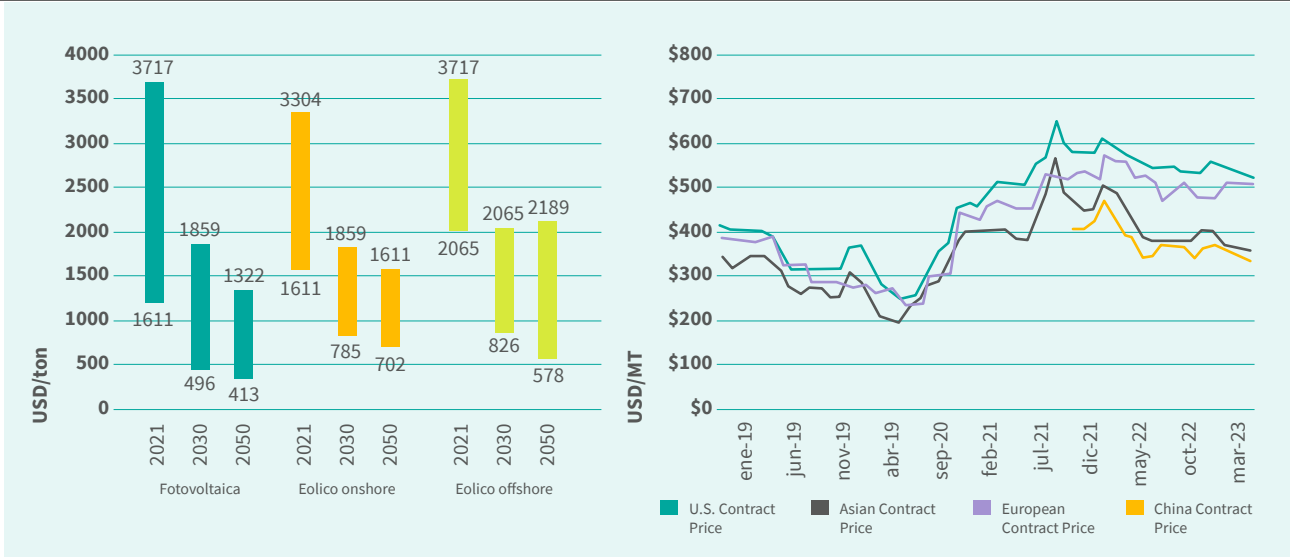
9 Carbon Capture, Utilization and Storage (captura, utilización y almacenamiento de carbono por sus siglas

Figura 15:
Costos del NH₃ verde (izquierda) y Precios del NH₃ y volatilidad frente al incremento de precios de combustibles (derecha)



Fuente: (US Department of Agriculture, 2023), (IEA, 2023) y elaboración propia en base a Figura 15

Figura 16: Costos del metanol verde (izquierda) y Precios del metanol en diferentes mercados (derecha)



Fuente: (Methanex, 2023) y elaboración propia en base a Figura 14

Esta diferencia de precios se espera que se reduzca a medida que el sector se desarrolle y los costos en la producción de H₂V y productos PtX bajen. Sin embargo, en estas etapas iniciales del sector, será fundamental aplicar distintos mecanismos para cerrar esta brecha. Una estrategia para lograr esto es implementar incentivos a la oferta (como propone Estados Unidos con el paquete normativo «Inflation Reduction Act» o IRA, donde los productores de H₂V y derivados pueden acceder a beneficios fiscales y subsidios que contribuyen a reducir de manera significativa los costos de producción). Por otro lado, una estrategia distinta para incentivar el mercado puede ser la obligación mediante normativa de incorporar cuotas de estas moléculas «verdes» en distintos sectores (como propone la Unión Europea en RED III, REFuelEU Aviation y FuelEU Maritime¹⁰). Un ejemplo adicional de estos mecanismos es el programa H2Global, instrumento que fomenta la producción y el uso de productos PtX a través de mecanismos de licitaciones públicas internacionales donde aquellos oferentes con menor precio ofertado cierran un contrato de largo plazo (a 10 años) con un intermediario, Hydrogen Intermediary Company GmbH (HINT.CO). A su vez, HINT.CO celebra contratos de venta a corto plazo por el lado de la demanda. Sobre la base de un mecanismo análogo al de los contratos por diferencia (CfD), la diferencia entre los costos de la oferta (producción y transporte) y los precios que la demanda está dispuesta a pagar, se compensan mediante subvenciones de un organismo de financiación público o filantrópico, a través de la creación de un fondo específico. Por ejemplo, el Gobierno alemán ha reservado 900 millones de euros (que se elevarán hasta 4.000 millones) que serán utilizados en parte para el mecanismo de compensación

por la diferencia entre los precios de oferta y demanda de las ofertas ganadoras.

Otros mecanismos que pueden incentivar el uso de moléculas «verdes» es la tarificación de las emisiones de CO₂. Sistemas del tipo «Cap & Trade» constituyen un mercado de carbono donde se establecen precios a las emisiones de CO₂, como sucede en la Unión Europea con el sistema EU ETS¹¹. Sin embargo, en sectores difíciles de descarbonizar, es probable que en la actualidad los precios de carbono que vuelven factibles la incorporación de H₂V o productos PtX sean más altos que los que establece el mercado. Eventualmente, a medida que se reducen los costos de producción de H₂V y se incrementa el precio a las emisiones de CO₂, la brecha se reducirá hasta que no requiera de incentivos o mecanismos adicionales.

-
- 10 RED se refiere a la Directiva de Energías Renovables de la Unión Europea, REFuelEU Aviation es una normativa de la Unión Europea donde se establecen cuotas de implementación de SAF en la industria de aviación europea y FuelEU Maritime establece cuotas de combustibles limpios para el transporte marítimo en la Unión Europea.
- 11 European Union Emission Trading System o Sistema de Comercio de Emisiones, diseñado para limitar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante un sistema de „cap and trade« que fija límites de emisiones a ciertos sectores y permite la compra y venta de derechos de emisión.
-



Certificaciones

La certificación desempeña un papel fundamental en la comercialización y el consumo del H₂V y productos PtX. Proporciona a los consumidores información específica sobre el producto, incluidos detalles sobre su lugar y momento de producción, la tecnología utilizada, su huella de carbono y otros atributos definidos dentro del sistema de certificación, como el uso sostenible del agua y el cumplimiento de las normas laborales y medioambientales. Al transmitir de forma transparente esta información, la certificación garantiza la confianza del consumidor, su disposición a pagar y la diferenciación del producto.

En el contexto global de los esquemas de certificación emergentes para el hidrógeno y sus derivados impulsados por diferentes motivaciones, ya sea con fines voluntarios/informativos o con fines obligatorios/cumplimiento, las mejores opciones de diseño dependerán del contexto de cada país y del tipo de comercialización al que se refieren (local o para exportación). Si el destino es la exportación a Europa, el mercado europeo es de carácter obligatorio para los RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), impulsado por la Directiva Europea de Energía Renovable (RED II, Art 25-30). Estas directivas establecen criterios muy específicos para el hidrógeno como RFNBO. Para demostrar el cumplimiento de estos objetivos, los proveedores de combustibles necesitan una Prueba de Sostenibilidad (Proof of Sustainability)

para el producto, certificación que debe ser realizada por los llamados esquemas de certificación voluntaria reconocidos por la Comisión Europea que ofrecen cumplimiento con la regulación.

Al respecto, existe un número limitado de esquemas de certificación internacional de hidrógeno establecidos y/o emergentes; son mayoritariamente voluntarios, su nivel de madurez varía, con CertifHy de Europa y TÜV SÜD de Alemania actualmente operativos, mientras que el esquema AFHYPAC de Francia, el Zero Carbon Certification Scheme de Gran Bretaña y el Hydrogen Guarantee of Origin Scheme de Australia se encuentra en período de consulta pública, todos ellos planteados como esquemas voluntarios.

No se cuenta actualmente con un esquema global de certificación de hidrógeno y su establecimiento será clave para el desarrollo del mercado global de H₂ e influirá en la competitividad de las zonas con potencial exportador

Cada región importadora elabora sus propios requerimientos al comprar el hidrógeno y sus derivados. La Figura 17 presenta el análisis comparativo entre la Unión Europea, Japón, Corea del Sur, Estados Unidos y Reino Unido de los límites mínimos aceptables de CO₂ en el producto final.

Figura 17 Comparación de los límites aceptables de CO₂ en el H₂ por país/región

Unión Europea	Reino Unido
Emisiones < 3,38 kgCO ₂ e/kgH ₂	Emisiones < 2,4 kgCO ₂ /kgH ₂
70% menos emisiones (respecto hidrógeno gris, 11,28 kgCO₂e/kgH₂) - El 'hidrógeno renovable' es el hidrógeno producido a través de la electrólisis del agua, y con la electricidad procedente de fuentes renovables. - No considera gas natural ni energía nuclear como renovable - Correlación temporal (mensual hasta 2029, luego horaria) - Correlación geográfica - Adicionalidad de parques renovables	- Define „low carbon hydrogen « - Incluye H₂ de fuente nuclear, gas natural, biomasa y residuos. - Si es renovable dedicado o PPA, (contrato de compraventa de energía a largo plazo entre un desarrollador renovable y un consumidor) asume emisiones de la fuente de electricidad - Si toma de la red, correlación temporal de 30 minutos
Estados Unidos	Japón y Corea del Sur
Emisiones < 4 kgCO ₂ e/kgH ₂	Japón: Emisiones<3,4 kg CO ₂ /kgH ₂
El objetivo corresponde a un límite del sistema que termina en el punto en el que el hidrógeno se entrega para uso final. Este límite del sistema incluye CCS incluso si el secuestro no está en el sitio de producción, pero no incluye otros pasos posteriores a la producción de hidrógeno, como la posible licuefacción, compresión, dispensación en vehículos, etc., de acuerdo con la intención de un estándar de producción de hidrógeno.	Aún sin definición clara del término „hidrógeno limpio«, por lo que cubre el hidrógeno producido a partir de fuentes fósiles y fuentes nucleares en combinación con fuentes renovables y CCS. A nivel regional, la Prefectura de Aichi ha establecido un esquema de certificación para productos libres de CO₂ y define el hidrógeno renovable como el hidrógeno de la electrólisis del agua usando fuentes de electricidad renovables o del reformado con vapor utilizando biomasa. Corea del sur: Emisiones<4,0 kg CO₂/kgH₂ A partir de 2024 se introducirá un sistema de certificación de hidrógeno que tenga en cuenta los métodos de producción de hidrógeno, así como las tendencias internacionales y la situación industrial nacional. Planificado por el Ministerio de Industria y Comercio (MOTIE) (MPR International, 2023)

5.1 Certificación de acuerdo con RED – Unión Europea

5.1.1 Introducción

Como se mencionó previamente, Europa es uno de los principales mercados para la exportación de H₂V y derivados, por lo cual es relevante analizar su principal regulación. La Directiva Europea de Energías Renovables (RED) es el acto legislativo que define los objetivos que todos los países de la UE deben cumplir en materia de energías renovables. El objetivo principal de RED, así como del Pacto Verde Europeo, también conocido como el «Green Deal», es construir un nuevo sistema energético eficiente, limpio y ambientalmente sostenible.

Los actos delegados («Delegated Acts on Renewable Hydrogen») de la UE (Comisión Europea, 2023) especifican que los requisitos para la producción de H₂V se aplicarán tanto a:

- Productores nacionales
- Productores de terceros países que deseen exportar H₂V a la UE para contar a efectos de los objetivos europeos de energías renovables

Los regímenes de certificación deben demostrar que son capaces de verificar la aplicación de requisitos legales en la producción de H₂V y los sistemas deben establecer procedimientos de certificación detallados y requisitos de documentación que el productor de combustible debe cumplir. La implementación correcta es verificada por auditores externos independientes.

5.1.2 Criterios de certificación

El objetivo de los Actos Delegados (DAs) de RED es asegurar que la implementación de los Combustibles Renovables de Origen No Biológico (RFNBOs por sus siglas en inglés), que incluyen al H₂V y productos PtX, realmente tiene asociado una reducción de emisiones comparado con las alternativas convencionales de origen fósil. Para esto, los actos delegados plantean

reglas para calcular de intensidad de emisiones para los RFNBOs y definen consideraciones específicas asociadas a este cálculo. Dado que la energía contenida en un RFNBO proviene principalmente de la electricidad, y el potencial de emisiones asociadas al suministro eléctrico es muy grande, la normativa dedica gran parte de su contenido a definir reglas para asegurarse que la energía eléctrica es realmente renovable.

El **primer acto delegado** establece reglas y alternativas para considerar la energía eléctrica consumida en la producción de RFNBO como Totalmente Renovable.

Mientras que el **segundo acto delegado** indica cómo cuantificar las emisiones de los RFNBOs para revisar si alcanza la reducción del 70% de emisiones de gases de efecto invernadero requerida. En su contenido, este segundo acto delegado afirma entre otros puntos, que, si la energía eléctrica puede considerarse como Totalmente Renovable según las definiciones del primer acto delegado, al momento de cuantificar la huella de carbono del RFNBO, se le asignan emisiones cero a esa energía eléctrica.

La normativa considera que la energía eléctrica Totalmente Renovable puede provenir tanto de parques de generación eléctrica renovable conectados de manera directa, y/o a través de la red pública de transporte eléctrico.

Para ambas alternativas existen ciertos criterios que se deben cumplir:

- **Energía eléctrica a través de Conexión Directa**
Para que la energía eléctrica proveniente de un parque de generación renovable conectado de manera directa a las plantas de producción de RFNBO sea considerada como Totalmente Renovable es necesario demostrar que existe una conexión física entre las facilidades, poder demostrar que puede medirse el flujo de energía eléctrica desde el parque hacia las instalaciones de producción de RFNBO, y por último, es necesario que el parque cumpla con el criterio de ADICIONALIDAD, que

establece que el parque de generación de energía renovable debe ser nuevo (adicional a la generación renovable instalada en el país).

- **Energía eléctrica tomada de la red de transporte**

Para que la energía eléctrica proveniente de la red de transporte pública sea considerada como Totalmente Renovable la normativa establece varias alternativas:

1. La participación de la generación de energía renovable en la Zona de Ofertas¹ donde se toma la energía es mayor al 90%.
Como referencia, el promedio de participación de energía renovable en la red eléctrica en Argentina ronda el 40%.
2. La intensidad de emisiones promedio de la energía eléctrica de la red en la Zona de Ofertas donde se toma la energía es menor a 18 gCO₂/MJ (65 gCO₂/MWh) y, adicionalmente, se firma contrato de compra de energía con generadores renovable, y se cumple con los criterios de Correlación Geográfica y Correlación Temporal. Como referencia, el promedio de emisiones en Argentina los últimos años se ha ubicado entre 230-270 gCO₂/MWh según los datos de CAMMESA.
3. La energía eléctrica se toma de la red en momentos donde existe un excedente de energía renovable en la Zona de Oferta donde toma la energía (curtailment).
4. Ninguna de las anteriores situaciones aplica, pero se cuenta con un contrato de compra de energía con un parque de generación renovable (PPA) y se cumple con los criterios de ADICIONALIDAD, CORRELACIÓN GEOGRÁFICA y CORRELACIÓN TEMPORAL.

ADICIONALIDAD: Al igual que en el caso de conexión directa, el concepto de ADICIONALIDAD requiere que el parque de generación de EERR no haya entrado en funcionamiento más de 36 meses antes que la planta de producción de RFNBO, es decir que sea nuevo y adicione energía renovable al sistema.

CORRELACIÓN TEMPORAL: Establece que, a partir del 2030, durante la hora en la que la planta de producción de RFNBO está tomando energía eléctrica de la red, el parque de generación de energía renovable con el que se tiene contrato está inyectando al menos la misma cantidad de energía eléctrica a la red. Previo a 2030, este balance debe hacerse de manera mensual.

CORRELACIÓN GEOGRÁFICA: Establece que el parque de generación renovable con el que se tiene contrato debe ubicarse en la misma Zona de Ofertas que la planta de producción de RFNBO, existen salvedades.

El **segundo acto delegado** establece la metodología para calcular la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero que se logra al utilizar combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO). La metodología tiene en cuenta un alcance del tipo «well-to-wheel» de los combustibles para calcular las emisiones que producen y el descenso de emisiones que implican. Allí se establece, por ejemplo, que dentro del alcance de análisis de emisiones hay que incluir el transporte y consumo del RFNBO. También establece que el uso de RFNBO debe conllevar una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de un **70 % como mínimo** en comparación con los combustibles a los que sustituyen. Determina cómo cuantificar las emisiones de los insumos y detalla los criterios de aceptación de las fuentes de carbono para la producción de RFNBOs.

1 Zona de Ofertas es una definición correspondiente al sistema eléctrico de la UE. La interpretación de Zona de Ofertas en Argentina aún no está formalizada, aunque se prevé que todo el país pueda ser considerado como una única Zona de Ofertas.

5.1.3 Documentos importantes sobre la certificación europea RED

Publicaciones Oficiales de la Comisión Europea:

[Acto Delegado 2023/1184](#): Definiciones y reglas para RFNBOs

[Acto Delegado 2023/1185 \(Comisión Europea, 2023\)](#): Umbral mínimo para la reducción de emisiones de un RFNBO y metodología para su evaluación

[Preguntas y respuestas sobre implementación de actos delegados](#)

[Directiva de Energías Renovables \(RED II\)](#)

[Directiva de Energías Renovables \(RED III\)](#)

Publicaciones del International PtX Hub:

[Webinar: EU regulatory framework and certification in a nutshell](#)

[Briefing on certification for green hydrogen and Power-to-X](#)

[Legal considerations of global trade in green hydrogen & Power-to-X](#)

[Identification of suitable carbon as feedstock for PtX products to be exported to Europe](#)



Referencias

- Agora Energiewende. (2018). The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels. Obtenido de https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf
- CAMMESA. (2022). <https://cammesaweb.cammesa.com>. Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/inicio-renovables/>
- Comisión Europea. (2022). RePowerEU. Obtenido de https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_3131
- Comisión Europea. (2023). Acto Delegado EU 2023/1184. Obtenido de https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/renewable-hydrogen_en
- Comisión Europea. (2023). Acto Delegado EU 2023/1185. Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185>
- Fundación YPF; Educ.ar Sociedad del Estado. (2023). <https://energiasdemipais.educ.ar>. Obtenido de <https://energiasdemipais.educ.ar/infografias/>
- Global Solar Atlas 2.0. (Mayo de 2024). <https://globalsolaratlas.info>. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/support/terms-of-use>
- Global Wind Atlas. (Agosto de 2023). The Global Wind Atlas: A high-resolution dataset of climatologies and associated web-based application. (D. Neil N., J. Badger, A. N. Hahmann, B. Hansen, N. Mortensen, M. Kelly, . . . R. Drummond, Edits.) Bulletin of the American Meteorological Society, 104(8), E1507-E1525. doi:<https://doi.org/10.1175/BAMS-D-21-0075.1>
- Hydrogen Council, McKinsey & Company. (2022). Global Hydrogen Flows. Obtenido de <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2022/10/Global-Hydrogen-Flows.pdf>
- ICAO. (2024). www.icao.int. Obtenido de <https://www.icao.int/environmental-protection/GFAAF/Pages/Conversion-processes.aspx>
- ICAO. (2024). WWW.ICAO.INT. Obtenido de <https://www.icao.int/environmental-protection/GFAAF/Pages/>



Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

on the basis of a decision
by the German Bundestag



INTERNATIONAL
CLIMATE
INITIATIVE

Implemented by:



Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Conversion-processes.aspx

IEA. (2022). Global Hydrogen Review .

IEA. (2023). <https://www.iea.org/>.

IRENA. (2021). Innovation Outlook: Renewable Methanol. Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol#:~:text=Costs%20for%20renewable%20methanol%20are,competitive%20by%202050%20or%20earlier.>

IRENA. (Julio de 2024). <https://www.irena.org>. Obtenido de <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>

IRENA. (Julio de 2024). <https://www.irena.org>. Obtenido de <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>

IRENA-AEA. (2022). Innovation Outlook: Renewable Ammonia. Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2022/May/Innovation-Outlook-Renewable-Ammonia>

Methanex. (2023). <https://www.methanex.com/>. Obtenido de <https://www.methanex.com/about-methanol/pricing/>

Methanol Institute. (2023). Marine Methanol Future-Proof Shipping Fuel. Obtenido de https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2023/05/Marine_Methanol_Report_Methanol_Institute_May_2023.pdf

MPR International. (2023). Korea Certification. Obtenido de <https://www.korea-certification.com/en/>

US Department of Agriculture. (2023). <https://www.usda.gov/>.



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Implemented by:



CAPÍTULO

2

**BASES DEL DESARROLLO DE
PROYECTOS Y NORMATIVA**

Tabla de contenido Capítulo 2

1. Objetivo Capítulo 2	46
2. Glosario Capítulo 2	47
3. Desarrollo de proyectos	49
3.1 Fases de un proyecto	49
3.2 Identificación de aspectos críticos en el desarrollo	58
3.2.1 «Subproyectos» en paralelo	58
3.2.2 Aspectos normativos y estudios ambientales	59
3.2.3 Licencia social y vínculo con las comunidades	59
3.2.4 Tierras	60
3.2.5 Off-taker, financiamiento y FID	60
3.2.6 Alianzas estratégicas	61
3.2.7 Estrategias para el desarrollo	61
4. Leyes y normas	62
4.1 Estrategia nacional para el desarrollo de la economía del hidrógeno	62
4.2 Normativa Argentina para PtX	62
4.3 Selección del sitio y adquisición de las tierras	66
4.3.1 Tierras privadas	66
4.3.2 Tierras públicas o fiscales	67
4.4 Estudios ambientales	67
4.5 Normativa de la Provincia de Buenos Aires	70
4.5.1 Tierras fiscales	70
4.5.2 Radicación de industrias	70
4.5.3 Uso del agua	71
4.5.4 Medio ambiente	72
4.6 Normativa de la Provincia de Río Negro	73
4.6.1 Tierras fiscales	73
4.6.2 Radicación de industrias	73
4.6.3 Uso del agua	74
4.6.4 Medio ambiente	74

4.7 Normativa de la Provincia de Neuquén	74
4.7.1 Tierras fiscales	74
4.7.2 Radicación de industrias	74
4.7.3 Uso del agua	75
4.7.4 Medio ambiente	75
4.8 Normativa de la Provincia de Santa Cruz	75
4.8.1 Tierras fiscales	75
4.8.2 Radicación de industrias	75
4.8.3 Uso del agua	75
4.8.4 Medio ambiente	76
5. Proveedores de la cadena de valor PtX	78
5.1 Proveedores de tecnología	79
6. Anexo 1: Diagrama Gantt	83
7. Anexo 2: Normas aplicables a las industrias PtX	85
8. Anexo 3: Proveedores locales	87
9. Referencias	89

Listado de figuras y tablas

Figura 1: Fases de un proyecto	49
Figura 2: Esquema Gantt para proyectos PtX	50
Figura 3: Proyecto PtX – Cadena de valor para la producción de e-combustibles utilizando energía renovable y captura de CO ₂	59
Tabla 1: Leyes y Normas aplicables a los diferentes segmentos de las cadenas de valor del proyecto	65
Figura 4: Normativa provincial y nacional en EIA	69
Figura 5: Etapas típicas de un procedimiento de EIA	69
Figura 6: Secuencia de procedimientos para la radicación de industrias en Provincia de Buenos Aires	70
Tabla 2: Normativa Ambiental de la Provincia de Santa Cruz	76
Tabla 3: Proveedores de equipamiento para la producción de hidrógeno por electrólisis	79
Tabla 4: Proveedores de equipamiento para la captura, transporte y almacenamiento de CO ₂	80
Tabla 5: Principales proveedores de equipamiento para la producción de metanol	82
Figura 7: Diagrama de Gantt para un proyecto PtX	83
Tabla 6: Proveedores locales para las distintas etapas de un proyecto PtX	87

1

Objetivo Capítulo 2

El Capítulo 2 – Bases para el Desarrollo de Proyectos y Normativa tiene como objetivo presentar aspectos generales y/o transversales que permiten dimensionar y planificar el desarrollo de proyectos de H2V y PtX, describiendo las etapas de un proyecto de estas características, tiempos estimativos de cada una de las etapas, abarcando aspectos normativos y regulatorios, así como otros temas que afectan la decisión de inversión en un proyecto de tales características.

El capítulo se ha organizado de la siguiente manera:

- **Etapas del proyecto:** descripción de las etapas que componen un proyecto PtX en Argentina, incluyendo los objetivos, hitos, actores, alcance, tareas, entregables y plazos esperados.
- **Leyes y normas:** relevamiento de las regulaciones y leyes existentes aplicables a los proyectos PtX.
- **Adquisición de tierras:** descripción del proceso de selección y adquisición de tierras para un proyecto PtX.
- **Impacto ambiental y licencia social:** descripción del marco regulatorio aplicable para la elaboración de los estudios de impacto ambiental y social de un proyecto PtX. Constituye un proceso fundamental para obtener las licencias y autorizaciones necesarias para llevar a cabo las actividades vinculadas al proyecto.
- **Proveedores de tecnología internacionales y locales:** enumeración de las cámaras y proveedores de servicios y productos que forman parte de la cadena de valor del hidrógeno verde y PtX. Los proyectos de H2V y PtX introducen nuevas tecnologías y requerimientos de equipamientos e insumos en una escala superior a la que existía hasta el momento en el mercado. También proveedores de otras industrias ofrecen productos y servicios que pueden adaptarse a la industria PtX.
- **Diagrama de Gantt:** caracterización típica de un proyecto PtX representada en un diagrama Gantt.

2

Glosario Capítulo 2

AACE	Asociación para el Avance de la Ingeniería de Costes o Association for the Advancement of Cost Engineering
FEED	La etapa de Front End Engineering Design (FEED), representa la ingeniería básica o básica extendida de un proyecto. Es análogo a FEL III.
FEL	La metodología Front-End-Loading o FEL es una metodología para el desarrollo de proyectos de grandes inversiones.
PFD	Diagrama de Flujo de Procesos o Process Flow Diagram
Project Finance	Estructura de financiamiento utilizada para proyectos de gran escala en la que el reembolso de la deuda y los rendimientos para los inversionistas dependen principalmente del flujo de caja generado por el proyecto en lugar de los activos o solvencia de los patrocinadores. Es común en sectores como energía, infraestructura y recursos naturales.
PtX	Del concepto Power- to-X, hace referencia a los distintos productos que se pueden producir a partir de hidrógeno verde
RED	Normativa europea "Directiva de Energías Renovables" o "Renewable Energy Directive".
RENPER	Registro Nacional de Proyectos de Energías Renovables
RFNBO	Combustible renovable de origen no biológico o Renewable Fuel Non- Biological Origin. Definición introducida por la normativa europea RED

Stakeholder	También llamados "interesados" de un proyecto, son personas, grupos, organizaciones o entidades que pueden afectar, verse afectadas o percibirse como afectadas por las decisiones, actividades o resultados del proyecto. Incluyen tanto aquellos con un interés directo como indirecto en el proyecto.
-------------	--

3

Desarrollo de proyectos

3.1 Fases de un proyecto

Por las particularidades de su proceso de producción, los proyectos PtX abarcan una serie de sub-proyectos (plantas de generación renovable, planta de hidrógeno, captura de CO₂, logística, etc.) con distinto nivel de maduración y complejidad. No obstante, como todo proyecto de generación y/o infraestructura energética, los proyectos PtX, atraviesan tres fases principales para su formulación y posterior evaluación:

- **Fase I – Pre – inversión:** Se refiere al periodo inicial en el cual se realizan los estudios y análisis preliminares para determinar la factibilidad y conveniencia de llevar a cabo el proyecto. En esta etapa se plantea el problema y se definen los objetivos, y es crucial para la toma de decisiones informadas previo a comprometer recursos significativos.
- **Fase II – Inversión:** En esta etapa se asignan los recursos financieros, humanos y materiales necesarios para ejecutar el proyecto de acuerdo con el plan previamente establecido.
- **Fase III – Operación:** Es la etapa en la cual el proyecto ya ha sido completado y puesto en funcionamiento para cumplir con sus objetivos y entregar los beneficios esperados.

Figura 1: Fases de un proyecto



Fuente: Elaboración propia

El ciclo de vida del proyecto puede ser visto como un proceso de «compra de certidumbre». Esto significa que el pasaje de una etapa a la siguiente, y en particular aquella en la cual se toma la decisión de inversión (FID *Final Investment Decision* por sus siglas en inglés), está dado no sólo por la bondad del proyecto sino también porque los beneficios resultantes de un estudio más profundo – que permite reducir la incertidumbre– superan a los costos del mismo.

Cuando comienza el estudio de un proyecto se recopila información de entorno, localización, actores, tecnología disponible, etc. lo que significa que existen mayores niveles de incertidumbre. A medida que se avanza sobre esta información, la incertidumbre baja, pero comienza a incurrirse en algunos costos que hacen

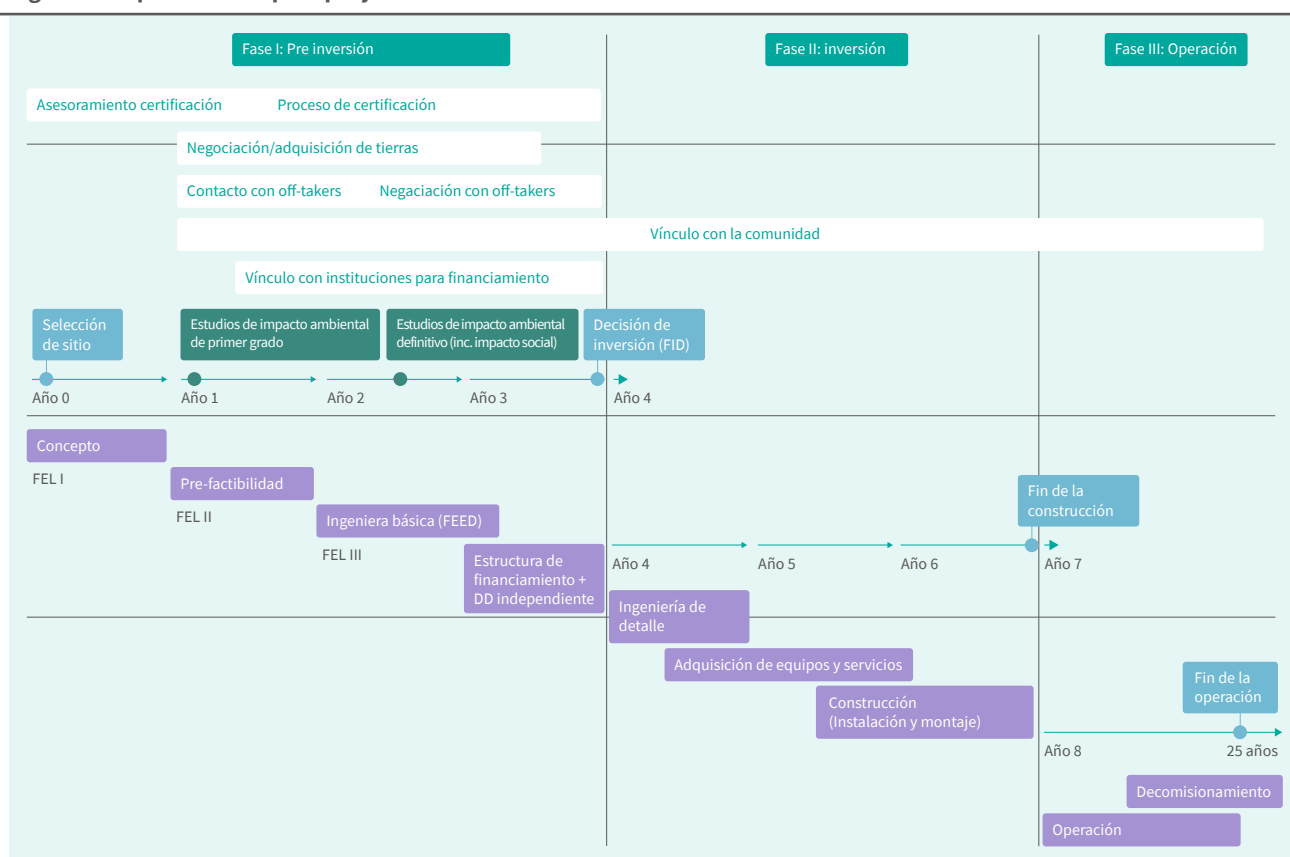
parte del desarrollo del proyecto. Es un proceso que permite minimizar incertidumbres y maximizar las probabilidades de éxito una vez que se pase a las etapas de inversión y ejecución del proyecto.

En tal sentido, las diferentes fases del proyecto traen consigo estimaciones de costos de inversión con diferentes niveles de precisión, partiendo de

una estimación de costos AACE¹ Clase V (con límites de precisión de -50% hasta +100%), llegando a una estimación de costos AACE Clase III en el FEED (con límites de precisión de -20% hasta +30%).

En esta sección se exponen las distintas etapas que comprende un proyecto de H2V y PtX dentro del esquema explicado anteriormente.

Figura 2: Esquema Gantt para proyectos PtX



Fuente: elaboración propia

1 Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE)

El anexo 1 incluye un gráfico de un esquema Gantt más detallado de un proyecto de PtX a modo de ejemplo.

La Figura 2 presenta esquemáticamente los hitos y actividades principales que forman parte de cada una de las tres Fases, Fase I (pre-inversión), Fase II (inversión) y Fase III (operación), de los proyectos de H2V y PtX. A continuación, se brinda mayor detalle de cada una de estas etapas.

Fase I – Pre-Inversión

Dentro de la fase de pre-inversión se distinguen distintos niveles «Front-End Loading (FEL)» que son una serie de etapas de planificación que ayudan a definir y detallar los aspectos fundamentales del proyecto antes de pasar a la ejecución. En este esquema se ha dividido la fase de pre-inversión en tres niveles (FEL I, FEL II y FEL III) teniendo cada uno objetivos y alcances diferentes.

FEL I-Etapa de Concepto

- Objetivo
 - › Esta etapa se enfoca en la planificación inicial y en la evaluación preliminar del proyecto, antes de comprometer recursos significativos. Se desarrolla un concepto inicial del proyecto, que incluye la definición de la localización, selección de tecnologías, alternativas de diseño y posibles enfoques para alcanzar los objetivos fijados. Se parte de la identificación de una necesidad y de un mercado potencial a abastecer, y se diseña un proyecto que satisfaga dicha necesidad en base a las ventajas competitivas detectadas. Como resultado de esta etapa se definen los aspectos principales del proyecto, como el producto, escala estimada y región donde se implantará el proyecto, para avanzar con un alcance más delimitado a la etapa FEL II.

- Actores Principales
 - › En esta etapa de desarrollo conceptual intervienen principalmente los desarrolladores o dueños del proyecto, y en algunos casos se contratan servicios de consultoría.
- Tareas a desarrollar
 - › Análisis de ventajas, riesgos, oportunidades en base a información secundaria (mapas de vientos, potencial fotovoltaico, benchmarking internacional, etc.)
 - › Definición de las alternativas de suministro de energía eléctrica (on-grid, off-grid, híbrido)
 - › Exploración de posibles sitios para la planta de generación eléctrica
 - › Exploración de posibles sitios para planta de H2V y PtX
 - › Identificación/selección de mercado objetivo: producto y escala de proyecto
 - › Exploración de potenciales asociaciones para mejorar experiencia en segmentos de la cadena de valor
 - › Análisis de madurez tecnológica e identificación de desafíos técnicos importantes
 - › Identificación inicial de potenciales off-takers y productos finales
 - › Elaboración de un plan preliminar que define las actividades y los recursos necesarios para llevar a cabo el proyecto, incluyendo un cronograma básico y una estimación inicial de presupuesto
- Tipo de análisis económico
 - › Estimaciones económicas preliminares, sin considerar aspectos de financiamiento. Los beneficios brutos detectados deben ser claramente superiores a los costos
 - › Estimación de costos AACE Clase V (+50%/-30%)

- › Dimensionamiento del tamaño de la inversión
- › En esta instancia se puede estimar un LCOX para comparar alternativas y realizar una selección de las mismas (productos y localizaciones).
- Entregables-Informe final de la etapa de concepto
 - › Selección de escala y producto
 - › Procesos productivos, diagramas de bloque
 - › Potenciales socios estratégicos
 - › Análisis de sitios/mapeo de recursos, infraestructura, tierras, acceso a agua
 - › Comparación de alternativas evaluadas y selección
 - › Estimación de costos y LCOX Clase V
- Duración aproximada– 6 meses

FEL II-Etapa de factibilidad

- Objetivo
 - › Esta etapa se caracteriza por un mayor nivel de detalle y precisión en la planificación. Se definen aspectos técnicos fundamentales y se detectan y cuantifican los distintos riesgos asociados al proyecto.
 - › A diferencia de la etapa anterior en esta etapa es necesaria la generación de información primaria clave para la evaluación del proyecto.
- Actores
 - › Equipos técnicos del desarrollador o dueño del proyecto: Ingenieros, especialistas y asesores de diversas áreas técnicas (civil, eléctrica, ambiental, geología, etc.)
- › Consultores y tecnólogos: Para esta etapa, de mayor detalle, existen consultoras en ingeniería especializadas en el diseño de proyectos del sector de energía e infraestructura. Además, en el caso de proyectos PtX donde intervienen tecnologías industriales, las empresas que suministran la tecnología específica (tecnólogos) pueden ofrecer apoyo técnico en el desarrollo del proyecto. Aquí el dueño del proyecto podrá optar por contratar a una consultora en ingeniería que presente distintas alternativas para algunas de las tecnologías disponibles o contratar a alguno de los tecnólogos disponibles en el mercado para que presente un diseño de proyecto basado en su tecnología.
- › Potenciales socios
- › Comunidad local: En esta etapa es relevante iniciar la vinculación con la comunidad por lo que también participan entidades públicas relevantes, gobiernos locales, asociaciones civiles locales, etc.
- › Entes certificadores: Se deben analizar las condiciones de certificación del mercado donde se planifica que se venderá el producto y diseñar el proyecto para que sea compatible con las mismas.
- Tareas a desarrollar
 - › Se amplía y detalla el alcance del proyecto, incorporando especificaciones técnicas más precisas y claras. Se realizan estudios más profundos y detallados para definir el diseño del proyecto.
 - › Selección de sitios
 - » Análisis de detalle sobre sitios con información primaria
 - » Determinación final de los sitios para la generación y plantas de producción

- » Negociación de contratos con propietarios de los sitios/concesión de tierras fiscales
- › Estudios
 - » Campaña de medición de vientos o de radiación solar en el sitio
 - » Generación de mapas topográficos digitales de alta resolución sobre los cuales optimizar diseños de planta.
 - » Evaluación ambiental de primer grado para determinar si existen «RED FLAGS» y su mitigación y/o determinar que imposibiliten la ejecución del proyecto en el sitio
 - » Estudios hidrológicos y sísmicos
 - » Estudios primarios de prefactibilidad para la instalación de una planta industrial y terminal de carga
 - » Estudios de impacto social y planificación de las actividades de vinculación con la comunidad
 - » Estudios iniciales de necesidad de expansión/ construcción de líneas eléctricas y subestaciones
- › Análisis de riesgos
 - » Se identifican y analizan de manera más exhaustiva los riesgos que podrían afectar el proyecto. Se diseñan estrategias y planes de mitigación para reducir la probabilidad de ocurrencia y el impacto de los riesgos identificados.
- › Permisos/Normativa
 - » Determinación de la posibilidad de obtención de los permisos requeridos por autoridades locales y nacionales con respecto a las actividades a desarrollar en el sitio
- » Análisis normativo/certificaciones de acuerdo con el destino del producto final (exportación o mercado local)
- › Desarrollo de Ingeniería conceptual de las plantas de procesos
 - » Diseño de procesos, definición de tecnología, dimensionamiento de equipos principales
 - » Pre-acuerdo con socios
- › Evaluación inicial de potenciales off-takers y definición de producto final
- › Revisión de cumplimiento de criterios para certificación de hidrógeno verde o derivado
- › Contratación y adquisiciones
 - » Se inicia el desarrollo de estrategias específicas para la contratación de proveedores y adquisición de bienes y servicios necesarios para la ejecución del proyecto.
- Tipo de análisis económico
 - › Estudios económicos con información primaria
 - › Diseño inicial de herramientas para la evaluación de proyecto (modelo económico financiero)
 - › Estimación de costos Clase IV (+30/-20)
- Entregables
 - › Estudios de medición de vientos o radiación solar del sitio
 - › Diseño preliminar del parque
 - › Evaluación Ambiental preliminar
 - › Estudios hidrológicos y sísmicos
 - › Prefactibilidad para la planta industrial y terminal de carga
 - › Ingeniería conceptual de plantas de procesos de H2V y derivados (balance de masa, PFDs, servicios, plot plan, lista de equipos)

- › Estudios eléctricos para el montaje de la línea de transmisión
- › Estimaciones de costos Clase IV
- › Estudio de impacto social
- › Pre-acuerdo con socios
- › Evaluación inicial económico-financiera
- › Potenciales off-takers del producto
- › Duración aproximada – 1 a 2 años
- › Finalización del diseño del proyecto.
Esto incluye la preparación de planos, especificaciones técnicas detalladas, la ingeniería básica final del proyecto abarcando los estudios definitivos para diseño y construcción de la planta industrial, y, en caso de requerirse, de la terminal de carga vía boya o muelle.
- › Elección de los socios integrantes de un consorcio si correspondiese
- › Permisología y estudios

FEL III-FEED (Front-end Engineering and Design)

- Objetivo
 - › Esta etapa se caracteriza por un nivel muy detallado de planificación y preparación, con el objetivo de asegurar que todos los aspectos del proyecto están definidos para su implementación. En esta etapa se presentan todos los documentos técnicos y legales necesarios para la ejecución del proyecto.
- Actores Principales
 - › Equipos técnicos del desarrollador o dueño del proyecto: Ingenieros, especialistas y asesores de diversas áreas técnicas (civil, eléctrica, ambiental, geología, etc.), consultoras en ingeniería, tecnólogos, consultores ambientales, asesores legales.
 - › Comunidad local: Vinculación con la comunidad a través de asociaciones de la sociedad civil, gobiernos locales, y el sector académico.
- Tareas a desarrollar
 - › Ingeniería Básica y diseño
 - » Recolección y organización de la información necesaria para la presentación del Estudio de Impacto Ambiental definitivo ante las autoridades competentes para la obtención del permiso de construcción.
 - » Estudios geotécnicos y topográficos in situ para la instalación del equipamiento adecuado en los sitios seleccionados.
 - » Presentación del proyecto ante las autoridades nacionales y locales para la obtención de todos los permisos y habilitaciones necesarias para lograr la aprobación final para su construcción.
 - › Evaluación y Gestión de Riesgos Finales
 - » Evaluación final de los riesgos potenciales que podrían afectar la ejecución del proyecto
 - › Análisis económico
 - » Análisis de los beneficios y oportunidades que el desarrollo del proyecto traerá al municipio, provincia y nación donde se instala
 - › Contratación y adquisiciones
 - » Inicio de las gestiones con posibles proveedores para la construcción del proyecto y la operación del proyecto en la etapa comercial
 - › Planificación de la Implementación

- » Desarrollo de un plan de implementación detallado, incluyendo la secuencia de actividades, la asignación de recursos, los tiempos proyectados y las responsabilidades específicas de cada equipo y las personas involucradas en el proyecto.

- Tipo de análisis económico
 - › Análisis económicos finales implementando un margen de seguridad
 - › Estimación de beneficios, costos, plazos, y demás variables económicas
 - › Estimación de costos Clase III (+20%/-15%)
- Entregables
 - › Estudio de Impacto Ambiental y Social
 - › Estudios geotécnicos
 - › Ingeniería básica final para el diseño y construcción
 - › Acuerdos con socios para el consorcio
 - › Selección de proveedores y operación del proyecto
 - › Permisos, y habilitaciones necesarias para la construcción
- Duración – 1 a 2 años

Finalmente, dentro de la Etapa de pre-inversión, como paso previo a la Decisión Final de Inversión, se realiza la estructuración del financiamiento. Como se detalla seguidamente, esto requiere el análisis de las fuentes de financiamiento y la elaboración de un plan financiero detallado que contemple las inversiones iniciales, los flujos de caja, y la negociación con los inversores e instituciones financieras.

Estructuración del financiamiento y Due Diligence independiente

- Objetivo
 - › Definición de la estructura de financiamiento para poder llevar a la cabo la inversión
- Actores
 - › Desarrolladores y dueños del proyecto
 - › Asesores financieros e inversionistas
 - › Asesores técnicos (Ingeniería, ambiental, suelos, etc.)
 - › Asesores legales
 - › Potenciales financiadores (banca comercial/multilateral, etc.)
- Tareas a desarrollar
 - › Incluye el diseño de la estructura de financiamiento y las evaluaciones necesarias ('Due Diligence') por parte de potenciales financiadores (entidades multilaterales, banca comercial, etc.)
- Tipo de análisis económico
 - › Estructura de financiación y estudios de mercado y demanda
 - › Herramienta de análisis económico financiero de detalle
 - › 'Due Diligence' técnico y económico del negocio
- Entregables
 - › Informe de pre-inversión (pasa/no pasa)
- Duración – 1 año

Fase II – Inversión

EPC (Ingeniería, Procura y Construcción)
Ingeniería de detalle:

- Objetivo
 - › La meta fundamental de la ingeniería de detalle es definir con la mayor precisión posible la ejecución real de un proyecto, generando documentación con datos específicos y detallados.
- Actores Principales
 - › Equipos técnicos del desarrollador o dueño del proyecto: Ingenieros, especialistas y asesores de diversas áreas técnicas (civil, eléctrica, ambiental, geología, etc.), consultoras en ingeniería, tecnólogos, consultores ambientales, asesores legales
 - › Comunidad local: Vinculación con la comunidad a través de asociaciones de la sociedad civil, gobiernos locales, y el sector académico
 - › Empresas de EPC: Estas empresas pueden ofrecer una solución completa para esta etapa de Ingeniería, Procura y Construcción. En algunos casos estas empresas pueden involucrarse previamente en las etapas de diseño del proyecto.
- Tareas a desarrollar
 - › Verificación de datos
 - › Definición de especificaciones técnicas y cálculos
 - › Comprobación y montaje de las piezas
 - › Preparación y revisión de documentos
 - › Asesoría durante la ejecución de proyectos
- Tipo de análisis de económico
 - › Estimación de costos Clase II (+15%/-10%)
- Entregables

- › Planos de diseño detallados y especificaciones técnicas
- Duración – 1 año

Adquisición de Equipos & Logística

- Objetivo
 - › Esta etapa constituye la primera etapa de ejecución sobre la cadena de valor productiva. Se realiza la compra de los equipos y servicios necesarios y se definen los aspectos logísticos del proyecto.
- Actores
 - › Desarrolladores y dueños del proyecto
- Tareas a desarrollar
 - › Tareas de apoyo necesarias para la compra de equipos: especificaciones, pliegos, licitaciones, selección de proveedores, garantías, términos y condiciones, entre otros
 - › Logística y servicios de transporte tanto de equipos como de personal para la realización de los proyectos
 - › Gestión de permisos de importación de equipos
 - › Plan de obras
- Tipo de análisis económico
 - › Plan de inversión final
- Entregables
 - › Documentos de licitación y contratación
 - » Términos de referencia
 - » Evaluación de proveedores
 - » Contratos de compra de bienes servicios y logística
 - › Órdenes de compra

- › Programas de entrega
- › Plan de obras
- Duración – 1.5 años

Construcción (Instalación & Montaje)

- Objetivo
 - › Abarca el período de la instalación, montaje y construcción del proyecto, asegurando que la construcción se ajuste al diseño y especificaciones definidas
- Actores
 - › Empresas de EPC y Desarrolladores
- Tareas a desarrollar
 - › Movimiento de suelos y preparación de los sitios
 - › Construcción, instalación de estructuras, equipos y sistemas conforme a los planos y especificaciones técnicas previamente desarrolladas, para el montaje de las plantas
 - › Montaje de las líneas de transmisión
 - › Gestión de la mano de obra, supervisión del cumplimiento de la normativa de seguridad y coordinación de las tareas de los subcontratistas
 - › Gestión del proyecto incluyendo la planificación y programación detallada de las actividades, supervisión del avance del proyecto, gestión de riesgos y cambios, comunicación efectiva entre todos los equipos involucrados y las partes interesadas
- Tipo de análisis económico
 - › Determinación de costos, beneficios y plazos del proyecto
 - › Análisis de desvíos de costos respecto al plan de obra
- Entregables

- › Plan de ejecución de la construcción
- › Cronograma de construcción detallado
- › Informes de inspección
- › Gestión de Cambios
- › Puesta en marcha
- › Informe final de construcción
- › Informe final de inversión
- Duración – 2 años

Fase III – Operación

Operación comercial (Operación & Mantenimiento)

- Objetivo
 - › Asegurar la gestión del proyecto de forma efectiva y eficiente a lo largo de su ciclo de vida
- Actores
 - › Operador y desarrolladores
- Tareas a desarrollar
 - › Monitoreo de la operación, mantenimiento y explotación del proyecto durante su vida útil
 - › Incluye la producción, el mantenimiento preventivo y correctivo y todas las actividades necesarias para garantizar el funcionamiento de forma eficiente
 - › Gestión de recursos humanos y capacitaciones
 - › Gestión de materiales y suministro de energía eléctrica
 - › Sistemas de monitoreo y control para supervisar el desempeño del proyecto en términos de producción, calidad, seguridad y cumplimiento de la normativa ambiental
 - › Implementación de programas para mitigar el impacto ambiental del proyecto

- › Gestión de las certificaciones dependiendo de los mercados objetivo y del cumplimiento de los atributos necesarios de los distintos esquemas de certificación
- › Implementación de programas y procedimientos de seguridad y salud ocupacional
- Tipo de análisis económico
 - › Balance comercial
 - › Presupuesto y plan de inversiones para el mantenimiento y renovación de equipos
- Entregables
 - › Sistemas de gestión
 - › Documentación interna: manuales de procedimiento, registros, etc.
 - › Informes e Indicadores de operación y mantenimiento
 - › Planes de mantenimiento
 - › Auditorias
- Duración – 25 años aproximadamente

Desmantelamiento

- Objetivo
 - › Desmantelamiento del proyecto y sus bienes
- Actores
 - › Operadores
- Tareas a desarrollar
 - › Desmantelamiento de las máquinas e instalaciones del proyecto
- Tipo de análisis económico
 - › Liquidación de equipos, bienes y propiedades
- Entregables

- › Evaluación final del proyecto
- Duración – 6 meses a 1 año

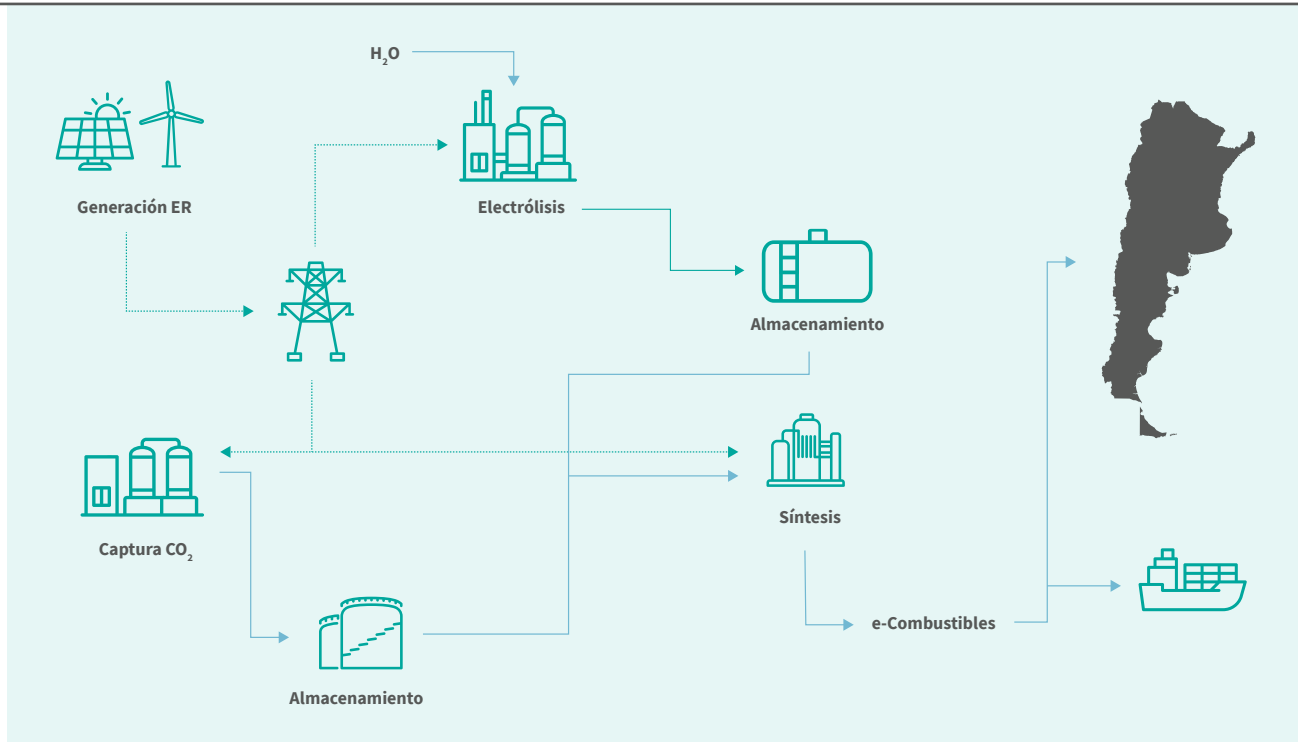
Habiendo definido las etapas para el desarrollo de un proyecto PtX, a continuación, se presentan algunos conceptos claves sobre este tipo de proyectos.

3.2 Identificación de aspectos críticos en el desarrollo

3.2.1 «Subproyectos» en paralelo

Un proyecto PtX combina varios ‘sub-proyectos’ en su cadena de valor incluyendo, entre otros, la instalación de un parque de generación renovable, el transporte de la electricidad, las plantas de producción de hidrógeno verde y/o sus derivados, la obtención de una fuente de CO₂ si se trata de metanol o combustibles sintéticos, posible proyecto de terminal portuaria si fuese necesario y los correspondientes componentes de almacenamiento y transporte de los productos (o insumos intermedios). A continuación, y a modo orientativo, se presenta esquemáticamente un proyecto PtX y sus distintos ‘subproyectos’:

Figura 3: Proyecto PtX - Cadena de valor para la producción de e-combustibles utilizando energía renovable y captura de CO₂



Fuente: elaboración propia

3.2.2 Aspectos normativos y estudios ambientales

Los estudios ambientales son fundamentales para evaluar y mitigar los impactos ambientales que podrían surgir durante el desarrollo y operación del proyecto. Dado que constituyen un requisito para obtener los permisos y autorizaciones ambientales necesarias, es esencial que inicien tempranamente y a medida que se avanza con las ingenierías y con las definiciones requeridas para los estudios.

Los costos asociados a estos estudios suelen ser costos hundidos que hay que adelantar para preparar el proyecto en caso de avanzar con el FID.

3.2.3 Licencia social y vínculo con las comunidades

La participación de la comunidad y las organizaciones sociales desde etapas tempranas se torna primordial para la implementación del proyecto de estas características, reduciendo potenciales conflictos, promoviendo la apropiación de resultados por parte de los actores involucrados y generando vínculos interinstitucionales constructivos. La capacidad y voluntad de poder ajustar el diseño del proyecto a las demandas y requerimientos de la comunidad facilita el proceso de conseguir la Licencia Social.

Es importante destacar la EAE (Evaluación Ambiental Estratégica) ya que es una herramienta que permite instrumentar los principios de la Ley General del

Ambiente facilitando la incorporación de la dimensión ambiental en los procesos de planificación estratégica, desde las fases más tempranas del diseño y la adopción de políticas, planes y programas gubernamentales. Una parte central de la EAE es que, en las etapas de planificación, principalmente en los procedimientos de evaluación de impacto ambiental y en los planes y programas de ordenamiento ambiental del territorio, debe asegurarse la participación pública, lo cual incentiva la formación del vínculo con las comunidades.

3.2.4 Tierras

Una vez seleccionado el sitio para el proyecto es importante avanzar con la adquisición, o alquiler, de tierras ya que representa un elemento esencial para el diseño del proyecto, que en caso de sufrir cambios puede obligar a modificar el rumbo del proyecto, o inclusive, cancelarlo.

Los costos asociados a la adquisición o alquiler de tierras son importantes y suelen ser costos hundidos que hay que adelantar para preparar el proyecto en caso de avanzar con el FID.

Deben contemplarse tanto los requerimientos de tierras para la instalación de las plantas de procesos o terminales de exportación en puerto, así como para la generación de energía renovable. En general, la región Patagónica se caracteriza por contar con grandes extensiones de tierra requeridas para el montaje de los parques de generación eólica, y en caso de no conseguir disponibilidad de tierras mediante contrataciones directas con los propietarios, puede negociarse la adquisición de proyectos eólicos con desarrolladores que ya tienen derechos sobre tierras de la región. Respecto a la disponibilidad de espacios en las terminales de exportación portuaria es relevante hacer referencia al Estudio «Análisis de la infraestructura portuaria del litoral patagónico de Argentina para el

desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y PtX» (Del Vecchio, Farah, y PtX Hub 2024) ², desarrollado por el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) en colaboración con el International PtX Hub, en el cual se analiza la aptitud de cada puerto para albergar distintos tamaños de proyecto PtX.

3.2.5 Off-taker, financiamiento y FID

Para avanzar en la Decisión Final de Inversión (FID), la figura del posible comprador (off-taker) tiene un rol clave. Por un lado, los contratos de compra de largo plazo en los que el off-taker se compromete a comprar la producción del proyecto a lo largo de un periodo de tiempo específico otorgan al proyecto una garantía de ingresos. Esta garantía de ingresos es fundamental para asegurar la viabilidad financiera del proyecto. Por otro lado, contar con un off-taker reduce el riesgo financiero del proyecto al minimizar la incertidumbre sobre la demanda futura y los ingresos esperados, lo cual a su vez facilita el acceso al financiamiento del proyecto.

La convergencia de desarrollo, off-taker y financiamiento es crucial para la toma de la Decisión Final de Inversión, que suele coincidir con el cierre de negociaciones y acuerdos finales con los compradores, constructores y las instituciones financieras.

Esta característica representa un gran desafío para este tipo de proyectos, donde el mercado, regulación y certificación están aún en etapas iniciales de desarrollo e implementación y dificultan la asunción de compromisos por parte de los productores y los compradores.

Resulta riesgoso además para las compañías avanzar con el desarrollo y los costos asociados a él, sin las señales adecuadas de poder concretar acuerdos de venta con off-takers.

² [International-PtX-Hub_202405_Ports-Infrastructure-Argentina.pdf](#)

3.2.6 Alianzas estratégicas

Como fue mencionado antes, los proyectos de H2V y PtX llevan varios ‘subproyectos’ en paralelo y requieren desarrollar cadenas de valor complejas. Esto genera la necesidad para los desarrolladores de proyectos de PtX de buscar alianzas estratégicas para formar un consorcio de actores y empresas que aporten experiencia en todas las cadenas de valor (generación renovable, producción, conversión, terminales portuarias, transporte y hasta demanda u off-takers), junto con agencias estatales o privadas que brinden financiamiento, principalmente, en las etapas iniciales de desarrollo.

Los desafíos de un mercado que aún es nuevo y no está establecido, motiva el establecimiento de vínculos entre los off-takers y las plantas de producción de manera integral y desde el inicio, con participación de la posible demanda durante el desarrollo, la construcción y la operación del proyecto. Particularmente los sectores industriales de altas emisiones y difíciles de descarbonizar en los cuales el hidrógeno verde tiene mayor potencial (como el acero, los fertilizantes, y distintos sectores químicos, entre otros) tienen cadenas de valor de alta complejidad y con altas barreras de entrada, por ende, que hacen más necesario encarar los proyectos como un consorcio de actores.

Contar con alianzas que permitan sumar experiencia específica a lo largo de la cadena de valor o incluso con parte de la demanda, facilita el desarrollo de proyectos de mayor competitividad y potencialmente con menores riesgos.

A su vez, al tratarse de varios subproyectos en paralelo como se mencionó anteriormente, es difícil que una única compañía tenga la experiencia y la estructura para que por sí solos puedan desarrollar y operar facilidades que históricamente pertenecieron a sectores distintos, como es por ejemplo la generación de energía eléctrica renovable y la producción de químicos.

Es valioso tener en consideración que, si bien la generación eléctrica representa generalmente más de la

mitad de los costos del proyecto, la mayor complejidad y riesgos en el diseño y operación está asociada a las plantas de procesos químicos; donde la estandarización entre un proyecto y otro es muy baja y hay importantes riesgos de seguridad relacionados con la naturaleza de las sustancias y los productos intermedios y finales. La industria de producción de combustibles y de sustancias químicas tienen antecedentes de varias décadas, durante las cuales las compañías más importantes han desarrollado sus capacidades y estándares de seguridad. Es por esto que se espera que los proyectos de mayor complejidad y escala se lleven a cabo a través de alianzas y consorcios, donde se involucren compañías con distintos perfiles y áreas de expertise.

3.2.7 Estrategias para el desarrollo

Existen múltiples estrategias de desarrollo para los proyectos PtX, desde la adquisición de un proyecto de generación renovable existente y el posterior desarrollo de las plantas productivas aguas abajo (producción de H2V y productos PtX), hasta el desarrollo de la cadena de valor completa interna y desde cero. Dentro de los proyectos anunciados a nivel global se observa una marcada tendencia hacia el «consortium approach», es decir, una combinación de actores con experiencia en cada una de las áreas específicas que corresponden a un proyecto PtX, buscando la mayor sinergia posible y solidez financiera considerando la magnitud de las inversiones necesarias. Esto puede realizarse a través de la contratación de una consultora en las etapas tempranas para orientar al desarrollador en la mejor estrategia. En paralelo también pueden existir asociaciones con empresas tecnológicas para identificar qué tecnologías se adaptan mejor a los requerimientos del proyecto, como podría ser la elección de electrolizadores o procesos químicos. Las asociaciones con dichas empresas pueden implicar un simple servicio de consultoría para el proyecto o hasta un acuerdo de coparticipación en el mismo.

4 Leyes y normas

4.1 Estrategia nacional para el desarrollo de la economía del hidrógeno

Argentina publicó en septiembre de 2023 su Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno (ENH) (Secretaría de Asuntos Estratégicos, 2023). Adicionalmente, al tiempo de elaboración de esta guía existen distintos proyectos de Ley, pero no se ha aprobado aún una Ley de promoción del Hidrógeno. El objeto propio de una Ley de promoción del Hidrógeno es establecer los incentivos económicos y regulatorios para la creación y el desarrollo de una economía del hidrógeno de bajas emisiones. A diferencia de la Estrategia Nacional de Hidrógeno, la ley tendría carácter vinculante y es el instrumento capaz de otorgar mayor seguridad jurídica a los proyectos de inversión.

La ENH establece dos pilares fundamentales:

- El desarrollo del mercado interno, clave para generar condiciones iniciales, evaluar prototipos y desarrollar tecnología nacional;
- Y el desarrollo de los mercados de exportación, orientado a la producción en escala altamente competitiva.

La ENH contempla el desarrollo del H₂V de bajas emisiones por diferentes tecnologías: de electrólisis con

fuentes renovables y energía nuclear, y de combustibles fósiles con captura de carbono.

De acuerdo con las proyecciones de la ENH, en 2050 Argentina tendrá una producción doméstica de al menos 5 millones de toneladas anuales de H₂V de bajas emisiones. El 20% estará destinado al mercado local, tanto para sus usos actuales como para atender los nuevos usos (principalmente combustibles sintéticos). El 80% restante (4 millones de toneladas-año) estará destinado a las exportaciones, en forma de amoníaco o metanol.

4.2 Normativa Argentina para PtX

A continuación, se resume la normativa general aplicable y los aspectos más relevantes vinculados a la producción del hidrógeno verde y derivados. Posteriormente, en el siguiente capítulo, se describe en detalle la normativa específica aplicable a nivel nacional y para una muestra de cuatro provincias: Buenos Aires, Río Negro, Neuquén y Santa Cruz. Asimismo, en el anexo 2 se presenta un listado de normas de seguridad, salud y medio ambiente relativas a la generación, manipulación, transporte, y tratamiento de los productos derivados del hidrógeno bajo estudio, así como en relación con la disposición final de los residuos peligrosos generados.

A nivel general, se destaca la siguiente normativa:

Mitigación del cambio climático y transición energética:

energética: La Ley 27520 de presupuestos mínimos de adaptación y mitigación al cambio climático global establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para garantizar acciones, instrumentos y estrategias adecuadas de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático en todo el territorio nacional en los términos del artículo 41 de la Constitución Nacional.

Si bien la producción de hidrógeno verde y sus derivados puede encuadrarse dentro de las medidas de adaptación y/o mitigación del cambio climático definidas en la citada ley, no existe a la fecha un marco normativo específico aplicable a la producción de hidrógeno verde.

Impacto ambiental: En lo que atañe a los estudios de impacto ambiental de cualquier proyecto, el marco general viene dado por la Ley 25.675 - Ley general del ambiente. Los proyectos destinados a la producción de hidrógeno verde y derivados requieren que la autoridad con competencia en materia ambiental en la provincia en la cual se encuentra radicado el proyecto autorice la Declaración de Impacto Ambiental que debe presentar el proyecto. Dicha autorización, es precedida de una audiencia pública. El apartado 4.4 incluye más detalles respecto a los estudios ambientales.

Generación eléctrica, compra-venta de electricidad:

Si el proyecto contempla también la instalación de un parque de generación eléctrica renovable conectado a la red perteneciente al sistema interconectado nacional, se deberá requerir el ingreso como agente del mercado eléctrico mayorista (Anexo 17 de Los Procedimientos de CAMMESA). En caso de contemplar la compra de energía a un generador renovable, la Resolución 360/2023 (modificatoria de la Resolución (SE) 281/2017) establece la legislación más importante en relación con los Acuerdos de Compra de Energía (PPA) bilaterales entre generadores de energía renovable y grandes usuarios. Específicamente, esta resolución creó el RENPER, donde se registran dichos proyectos.

Efluentes: La implementación de un proyecto de producción de hidrógeno verde requiere del otorgamiento de permisos de vuelcos de efluentes líquidos, descarga de emisiones gaseosas y la inscripción como generador de residuos peligrosos a fin de llevar a cabo todas aquellas actividades relativas a la operación de desalinización del agua, electrólisis y producción de productos derivados del hidrógeno. Dichos permisos pueden ser otorgados por las autoridades provinciales o municipales, dependiendo de cada jurisdicción. En el caso de que se verifique un transporte interjurisdiccional de residuos para su posterior disposición final, será competente la autoridad nacional, que otorga el respectivo certificado ambiental anual. Adicionalmente, el proyecto debe contar con una póliza de seguro ambiental.

Transporte de hidrógeno y dióxido de carbono:

El transporte de hidrógeno, dióxido de carbono y derivados por carretera o ferrocarriles, requiere autorizaciones extendidas por la Comisión Nacional Reguladora del Transporte. En caso de que se planifique el transporte mediante ductos, se requerirá el cumplimiento de las normas y estándares aplicables a los aparatos sometidos a presión. La norma IRAM-ISO/TR 15916:2007 «Consideraciones básicas de seguridad para sistemas de hidrógeno» es una guía para el uso del hidrógeno en su forma gaseosa y líquida e identifica los riesgos básicos y las propiedades del hidrógeno que son relevantes para la seguridad.

Registros especiales: Dado que se tratará con sustancias peligrosas, dependiendo de la concentración de las sustancias empleadas, la compañía deberá contar con registros o inscripciones específicos, tales como la inscripción en el Registro de Precursores Químicos (RENPRE) del SEDRONAR que refiere a productos cuya composición química contenga al menos una sustancia incluida en sus Listas I o II (contiene metanol, kerosene y amoníaco) y en donde la concentración o la sumatoria de las concentraciones de éstas supere el (30%) P/V o, en el caso del amoníaco, el 20%.

Importación de equipos / Exportación de productos:

Para importar bienes e insumos requeridos para el desarrollo del proyecto, el desarrollador debe registrarse como agente importador. Para los proyectos de exportación, la empresa deberá registrarse como exportadora ante la Dirección General de Aduanas.

Infraestructura portuaria: Para los proyectos de exportación es relevante considerar los requerimientos de infraestructura portuaria. Se destaca la conveniencia de que la producción y almacenaje se ubique en proximidad de la instalación portuaria de embarque (H₂, NH₃, metanol) y en un conjunto integrado, y esto en particular por la complejidad del transporte de gases. En lo que refiere a las instalaciones operativas portuarias para la exportación de hidrógeno verde y derivados, las mismas pueden resolverse con distintos tipos de infraestructuras como muelles o boyas de amarre³.

Con excepción del puerto de la Ciudad de Buenos Aires que es de jurisdicción nacional los puertos de Argentina son de jurisdicción provincial. No obstante, el gobierno nacional regula las vías navegables y las obras de dragado requeridas.

Adquisición y uso de tierras: A nivel nacional, existen ciertas restricciones en materia de adquisición de tierras, como aquellas establecidas en la ley 26.737 que prohíbe a los extranjeros la adquisición directa o indirecta de la propiedad o la posesión de tierras rurales en exceso de ciertos límites porcentuales, y establece además una prohibición absoluta respecto de inmuebles rurales que contengan o sean ribereños de cuerpos de agua de envergadura y permanentes. Luego, cada provincia cuenta con normativa propia para la concesión de tierras fiscales. Esta información se detalla en el siguiente capítulo que describe la normativa específica para las provincias seleccionadas.

Radicación de industrias: La normativa aplicable depende de la provincia en la cual se radique el proyecto y en general los requisitos dependen del nivel de complejidad ambiental de la industria en cuestión.

La siguiente tabla resume la normativa presentada precedentemente y es una orientación sobre las regulaciones aplicables en el desarrollo de los proyectos de hidrógeno verde y derivados:

3 El estudio: «[Análisis de la infraestructura Portuaria del Litoral Patagónico de Argentina para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y PtX](#)» desarrollado por CEARE y el International PtX Hub en Argentina realiza un análisis detallado sobre la aptitud de los puertos de la Patagonia para situar proyectos de hidrógeno verde y PtX de distinta escala.

Tabla 1: Leyes y Normas aplicables a los diferentes segmentos de las cadenas de valor del proyecto

	Normativa
Contexto de transición energética e hidrógeno como vector energético	(«Ley 27.520 de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global» 2019).
Impacto ambiental	(«Ley General del Ambiente-Ley 25.675» 2002)
	(«Régimen de Libre Acceso a la Información Pública Ambiental-Ley 25.831» 2004)
Conexión al sistema interconectado nacional	(«CAMMESA. Anexo 17: Ingreso de Nuevos Agentes al Mercado Eléctrico Mayorista» 2024).
Energía renovable	(«Ley de Energías Renovables-Ley 27.191.» 2015). Estableció un objetivo del 8% de generación de renovable no convencional para fines de 2017 y un 20% para 2025 (con metas intermedias entre ambos años) y define las fuentes de energía renovable.
	(«Resolución 360» 2023). Acuerdos de Compra de Energía (PPA) bilaterales entre generadores de energía renovable y grandes usuarios.
	Decreto 476/2019. Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con sociedades del Estado Nacional o Provincial titulares de proyectos de inversión con significativo impacto de desarrollo local.
Usos del agua	(«Régimen de Gestión Ambiental de las Aguas-Ley 25.688» 2003). Ley de presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional, la utilización de las aguas y cuenca hídrica superficial.
Transporte de H2V y PtX	Autorización por parte de la Comisión Nacional Reguladora del Transporte.
Importación de equipos	Inscripción como agente importador
Exportación de hidrógeno verde y PtX	Registro como agente exportador ante la Dirección General de Aduanas.
Infraestructura para exportación	(«Ley de Actividades Portuarias-Ley 24.093» 1992). Autorización del Poder Ejecutivo Nacional

Tierras fiscales y zona de seguridad de frontera	(«Régimen de Protección al Dominio Nacional sobre la Propiedad, Posesión o Tenencia de las Tierras Rurales-Ley 26.737» 2011)
	(«Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental de los Bosques Nativos-Ley 26.331» 2007)
Radicación de industrias	(«Ley de Promoción Industrial-Ley 21.608» 1977) Inscripción como industria según su nivel de complejidad ambiental
Residuos y efluentes	Ley 26.045 («Registro Nacional de Precursores Químicos» 2005). Inscripción en el Registro de Precursores Químicos del SEDRONAR
	(«Ley de Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios-Ley 25.612.» 2002)
	(«Ley de Residuos Peligrosos-Ley 24.051» 1992)

4.3 Selección del sitio y adquisición de las tierras

La selección del sitio para la instalación de un proyecto PtX debe considerar varios factores entre los cuales se destacan la disponibilidad del recurso renovable adecuado (vientos fuertes y constantes, alta irradiación solar), el acceso a infraestructura, la cercanía a la red eléctrica para facilitar la conexión a la red y minimizar los costos de transmisión, la accesibilidad para la entrega de equipos y materiales durante la construcción y operación del proyecto, la topografía adecuada, el cumplimiento con los requerimientos de permisos, los costos de adquisición de tierras, las consultas y aceptación del proyecto por parte de la comunidad local, así como la vulnerabilidad del sitio ante fenómenos naturales.

Este eslabón en la cadena de un proyecto PtX es fundamental ya que determina la calidad del recurso renovable e involucra la evaluación de impacto ambiental y social de un proyecto.

Los procedimientos para la adquisición (o arrendamiento) de tierras en Argentina distinguen en primer lugar si se trata de predios privados o públicos (terrenos fiscales).

4.3.1 Tierras privadas

En lo que respecta las tierras privadas no existe una reglamentación específica ya que se trata de un acuerdo entre partes. Sin embargo, a nivel nacional la ley 26.737, ‘Régimen de Protección al Dominio Nacional sobre la Propiedad, Posesión o Tenencia de las Tierras Rurales’ marca límites en la adquisición de tierras rurales para aquellas personas de nacionalidad extranjera. En particular, el artículo 8 establece en el quince por ciento (15%) el límite a toda titularidad de dominio o posesión de tierras rurales en el territorio nacional, respecto de las personas de nacionalidad extranjera.

De acuerdo con el artículo 9, en ningún caso las personas físicas o jurídicas, de una misma nacionalidad extranjera, podrán superar el treinta por ciento (30%) del porcentual asignado en el artículo 8 a la titularidad o posesión extranjera sobre tierras rurales. Además, las tierras rurales de un mismo titular extranjero no podrán superar las mil hectáreas (1.000 ha) en la zona núcleo, o superficie equivalente, según la ubicación territorial.

4.3.2 Tierras públicas o fiscales

Con respecto a las tierras que son propiedad del Estado, a partir del marco normativo nacional existente, cada provincia desarrolla legislación propia en relación con la adquisición de tierras. Un procedimiento bastante extendido es el sistema de concesión en el cual cada provincia regula la licitación y requisitos para poder acceder a la concesión de dichas tierras.

En la sección dedicada a la normativa provincial se hará foco en las leyes que reglamentan el uso de tierras fiscales en la muestra de provincias seleccionadas: Buenos Aires, Río Negro, Neuquén y Santa Cruz.

CHILE: Plan Nacional de Fomento a la Producción de H2V Verde en Terreno Fiscal (Ministerio de Bienes Nacionales de la República de Chile 2021)

Este plan (Nov-21) constituye una referencia interesante de cesión de tierras fiscales para fomento de la producción de hidrógeno. El objetivo de este plan es impulsar el hidrógeno verde mediante una ventana temporal única para que aquellos interesados en el desarrollo de la industria puedan solicitar concesiones de uso oneroso sobre terrenos fiscales para la generación de energía y su consecuente producción de hidrógeno.

Establece un plazo de hasta 40 años y capacidades

mínimas de producción de 20 MW para electrolizadores, con 40 MW de generación y una superficie del terreno entre 80 ha y 400 ha, dependiendo de la tecnología a utilizar.

El cálculo y cobro de renta se calcula por etapas y se paga un porcentaje de la renta concesional ofrecida en cada una de ellas: Etapa de estudio ambiental - 30% de la renta concesional; Etapa de construcción - 50% de la renta concesional y Etapa de operación - 100% de la renta concesional.

4.4 Estudios ambientales

El marco normativo para la evaluación de los impactos ambientales de los proyectos debe considerar la normativa que se describe seguidamente.

Ley 25.675 - Ley general del ambiente

La Ley General del Ambiente (25.675) constituye la ley ambiental marco y es la norma ordenadora para el análisis de los impactos ambientales y sociales. Establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sustentable. Como indica su nombre es una ley general de alcance nacional que se complementa con leyes provinciales que determinan más específicamente la normativa ambiental en cada provincia.

El artículo 11 de la Ley General del Ambiente indica que toda obra o actividad que, en el territorio de la Nación, sea susceptible de degradar el ambiente, alguno de sus componentes, o afectar la calidad de vida de la población, en forma significativa, estará sujeta a un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, previo a su ejecución».

Ley 25.831 - Ley de acceso a la información pública ambiental

La Ley de acceso a la información pública ambiental establece que cualquier argentino tiene derecho a acceder a la información ambiental en forma gratuita. La ley garantiza que se brinde esta información sin necesidad de acreditar una razón o interés particular.

Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)

La Resolución 434/2019 estableció el procedimiento para la aplicación de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), como una herramienta que permite instrumentar los principios de la Ley General del Ambiente, facilitando la incorporación de la dimensión ambiental en los procesos de planificación estratégica, desde las fases más tempranas del diseño y la adopción de políticas, planes y programas gubernamentales.

Desde el punto de vista técnico, permite generar directrices que orientan el alcance de las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA), haciendo más efectivo el proceso de planeamiento, reduciendo costos, tiempos y conflictos potenciales.

Continuando con los lineamientos técnicos elaborados por la ex Secretaría de Cambio Climático del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación, la ex Secretaría de Asuntos Estratégicos realizó un proceso de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) de la Economía del Hidrógeno, como herramienta clave para brindar un marco de sostenibilidad al despliegue territorial de este vector energético. Mediante un análisis multicriterio que tiene en cuenta variables ambientales, sociales y económicas, se realizó un mapeo de las regiones más aptas para la producción de hidrógeno verde y azul en Argentina. En el caso del hidrógeno verde, se identificaron más de 400.000 hectáreas «aptas» y «muy aptas» para su producción.

Al momento de elaboración de esta guía, la EAE no fue concluida aún, pero una vez aprobada permitirá generar directrices que puedan ser tenidas en cuenta en las

jurisdicciones locales al momento de la evaluación de impacto ambiental de proyectos específicos.

Evaluación de Impacto Ambiental

La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es el proceso que permite identificar, predecir, evaluar y mitigar los potenciales impactos que un proyecto de obra o actividad puede causar al ambiente, en el corto, mediano y largo plazo, previo a la toma de decisión sobre su ejecución. Desde la óptica normativa, se plantea como un procedimiento técnico-administrativo de carácter preventivo, que permite una toma de decisión informada por parte de la autoridad ambiental competente respecto de la viabilidad ambiental de un proyecto y su gestión ambiental.

El documento técnico central de la EIA es el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) que realiza la persona proponente del proyecto (sea pública o privada), y contiene una descripción del proyecto, su línea de base ambiental y social, el marco legal de cumplimiento, un análisis de alternativas, la identificación y valoración de los potenciales impactos ambientales y sociales que el proyecto (en todas sus etapas) puede causar en el corto, mediano y largo plazo, así como la previsión de la gestión ambiental para abordarlos (prevención, mitigación y compensación), que se concreta a través del Plan de Gestión Ambiental dentro del EsIA.

Actualmente todas las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires tienen regulada la EIA. Cada jurisdicción evalúa el impacto de los proyectos sobre su territorio, y todas ellas cuentan con una norma específica relativa a ella. A su vez, a nivel nacional existen leyes sectoriales que refuerzan el marco regulatorio de la EIA como son la Ley N.º 23879 de Obras Hidráulicas, la Ley N.º 24585 de la Protección Ambiental para la Actividad Minera, la Ley N.º 26331 de Presupuestos Mínimos de Protección de Bosques Nativos y la Ley N.º 26639 de Preservación de los Glaciares y del Ambiente Periglacial, entre otras.

Figura 4: Normativa provincial y nacional en EIA.



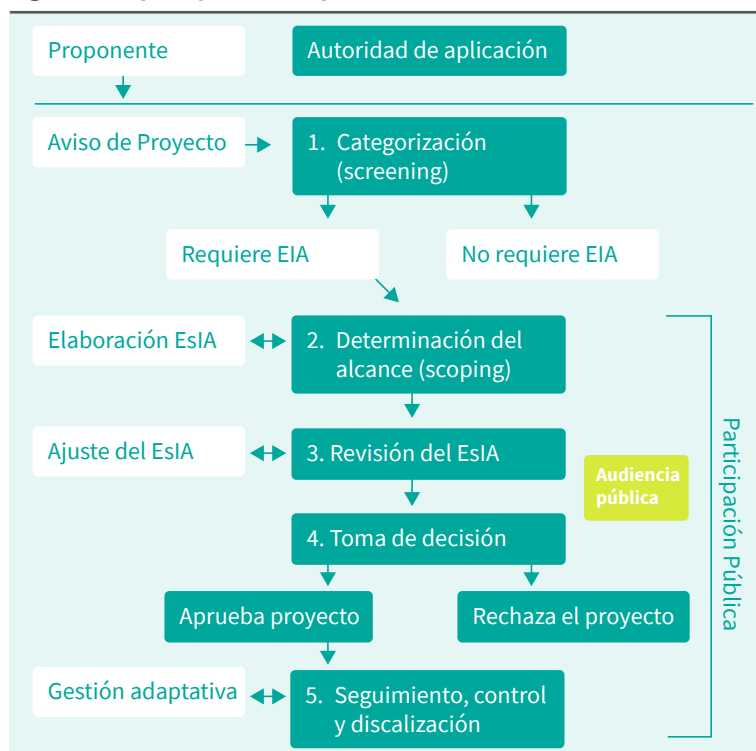
Fuente: Guía de elaboración de Estudios de Impacto Ambiental

El procedimiento de EIA tiene distintas etapas, que pueden variar de acuerdo con lo previsto en cada marco normativo o procedimiento aprobado por las autoridades ambientales competentes.

El documento Guía de elaboración de Estudios de Impacto Ambiental (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable 2019) brinda lineamientos conceptuales y metodológicos generales para la elaboración de un EsIA, e integra a su vez criterios y recomendaciones para incorporar la variable del cambio climático.

Asimismo, el International PtX Hub ha publicado una Guía para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental de proyectos de H2V y PtX, que permite identificar en detalle los posibles impactos ambientales y sociales directos e indirectos en toda la cadena de valor del hidrógeno verde y sus derivados, y analiza el marco normativo ambiental en el cual se enmarcan dichos proyectos.

Figura 5: Etapas típicas de un procedimiento de EIA



Fuente: Guía de elaboración de Estudios de Impacto Ambiental

4.5 Normativa de la Provincia de Buenos Aires

4.5.1 Tierras fiscales

La provincia de Buenos Aires cuenta con un marco normativo respecto a la concesión de tierras fiscales. La Ley N° 9533 (Decreto 9533 1980), con las modificaciones del Decreto Ley N°9984/83, y las Leyes N° 13003, 13155 y 14461, establecen el régimen de los inmuebles de dominio municipal y provincial, definiendo las condiciones para la concesión de uso o cualquier otra modalidad administrativa que acuerde la tenencia de bienes del dominio privado del Estado.

De acuerdo con el artículo 28 de dicha ley la concesión de uso, o cualquier otra modalidad administrativa que acuerde la tenencia de bienes del dominio privado del Estado, se regirá por las siguientes disposiciones:

- La tenencia será siempre precaria y como consecuencia el acto revocable en cualquier tiempo por decisión de la autoridad competente.
- El término de la tenencia no podrá exceder de cinco (5) años.
- El canon anual a cuyo pago estará obligado el tenedor se fijará en el acto administrativo respectivo y no podrá ser inferior al diez (10) por ciento de la valuación fiscal vigente en cada uno de los años de concesión.

Toda ocupación ilegítima, sin perjuicio de otras acciones que correspondan al Estado, queda comprendida en las disposiciones de esta Ley.

4.5.2 Radicación de industrias

La radicación de industrias en la provincia esta abarcada por la (Ley 11.459 1993) reglamentada por el Decreto 1741/96. La Guía de Radicación Industrial en la provincia de Buenos Aires enumera los lineamientos normativos y de procedimientos vinculados con la factibilidad de radicación y categorización industrial

en la provincia y su posterior evaluación y emisión de aptitud ambiental.

A continuación, se observa la secuencia de procedimientos para la radicación de industrias en la provincia de Buenos Aires.

Figura 6: Secuencia de procedimientos para la radicación de industrias en Provincia de Buenos Aires



Fuente: Guía de radicación industrial en la provincia de Buenos Aires

En primer lugar, se determina la factibilidad de radicación y categorización industrial donde se certificará la zona de emplazamiento del futuro emprendimiento y luego se categoriza el emprendimiento de acuerdo con el nivel de complejidad ambiental. Las industrias de la provincia de Buenos Aires deben ser clasificadas en tres categorías de acuerdo con su Nivel de Complejidad Ambiental.

El Nivel de Complejidad Ambiental (N.C.A.) de un establecimiento industrial queda definido por:

- Rubro
- Localización de la empresa: Zonificación municipal e infraestructura de servicios.
- Dimensión del emprendimiento: Personal empleado, potencia instalada (en HP) y superficie (Cubierta/ total).
- Riesgos potenciales de la actividad: Incendio, explosión, químico, acústico y por aparatos a presión.
- Calidad de emisiones, efluentes y residuos: Se clasifican en 3 tipos (0, 1 y 2) de acuerdo con sus características.

Los establecimientos que elaboran y/o manipulan sustancias inflamables, corrosivas, de alta reactividad química, infecciosas, teratogénicas, mutagénicas, carcinogénicas y/o radioactivas, y/o generen residuos especiales de acuerdo con lo establecido por la Ley N° 11.720, que pudieran constituir un riesgo para la población circundante u ocasionar daños graves a los bienes y al medio ambiente, serán considerados de tercera categoría independientemente de su Nivel de Complejidad Ambiental, por lo tanto las plantas de producción de hidrógeno verde y derivados entrarían en la tercera categoría.

Hecha la categorización, el interesado deberá presentar, ante la Autoridad de Aplicación o el Municipio, según corresponda, una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). La EIA será analizada, según corresponda, por la Autoridad de Aplicación o el Municipio quien la aprobará, indicará fundadamente aspectos a reformular y/o ampliar o rechazará en su totalidad. La aprobación o el rechazo definitivo de la evaluación dará lugar a la emisión de una Declaración de Impacto Ambiental. Sólo en caso de aprobación de la EIA podrá otorgarse el Certificado de Aptitud Ambiental (CAA) del emprendimiento.

Las industrias de tercera Categoría podrán presentar una metodología de trabajo para el desarrollo de la EIA, consignando de qué forma se llevará a cabo el estudio

y cuali-cuantificando las tareas a realizar, en forma previa a la ejecución de esta. Esta metodología deberá ser aprobada, observada o rechazada, por la Autoridad de Aplicación en el plazo máximo de 10 días. Los establecimientos de tercera Categoría que obtengan el CAA deberán realizar un monitoreo ambiental periódico, con los alcances, y periodicidad que sean establecidos en cada caso por la Autoridad de Aplicación y en la Declaración de Impacto Ambiental oportunamente emitida.

4.5.3 Uso del agua

Con respecto al uso de agua y los estudios requeridos, el Código de Aguas de la Provincia de Buenos Aires («Ley 12.257 Código de Aguas» 1998) regula en su título III el uso y aprovechamiento del agua y de los caudales públicos.

Al respecto, el artículo 25 establece el denominado «derecho de aprovechamiento común», disponiendo que «toda persona podrá usar el agua pública a título gratuito y conforme a los reglamentos generales, para satisfacer necesidades domésticas de bebida e higiene, transporte gratuito de personas o cosas, pesca deportiva y esparcimiento sin ingresar en inmueble ajeno. No deberá contaminar el medio ambiente ni perjudicar igual derecho de terceros.»

De acuerdo con el artículo 34, la autoridad podrá otorgar permisos «para la ocupación, el uso o el aprovechamiento exclusivos de agua, álveos o cauces públicos» que se regirán por los siguientes principios:

- Se otorgarán previa visación de la solicitud por parte de la autoridad administradora del servicio, y la declaración jurada del permisionario de que no afectará directa ni indirectamente al ambiente ni a terceros.
- La autoridad se reserva el derecho de revocar el permiso, en cualquier momento, con solo enunciar la causa de la revocación, sin cargo para el Estado.
- Su otorgamiento y extinción se notificarán al permisionario y se publicará en el „Boletín Oficial«.
- Los permisionarios pagarán el mismo monto y contribuciones que los concesionarios de aprovechamientos similares si la autoridad no los fijare de otro modo.
- La autoridad podrá requerir en los casos que determine la reglamentación, un estudio de impacto ambiental y el otorgamiento de las garantías por eventuales daños a terceros.

Por su parte, las concesiones son «un derecho conferido por el Estado a requerimiento del interesado». Este acto administrativo podrá otorgarse a personas físicas o jurídicas, privadas, públicas o mixtas (art. 37).

La autoridad podrá conceder:

- El derecho al uso o aprovechamiento del agua pública y del material que lleve en suspensión.
- El derecho a la ocupación de sus cauces, lechos, vasos o álveos.
- El derecho a la construcción de obras en beneficio colectivo relacionadas al agua.
- La prestación de servicios públicos relativos a ellos.

Las concesiones durarán «todo el tiempo necesario para cumplir su objeto, pero nunca más de treinta años renovables a su vencimiento» (art. 38).

4.5.4 Medio ambiente

Para aquellos proyectos PtX que comprendan la generación de energía eléctrica renovable, es importante tener en cuenta la permisología ambiental que requieren el parque de generación renovable y la conexión eléctrica.

Por un lado, el parque de generación conforme a lo establecido en la Ley 11.723 («Ley 11.723 de Evaluación de Impacto Ambiental» 1995), debe obtener una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) en forma previa a su construcción. El procedimiento para obtener la DIA inicia con la presentación del EIA por parte del promotor del proyecto ante la Autoridad Ambiental Jurisdiccional según corresponda.

El marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de Buenos Aires está dado por la Ley N° 11769/96 que en su artículo 18 establece los requerimientos mínimos para el Estudio de Impacto Ambiental. Los contenidos para la elaboración de las Evaluaciones de Impacto Ambiental para la Construcción de Líneas de Media y Alta Tensión y sus Instalaciones Complementarias considerarán una lista exhaustiva de características y evaluaciones asociadas al proyecto, mientras que las obras con las características abajo detalladas requerirán una Evaluación de Impacto Ambiental Simplificada.

- Líneas aéreas de hasta 13,2 kV e instalaciones complementarias.
- Líneas aéreas de 33 kV hasta 4 km de extensión e instalaciones complementarias
- Líneas subterráneas de todas las tensiones e instalaciones complementarias.

Residuos patogénicos

La Ley de Residuos patogénicos (Ley N° 11.347 modificada por Ley N° 12.019) y el («Decreto Reglamentario 450» 1994) complementario de la Ley N° 11.459, establece la regulación referente al

tratamiento, manipuleo, transporte y disposición final de residuos patogénicos, a los que define como todos aquellos desechos o elementos materiales en estado sólido, semisólido, líquido o gaseoso, que presentan características de toxicidad y / o actividad biológica que puedan afectar directa o indirectamente a los seres vivos y causar contaminación del suelo, del agua o de la atmósfera; que sean generados con motivo de la atención de pacientes (diagnóstico, tratamiento, inmunización o provisión de servicios a seres humanos o animales), así como también en la investigación y / o producción comercial de elementos biológicos.

Residuos Especiales

La Ley N° 11720 y el («Decreto Reglamentario 806/1997» 1997) puede estar comprendida o ser complementaria de la Ley nacional 24.051, denominada de Residuos Peligrosos.

La Ley provincial, complementaria a su vez de la Ley 11.459, regula la manipulación, almacenamiento, transporte, tratamiento y disposición final de residuos especiales en el ámbito provincial, a los que define como cualquier sustancia u objeto, gaseoso (siempre que se encuentre contenido en recipientes), sólido, semisólido o líquido, del cual su poseedor, productor o generador se desprenda o tenga la obligación de hacerlo. A su vez, reglamenta las tasas que deben abonar los sujetos de la ley y las regulaciones a que deben sujetarse, y regula los registros respectivos, el contenido de los manifiestos y, lo atinente a los Sujetos Responsables.

Asimismo, la mencionada ley, regula las Plantas de almacenamiento, tratamiento y disposición final de los residuos que presten servicios a terceros, mereciendo destacarse que el municipio tiene una competencia limitada respecto de la habilitación de las plantas de almacenamiento transitorio, pudiendo, asimismo, celebrar acuerdos con la autoridad provincial de aplicación, la Secretaría de Política Ambiental, para

establecer plantas de almacenamiento comunes, recibiendo una compensación económica por tal concepto.

4.6 Normativa de la Provincia de Río Negro

4.6.1 Tierras fiscales

Dentro del marco normativo de la Provincia de Río Negro cabe mencionar la («Ley 3796» 2003) la cual declara las actividades asociadas a la producción de hidrógeno de interés provincial, y la («Ley 3484» 2000) de Régimen de Iniciativa Privada.

Asimismo, la provincia de Río Negro cuenta con un precedente destacable ya que creó en los últimos años una serie de normas para acompañar el desarrollo de un proyecto de producción de hidrógeno verde y derivados al cual le otorgó la concesión de tierras fiscales. En tal sentido, la («Ley 5560» 2022) declara de Interés Público Provincial la iniciativa privada de la firma Fortescue Future Industries S.A. para la realización de todas las obras de infraestructura necesarias para la generación de energía eléctrica de fuente renovable.

4.6.2 Radicación de industrias

En el caso de la provincia de Río Negro la Ley provincial N.º 3266 («Ley 3266» 1998) y su reglamentación mediante el decreto provincial N.º 656/2004 abarca la Evaluación de Impacto Ambiental para todas las etapas de un proyecto PtX.

El artículo 3 define los alcances de la Ley N.º 3266, que incluye los siguientes ítems:

- La construcción de obras para la generación de energía hidroeléctrica, térmica, solar, eólica o nuclear, así como también los respectivos transportes, tratamientos, depósitos y cualquier otra actividad y/o gestión referida al manejo de residuos y materiales propios de la actividad
- El emplazamiento de industrias, parques industriales y áreas industriales
- La construcción de rutas, autopistas, líneas férreas, acueductos, puentes aeropuertos y puertos

El Artículo 7 describe el procedimiento de la Evaluación de Impacto Ambiental identificando las etapas y los requerimientos.

Además, la Ley Provincial E N°4618 de Régimen General de Promoción Económica reglamenta el otorgamiento de beneficios por la radicación industrial en la Provincia. Dichos beneficios consideran entre otros la exención de impuestos, un bono fiscal, tarifas especiales, créditos y la adjudicación de tierras fiscales con facilidades para su compra.

4.6.3 Uso del agua

El Departamento Provincial de Aguas (DPA) es el organismo responsable del manejo integral del agua en la provincia de Río Negro. Actualmente, el cuerpo normativo básico que rige al Departamento es el Código de Aguas, aprobado por Ley 2952 («Ley 2952» 1995) que se sancionó el 28 de diciembre de 1995 (B.O. N° 3.347 del 18-03-96).

El Código constituye un cuerpo único ordenado que involucra la tutela y administración de las aguas públicas y su uso por los particulares, el servicio de riego y drenaje, el servicio de agua potable y desagües cloacales, la ejecución de obras públicas de saneamiento e hidráulicas y los aspectos ambientales de protección y conservación de los recursos hídricos.

4.6.4 Medio ambiente

El marco regulatorio ambiental de la provincia de Río Negro incluye la normativa que se lista a continuación:

- Ley 2342/89: Pautas para prevenir efectos degradativos del medio ambiente
- Ley 2631/90: Declara de interés social y económico los principios del Desarrollo Sustentable
- Ley 2517/92: Carta ambiental de la Provincia de Río Negro
- Ley 2951/95: Utilización, protección y aprovechamiento de la zona costera de la Provincia
- Ley 3333/99: Recursos naturales en tierras de dominio público o privado. Prohibiciones
- Ley 4736/11: Preservación de glaciares y ambiente periglacial. Adhesión a la Ley Nacional 26639

4.7 Normativa de la Provincia de Neuquén

4.7.1 Tierras fiscales

Dentro del marco legal aplicable, en el caso de Neuquén, se encuentra el Código de Tierras Fiscales sancionado mediante Ley N°263 («Ley 263» 1971) y la Resolución 265/18 («Resolución 265» 2018) que aprueba el régimen de priorización de Ideas-Proyectos de inversión para la adjudicación de lotes en Áreas Industriales Provinciales.

4.7.2 Radicación de industrias

En la provincia de Neuquén la Ley de Promoción Industrial 378 («Ley 378» 1974) promueve la instalación de nuevas industrias para la extracción, elaboración y/o aprovechamiento integral de productos minerales, agropecuarios, forestales, emprendimientos hidroeléctricos, el desarrollo del turismo, así como la creación de nuevas fuentes de trabajo.

Por otro lado, el («Decreto 1616» 2015) reglamenta la localización de Establecimientos Industriales y de Servicios.

4.7.3 Uso del agua

El código de aguas de la provincia de Neuquén («Ley 899» 1975) establece en su Art 6 que la autoridad de aplicación es la Dirección de Aguas, que depende de la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica. En los artículos 46 a 50 se refiere a los usos industriales del agua. En particular, el artículo 50 establece que la Dirección de Aguas reglamentará las condiciones y requisitos de los pedidos de concesión, y la cuantía del caudal a suministrar, fijando asimismo en su caso el canon que corresponda.

Además, la («Disposición 122» 2011) clasifica los usos industriales del agua y establece el valor de los coeficientes a aplicar al Canon Básico para uso y aprovechamiento de aguas públicas con fines industriales.

4.7.4 Medio ambiente

El marco normativo está dado por la Ley N° 1875-1990 («Ley 1875» 1990) de Preservación, Defensa y Mejoramiento del Medio Ambiente, que tiene por objeto establecer dentro de la política de desarrollo integral de la Provincia, los principios rectores para la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente en todo el territorio de la Provincia del Neuquén, para lograr y mantener una óptima calidad de vida de sus habitantes. Esta ley establece disposiciones generales, medidas de recuperación en caso de contaminación, mecanismos de vigilancia y responsabilidad frente al uso del agua, del suelo, de la atmósfera, de la flora y fauna y de la contaminación del ambiente. Además, crea el Consejo provincial del Medio Ambiente como órgano de gobierno del sistema y autoridad de aplicación. El anexo II («Anexo Ley 1875» 1990) establece el procedimiento de evaluación de los impactos

ambientales mientras que en el anexo VIII se encuentran las normas para el manejo de residuos especiales.

4.8 Normativa de la Provincia de Santa Cruz

4.8.1 Tierras fiscales

Respecto a la normativa sobre tierras fiscales cabe destacar que la Ley provincial N° 63 («Ley 63» 1958), modificada por la Ley N° 3426 reglamenta la transferencia de tierras municipales.

4.8.2 Radicación de industrias

La Ley N° 3092 («Ley 3092» 2009) modificada por la Ley N° 3519 establece el Sistema Provincial de Promoción y Desarrollo Industrial, para atraer e incentivar la radicación de inversiones e industrias.

Esta ley otorga prioridad a las industrias derivadas del sector agrícola, ganadero, forestal, minero, hidrocarburífero, energético, pesquero, turístico, construcción y aquellas que el Poder Ejecutivo Provincial declare de interés para el desarrollo económico y social de la Provincia. En todos los casos, el proyecto deberá tender a preservar las condiciones de vida y evitar la contaminación del medio ambiente, de acuerdo con la normativa vigente. Para acogerse al régimen promocional, los proyectos deberán acreditar factibilidad y rentabilidad, debiendo poseer los interesados la suficiente capacidad técnica, económica y empresarial.

4.8.3 Uso del agua

Con respecto al uso del agua, la Ley de Aguas N.º 1451/82 («Ley 1451» 1982) modificada por las Leyes N.º 1.677, 2.480, 2.625, 2.701, 3.184 y 3.194, abarca el estudio, uso y preservación de las aguas públicas provinciales no marítimas junto a la prohibición de la contaminación.

De manera complementaria, la disposición DPRH 3/03 se refiere a:

- La preservación de los recursos hídricos con destino industrial
- El procedimiento para obtener autorización y régimen de explotación de agua
- El uso doméstico en la actividad industrial
- La operación, mantenimiento y abandono de las instalaciones de captación de agua

4.8.4 Medio ambiente

El marco normativo de la provincia de Santa Cruz en relación con el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental está dado por la («Ley 2658» 2003), modificada por Ley N.º 2792/05 y 3437. Decreto N.º 7/06.

La siguiente tabla presenta la normativa provincial en relación con los componentes del medio ambiente e impactos específicos:

Tabla 2: Normativa Ambiental de la Provincia de Santa Cruz

Componente/área	Normativa
Aire	• Ley N.º 1.313: Adhiere la provincia a la Ley N.º 20.284, sobre normas para la preservación de los recursos del aire. • Ley N.º 3133/10. Regula emisiones de sustancias o energías que produzcan o puedan producir contaminación de la atmósfera.
Agua	• Ley N.º 1451/82. Modificada por las Leyes N.º 1.677, 2.480, 2.625, 2.701, 3.184 y 3.194. Estudio, uso y preservación de las aguas públicas provinciales no marítimas. • Disposición DPRH 4/96. Control de calidad y protección de los recursos hídricos. • Disposición DPRH 3/03. Preservación de los recursos hídricos con destino industrial, procedimiento para obtener autorización y régimen de explotación de agua, uso doméstico en la actividad industrial; y operación, mantenimiento y abandono de las instalaciones de captación de agua. • Ley N.º 3123/10. Protección de los ambientes glaciares y periglaciares.
Suelos	• Ley N.º 229/61. Ley de conservación de suelos y aprovechamiento de los recursos naturales. • Ley N.º 1427/81. Adhiere a la Ley Nacional N.º 22428 de Fomento a la Conservación de Suelos.

Bosques y Fauna	• Ley N.º 65/58. Ley de Bosques, modificada por Ley N.º 1154/77. • Ley N.º 2373/94. Preservación de la fauna silvestre. • Ley N.º 1464/82. Regula el cultivo, utilización y protección de las especies animales y vegetales marinas, modificada por Leyes N.º 2144/90 y 2326/93.
Áreas protegidas	• Ley N.º 786/72. Régimen aplicable a parques, monumentos y reservas provinciales.
Residuos (domiciliarios, peligrosos, patogénicos)	• Ley N.º 2567/00. Residuos Peligrosos. Decreto Reglamentario N.º 712/02. • Ley N.º 2829/05. Tratamiento y disposición final de los residuos sólidos urbanos. • Disposición N.º 343/20: Gestión de Residuos Biodegradables de actividades industriales que se encuentren fuera de los ejidos urbanos.
Sustancias Químicas (agroquímicos, PCB´s)	• Ley N.º 2529/99. Uso de agroquímicos y plaguicidas. Decreto Reglamentario N.º 1367/99.

Fuentes: elaboración propia



Proveedores de la cadena de valor PtX

Los procesos productivos de la cadena de valor del hidrógeno verde se componen de eslabones tecnológicos con variado nivel de madurez, potencial y complejidad. Dada la enorme potencialidad de la industria, ofrece numerosas oportunidades para proveedores en diversas áreas, incluyendo tecnología, equipos, infraestructura, ingeniería, construcción, consultoría y servicios.

La Estrategia Nacional del Hidrógeno proyecta que la expansión de la producción de hidrógeno requerirá un conjunto de bienes de capital y servicios tecnológicos complementarios.

Entre los equipamientos e infraestructuras críticas se destacan:

- la producción de bienes de capital para la generación de energías renovables;
- los parques para la generación eléctrica renovable;
- los electrolizadores para la producción de hidrógeno; y
- la infraestructura necesaria para la aplicación de tecnologías CCUS.

También son importantes los servicios intensivos en conocimiento:

- Servicios de ingeniería, claves en la realización de estudios de factibilidad y prefactibilidad;

- Servicios para la gestión y operación de proyectos (incluyendo construcción y montaje de parques de energías renovables); y
- el software y los servicios informáticos.

Además, existe un conjunto amplio de componentes y equipamientos electromecánicos asociados a esta industria, que serán claves para el transporte y almacenamiento, incluyendo recipientes de presión, compresores, válvulas y cañerías. Toda la cadena también requerirá de servicios tecnológicos y software para la operación de planta, mantenimiento, logística y trazabilidad, especialmente de cara a la certificación de origen.

Esto pone en evidencia una demanda creciente de bienes de capital a nivel mundial y abre una oportunidad para la radicación y desarrollo de proveedores especializados en la Argentina, con el fin de atender de forma eficiente las necesidades del mercado.

Argentina posee ciertas ventajas competitivas derivadas de su entramado industrial y red de proveedores que pueden facilitar el desarrollo de la economía PtX. En tal sentido, cuenta con una base industrial diversificada que abarca sectores como la agricultura, la industria manufacturera, la energía, la tecnología y los servicios. Además, posee una infraestructura relativamente desarrollada en términos de transporte,



Supported by:



Implemented by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

comunicaciones y energía, siendo estos elementos fundamentales para el funcionamiento eficiente de las industrias PtX y para facilitar la integración con mercados locales e internacionales. Asimismo, existe una red establecida de proveedores y servicios de apoyo que pueden facilitar el acceso a recursos críticos y reducir los tiempos de desarrollo y producción. El anexo 3 presenta un listado de las Cámaras sectoriales que agrupan a posibles proveedores locales de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos PtX.

5.1 Proveedores de tecnología

A continuación, se listan los principales proveedores de tecnología para la producción de hidrógeno verde y sus derivados (amoníaco, metanol y combustibles sintéticos) para las distintas rutas tecnológicas. Cabe destacar que las siguientes listas no son exhaustivas, no representan ninguna recomendación y solo se trata de ejemplos de proveedores relevantes del mercado global.

Hidrógeno verde

La siguiente tabla lista algunos de los principales proveedores de electrolizadores, incluyendo las distintas tecnologías (ALK, PEM, AEM, Solid Oxide) con las cuales se produce el hidrógeno verde.

Tabla 3: Proveedores de equipamiento para la producción de hidrógeno por electrólisis

Empresa	Sitio	Tipo de electrolizador
Cummins	Bélgica, Canadá y Alemania	PEM y ALK
Siemens	Alemania	PEM
Hytron	Brasil	PEM
Enapter	Italia	AEM
Kobelco	Japón	PEM y ALK
Toshiba	Japón	Solid Oxide
Plug Power	EEUU	PEM
Haldor Topsøe	Dinamarca	Solid Oxide
Thyssenkrupp	Alemania	ALK
McPhy	Italia, Francia, Alemania	ALK

Fuente: IRENA – Green Hydrogen Cost Reduction 2020

Captura, transporte y almacenamiento de CO₂

La siguiente tabla lista los principales productores de tecnología para los procesos relacionados al manejo de CO₂.

Tabla 4: Proveedores de equipamiento para la captura, transporte y almacenamiento de CO₂

Captura	Transporte	Almacenamiento	Cadena de valor entera (CCS)
Air Liquide	K-line	Drilquip	Baker Hughes
Air Products	KNCC	Maxtube	CAPTICO ₂
Aker Carbon captu-re	MAN		Carbfix
Axens	Svanehoj		Chevron
C-Capture	Torishima		JCCS
Carbon engi-neering			Linde
Carbon Clean			NOV
CO ₂ Capsol			Schlumberg
Decarbontek			SICK
Entropy			
Honeywell			
IHI			
Leilac Group (CA-LIX)			
Saipem			
Shell			
Svante			

Fuente: SMR («Hydrogen Newsletter» 2022) , (Global CCS Institute 2022)

Fischer Tropsch (combustibles sintéticos o e-SAF)

La siguiente tabla lista algunos de los principales proveedores de tecnología del proceso de Fischer Tropsch.

Empresa	País
Shell	Países Bajos
SASOL	Sudáfrica
Haldor Topsoe	Dinamarca
Exxon Mobile	Estados Unidos
INFRA Technology Group	Estados Unidos
OxEon	Estados Unidos
ELYSE ENERGY	Francia
Velocys	Reino Unido
Ineratec	Alemania

Metanol

La siguiente tabla lista proveedores de reactores para la síntesis de metanol.

Tabla 5: Principales proveedores de equipamiento para la producción de metanol

Empresa	Sitio
Lurgi	Alemania
Linde	Alemania
Toyo	Japón
Mitsubishi Gas Company (MGC) and Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	Japón
Methanol Casale	Chile
Haldor Topsøe	Dinamarca
Air products and chemicals	EEUU
Silicon Fire	Suiza

Fuente: Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review (Dieterich, et al)

Amoníaco

La siguiente tabla lista algunos de los principales proveedores de tecnología del proceso de Haber-Bosch.

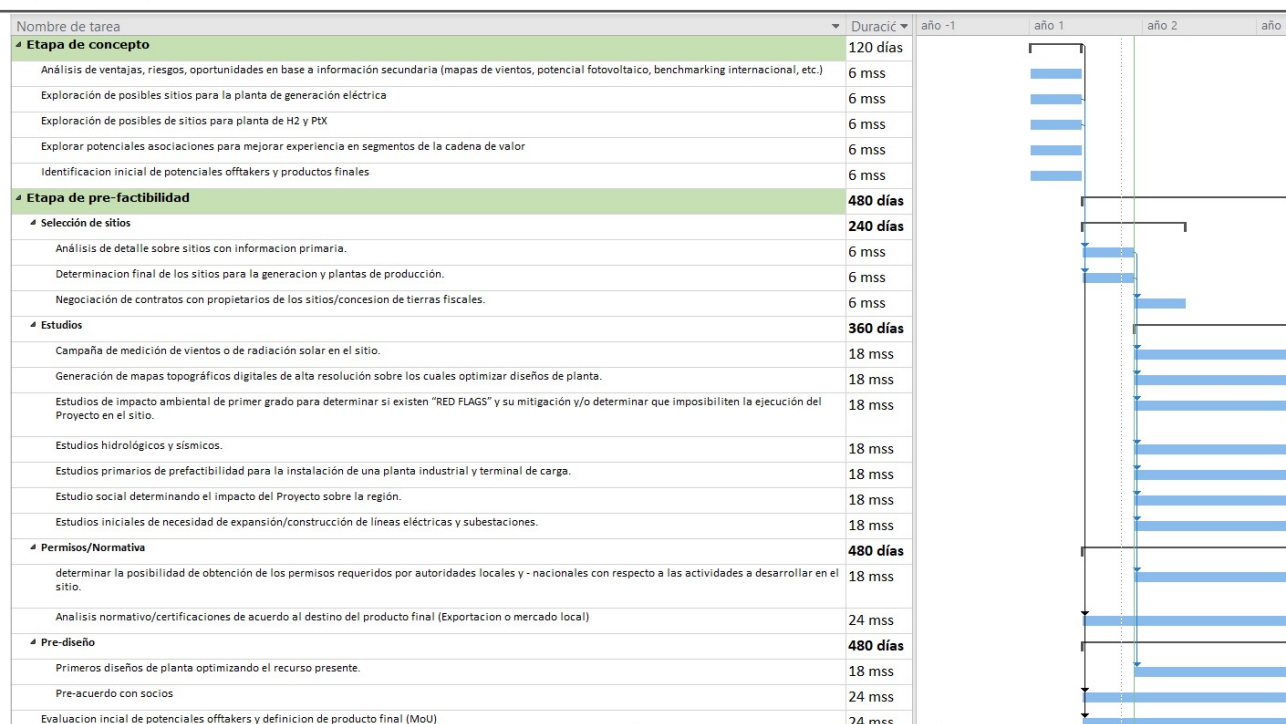
Empresa	País
Haldor Topsoe	Dinamarca
KBR	Estados Unidos
Linde	Alemania
CASALE	Suiza
ThyssenKrupp	Alemania

6

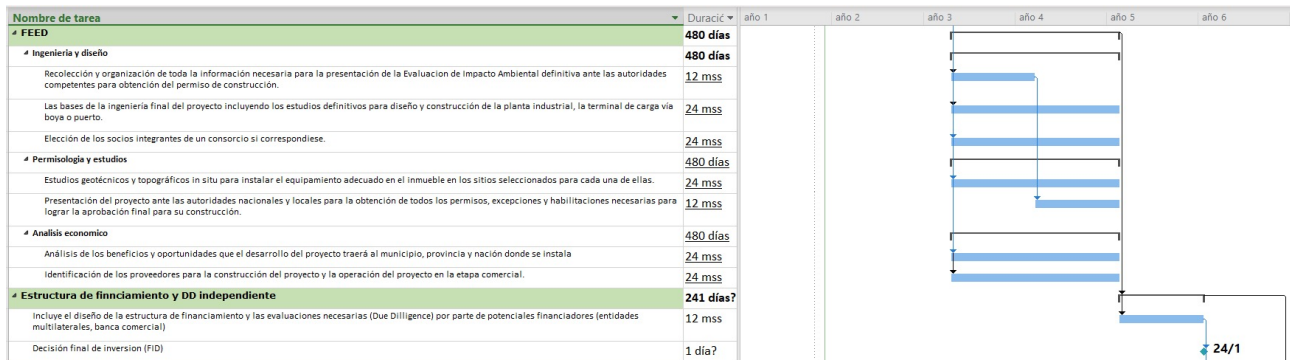
Anexo 1: Diagrama Gantt

El siguiente diagrama de Gantt expone de manera orientativa cuales son los plazos y las correspondencias entre las tareas y etapas de un proyecto PtX. Los plazos específicos son orientativos ya que dependen de la particularidad de cada proyecto.

Figura 7: Diagrama de Gantt para un proyecto PtX



Fuente: Elaboración propia



Anexo 2:

Normas aplicables a las industrias PtX

En el ámbito nacional e internacional, existe la siguiente reglamentación y legislación en materia de seguridad, salud y medio ambiente aplicable a las sustancias amoníaco, metanol y/o kerosene:

- Reglamento sobre las sustancias que agotan la capa de ozono (1005/2009/CE).
- Contenidos orgánicos volátiles de los compuestos (COV) (1999/13/EC): < 0.1%.
- Hoja de Datos de Seguridad conforme a la Norma IRAM 41400: 2012.
- Resolución 295/2003 Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social, República Argentina.
- Ley Nacional N° 24.051 y sus reglamentaciones, República Argentina.
- Resolución 195/97 Secretaría de Obras Públicas y Transporte, República Argentina.
- Reglamento (CE) 1272/2008 sobre Clasificación, etiquetado y envasado de las sustancias químicas y sus mezclas.
- Reglamento (CE) 1907/2006 relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos (REACH).
- Dir. 91/689/CEE de residuos peligrosos y Dir. 91/156/CEE de gestión de residuos.
- Código Marítimo Internacional de Mercancías Peligrosas (IMDG 34 ed.).
- Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos, quinta edición revisada, 2013 (SGA 2013).
- Ficha de Datos de Seguridad conforme a la Resolución 801/2015 de la Superintendencia de Riesgos del Trabajo (SRT), y a la Norma IRAM 41400: 2013 - Formato de Ficha de Datos de Seguridad según el SGA.
- Resolución 81/2019 Superintendencia de Riesgos del Trabajo, República Argentina- Agentes cancerígenos.
- Resolución 195/97 Secretaría de Obras Públicas y Transporte, República Argentina – Reglamento General para el Transporte de Mercancías Peligrosas por Carretera.
- Acuerdo sobre Transporte de Productos Peligrosos en el ámbito del MERCOSUR, MERCOSUR\CMC\DEC N° 2/94.

- Acuerdo europeo sobre Transporte Internacional de Mercancías peligrosas por carretera (ADR 2021) y modificatorias.
- Reglamento relativo al Transporte Internacional de Mercancías Peligrosas por Ferrocarril (RID 2021) y modificatorias.
- Resolución 310/2003 Superintendencia de Riesgos del Trabajo, Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social, República Argentina – Agentes cancerígenos.
- Reglamento (CE) 1907/2006 relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos (REACH), y sus modificatorias.
- Código IBC/MARPOL, IMO, Resolución MEPC 64/23/Add.1.
- International Agency for Research on Cancer (IARC), clasificación de carcinógenos. Revisión: 23/03/2015.

Una herramienta que se encuentra listada previamente y reviste particular relevancia para comunicar los peligros y advertencias pertinentes a la industria química es la Ficha de Datos de Seguridad (FDS) también llamada Hoja de Datos de Seguridad. El objetivo es informar acerca de las propiedades de las sustancias y mezclas y señalar los peligros potenciales para quien las manipula y para el que se encuentre expuesto, sirviendo como recurso fundamental para una operación responsable y sostenible. En tal sentido, la Cámara de la Industria Argentina de Fertilizantes y Agroquímicos (CIAFA) ha desarrollado una Ficha de Datos de Seguridad para el Amoníaco (CIAFA 2024) con información sobre el producto, indicaciones de peligro, y medidas de prevención entre otros aspectos. El objetivo es informar acerca de las propiedades de las sustancias y mezclas y señalar los peligros potenciales para quien las manipula y para el que se encuentre expuesto, sirviendo como recurso fundamental para una operación responsable y sostenible.



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Implemented by:



8

Anexo 3: Proveedores locales

A continuación, se realiza un listado de las Cámaras sectoriales que agrupan proveedores locales de diferentes productos, servicios y tecnologías para el desarrollo de un proyecto PtX. Cabe destacar que la siguiente tabla no es exhaustiva y no representa en ningún caso una recomendación respecto a alguno o algunos proveedores o Cámaras.

Tabla 6: Proveedores locales para las distintas etapas de un proyecto PtX

Etapas	Rubro	Cámara
Pre-factibilidad, ingeniería básica (FEED) e ingeniería de detalle	Servicios de ingeniería, estudios de impacto ambiental, estudios técnicos, ensayos y análisis técnicos	Cámara Argentina de Consultoras de Ingeniería (CADECI) Cámara Argentina de Ingenieros (CAI) – CEPESI

Adquisición y Fabricación de Equipos y logística	Maquinaria, equipos, y componentes electromecánicos	Cámara de Fabricantes de Máquinas y Equipos para la Industria (CAFMEI) Cámara argentina de proveedores de la industria petro-energética (CAPIPE) Grupo Argentino de proveedores petroleros (GAAP) Cámara Argentina de Industrias Electrónicas, Electromecánicas y Luminotécnicas – CADIEEL Cámara de Aparatos Electromecánicos, Componentes Electrónicos y Afines – CAEMA Cámara de Fabricantes de Caños y Tubos de Acero – CYTACERO Cámara de Industriales de Proyectos e Ingeniería de Bienes de Capital de la República Argentina – CIPIBIC Cámara de Importadores de la República Argentina
	Servicio de transporte, servicio de almacenamiento, servicio de transporte automotor de cargas (transporte pesado y de mercaderías peligrosas)	Cámara Empresarial de Operadores Logísticos Federación Argentina de Entidades de Transporte y Logística (FAETYL) Cámara Argentina del Transporte Automotor de Mercancías y Residuos Peligrosos
Construcción (Instalación y montaje)	Movimiento de suelos, obras de ingeniería civil, instalaciones de ductos, instalación de sistemas eléctricos y sistemas de control	Cámara Argentina de la Construcción (COMARCO)

Fuente: Elaboración propia



Referencias

- «Anexo Ley 1875». 1990. <https://ambiente.neuquen.gov.ar/ley-1875-t-o-2267/>.
- «CAMESA. Anexo 17: Ingreso de Nuevos Agentes al Mercado Eléctrico Mayorista». 2024. <https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/50f829799c23b1fa03256930006f51be?OpenDocument>.
- CIAFA. 2024. «Ficha de Seguridad de Materiales». <https://www.ciafa.org.ar/files/CifCcpW51KkMYg09bNKHlpCOQInCwDiq5DiEB99T.pdf>.
- «Decreto 1616». 2015. <https://www.contadurianeuen.gov.ar/decreto-no-1616-2015-reglamento-de-localizacion-establecimientos-industriales-y-de-servicios/>.
- Decreto 9533. 1980. «DECRETO-LEY 9533 Regimen de los inmuebles del dominio municipal y provincial». <https://normas.gba.gov.ar/documentos/VRLMRf5x.html>.
- «Decreto Reglamentario 450». 1994. <https://www.ambiente.gba.gov.ar/sites/default/files/DECRETO%20450%2094.pdf>.
- «Decreto Reglamentario 806/1997». 1997. <https://normas.gba.gov.ar/documentos/Vr1egUOB.html>.
- Del Vecchio, Alberto, Gabriel Farah, y PtX Hub. 2024. «Análisis de la Infraestructura Portuaria del Litoral Patagónico de Argentina para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y power-to-x (PtX)». https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2024/05/International-PtX-Hub_202405_Ports-Infrastructure-Argentina.pdf.
- «Disposición 122». 2011. <https://argentinambiental.com/legislacion/neuquen/disposicion-12211-clasificacion-usos-industriales-agua/>.
- Global CCS Institute. 2022. «State of the Art: CCS Technologies». <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/05/State-of-the-Art-CCS-Technologies-2022.pdf>.
- «Hydrogen Newsletter». 2022, mayo. <https://www.hydrogennewsletter.com/what-is-steam-methane-reforming-smr/>.
- Ley 11.459. 1993. «Ley 11.459 de Radicación Industrial». <https://www.ambiente.gba.gov.ar/sites/default/files/Ley%2011459.pdf>.

«Ley 11.723 de Evaluación de Impacto Ambiental». 1995. https://www.ambiente.gba.gob.ar/contenido/evaluaci%C3%B3n_de_impacto_ambiental_ley_n%C2%B011723.

«Ley 12.257 Código de Aguas». 1998. <https://normas.gba.gob.ar/documentos/xbROJHGx.html>.

«Ley 27.520 de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global». 2019. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27520-333515/texto>.

«Ley 63». 1958. http://www.saij.gob.ar/legislacion/ley-santa_cruz-63-adjudicacion_tierra_municipal.htm.

«Ley 263». 1971. <https://www.contadurianeuenquen.gob.ar/ley-no-263-1971-tierras-fiscales/>.

«Ley 378». 1974. <https://industria.neuquen.gov.ar/wp-content/uploads/2021/01/Ley-378-de-Promocion-Industrial.pdf>.

«Ley 899». 1975. <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/agua-neuquen.pdf>.

«Ley 1451». 1982. <http://www.saij.gob.ar/1451-local-santa-cruz-ley-aguas-lpz0001451-1982-05-17/123456789-0abc-defg-154-1000zvorpel>.

«Ley 1875». 1990. <https://www.contadurianeuenquen.gob.ar/ley-no-1875-1990-preservacion-defensa-y-mejoramiento-del-medio-ambiente/>.

«Ley 2658». 2003. <https://www.argentina.gob.ar/ciencia/agencia/normativa-ambiental-santa-cruz>.

«Ley 2952». 1995. <https://web.legisrn.gov.ar/digesto/normas/documento?id=1996030013&e=DEFINITIVO>.

«Ley 3092». 2009. <http://www.saij.gob.ar/3092-local-santa-cruz-sistema-provincial-promocion-desarrollo-industrial-lpz0003092-2009-11-12/123456789-0abc-defg-290-3000zvorpel>.

«Ley 3266». 1998. https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/producciones_sostenibles/legislacion/provincial/_archivos/000005-Legislaci%C3%B3n%20Ambiental%20General/000016-R%C3%ADo%20Negro/326699-LEY%203266-99%20EIA.pdf.

«Ley 3484». 2000. <https://rionegro.gov.ar/contenido/Hydrogen/Ley%20iniciativa%20privada.PDF>.

«Ley 3796». 2003. <https://rionegro.gov.ar/contenido/hidrogeno/00014372.pdf>.

«Ley 5560». 2022. <https://unterseccionalroca.org.ar/imagenes/documentos/leg/Ley%205560%20%28Hidr%C3%B3geno%20Verde%29.pdf>.

«Ley de Actividades Portuarias-Ley 24.093». 1992. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-24093-492/texto>.

«Ley de Energías Renovables-Ley 27.191.» 2015. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ley_27191-2015.pdf.

«Ley de Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios-Ley 25.612.» 2002. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/75000-79999/76349/norma.htm>.

«Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental de los Bosques Nativos-Ley 26.331». 2007. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26331-136125/texto>.

«Ley de Promoción Industrial-Ley 21.608». 1977. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-21608-28196/texto>.

«Ley de Residuos Peligrosos-Ley 24.051». 1992. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/450/textact.htm>.

«Ley General del Ambiente-Ley 25.675». 2002. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-25675-79980/texto>.

Ministerio de Bienes Nacionales de la República de Chile. 2021. «Plan Nacional de Fomento a la Producción de Hidrógeno Verde en Territorio Fiscal». <https://www.bienesnacionales.cl/wp-content/uploads/2021/11/Resolucion-Plan-Hidrogeno-Verde.pdf>.

Offshore Technology. 2023. «Hydrogen: the leading companies in ammonia synthesis revealed». Offshore Technology (blog). 2023. <https://www.offshore-technology.com/data-insights/innovators-hydrogen-ammonia-synthesis-oil-gas/?cf-view>.

«Régimen de Gestión Ambiental de las Aguas-Ley 25.688». 2003. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-25688-81032/texto>.

«Regimen de Libre Acceso a la Información Pública Ambiental-Ley 25.831». 2004. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-25831-91548/texto>.

«Régimen de Protección al Dominio Nacional sobre la Propiedad, Posesión o Tenencia de las Tierras Rurales-Ley 26.737». 2011. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/190000-194999/192150/norma.htm>.

«Registro Nacional de Precursores Químicos». 2005. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26045-107623/texto>.

«Resolución 265». 2018. <https://industria.neuquen.gov.ar/wp-content/uploads/2021/01/RESOLUCION-No-265-AREAS-INDUSTRIALES.pdf>.

«Resolución 360». 2023. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-360-2023-383454/texto>.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. 2019. «Guía para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental». <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/evaluacion-ambiental/guias-de-evaluacion-ambiental/esia>.

Secretaría de Asuntos Estratégicos. 2023. «Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno». https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_-_sae.pdf.

CAPÍTULO

3

**PROCESOS Y
TECNOLOGÍAS**

Tabla de contenido Capítulo 3

1. Objetivo Capítulo 3	99
2. Glosario Capítulo 3	100
3. Generación de energía renovable	102
3.1 Suministro eléctrico	102
3.1.1 Alternativas de suministro eléctrico	102
4. Producción de hidrógeno	108
4.1 Cadena de valor	108
4.2 Tratamiento de agua para electrólisis	109
4.3 Electrólisis del agua para producción de hidrógeno	113
4.4 Nivel de madurez tecnológica (Technology Readiness Level, TRL)	120
4.5 Influencia de la escala en la producción de H ₂ V	120
4.6 Almacenamiento de hidrógeno	121
4.6.1 Almacenamiento en recipientes a presión	122
4.6.2 Almacenamiento de Hidrógeno Líquido	122
4.6.3 Almacenamiento geológico	122
4.6.4 Almacenamiento en Hidruros	123
4.7 Transporte de hidrógeno	124
4.8 Aspectos de seguridad del H ₂	126
4.8.1 Inflamabilidad del H ₂	126
4.8.2 Inflamabilidad del H ₂ en electrolizadores: aspectos técnicos y medidas de mitigación	126
4.8.3 Difusión de llama del H ₂	127
4.8.4 Medidas de mitigación y seguridad y gestión de riesgos	127
4.9 Análisis FODA para la producción de H ₂ V	128
5. Producción de amoníaco	129
5.1 Cadena de valor	129
5.2 Proceso de Haber-Bosch	130
5.3 Unidad de separación de aire (ASU)	133
5.4 Escala de producción de NH ₃ a nivel global	134
5.5 Almacenamiento de Amoníaco	135

5.6 Transporte de Amoníaco	136
5.7 Amoníaco: Ficha de seguridad	136
5.8 Análisis FODA para la producción de NH3 verde	137
6. Fuentes y Captura de CO₂	139
6.1 Captura y utilización de CO ₂ (CCU)	139
6.2 Cadena de valor del proceso CCU	139
6.3 Clasificación y caracterización de las fuentes de CO ₂	140
6.3.1 Tipos de fuentes	140
6.3.2 Características relevantes de las corrientes que contienen CO ₂	143
6.3.3 Presencia de contaminantes	145
6.4 Estrategias de captura de CO ₂	145
6.5 Tecnologías de captura de CO ₂	146
6.6 Fuentes de Carbono en Argentina y otros enlaces de interés	149
7. Producción de metanol	150
7.1 Cadena de valor	150
7.2 Descripción del proceso	151
7.2.1 Estado actual de las nuevas tecnologías	155
7.3 Tipo de reactores	157
7.4 Catalizadores	159
7.5 Purificación	160
7.6 Requerimiento de masa y energía	161
7.6.1 Requerimiento de CO ₂	161
7.6.2 Requerimiento de H ₂	161
7.6.3 Consumo energético	162
7.7 Flexibilidad operativa y operación dinámica	162
7.8 Posibles sinergias con otras partes de la cadena de valor	163
7.9 Servicios esenciales	163
7.10 Almacenamiento, transporte y seguridad del metanol	163
7.11 Análisis FODA para la producción de metanol verde	165
8. Producción de e-combustibles	166
8.1 Cadena de valor	166
8.2 Descripción del proceso	167
8.3 Reactores, catalizadores, tecnologías y selectividad de productos	168

8.3.1 Rutas de Fischer-Tropsch	168
8.3.2 Rutas alcohólicas	170
8.3.3 Selectividad de productos	172
8.3.4 Unidades de conversión y separación posteriores	173
8.4 Requerimientos de masa y energía	174
8.4.1 Requerimientos de CO ₂	174
8.4.2 Requerimiento de H ₂	174
8.4.3 Consumo energético	175
8.5 Flexibilidad y almacenamiento	175
8.6 Posibles sinergias con otras partes de la cadena de valor	176
8.7 Servicios esenciales	176
8.8 Almacenamiento, transporte y seguridad de e-combustibles	177
8.8.1 Especificaciones para combustibles por Fischer-Tropsch en el ámbito de la aviación	177
8.9 Análisis FODA para la producción de e-combustibles	178
9. ANEXO I: Suministro eléctrico	179
9.1 Sistemas grid following (GFL) vs grid forming (GFM)	179
9.2 Componentes del sistema eléctrico	180
9.3 Proyectos PtX híbridos con conexión a la red	181
9.4 Relación energía del parque / energía de la red	182
9.5 Sistemas off-grid con almacenamiento eléctrico	182
10. ANEXO II: Electrolizadores	183
10.1 Electrolizadores alcalinos con solución líquida como electrolito (AE)	183
10.2 Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)	184
10.3 Electrolizadores de óxido sólido (SOE)	186
10.4 Objetivos técnicos para las tres tecnologías de electrolizadores	187
11. Referencias	192

Listado de figuras y tablas

Figura 1: Ejemplos de estrategias de suministro eléctrico. Fuente: elaboración propia	105
Tabla 1: Alternativas de suministro eléctrico	106
Figura 2: Cadena de valor de producción de H ₂ V	108
Figura 3: Diferentes configuraciones para el proceso de desalinización de agua de mar por ósmosis inversa	110
Tabla 2: Comparación de los principales aspectos entre la tecnología basada en ósmosis inversa y la evaporación flash múltiple etapa	112
Tabla 3: Ventajas y desventajas de los electrolizadores	114
Tabla 4: Principales características de electrolizadores alcalinos líquidos (AE), PEMEC y de óxido sólido (SOEC)	117
Figura 4: Almacenamiento de hidrógeno comprimido	122
Figura 5: Alternativas de almacenamiento de H ₂ V	123
Tabla 5: Costos y madurez tecnológica de los recipientes de almacenamiento	124
Figura 6: Alternativas de transporte de hidrógeno	125
Figura 7: Alternativas de transporte de H ₂ V	125
Figura 8: Variación de los límites de inflamabilidad del hidrógeno con la temperatura	126
Figura 9: FODA Hidrógeno verde	128
Figura 10: Cadena de valor de producción de Amoníaco verde	129
Tabla 6: Métodos para el almacenamiento de NH ₃	135
Figura 11: FODA Amoníaco verde	138
Figura 12: Cadena de valor de CO ₂ para el proceso CCU	140
Figura 13: Clasificación de las fuentes de CO ₂	141
Tabla 7: Concentración de CO ₂ y presión total de la corriente, para distintas fuentes puntuales de emisión	144
Tabla 8: Tecnologías de captura de CO ₂	148
Figura 14: Cadena de valor para la producción de metanol	150
Figura 15: Diseño de una planta de producción de metanol – Síntesis directa (y proceso convencional)	153
Tabla 9: Composiciones de metanol crudo de gases de alimentación a base de CO y CO ₂	153

Figura 16: Diseño de una planta de producción de metanol – proceso CAMERE	155
Tabla 10: Plantas de producción de metanol a partir de CO ₂	156
Figura 17: Tipo de reactores de síntesis de metanol	158
Tabla 11: Tipo de reactores para la síntesis de metanol	159
Tabla 12: Composición y rendimiento de algunos catalizadores comerciales de metanol con gas de alimentación a base de CO ₂	160
Figura 18: FODA Metanol verde	165
Figura 19: Cadena de valor para la producción de e-combustibles, utilizando energía renovable y captura de CO ₂	166
Figura 20: Rutas de producción de combustibles sintéticos a partir de la hidrogenación de CO ₂	167
Tabla 13: Resumen de las tecnologías de reactores de Fischer Tropsch	169
Tabla 14: Resumen de las tecnologías de MTO	171
Figura 21: FODA eSAF	178
Figura 22: Sistema Grid-following vs. Sistema Grid forming	180
Figura 23: Esquema de una célula de electrólisis alcalina (AEC)	183
Figura 25: Principio de funcionamiento de electrolizador SOE con electrolito conductor de iones oxígeno O ₂ – (celda O-SOEC)	186
Tabla 15: Objetivos técnicos para stacks y sistemas de electrolizadores alcalinos líquidos	187
Tabla 16: Objetivos técnicos para stacks y sistemas de electrolizadores PEM	189
Tabla 17: Objetivos técnicos para stacks y sistemas de electrolizadores de alta temperatura SOEC	190

1

Objetivo Capítulo 3

El Capítulo 3 – Procesos y Tecnologías de H₂V y PtX tiene como objetivo centralizar conocimientos técnicos de los procesos principales que intervienen en el desarrollo de los proyectos de producción de hidrógeno renovable, amoníaco renovable, metanol renovable y combustibles sintéticos.

Los objetivos del capítulo se resumen en:

- Presentar la importancia de la estrategia de suministro eléctrico y cómo esta se vincula con parámetros técnicos y regulatorios que afectan la viabilidad del proyecto
- Brindar herramientas y conocimientos técnicos que permitan entender los procesos requeridos para la producción de hidrógeno y derivados para poder saber que es necesario considerar al construir un modelo técnico-económico para evaluar un caso de negocios
- Brindar información de las tecnologías disponibles a lo largo de las diferentes cadenas de procesos para que el lector pueda entender ventajas y desventajas de elegir una u otra opción, considerando procesos productivos, de conversión, de transporte y de almacenamiento
- Brindar conocimientos básicos para entablar intercambios técnicos eficientes con compañías consultoras de ingeniería, proveedores de electrólisis o compañías dueñas de tecnologías específicas
- Describir la complejidad y el desafío que introduce la integración de energías renovables intermitentes como solar y eólica, con procesos continuos de producción como son los procesos Haber-Bosch, síntesis de metanol y Fischer-Tropsch
- Presentar aspectos básicos de peligros y riesgos asociados a los procesos productivos que hay que tener en consideración durante el desarrollo
- Indicar algunos parámetros técnicos de operación de los procesos que son necesarios para el planteo de modelos técnico-económicos.

Glosario

Capítulo 3

AEM (electrólisis)	Tecnología de electrólisis por membrana de intercambio aniónico
ALK (electrólisis)	Tecnología de electrólisis alcalina
ASU	Unidad de Separación de Aire o Air Separation Unit
CCS	Captura de Carbono y almacenamiento
CCU	Captura de carbono y utilización
CCUS	Incluye tanto la captura de carbono para utilización o para almacenamiento
DAC	Tecnología de captura de CO ₂ directa de aire o Direct Air Capture
FT	Proceso Fisher-Tropsch
FT-SPK	Proceso Fisher-Tropsch para producción de kerosene sintético parafínico.
H2V	Hidrógeno verde
HB	Proceso Haber-Bosch
I+D	Sectores de investigación y desarrollo (R&D)
IEA	Agencia Internacional de Energía o International Energy Agency
IRENA	Agencia Internacional de Energía Renovable o International Renewable Energy Agency
LOHC	Portador orgánico líquido de hidrógeno o «Liquid Organic hydrogen Carrier»

PEM (electrólisis)	Tecnología de electrólisis de Membrana de Intercambio de Protones
PtL	Power to Liquids se refiere a la producción de combustibles líquidos a partir de energía eléctrica renovable e hidrógeno como vector intermedio.
RED	Normativa europea «Directiva de Energías Renovables» o «Renewable Energy Directive».
RFNBO	Combustible renovable de origen no biológico o Renewable Fuel Non- Biological Origin. Definición introducida por la normativa europea RED
rWGS	Proceso de desplazamiento inverso de Agua-Gas o «Reverse Water Gas Shift»
SAF	Combustible sintético de aviación o Sustainable Aviation Fuel
SOEC	Tecnología de electrólisis de celda de estado sólido
TRL	Nivel de madurez tecnológica o Technical Readiness Level
WGS	Proceso de desplazamiento de Agua- Gas o «Water Gas Shift»

3

Generación de energía renovable

La generación de energía renovable es un aspecto central en el desarrollo de un proyecto de producción de hidrógeno verde y de derivados debido a que puede representar más de un 50% de los costos totales del producto final. A su vez, como es de esperarse, el vínculo y el impacto del suministro eléctrico a las plantas de procesos de producción de hidrógeno y derivados no es solo sobre los costos. Sin importar si se trata de proyectos con conexión directa entre el parque de generación y la demanda, o si se trata de proyectos conectados a través de una red pública de transporte eléctrico, el suministro eléctrico determina el diseño y la operación técnica de las plantas de hidrógeno y derivados, ya que influye en los factores de capacidad, en las variaciones de carga, dimensionamiento de requerimiento de almacenamiento y hasta posibles paradas de las plantas por falta de energía eléctrica.

Esto se debe a que, a diferencia de otras plantas productivas, los procesos de certificación de hidrógeno verde y derivados tienden a vincular de manera estrecha la producción con la disponibilidad horaria de energía renovable. Este concepto se aleja de lo tradicional, donde en general es la planta de procesos la que impone los requerimientos de potencias y energía eléctrica demandada.

El diseño y el desarrollo de parques de generación eléctrica renovable es un campo muy amplio y

conocido, que cuenta con muchos antecedentes y expertos en Argentina, por lo que se encuentra fuera del alcance de este capítulo de procesos y tecnología. Sin embargo, se destaca la interacción mencionada en el párrafo anterior que resulta novedosa entre la generación y la demanda. A diferencia de otros proyectos, el desarrollo y diseño de la planta de procesos se suele hacer de manera paralela con el desarrollo y diseño de la generación de energía renovable, considerando las posibles variaciones horarias de la oferta de electricidad renovable para diseñar las plantas de procesos y estimar sus producciones.

3.1 Suministro eléctrico

3.1.1 Alternativas de suministro eléctrico

El concepto de suministro eléctrico va más allá del diseño y dimensionamiento de un parque de generación eléctrica renovable. Si bien los parques de generación están incluidos y son el componente principal, el suministro eléctrico integra generación, transmisión (dedicada o conectada a la red), sistemas de respaldo, infraestructura (subestaciones, transformadores) y posible almacenamiento en baterías.

El suministro de energía eléctrica puede hacerse a través de conexiones directas con parques de generación de energía renovable, a través de la red pública de transporte eléctrico, o en una combinación de ambas. Para poder tomar energía eléctrica a través de la red y que ésta sea contada como totalmente renovable, se debe cumplir con ciertos criterios como los establecidos por la Directiva de Energía Renovable de Europa (RED), como se describe en el Capítulo 1. Si la energía eléctrica tomada de la red no puede computarse como totalmente renovable, se deben tener en consideración las emisiones asociadas a esa energía y revisar si aun así se cumplen con la huella de carbono máxima permitida para el producto final.

Cuando se consideran las diferentes alternativas de suministro eléctrico a plantas de producción de hidrógeno verde y derivados es necesario entender diferentes atributos deseados en la estrategia de suministro eléctrico. El punto más básico es conseguir un bajo costo de generación de energía renovable, pero no es el único parámetro importante. El concepto de suministro eléctrico se centra en la demanda, en las plantas de procesos y en cómo brindar un servicio eléctrico de alimentación con ciertas características.

Algunos de estos atributos que pueden analizarse en el suministro eléctrico son:

Estabilidad de suministro: Variaciones fuertes y frecuentes de la potencia de suministro condicionan el funcionamiento de las plantas y la necesidad de almacenamiento de H₂V. Las velocidades de variación de potencias de los parques de energía eólica y solar pueden llegar a ser muy bruscas. Existen formas de gestionar y amortiguar estas variaciones de energía relacionadas con la naturaleza intermitente de la generación renovable. Los proveedores de electrolizadores de membrana (PEM) indican que esta tecnología es capaz de variar carga y copiar las variaciones de generación de parques eólicos y solares. La tecnología alcalina tiene menor capacidad de respuesta y no puede copiar las variaciones de la generación, por lo que requiere de un mínimo

de estabilización o suavización de las variaciones (mediante respaldo de red o baterías). Más allá de la posible flexibilidad de la planta de hidrógeno, las plantas de conversión (Haber-Bosch, Fischer-Tropsch, metanol) no tienen esta capacidad de respuesta, por lo que la amortiguación de suministro se debe hacer si o si, sea aguas arriba de la planta de H₂V (amortiguación eléctrica) o aguas abajo de la planta de H₂V (amortiguación con almacenamiento de H₂V) o una combinación de ambas.

Suministro de Potencia Firme Mínima: Las plantas de procesos mencionadas (Haber-Bosch o Fischer-Tropsch, etc) requieren una potencia firme mínima para servicios esenciales y operación a mínima carga. Sin esa potencia mínima disponible las plantas deben parar su operación, lo cual repercute en la rentabilidad y operación de las facilidades.

Factor de Capacidad: Como es de esperarse, los sistemas de generación que cuentan con mayor factor de capacidad tienen asociado un mejor aprovechamiento de la inversión inicial y, con esto, menores costos de generación eléctrica. A su vez, también conllevan a tener mejores factores de capacidad en las plantas de procesos. Los factores de capacidad dependen de la calidad de recurso renovable y/o posibilidad de complementariedad cuando se cuenta con más de una fuente de generación.

Sustentabilidad de Suministro Eléctrico: Es necesario poder cumplir con la normativa referida a la certificación de hidrógeno y derivados como renovables. La normativa europea RED permite distintas alternativas de suministro eléctrico, con o sin tomar energía de la red, exige condiciones para considerar energía como renovable y establece límite de emisiones cuando no la es. Cuando se consume energía a través de la red hay que revisar con detenimiento el cumplimiento de los estándares del mercado destino del producto. Como es de esperarse es más simple comprobar la renovabilidad de la energía en los sistemas con parques de generación de energía renovables con conexión directa que en los que toman energía de la red.

Posibles restricciones de transporte en SADI: Al momento de publicación de la guía, el sistema interconectado de transporte eléctrico argentino se encuentra con un alto nivel de saturación para conexión de nuevos parques de gran escala. Dependiendo del rol esperado de la red eléctrica, las ubicaciones y las potencias involucradas, será más o menos factible la estrategia. De todas formas, es esperable que utilizar el SADI como back-up para demanda de potencias medias/bajas no debiera tener restricciones. Cada proyecto deberá revisar su estrategia y hacer los estudios necesarios para comprobar esto.

Costo Integral de Suministro Eléctrico: Este costo contempla todos los costos involucrados en el suministro eléctrico: los de generación renovable, costos de líneas de transporte dedicadas, baterías, cargos de transporte, servicios y reserva de potencia de SADI, y posibles compras de energía.

Impacto en Costos en las Plantas de Procesos:

Más allá del costo integrado de suministro eléctrico, las intermitencias de suministro y la falta de back-up puede requerir de almacenamiento «buffer» de H2V para suavizar fluctuaciones y garantizar mínimo suministro de H2V y electricidad a los procesos cuando no hay viento. Hay que tener en consideración que quizás una estrategia de suministro conlleva un costo global más económico que otra, pero el efecto en los costos adicionales de almacenamiento de H2V u otros ítems en las plantas de procesos termine siendo más perjudicial.

Al plantear una estrategia de suministro normalmente no es simple maximizar todos estos atributos a la vez, y es necesario analizar alternativas y evaluar decisiones de compromiso.

En la Tabla 1 se plantean algunas estrategias de suministro eléctrico y se analizan como difieren unas de otras respecto de los atributos mencionados.

Estas estrategias de suministro combinan:

- parques eólicos conectados de manera directa,
- conexión a la red eléctrica para suministrar energía renovable, (como única fuente o como complemento de otro parque conectado de manera directa)
- conexión a la red eléctrica solo como back up y suministro de mínimo de potencia firme,
- respaldo de banco de baterías como back up y suministro de mínimo de potencia firme.

Cabe mencionar que las tecnologías de aerogeneradores actualmente disponibles a gran escala comercial requieren una conexión robusta con la red para tomar las referencias de la onda senoidal de tensión y de allí la frecuencia y el ángulo de fase, y de esta manera garantizar estabilidad en la planta y mantener condiciones de operabilidad. Esto aplica también para la configuración de una planta dedicada exclusivamente al abastecimiento eléctrico de la planta de producción de H2V o derivados; es decir deberá contemplarse el tendido de una línea de transmisión a la subestación eléctrica adecuada para la sincronización del parque con la red eléctrica (no para tomar potencia de la red). La relación de potencias entre el parque aerogenerador y el sistema también debe guardar proporción; en sistemas aislados pequeños y, dependiendo de la potencia del parque, deberán realizarse estudios eléctricos específicos para analizar la viabilidad de la sincronización.

La posibilidad técnica de operar parques de gran escala completamente desconectados de la red existe, incluso existen varios proyectos que analizan esta alternativa (por ejemplo, en sitios como la región de Magallanes en Chile o la Provincia de Tierra del Fuego). Pero son soluciones nuevas, con pocos antecedentes a gran escala, que requieren de sistemas eléctricos auxiliares que hay que identificar y considerar de manera temprana.

En el ANEXO I: Suministro eléctrico, se detalla más información respecto de estos aspectos.

Figura 1: Ejemplos de estrategias de suministro eléctrico. Fuente: elaboración propia

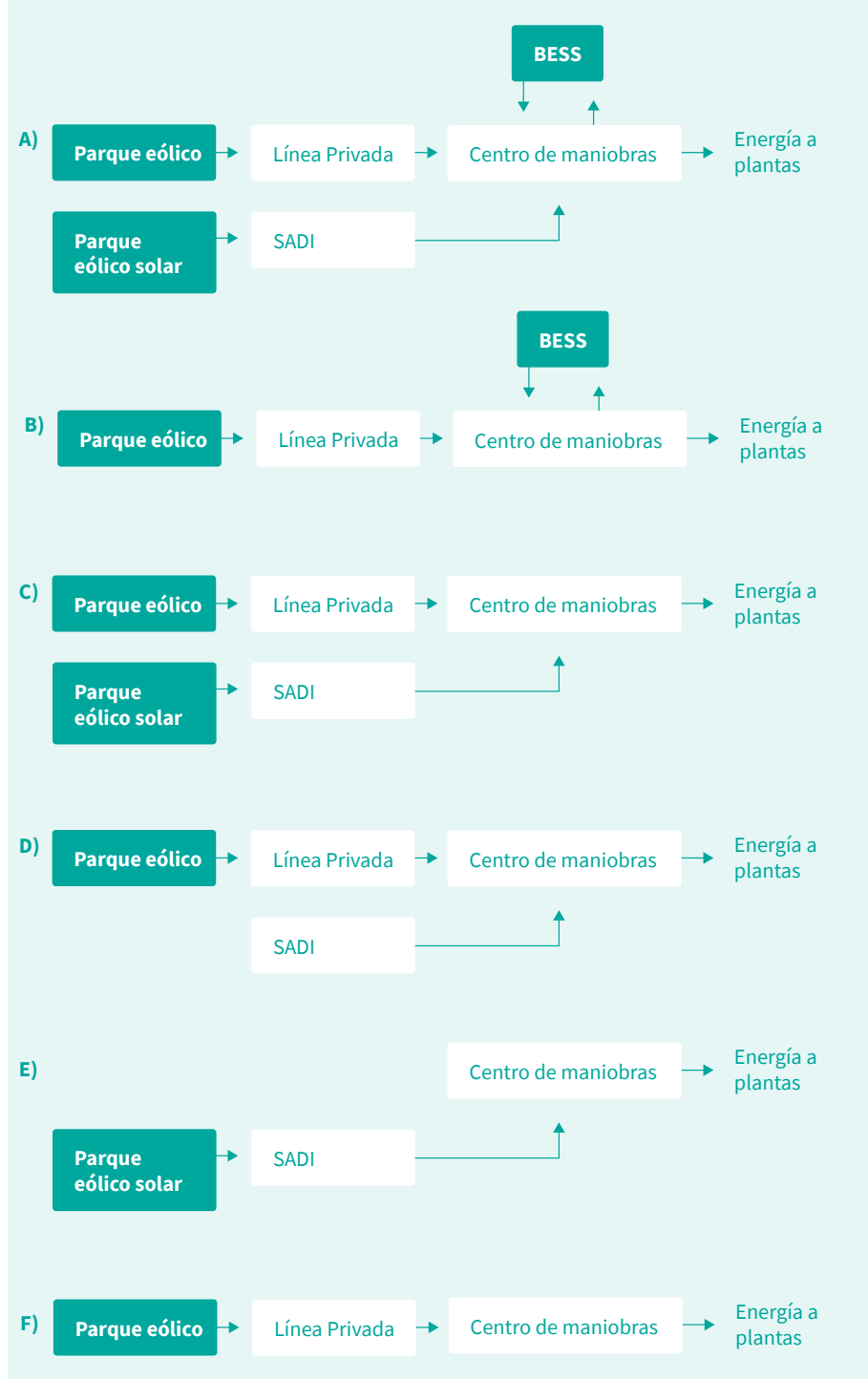


Tabla 1: Alternativas de suministro eléctrico

ESTRATEGIA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	A	B	C	D	E	F
	Parque eólico off-grid BESS SADI para complemento de EERR + Back-up	Parque eólico off-grid BESS	Parque eólico off-grid SADI para complemento de EERR + Back-up	Parque eólico off-grid SADI para Back-up	SADI para parque eólico + Back-up	Parque eólico off-grid
ATRIBUTOS						
Estabilidad de suministro	ALTA Back up de red y BESS	MEDIA BESS para estabilizar, posible limitación en capacidad de estabilización	ALTA Back up de red	ALTA Back up de red	ALTA Back up de red	BAJA No cuenta con estabilización de suministro eléctrico
Suministro de Potencia Mínima Firme	ALTO Red + BESS	MEDIO BESS para estabilizar, limitación en garantizar potencia firme mínima en periodos largos	ALTO Red	ALTO Red	ALTO Red	NULO
Factor de Capacidad	MUY ALTO Puede complementar con parque on-grid	MUY ALTO Generación eólica + posible aporte de BESS (aunque el aporte de BESS sería bajo ya que su función es backup)	MUY ALTO Puede complementar con parque on-grid	ALTO No complementa	ALTO potencialmente alto, puede que por restricciones de red falle el suministro.	ALTO
Sustentabilidad de Suministro Eléctrico	POSIBLE La energía de red debe cumplir con RED II. Ver de no sobrepasar límites de emisión debido a energía no renovable.	ASEGURADA	POSIBLE La energía de red debe cumplir con RED II. Ver de no sobrepasar límites de emisión debido a energía no renovable.	POSIBLE La energía de red debe cumplir con RED II. Ver de no sobrepasar límites de emisión debido a energía no renovable.	POSIBLE La energía de red debe cumplir con RED II. Ver de no sobrepasar límites de emisión debido a energía no renovable.	ASEGURADA

Posibles restricciones de transporte en SADI	MEDIA Se contempla inyección de complemento un parque en otro sitio, podría conseguirse capacidad de transporte.	NO	MEDIA Se contempla inyección de complemento un parque en otro sitio, podría conseguirse capacidad de transporte.	NO para la red es solo una demanda para backup. No se esperan restricciones.	ALTA Todo el suministro eléctrico llegaría a través del SADI, sin expansiones de infraestructura, es difícil conseguir capacidad de transporte para gran escala	NO
Costo Integral de Suministro Eléctrico	ALTO costo de BESS alto + Costo de Transporte y reserva de potencia	MEDIO Costo de BESS alto + componentes eléctricos adicionales para regular parámetros en operación 100% off grid	MEDIO costos de red. Transporte y reserva de potencia	BAJO	MEDIO costos de red. Transporte y reserva de potencia	BAJO* Hay que revisar componentes eléctricos adicionales para regular parámetros en operación 100% off grid
Impacto en Costos de Procesos	BAJO Suministro estabilizado y potencia mínima garantizada	MEDIO A pesar de las baterías puede que se necesite buffer de H ₂ .	BAJO Suministro estabilizado y potencia mínima garantizada	BAJO Suministro estabilizado y potencia mínima garantizada	MEDIO Suministro estabilizado y potencia mínima disponible. Aunque posiblemente se tenga restricciones en la carga operativa de las plantas	ALTO Almacenamiento de H ₂ y posibles paradas de plantas frecuentes

Fuente: elaboración propia

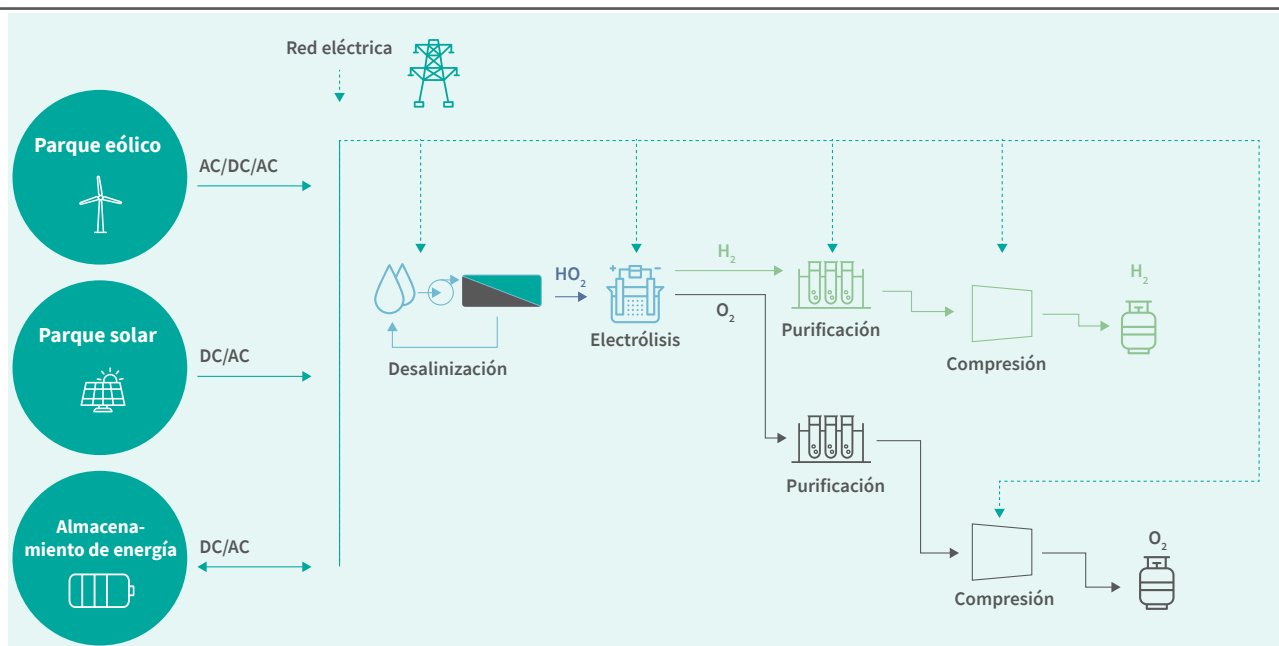
4

Producción de hidrógeno

4.1 Cadena de valor

La producción de hidrógeno verde es un proceso en el que se produce hidrógeno a partir de la electrólisis de agua utilizando energía eléctrica que pueda considerarse como renovable. Si bien la parte central del proceso es la electrólisis del agua, una planta de hidrógeno requiere de otros sistemas y equipos para su funcionamiento.

Figura 2: Cadena de valor de producción de H₂V.



Fuente: elaboración propia

El sistema está basado en el uso de energía eléctrica procedente del recurso eólico y/o solar.

Se contempla la posibilidad de conexión a la red y el uso de baterías de litio para almacenamiento de energía como alternativas para el suministro de energía eléctrica.

Balance de planta, BoP (Balance of Plant)

Los elementos esenciales del BoP de la planta de hidrógeno incluyen (ver Figura 2):

- Electrolizador.
- Sistema de purificación.
- Sistema de compresión.
- Sistema de tratamiento de agua para electrólisis.
- Sistema de refrigeración.
- Distribución eléctrica en media tensión (MT).
- Sistema de conversión AC/DC: transformador y rectificador.
- Equipos eléctricos y de automatización.

Aunque la electrólisis en electrolizadores alcalinos suele producir hidrógeno de alta pureza, aún puede haber humedad residual o trazas de otro gas, como oxígeno. Existen aplicaciones específicas, como en la industria electrónica, en las que puede requerirse un tratamiento adicional de purificación, como el uso de tecnologías de absorción o membranas para eliminar cualquier impureza remanente.

Durante la electrólisis, se produce oxígeno en el ánodo junto con el hidrógeno en el cátodo. La eliminación segura del oxígeno en exceso es esencial para prevenir riesgos de seguridad. Los sistemas de purga y almacenamiento adecuados son necesarios para gestionar este oxígeno residual de manera segura. Esto evita la acumulación de oxígeno y reduce los riesgos de inflamabilidad y explosiones en la planta.

La compresión es un paso crítico en la producción y logística del hidrógeno. Se pueden utilizar diferentes tipos de compresores, como pistón y tornillo, para

aumentar la densidad del hidrógeno, reduciendo de esta manera el volumen necesario para su almacenamiento y transporte. La eficiencia energética de las etapas de compresión impacta en los costos operativos, y en tal sentido, la eliminación de la humedad del gas antes mencionada, juega un papel importante.

La planta de electrólisis requiere de sistemas de refrigeración tanto del electrolito en recirculación, como del hidrógeno y oxígeno producido. Además, durante la compresión de los gases también se requiere de refrigeración intermedia.

El sistema de conversión AC/DC es necesario para convertir la corriente alterna (AC) que llega a la planta, en corriente continua (DC) para la alimentación de los electrolizadores. El equipamiento eléctrico y de automatización incluye todos los componentes eléctricos y sistemas de control automatizado necesarios para operar la planta de manera eficiente y segura.

4.2 Tratamiento de agua para electrólisis

Osmosis inversa

La producción de hidrógeno verde mediante la electrólisis del agua requiere agua de alta calidad sin presencia de sólidos ni impurezas para evitar problemas en los electrodos y maximizar la eficiencia.

La calidad del agua necesaria para la electrólisis varía según diversos factores, lo que hace que sea difícil establecer un estándar único. Para simplificar el proceso, se pueden establecer requisitos de conductividad bajos, a modo de referencia puede pensarse en valores menores a $<1 \mu\text{S}/\text{cm}$ para electrólisis alcalina estándar y menor a $0.1 \mu\text{S}/\text{cm}$ para electrólisis PEM.

Para obtener agua de alta pureza se recurre a los procesos de desalinización de agua. En particular la ósmosis inversa es una alternativa tecnológica con la madurez necesaria para procesos de estas

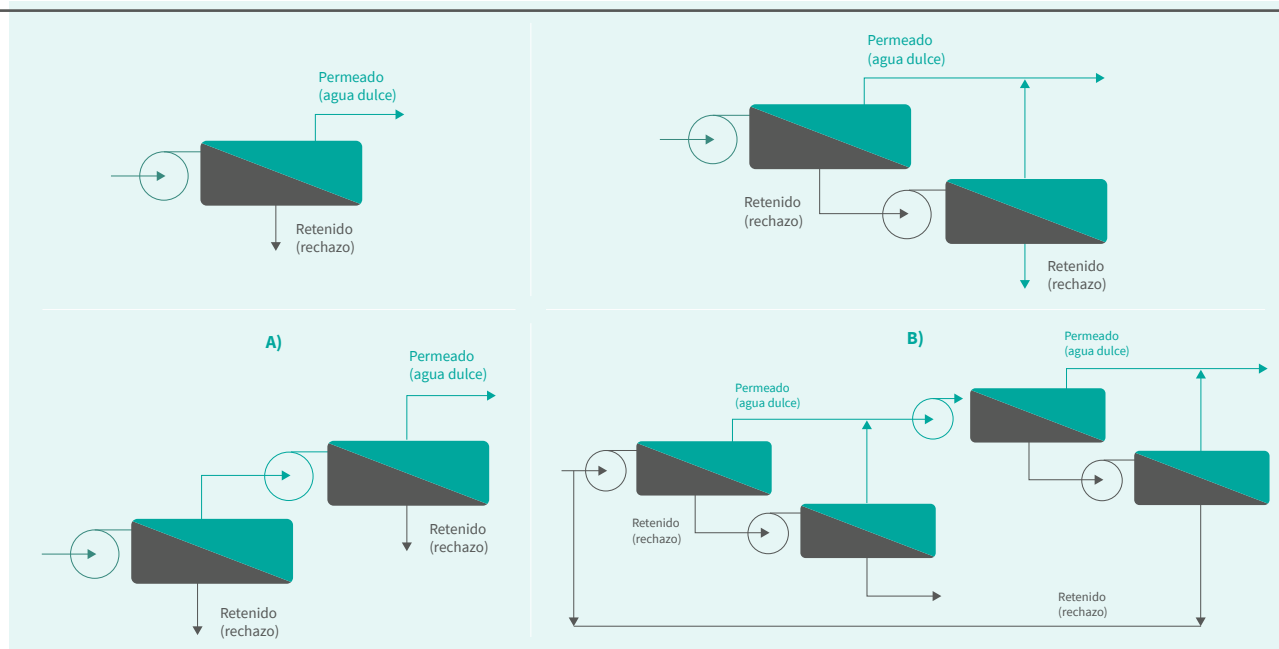
características. Mediante esta tecnología, se puede obtener agua dulce al aplicar una diferencia de presión en una membrana semipermeable, permitiendo la transferencia de los gases disueltos y moléculas de bajo peso molecular. El flujo de agua aumenta con el aumento de la diferencia de presión.

Existen diferentes tipos de módulos de membranas siendo los más utilizados los módulos de membrana en espiral y los de fibra hueca, utilizando para su construcción materiales tales como poliamida o acetatos de celulosa. La preferencia de un módulo respecto a otro depende de la composición de la corriente a tratar. Por ejemplo, para una corriente de concentración de sales de 3,5 % en peso y una presión osmótica de 23,8 atm, se suele emplear membranas en espiral multicapa fabricadas con poliamida, operando

con presiones de alimentación de 55 – 68 atm y pudiendo alcanzar flujos transmembrana de agua de aprox. 0,365 m³/m² por día, logrando recuperaciones del orden del 45 % de agua y purezas del 99,9 % en peso. En general, estos módulos tienen 20 cm de diámetro y 1 m de largo con una superficie de membrana de 34 m². Mientras que para el tratamiento de agua salobres (0,5 % en peso de sales disueltas) comúnmente se emplean módulos de fibra hueca, fabricados con acetato de celulosa o poliamidas. Con una presión osmótica menor de 250 atm, los flujos transmembrana pueden llegar a alcanzar los 0,81 m³/m² por día.

Los módulos pueden ser configurados de diferentes maneras, según se ilustra en la Figura 2 y se describe seguidamente:

Figura 3: Diferentes configuraciones para el proceso de desalinización de agua de mar por ósmosis inversa.



Fuente: elaboración propia

- Configuración de una sola etapa o paso (Figura 3a). Esta es la configuración más sencilla por su instalación y operación. Aquí, el agua de alimentación fluye a través de una sola etapa de membrana antes de convertirse en producto purificado. Esta configuración es utilizada solamente en establecimientos comerciales y complejos residenciales. Requiere menor inversión inicial y espacio.
- Configuración de dos etapas de concentración (Figura 3b). El acoplamiento de una segunda etapa a la configuración anterior para seguir tratando la corriente de retenido produce un incremento en la conversión global del proceso (aumentando la producción de permeado y reduciéndose el volumen de salmuera obtenido) pero sin mejorar la calidad del permeado. Esta configuración requiere de la instalación de una segunda bomba adicional para alimentar cada módulo en la segunda etapa. Es la configuración más típica encontrada en la industria y posibilita utilizar membranas con diferentes selectividades en cada una de las etapas. Por ejemplo, debido a que la corriente de alimentación de la segunda etapa está más concentrada en sales, conviene que las membranas de la segunda etapa sean de mayor rechazo con respecto a la primera etapa.
- Configuración de dos pasos de permeado (Figura 3c). En esta configuración, la corriente de entrada en la segunda etapa es el permeado obtenido en la primera etapa. Aquí, se obtiene una corriente de permeado de mayor calidad en pos de incrementar el coste energético debido a la necesidad de presurizar el permeado de la primera etapa antes de su ingreso a la segunda etapa. Al igual que en la configuración anterior, conviene emplear modelos de membrana diferentes en cada etapa, pudiendo optimizarse así la eficiencia del proceso completo, es decir el consumo de energía, cantidad y calidad del permeado.

- Configuración combinada de dos etapas y dos pasos (Figura 3d). Este tipo de configuración resulta de la combinación de las anteriores introduciendo corrientes de by-pass, recirculación y/o mezclas de corrientes, permitiendo obtener permeados con diferentes concentraciones

En todas las configuraciones es posible instalar sistemas de recuperación de energía mecánica basados en émbolos o turbinas Francis o Pelton que permiten recuperar parte de la energía contenida en la corriente a alta presión de retenido, contribuyendo así con parte de la energía requerida por las bombas de alta presión.

En relación con el mantenimiento, se debe tener en consideración la vida útil de las membranas. Esta es del orden de los 5 años dependiendo de las condiciones de operación. El reemplazo de membranas tiene un impacto considerable en el costo de mantenimiento de estos sistemas. Sin embargo, el impacto del costo del proceso de ósmosis inversa es muy bajo, del orden del 0.1% del costo nivelado de hidrógeno o amoníaco. Por lo que no constituye per se una variable de decisión económica relevante.

Cada configuración tiene sus propias ventajas y desventajas. La elección de la configuración adecuada depende de las características específicas tales como la composición de agua a tratar, la finalidad de la purificación, la eficiencia energética, entre otras.

Otras alternativas tecnológicas de tratamiento

Otras alternativas para el tratamiento del agua que permiten asegurar la calidad requerida para el proceso de electrólisis se describen brevemente a continuación.

Intercambio Iónico Selectivo: se basa en la circulación de agua a través de lechos compuestos por partículas de resinas de intercambio iónico. Las resinas capturan iones específicos presentes en el agua salina y se saturan de sales. Luego deben ser recuperadas para reiniciar el ciclo. La recuperación de resinas se realiza utilizando reactivos químicos y generando efluentes con carga iónica elevada.

Electrodiálisis: En este proceso, diferentes membranas selectivas se encuentran bajo el efecto de un campo eléctrico que al circular agua salina permiten el pasaje de iones específicos. Las cargas eléctricas de las membranas atraen iones positivos o negativos, separándolos de la corriente de agua produciendo la purificación de esta.

Los **procesos térmicos de desalinización** se basan en la evaporación de agua y en la condensación del vapor generado. Se requiere una fuente de energía térmica para la calefacción y un sumidero de energía térmica para la condensación de los vapores. El proceso de evaporación puede realizarse de diferentes maneras dependiendo del mecanismo de separación vapor-sales (fuerza impulsora) dando lugar a dos procesos bien definidos, los que se describen a continuación.

Evaporación flash múltiple etapa (EFME): Esta tecnología consiste en evaporar el agua de mar en cámaras o etapas a una presión menor de la presión de saturación correspondiente a la temperatura existente. La corriente a desalinizar se despresuriza rápidamente, al ingresar en la cámara de la etapa, que está a una

menor presión, lo que provoca una evaporación instantánea de parte del agua y la separación de las sales. En este proceso, la diferencia de presión es el principal mecanismo para la separación del agua.

Evaporación múltiple etapa (EME): Básicamente, el proceso EME es similar al EFME con la diferencia que aquí el mecanismo de separación agua-sales se produce más bien por un aporte térmico en los tubos de los evaporadores que por la diferencia de presión. Si bien la EME es más antigua que la EFME, los problemas de operación debido a la utilización de evaporadores de tubos sumergidos hacen que la EFME sea la más preferida

Para la producción de hidrógeno verde a través de la electrólisis del agua, las tecnologías maduras de desalinización, como la ósmosis inversa y la etapa de evaporación flash múltiple son las más ampliamente recomendadas debido a su eficacia y fiabilidad. A continuación, la Tabla 2 muestra una comparación de las principales características.

Tabla 2: Comparación de los principales aspectos entre la tecnología basada en ósmosis inversa y la evaporación flash múltiple etapa

	Osmosis Inversa	Evaporación Flash Múltiple-Etapa
Relación agua desalinizada/ agua de mar (%)	20 – 50	10 – 25
Consumo de energía térmica (kJ/kg)	–	250 – 330
Consumo de electricidad (kWh/m ³)	2,5 – 7,0	3,0 – 5,0
Costo de la planta (\$ /m ³ /día)	900 – 1500	1500 – 2000
Capacidad de producción por unidad (m ³ /día)	< 20000	< 76000

Temperatura máxima de operación (K)	318	363 – 393
Calidad del agua desalinizada (ppm ¹)	200 – 500	< 10
Estado de madurez de la tecnología	desarrollado	completamente desarrollado
Plazos para instalación (meses)	18	24
Flexibilidad	Modular	60 – 100 (%)
Necesidades de mantenimiento	2 – 4 veces por año	1 – 2 veces por año
Sensibilidad a condiciones de agua de mar	Alta (polarización de las membranas)	Media
Pre-tratamiento	Moderado	Exigente
Influencia de las condiciones de operación	Alta incidencia en la vida útil de las membranas	Alta (corrosión/incrustación)
Fabricantes	Amplia competencia	Numerosos

Fuente: elaboración propia

4.3 Electrólisis del agua para producción de hidrógeno

La electrólisis del agua (H₂O) es un proceso electroquímico que descompone el agua en sus componentes, hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂), mediante la aplicación de corriente eléctrica, requiriendo una cantidad significativa de energía.

A continuación, se presentan las ventajas, desventajas y principales variables de funcionamiento de los distintos tipos de electrolizadores y en el ANEXO II: Electrolizadores, se encuentra detallado el funcionamiento de cada uno de ellos.

1 Los valores se refieren a los valores mínimos de impurezas remanentes en la corriente de agua tratada que se pueden alcanzar con cada tecnología.

Tabla 3: Ventajas y desventajas de los electrolizadores

Electrolizador alcalino líquido (AE)	
Ventajas	Desventajas
Costo: CAPEX más bajo debido a la madurez de la tecnología y a procesos de fabricación establecidos.	Respuesta a cargas variables: respuesta más lenta a cambios en la carga de energía y no son ideales para fluctuaciones de producción.
Eficiencia a escala completa: eficientes a gran escala y pueden manejar flujos de producción continuos.	Tamaño y portabilidad: Son más grandes y menos portátiles que otros tipos.
Operación continua: opera de manera continua y estable en condiciones de carga base, lo que los hace adecuados para aplicaciones de producción constante. No son muy flexibles.	Eficiencia energética: Tienen una eficiencia energética relativamente menor en comparación con algunas tecnologías más avanzadas.
Madurez tecnológica: por su historia de desarrollo, tienen una base tecnológica sólida y procesos de fabricación establecidos.	Producto: Permiten obtener H ₂ de pureza media.
Tolerancia a impurezas: son menos sensibles a impurezas en el agua de alimentación que otros tipos.	Flexibilidad: poco flexible en su operación.
Material de catalizador: asequible y disponible. No requieren metales nobles.	

Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)	
Ventajas	Desventajas
Eficiencia y rápida respuesta: altamente eficiente y de respuesta rápida a cambios en demanda de energía, siendo adecuado para aplicación con pico de producción.	Costo: CAPEX más alto debido a materiales y componentes avanzados, lo que puede afectar rentabilidad en aplicación de gran escala.
Tamaño y portabilidad: compactos y portátiles, siendo adecuados para aplicación móvil e integración a sistema descentralizado.	Durabilidad: membrana polimérica es sensible a condiciones extremas, requiriendo mantenimiento y reemplazo.
Eficiencia energética: alta eficiencia en pequeña escala, que es beneficioso para aplicación descentralizada y vehículos.	Sensibilidad al contaminante: más sensible a presencia de impurezas en agua de alimentación, pudiendo requerir un pretratamiento más estricto.
Eficiencia a alta corriente: pueden operar a densidad de corriente más alta, pudiendo aumentar la producción en espacio reducido.	Dependencia de metales preciosos: catalizadores a base de metales preciosos, pudiendo aumentar costos.
Potencial de integración: Debido a su tamaño compacto, pueden integrarse más fácilmente en sistemas energéticos descentralizados.	Dificultades en sistemas grandes: pueden tener dificultades por problemas de transporte de protones a través de la membrana.

Electrolizador de óxido sólido (SOE)	
Ventajas	Desventajas
Eficiencia y flexibilidad: opera a alta temperatura, lo que aumenta la eficiencia y flexibilidad en la fuente de calor, como aprovechamiento de calor residual o integración con procesos industriales.	Complejidad técnica y costo: más complejo y costoso por alta temperatura de operación y materiales resistentes al calor, que plantean complejidades técnicas y desafíos de diseño. CAPEX más alto por componentes resistentes al calor y sistema de control avanzado.
Eficiencia global: más eficiente en convertir electricidad a H ₂ , especialmente en aplicaciones que aprovechan calor residual.	Respuesta a cargas variables: respuesta más lenta a cambios en la carga eléctrica, pudiendo limitar su utilidad en aplicaciones de pico de producción.
Compatibilidad con procesos industriales: puede integrarse con procesos industriales que generan calor, aumentando la eficiencia general del sistema.	Demanda de calor: requiere una fuente de calor adicional para operar a alta temperatura, lo que puede ser una limitación en ciertos entornos y aumentar costos operativos.
Integración con energía térmica: puede integrarse con sistemas de almacenamiento térmico y energía solar concentrada para entrega continua de energía.	Degradación de materiales: alta temperatura y condiciones extremas aceleran la degradación de materiales, afectando la durabilidad.
	Madurez tecnológica: menos desarrollados que los anteriores.

Fuente: elaboración propia

Tabla 4: Principales características de electrolizadores alcalinos líquidos (AE), PEMEC y de óxido sólido (SOEC)

	AEC	PEMEC	SOEC
Electrolito	KOH (20–40% p)	20 – 50	10 – 25
Cátodo	Ni, aleaciones Ni-Mo	–	250 – 330
Ánodo	Ni, aleaciones Ni-Co	2,5 – 7,0	3,0 – 5,0
Densidad corriente (A/cm ²)	0,2 – 0,4	Pt, Pt-Pd	Ni/YSZ
Voltaje de celda (V)	1,8 – 2,4	RuO ₂ , IrO ₂	LSMa/YSZ
Eficiencia de voltaje (%HHV)	62 – 82	0,6 – 2,0	0,3 – 2,0
Área de celda (m ²)	<4	1,8 – 2,2	0,7 – 1,5
Temp. de operación (°C)	60 – 80	67 – 82	<110d
Presión de operación (bar)	<30	<0,3	<0,01
Veloc. de prod. H ₂ b (m ³ /h H ₂)	<760	50–80	650–1.000
Energía de stack b (kWhel/m ³ H ₂)	4,2 – 5,9	<200	<25
Energía del sistema b (kWhel/m ³ H ₂)	4,5 – 6,6	<40	<40
Pureza del gas (%)	>99,5	4,2 – 5,5	>3,2
Rango dinámico inferior c (%)	10 – 40	4,2 – 6,6	>3,7
Respuesta del sistema	Segundos	99,99	99,9
Tiempo de arranque en frío (min)	<60	0 – 10	>30
Vida útil del stack (h)	60.000 – 90.000	Milisegundos	Segundos

Madurez (TRL)	Madura (8-9)	<20	<60
Costo de capital (€/kWel)	1.000 – 1.200	20.000 – 60.000	<10.000
a) Tipo Perovskite $\text{La}_{0.8}\text{Sr}_{0.2}\text{MnO}_3$ (LSM). b) Se refiere a $\text{Nm}^3 \text{H}_2$ (en cond. estándar) y el respectivo consumo de energía eléctrica (kWhel) si corresponde. c) Velocidad mínima de prod. de H_2 operable en relación con la velocidad máxima de prod. especificada. d) En http://helmeth.eu/index.php/technologies/high-temperature-electrolysis-cell-soec, se informa: • $\eta_{\text{LHV}} = 0.888$ (Eficiencia basada en Lower Heating Value de H_2) • $\eta_{\text{HHV}} = 1.05$ (Eficiencia basada en Higher Heating Value of H_2)			

Fuente: Tomado y adaptado de Schmidt et al., 2017.

Subproductos de la producción de H₂V

Oxígeno

El uso de oxígeno para enriquecimiento de aire en numerosas aplicaciones industriales intensivas en energía conlleva la reducción en la pérdida de energía térmica y el aumento de la eficiencia en porcentajes importantes. Así la demanda de oxígeno se ve incrementada en procesos que involucran hornos eléctricos, tratamiento de residuos sólidos, industria del vidrio y tratamiento de agua residual por métodos aeróbicos. El aprovechamiento del oxígeno como subproducto podría contribuir a reducir la gran cantidad de electricidad consumida en la producción de oxígeno mediante tecnologías de separación del aire, como la separación criogénica del aire y la absorción por oscilación de presión (PSA). Este aprovechamiento se enmarca en un equilibrio entre el oxígeno producido como subproducto y la demanda de oxígeno. Dentro de los usos potenciales más relevantes para el oxígeno podemos mencionar (Kato, 2005):

Industria del acero: La producción de acero mediante un proceso de alto horno es el mayor consumidor de oxígeno en la industria. El mismo utiliza el oxígeno para mejorar la productividad. Por lo general, el oxígeno para el alto horno se produce en el mismo lugar debido a la gran demanda de oxígeno. Normalmente se utiliza el proceso de separación criogénica del aire.

Industria del Vidrio: La fabricación de vidrio es un proceso de alta temperatura e intensidad energética. La mayoría de los grandes hornos de tanques de vidrio incorporan sistemas de recuperación de calor regenerativos. La eficiencia general puede mejorarse reconstruyendo el horno para incorporar una serie de características de ahorro de energía, como la combustión suplementaria con oxígeno.

Plantas de energía eléctrica: Estas tienen el potencial de convertirse en uno de los mayores consumidores de oxígeno como subproducto. Es posible la construcción de un sistema de generación de energía utilizando ciclo combinado de gas natural (NGCC) alimentado con

oxígeno puro.

Gasificación: el proceso de gasificación consume calor debido a las reacciones químicas endotérmicas presentes. Dicho calor se suministra de forma externa o mediante combustión parcial. En el caso de la combustión parcial, el oxidante para el proceso de gasificación puede ser el oxígeno contenido en el aire o la utilización de oxígeno puro. En el sistema de gasificación más simple con proceso de combustión parcial, se utiliza aire. Aunque la gasificación con aire en sí misma es relativamente económica, la limpieza del gas aguas abajo es costosa debido a los grandes volúmenes que deben tratarse. Por otro lado, los gasificadores alimentados con oxígeno ofrecen un gas de mayor poder calorífico y velocidades de reacción más elevadas que los sistemas alimentados con aire, pero tienen la desventaja de costos de capital adicionales asociados con la planta de oxígeno.

Uso medicinal: El oxígeno puro y limpio producido mediante electrólisis es adecuado para uso médico. El uso de oxígeno para fines médicos no está relacionado con la mejora del sistema energético. Sin embargo, debido al precio muy alto del oxígeno médico, la utilización efectiva del subproducto podría disminuir el alto costo de la producción de hidrógeno.

Sales y minerales como subproductos de la desalinización de agua de mar

La desalinización de agua de mar genera una corriente de desecho con alta concentración de sales la cual generalmente es devuelta al mar con poco tratamiento previo. Debido al potencial afectación que esto puede tener sobre el ecosistema acuático en los puntos de descarga, es importante realizar los estudios técnicos necesarios para lograr diseñar una solución que minimice los posibles impactos negativos. Alternativamente, podría analizarse también la posibilidad de recuperación y valorización de esta corriente residual. Independientemente del tipo de planta de desalinización de agua de mar, la corriente

de desecho puede ser tratada convenientemente para recuperar minerales de alto valor agregado tales como cloruro de sodio, cloruro de potasio, calcio, boro, bromo, entre otros. Recientemente, ha cobrado notoriedad y relevancia el concepto de «minería de salmuera» que apunta a estudiar diferentes tecnologías de separación y sus combinaciones que puedan ser aplicadas a la recuperación de los diferentes minerales. Las tecnologías incluyen la evaporación con precipitación secuencial, precipitación secuencial selectiva, cristalización por destilación de membrana y diversas separaciones basadas en membranas. Sin embargo, uno de los principales desafíos actuales es la disminución de los costos asociados por lo que puede no resultar una solución competitiva en el corto plazo.

4.4 Nivel de madurez tecnológica (Technology Readiness Level, TRL)

De los tipos de electrolizadores comparados, la tecnología de alta temperatura SOEC es la menos madura. La utilización de una fuente calórica de alta temperatura y la disociación del agua al estado de vapor en lugar de estado líquido determinan una menor cantidad de energía eléctrica (3,6 – 4,0 kWh/Nm³) para producir la misma cantidad de hidrógeno con respecto a electrolizadores de baja temperatura (4,3 – 5,3 kWh/Nm³). Esto convierte a los electrolizadores SOEC en la tecnología con mayor eficiencia eléctrica, del 74 al 84 %. Debido a las altas temperaturas, la tecnología SOEC es especialmente adecuada en combinación con procesos de la industria siderúrgica o química por los flujos de calor disponibles. Una ventaja destacada de esta tecnología es su modo inverso (celda de óxido sólido reversible), en el que es posible cambiar entre el modo de electrólisis y el de pila de combustible, proporcionando servicios de compensación de la red. Además, también puede funcionar en modo de co-electrólisis alimentando CO₂ junto con el agua al electrolizador para producir, por

ejemplo, hidrocarburos. Debido a su lenta dinámica, el electrolizador SOEC necesita aún más esfuerzos en I+D, principalmente porque hasta el presente solamente se han conseguido potencias eléctricas de hasta 2,4 MW (IEA, 2017). Además, los materiales resistentes a altas temperaturas que se necesitan son caros y pueden provocar problemas de fabricación. Actualmente el nivel de madurez tecnológica TRL está entre 5 – 7, dependiendo de la fuente de información consultada; por ejemplo, IRENA informa un rango de TRL para la tecnología SOEC de 5 – 6 mientras que IEA informa un rango de 6 – 7. Los electrolizadores de tecnología PEM se acoplan preferentemente a fuentes de energía renovable eólica o fotovoltaica debido a la posibilidad de su alta dinámica y a su capacidad de arranque rápido, mientras que los electrolizadores de tecnología AE y especialmente SOEC necesitan tiempos de arranque más largos y son más adecuados para el funcionamiento estacionario en aplicaciones industriales. Aunque los electrolizadores alcalinos y PEM tienen un TRL de 8 – 9 y 7 – 8, respectivamente, las tres tecnologías de electrólisis están sujetas a un desarrollo constante (en términos de eficiencias, materiales y costos principalmente) para mejorar su rendimiento y rango de aplicación para una transición energética satisfactoria.

4.5 Influencia de la escala en la producción de H₂V

Se plantean distintas estrategias para disminuir el costo del hidrógeno, como incrementar su mercado, optimizar la cadena de suministro, estandarizar productos, sustituir materias primas y realizar producción masiva (Thomas, 2018) El sector de I+D está enfocada en aumentar la densidad de corriente operativa para disminuir el CAPEX y mejorar la eficiencia para reducir el OPEX (Grigoriev, 2020). En cuanto a costos de producción de electrolizadores, se considera que la producción en gran escala junto con un mayor tamaño de stacks, escalando

de 1 MW a 20 MW, puede reducir notablemente los costos. Los factores para considerar en el aumento de la potencia del stack son:

Aislamiento eléctrico: con un mayor número de celdas en serie, la diferencia de voltaje total a través del electrolizador aumenta. Para un elevado voltaje, se requiere un mejor aislamiento eléctrico entre las celdas para prevenir fugas de corriente y arcos eléctricos.

Distribución de corriente: A medida que se aumenta el número de celdas en serie, la distribución uniforme de corriente a través de todas las celdas se vuelve crítica. Variaciones en la resistencia interna de las celdas o en las conexiones eléctricas pueden afectar la eficiencia y la producción.

Diseño térmico: Un mayor número de celdas en serie puede aumentar la generación de calor en el sistema. Un buen diseño térmico es esencial para evitar el sobrecalentamiento y garantizar un funcionamiento eficiente y seguro.

Control y estabilidad: Con más celdas en serie, el sistema puede volverse más complejo de controlar y estabilizar. Es posible que se requieran sistemas de control más sofisticados para mantener las condiciones operativas constantes en todas las celdas.

Eficiencia del electrolizador: manteniendo las condiciones de cada celda constantes, la eficiencia global del electrolizador podría verse afectada por factores como las interacciones entre las celdas y las pérdidas en las interfaces entre celdas.

Un análisis y diseño integral, junto con pruebas experimentales, serán necesarios para determinar la configuración óptima del sistema.

El punto de inflexión para los electrolizadores PEM es de aproximadamente 1.000 unidades (de 1 MW) por año para

lograr una reducción de costos del 50 % en la fabricación de pilas (Reduction, 2020). A pesar de esto, las estimaciones sobre la reducción de costos son inciertas debido a cuestiones de índole tecnológicas, económicas y políticas. Existe en general una subestimación de las tendencias de reducción de costos. Además, se espera que la innovación y el despliegue masivo hagan converger las tres tecnologías (Alcalinos, PEM y SOEC) hacia costos similares (Reduction, 2020) (Ghaebi Panah, 2022).

4.6 Almacenamiento de hidrógeno

La necesidad de almacenamiento de hidrógeno surge por los problemas logísticos de producción, distribución, inventario y despacho. En la cadena de suministro de hidrógeno existen eslabones sujetos a perturbaciones o incertidumbres que se solucionan mediante el almacenamiento intermedio entre uno o más eslabones de la cadena. Particularmente en la producción de hidrógeno verde tanto off grid como híbrido con conexión parcial a la red, el suministro de energía resulta fluctuante. Las operaciones de despacho requieren, por otro lado, frecuencias firmes de cumplimiento.

Por otra parte, los procesos de producción de amoníaco, metanol y e-fuels, requieren suministros relativamente uniformes de hidrógeno a presiones adecuadas. Estas características obligan a dimensionar instalaciones de almacenamiento o inventario de hidrógeno en una o más etapas del proceso. Las principales metodologías de almacenamiento de hidrógeno son como gas comprimido a media o alta presión (hasta 700 bar y temperatura ambiente)² y el almacenamiento de hidrógeno líquido a bajas temperaturas (aprox. 253 °C y 1 bar)³. Ambas son suficientemente maduras para alcanzar una escala comercial.

2 Fuente: <https://energies.airliquide.com/resources-planet-hydrogen/how-hydrogen-stored#:~:text=In%20the%20liquid%20form,-A%20state%2Dof&text=At%20%2D252.87%C2%B0C%20and,tanks%20must%20be%20perfectly%20isolated>

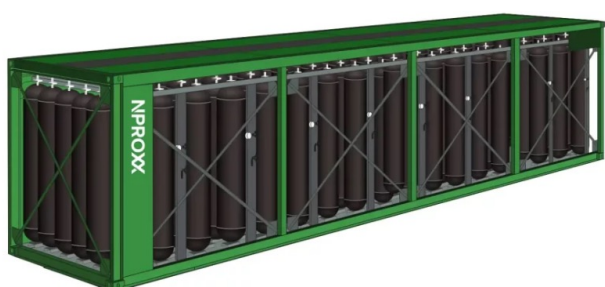
3 Fuente: <https://energies.airliquide.com/resources-planet-hydrogen/how-hydrogen-stored#:~:text=In%20the%20liquid%20form,-A%20state%2Dof&text=At%20%2D252.87%C2%B0C%20and,tanks%20must%20be%20perfectly%20isolated>

4.6.1 Almacenamiento en recipientes a presión

Tubos de metal con o sin envoltura de materiales compuestos (recipientes de Tipo I y II) son utilizados para aplicaciones estacionarias de almacenamiento a baja presión. Tanques de mayor volumen se emplean para almacenamiento de hidrógeno gaseoso a granel cuando el volumen ocupado no es un factor limitante. Para el almacenamiento de hidrógeno a mayores presiones, se requiere tubos reforzados con compuestos de fibra de carbono con revestimientos de metal o polímero (recipientes Tipo III y IV), logrando así una mejora en la densidad energética almacenada.

Las soluciones superficiales de almacenamiento de hidrógeno comprimido pueden presentarse como racks de tubos con capacidades mayores a 1 tn de hidrógeno por rack. Como se ve en la siguiente imagen:

Figura 4: Almacenamiento de hidrógeno comprimido



Fuente: Proveedor de equipos para almacenamiento y transporte de hidrógeno, NPROXX

Alternativamente, en el caso de que se requiera transporte de hidrógeno por tuberías, podría

aprovecharse el efecto de «line-pack»⁴ para reducir parcialmente la necesidad de almacenamiento dependiendo de la cantidad de hidrógeno transportado y de la distancia a cubrir. Si se consigue el aprovechamiento de ductos para almacenamiento suele conllevar a soluciones de almacenamiento económicas en comparación con las otras alternativas revisadas.

4.6.2 Almacenamiento de Hidrógeno Líquido

Otra alternativa consiste en el almacenamiento de hidrógeno líquido. Esta alternativa involucra un consumo de energía elevado para el enfriamiento y además, requiere de recipientes criogénicos con doble aislamiento para minimizar las pérdidas por evaporación. Esta tecnología constituye la mejor alternativa para el almacenamiento y entrega a mediana y gran escala en términos de costos por unidad de H₂ almacenado. En contrapartida, es necesaria la construcción de plantas de licuefacción de hidrógeno, lo que implica en inversiones adicionales de gran tamaño que suelen volver inviable la alternativa.

4.6.3 Almacenamiento geológico

Otra alternativa de almacenamiento físico de hidrógeno es el almacenamiento geológico. Esta opción presenta gran potencial para el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno por periodos prolongados. El empleo de cavernas salinas constituye la única opción testada a escala comercial con buenos resultados para el almacenamiento gaseoso con concentraciones mayores a 90 % de H₂. La utilización de esta tecnología depende de la existencia de depósitos naturales en la cercanía del lugar de producción de hidrógeno.

ted

- 4 El efecto «line-pack» hace referencia a la capacidad de almacenamiento temporal en las tuberías de transporte de un gas (generalmente gas natural), utilizada para equilibrar la diferencia entre la producción y la demanda del gas. Consiste en ajustar la presión dentro de las tuberías para incrementar o disminuir la cantidad de gas almacenado. Este mecanismo es útil para manejar fluctuaciones de corto plazo y evitar interrupciones en el suministro.

En Argentina, la posibilidad de aplicación de esta tecnología es limitada por no disponer de depósitos salinos con las características adecuadas. Por lo tanto, no constituye en primera instancia una opción viable. Otras formas de almacenamiento geológico de gas (pozos de gas y petróleo agotados y acuíferos) solo han sido testeadas para mezclas de gases con contenidos entre 10 a 50 % en volumen de hidrógeno.

Al almacenamiento en pozos depletados es prometedor desde el punto de vista de costos ya que, preliminarmente, la inversión en equipos se reduce en comparación a las otras alternativas mencionadas. Pero los desafíos son varios:

- Escasez de antecedentes,
- Disponibilidad, ubicación, singularidad y hermeticidad de los pozos
- Posible contaminación del H_2 y requerimiento de plantas de purificación
- Licencia social para almacenamiento subterráneo

Esto hace que se requieran análisis caso a caso, y pueden resultar en impactos de tiempo y costos adicionales que lo vuelvan inviable.

4.6.4 Almacenamiento en Hidruros

Otro grupo de alternativas de almacenamiento de hidrógeno lo constituye el empleo de compuestos de adsorción o absorción. El almacenamiento puede involucrar la adsorción física de hidrógeno en adsorbentes sólidos o la absorción química, mediante el uso de hidruros. De estas tecnologías, aquellas que emplean materiales sólidos tienen diferentes grados de madurez, con mayor grado de desarrollo para los materiales basados en hidruros. En estas tecnologías, el elevado costo de los metales formadores de hidruros y las demandas de energía térmica para calefacción y enfriamiento limitan la aplicación en mayores escalas. Las presiones más frecuentemente utilizadas para almacenamiento a baja y media presión corresponden a 160 y 350 bar.

Figura 5: Alternativas de almacenamiento de H_2V



Fuente: elaboración propia

La elección de la mejor alternativa de almacenamiento dependerá de varios factores, en el caso que se requieran volúmenes de almacenamiento bajos o medianos es recomendable considerar el almacenamiento como hidrógeno comprimido a los mismos valores de presión que los actualmente habilitados para transporte (160 bar y 350 bar). Por ejemplo, si se produce hidrógeno para consumo (local) en cercanía con estabilidad de suministro eléctrico que permita garantizar un flujo estacionario de producción relativamente estable.

En la tabla siguiente se resumen datos de costos y madurez tecnológica de los recipientes de

almacenamiento, no incluyendo costos de compresión o licuefacción de hidrógeno:

Tabla 5: Costos y madurez tecnológica de los recipientes de almacenamiento

	CAPEX (USD / kg H ₂)	Madurez (TRL)
H ₂ gas (160 bar)	350	9
H ₂ gas (430 bar)	450	9
H ₂ gas (860 bar)	600	9
H ₂ líquido	27	9

Fuente: elaboración propia

Particularmente el costo para el almacenamiento de hidrógeno en estado líquido por unidad de masa es menor que en estado gaseoso, sin embargo los costos de inversión y de operación de una planta de licuefacción de hidrógeno son extremadamente altos, resultando solo conveniente en escalas extremadamente grandes.

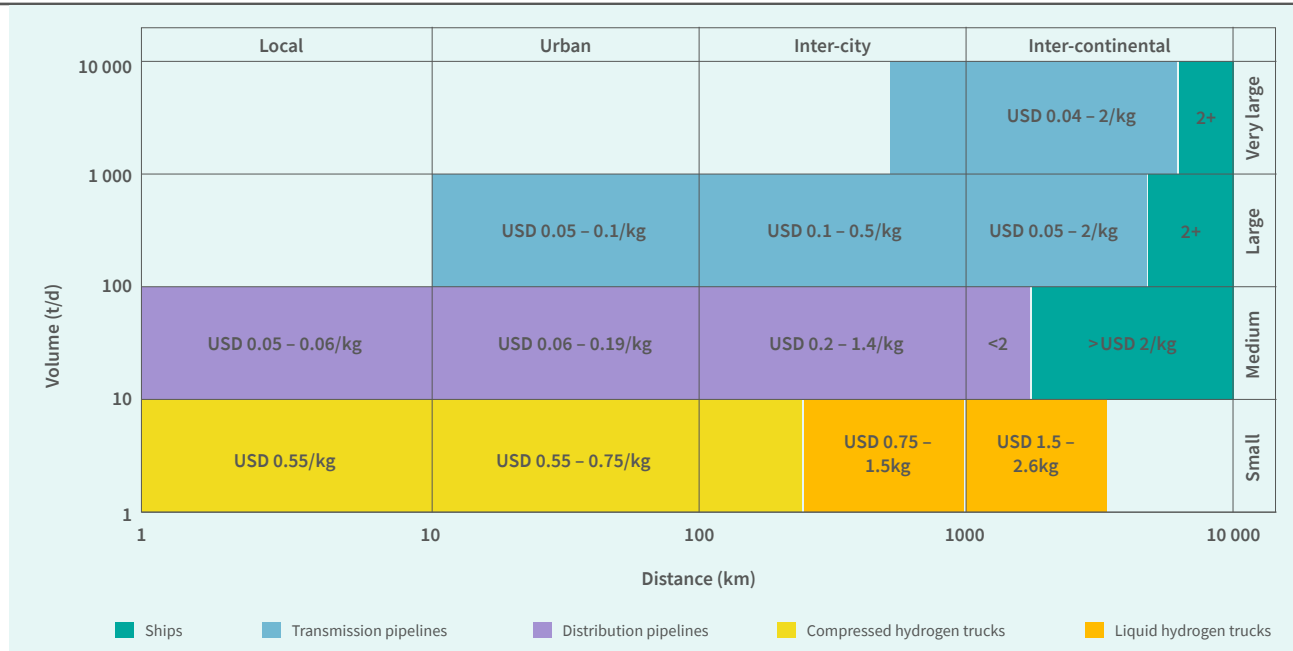
En cuando al almacenamiento geológico, es altamente dependiente de la disponibilidad de dicho almacenamiento y la experiencia es muy escasa. La adsorción física y química son tecnologías no maduras y disponibles únicamente a escala prototipo.

- El transporte terrestre de hidrógeno con madurez tecnológica y disponibilidad comercial para producciones menores de 10 t/d y distancias menores a 400 km se realiza mediante tubos conteniendo gas comprimido que son transportados en camiones.
- El transporte en camiones criogénicos para hidrógeno líquido resulta conveniente para producciones en el rango de 10 – 25 t/d y distancias mayores a 400 km.
- El empleo de tuberías de hidrógeno es conveniente económicamente para caudales mayores a 10 t/d, a destinos con alta demanda y estable por periodos prolongados (15 – 30 años).

4.7 Transporte de hidrógeno

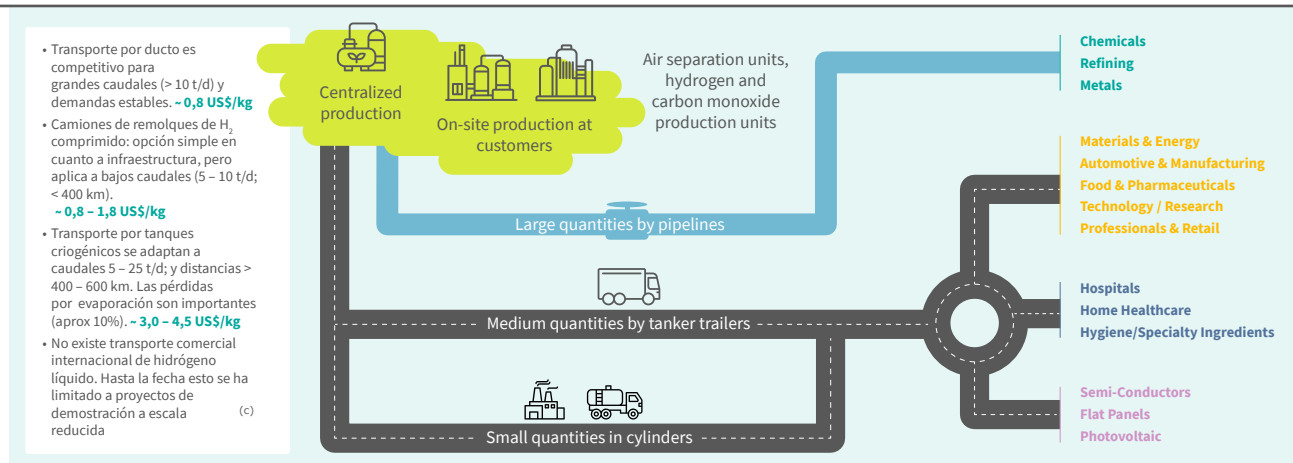
Existen distintas opciones de transporte: gas comprimido en camiones y líquido en camiones criogénicos y ductos. Las principales variables que determinan la elección de la tecnología a emplear son la distancia a transportar el hidrógeno y el caudal requerido.

Figura 6: Alternativas de transporte de hidrógeno



Fuente: Elaborado en base a IRENA

Figura 7: Alternativas de transporte de H₂V



Fuente: elaboración propia

En cuanto al transporte transoceánico, la manera menos costosa es hacerlo a través de algún vector, como el amoníaco, metanol, combustibles sintéticos o los compuestos LOHC (liquid organic hydrogen carriers). Los tres primeros representan en la actualidad las alternativas más probadas y competitivas. La elección de uno u otro dependerá de las condiciones en el país de origen (en cuanto a sus alternativas de producción y disponibilidad de fuentes de CO_2) y del uso final previsto en el país destino. Por otro lado, se trata de compuestos que hoy se comercializan internacionalmente por lo que existe experiencia e infraestructura disponible para su despacho, recepción y manipuleo.

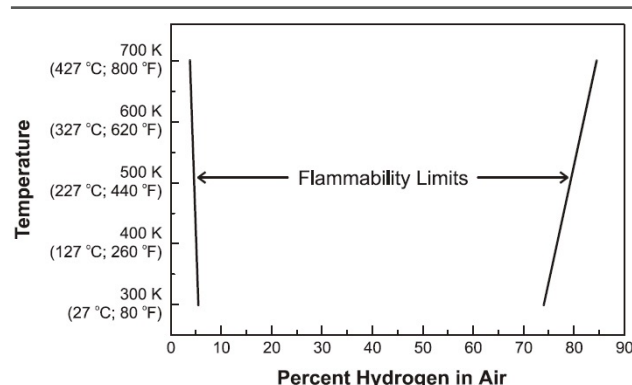
4.8 Aspectos de seguridad del H_2

4.8.1 Inflamabilidad del H_2

Un aspecto importante que debe considerarse para la operación segura de cualquier tecnología para producir H_2 , especialmente a gran escala, es su inflamabilidad.

El H_2 es altamente inflamable en presencia de una fuente de ignición, como chispas eléctricas, llamas abiertas o superficies calientes. Su rango de inflamabilidad en mezclas con el aire está entre 4 % y 75 % en volumen de H_2 en aire, la cual puede variar ligeramente con cambios en la temperatura (ver Figura 8). Los riesgos incluyen incendios, explosiones y daños a la infraestructura.

Figura 8: Variación de los límites de inflamabilidad del hidrógeno con la temperatura



Fuente: College of the Desert, 2001 ⁵

4.8.2 Inflamabilidad del H_2 en electrolizadores: aspectos técnicos y medidas de mitigación

Algunas de las medidas para mitigar los riesgos asociados con la inflamabilidad del H_2 pueden incluir sistemas de ventilación y monitoreo, sistemas de detección de fugas de H_2 , y el diseño de sistemas eléctricos y componentes a prueba de explosiones. Además, como se mencionó anteriormente, es esencial mantener los niveles de H_2 por debajo de su límite inferior de inflamabilidad para prevenir la formación de mezclas inflamables.

Electrolizadores Alcalinos y PEM

En estos dos tipos de electrolizadores, el H_2 se produce en su forma gaseosa. Aunque operan en condiciones relativamente bajas de temperatura y presión en comparación con otros procesos de producción de H_2 , la formación y acumulación de H_2 en el entorno de trabajo puede plantear riesgos de inflamabilidad. Los electrolizadores alcalinos utilizan soluciones alcalinas como electrolitos y, por lo tanto, las fugas de H_2 pueden

⁵ https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/tech_validation/pdfs/fcm01r0.pdf

diluirse en el líquido. En los electrolizadores PEM se producen mezclas gaseosas de H_2 y O_2 .

Electrolizadores SOEC

Como se expresó oportunamente, los electrolizadores SOEC funcionan a temperaturas muy altas, lo que puede tener implicaciones en la inflamabilidad del H_2 . A estas temperaturas, el H_2 puede reaccionar con O_2 incluso en ausencia de una fuente de ignición, lo que puede llevar a la formación de mezclas inflamables. Sin embargo, los electrolizadores SOEC generalmente operan en atmósferas controladas y a menudo se encuentran en entornos industriales donde se aplican medidas de seguridad exhaustivas.

4.8.3 Difusión de llama del H_2

Otro aspecto técnico crítico para considerar en la seguridad de operación de tecnologías del H_2 es la difusión de llama (velocidad a la cual se propaga una llama en una mezcla de H_2 y aire). Debido a su bajo peso molecular y alta reactividad, el H_2 propaga su llama mucho más rápido que otros gases combustibles. La velocidad de combustión del H_2 es 2,65 – 3,25 m/s, que es aproximadamente un orden de magnitud superior a la del CH_4 o nafta (en condiciones estequiométricas) (cells, s.f.).

En los electrolizadores se produce O_2 , pudiendo enriquecer el aire y aumentar la velocidad de propagación de la llama. Particularmente, las altas temperaturas en los electrolizadores tipo SOEC pueden aumentar aún más la velocidad de propagación de la llama y requerir consideraciones específicas en el diseño y la operación.

Los riesgos, en términos de seguridad, de la rápida propagación de una llama de H_2 pueden tener graves implicaciones, como la provocación de incendios y/o explosiones en áreas donde se acumulan mezclas inflamables y de reacciones en cadena, lo que aumenta el alcance de la ignición.

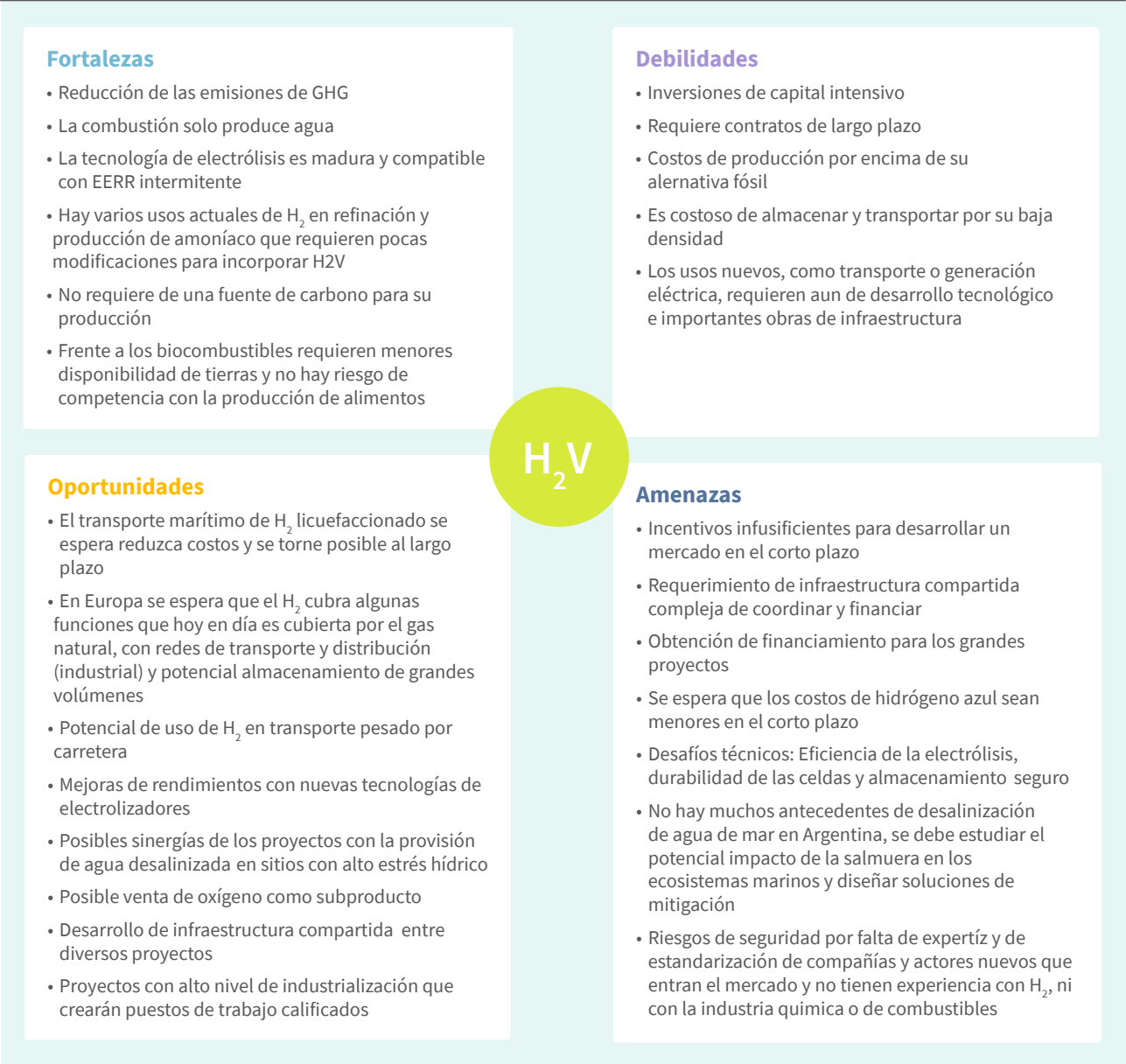
4.8.4 Medidas de mitigación y seguridad y gestión de riesgos

Para garantizar la seguridad en la operación de electrolizadores, es esencial implementar medidas de seguridad adecuadas, como:

- Adecuada ventilación y sistema de escape para dispersar el H_2 liberado y evitar su acumulación peligrosa y la presencia de fuentes de ignición cercanas (entorno seguro),
- Sistemas de detección temprana de fugas, como sensores de gas, pueden alertar a los operadores sobre concentraciones peligrosas en el aire monitoreando el entorno constantemente,
- Sistemas de supresión de incendios adecuados, como sistemas de rociadores de agua o agentes químicos, pueden controlar incendios en caso de ignición,
- Diseño seguro: deben diseñarse minimizando la posibilidad de fugas de H_2 , facilitando la dispersión rápida del gas en caso de fugas y considerando componentes eléctricos y electrónicos a prueba de explosiones.
- Capacitación del personal de los aspectos técnicos para la manipulación segura de H_2 .
- Adopción de procedimientos operativos estándares. Por ejemplo, en base a norma internacional ISO 22734:2019.
- Implementación de planes de mantenimiento estrictos.

4.9 Análisis FODA para la producción de H2V

Figura 9: FODA Hidrógeno verde



Fuente: elaboración propia

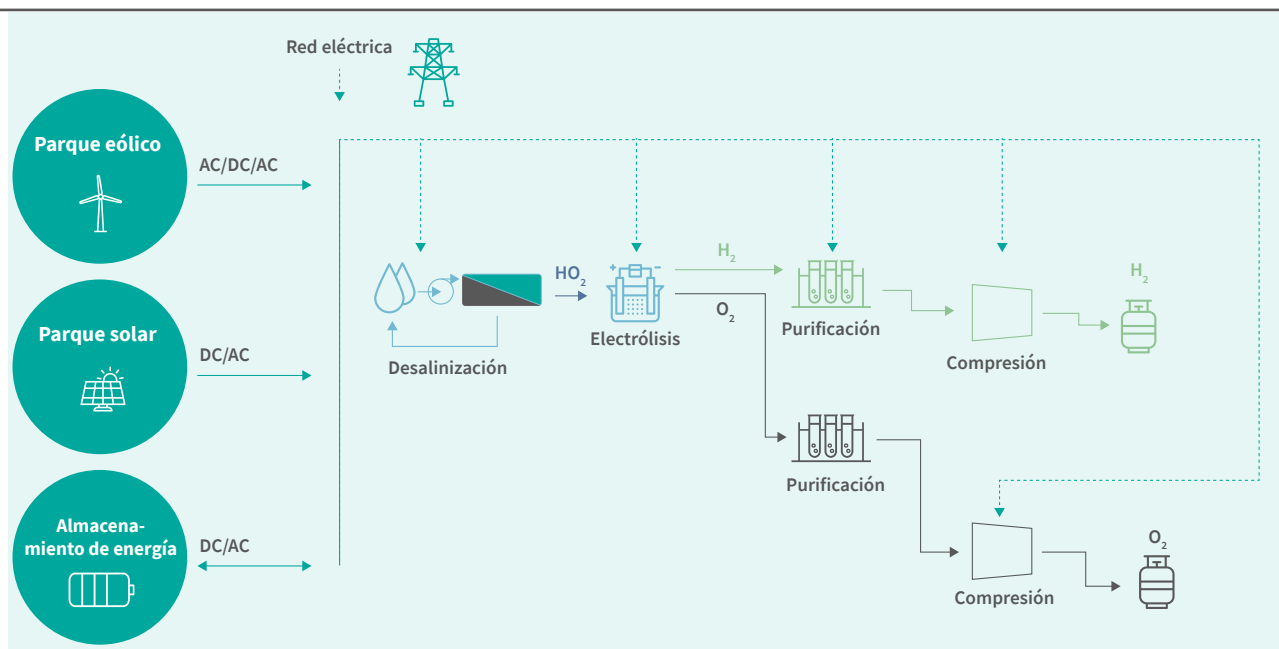
Producción de amoníaco

5.1 Cadena de valor

El amoníaco verde ha despertado un interés creciente tanto por su uso en la producción de fertilizantes como por su potencial como portador de energía. Los factores que impactan su producción incluyen la calidad de los

recursos renovables en posibles ubicaciones, los modos de operación para plantas fuera de la red eléctrica y la complementariedad estacional con los compradores comerciales.

Figura 10: Cadena de valor de producción de Amoníaco verde



Fuente: elaboración propia

5.2 Proceso de Haber-Bosch

Aunque los recursos renovables están distribuidos de manera desigual en Argentina y presentan variabilidad diurna y estacional distintiva, la mayoría de los puntos de interés pueden producir amoníaco verde competitivo en costos, siempre que el proceso de Haber-Bosch sea parcialmente flexible como para compensar la variabilidad de las fuentes de energía renovable. La operación flexible reduce la limitación de energía y conduce a menores requerimientos de capacidad de almacenamiento utilizando baterías o almacenamiento de hidrógeno, lo que de lo contrario aumentaría los costos del sistema. Además, una combinación optimizada de energía eólica y solar puede reducir la magnitud del almacenamiento necesario.

Otra alternativa es incorporar una porción muy pequeña de energía proveniente de la red interconectada (SADI) que permitiría la operación estable del proceso de Haber Bosch.

Los procesos Haber Bosch o sus variantes son los más desarrollados y se remontan a principios de los años 1900. El proceso permite obtener una forma utilizable de nitrógeno al combinar nitrógeno del aire e hidrógeno utilizando un catalizador metálico para producir amoníaco.

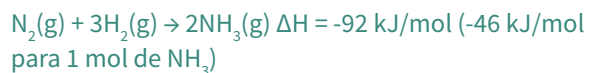
El ciclo de síntesis de amoníaco Haber-Bosch consta de un reactor de síntesis, unidades de mezcla, compresores, intercambiadores de calor y una unidad de separación de amoníaco.

El reactor opera a una presión típica de 150 a 300 bares y a una temperatura de 350 a 550 °C. La conversión en un solo paso del proceso Haber-Bosch es de 10 al 25 %. La síntesis de amoníaco se produce sobre un lecho catalítico con catalizadores de hierro. Debido a la baja conversión en un solo paso, se requiere de un reciclo para una utilización eficiente del gas de alimentación, de esta forma se logran conversiones de aproximadamente 97–99%. El tipo de catalizador, el contenido y la composición de los insumos también influyen en la operación. Todo el sistema se diseña

bajo los conceptos de integración térmica y másica (que optimizan la eficiencia del proceso). Sin embargo, esta integración genera múltiples restricciones en la operación.

Debido a que el proceso muestra un excedente neto de energía térmica, se requiere de un sistema de enfriamiento y recirculación en circuito cerrado de agua de enfriamiento. El consumo de energía de este circuito depende de la variante tecnológica, y varía entre el 5 % y el 20% del consumo total de energía de la planta de amoníaco. El diseño y síntesis del proceso y sus componentes se ha ido desarrollando y optimizando para la operación en estado estable a capacidad casi completa, con una capacidad limitada para la operación reducida. Esto se debe a que el proceso convencional se alimenta con gas natural, por lo que la flexibilidad no era un requerimiento para el proceso.

La reacción química involucrada en el proceso es exotérmica:



El calor generado en el reactor es utilizado para precalentamiento de los reactivos lo que genera un sistema integrado térmicamente. Por otra parte, como la conversión de hidrógeno es relativamente baja, se implementa un reciclo de hidrógeno no reaccionado, lo que a su vez implica un sistema integrado másicamente. Además del reciclo el proceso de producción acumula gases inertes que deben ser purgados. En el caso de amoníaco gris, se acumula argón y metano. Pero en el caso de amoníaco verde, solo se acumula argón. El reciclo es necesario en el proceso de producción de amoníaco verde y su magnitud puede variar entre 4:1 y 6:1 respecto a la alimentación en masa.

5.2.1.1 Alimentación convencional del Haber-Bosch

Existen múltiples vías para producir hidrógeno para el proceso Haber-Bosch, pero el método más común en la actualidad es a través del reformado de gas natural. El nitrógeno requerido para el proceso de Haber-Bosch ingresa al proceso con el aire usado para abastecer el oxígeno necesario para la combustión del gas natural. Como consecuencia, el oxígeno reacciona en la combustión y el nitrógeno entra al reactor de Haber-Bosch junto con el hidrógeno producido en el proceso de reformado. En el reformado de gas natural se genera CO_2 en dos corrientes: como subproducto de la reacción y a través de la combustión del gas natural para obtener calor para el proceso. El proceso de reformado produce un flujo concentrado de CO_2 , mientras que el proceso de combustión produce un flujo diluido de CO_2 ,

5.2.1.2 Alimentación de H₂V del Haber-Bosch

El amoníaco llamado «verde» se produce también mediante el proceso Haber-Bosch, con la diferencia de que el hidrógeno se obtiene a partir de energía renovable.

El hidrógeno verde se produce por la electrólisis del agua alimentada por electricidad proveniente de generación renovable (como eólica o solar). A diferencia de la producción de hidrógeno con reformado de gas natural, la corriente de salida de la electrólisis es hidrógeno puro, por lo que se requiere obtener el nitrógeno necesario para la síntesis del amoníaco de una fuente externa (ya que durante la electrólisis no entra aire al proceso). Esto se consigue mediante la separación criogénica de aire, como se ve en la Figura 10. La demanda de energía de este proceso es relativamente baja en comparación con los requisitos para la producción de hidrógeno, y también se obtiene de fuentes renovables.

5.2.1.3 Alimentación de H₂V en procesos de Haber-Bosch existentes

El reemplazo de hidrógeno gris por hidrógeno verde en plantas de producción de amoníaco existentes en operación solo es parcialmente posible (se puede reemplazar aproximadamente 10 %). Esto se debe a la integración térmica de los procesos convencionales que se ha indicado anteriormente.

5.2.1.4 El futuro de la producción de amoníaco verde

A largo plazo, la reducción electroquímica directa del nitrógeno podría ofrecer la posibilidad de dispositivos modulares que mejoren comparativamente la flexibilidad y eficiencia operativa del proceso Haber-Bosch. Estos dispositivos podrían ofrecer una mayor flexibilidad operativa y, por lo tanto, una integración sinérgica con producción de energía renovable. Sin embargo, estos posibles avances se consideran aún alejados de su aplicabilidad.

Balance de planta, BoP (Balance of Plant)

5.2.1.5 Flexibilidad del proceso Haber-Bosch y de la unidad de separación de Aire (ASU)

Como se mencionó anteriormente, el proceso de Haber-Bosch se optimizó durante décadas para operar con gas natural, a altas cargas y de manera estable. El cambio de fuente de hidrógeno a partir de fuentes renovables introduce intermitencia y fluctuaciones en la alimentación, que no son tan compatibles con los diseños tradicionales de Haber-Bosch.

Se destacan dos parámetros operativos del proceso de Haber-Bosch que condicionan el diseño y la integración del sistema completo:

1. Turndown de planta
2. Velocidad de variación de carga de la planta

El turndown indica cuál es la carga mínima que puede alcanzar la planta sin desestabilizar el proceso (por debajo de esa alimentación no se puede operar). Los diseños tradicionales de las plantas de amoníaco suelen poder reducir carga hasta un 40 – 50% de la capacidad nominal.

Esto implica que cuando no hay generación eléctrica renovable suficiente, se tiene que conseguir la forma de alimentar ese mínimo técnico de hidrógeno al Haber-Bosch, o se debe parar la planta. Asimismo, las paradas involucran un tiempo mínimo de 48 h (paradas frías) (Armijo J, 2020).

Estos limitantes están asociados principalmente a la integración térmica de la planta y a las limitaciones de carga mínima de los equipos que la componen, por ejemplo, del compresor.

Por otro lado, la velocidad de variación de carga de la planta indica que tan rápido se puede modificar (aumentar o reducir) la alimentación de H_2 al Haber-Bosch sin causar problemas operativos. La variación de generación de energía eólica puede ser muy abrupta, y la respuesta para variar carga en la planta de amoníaco no puede copiar estas variaciones fuertes. Las variaciones bruscas de carga pueden comprometer la estabilidad del control de la planta y pueden someter a estrés al catalizador del reactor, conllevando a posibles mermas en los rendimientos y acortamiento de la vida útil del mismo.

Ambos puntos conllevan a una necesidad de desacoplar durante ciertos momentos el perfil de generación eléctrica renovable, de la disponibilidad de hidrógeno para alimentar al Haber-Bosch. Esto se puede conseguir mediante almacenamiento intermedio de hidrógeno.

Tanto el turndown de planta como la velocidad de variación de carga, son variables que los tecnólogos de procesos de Haber-Bosch están buscando flexibilizar para mejorar la compatibilidad con la producción de hidrógeno verde. Las compañías están considerando porcentajes de turndown del orden de 10 – 20% para nuevos proyectos de estas características. Aunque

cabe destacar que son soluciones técnicas que no cuentan con la madurez y antecedentes del proceso tradicional, lo cual puede repercutir en aumento de costos operativos y de inversión para conseguir esos parámetros.

Una tercera variable que resulta relevante para el diseño integral del sistema es la potencia mínima de operación de la planta. En condiciones de turndown, no solo se requiere de un mínimo de alimentación de hidrógeno, sino también de un mínimo de suministro eléctrico para operar los equipos. Cuando no hay suficiente generación renovable principal este mínimo técnico debe garantizarse mediante el respaldo de una red eléctrica, baterías o sistemas alternativos de generación. Esta potencia necesaria suele ser baja si se compara con la potencia nominal de todo el sistema incluyendo electrólisis. Como referencia, el consumo de energía eléctrica en el proceso de Haber-Bosch se estima en 0,64 kWh/kg NH_3 .

En relación con la unidad de separación de aire (ASU) sucede algo similar en cuanto a flexibilidad, estas plantas suelen tener un turndown cercano al 50%. En este caso, la variación de carga viene condicionada únicamente por el suministro eléctrico ya que la alimentación es aire que toma de la atmósfera, lo cual simplifica el problema en comparación al Haber-Bosch. Por ende, se debe contemplar una potencia mínima de suministro eléctrico para el proceso de separación de aire, al igual que incluir un sistema de almacenamiento de nitrógeno para acumular el nitrógeno que se produce en exceso cuando hay baja generación renovable.

La Figura 10 muestra el diagrama de flujo con posibilidad de diversos mecanismos de amortiguación y conexión a la red para lograr una operación continua. Como se ilustra en la Figura 10, la electricidad fuera de la red para alimentar electrolizadores de hidrógeno, la unidad de separación del aire y el proceso Haber-Bosch para la producción de amoníaco puede provenir de la energía eólica o fotovoltaica del lugar, o de un sistema híbrido que combine energía eólica y fotovoltaica. Este sistema puede ser respaldado por una batería en el

lugar con almacenamiento de 2, 4 y/u 8 horas, y tanques de almacenamiento de hidrógeno como mecanismos de amortiguación. El almacenamiento en baterías es adecuado para equilibrar las variaciones horarias y diarias de la energía renovable para satisfacer los requisitos operativos de todo el sistema, mientras que los tanques de almacenamiento de H_2 son necesarios principalmente para equilibrar las variaciones de la energía renovable a escala estacional o sinóptica para satisfacer las restricciones operativas del sistema Haber-Bosch (Changlong Wang). En particular, se almacena energía eléctrica para lograr operaciones que eviten las detenciones del proceso de Haber-Bosch. Normalmente no se considera almacenamiento de energía eléctrica para evitar paradas de la planta de electrólisis. Por otra parte, se considera almacenamiento de hidrógeno con el mismo objetivo de evitar paradas del proceso de Haber-Bosch. De esta forma, tanto el almacenamiento de energía eléctrica como de Hidrógeno se limitan a su menor expresión. Análogamente, en el caso de disponer de energía eléctrica de la red interconectada, esta se asigna solo para evitar paradas del proceso Haber-Bosch, cumpliendo el rol de las baterías, que fue explicado. La decisión entre respaldo por baterías o por red eléctrica deberá ser tomada en base a, disponibilidad de conexión a red, a los costos (generalmente favorables a la energía de red), y a los límites de tomar energía no renovable de red sin comprometer la certificación del producto.

5.2.1.6 Catalizadores del proceso de Haber-Bosch

Los catalizadores utilizados en el proceso de Haber Bosch están basados en hierro, óxidos de hierro y otros promotores como potasio aluminio y calcio.

Los catalizadores basados en otros metales distintos del hierro muestran dificultades debido a que algunos metales forman nitruros superficiales que producen auto envenenamiento al impedir la adsorción de la molécula de nitrógeno. Por el contrario, otros metales presentan una débil adsorción de nitrógeno impidiendo así la síntesis de amoníaco.

SUB-PRODUCTOS DEL PROCESO DE PRODUCCION DE AMONIACO

Electricidad y vapor de proceso a partir del exceso de energía liberada por la planta de amoníaco: La energía liberada durante la producción de amoníaco podría ser utilizada en una caldera de recuperación de calor para generar vapor el cual podría ser utilizado en su totalidad para generar parte de la electricidad requerida por el sistema, o ser utilizado en parte para generar electricidad y el resto para servicio auxiliar de calefacción para algún proceso térmico de desalinización (EFME o EME) para obtener el agua desmineralizada requerida por el proceso de electrólisis. Así, la posibilidad de cogenerar electricidad y vapor de proceso posibilitaría pensar en un sistema híbrido de desalinización de agua (RO/EFME o RO/EME). Además, el vapor generado podría ser utilizado en el proceso de evaporación para la recuperación de minerales de la corriente de desecho del proceso de desalinización. El grado de integración calórica y la preferencia de un sistema respecto a otro quedará determinado por un balance global de energía.

5.3 Unidad de separación de aire (ASU)

La unidad de separación de aire (ASU) es un componente fundamental para obtener el N_2 necesario para producir NH_3 a partir de hidrógeno verde en el proceso de Haber-Bosch.

La ASU separa los principales componentes del aire – N_2 y O_2 – mediante destilación criogénica, a fin de proporcionar el suministro de N_2 puro. Como tal, es un proceso intensivo en energía.

Previo al proceso de separación del aire propiamente dicho, se eliminan del mismo impurezas como vapor de agua, dióxido de carbono y otros contaminantes mediante procesos de filtración y secado. El sistema ASU comienza con la compresión de aire en varias etapas para aumentar su presión (hasta 5 – 25 bar). El sistema multi-etapa aumenta la eficiencia y reduce la

carga calórica requerida. El aire comprimido se enfría en intercambiadores de calor – hasta 15 °C aprox. – para reducir la energía necesaria para llevarlo a la temperatura criogénica requerida, la que se alcanza mediante un ciclo de refrigeración con expansión adiabática. Esto provoca la condensación de la mayor parte del aire. El líquido formado ingresa a columnas de destilación que separa N_2 y O_2 . Estas columnas incluyen intercambiadores de calor y sistemas de reflujo para optimizar la separación y el rendimiento. El N_2 líquido se extrae en la parte superior de la columna y el O_2 en la parte inferior. El N_2 producido en una ASU para la producción de NH_3 debe tener una pureza extremadamente alta, generalmente mayor al 99,9 %, con niveles residuales de O_2 y otros gases en el rango de partes por millón.

El consumo de energía eléctrica del proceso es de 0,26 kWh/kg NH_3 (Armijo J, 2020).

Tamaño y escalabilidad: Las ASU varían en tamaño y capacidad según las necesidades de producción. Pueden ser unidades autónomas o formar parte de instalaciones más grandes.

Seguridad: el manejo de gases criogénicos y la alta presión requiere implementar medidas de seguridad para prevenir riesgos y accidentes.

Recuperación de argón: el aire también contiene pequeñas cantidades de otros gases nobles. Algunas ASU están equipadas para recuperar Ar y otros gases nobles. La pureza del Ar recuperado puede superar el 99,999 %).

5.4 Escala de producción de NH_3 a nivel global

Existen varias empresas líderes en el sector Petróleo y Gas que vienen desarrollando varios proyectos sobre producción de amoníaco verde (Topsoe, Envision Energy, por citar algunas). Topsoe tiene proyectado finalizar a fines del 2023 una planta de demostración de producción de amoníaco verde (REDDAP) (TOPSOE, s.f.) montada con electrolizadores que consumen un total de 10 MW y una capacidad nominal anual de 5.000 toneladas (Energy, s.f.). La planta está situada en Lemvig (Dinamarca) y la empresa estima que la flexibilidad de la misma alcanzaría producciones equivalentes al 5 % de su capacidad nominal.

Informes del servicio de Argus Ammonia que proporciona información sobre el estado mercado global del amoníaco indican que a partir del 2025 China se convertirá en un exportador líder de amoníaco verde ya que está invirtiendo en más de 40 proyectos de investigación y construcción de plantas producción de gran escala (ARGUS, 2023). Envision Energy está montando en Chifeng (Mongolia Interior) una planta que cuenta con una potencia total instalada en electrolizadores de 35 MW lo que permite obtener una capacidad nominal de producción anual de 20.000 toneladas. Se prevé que a fines de 2023 se encuentre en pleno funcionamiento. Mientras que, para principios de 2025, la empresa planea aumentar la capacidad de electrolizadores hasta 530 MW para alcanzar una producción anual de NH_3 verde de 300.000 toneladas.

Comparado con la planta de mayor capacidad de amoníaco fósil de un solo tren (3670 toneladas por día, tecnología Thyssenkrupp), las capacidades de las plantas proyectadas para NH_3 verde son valores intermedios para alcanzar una producción renovable de amoníaco a escala de petróleo y gas. Teniendo en cuenta esto y el hecho que la empresa KBR Inc. de Estados Unidos planea aumentar la capacidad de producción a 10.000 toneladas por día (KBR, s.f.) (3,5 millones por año) valor que se encuentra en sintonía con las producciones propuestas por la empresa

australiana Australian Renewable Energy Hub (TOPSOE, s.f.), permiten concluir que en poco tiempo se alcanzará el grado de madurez requerido por las tecnologías para alcanzar producciones de gran escala de NH_3 verde.

5.5 Almacenamiento de Amoníaco

El factor principal que determina el tipo de almacenamiento de amoníaco es la capacidad de almacenamiento requerida (ver Tabla 6). En comparación con el hidrógeno, el amoníaco es mucho más fácil de licuar y contiene más hidrógeno por unidad de volumen que el hidrógeno líquido. A baja escala (<1,5 kt), el amoníaco se licua a presión y se almacena a temperatura ambiente y 16 – 18 bar. A mayor escala

(> 5 kt), se prefiere el almacenamiento no presurizado ya que los tanques usan menos acero y, por lo tanto, son más económicos. En este caso, el amoníaco se licua por refrigeración a -33°C y presión atmosférica. Los tanques de almacenamiento tienen capacidad de hasta 50 kt. Estas propiedades son similares al gas licuado de petróleo (GLP) y por eso se pueden utilizar transportadores de GLP para transportar amoníaco. Otra opción para el almacenamiento es el uso de un absorbente (haluros metálicos). Por ejemplo, se puede almacenar 5 – 10 % en peso de amoníaco en $\text{CaCl}_2/\text{SiO}_2$ (40 % en peso de CaCl_2 y 60 % en peso de SiO_2). Esto agrega seguridad al sistema, porque el amoníaco solo se puede desorber con el calentamiento o la disminución de la presión.

Tabla 6: Métodos para el almacenamiento de NH_3

Tipo de almacenamiento	TRL	Presión típica	Temperatura ($^\circ\text{C}$)	Capacidad (t NH_3)	Compresor
No refrigerado	9	20 – 25	20 – 25	< 1500	Ninguno
Semi refrigerado	9	3 – 5	0	450 – 2700	De una etapa
Baja temperatura	9	1,1 – 1,2	-33	4500 – 45000 (<50000)	De dos etapas
Absorbentes	3 – 4	1 – 30	20 – 250	–	Ninguno

Fuente: elaboración propia

5.6 Transporte de Amoníaco

El amoníaco es uno de los productos que se encuentra consolidado en el mercado mundial por lo que ya varios países cuentan con la infraestructura necesaria no solo para su almacenamiento sino su transporte.

Una de las principales ventajas que ofrece el amoníaco respecto al hidrógeno, además que puede licuarse fácilmente sin requerir una alta demanda de energía y su riesgo de explosión es mucho menor, es que su densidad energética volumétrica es casi el doble (4,3 kWh/litro vs. 2,2 kWh/litro), por lo que se puede transportar mayores cantidades de energía en forma segura.

La mayor parte de la producción mundial de amoníaco, (alrededor del 78 % de la producción total) no sale de las instalaciones donde se produce y se procesa allí para obtener productos derivados. Así, el amoníaco que se comercializa, es decir, que se transfiere a otras plantas y se consume allí para diversos usos, representa el 22 % de todo el amoníaco producido en el mundo. Del total del amoníaco comercializado de 42,2 millones de toneladas (2021), el 45 % se destina al mercado internacional y el 55 % se comercializa en los mercados nacionales. Los mayores mercados nacionales de amoníaco se encuentran en China (12 Mt), EE. UU. (7 Mt), Rusia (1,0 Mt), Alemania (0,5 Mt), Australia (0,48 Mt) e Indonesia (0,26 Mt)⁶.

En relación con el mercado internacional, existe una gran cantidad de puertos disponibles para transportar amoníaco a gran escala a nivel global. Por su parte, respecto a la comercialización en los mercados nacionales cabe destacar que, en EEUU, el amoníaco se transporta por medio de camiones y trenes, y asimismo

cuenta con una red de ductos que permite transportar 2 millones de toneladas anuales. Uno de sus principales puertos está ubicado en Los Ángeles y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 15.0000 toneladas⁷.

5.7 Amoníaco: Ficha de seguridad

La Ficha de Datos de Seguridad, tiene múltiples aplicaciones y destinatarios. Estas Fichas poseen 16 secciones que integran el sistema global de armonización. La ficha de seguridad del amoníaco puede consultarse en el siguiente [enlace](#).⁸

Las Fichas de Datos de Seguridad poseen una información mucho más completa que el contenido que aparece en la etiqueta; tanto es así que sólo una de esas 16 secciones está dedicada al etiquetado.

La Ficha de Datos de Seguridad, tal como lo establece el SGA, es una verdadera «historia clínica» del producto o de la mezcla y está destinada para información del empleador y de todos los trabajadores. También para los Servicios de Higiene y Seguridad; los Servicios de Medicina Laboral y los Servicios de Medio Ambiente que, con esa información, podrán desarrollar un programa activo de medidas de protección para el trabajador, incluida su capacitación, que resulta ser específica para cada lugar de trabajo y que determina las medidas más apropiadas para proteger el medio ambiente.⁹

El amoníaco anhidro es una sustancia peligrosa que exige especial cuidado en su manejo. Es una sustancia corrosiva para metales y puede provocar graves quemaduras en la piel y los ojos. El amoníaco anhidro líquido es extremadamente frío y puede causar

6 [T4-Ammonia-Outlook-Report-Aug22.pdf](#)

7 [Ammonia Energy Association](#)

8 <https://www.ciafa.org.ar/files/CifCcpW51KkMYg09bNKHlpCOQInCwDiq5DiEB99T.pdf>

9 <https://www.argentina.gob.ar/srt/capacitacion/SGA/notas-tecnicas/SGA-empresa>

congelamiento de tejidos en su contacto. Se debe usar ventilación adecuada para mantener la exposición debajo de los límites recomendados. No debe entrar en contacto con ojos, piel o ropa, ni se debe ingerir. Luego del manipuleo se debe lavarse cuidadosamente y siempre usar el equipamiento protector personal adecuado.

Es un gas inflamable y se debe evitar la exposición al calor, considerando llamas, chispas, electricidad estática, calefacción o daño físicos de los envases. Se expande muy rápidamente cuando es calentado, por eso los tanques no se deben llenar más de un 85 % con amoníaco líquido frío, ni se debe dejar alojado en mangueras o tubos. A menos que el equipo esté protegido mediante válvulas de presión, podría explotar debido a la presión generada a causa del calor.

Es una sustancia toxica si se inhala y muy toxica para organismos acuáticos.

5.8 Análisis FODA para la producción de NH₃ verde

El NH₃ verde eólico y solar producido mediante el proceso de Haber-Bosch tiene potencial para contribuir significativamente a la transición hacia una economía baja en carbono, ofreciendo un camino hacia la sostenibilidad ambiental y diversificación energética. Sin embargo, necesita inversión inicial, abordar la intermitencia de energía renovable y adaptarse a un esquema regulatorio en evolución para tener éxito a largo plazo. La colaboración público-privada y la adaptación al mercado son determinantes para aprovechar las oportunidades y abordar las debilidades y amenazas.

Figura 11: FODA Amoníaco verde



Fuente: elaboración propia

Como se ha puntualizado con anterioridad en la presente guía, los lineamientos apuntan al desarrollo de proyectos de H₂V y Power-to-X (PtX) en Argentina. En particular, los productos seleccionados dentro de los posibles productos del concepto PtX son el amoníaco, el metanol y los combustibles sintéticos renovables.

Las siguientes secciones se enfocan en los productos finales metanol y combustibles sintéticos renovables, abordando también la problemática de la captura y aprovechamiento del CO₂, materia prima necesaria para combinar con el hidrógeno renovable y producir metanol y combustibles sintéticos.

6

Fuentes y Captura de CO₂

6.1 Captura y utilización de CO₂ (CCU)

Para lograr una rápida reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) será necesaria una transformación radical de la forma en que producimos y consumimos energía que sea coherente con el objetivo del Acuerdo de París, de «mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales».

Dentro de las transformaciones propuestas, resultan relevantes a los efectos de esta guía las tecnologías CCU (del inglés: *carbon capture and utilization*). Estas implican la captura de CO₂ de fuentes puntuales, incluidas las instalaciones de generación de energía y los procesos industriales que utilizan compuestos de origen fósil o biomasa, como así también CO₂ capturado directamente del aire. Este CO₂ capturado puede luego ser utilizado en diversas aplicaciones in situ o en un lugar remoto, para lo cual se comprime y transporta por gasoducto, barco, ferrocarril o camión.

Las aplicaciones CCU se vislumbran con un potencial importante en el corto plazo, ya que podrían desempeñar un rol destacado en la reducción de emisiones de CO₂ al reemplazar productos intensivos en carbón por otras alternativas menos intensivas o al

reemplazar directamente un producto con carbón de origen fósil por otro con carbón previamente capturado (en este caso las emisiones se reducirían como máximo solo a la mitad). En el largo plazo, las tecnologías CCU son compatibles con un camino de emisiones netas nulas de CO₂ solo si la fuente de CO₂ es sustentable (CO₂ biogénico o extraído del aire) o si el uso propuesto resulta en un almacenamiento de larga duración del CO₂ (e.g., materia prima para producción de cemento).

Un papel importante que pueden jugar las CCU en el corto plazo es el de acelerador en la adopción de estas tecnologías y en el desarrollo e implementación de la infraestructura, al generar ganancias por venta del CO₂ capturado.

6.2 Cadena de valor del proceso CCU

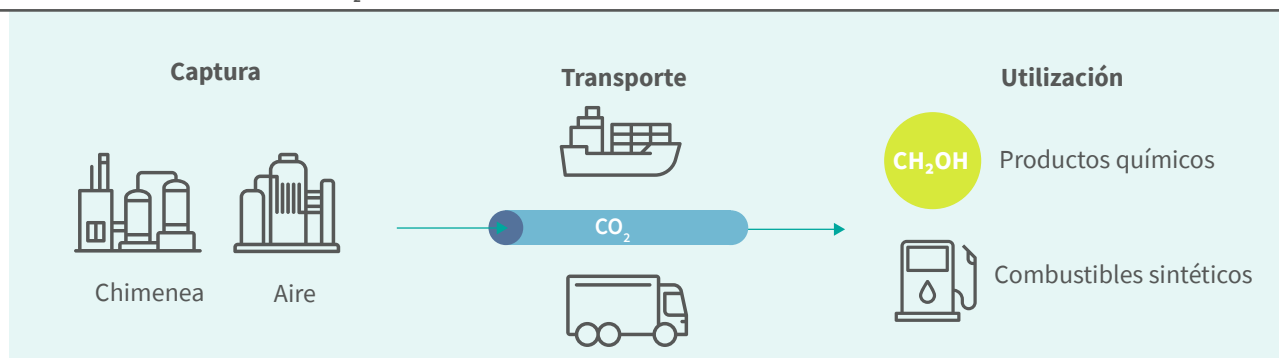
El metanol y los combustibles sintéticos renovables requieren, además de H₂V, una fuente de carbono como materia prima. Una opción altamente estudiada es el uso de CO₂ como fuente de carbono, lo que requiere la aplicación de tecnologías CCU.

En la Figura 12 se presentan las etapas principales de la cadena de valor del CO₂, representadas por la captura, el transporte y la utilización de CO₂ para la elaboración de productos de mayor valor. La selección del método

de captura está restringida por el tipo de fuente/ características de la corriente de CO_2 . Para la etapa intermedia, las opciones de transporte por cañerías y/o camiones/tren/barcazas resultan las opciones viables, y la selección de uno u otro dependerá de las cantidades

y la distancia a recorrer (Kjärstad J., 2016) (siempre y cuando la fuente de captura se encuentre alejada de la planta de síntesis). La etapa de utilización comprenderá la propia planta de síntesis de metanol/combustibles sintéticos.

Figura 12: Cadena de valor de CO_2 para el proceso CCU



Fuente: elaboración propia

6.3 Clasificación y caracterización de las fuentes de CO_2

6.3.1 Tipos de fuentes

Las fuentes de CO_2 pueden clasificarse de acuerdo al **origen** de la fuente y a la **factibilidad de ser o no evitada** su emisión. El origen de la fuente está relacionado fundamentalmente con la disposición espacial del CO_2 , es decir, si las emisiones de dichas fuentes se encuentran dispersas o concentradas, mientras que la factibilidad de ser o no evitada su emisión permite establecer una idea de cuáles de dichas fuentes serán potencialmente útiles de ser aprovechadas en un escenario de descarbonización progresivo.

Una primera clasificación puede distinguir entre **fuentes móviles, estacionarias y fugitivas**. Las emisiones de **fuentes móviles** son aquellas vinculadas al sector del transporte. Una **fente estacionaria** es cualquier propiedad física, planta, edificio, estructura o instalación que emita o pueda emitir CO_2 . Las

emisiones fugitivas corresponden a emisiones ocasionales debido a la liberación intencional (venteos, quema en chimenea, etc.) o no intencional (fugas en equipos, sellos o juntas defectuosas, etc.) de gases a la atmósfera, sin ser canalizadas mediante chimeneas o sistemas equivalentes.

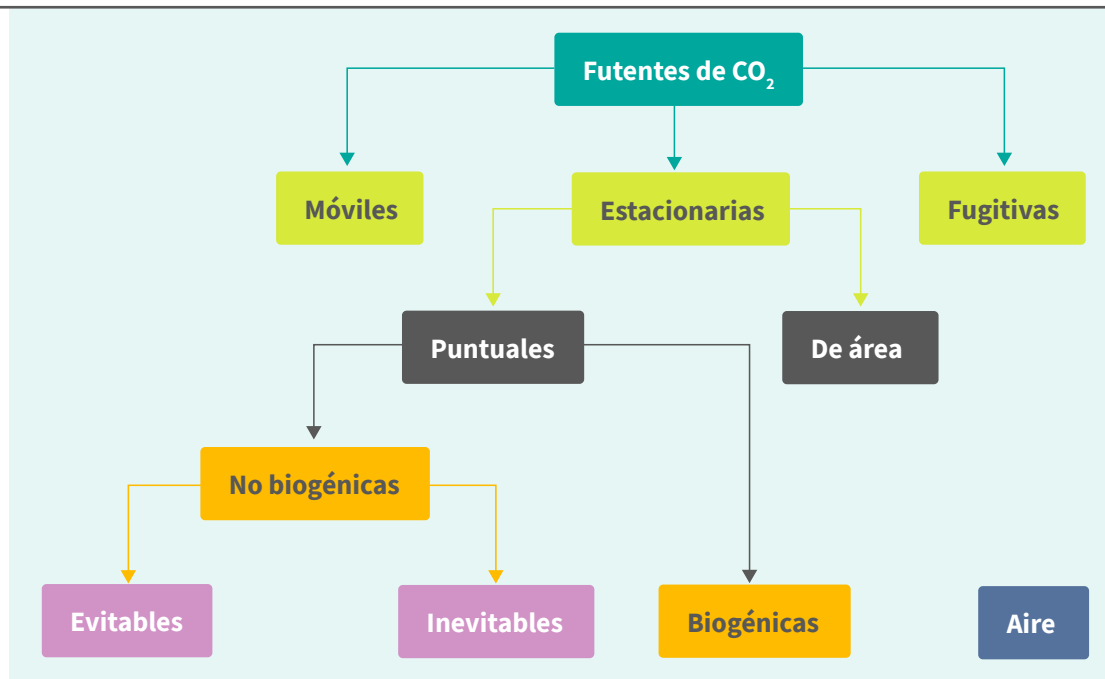
A pesar de que las fuentes móviles se caracterizan por representar un porcentaje no despreciable de las emisiones de CO_2 totales debido a la gran cantidad de puntos de emisión individuales existentes, la emisión absoluta de cada uno de ellos es muy baja. La captura de CO_2 desde estas fuentes presenta numerosas cuestiones técnicas y económicas a resolver (Kjärstad J., 2016), por lo que no son consideradas como fuentes factibles de ser aprovechadas para los procesos PtX. La misma situación reviste para las emisiones fugitivas.

Las **fuentes estacionarias** pueden dividirse en fuentes de **área** y fuentes **puntuales**. Las fuentes de área son aquellas que engloban varias fuentes puntuales de emisión, y están representadas fundamentalmente por establecimientos comerciales o de servicios. Son fuentes en las que debido a su tamaño, dispersión y cantidad se vuelve impráctico capturar sus emisiones de manera individual (SEMARNAT, 2013).

Las fuentes de emisiones puntuales de CO₂ pueden ser **biogénicas** o no **biogénicas**. Las **emisiones biogénicas** se definen como las emisiones de CO₂ directamente resultantes de la combustión, cosecha, digestión, fermentación, descomposición o procesamiento de materiales de base biológica. Las materias primas de base biológica son materiales orgánicos no

fosilizados y biodegradables procedentes de plantas, animales o microorganismos cultivados moderna o contemporáneamente. Están incluidos aquí los productos, subproductos, residuos y desechos de la agricultura, la silvicultura y las industrias conexas, así como las fracciones orgánicas no fosilizadas y biodegradables de los desechos industriales y municipales y los gases y líquidos recuperados de la descomposición o combustión de materiales orgánicos no fosilizados y biodegradables. Las emisiones biogénicas de CO₂ son las que intervienen en el ciclo natural del carbono. Como ejemplo, la combustión de restos de madera libera CO₂, pero éste fue absorbido previamente de la atmósfera por el árbol durante su ciclo de vida.

Figura 13: Clasificación de las fuentes de CO₂



Fuente: elaboración propia

Las fuentes de origen biogénico resultan relevantes ya que son las que permitirían operar dentro de un esquema de emisiones netas nulas de CO₂.

Sin embargo, la cantidad de CO₂ biogénico está limitada por distintos factores y es mucho menor a la cantidad obtenida de fuentes industriales. También es importante tener en cuenta que las fuentes biogénicas generan emisiones neutras o negativas únicamente en el caso en que la biomasa sea adquirida de manera sustentable.

La situación en Argentina para las fuentes biogénicas

Existen diversos procesos industriales con fuentes biogénicas (etanoleras, madereras, etc.) localizados en su mayor parte en el centro/nordeste del país. Considerando la instalación de una eventual planta de PtX en la Patagonia o bien en el sur de la provincia de Buenos Aires, teniendo en cuenta la necesidad del requerimiento de vientos para el proceso de electrólisis, sería necesario el transporte del CO₂ desde sectores remotos hasta la planta. Esta condición podría volverse un aspecto restrictivo para la utilización de dichas fuentes en términos de altos costos de transporte.

Las **emisiones no biogénicas** de CO₂ son las ocasionadas a partir de procesos de combustión, procesamiento o transformación de materiales como la turba, el carbón, el petróleo, el gas natural y los productos que se derivan en última instancia de materiales biológicos pero que no son renovables en los plazos relevantes para las políticas (EPA, 2011). Al quemarse los combustibles fósiles, se libera de la reserva geológica una cantidad excesiva de carbono que no ha estado expuesta antes al sistema biosfera-atmósfera.

A su vez, dentro de las fuentes no biogénicas pueden distinguirse las **evitables** y las **inevitables**. Las **fuentes no biogénicas evitables** son aquellas en las que el proceso que las origina sería susceptible de ser reemplazado por otro que no emita CO₂. Un ejemplo de una fuente evitable sería un horno/caldera que usa como combustible gas natural, el cual podría ser reemplazado por otro combustible que no genere CO₂ al ser combustionado, por ejemplo, hidrógeno o que el CO₂ generado se considere biogénico, por ejemplo, si el combustible usado en la caldera es biomasa. Otra alternativa para evitar dicha emisión sería reemplazar la generación de calor por combustión de gas natural por la generación de calor mediante un proceso eléctrico, considerando que esta energía provenga a su vez de un recurso renovable tal como la generación eólica. Por otro lado, las **fuentes no biogénicas inevitables** son aquellas para las que el reemplazo del proceso o la materia prima que emite CO₂ no esté técnicamente disponible. Un ejemplo de una fuente inevitable sería la emisión del CO₂ en la industria de producción de cemento, más precisamente en la etapa de producción del clínker. Este producto es un intermediario en la producción de cemento y se obtiene a partir de la calcinación de la piedra caliza (CaCO₃). Este proceso libera CO₂ producto de la descomposición del carbonato de calcio y no puede ser evitado mientras no se encuentre un reemplazo para la materia prima (i.e., la piedra caliza) o un material que reemplace al cemento.

El aire es una fuente de captura de CO₂ adicional que no está incluida en la clasificación arriba descrita. La captura de CO₂ directamente del aire (DAC) tiene implicancias de gran alcance. Pese a que la fuente es prácticamente inagotable, el aire presenta una concentración de CO₂ extremadamente baja (≈ 400 ppm). Esto implica el procesamiento de grandes volúmenes de aire y la operación resulta costosa en términos energéticos y, por ende, económicos (IEA, s.f.). Como una referencia rápida, se estima que el consumo de energía a partir de DAC es tres veces mayor al de captura de CO₂ de gases de combustión por absorción química (Jess, Kern, Kaiser, Bajirao Unde, & Von Olshausen, 2011).

El carácter renovable del combustible desarrollado por PtX estará condicionado por la fuente de CO₂ seleccionada.

La normativa acerca de fuentes de CO₂ es un aspecto en evolución constante y cambia en grado no despreciable entre los distintos países. A los efectos de esta guía se recomienda la observación particular de definiciones/normativas según el caso de interés. Una aproximación preliminar al grado de preferencia de fuentes estacionaria de CO₂ seguiría el siguiente esquema:

DAC = CO₂ biogénico > CO₂ no biogénico inevitable > CO₂ no biogénico evitable

Un caso particular de importancia dado el potencial importador de estos combustibles PtX es el mercado de la Unión Europea (UE). En este sentido, resulta de interés consultar las bases establecidas por la denominada REDII (Renewable Energy Directive) de la UE, de reciente publicación (GIZ GmbH, 2023), (EU, 2018). La REDII establece el marco legal para el desarrollo de energías limpias en el territorio europeo y en él se proporcionan referencias para la categorización de potenciales fuentes.

Las directivas de RED II no exigen el uso de una fuente específica de CO₂ para la producción de e-fuels, pero desincentiva el uso de aquellas fuentes procedentes de combustibles no sostenibles en el largo plazo

Utilizar una fuente fósil de CO₂ podría generar desincentivo en la industria para la descarbonización y podría conducir a la doble contabilización de las emisiones. La REDII establece fundamentalmente un requerimiento en la reducción de emisiones de al menos un 70 % para la producción de combustibles renovables (RFNBO, Renewable Fuels Non-Biological Origin), respecto a un parámetro de referencia de 94 gCO₂eq/MJ (GIZ GmbH, 2023). Esto se traduce en un límite de emisión de 28,2 gCO₂eq/MJ. Aquellos procesos que superen este límite no están prohibidos al día de hoy, pero no estarán enmarcados dentro de la normativa REDII (GIZ GmbH, 2023). En la normativa completa se

puede encontrar más detalles sobre la regulación actual, entre otra información, se lista una serie de actividades industriales desde las cuales se puede capturar CO₂ y que incluye generación de potencia de más de 20 MW, refinerías, industria del cemento de más de 500 ton/día, entre otras (EU, 2018).

6.3.2 Características relevantes de las corrientes que contienen CO₂

El relevamiento de ciertas características de las fuentes de emisión de CO₂ calificadas como aptas para aplicar procesos de captura resulta de interés, ya que éstas resultan de importancia al momento de analizar la factibilidad de la captura, la selección de la tecnología más adecuada para llevar adelante la misma y la evaluación de los costos asociados.

El parámetro intensivo que describe el contenido de CO₂ que tiene una determinada corriente candidata a la implementación de tecnologías de captura se mide en términos de concentración o de presión parcial de CO₂. La concentración suele referirse como fracción molar, en tanto que la presión parcial es el producto de la fracción molar por la presión total de la corriente. En la Tabla 7 se presentan la concentración promedio (%) y la presión total de la corriente para distintas fuentes estacionarias. Se segmenta el contenido en tres secciones: no biogénicas (evitables), no biogénicas (inevitables) y biogénicas.

Como regla orientativa, a mayor concentración (o presión parcial) los requerimientos energéticos para la captura de CO₂ son menores, lo que también se traduce en equipos de captura menos voluminosos.

Ejemplos de corrientes de tipo biogénicas son las obtenidas a partir de procesos de fermentación o digestión anaeróbica (biogás) (ver Tabla 7). Por el contrario, las corrientes producto de la combustión presentan bajas concentraciones de CO₂ (disminuyendo con el aumento del exceso de aire utilizado).

El número de casos de fuentes con concentraciones altas de CO₂ es muy inferior al número de fuentes con baja concentración y su contribución al total de las emisiones de fuentes estacionarias es muy bajo.

A pesar de esto, es importante identificar estos puntos ya que pueden resultar casos importantes en tanto actúen como disparador en la adopción de tecnologías de captura.

Tabla 7: Concentración de CO₂ y presión total de la corriente, para distintas fuentes puntuales de emisión

Fuente	Concentración de CO ₂ (%)	Presión de la corriente (MPa)
No biogénicas (evitables)		
Refinerías de gas y petróleo	3 – 13	0,1
Producción de energía y calor	3 – 13	0,1
Procesamiento de GN	Rango amplio	0,1
Producción de H ₂ (amoníaco/ metanol)	15 – 20	2,2 – 2,7
No biogénicas (inevitables)		
Producción de cemento	14 – 33	0,1
Producción de hierro y acero	20 – 27	0,1 – 0,3
Biogénicas¹⁰		
Producción de pulpa y papel	10 – 20	0,1
Bioetanol a partir de fermentación	100	0,1
Upgrading de biogas (separación de CO ₂)	35 – 50	0,1
Producción de energía y calor a partir de biomasa	8 – 10	0,1

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (Wang & Song, 2020) (Hansson, Hackl, Taljegard, Brynolf, & Grahn, 2017)

10 En estos casos deben considerarse además otros factores como por ejemplo el uso de combustibles fósiles en el procesamiento de la biomasa (molienda, secado, etc.).

Con respecto al caudal requerido, de acuerdo al concepto industrialmente establecido de economía de escala, la IEA sugiere un límite mínimo orientativo de emisiones de 0,1 Mton de CO₂/año para considerar que su captura pueda resultar favorable en término de costos (IEAGHG, 2009) (considerando un proceso de captura de CO₂ post-combustión).

6.3.3 Presencia de contaminantes

La naturaleza y concentración de otros compuestos presentes en la corriente candidata a aplicar captura de CO₂ resulta asimismo de importancia. Ciertos componentes presentes pueden resultar contaminantes o afectar de algún modo la tecnología aplicada para la captura, o puedan ser capturados junto con el CO₂ y representar una impureza cuando se destine dicho CO₂ a un uso específico. Un ejemplo típico puede ser el material particulado presente en corrientes de chimenea en la industria del cemento. Si se aplica tecnología de absorción química por aminas, este material particulado interacciona con las aminas formando sales estables, que disminuyen el rendimiento del sistema y obligan a una reposición de aminas frescas, elevando los costos. La inclusión de operaciones de proceso para remover estos contaminantes con anterioridad a la captura incrementa, obviamente, los costos de captura de CO₂.

6.4 Estrategias de captura de CO₂

Debido a las diferencias y particularidades de los diversos procesos industriales y de generación de energía que emiten CO₂ a la atmósfera, existe una variedad de opciones al considerar el punto del proceso donde se plantee la captura/separación de CO₂.

En particular, hay tres estrategias principales de captura de CO₂ en procesos de combustión, las cuales plantean distintos desafíos en términos de su integración en operaciones existentes, ampliación de escala, consumo

energético, eficiencia, etc.

- Captura post-combustión
- Captura pre-combustión
- Captura por oxi-combustión

Estas estrategias se describen brevemente a continuación.

Captura post-combustión. La mayor parte de las fuentes de emisiones estacionarias de CO₂ se localizan en la actualidad en equipos de combustión asociados a centrales térmicas, cementeras, refinerías, plantas siderometalúrgicas, etc. En dichas instalaciones, en general de gran escala, el CO₂ se emite por las chimeneas en forma de corrientes de gases de combustión, donde se encuentra muy diluido (por N₂, vapor de agua, algo de O₂, etc). Si el CO₂ se captura de estas corrientes de gases de chimenea se habla de captura post-combustión (Leung, Caramanna, & Maroto-Valer, 2014; Madejski, Chmiel, Subramanian, & Kus, 2022). Los principales desafíos que se presentan en esta estrategia son: la posible presencia de contaminantes en la corriente a tratar (NO_x, partículas, compuestos de azufre), la carga térmica asociada a la condensación del vapor de agua presente y, fundamentalmente, las bajas concentraciones de CO₂ (3 – 20 %) y las bajas presiones.

Captura pre-combustión. Consiste en procesar el combustible o la materia prima en un paso previo a la combustión, convirtiéndolo en gas de síntesis mediante gasificación, reformado con vapor o autotérmico u oxidación parcial (Leung, Caramanna, & Maroto-Valer, 2014; Madejski, Chmiel, Subramanian, & Kus, 2022). El gas de síntesis es purificado mediante una etapa de captura de CO₂ y el gas remanente, rico en H₂, es utilizado como combustible o reactivo. En este caso, la composición de CO₂ en la corriente que ingresa a la etapa de separación es relativamente alta (16 – 60 %, en base seca) a presiones en el rango entre 20 y 70 bar, lo cual implica menor volumen de los equipos de captura de CO₂. En cuanto a las temperaturas de las corrientes, pueden estar en el rango entre 120 y 180 °C.

Captura por oxi-combustión. Si a diferencia de un proceso de combustión usual se utiliza oxígeno puro en lugar de aire como comburente, se obtiene un gas de combustión compuesto por un 75 – 80 % v/v de CO₂, siendo el resto vapor de agua (no hay N₂ presente), lo cual facilita en gran medida la separación del dióxido de carbono de la corriente de gases de escape. Esta estrategia se refiere como de captura por oxicombustión (Leung, Caramanna, & Maroto-Valer, 2014; Madejski, Chmiel, Subramanian, & Kus, 2022). El O₂ puro para la combustión se obtiene separando el oxígeno del nitrógeno del aire mediante una unidad de separación de aire (ASU). Esta etapa incrementa los costos de esta estrategia de captura. Otra posible fuente de obtención de O₂ puro es en el proceso de electrólisis del agua, presente en la etapa de generación de H₂ en los complejos de PtX. En efecto, la electrólisis del agua genera como subproducto una corriente de O₂ en una relación 8 kg O₂/kg H₂. Un desafío de esta estrategia son las altas temperaturas asociadas a la combustión con oxígeno puro, lo cual implica el uso de materiales más resistentes a las altas temperaturas y, por lo tanto, mayores costos de inversión.

Por otro lado, es necesario mencionar que desde hace décadas se captura CO₂ de procesos industriales debido a ciertos requerimientos específicos del proceso en cuestión. A excepción del caso de las plantas de amoníaco-urea, donde el CO₂ capturado se usa como reactivo para la producción del fertilizante, en la gran mayoría de estos procesos el CO₂ que se captura se emite a la atmósfera porque no existe ningún incentivo o requisito para almacenarlo. Como ejemplos actuales de captura de CO₂ de procesos pueden mencionarse los complejos de purificación de gas, de producción de gas de síntesis para la producción de amoníaco, alcoholes y combustibles líquidos sintéticos, de producción de cemento y acero y los procesos fermentativos para la producción de alimentos y bebidas. La mayoría de las técnicas empleadas en todos estos casos son similares a las propuestas en la captura pre-combustión.

6.5 Tecnologías de captura de CO₂

Las tecnologías más difundidas a nivel industrial para la captura/separación de CO₂ son la absorción, la adsorción, la separación por membranas, la separación criogénica, y la combustión con bucle químico y bucle de carbonato cálcico.

Cada una de estas tecnologías se basa en diferentes principios de separación. Por este motivo, la selección de la tecnología apropiada para aplicar en distintas fuentes fijas de emisión de CO₂ dependerá de diferentes parámetros: condiciones de presión y temperatura de la corriente, composición de la mezcla gaseosa, aspectos económicos y disposición final del CO₂ capturado.

A continuación, se discuten brevemente estas tecnologías de captura/separación que pueden ser aplicadas a las distintas estrategias de captura antes mencionadas.

Absorción: Entre las opciones de captura de CO₂ disponibles, la tecnología basada en la absorción mediante solventes líquidos es la más madura y la que está disponible especialmente en las industrias petrolera y química. En particular, se utiliza en la etapa de eliminación de CO₂ en plantas de amoníaco o en la etapa de purificación en plantas de gas. En esta operación se pone en contacto en la llamada «columna absorbidora» la mezcla de gases con un líquido (solvente o absorbente) que promueve la transferencia selectiva de CO₂ desde la fase gaseosa a la fase líquida. El solvente es recuperado en la «columna regeneradora» mediante un proceso de extracción, regeneración por calentamiento o despresurización, para ser reciclado nuevamente a la columna absorbidora (Dziejarski, Krzyzyska, & Andersson, 2023; Osman, Hefny, Abdel Maksoud, Elgarahy, & Rooney, 2021).

Según la naturaleza de la interacción entre el absorbente y el CO₂, la separación se produce por absorción química o absorción física. Las soluciones acuosas de aminas (MEA, DEA y MDEA) y el amoníaco

líquido son disolventes típicos para la absorción química. El tratamiento con aminas es el proceso más maduro para la separación del CO_2 a gran escala. Una ventaja importante de esta tecnología es que pueden tratarse corrientes con baja concentración de CO_2 . Dentro de las desventajas de esta tecnología se pueden mencionar los altos requerimientos energéticos, la necesidad de eliminar impurezas y la corrosión que las aminas pueden provocar en los equipos. Por otro lado, los procesos de captura basados en absorbentes físicos se usan para eliminar el CO_2 en corrientes gaseosas con elevadas presiones parciales de CO_2 y/o elevadas presiones totales. Se emplean aquí disolventes con alta afinidad para capturar gases ácidos, tales como el CO_2 .

Adsorción: la adsorción de gases es un proceso de separación en el que un componente se separa de una corriente de gases mediante el uso de un material sólido, llamado adsorbente. Los adsorbentes deben presentar varias características: bajo costo, alta capacidad de adsorción, alta selectividad al CO_2 y una buena estabilidad térmica y química. El sólido adsorbente cargado con el CO_2 capturado se recupera luego en una etapa de regeneración, donde libera el CO_2 mediante un cambio de temperatura (Temperature Swing Adsorption, TSA), un cambio de presión (Pressure Swing Adsorption, PSA), o un cambio en condiciones de vacío (Vacuum Swing Adsorption, VSA). La tecnología más utilizada a nivel industrial es la PSA. Los procesos de adsorción presentan varias ventajas con respecto a la absorción, como son: mayor área de contacto entre adsorbente y gas, una regeneración más rápida y con menor requerimiento energético y la eliminación de los problemas de corrosión de los equipos. Sin embargo, para conseguir buenos resultados se requiere también de etapas de pretratamiento (Sifat & Haseli, 2019).

Separación con membranas: las membranas son materiales especialmente diseñados para promover la permeación selectiva de un gas a través de ellas (e.g., el CO_2). La selectividad de la membrana a los diferentes gases está íntimamente ligada a la naturaleza del material, mientras que el flujo de gas a través de la membrana suele estar controlado por la diferencia

de presión a través de la membrana. Por lo tanto, para la separación por membranas se prefieren corrientes a alta presión. Hay diferentes tipos de materiales de membrana (poliméricos, metálicos, cerámicos) que pueden encontrar aplicación en los sistemas de captura de CO_2 . Las membranas poliméricas (poliamidas, acetato de etilo, etc.) son muy efectivas en la separación de CO_2 y de costo relativamente bajo, sin embargo, presentan baja estabilidad térmica. Por el contrario, las membranas inorgánicas son estables a altas temperaturas y medios corrosivos, pero son más costosas que las membranas poliméricas (Chen, Wang, Zhang, Liu, & Jin, 2022). Esta tecnología conduce a diseños compactos sin requerir la incorporación de solventes ni equipos de regeneración. Si se aplica la tecnología de separación con membranas al tratamiento de mezclas de gases, será necesario comprimir la corriente a aproximadamente 15–20 bar para que la separación sea eficaz. Si la corriente presenta bajo contenido de CO_2 , se requerirá de membranas de alta selectividad. Las membranas deberán ser, además, resistentes a impurezas si se encontrasen presentes.

Destilación criogénica: la destilación criogénica se ha utilizado durante años para separar el aire atmosférico en sus componentes primarios, aunque es una tecnología relativamente nueva para la captura de CO_2 de una mezcla de gases. En un sistema de separación criogénica, el CO_2 se separa físicamente de otros componentes de la corriente a baja temperatura y alta presión. La principal ventaja de la separación criogénica es que no se necesitan reactivos químicos. En este proceso, la mezcla de gases que contiene CO_2 se enfría hasta temperaturas de -100 a -135 °C (Song, Liu, Deng, Li, & Kitamura, 2019). Como resultado, el CO_2 solidificado es separado de los otros gases livianos, pudiéndose recuperar así del 90 al 95 % del CO_2 . Esta tecnología es particularmente conveniente cuando el contenido de CO_2 en la corriente a tratar es elevado (mayor al 70 % v/v).

La tabla que sigue sintetiza las principales características de las tecnologías descritas:

Tabla 8: Tecnologías de captura de CO₂

	Absorción		Adsorción	Destilación criogénica	Membranas
	Química	Física			
Requerimiento energético específico teórico	Consumo eléctrico: 0.2-0.55 MJe/kg CO ₂ . Demanda térmica: 2.1-4 MJt/kg CO ₂	0.1 MJe/kg CO ₂ (Federal Ministry for the Environment, 2011)	PSA: 1-1.7 MJe/kg CO ₂ (Norbert Kohlheb, 2021)	3.6 MJe/kg CO ₂ (Chunfeng Song, 2014)	1.15 MJe/kg CO ₂ (Federal Ministry for the Environment, 2011)
Tasa de captura alcanzable	90% (Federal Ministry for the Environment, 2011)	60 – 80% (Federal Ministry for the Environment, 2011)	90% (Luca Riboldi, 2017)	99.9% (M.J. Tuinier, 2011)	60% (Federal Ministry for the Environment, 2011)
Presión parcial del CO₂	<10 bar (Federal Ministry for the Environment, 2011)	>10 bar (Federal Ministry for the Environment, 2011)	Cuando la presión parcial de CO ₂ supera un cierto umbral (≈ 1,7 bar), el carbón activado es superior a las zeolitas (Luca Riboldi, 2017)	El CO ₂ se puede condensar en mezclas de gases enfriándolas a presiones tan bajas como 4-5 bar previo secado de la corriente (Federal Ministry for the Environment, 2011)	Elevadas presiones parciales
Concentración de CO₂	Con esta tecnología se pueden tratar corrientes tanto con baja como elevada concentración de CO ₂	Debido a la naturaleza física del proceso, las altas concentraciones de CO ₂ son particularmente favorables	5-15% CO ₂ (Rafael M. Siqueira, 2017)	Sólo es económicamente viable para corrientes con altas concentraciones de CO ₂	Eficientes cuando la concentración de CO ₂ > 20%
Aplicación a gran escala	La tecnología está disponible y se utiliza tanto en la industria petrolera/gas como para extraer CO ₂ de los gases residuales de centrales eléctricas para uso en la industria alimentaria. De uso establecido en industrias de proceso (e.g., NH ₃)		Sistemas de PSA se emplean con éxito para la eliminación de dióxido de carbono en plantas de DRI [46]	La tecnología ya está disponible y las centrales eléctricas de oxidación y las SOFC se consideran las mejores oportunidades para su implementación. Pero la viabilidad comercial se espera en 15/20 años	Se encuentra en etapas de desarrollo y se prevé que estará disponible dentro de 10/15 años (escenario optimista). Se necesitan mejoras en selectividad, permeabilidad y estabilidad a altas T
Inversión planta	+/-	+/-	+/-	++	+

Fuente: elaboración propia

6.6 Fuentes de Carbono en Argentina y otros enlaces de interés

El consorcio International PtX Hub ha realizado diversos estudios y reportes respecto a las fuentes de carbono para la producción de productos PtX. Entre ellos se destacan los siguientes:

Mapa interactivo de las fuentes de CO₂ puntuales en Argentina:

En el sitio web citado a continuación se muestra la ubicación de las principales fuentes puntuales de CO₂ identificadas en Argentina. Además de su ubicación en el mapa, se identifica un estimado del tamaño de cada emisión y una clasificación que identifica el tipo de fuente

Enlace: [Mapa de Fuentes de CO₂](#)

«Study – CO₂ sources for PtX production in Argentina»

Estudio que analiza las fuentes puntuales de CO₂ en Argentina, complementario al mapa interactivo de fuentes de CO₂.

[Enlace](#)

«Carbon for Power-to-X: suitable CO₂ sources and integration in PtX value chains»

Reporte que analiza las posibles fuentes de carbono que pueden ser utilizadas para la producción de CO₂.

[Enlace](#)

«Identification of suitable carbon as feedstock for PtX products to be exported to Europe»

Reporte que explora las distintas fuentes de carbono desde el punto de vista de la compatibilidad de la regulación RED y sus actos delegados.

[Enlace](#)

7 Producción de metanol

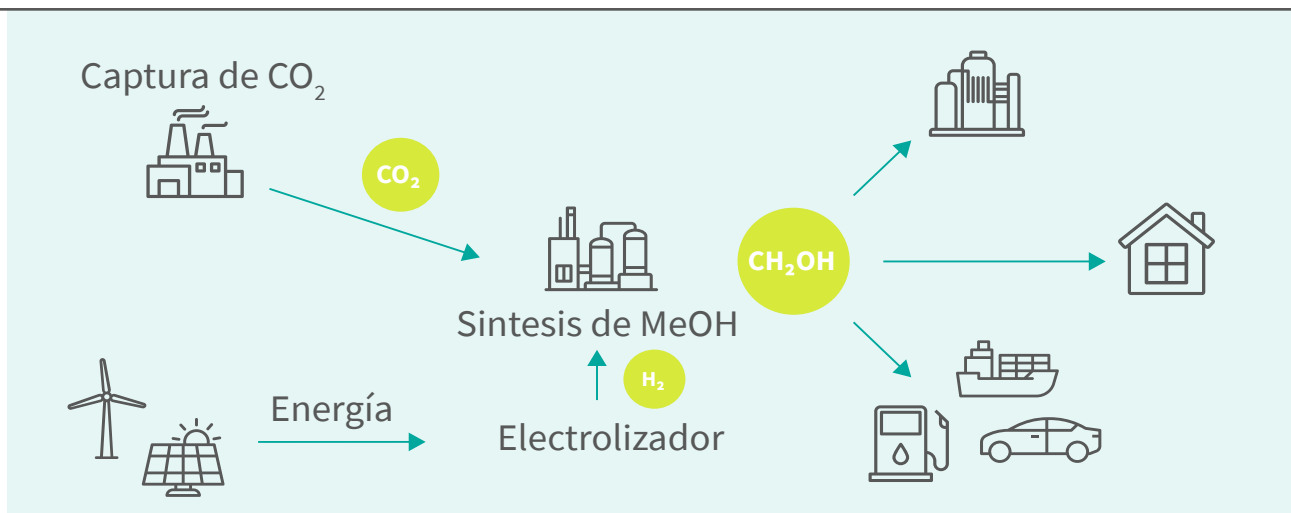
7.1 Cadena de valor

El metanol es uno de varios compuestos químicos básicos junto con el etileno, el propileno y el amoníaco. Aproximadamente dos tercios de la producción total es utilizada en la actualidad como materia prima para la producción de una gran variedad de compuestos químicos (IRENA & Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021), como por ejemplo el formaldehído, ácido acético, metil terbutil éter (MTBE), metilaminas, dimetil éter, entre otros. Estos productos a su vez, son empleados para la elaboración de resinas, pinturas, adhesivos, siliconas, plásticos y anticongelantes (Tabibian & Sharifzadeh, 2023).

El metanol restante es utilizado principalmente como combustible (IRENA & Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021). La utilización del metanol como combustible en la industria marítima está ganando cada vez mayor relevancia (IMO, 2016; Forsyth, Campbell, & Robertson, 2023), dado que se trata de un combustible con emisiones notablemente menores a la de los combustibles fósiles convencionales, tanto de CO_2 como de SO_x y material particulado.

En la Figura 14 se presenta la cadena de valor del metanol, sintetizado a partir de energías renovables y captura de CO_2 :

Figura 14: Cadena de valor para la producción de metanol



Fuente: Elaboración propia a partir de (Araya, y otros, 2020)

Las fuentes de CO₂ para la síntesis de metanol pueden tener diverso origen y ya han sido discutidas en la Sección **Fuentes y Captura de CO₂**. La Sección **Producción de Hidrógeno**, por otro lado, presenta los aspectos relevantes de la producción de H₂V. A lo largo de la presente Sección se presentarán métodos de producción y upgrading de metanol, así como otros aspectos de interés en la cadena de valor de este producto.

7.2 Descripción del proceso

La producción comercial de metanol tiene una larga historia de casi 100 años, iniciada en 1923 en las instalaciones de BASF en Leuna. La mayor parte del metanol producido industrialmente hoy en día se deriva de la conversión catalítica de gas de síntesis (GS, mezcla gaseosa de CO, CO₂ y H₂). La producción de GS a partir de gas natural representa alrededor del 65 % de la producción de metanol (metanol gris), mientras que la gasificación del carbón representa la mayor parte del 35 % restante (metanol marrón). Estos procesos tienen un ciclo de vida anual de emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) de 300 MtCO₂, lo que representa aproximadamente el 10 % de las emisiones totales de CO₂ de los sectores químico y petroquímico (Dalena, y otros, 2018; Tabibian & Sharifzadeh, 2023).

La producción comercial de metanol a partir de GS se lleva a cabo comúnmente con catalizadores de Cu/ZnO/Al₂O₃, bajo condiciones operativas de 210–270 °C y 50–100 bar, con una selectividad del 99 % en relación al CO. Considerando el gas natural utilizado como reactivo y combustible, una planta típica consume entre 29 y 33 GJ de gas natural por tonelada métrica de metanol producido (Van-Dal & Bouallou, 2013).

El metanol también puede producirse de forma más sostenible utilizando CO₂ e H₂V como materias primas a través de lo que se denomina vía de «hidrogenación de CO₂». En este enfoque, la etapa de producción de GS se sustituye por procesos de captura de CO₂ y de obtención de H₂V renovable.

Hasta el momento, aproximadamente el 1 % de la producción mundial de metanol proviene de fuentes renovables (Tabibian & Sharifzadeh, 2023).

Existen dos rutas para la síntesis de metanol a partir de CO₂ e H₂: síntesis directa (tecnologías que incluyen una sola etapa) o síntesis indirecta o proceso CAMERE (dos etapas).

En cualquiera de las tecnologías de producción de metanol, las reacciones involucradas son las siguientes:

Hidrogenación de CO₂



Hidrogenación de CO



Reverse Water-Gas Shift (rWGS)



Las características de estas reacciones impactan directamente en el desarrollo de las tecnologías propuestas para las distintas vías de producción de metanol. Por un lado, es importante destacar que las tres reacciones tienen fuertes restricciones termodinámicas que limitan el avance de las reacciones hacia los productos. En particular, las reacciones de hidrogenación de CO₂ y CO (r1 y r2) son exotérmicas (liberan calor) y proceden con una disminución en el número de moles. Así, la formación de metanol está favorecida por bajas temperaturas y altas presiones. Por otro lado, también se verifica la conversión de CO₂ a CO mediante la reacción Reverse Water-Gas Shift, rWGS (r3), reacción endotérmica (consume calor) y, por lo tanto, favorecida por altas temperaturas.

Síntesis directa:

En la síntesis directa, el metanol se genera en una única etapa bajo condiciones operativas similares a las del proceso convencional (T~250 °C, P = 50-100 bar). La mezcla de CO₂/H₂ se alimenta en una relación H₂:CO₂ de 3:1 y se utiliza un catalizador basado en óxido de Cu/

Zn. A pesar de la similitud con el proceso convencional, la síntesis directa presenta algunas particularidades o desafíos (aun no resueltos completamente), los cuales se discuten a continuación.

Uno de los desafíos está relacionado con la formación de agua. En efecto, la síntesis directa produce una mezcla de $\text{CH}_3\text{OH}/\text{H}_2\text{O}$ con una proporción más significativa de agua (30–40 %) respecto del proceso convencional (10–15 %). La mayor generación de agua no sólo introduce limitaciones termodinámicas en la reacción (r1), que se evidencia en una menor cantidad de metanol en el equilibrio, sino que también provoca una reducción en la actividad y en la vida útil del catalizador.

Por otro lado, la hidrogenación de CO_2 (r1) presenta una entalpía de reacción menor que la hidrogenación de CO (r2, proceso convencional). Este hecho, sumado a la necesidad de implementar mayores reciclos con respecto al proceso convencional, como se verá en párrafos siguientes, hace factible la operación a menores temperaturas (reducciones de aproximadamente 20 °C). Esta disminución de temperatura resulta en una mayor vida útil del catalizador y, además, en una menor formación de subproductos indeseados, como se refleja en la Tabla 9 (Haag, y otros, 2022).

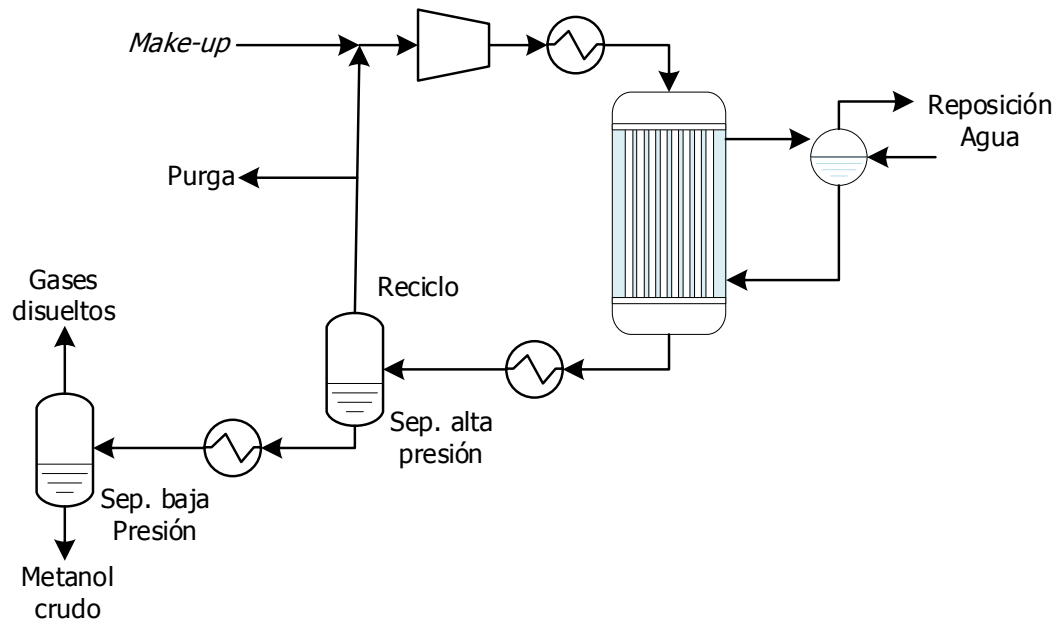
Dadas las características descriptas de las reacciones implicadas en la síntesis de metanol, en cualquiera de las tecnologías propuestas (proceso convencional e hidrogenación de CO_2), las conversiones de CO_x (CO y CO_2) por paso alcanzadas en el reactor de metanol son muy bajas (5–15 %) (Araya, y otros, 2020). Por lo tanto, para que el proceso sea viable se requiere reciclar al reactor los reactivos sin convertir (después de la separación del producto) implementando un lazo de síntesis como se muestra en la Figura 15. La mezcla de productos resultante (H_2 , CO_2 , CH_3OH y H_2O) se enfría y los productos líquidos se separan, primero a la presión del proceso (70–80 bar) y en un segundo paso a menores presiones (i.e., 2–4 bar). La fase líquida se recoge como producto (llamada CH_3OH

crudo, compuesto principalmente por CH_3OH y H_2O), en tanto que la fase gaseosa se recicla por medio de un compresor de recirculación. La hidrogenación directa de CO_2 (r1) presenta mayores limitaciones de equilibrio y cinéticas más lentas que en el proceso convencional de hidrogenación de CO (r2), lo cual implica menores conversiones por paso en el reactor y por ende la necesidad de operar con mayores relaciones de reciclo (Haag, y otros, 2022).

Mediante la implementación del lazo de reciclo es posible obtener una alta conversión global limitada únicamente con la necesidad de implementar una purga para evitar la acumulación de sustancias no deseadas contenidas en el *make-up* (alimentación de gas fresco al lazo) o producidas por reacciones secundarias (Haag, y otros, 2018).

La principal diferencia entre el proceso convencional de producción de metanol y la hidrogenación directa de CO_2 radica en la composición de la corriente de entrada al reactor. En el proceso convencional, la composición ideal en la entrada del reactor se define mediante un cociente específico ($(\text{H}_2-\text{CO})/(\text{CO}+\text{CO}_2)=2$), lo que determina la proporción óptima para lograr la transformación deseada. Esto contrasta con la hidrogenación directa de CO_2 , donde el *make-up* consiste en una mezcla de CO_2 e H_2 y, por consiguiente, la entrada al reactor se traduce en una mezcla rica en CO_2 . En este último caso para promover la conversión del carbono puede utilizarse un ligero exceso de hidrógeno.

Figura 15: Diseño de una planta de producción de metanol – Síntesis directa (y proceso convencional)



Fuente: elaboración propia, basada en Pontzen F. (2011)

En la Tabla 9 se presentan las composiciones típicas del metanol crudo producido a partir de gas de síntesis y de alimentaciones basadas en CO_2 .

Tabla 9: Composiciones de metanol crudo de gases de alimentación a base de CO y CO_2

	Proceso convencional	Hidrogenación de CO_2 ($\text{H}_2:\text{CO}_2=3$)
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	250	230 – 270
Productos principales (% p/p)		
Metanol	84,5	63,0 – 63,7
Agua	15,4	35,6 – 36,9
Impurezas (p/p ppm)		

n-Parafinas	78	0
Alcoholes superiores	626	28 – 148
Esteres (principalmente formiato de metilo)	582	129 – 450
Cetonas	24	0
Dimetil éter	61	14 – 24
Impurezas totales (p/p ppm)	1.371	248 – 478
Selectividad del metanol, excepto agua (%)	99,84	99,92 – 99,96

Fuente: (Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt, 2020).

El proceso de síntesis de metanol a partir de CO₂ es una tecnología nueva y hasta ahora solo existen plantas a escala piloto.

Los resultados de una planta piloto de CO₂ a metanol de una sola etapa presentada por Lurgi en 2011 (Pontzen, Liebner, Gronemann, Rothaemel, & Ahlers, 2011) mostraron una conversión de CO₂ total de 94 – 97 % (conversión por paso de 30 – 45 %). De acuerdo con el tecnólogo, esta tecnología está validada con un nivel de preparación tecnológica aplicable (TRL) de 8 (Haag, y otros, 2022).

Síntesis de dos etapas:

Como se ha mencionado, además del proceso de conversión directa de CO₂ (síntesis directa), se ha reportado un proceso en dos etapas para la producción de metanol a partir de CO₂ e H₂ denominado «CAMERE» (hidrogenación de dióxido de carbono para formar metanol a través de la reacción rWGS). En este proceso de dos etapas (Figura 16), desarrollado en el Instituto Coreano de Ciencia y Tecnología (KIST), se busca plantear una alternativa frente a la baja conversión

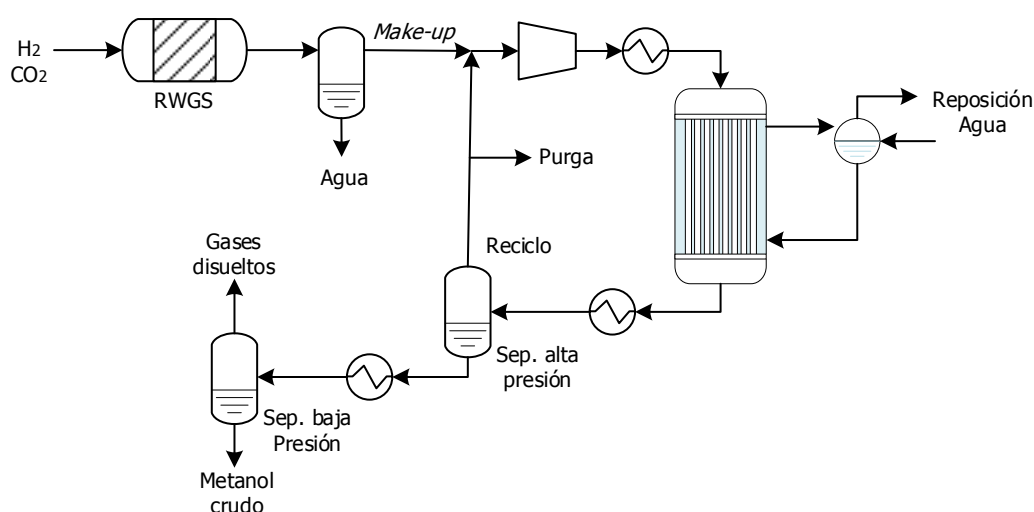
por paso de la síntesis directa. En esta tecnología, el CO₂ primero se convierte a CO en el primer reactor a través de la reacción rWGS (r3) sobre un catalizador de ZnAl₂O₄ a temperaturas de 600 a 800 °C, alcanzando bajo estas condiciones conversiones de CO₂ de aproximadamente un 60 % (Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt, 2020). Los productos del primer reactor se enfrían y el agua se separa mediante un separador flash resultando en una mezcla compuesta por H₂, CO y CO₂. Antes de entrar en el segundo reactor, se puede mezclar con una cantidad adicional de H₂ para asegurar la correcta relación estequiométrica de los reactivos. La síntesis de metanol ocurre en el segundo reactor (Anicic, Trop, & Goricanec, 2014) donde proceden las reacciones 1 y 2.

Lo notable de este proceso CAMERE es que, al incorporar una etapa de rWGS antes del reactor de metanol, se logra una composición de make-up (entrada al lazo de síntesis) que se asemeja más al proceso convencional. Esta modificación estratégica contribuye a mejorar la eficiencia del proceso y aumentar la conversión por paso en el reactor en comparación al proceso de síntesis directa.

Si bien ambos procesos requieren la implementación de reciclo para alcanzar altas conversiones globales, el aumento en la conversión por paso en el reactor del proceso CAMERE se traduce en un menor caudal de reciclo. Esta característica conlleva beneficios como cañerías de menor diámetro y la disminución

en el trabajo requerido en el compresor de reciclo. No obstante, un factor desfavorable en la implementación del proceso CAMERE reside en la inclusión de un reactor adicional (destinado a la etapa de rWGS), y la demanda de energía que este nuevo reactor implica.

Figura 16: Diseño de una planta de producción de metanol - proceso CAMERE



Fuente: elaboración propia, basada en Anicic, Trop, & Goricanec, (2014)

El proceso CAMERE ha sido implementado en una planta piloto de una capacidad de 75 kg/día de metanol a partir de una colaboración de POSCO (Korean Pohang Iron and Steel Company) y KEPRI (Korea Electric Power Institute) en combinación con una planta piloto para la separación de CO₂ de una central eléctrica. La planta piloto alcanzó un rendimiento de metanol del 70 %.

7.2.1 Estado actual de las nuevas tecnologías

Las tecnologías de síntesis directa de metanol están en una etapa de creciente desarrollo. En efecto, en la actualidad sólo están en marcha algunas plantas a escala piloto y demostración (Klankermayer, Wesselbaum, Beydoun, & Leitner, 2016). En la Tabla 10 se resumen algunas de las plantas más relevantes de producción de metanol a partir de CO₂ e H₂, actuales y en construcción. Se detallan en cada caso el país, el

proveedor de tecnología, la capacidad de planta, la fuente de CO₂ y el año de comienzo de producción.

Carbon Recycling International (CRI) puso en funcionamiento una planta de dióxido de carbono a metanol con una capacidad de 1.300 ton de metanol por año en 2012, que se amplió a 4.000 ton/año en 2014

y se proyecta una producción de 100.000 ton/año para 2024. La planta se basa en el proceso de síntesis directa, utilizando un catalizador de Cu/ZnO y operando a 250 °C y 100 atm. Se ubica en Svartsengi, Islandia, y recicla el CO₂ liberado por una planta de energía geotérmica cercana mientras que el hidrógeno se produce mediante

una unidad de electrólisis alcalina con una capacidad de producción de 1.200 Nm³/h (6 MW).

Tabla 10: Plantas de producción de metanol a partir de CO₂

	Año de inicio	Energía	Fuente de CO ₂	Producción [t/año]
Islandia, CRI	2011	250		230 – 270
(2024)a	RES			
Geotermal	4.000	84,5		63,0 – 63,7
(100.000)a		15,4		35,6 – 36,9
China, Dalian Institute of Chemical Physics	2020	Energía solar fotovoltaica	-	1.000
Suecia, Liquid Wind	2023 (2026)a	RES	CO ₂ industrial reciclado	45.000 (100.000)a
Australia (Tasmania), ABEL	2023	626		28-148
(2025)a	RES	Biogénico	60.000 (200.000)a	129-450
Norway, (CRI, FINNFIJORD AS and Statkraft AS)	2023	RES	CO ₂ capturado en la planta de ferrosilicio	100.000
Norway, Swiss Liquid Future/ Thyssenkrupp	-	Hidro		80.000
Bélgica, puerto de Amberesb	2022	RES	Captura CO ₂ de Planta industrial	8.000

Bélgica, puerto de Gante	2024a	Eólica	Captura CO ₂ de Planta industrial	46.000a
Chile, Haru Oni	2022 (2026)a	Eólica	DAC	590b

RES: Fuente de energía renovable. ^aProgramado. ^bPlanta de demostración

Fuente: (IRENA & Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021; Nemmour, Inayat, Janajreh, & Ghenai, 2023).

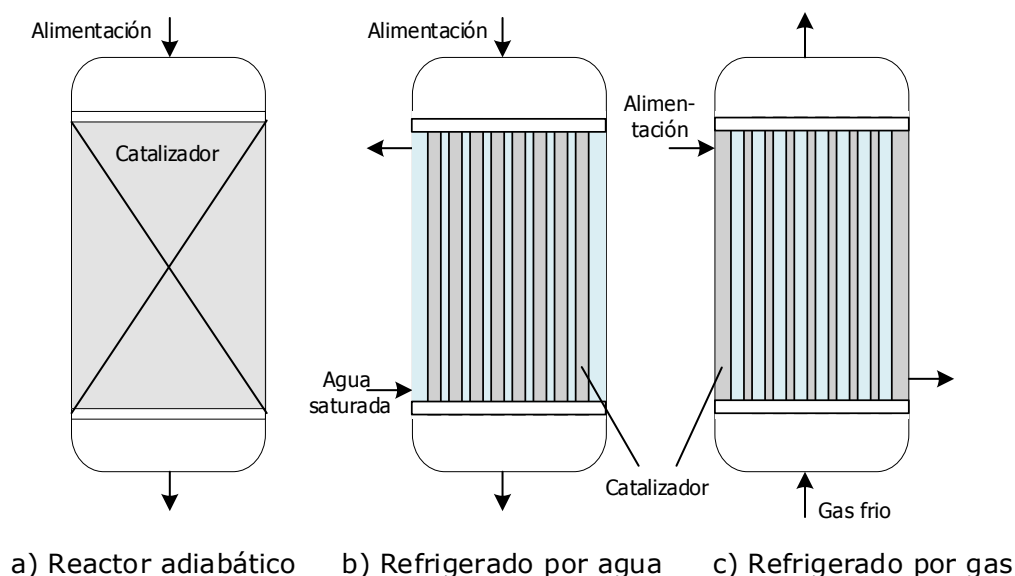
7.3 Tipo de reactores

Como se ha mencionado anteriormente, las reacciones involucradas en la producción de metanol son altamente exotérmicas y, por tanto, se ven favorecidas por bajas temperaturas, lo que, por otra parte, es desfavorable desde el punto de vista cinético. Por lo tanto, el diseño del reactor de síntesis de metanol (también denominado convertidor) debe considerar estrategias de remoción del calor de reacción para mantener la temperatura dentro de un rango ideal. Se busca así alcanzar altas conversiones preservando la integridad del catalizador, y también conseguir una adecuada recuperación del calor generado. En general, la operación a un mayor nivel térmico permite producir vapor a mayor presión.

Los convertidores más ampliamente utilizados en la producción industrial de metanol son los reactores de lecho fijo (FBR, sigla en inglés). Entre las tecnologías convencionales disponibles, se pueden mencionar los diseños de lechos adiabáticos en serie con enfriamiento entre etapas, mediante intercambiadores de calor o por inyección de gas frío de alimentación. Sin embargo, el calor liberado por la hidrogenación directa de CO₂ es menor que el calor liberado en el proceso convencional, pudiendo alcanzarse conversiones por paso aceptables

con un solo reactor adiabático (Figura 17a) (Chiou, 2023; Van-Dal & Bouallou, 2013). En otra configuración convencional, la remoción del calor de la reacción se realiza en reactores de lecho fijo multitubulares con enfriamiento interno mediante el intercambio de calor con un fluido refrigerante (agua o gas). En estos convertidores se logra una transferencia de calor altamente eficiente y una distribución de temperatura más uniforme a expensas de un diseño más complejo. El diseño de convertidor que utiliza agua que se evapora como medio de extracción de calor, denominado *steam raising converter* (SRC), es uno de los más ampliamente aceptados debido a que se logran condiciones cuasi-isotérmicas (Figura 17b). En esta disposición, el agua saturada se introduce desde el lado de la carcasa, mientras que el catalizador se encuentra ubicado en los tubos. Para reactores de gran capacidad de producción, la refrigeración con gas (Figura 17c) es más eficiente que la lograda con reactores adiabáticos y más simple que en los reactores refrigerados por agua (Marlin, Sarron, & Sigurbjörnsson, 2018). Como se observa en la Figura 17c, en esta instancia, el catalizador está dispuesto en la carcasa mientras que por los tubos circula el gas refrigerante.

Figura 17: Tipo de reactores de síntesis de metanol



Fuente: elaboración propia, basada en Cui X., (2022)

Otras empresas como Johnsson Matthey Davy Technologies, Haldor Topsøe, Linde, Toyo, Methy Casale y Mitsubishi Heavy Industries han desarrollado sus propios diseños de reactores isotérmicos o cuasi isotérmicos para la síntesis de metanol, empleando enfoques como intercambiadores reactores de flujo radial multietapa, tubos tipo bayoneta y diseños complejos que combinan características de diferentes tipos de reactores. Estos diseños buscan optimizar el perfil de temperatura, la eficiencia y la capacidad de producción de metanol.

Como se ha mencionado, en la actualidad los diseños de convertidores comerciales se ven influidos en gran medida por la necesidad de una eliminación eficaz del calor. El menor calor liberado por la síntesis de metanol a partir de CO_2 puede conducir a diseños de reactores más sencillos y, por tanto, reducir también la complejidad del diseño del proceso en general. En la Tabla 11 se resumen las ventajas y desventajas de ambos diseños de reactor. Otro desafío que se presenta tanto en la formulación de los catalizadores como en el diseño del reactor es la mayor generación de agua que limita la producción de metanol.

Tabla 11: Tipo de reactores para la síntesis de metanol.

	Adiabático	No Adiabático
Modo de operación	Adiabático	(Cuasi)isotérmico
Disposición del catalizador	Lecho catalítico	Catalizador relleno en el lado de la carcasa o del tubo
Concepto de refrigeración	Serie de reactores con intercooler	Enfriado por evaporación de agua en el lado opuesto del catalizador
Ventajas	Escalado simple, sin estrés mecánico del catalizador, tiempo de residencia definido	Recuperación de calor muy eficiente, buena transferencia de calor y control de temperatura
Desventajas	Menor transferencia de calor, peligro de puntos calientes, varios recipientes a presión y tuberías	Gran cantidad de tubos, caro

Fuente: elaboración propia, basada en (Marlin, Sarron, & Sigurbjörnsson, 2018)

Por otro lado, en los procesos de metanol más avanzado se observa una tendencia hacia plantas de mayor escala para beneficiarse de los efectos de la economía de escala. Sin embargo, el uso de Power-to-Methanol como tecnología CCU o una operación cerca de fuentes de energía renovables requerirá plantas rentables a pequeña escala. Por consiguiente, es necesario avanzar en los diseños de reactores y procesos a aplicaciones a menor escala y desarrollar nuevos conceptos para un funcionamiento descentralizado y flexible.

7.4 Catalizadores

En la actualidad, todos los catalizadores empleados en aplicaciones comerciales con operaciones a baja presión se basan en Cu, generalmente soportados en Al_2O_3 , junto con aditivos estabilizadores variables y promotores como Zr, Cr, Mg y metales de tierras raras

(Liu, Lu, Yan, & Beltramini, 2003; Pavlišič, Huš, Prašnikar, & Likozar, 2020). En aplicaciones industriales, el tiempo de vida común del catalizador es de 4 a 6 y hasta 8 años (Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt, 2020), limitada por la desactivación del catalizador causada por envenenamiento y sinterización térmica. Aunque los catalizadores del proceso convencional de síntesis de metanol han sido empleados para los procesos de hidrogenación de CO_2 , existe una búsqueda activa de nuevos catalizadores que se ajusten a las particularidades de esta reacción, especialmente en relación con la formación de agua. Entre formulaciones propuestas se encuentran catalizadores multicomponentes que incorporan ZrO_2 para aumentar la conversión de CO_2 (Yang, y otros, 2006). En la Tabla 12 se presentan las características de algunos catalizadores comerciales que se emplean en la conversión de CO_2 para la producción de metanol.

Tabla 12: Composición y rendimiento de algunos catalizadores comerciales de metanol con gas de alimentación a base de CO₂

Proveedor	Composición CuO/ ZnO/Al ₂ O ₃ (% p/p)	T (°C)	P (bar)	GHSV (x103 h-1)	STY (kgCH ₃ OH Lcat-1h-1)
Süd Chemie	n.a.	250	80	10,5	0,6
NIRE/RITE	x/x/x/ZrO ₂ /Ga ₂ O ₃	250	50	18	0,75
NIRE/RITE	x/x/x/ZrO ₂ /SiO ₂	250	30-70	10	0,4 – 0,8
NIRE/RITE	45/27/5/23(ZrO ₂)/0.6 (SiO ₂)	250	50	10	0,76
JM Katalco 51-8	x/x/x	240	69 – 97	3,3 – 8,3	0,006 – 0,24
Süd Chemie (C79-05-GL)	x/x/x	260	80	8,1	0,66
Comercial	60/30/10	250	30	7,9	0,6

Fuente: elaboración propia en base a (Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt, 2020).

7.5 Purificación

Una vez obtenido el metanol crudo luego del separador de baja presión (ver Figura 16 – Figura 17), este debe someterse a un proceso de purificación hasta alcanzar la especificación deseada. Este proceso de purificación del metanol consiste en la implementación de una o varias columnas de destilación, lo cual depende de la pureza requerida. El uso de una única columna es compatible con la obtención de metanol en grado combustible (solo requiere disminuir el contenido de agua) mientras que para obtener metanol en grado comercial (clasificado como grado A o grado AA) se requiere la implementación de dos a cuatro columnas de destilación en serie (Candelaresi & Spazzafumo, 2021).

La principal impureza que debe separarse es el agua formada durante la reacción, la cual estará presente independientemente de si se ha utilizado una vía de síntesis directa o un proceso en 2 etapas. El contenido de agua será mayor en el primer caso, con alrededor del 30 – 40%, con respecto a un 10 – 15% en el segundo. Cabe aclarar que en el proceso en dos etapas se retira una fracción del agua luego del reactor de RWGS (antes de ingresar al lazo de síntesis). El agua presente en el metanol crudo se separa del metanol en ambos esquemas en una o en varias etapas de destilación, siendo el agua la corriente de pesados de salida de la/s columna/s de destilación.

Otras impurezas presentes en el metanol crudo incluyen alcoholes superiores (principalmente etanol), ésteres, éteres (como dimetil éter) y cetonas (como acetona y metiletilcetona). Las cetonas, en particular, plantean serios problemas de separación ya que tienden a concentrarse en el metanol producto (Hansen & Højlund Nielsen, 2008). Sin embargo, es importante destacar que la concentración de estos subproductos depende en gran medida de la concentración de CO en la alimentación al reactor (ver Tabla 9) (Wernicke, Plass, & Schmidt, 2014). Por lo tanto, la producción de metanol por síntesis directa (i.e., a partir de CO₂ en lugar de CO) conlleva una reducción significativa en la formación de subproductos, lo que implica esquemas de purificación más simples y más económicos. En este caso un esquema compuesto por solo una columna de destilación más un stripper podría proveer el metanol puro requerido (Marlin, Sarron, & Sigurbjörnsson, 2018). Por el contrario, el uso de un esquema de síntesis en dos etapas se asemeja en gran medida al esquema convencional, con esquemas de purificación más complejos y costosos. Tal lo descrito en párrafos superiores, podría requerirse la implementación de hasta 4 columnas de destilación. Según el tipo/concentración de subproductos formados podrían generarse mezclas azeotrópicas con el metanol, la separación de las cuales requerirían técnicas/equipos de separación especiales (e.g., destilación por cambio de presión) (Marlin, Sarron, & Sigurbjörnsson, 2018).

- a) conversión global incompleta del CO₂ fresco alimentado; es decir, una fracción del CO₂ presente en el gas de *make-up* será removido del lazo de síntesis (como CO₂ o como CO) a través de la purga, o bien disuelto en la corriente de metanol y agua que es retirada del lazo y enviada al sector de destilación;
- b) caídas en la selectividad hacia metanol por presencia de reacciones secundarias, con la consiguiente aparición de subproductos carbonosos (éteres, ésteres, cetonas, alcoholes superiores). Según se ha comentado, la formación de subproductos (sobre todo en la ruta de síntesis directa) es escasa.

Sin embargo, la conversión global incompleta de CO₂ no es despreciable y depende fuertemente del diseño del proceso seleccionado. Si bien todos los procesos industriales consideran la inclusión de un reciclo de reactivos no reaccionados al reactor (loop de síntesis), no todos incluyen recuperación de CO₂ de la purga o del sector de destilación. En esta situación se podrían considerar como primera aproximación rendimientos de CO₂ a metanol de entre 1.53 y 1.97 tonCO₂/tonMeOH. En cambio, procesos con recuperación de CO₂ de la purga y del sector de destilación permiten considerar rendimientos cercanos a 1.39 – 1.40 tonCO₂/tonMeOH, valores muy cercanos al mínimo teórico impuesto por la estequiometría de 1.38 tonCO₂/tonMeOH (Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt, 2020) (Kiss, Pragt, Vos, Bargeman, & de Groot, 2016).

7.6 Requerimiento de masa y energía

7.6.1 Requerimiento de CO₂

A partir de la reacción de hidrogenación de CO₂ (r1), puede definirse un rendimiento estequiométrico de 1 mol_{CH₃OH}/mol_{CO₂}, que expresado en términos másicos implica que se requerirían 1,38 ton de CO₂ por tonelada de CH₃OH, representando este valor un mínimo teórico. Sin embargo, en la práctica este consumo de CO₂ se verá incrementado por dos razones:

7.6.2 Requerimiento de H₂

La utilización de H₂ tiene una influencia importante en el costo de producción (Luu, Milani, & Abbas, 2016). De la misma forma que el requerimiento de CO₂, en la reacción de hidrogenación de CO₂ (r1), 3 moles de H₂ deben consumirse para producir 1 mol de metanol, esto implica, un requerimiento másico teórico de H₂ (o sea, el mínimo) de 0,1875 tonH₂/tonCH₃OH. El H₂ tiene una solubilidad menor que el CO₂ en el metanol

producto, por lo tanto, es más fácil de recuperar en el separador flash que separa productos líquidos del reciclo al reactor y no necesita ser recuperado del sector de destilación. Sin embargo, algo se pierde en la purga. A efectos prácticos, pueden considerarse rendimientos de H_2 de entre 0,1880 y 0,1984 $tonH_2/tonCH_3OH$ (Kiss, Pragt, Vos, Bargeman, & de Groot, 2016) (Elimar F., 2021). Al igual que lo comentado para el rendimiento de CO_2 , este parámetro es altamente dependiente del esquema de proceso seleccionado y deberá ser corroborado con el tecnólogo a cargo del mismo.

7.6.3 Consumo energético

En el ámbito de la producción de metanol, la elección de la tecnología adecuada juega un papel crucial en términos tanto de eficiencia energética como de consideraciones económicas.

El consumo de energía eléctrica de las plantas de síntesis de metanol presenta una fuerte dependencia del diseño de proceso seleccionado. Los puntos principales de consumo son el compresor de *make-up*, encargado de elevar la presión de los reactivos (H_2 y CO_2) hasta la presión de operación del lazo de síntesis, y el compresor de reciclo, encargado de mantener los reactivos sin convertir en circulación por el mencionado lazo. Valores típicos totales de 0.20 – 0.33 MWh/tonMeOH pueden ser considerados como primeras aproximaciones razonables (Sollai, 2023), (Meunier, Chauvy, Mouhoubi, Thomas, & De Weireld, 2020), (Van-Dal & Bouallou, 2013). De este consumo total del lazo de síntesis, el compresor de *make-up* representa la mayor contribución.

7.7 Flexibilidad operativa y operación dinámica

Cuando la generación de H_2 se hace por vía electrolítica, la variabilidad en la generación de energía por vía eólica

o solar determina que al menos los electrolizadores sean operados de manera dinámica. Ante el escenario de un caudal de H_2 fuertemente variable con el tiempo, y para reducir o evitar grandes almacenamientos intermedios de H_2 , surge la necesidad de que el lazo de síntesis de CH_3OH sea operado también de manera flexible.

Según uno de los tecnólogos, los convertidores de CH_3OH refrigerados por medio de agua en ebullición (*Steam Rising Converters, SRC*) son muy flexibles, con un piso operativo mínimo (10 – 15 % de la capacidad de diseño) y una alta velocidad de cambio de carga, que permitiría llevar el reactor desde cero hasta máxima carga en unos pocos minutos (Supp, 1981).

Según se reporta, los SRC admitirían estos rápidos cambios en la carga debido a la alta capacidad térmica del agua refrigerante que rodea a los tubos catalíticos, lo que asegura un funcionamiento estable del reactor. El arranque, por su parte, se facilitaría por medio de inyecciones de vapor para lograr un calentamiento uniforme del reactor y dar inicio al movimiento del agua por convección natural en el circuito de refrigeración.

Para el caso de un lazo de síntesis de CH_3OH a partir de CO_2 con dos etapas (un reactor adiabático seguido de un SRC), simulaciones dinámicas del proceso predicen una variación de la carga del reactor desde 20 hasta 100 % en 6 – 7 minutos (Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt, 2020).

*La variabilidad en la carga no sólo introduce demandas sobre los reactores, sino también sobre otros equipos del lazo de síntesis. Un punto importante a analizar es la capacidad de los compresores (tanto del gas de *make-up* como de recirculación de reactivos no convertidos) para admitir cambios rápidos en la carga y funcionar adecuadamente frente a caudales mínimos.*

También para operaciones a partir de CO_2 , se ha observado una fase de activación catalítica después de producido el arranque, debido a un cambio

reversible del catalizador causado por los reactivos o los productos (Goehna & König, 1994). Se reporta que arrancando a un 90 % de actividad, se requieren entre 60 h (operando a 95 bar) y 80 h (a 80 bar) hasta alcanzar un estado estacionario. Un fenómeno análogo fue también reportado en Pontzen, Liebner, Gronemann, Rothaemel, & Ahlers (2011). Este lento aumento en la conversión por paso luego de un re arranque tiene que ser tenido en cuenta para lograr la flexibilidad deseada, y debe ser investigado en mayor profundidad.

7.8 Posibles sinergias con otras partes de la cadena de valor

La combinación de la planta de síntesis de metanol con las instalaciones de producción de hidrógeno y captura de dióxido de carbono plantea tanto desafíos como ventajas.

Al emplear aminas, como el monoetanolamina (MEA), para capturar el dióxido de carbono, el agua reciclada subproducto de la síntesis de metanol puede satisfacer las necesidades hídricas de la unidad de captura de CO₂ (Meunier, Chauvy, Mouhoubi, Thomas, & De Weireld, 2020). Esta integración no solo reduce la dependencia externa de agua, sino que también optimiza el uso de recursos.

Adicionalmente, es factible explorar la integración energética entre las etapas de electrólisis, captura de CO₂ y síntesis de metanol. La unidad de síntesis de metanol opera de manera independiente en términos energéticos debido a que la reacción de hidrogenación de CO₂ es exotérmica. Mediante la incorporación de intercambiadores de calor internos, es posible lograr una reducción del 100 % del calor requerido por el rebullidor en la columna de destilación (Meunier, Chauvy, Mouhoubi, Thomas, & De Weireld, 2020). A su vez, brinda la posibilidad de integrarla con unidades de demanda de calor adicionales [73, 77].

Asimismo, se puede contemplar el aprovechamiento de

los gases purgados de la corriente, los cuales poseen un alto contenido de hidrógeno. Para maximizar la eficiencia energética del proceso, estos gases se pueden destinar a la combustión y el calentamiento de otros sistemas. Por ejemplo, se ha reportado que puede alcanzarse hasta el 36 % del vapor requerido para la captura del CO₂ (Van-Dal & Bouallou, 2013).

La presencia de diferentes fluidos de calentamiento y enfriamiento en la planta ofrece la oportunidad de reducir la demanda térmica global. En diversos trabajos (Van-Dal & Bouallou, 2013; Wang, y otros, 2023; Shi L., 2023; Meunier, Chauvy, Mouhoubi, Thomas, & De Weireld, 2020; Battaglia, Buffo, Ferrero, Santarelli, & Lanzini, 2021) se han aplicado metodología de análisis pinch para minimizar el calor suministrado desde fuentes térmicas externas a través de una red de intercambiadores de calor de recuperación. Se han reportado reducciones en las demandas de refrigeración de un 47 % y de calefacción de un 81 %, respectivamente, tras la integración térmica de las diferentes secciones de la planta (Battaglia, Buffo, Ferrero, Santarelli, & Lanzini, 2021).

7.9 Servicios esenciales

La unidad de síntesis y destilación de metanol depende de servicios esenciales que son fundamentales para su funcionamiento. Estos servicios comprenden el suministro de agua de enfriamiento, empleado no solo para regular la temperatura en el reactor, sino también para ajustar la temperatura de las corrientes en diversas etapas del proceso. Además, se utiliza vapor de agua en la destilación, el cual puede ser generado a través de la síntesis de metanol, particularmente si se emplea un reactor no adiabático (Battaglia, Buffo, Ferrero, Santarelli, & Lanzini, 2021).

El componente de mayor demanda de energía eléctrica se encuentra en los compresores utilizados tanto en la alimentación como en el lazo de reciclo de síntesis de metanol. Estos servicios desempeñan un papel esencial

en la producción de metanol, garantizando la eficiencia y calidad del proceso en su totalidad.

7.10 Almacenamiento, transporte y seguridad del metanol

El metanol ya es un commodity disponible a nivel global, con una red de distribución extensa y amplia capacidad de almacenamiento en los lugares de producción.

Millones de toneladas de metanol son transportadas mensualmente por barco, barcas, tren o camión, hacia una variedad de usuarios muy distribuidos en todo el mundo. Existen actualmente estaciones de recarga de metanol para autos, colectivos y camiones (e.g., en China e Israel), que requieren muy pocos cambios en los hábitos de los consumidores. En lugar de gasolina o diésel, los clientes sólo llenan sus tanques en la estación de servicio con un combustible líquido diferente. Las bombas de metanol pueden ser ubicadas al lado de las bombas de nafta o gasoil actuales y sólo se requieren cambios menores en las líneas, sellos, etc., para permitir el manejo del metanol. De acuerdo a un estudio llevado a cabo en USA (Chatterton, 2019), el costo de una estación de recarga de metanol es similar al de una de gasolina o gasoil, y mucho menor que el de una estación de recarga de hidrógeno. Según una Directiva de la Unión Europea (2014), el costo de una estación de recarga de metanol es, a su vez, mucho más bajo que el de una estación de recarga de gas natural licuado (GNL).

El almacenamiento de metanol para la navegación puede ser sencillo y limpio. Dado que el metanol es líquido a temperatura ambiente y presión atmosférica, puede ser almacenado de manera similar a la de otros combustibles líquidos. En consecuencia, el costo de la infraestructura de almacenamiento de metanol es bajo, cuando se lo compara con el de otras alternativas como el GNL o el hidrógeno (Methanol Institute, 2020). En la actualidad, el metanol ya está disponible en más de 100 puertos de todo el mundo. Además, es fácilmente biodegradable (Methanol Institute, 2020; Clary, 2013).

Las normativas y pautas relativas al almacenamiento y transporte guardan estrecha similitud con las que rigen para el metanol de origen fósil debido a que se espera que mantenga propiedades fisicoquímicas en línea con los estándares convencionales. Debido a que se pueden presentar ligeras variaciones a nivel molecular, aún está pendiente la determinación de si las regulaciones exigirán la gestión independiente de estos compuestos, lo que podría implicar el almacenamiento por separado debido a requisitos de certificación.

7.11 Análisis FODA para la producción de metanol verde

La gráfica siguiente resume el análisis FODA para el metanol.

Figura 18: FODA Metanol verde



Fuente: elaboración propia

8

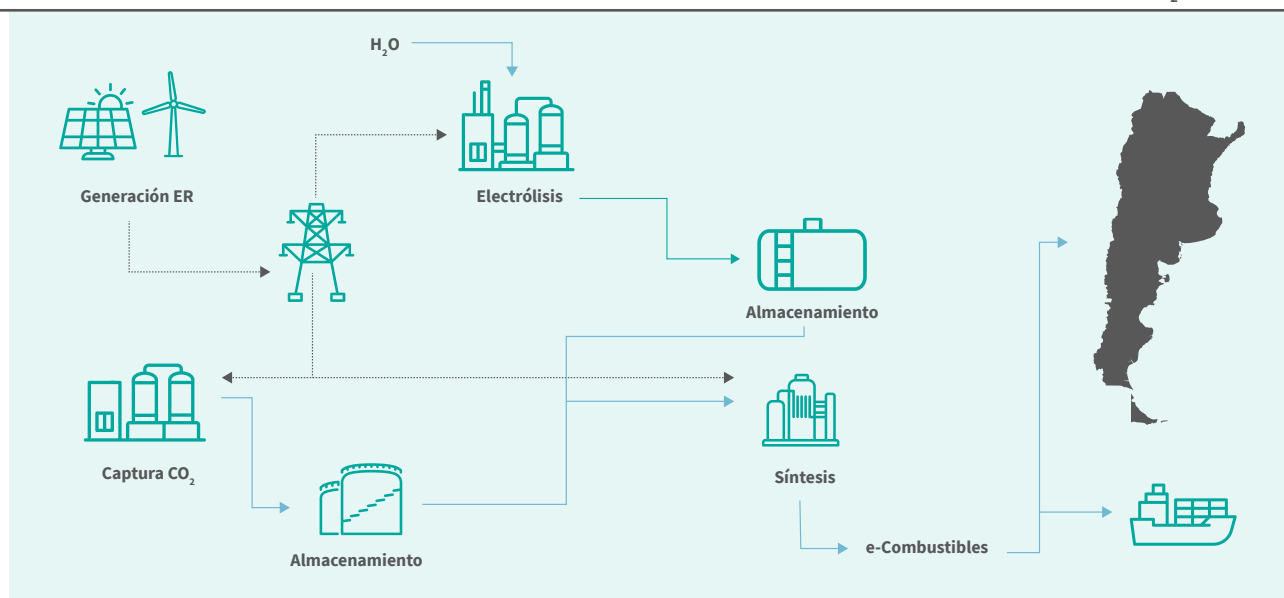
Producción de e-combustibles

8.1 Cadena de valor

Las etapas principales de la cadena de valor de la producción de hidrocarburos líquidos por tecnologías *Power-to-liquids* se representan en la Figura 19. La electricidad renovable, el agua y el dióxido de carbono son las materias primas del proceso. La energía eólica/solar se utiliza para producir hidrógeno mediante electrólisis del agua. Los hidrocarburos líquidos se sintetizan a partir

de hidrógeno y dióxido de carbono y luego se refinan hasta obtener combustibles específicos (Breyer, y otros, 2022). Finalmente, los combustibles sintéticos pueden exportarse por vía marítima o ser suministrados para su uso local. Existen varias tecnologías de producción principales, ya establecidas industrialmente o en vías de desarrollo, que serán detalladas a continuación.

Figura 19: Cadena de valor para la producción de e-combustibles, utilizando energía renovable y captura de CO₂



Fuente: elaboración propia

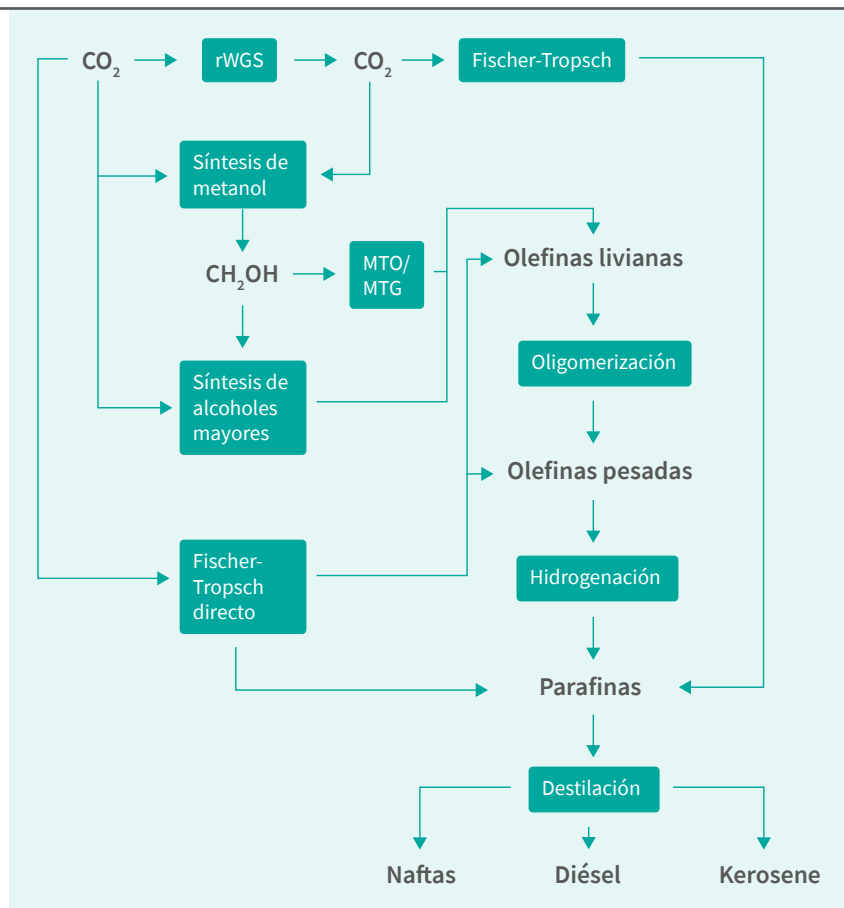
8.2 Descripción del proceso

Existen varias estrategias para convertir mezclas gaseosas de CO_2 e H_2 en hidrocarburos líquidos capaces de sustituir los convencionales hidrocarburos de origen fósil.

Estas estrategias implican la adopción de diferentes etapas de reacción química catalítica combinadas con procesos de refinación y destilación (Figura 20). Debido a la estabilidad termodinámica del CO_2 , su hidrogenación suele promover la síntesis de

compuestos de cadena corta como el CO , metano, metanol y olefinas $\text{C}_2 - \text{C}_4$. Por lo tanto, las opciones para la síntesis de combustibles sintéticos líquidos (cadenas medias $\text{C}_7 - \text{C}_{16}$) se basan en rutas de múltiples etapas donde el CO_2 se convierte primero en un compuesto intermedio el cual, a su vez, se utiliza como materia prima para la síntesis de hidrocarburos líquidos, en uno o más pasos posteriores en el proceso.

Figura 20: Rutas de producción de combustibles sintéticos a partir de la hidrogenación de CO_2



Fuente: Elaboración propia, adaptación de Atsonios, Li, & Inglezakis (2023).

La elaboración de destilados a partir de CO_2 e H_2 puede, entonces, dividirse en dos grandes grupos: 1) **las rutas de Fischer-Tropsch (FT)**, y ii) **las rutas alcohológicas**.

1. En las rutas de FT, el óxido de carbono (normalmente CO) se hidrogena en el reactor de síntesis para dar una corriente de crudo sintético, mezcla de parafinas y olefinas. Este crudo sintético debe luego refinarse/destilarse para maximizar el rendimiento a los cortes de interés: naftas, kerosene o diésel.
2. En las rutas alcohológicas, se produce como intermediario un alcohol liviano (normalmente metanol) el cual luego se alimenta al reactor de síntesis de olefinas livianas, en un proceso conocido como MTO, methanol-to-olefins o MTG, methanol-to-gasoline. Las olefinas livianas luego se oligomerizan para formar cadenas con un mayor número de carbono, las cuales luego de hidrogenarse constituyen las parafinas finales a destilar.

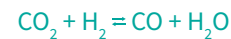
A continuación, estas rutas de generación de combustibles líquidos sintéticos se exploran de manera más detallada.

8.3 Reactores, catalizadores, tecnologías y selectividad de productos

8.3.1 Rutas de Fischer-Tropsch

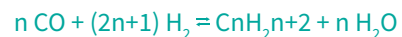
La producción de hidrocarburos sintéticos por tecnologías Fischer-Tropsch es un proceso establecido industrialmente desde hace varias décadas. Existen dos variantes principales, conocidas como de baja y de alta temperatura, LTFT y HTFT, respectivamente. En ambas se usa como alimentación una mezcla de gases conocida como gas de síntesis (mezcla mayoritaria de CO e H_2 , con contenidos muy menores de CO_2), la cual se obtiene a partir de carbón o gas natural. Sin embargo, y en el marco de esta guía, al disponerse de CO_2 como materia prima inicial, para poder hacer uso

de la tecnología FT comercial se debe primero convertir el CO_2 disponible en CO. A estos efectos, se debe utilizar parte del H_2 renovable para reducir el CO_2 a CO a través de la reacción reversa de water-gas shift (rWGS) (Marchese, Giglio, Santarelli, & Lanzini, 2020):



Esta etapa de proceso se lleva a cabo en un reactor dedicado, dispuesto antes del reactor de FT, y que ya ha sido presentado en la Sección **Producción de Metanol Verde** (método indirecto de síntesis de metanol). Para asegurar presencia mínima de CO_2 en la alimentación al reactor de síntesis de FT se dispone de un reciclo de CO_2 , previa captura del mismo, a la alimentación del reactor de rWGS.

El gas de síntesis obtenido en el reactor de rWGS s alimenta al reactor de síntesis de Fischer-Tropsch donde se convierte en parafinas de distinto largo de cadena carbonada. Se emplean catalizadores basados en cobalto o en hierro, operando a diferentes niveles de temperaturas según la variante de proceso FT, presiones hasta 40 bar y relaciones molares H_2/CO de alimentación en el rango 1,7-2,2. La reacción genérica de FT está representada por la siguiente ecuación:



donde n es el largo de la cadena parafínica. La distribución de longitudes de las parafinas formadas es función de las condiciones de reacción, el catalizador empleado y el tiempo de residencia en el reactor. Se obtienen, además de hidrocarburos saturados, otros subproductos como olefinas, alcoholes y productos gaseosos livianos. Nuevamente, algunas de las reacciones laterales no deseadas pueden producir CO_2 que se separa y recircula a la entrada del reactor de rWGS para maximizar el rendimiento global.

La reacción de FT es exotérmica y el diseño del reactor seleccionado debe ser efectivo en la evacuación del calor generado. Si la temperatura se eleva se genera una mayor proporción (indeseada) de hidrocarburos de cadena corta. Además, el catalizador puede desactivarse por deposiciones de carbón.

Como tecnología de proceso general, la síntesis de Fischer-Tropsch está completamente comercializada e implementada a escala global para producir una variedad de productos hidrocarburos. Los procesos FT han estado en desarrollo y operación desde 1936

y actualmente existen cuatro tipos de reactores para llevar a cabo esta reacción que se utilizan comercialmente (Steynberg, Dry, Davis, & Breman, 2004). Las principales características de estos equipos se resumen en la Tabla 12.

Tabla 13: Resumen de las tecnologías de reactores de Fischer Tropsch

Proceso	Baja temperatura (LTFT)		Alta temperatura (HTFT)	
Tipo de reactor	Lecho fijo (trickle bed)	En suspensión (slurry)	Lecho fluidizado	Lecho fluidizado recirculante
Descripción	Tubos rellenos con catalizador. Agua en ebullición en el casco. Los productos son mayormente líquidos.	Las ceras formadas funcionan como portadoras de calor y fluido de suspensión para las partículas de catalizador.	Menor caída de presión que el diseño recirculante.	Los altos grados de turbulencia producen altas tasas de intercambio de calor por lo que se consigue una operación casi isotérmica.
Cond. Op. (T y P)	200 – 240 °C 20 – 25 bar	200 – 240 °C 20 – 25 bar	320 – 350 °C hasta 40 bar	320 – 350 °C 25 bar
Límite de temperatura	Menor a 260 °C para evitar el crecimiento del catalizador con el subsecuente taponamiento de los tubos.	Menor a 260 °C para evitar el hidrocraqueo de ceras.	Mayor a 300 °C para evitar el aglomeramiento del catalizador debido a las ceras pesadas.	Mayor a 300 °C para evitar el aglomeramiento del catalizador debido a las ceras pesadas.
Selectividad	Distribución de productos similar a la del petróleo crudo (productos de cadena larga)	Distribución de productos similar a la del petróleo crudo (productos de cadena larga)	Mayormente productos de cadena corta (80 % < C10).	Mayormente productos de cadena corta (80 % < C10).

Construcción y operación	Alto costo constructivo. Separación sencilla de productos.	25 % menos costoso que el de lecho fijo para la misma capacidad. Mayor dificultad en la separación de ceras y catalizador	Costo constructivo 40 % menor que el diseño recirculante. Además, requiere menor mantenimiento y, por ende, se logra mayor tiempo de operación.	Es esencial el mantenimiento regular debido a que el catalizador es abrasivo.
Ejemplo de proceso industrial	Síntesis de destilados medios de Shell (SMDS)	SASOL PSD	SASOL SAS	Synthol

Fuente: elaboración propia adaptado de Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt.

La empresa de energía Sasol explota las abundantes reservas de carbón de Sudáfrica mediante procesos de gasificación y FT, cubriendo gran parte de la demanda de diésel del país (Sasol, 2005). Además, la instalación Pearl GTL (Gas-to-Liquid) de Shell en Ras Laffan en Qatar es sólo una de las múltiples plantas operativas que utilizan FT en todo el mundo y produce hasta 140.000 barriles por día (Shell, s.f.). La madurez de estas tecnologías les otorgaría un TRL de 9 (Jarvis & Samsatli, 2018), pero debe destacarse que estas instalaciones utilizan materias primas no renovables, como gas natural y carbón, con procesos que emiten CO₂. Por el contrario, las tecnologías FT que integran rutas renovables con uso de CO₂ para la producción de gas de síntesis, tienen una madurez tecnológica más baja. Por lo tanto, a la síntesis de FT con utilización de CO₂ se le asigna un TRL de amplio rango de 7 a 9, principalmente limitado por la tecnología de rWGS y la captura de CO₂ (Batteiger, Ebner, Habersetzer, & Moser, 2022).

Por otro lado, se encuentran en etapa de desarrollo tecnologías FT que apuntan a producir combustible líquido sintético a partir de alimentación directa de CO₂. Aquí, el reactor de Fischer-Tropsch opera con catalizadores basados en Fe (o catalizadores

bimetálicos) para favorecer la reacción de rWGS y generar CO a partir de CO₂ in situ en el propio reactor de FT, eliminando así la necesidad de implementar un reactor de rWGS anterior. La operación se realizaría en condiciones de un proceso HTFT para favorecer la generación de CO, situación que sin embargo implicaría la hidrogenación a un mayor porcentaje de olefinas y productos de cadena corta.

8.3.2 Rutas alcohólicas

Entre las rutas alcohólicas de producción de hidrocarburos sintéticos la que reviste mayor preponderancia industrial es la que parte de alcoholes ligeros, más específicamente de metanol. Este compuesto se produce directa o indirectamente a partir de la hidrogenación de CO₂ o de CO (nuevamente, implicando la disposición de un reactor de rWGS), respectivamente. La producción industrial de metanol, normalmente a partir de gas de síntesis, se opera a presiones entre 50 y 100 bar y temperaturas entre 200 y 300 °C sobre catalizadores de Cu/ZnO/Al₂O₃. Para más información de esta etapa de la síntesis, consúltese el Sección **Producción de Metanol Verde**.

Luego de purificar el metanol, este es alimentado a un segundo reactor en el que se convierte, principalmente, en olefinas livianas en un proceso industrialmente establecido llamado methanol-to-olefins (MTO) si se utiliza cortos tiempos de residencia, con productos de cadena corta, o methanol-to-gasoline (MTG) que conduce a mezclas de compuestos mayores.

Existen diferentes tecnologías para llevar a cabo la reacción de MTO, principalmente basadas en catalizadores ácidos como el SAPO-34 (un catalizador silicoaluminofostato zeolítico). Se opera a presiones entre 1 y 5 atm y temperaturas entre los 340 y los 550 °C, dependiendo de cada tecnología. La Tabla 14 resume las principales tecnologías para esta reacción Gogate (2019).

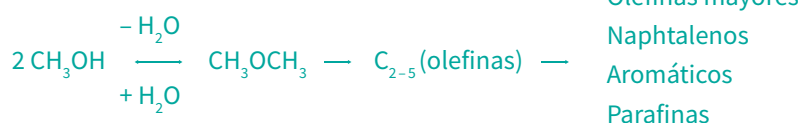


Tabla 14: Resumen de las tecnologías de MTO.

Tecnología	Exxon Mobil MTG	DICP DMTO/DMTOII	Sinopec S-MTO	Honeywell UOP/Norsk Hydro	MTP de Lurgi
Descripción	Reactor de lecho fluidizado con regenerador de catalizador	Reactor de lecho fluidizado con regenerador de catalizador	Reactor de lecho fluidizado con regenerador de catalizador	Reactor de lecho fluidizado con regenerador de catalizador	Primer reactor convierte el metanol a DME. Posteriormente DME a olefinas en multietapas
Temperatura de operación	370 a 425 °C	400 a 550 °C	400 a 550 °C	340 a 540 °C	~ 470 °C a la entrada del reactor de olefinas
Selectividad	Alta selectividad a C5+ (> 80 %) hasta C12	Alta selectividad a C2 y C3 (> 85 %)	Versión del DMTO con un catalizador mejorado que permite ajustar la selectividad entre olefinas	Alta selectividad a C2 y C3 (> 85 %)	Alta selectividad a propileno (> 99 %)

Fuente: elaboración propia adaptado de (Gogate, 2019).

Cuando se utiliza un proceso MTO, las olefinas livianas obtenidas como etileno, propileno y butileno son, posteriormente, dimerizadas y trimerizadas en reactores de oligomerización. Luego, se dispone un reactor de hidrogenación para obtener un *blend* de alcanos, el cual es sometido a destilación para finalmente obtener los diferentes combustibles parafínicos. Las tecnologías involucradas en la producción de combustibles a partir de metanol siguiendo la ruta descrita se encuentran ampliamente implementadas a escala industrial y puede asignárseles un TRL de 9 (Batteiger, Ebner, Habersetzer, & Moser, 2022).

Por último, se describe brevemente a continuación la ruta de producción de combustibles sintéticos a partir de alcoholes mayores. En este caso, se promueve en primera instancia la hidrogenación de CO_2 en un catalizador bifuncional, como HZSM-5 y $\text{Cu/ZnO/Al}_2\text{O}_3$, para obtener una mezcla de dimetil éter (DME) y metanol. Estas reacciones se pueden realizar en una etapa única o en dos etapas en serie, generando primero metanol y luego DME. El DME se convierte luego en etanol el cual a su vez se convierte en hidrocarburos de cadena media/larga a través de varias etapas catalíticas que involucran condensación, deshidratación, oligomerización e hidrogenación. El resultado final es la obtención de un *blend* de hidrocarburos parafínicos que se separan por destilación en los diferentes cortes para su uso como productos finales Dowson, Haddow, Lee, Wingad, & Wass, 2013; Geleynse, Brandt, Garcia- Perez, Wolcott, & Zhang, 2018).

8.3.3 Selectividad de productos

A continuación, se mencionan algunos valores de selectividad a productos (kerosene, diésel, etc.) reportados en publicaciones científicas. El usuario podrá tomar estos valores como referencia inicial, pero es importante que conforme avance el desarrollo del proyecto, se contacte con proveedores de tecnologías comerciales para actualizarlos convenientemente.

La mayoría de los estudios científicos citados a continuación con respecto a la conversión de gas de síntesis y/o CO_2 en combustibles sintéticos no abordan específicamente la producción de un combustible en particular, sino que los diseños presentados son adecuados para la obtención de varios combustibles como el kerosene, el diésel y las naftas.

Sudiro & Bertucco (2009) presentan procesos basados en la síntesis de Fischer-Tropsch de baja temperatura (LTFT) para la producción de naftas y diésel, con rendimientos de 28 % y 69 %, respectivamente (el resto son gases livianos).

Navas-Anguita, Cruz, Martín-Gamboa, Iribarren, & Dufour (2019), de manera similar, reportan rendimientos de LTFT a naftas y diésel, con un 73 % aprox. de diésel.

Ruokonen, y otros (2021) presentan un proceso basado en el caso de metanol a olefinas (MTO) y olefinas a naftas y destilados de Mobil (MOGD) con rendimientos de 45 % para la producción de diésel, 27 % de kerosene y 17 % de naftas.

El diseño de König, Baucks, Dietrich, & Wörner (2015) se basa en FT y produce 44 % de kerosene, 31 % de naftas y 25 % de diésel. Por su parte, Petersen, Chireshe, Okoro, Gorgens, & Van Dyk (2021) presentan un proceso a base de etanol y producen 59 % de kerosene, 37 % de naftas y 4 % de diésel.

Sin embargo, cuando el objetivo es producir combustible de aviación sostenible (SAF), las naftas y el diésel son subproductos de bajo valor real, ya que la hoja de ruta para las emisiones cero en el transporte terrestre se basa principalmente en la electrificación de los vehículos (ExxonMobil, 2022). Atsonios, Li, & Inglezakis (2023) estudiaron todas las configuraciones aquí presentadas particularmente con el fin de maximizar la producción del kerosene de aviación a costas de las naftas y el diésel. Los autores alcanzan rendimientos de 76 % a partir de Fischer-Tropsch directo, 91 % a partir de la ruta tradicional (pasando por CO), 86 % siguiendo la ruta de MTO y MOGD, y 65 % con la vía que utiliza alcoholes mayores como compuesto intermedio.

8.3.4 Unidades de conversión y separación posteriores

El crudo sintético (blend de alcanos) obtenido luego de las etapas de síntesis se procesa en distintas unidades de conversión catalítica y de separación posteriores para obtener los cortes finales deseados y subproductos: naftas, kerosene, diésel. Estos procesos de upgrading constituyen tecnologías totalmente establecidas, adoptadas en la industria del refino de crudo de petróleo. Los equipos principales se describen brevemente a continuación:

Hidrocraqueo: La síntesis de FT de baja temperatura (LTFT) produce una fracción mayor de cadenas carbonadas largas ($>C_{22}$, conocidas como ceras). Estas son fraccionadas en cadenas más cortas en un reactor de hidrocraqueo, el cual requiere alimentación de hidrógeno. El producto obtenido es luego enviado a destilación para obtener los diferentes cortes de naftas, diésel y kerosene.

Oligomerización: en este reactor, usado normalmente luego de los procesos de MTO o de HTFT, se conducen reacciones de adición de olefinas de cadena corta para obtener olefinas de cadena más larga. Se pueden producir además en la unidad de oligomerización alguna fracción de compuestos aromáticos producto de reacciones laterales. En general esta etapa de oligomerización es combinada con una unidad de hidrogenación aguas abajo (también se requiere aquí alimentación de hidrógeno) para saturar los alquenos a alcanos, los cuales son enviados luego a destilación.

Aromatización: algunos combustibles líquidos requieren un cierto porcentaje de componentes aromáticos. Estos pueden ser sintetizados en unidades de aromatización, generalmente a partir de olefinas.

Isomerización: en esta unidad de reacción se manipula la estructura de la cadena carbonada, sin cambiar su número de carbonos, para obtener, por ejemplo, isoparafinas a partir de alquenos aumentando el número de octanos. En algunos procesos, esta operación se combina con el reactor de hidrocraqueo para realizar hidroisomerización (adaptando el catalizador).

Destilación/separación: se utilizan diferentes esquemas de columnas de destilación y columnas de absorción para separar los productos resultantes de las distintas etapas de conversión en los diferentes cortes. Estas unidades de separación son las convencionales de las refinerías y su influencia en la performance del proceso es pequeña (Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt, 2020).

Se obtienen además corrientes de gases livianos en distintos lugares de estos procesos de *upgrading*. Estos gases livianos incluyen H_2 , CH_4 , etano, entre otros. Estos pueden ser empleados como gas de refinería para generación de calor, aunque el H_2 podría ser recuperado (e.g., para alimentar unidades de hidrot ratamiento).

Es interesante destacar además que los combustibles sintéticos producidos por FT/MTO presentan un muy bajo contenido de compuestos aromáticos y, además, ausencia de azufre lo que los convierte en combustibles considerablemente más limpios que sus homólogos a partir de petróleo (Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt, 2020).

Como se ha señalado, las unidades de *upgrading* son, desde el punto de vista aislado, las convencionales que se encuentran en una refinería de crudo de origen fósil. Sin embargo, como el crudo sintético obtenido por FT/MTO presenta una composición diferente al crudo fósil, el diseño del sector de *upgrading* en su conjunto debe ser diferente al de las configuraciones tradicionales si se buscan performances óptimas. Este hecho toma mayor relevancia si se desea obtener un producto mayoritario (por ejemplo, kerosene). En este sentido, el diseño del proceso en su fase de ingeniería conceptual y de detalle debe considerar tanto la tecnología de síntesis seleccionada y el requerimiento de producto deseado y los subproductos asociados. Por otro lado, cuando la escala de la instalación de producción es baja podría no ser económicamente rentable la disposición de un sector de refino. En estos casos debe considerarse la posibilidad de coprocesamiento del crudo sintético con crudo convencional (fósil). Esta alternativa presenta algunas sinergias interesantes, pero también algunos

desafíos y su implementación debe estudiarse para caso particular (Pio, Vilas-Boas, Araújo, Rodrigues, & Mendes, 2023).

8.4 Requerimientos de masa y energía

8.4.1 Requerimientos de CO₂

Debido a las diferentes tecnologías existentes para la producción de combustibles sintéticos a partir de captura de CO₂ e H₂ renovable, no es sencillo estimar el requerimiento de materia prima. Además, no solo la tecnología será un factor determinante sino también el producto deseado (naftas, diésel, kerosene). Por ejemplo, si uno focaliza solo en kerosene como producto deseado, pero en el proceso se producen otros combustibles como nafta y/o diésel, el rendimiento aparente de tonelada CO₂ alimentada al proceso por tonelada de kerosene producido va a ser bajo considerando que parte del CO₂ que se alimenta se va con los otros combustibles producidos. Por eso es importante diferenciar entre consumo de CO₂ para producción de crudo sintético y consumo de CO₂ para producción de kerosene sintético.

A continuación, se mencionan algunos rendimientos reportados en publicaciones. El usuario podrá tomar estos valores como referencia inicial, pero es importante que conforme avance el desarrollo del proyecto, se contacte con proveedores de tecnologías comerciales para conseguir rendimientos que se ajusten a la tecnología que se utilizará y así obtener estimaciones más precisas para sus modelos.

Por un lado, König, Freiberg, Dietrich, & Wörner (2015) estudian la producción de combustibles para el caso de la síntesis indirecta de Fischer-Tropsch (pasando por rWGS), analizando hasta la producción y separación del combustible crudo (sin destilar en los diferentes cortes). Los autores reportan un consumo de 4,1 ton CO₂/ton de combustible crudo.

Por otro lado, Atsonios, Li, & Inglezakis (2023) relevan las diferentes tecnologías, maximizando la generación de kerosene y consiguen valores de 3,1 ton CO₂/ton de combustible crudo para el caso FT directo o indirecto, y 3,3 ton CO₂/ton de combustible crudo para las vías alcohólicas.

Pio, Vilas-Boas, Araújo, Rodrigues, & Mendes (2023) reporta un rendimiento de 3,5 ton CO₂/ton de combustible crudo.

En general, se puede afirmar que el refinado de los productos de síntesis puede aumentar el rendimiento de kerosene hasta un 70 %, pero este valor puede ser incluso mayor en una refinería optimizada. El diésel representa la mayor parte del rendimiento restante y, además, existirán subproductos como gases de escape, H₂, naftas y livianos, y otros, que pueden ser consumidos en la refinería o reconvertidos en gas de síntesis y recirculados para lograr mayor rendimiento global.

8.4.2 Requerimiento de H₂

La producción de combustibles sintéticos requiere H₂ para poder llevarse a cabo no solo para la hidrogenación de CO a metanol o parafinas (o, eventualmente, la hidrogenación directa de CO₂), sino que también se requiere en otras etapas del proceso como el reactor de rWGS o las etapas de hidrotratamiento. Al igual que con el rendimiento de CO₂, es necesario resaltar la diferencia entre consumo de H₂ por tonelada de combustible crudo, de consumo de H₂ por tonelada de kerosene, ya que otros subproductos consumen parte del H₂ alimentado.

A continuación, se mencionan rendimientos referenciados en literatura, pero se vuelve a destacar la importancia de revisar estos valores con compañías que ofrecen la tecnología comercialmente.

Pio, Vilas-Boas, Araújo, Rodrigues, & Mendes (2023) llevaron a cabo un estudio en el que estimaron rendimientos de 0,56 ton H₂/ton de combustible crudo y 0,81 ton H₂/ton de kerosene, logrando una eficiencia

que alcanza cerca del 70 %. La diferencia entre estos valores puede atribuirse a la masa de H_2 que contienen el diésel, principalmente, y los demás subproductos que pudiesen existir.

Batteiger, Ebner, Habersetzer, & Moser (2022) reportaron rendimientos de 0,446 y 0,503 toneladas de hidrógeno por tonelada de kerosene para las vías de MTO y FT.

Atsonios, Li, & Inglezakis (2023) relevan las diferentes tecnologías, maximizando la generación de kerosene y consiguen valores de 0,47 ton H_2 /ton de crudo sintético y 0,52 ton H_2 /ton de kerosene para el caso FT, y 0,68 ton H_2 /ton de crudo sintético y 0,78 ton H_2 /ton de kerosene para MTO.

8.4.3 Consumo energético

Al igual que sucede con el consumo de hidrógeno o dióxido de carbono, el requerimiento energético de cada tecnología o cada ruta de producción puede diferir. Las principales variables que influirán en el balance energético se centran en la compresión, la refrigeración, la generación de vapor, o la potencia destinada a electrólisis para la producción de H_2 .

Atsonios, Li, & Inglezakis (2023) estimaron que las vías de FT requerirían unos 1,5 MWh/ton de crudo sintético para la planta de síntesis, siguiendo la vía de hidrogenación de CO (mediante rWGS) o hasta 6 MWh/ton si se emplea la hidrogenación directa de CO_2 . Además, debe agregarse un consumo de entre 25 y 30 MWh/ton de crudo para la generación de H_2 por electrólisis.

Por otro lado, la ruta a través de la síntesis de metanol a combustibles requeriría de unos 35 MWh/ton de crudo para electrólisis más 3,6 MWh/ton para la planta de síntesis, refinación y destilación. Cabe destacar que, si bien en todos los casos las estimaciones están expresados por tonelada de crudo, el valor contempla el consumo total hasta la destilación de los productos finales.

8.5 Flexibilidad y almacenamiento

Con respecto a la flexibilidad de los procesos de Fischer-Tropsch, debe decirse que habitualmente no se llevan a cabo en un modo variable. Un método común para obtener la flexibilidad necesaria es proporcionar un sistema de almacenamiento entre el suministro de reactivo y el reactor de síntesis (Eilers, 2018).

Alternativamente, en lugar de almacenar el exceso de electricidad en baterías, o como H_2 después de la electrólisis, actualmente la bibliografía sugiere la utilización directa mediante la adaptación de la proporción H_2/CO . Es decir, se puede variar la proporción H_2/CO según la disponibilidad de H_2 lo cual permitiría mantener la productividad más constante (Gruber, y otros, 2021).

La variación de esta relación puede repercutir en la distribución de productos que salen del reactor (Eilers, 2018), pero las consecuencias en la distribución final de productos del proceso pueden minimizarse a través del uso de lazos de control sofisticados, mediante ajustes en recirculaciones y condiciones operativas del proceso (Gruber, y otros, 2021).

Por su parte, el crudo sintético producido por FT es un líquido en condiciones de temperatura y presión ambiente, lo cual permite su almacenamiento en ese estado, una vez producido, a modo de buffer. De esta manera, resulta relativamente sencillo desacoplar la operación dinámica del sector de síntesis de FT (influida por la dinámica de producción de H_2 a partir del recurso renovable) de las etapas posteriores de *upgrading*. Al permitir que estas unidades funcionen en estado estacionario puede asegurarse una mejor operación en términos de calidad de los diferentes productos obtenidos.

Una situación similar a la anterior se aplica al proceso de producción de combustibles sintéticos por la vía MTO. En este caso, el metanol de partida es, en sí mismo, el que es un líquido en condiciones normales y el que puede ser almacenado con simpleza en ese estado para, desde allí, ser alimentado y conducir

todo el proceso en estado estacionario. Sin embargo, como se mencionó en el Sección **Producción de Metanol Verde**, la producción del propio metanol sí se ve afectada tanto por la variabilidad temporal en la producción de H_2 como por la inviabilidad técnica de contar con un almacenamiento infinito de hidrógeno.

8.6 Posibles sinergias con otras partes de la cadena de valor

Las plantas de producción de combustibles sintéticos podrían lograr una buena integración con las plantas de electrólisis para la producción de H_2 y las plantas de captura de CO_2 , que permitiría ahorrar recursos debido a los flujos de calor y residuos, la logística interna y el tratamiento de aguas residuales (Pio, Vilas-Boas, Araújo, Rodrigues, & Mendes, 2023).

En consecuencia, la integración de la planta PtL conduce a distintas interconexiones potenciales que deben analizarse ya que estas pueden mejorar significativamente la economía del proyecto.

Dentro de la planta de captura de dióxido de carbono, el consumo de energía puede ser un limitante del rendimiento del proceso. En sectores con reacciones exotérmicas como, por ejemplo, la síntesis de FT, el calor liberado puede utilizarse para generar vapor como vía de transporte de energía hacia la zona de captura de CO_2 .

Al producirse H_2 por electrólisis, inevitablemente se genera O_2 de alta pureza como coproducto. Este gas puede disponerse para su venta (por ejemplo, a hospitales) o puede utilizarse para su consumo en procesos de oxidación o reformado autotérmico. Por ejemplo, durante las reacciones de rWGS, de FT o craqueo y etapas de refinación posteriores puede generarse metano y otros gases livianos. Una forma de valorizar el O_2 es a través del llamado reformado autotérmico en el cual se consigue producir una cantidad extra de gas de síntesis que puede ser derivada

a la entrada del reactor para maximizar el rendimiento global.

Un uso alternativo de los hidrocarburos livianos y coproductos disponibles que se generan es su combustión para la generación de potencia en turbinas a gas y recuperadores de calor. Esta alternativa reduce el uso del recurso energético destinado al funcionamiento de motores eléctricos para poder ser aplicada en el proceso de electrólisis, consiguiendo así un aumento de la producción de H_2 para su uso en hidrogenación de CO_2 o hidrotratamientos.

Otras sinergias que se generan debido a la interacción entre las diferentes plantas o sectores del proceso global están más relacionadas aspectos generales tales como:

- el hecho de poder compartir terrenos, que en principio podrían estar disponibles en la planta que originalmente emite el CO_2 a ser capturado y valorizado;
- el uso de las mismas redes de conexión eléctrica, que si todos los sectores se alimentan de la misma fuente renovable es natural el uso de la misma infraestructura;
- el uso de las mismas líneas de servicios como aire de instrumentos o agua de enfriamiento así como el mismo sistema de tratamiento de aguas y otros efluentes;
- y la minimización de los recursos destinados a formar personal de mantenimiento y operación de los nuevos sectores: si ya existe un equipo de trabajo en la planta original donde se encuentra la fuente de emisión de CO_2 , este puede compartir tareas con las nuevas instalaciones. De todas formas, seguramente se requiera un reentrenamiento y cierta expansión de los recursos humanos que conforman este equipo.

8.7 Servicios esenciales

La demanda de agua requerida en una planta de producción de combustibles sintéticos incluye principalmente a la materia prima para la electrólisis. Además, existen otras etapas que consumen agua, como el servicio de enfriamiento que, si bien opera en circuito cerrado, las torres de enfriamiento pierden una cierta fracción por evaporación que debe ser repuesta. Este último requerimiento se balancea con el agua generada por las reacciones de síntesis, y otros pasos de procesamiento posteriores según la estequiometría global del proceso (Shell, s.f.). Como resultado, se puede asumir que el consumo neto de agua para toda la planta PtL es igual al agua de alimentación a los electrolizadores. Es decir, es una función directa de la demanda total de hidrógeno.

Por otra parte, la planta posee un requerimiento energético en términos de calor y refrigeración. Sin embargo, la exotermia de las reacciones de hidrogenación funciona como fuente energética que puede ser recuperada consiguiéndose así una fuerte integración energética del proceso y minimizando el consumo. Además, la adición de reactores de reformado autotérmico (ATR) dentro del proceso para el aprovechamiento de los livianos generados en etapas de refinación son una fuente valiosa de gas a alta temperatura para la generación de vapor.

8.8 Almacenamiento, transporte y seguridad de e-combustibles

Los requisitos y regulaciones establecidos para el almacenamiento, transporte y seguridad de los combustibles sintéticos obtenidos mediante el proceso PtL son análogos a los existentes para los combustibles tradicionales. Se trata de productos equivalentes a las naftas, diésel y kerosene obtenidos de fuentes fósiles. Aun cuando pueda existir algún cambio menor a nivel molecular, las mezclas de hidrocarburos obtenidas deben poseer por norma las propiedades físicas y químicas

análogas a las de los combustibles tradicionales para poder ser aplicados, al menos, como cortes parciales. Tratándose de procesos relativamente nuevos, resta por determinar si las regulaciones requerirán del manejo aislado de estos combustibles, es decir, si será necesario (debido a requerimientos de certificación) el almacenamiento de estos productos de forma independiente a los obtenidos por fuentes fósiles. Es claro que en principio se admite la mezcla de ambos tipos de combustibles a fines prácticos, aunque resta determinar el marco regulatorio adecuado para el manejo de estos productos.

A futuro, las mezclas de kerosene a partir de fuentes fósiles con el kerosene por procesos PtL no estará limitada al 50 % de acuerdo a los estándares actuales de las normas ASTM (Drünert, Neuling, Zitscher, & Kaltschmitt, 2020).

8.8.1 Especificaciones para combustibles por Fischer-Tropsch en el ámbito de la aviación

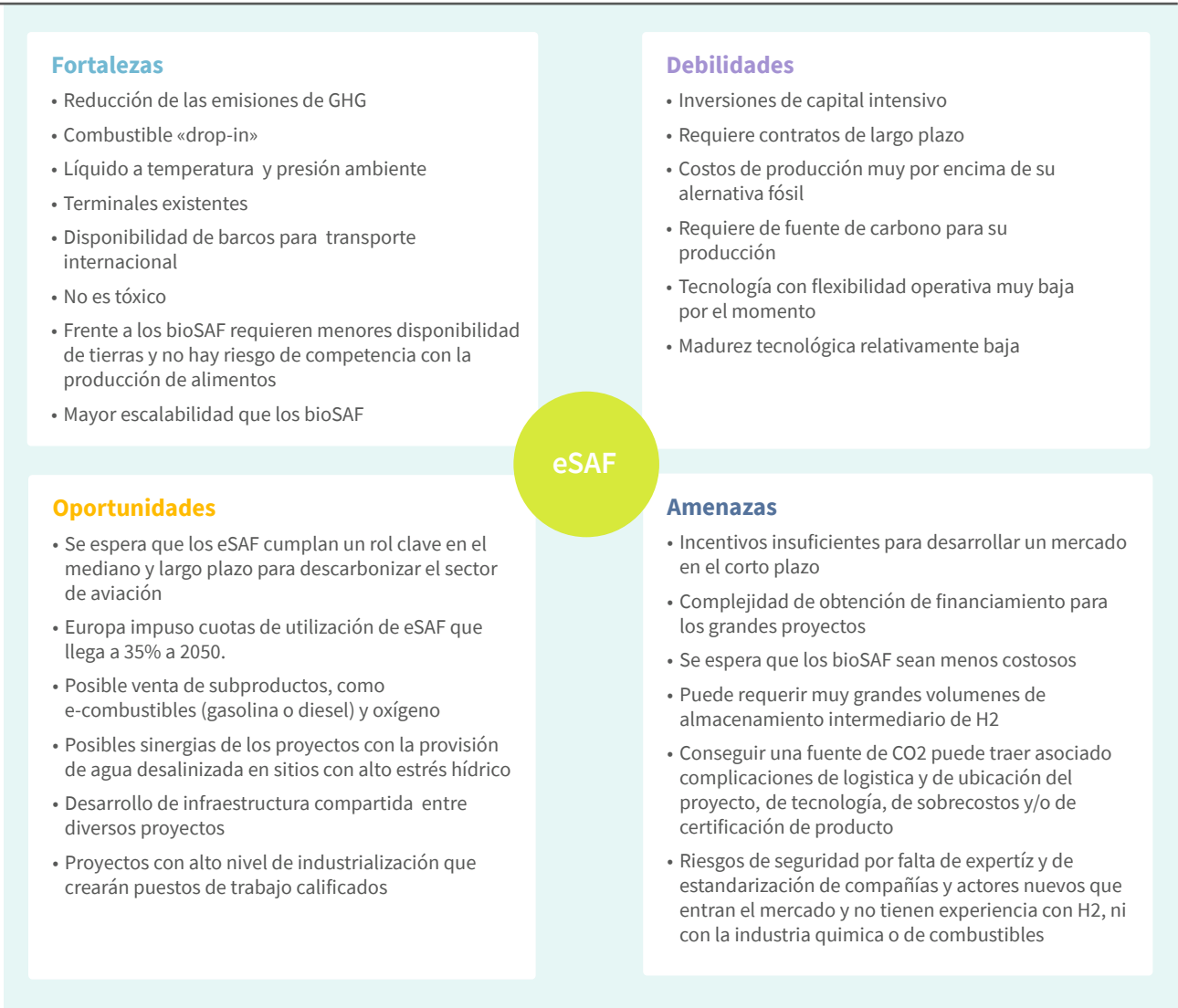
La especificación más importante para combustibles PtL es la existente en la norma ASTM D7566 para FT-SPK (Synthesized Paraffinic Kerosene). Este fue el primer combustible sintético aprobado, en el año 2009. A partir de allí se establece un máximo de mezcla de un 50 % con combustible de aviones obtenidos por vía tradicional. Más recientemente se aprobó el FT SPK/A, el cual consiste en una mezcla de FT-SPK con aromáticos (Batteiger, Ebner, Habersetzer, & Moser, 2022).

Otra opción importante para introducir productos de Fischer-Tropsch en la industria de la aviación es el coprocesamiento en unidades específicas de refinerías convencionales con una coalimentación de hasta un 5 %. En este caso, el producto crudo del proceso FT (crudo sintético) puede ser alimentado a una refinería existente (Batteiger, Ebner, Habersetzer, & Moser, 2022).

8.9 Análisis FODA para la producción de e-combustibles

La gráfica siguiente resume el análisis FODA para combustibles líquidos.

Figura 21: FODA eSAF



Fuente: elaboración propia

9

ANEXO I: Suministro eléctrico

9.1 Sistemas grid following (GFL) vs grid forming (GFM)

Las plantas renovables dedicadas se conectan a la red mediante electrónica de potencia y requieren de un inversor basado en recursos, este tipo de conexión puede reducir la inercia disponible en la red y generar problemas como desviaciones de frecuencia y una menor estabilidad.

Los controles de seguimiento de red (GFL) y los controles de formación de red (GFM) son los dos usos principales que tienen los inversores que son instalados en plantas renovables dedicadas. En el caso de los GFL los inversores están conectados a la red eléctrica, «siguen» la tensión medida y la utilizan como referencia. Proporcionan potencia real y reactiva ajustando su

salida para seguir una referencia de tensión externa. Básicamente, la corriente se regula en función de los valores de consigna de los inversores y evitan que se produzca una desconexión de la red (Islanding). En los GFM, los inversores funcionan independientemente de una conexión a la red y se les permite iniciar la tensión y la frecuencia de la microrred alimentando las cargas del sistema. Los inversores del GFM pueden funcionar en modo aislado y las referencias de control son valores de consigna de tensión y frecuencia que dependen de la carga.¹¹ El uso de GFM para grandes parques está aún en desarrollo.

11 <https://blog.norcalcontrols.net/power-plant-controls-for-grid-following-grid-forming-ibrs>

Figura 22: Sistema Grid-following vs. Sistema Grid forming

Sistema Grid-following El sistema de control del inversor mide y sincroniza la forma de onda de la tensión de la red, ajustando la potencia de salida a la tensión.	Sistema Grid-forming El sistema de control del inversor establece una referencia de forma de onda de tensión interna y ajusta la potencia de salida para ayudar a mantener esta tensión.
Requiere una señal de referencia de tensión de otros generadores para funcionar. Si el inversor pierde esta fuente de tensión/frecuencia, se apaga.	No depende de la tensión de la red externa para mantener una producción de energía predecible, por lo que puede funcionar con o sin el apoyo de otros generadores.
Puede proporcionar apoyo a la red de forma autónoma ajustando la potencia de salida en respuesta a las mediciones locales de tensión y frecuencia. Sin embargo, la velocidad de respuesta es limitada y las altas penetraciones de inversores que siguen a la red pueden exacerbar potencialmente las perturbaciones.	Pueden ayudar intrínsecamente a estabilizar la red ajustando la potencia de salida instantáneamente para mantener la tensión y la frecuencia locales (por ejemplo, la inercia sintética)
La mayoría de los sistemas de inversores actuales siguen la red, y algunos ofrecen funciones de apoyo a la red	Existen muchos tipos e implementaciones diferentes de sistemas de control de inversores de formación de red, con ensayos en curso a escala internacional y en Australia para demostrar su capacidad de apoyo a la red

Fuente: Energy Central ¹²

9.2 Componentes del sistema eléctrico

Componentes del sistema de generación, transporte y conversión de energía eléctrica necesarios

Proyectos PtX off-grid

En este caso la conexión a la red interconectada (SADI) debe ser la mínima necesaria para mantener condiciones de operabilidad de los sistemas accesorios

¹² <https://blog.norcalcontrols.net/power-plant-controls-for-grid-following-grid-forming-ibrs>

del proyecto y para generar la referencia en la red interconectada. No existe prácticamente consumo de energía proveniente de la red.

Parque eólico

Generación eléctrica en Turbinas eólicas: 600 V a 3.000 V en corriente alterna

Rectificación a corriente continua en el mismo voltaje de generación

Inversión a corriente alterna en el mismo voltaje de generación

Elevación de tensión a 33, 132 o 500 kV en corriente alterna trifásica 50 Hz en condiciones compatibles con la Red Interconectada (SADI)

Parque solar

Generación eléctrica en Paneles solares: 200 V a 3.000 V en corriente continua

Inversión a corriente alterna en el mismo voltaje de generación

Elevación de tensión a 33, 132 o 500 kV alterna trifásica 50 Hz en condiciones compatibles con la Red Interconectada (SADI)

Transporte en alta tensión o media tensión

Transporte en alta tensión o media tensión en corriente alterna trifásica en condiciones compatibles con la Red interconectada (SADI). Estaciones de elevación de tensión para reducir pérdidas y mantener voltaje a lo largo del tendido de red de media o alta tensión.

Líneas de transporte eléctrico de 33, 132 o 500 kV con límites de potencia en corriente alterna trifásica. Los límites nominales en uso son 30 MW, 132 MW y 1.000 MW respectivamente.

El transporte en alta tensión en condiciones idénticas

a la de la Red interconectada (SADI) asegura que se pueda compatibilizar la generación eólica y solar con la energía proveniente de la Red interconectada. Así es posible un sistema mixto.

Planta de producción de X

Ingreso de alta tensión o media tensión en corriente alterna 50 Hz.

Transformación a voltajes de distribución en planta de producción.

Rectificación de corriente alterna a continua para consumo en electrolizadores y almacenamiento en baterías. Los voltajes de módulos de electrolizadores más usados varían entre 200 y 300 V corriente continua. Se pueden alcanzar valores mayores de hasta 3.000 V.

9.3 Proyectos PtX híbridos con conexión a la red

En este caso la conexión a la red interconectada (SADI) debe ser la necesaria de acuerdo con la necesidad definida en el proyecto a través de la combinación de una porción de energía proveniente del parque generador y una porción proveniente de la red adquirida según contrato a término obtenido en el mercado de energía a término (MATER). En estos proyectos los componentes mencionados anteriormente de transporte eléctrico desde parque a planta son los mismos. Se adiciona para la energía proveniente de la red:

Planta de producción de X

Ingreso de alta tensión o media tensión en corriente alterna 50 Hz.

Transformación a voltajes de distribución en planta de producción.

Rectificación de corriente alterna a continua para consumo en electrolizadores y almacenamiento en baterías. Los voltajes de módulos de electrolizadores más usados varían entre 200 y 300 V corriente continua. Se pueden alcanzar valores mayores de hasta 3.000 V.

necesaria una parada prolongada debido a que la puesta en marcha es notoriamente lenta. Por lo tanto, la operación continua de estos sistemas es un condicionante económico y operativo que se resuelve mediante el aporte de la red interconectada o bien por almacenamiento de energía eléctrica.

9.4 Relación energía del parque / energía de la red

La proporción de energía proveniente de la red interconectada responde a tres condiciones.

1. Condiciones económicas: dependiendo del costo de energía logrado en el MATER la combinación apropiada de energía de la red y energía del parque puede ser determinada de forma de lograr un mínimo costo total nivelado. Siempre considerando las condiciones de compatibilidad en el uso de la energía de la red en cuanto a su magnitud y temporalidad.
2. Restricciones de la red eléctrica: dependiendo de la localización de la planta PtX y de la infraestructura existente, así como de la magnitud de energía y potencia lograda en el MATER se genera una limitación que condicionará la proporción de energía de red versus energía de parque generador.
3. Una porción importante o incluso toda la energía proveniente de la red eléctrica permite una operación continua y segura de los procesos PtX. El consumo dominante de energía está dado por el sector de electrólisis. Sin embargo, su operación es suficientemente flexible como para operar exclusivamente con el suministro del o de los parques eólicos o mixtos. La producción de amoníaco, metanol o e-fuels se realiza en procesos que involucran reactores y sistemas de separación con reciclaje e integración energética. El diseño de estos procesos se realiza para condiciones nominales de operación. Fuera de esas condiciones nominales la eficiencia se degrada e incluso es

9.5 Sistemas off-grid con almacenamiento eléctrico

En caso de que el acceso a energía proveniente de la red interconectada no sea factible se considera la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. Según NREL los sistemas de almacenamiento eléctrico se clasifican de acuerdo con el número de veces que se utiliza en un año de operación. La utilización se mide a través del concepto descarga. Una descarga se define como el tiempo que requiere el sistema de almacenamiento en descargarse al operar a la corriente nominal de diseño.

De acuerdo con los proyectos de producción de H₂ verde y derivados PtX, el número de descargas por año supera las 100 y el tiempo de descarga medio se ubica en 4 horas. Para estas condiciones el sistema de menor costo corresponde a un banco de baterías de ion Litio.

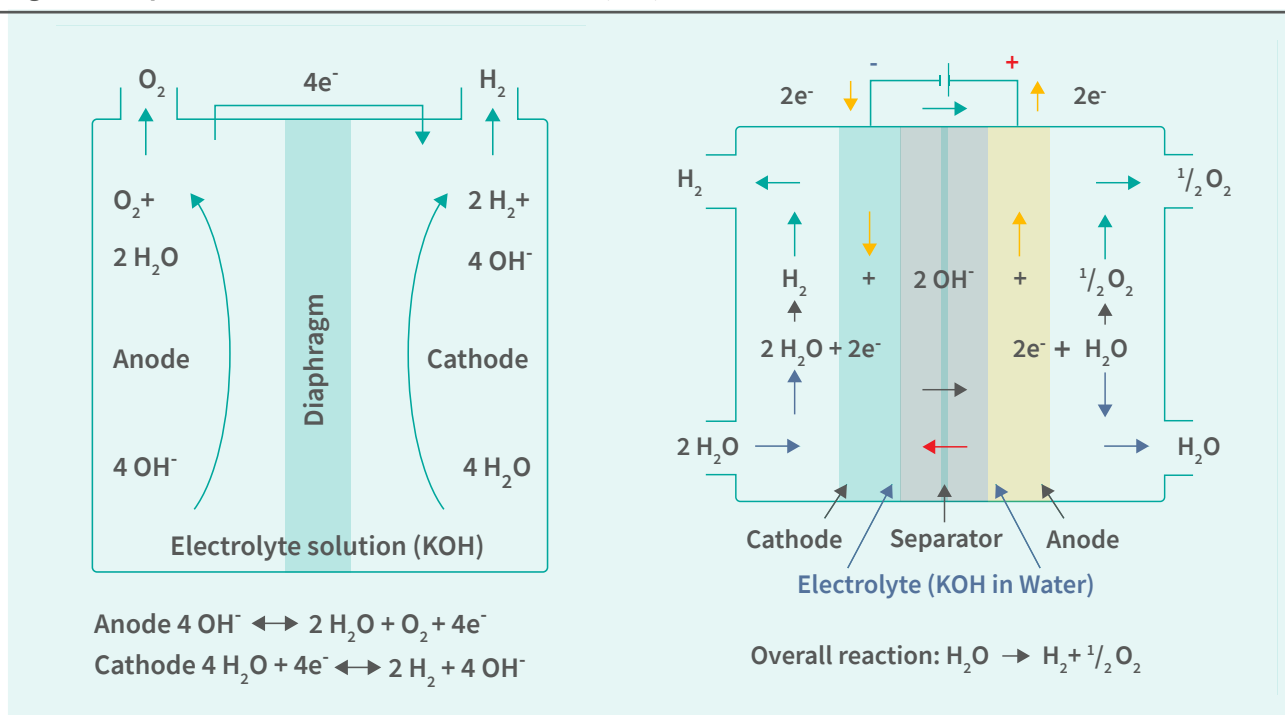
Existen comercialmente al menos dos proyectos situados en Australia que involucran bancos de baterías de entre 100 MWh y 500 MWh que cumplen los requisitos de tiempo y número de descargas en el año.

10

ANEXO II: Electro- lizadores

10.1 Electrolizadores alcalinos con solución líquida como electrolito (AE)

Figura 23: Esquema de una célula de electrólisis alcalina (AEC)



Fuente: Nel Hydrogen¹³ – Lamy and Millet (2020)

13 <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/2-Intro-Liquid%20Alkaline%20Workshop.pdf>

Es la tecnología más común para producir hidrógeno, principalmente a escala industrial. Normalmente utilizan soluciones de hidróxido de potasio (KOH) o de sodio (NaOH) como electrolito para facilitar la conducción de iones y la reacción electroquímica. Constan de dos electrodos inmersos en la solución alcalina. Cuando se aplica una corriente eléctrica, ocurren las siguientes reacciones en los electrodos (Millet, 2020):

Ánodo: $4 \text{OH}^- = 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 + 4\text{e}^-$ ($E_a = +0,401 \text{ V vs. SHE}$ –
Electrodo de H_2 Estándar)

Cátodo: $4 \text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- = 2\text{H}_2 + 4\text{OH}^-$ ($E_c = -0,828 \text{ V vs. SHE}$)

Reacción global: $2 \text{H}_2\text{O} = 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ ($E^\circ = E_a - E_c = +1,229 \approx +1,23 \text{ V}$)

La electrólisis alcalina es una reacción endotérmica, por lo requiere energía para que se produzca. El potencial eléctrico debe superar el potencial de celda correspondiente a la energía de activación para, consecuentemente, permitir las reacciones electroquímicas. La eficiencia del proceso se evalúa mediante el rendimiento eléctrico y el rendimiento de Faraday.

Los electrodos en los electrolizadores alcalinos están fabricados generalmente de materiales conductores y resistentes a la corrosión. Comúnmente se utiliza Ni para el cátodo, mientras que el ánodo puede estar hecho de Ni, acero inoxidable o aleaciones de Ti recubiertas con RuO_2 u otros catalizadores para acelerar la reacción.

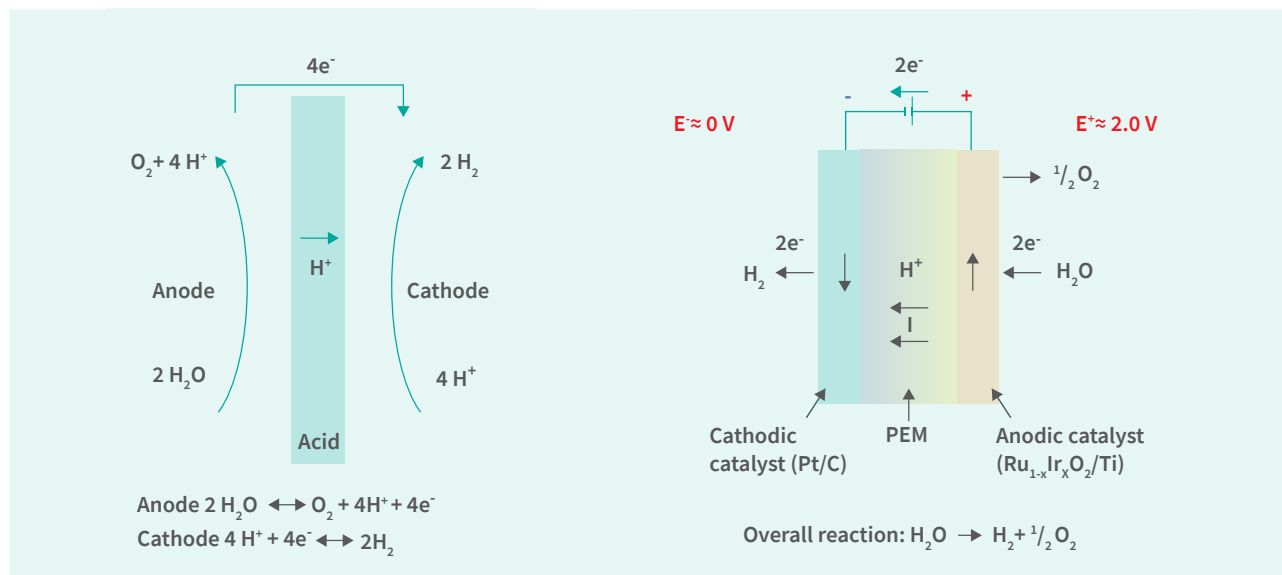
A pesar de requerir energía para la electrólisis, se destaca la alta eficiencia energética. La eficiencia de conversión de energía eléctrica a H_2 depende de la eficiencia de los electrodos y de la calidad de la solución alcalina. Se estima una eficiencia eléctrica en electrolizadores alcalinos del 70-80 %, perdiéndose aproximadamente el 20-30 % de la energía eléctrica como calor. El requerimiento energético depende de la corriente aplicada y la eficiencia del sistema. Los electrolitos más comúnmente usados (KOH y NaOH) son económicos y ampliamente disponibles, lo que reduce los costos operativos.

Operan a temperaturas moderadas, lo que reduce la demanda de energía para la calefacción y permite una operación más segura. Esta tecnología permite producir H_2 con una alta pureza, lo que es beneficioso para aplicaciones como celdas de combustible. Pueden acoplarse a fuentes de energías renovables intermitentes, como la solar y eólica, para aprovechar su exceso para producir H_2 , almacenarlo y utilizarlo cuando sea necesario.

10.2 Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)

A diferencia de los electrolizadores alcalinos, estos electrolizadores utilizan una membrana polimérica como electrolito para facilitar la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno mediante una corriente eléctrica. La membrana polimérica conduce protones (iones H^+) entre los electrodos.

Figura 24: Esquema de una célula de electrólisis PEM



Fuente: Nel Hydrogen¹⁴ - Lamy and Millet, 2020

En este caso, ocurren las siguientes reacciones en los electrodos (Millet, 2020):

Ánodo: $2 \text{H}_2\text{O} = \text{O}_2 + 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^-$ ($E_a = +1,23 \text{ V vs. SHE}$)

Cátodo: $4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^- = 2 \text{H}_2$ ($E_c = 0,0 \text{ V vs. SHE}$)

Reacción global: $2 \text{H}_2\text{O} = 2 \text{H}_2 + \text{O}_2$

Los electrodos en los electrolizadores PEM suelen ser de platino o aleaciones de platino debido a la alta eficiencia de la reacción en estos materiales. La membrana polimérica utilizada como electrolito es selectiva para protones y permite el paso de iones H^+ mientras bloquea el paso de electrones.

Estos electrolizadores tienen alta eficiencia a carga parcial y tiempo de respuesta rápido. Dependiendo del diseño y materiales utilizados, su rango de eficiencia eléctrica está entre el 80% y 90%. El requerimiento energético es similar al de otros sistemas electrolíticos y

depende de la corriente y la eficiencia del sistema.

Se utilizan en aplicaciones que necesitan alta pureza, como celdas de combustible para vehículos y sistemas de almacenamiento de energía, convirtiéndolos en una alternativa relevante en la transición hacia una economía de energía sostenible y baja en C. Los desafíos actuales de esta tecnología plantean abordar el requerimiento de materiales catalíticos costosos, la gestión del calor en las membranas y la prevención de fugas de H_2 . Las membranas PEM son sensibles a la humedad. La investigación continua en materiales y procesos puede mejorar aún más la eficiencia y la viabilidad de esta tecnología.

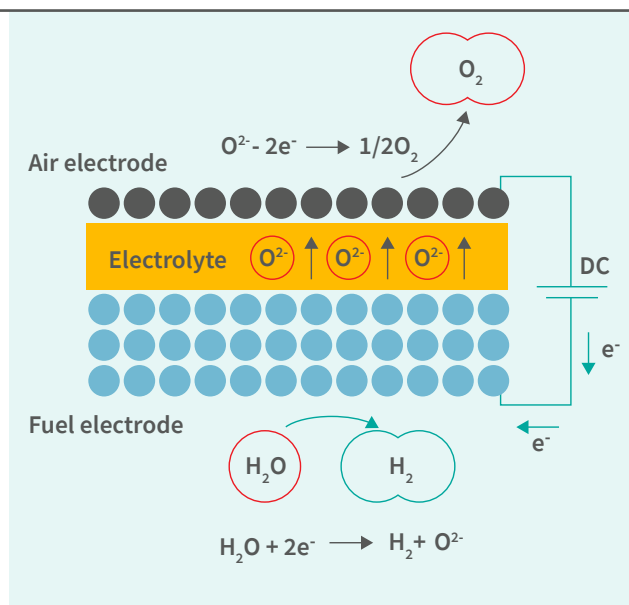
14 <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/2-Intro-Liquid%20Alkaline%20Workshop.pdf>

10.3 Electrolizadores de óxido sólido (SOE)

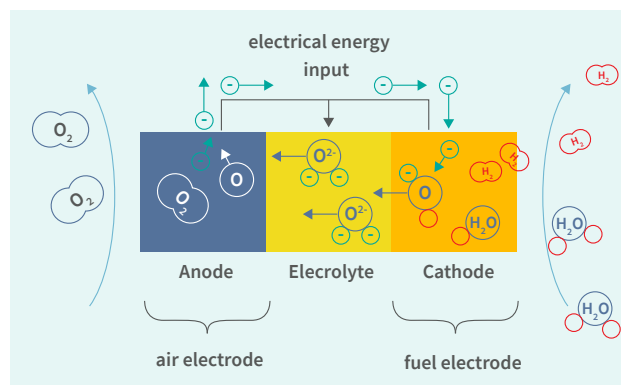
Se trata de una tecnología emergente para la producción de H_2 . Estos electrolizadores se diferencian de los AE y PEM en que utilizan una celda electroquímica de estado sólido que opera a altas temperaturas – entre 650 °C y 1000 °C – resultando en una mayor eficiencia y flexibilidad, especialmente para aplicaciones que requieren grandes cantidades de H_2 y cogeneración de H_2 y calor.

A altas temperaturas, los electrodos y electrolitos sólidos permiten la conducción de iones oxígeno (celda O-SOEC) y protones (celda H-SOEC).

Figura 25: Principio de funcionamiento de electrolizador SOE con electrolito conductor de iones oxígeno O^{2-} (celda O-SOEC)



Fuente: Qiu et al., 2023 y KIT ¹⁵



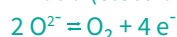
Fuente: Qiu et al., 2023 y KIT

Las reacciones de descomposición que ocurren en una celda O-SOEC son (al., 2023):

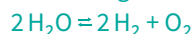
Cátodo (electrodo de combustible):



Ánodo (electrodo de aire):



Reacción global:



En este caso el electrolito es un conductor de iones oxígeno (O^{2-}). Se suministra H_2O al electrodo de combustible (cátodo) y se disocia en H_2 y O^{2-} . El H_2 generado se recoge a la salida del electrodo de combustible. El O^{2-} se transporta al electrodo de aire a través de vacantes de oxígeno en un electrolito denso, y se oxida a O_2 en el electrodo de aire.

Los electrodos están compuestos por materiales cerámicos conductores de iones oxígeno, como perovskita de $CaO-SrO$ dopada con elementos como Co o Ni. Los electrolitos sólidos son materiales cerámicos que conducen iones oxígeno, como perovskita de ZrO_2 dopada con itrio (Y). Se destacan por su alta eficiencia. Dado que pueden operar en modo inverso como celdas de combustible de óxido sólido, pueden aprovechar

15 <https://www.lem.kit.edu/english/128.php>

el calor residual y reducir el consumo de energía. Los desafíos de esta tecnología incluyen la gestión del calor a altas temperaturas, la durabilidad de los materiales cerámicos y la necesidad de sistemas de sellado que mantengan el electrolito aislado.

10.4 Objetivos técnicos para las tres tecnologías de electrolizadores

La Tabla 15, Tabla 16 y Tabla 17 resumen los objetivos técnicos del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) para electrolizadores AE de baja temperatura, electrolizadores PEM y electrolizadores de

alta temperatura SOEC, respectivamente. Hay muchas combinaciones de objetivos de performance, eficiencia, vida útil y costo que pueden alcanzar el objetivo central de la producción de H_2 de bajo costo de USD 2,00/kg H_2 para 2026 y USD 1,00/kg H_2 para 2031, los que deben cumplirse simultáneamente en el mismo stack o sistema para lograr el costo nivelado de los objetivos de costo de H_2 . El objetivo es demostrar estos objetivos en stacks y sistemas a escalas comerciales relevantes (gov, s.f.).

La combinación de los objetivos listados se desarrolló con aportes de expertos de la industria y laboratorios de USA para stacks y sistemas a escalas comerciales relevantes. Pueden considerarse una guía de partida para los desarrolladores de tecnología.

Tabla 15 Objetivos técnicos para stacks y sistemas de electrolizadores alcalinos líquidos

Característica	Unidad	2022 ¹⁶	2026	2031
Stack				
Performance		0,5 A/cm ² @1,9 V/celda	1,0 A/cm ² @1,8 V/celda	2,0 A/cm ² @1,7 V/celda
Eficiencia eléctrica ¹⁷	kWh/kg H_2 (% LHV)	51 (65 %)	48 (69 %)	45 (74 %)
Tasa de degradación media ¹⁸	mV/kh (%/1000 h)	3,2 (0,17)	2,3 (0,13)	2,1 (0,13)

16 Se basa en la tecnología tradicional de electrolizadores alcalinos líquidos en productos comerciales que han estado disponibles durante muchos años.

17 Incluye una pérdida de eficiencia del 2,5 % debido a crossover de H_2 (límite superior para seguridad).

18 El estado 2022 y los objetivos para 2026 y 2031 son consistentes con una pérdida de rendimiento al final de la vida útil del 10 %. Si bien el valor de estado actual (2022) se basa en la operación continua, la evaluación de la tasa de degradación con respecto a los objetivos debe incluir la operación cerca del punto de operación nominal del stack y considerar la operación dinámica (por ejemplo, para cumplir con los requisitos del ciclo de trabajo) y el ciclado de encendido y apagado si las aplicaciones / usos finales lo requieren.

Vida útil ¹⁹	h operación	60.000	80.000	80.000
Costo de capital h	\$/kW	250	100	50
Sistema				
Eficiencia energética	kWh/kg H ₂ (% LHV)	55 (61 %)	52 (64 %)	48 (70 %)
Costo de capital no instalado ²⁰	\$/kW	500	250	150
Costo de producción de H ₂ ²¹	\$/kg H ₂	> 2	2,00	1,00

- 19 La vida útil se basa en una pérdida de voltaje del 10% de las operaciones al comienzo de la vida útil (después del cualquier período de puesta en marcha/acondicionamiento), medido a la misma densidad de corriente. Se calcula en función de la tasa de degradación promedio del voltaje desde el comienzo hasta el fin de la vida útil (por ejemplo, para el estado de 2022: $[(1,9 \text{ V} \times 1,1) - 1,9 \text{ V}] / [0,0032 \text{ V/kh} \times \text{kh}/1000 \text{ h}]$).
- 20 Asume economía de escala. No se incluyen costos de instalación (costos de ingeniería, adquisición, construcción y permisos) en los valores de costo del sistema.
- 21 Los valores (incluyendo el límite inferior de USD 2 / kg H₂ para 2022) suponen la utilización de electricidad limpia y de bajo costo (por ej. $\leq$ USD 0,03 / kWh) con alta disponibilidad (por ej. $> 90 \%$). Sin embargo, también podrían considerarse otros escenarios que utilizan electricidad limpia de menor costo a menores factores de capacidad (por ej., de energía eólica o solar) para cumplir con los objetivos de costos de producción.

Tabla 16 Objetivos técnicos para stacks y sistemas de electrolizadores PEM

Característica	Unidad	2022 ²²	2026	2031
Stack				
Contenido de metales del grupo del Pt (ambos electrodos juntos) ²³	mg/cm2	3,0	0,5	0,125
	g/kW	0,8	0,1	0,03
Performance		2,0 A/cm2 @1,9 V/celda	3,0 A/cm2 @1,8 V/celda	3,0 A/cm2 @1,6 V/celda
Eficiencia eléctrica ²⁴	kWh/kg H ₂ (% LHV)	51 (65 %)	48 (69 %)	43 (77 %)
Tasa de degradación media ²⁵	mV/kh (%/1000 h)	4,8 (0,25)	2,3 (0,13)	2,0 (0,13)
Vida útil ²⁶	h operación	40.000	80.000	80.000
Costo de capital ²⁷	\$/kW	450	100	50
Sistema				
Eficiencia energética	kWh/kg H ₂ (% LHV)	55 (61 %)	51 (65 %)	46 (72 %)

22 Se basa en el trabajo de análisis en curso en Hydrogen from Next-generation Electrolyzers of Water (H₂NEW) Consortium.

23 Iridio en el ánodo representa gran parte del contenido de metal del grupo del platino (PGM) pero Pt también está presente en el cátodo. Reducir la carga del catalizador PGM es importante para reducir los costos, pero hacerlo no debe comprometer la capacidad de cumplir con los objetivos de performance y durabilidad.

24 Ídem a Tabla 2.

25 Ídem a Tabla 2.

26 Ídem a Tabla 2. En este caso: $(1,9 \text{ V} \times 1,1 - 1,9 \text{ V}) / (0,0048 \text{ V/kh} \times \text{kh}/1.000 \text{ h})$.

27 Ídem a Tabla 2. 2022 representa los volúmenes de fabricación actuales; 2026 y 2031: asumen que se han logrado economías de escala con la fabricación de gran volumen. No se incluyen costos de instalación (Ídem a Tabla 2).

Costo de capital no instalado ²⁸	\$/kW	1.000	250	150
Costo de producción de H ₂ ²⁹	\$/kg H ₂	> 3	2,00	1,00

Tabla 17 Objetivos técnicos para stacks y sistemas de electrolizadores de alta temperatura SOEC

Característica	Unidad	2022 ³⁰	2026	2031
Stack				
Performance	A/cm2 @ 1,28 V/celda	0,6	1,2	2,0
Eficiencia eléctrica ³¹	kWh/kg H ₂ (% LHV)	34 (98 %)	34 (98 %)	34 (98 %)
Tasa de degradación media ³²	mV/kh (%/1000 h)	6,4 (0,50)	3,2 (0,25)	1,6 (0,12)
Vida útil ³³	h operación	20.000	40.000	80.000
Costo de capital ³⁴	\$/kW	300	125	50

28 Ídem a Tabla 2. 2022 representa los volúmenes de fabricación actuales; 2026 y 2031: asumen que se han logrado economías de escala con la fabricación de gran volumen. No se incluyen costos de instalación (Ídem a Tabla 2).

29 Ídem a Tabla 2.

30 Se basa en la performance y durabilidad típicos de los stacks y sistemas de la industria probados en el Laboratorio de Idaho desde 2020 hasta 2022. Los costos incluyen los aportes de los fabricantes.

31 Asume operación al voltage termoneutral, incluyendo las pérdidas de eficiencia debido a la conducción electrónica a través del electrolito (es decir, la pérdida faradaica).

32 Ídem a Tabla 2

33 Ídem a Tabla 2. En este caso: $(1,28 \text{ V} \times 1,1 - 1,28 \text{ V}) / (0,0064 \text{ V/kh} \times \text{kh}/1.000 \text{ h})$.

34 Ídem a Tabla 3.

Sistema				
Eficiencia eléctrica	kWh/kg H ₂ (% LHV)	38 (88 %)	36 (93 %)	35 (95 %)
Eficiencia energética ³⁵	kWh/kg H ₂	47	44	42
Costo de capital no instalado ^h	\$/kW	2,500	500	200
Costo de producción de H ₂ ⁱ	\$/kg H ₂	> 4	2,00	1,00

35 Incluye inputs de energía eléctrica y térmica. La diferencia entre los valores de «Eficiencia eléctrica» y «Eficiencia energética» es el input de energía térmica.

Referencias

- NASA, «POWER Data Access Viewer,» [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- Global_wind_atlas. [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/area/Argentina/Tierra%20del%20Fuego>.
- Vortex. [Online]. Available: <https://vortexfdc.com>.
- IEC. [Online]. Available: <https://iec.ch/homepage>.
- F. Orte, «Comparison of NASA-POWER solar radiation data with ground-based measurements in the south of South America,» 2021 XIX Workshop on Information Processing and Control (RPIC), SAN JUAN, pp. pp. 1-4, 2021.
- M. Sengupta, «Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Third Edition,» 2021. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77635.pdf>.
- «NREL,» [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/champion-module-efficiencies.pdf>.
- Schmidt O., «Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study,» International Journal of Hydrogen Energy, pp. 30470 - 30492, 2017.
- T. Kato, «Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production,» 2005. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.07.004>.
- IEA, 2021.
- D. Thomas, «Cost reduction potential for electrolyser technology,» Hydrogenics: Mississauga, ON, Canada. , 2018.
- S. A. Grigoriev, «Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology,» International Journal of Hydrogen Energy, 2020.
- G. H. C. Reduction, «Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 C climate goal,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- P. Ghaebi Panah, «Marketability analysis of green hydrogen production in Denmark: Scale-up effects on grid-connected electrolysis,» International Journal of Hydrogen Energy, pp. 47(25), 12, 2022.

- H. f. cells. [Online]. Available: https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/tech_validation/pdfs/fcm01r0.pdf.
- P. C. Armijo J, «Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina»,« 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991934>.
- Changlong Wang, «Optimising renewable generation configurations of off-grid green ammonia production systems considering Haber-Bosch flexibility.».
- TOPSOE. [Online]. Available: <https://www.topsoe.com/press-releases/topsoe-signs-agreement>.
- A. Energy, «Envision-Hydrogen-Green-Hydrogen-and-Green-Ammonia-Business,» [Online]. Available: <https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2022/10/Envision-Hydrogen-Green-Hydrogen-and-Green-Ammonia-Business-AEA.pdf>.
- ARGUS, «China eyes green ammonia exports by late 2024,» 2023. [Online]. Available: <https://okt.to/nRjVrC>.
- KBR. [Online]. Available: <https://www.kbr.com/en/insights-news/press-release/kbr-launches-ammonia-10000-meet-future-sustainable-energy-and>.
- S. R. E. N. J. F. Kjærstad J., «Ship transport - A low cost and low risk CO₂ transport option in the Nordic countries,» International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 54, 2016.
- IPCC, «Climate Change 2001: Mitigation, Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,» 2001.
- SEMARNAT, «Guía metodológica para la estimación de emisiones de fuentes fijas,» Mexico, 2013.
- EPA, «Accounting framework for biogenic CO₂ emissions from stationary sources,» 2011.
- IEA, «Direct Air Capture,» s.f.. [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture>.
- A. Jess, C. Kern, P. Kaiser, R. Bajirao Unde and C. Von Olshausen, «Considerations concerning the Energy Demand and Energy Mix for Global Welfare and Stable Ecosystems,» Chemie Ingenieur Technik, 2011.
- GIZ GmbH, «EU Requirements for Renewable Hydrogen and Its Derivatives,» 2023.
- EU, «Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast),» 2018. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG.
- X. Wang and C. Song, «Carbon Capture from Flue gas and the atmosphere: a perspective,» Frontiers in Energy Research, 2020.
- Hansson, Hackl, Taljegård, Brynolf and Grahn, «The Potential for Electrofuels Production in Sweden Utilizing Fossil and Biogenic CO₂ Point Sources,» Frontiers of Energy Research, 2017.

- IEAGHG, «IEAGHG funds research into the development and deployment of carbon capture and storage (CCS) technologies,» 2009. [Online]. Available: <https://ieaghg.org/2-uncategorised/128-improvements-to-the-co2-emissions-database>. [Accessed 1 septembre 2023].
- D. Leung, G. Caramanna and M. Maroto-Valer, «An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- P. Madejski, K. Chmiel, N. Subramanian and T. Kus, «Methods and Techniques for CO₂ Capture: Review of Potential Solutions and Applications in Modern Energy Technologies,» *Energies*, 2022.
- B. Dziejarski, R. Krzyzyska and K. Andersson, «Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assesment,» *Fuel*, 2023.
- A. Osman, M. Hefny, M. I. A. Abdel Maksoud, A. M. Elgarahy and D. W. Rooney, «Recent advances in carbon capture storage and utilization technologies: a review,» *Environmental Chemistry Letters*, 2021.
- N. S. Sifat and Y. Haseli, «A Critical Review of CO₂ Capture Technologies and Prospects for Clean Power Generation,» *Energies*, 2019.
- G. Chen, T. Wang, G. Zhang, G. Liu and W. Jin, «Membrane materials targeting carbon capture and utilization,» *Advanced Membranes*, 2022.
- C. Song, Q. Liu, S. Deng, H. Li and Y. Kitamura, «Cryogenic-based CO₂ capture technologies: State-of-the-art developments and current challenges,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019.
- N. C. a. N. S. Federal Ministry for the Environment, «Ecological, Economic and Structural Comparison of Renewable Energy Technologies (RE) with Carbon Capture and Storage (CCS) — An Integrated Approach,» 2011.
- M. W. A. B. D. T. A. A. R. A. M. Norbert Kohlheb, «Environmental-Economic Assessment of the Pressure Swing Adsorption Biogas Upgrading Technology,» *BioEnergy Research*, 2021.
- Y. K. S. L. Chunfeng Song, «Energy analysis of the cryogenic CO₂ capture process based on Stirling coolers,» *Energy*, 2014.
- O. B. Luca Riboldi, «Overview on Pressure Swing Adsorption (PSA) as CO₂ Capture Technology: State-of-the-Art, Limits and Potentials,» *Energy Procedia*, 2017.
- H. H. M. v. S. A. M.J. Tuinier, «Techno-economic evaluation of cryogenic CO₂ capture—A comparison with absorption and membrane technology,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011.
- G. R. F. H. R. P. J. F. d. N. A. P. S. M. A. E. T. D. C. A. M. B.-N. Rafael M. Siqueira, «Carbon Dioxide Capture by Pressure Swing Adsorption,» *Energy Procedia*, 2017.
- L. Engineering, «https://www.linde-engineering.com/en/images/HA%20_1_1_e_12_150dpi_NB_tcm19-4468.pdf,» [Online]. Available: <https://www.linde-engineering.com>. [Accessed 2023].
- IRENA and Methanol Institute, *Innovation Outlook: Renewable Methanol*, Abu, Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021.

- S. S. Tabibian and M. Sharifzadeh, «Statistical and analytical investigation of methanol applications, production technologies, value-chain and economy with a special focus on renewable methanol,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 179, p. 113281, 2023.
- IMO, *Methanol as Marine Fuel: Environmental Benefits, Technology Readiness, and Economic Feasibility*, International Maritime Organization, 2016.
- A. Forsyth, M. Campbell and A. Robertson, *Attention All Shipping. Methanol Gains Momentum. Industry Background from Lonspur Research*, Edinburgh, UK: Lonspur Research, 2023.
- S. S. Araya, V. Liso, X. Cui, N. Li, J. Zhu, S. L. Sahlin, S. H. Jensen, M. P. Nielsen and S. K. Kær, «A review of the methanol economy: The fuel cell route,» *Energies*, vol. 13, p. 596, 2020.
- F. Dalena, A. Senatore, A. Marino, A. Gordano, M. Basile and A. Basile, «Methanol production and applications: An overview,» in *Methanol: Science and Engineering*, Amsterdam, The: Elsevier, 2018, p. 3–28.
- É. S. Van-Dal and C. Bouallou, «Design and simulation of a methanol production plant from CO₂ hydrogenation,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 57, p. 38–45, 2013.
- S. Haag, C. Drosdzol, B. Williams, V. Peña, N. Palauschek, M. Wilken, A. Günther, V. Gronemann and A. Roesch, «Recent developments in methanol technology by air liquide for CO₂ reduction and CO₂ usage,» *Chemie Ingenieur Technik*, vol. 94, p. 1655–1666, 2022.
- S. Haag, F. Castillo-Welter, T. Schuhmann, B. A. Williams, T. Oelmann, A. Günther and M. Gorny, «How to Convert CO₂ to Green Methanol,» in *Challenges for Petrochemicals and Fuels: Integration of Value Chains and Energy Transition*, Berlin, 2018.
- Pontzen F., «CO₂-based methanol and DME - Efficient technologies for industrial scale production,» *Catalysis Today*, vol. 171, pp. 242–250, 2011.
- F. Pontzen, W. Liebner, V. Gronemann, M. Rothaemel and B. Ahlers, «CO₂-based methanol and DME – Efficient technologies for industrial scale production,» *Catalysis Today*, vol. 171, p. 242–250, 2011.
- V. Dieterich, A. Buttler, A. Hanel, H. Spliethoff and S. Fendt, «Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review,» *Energy & Environmental Science*, vol. 13, p. 3207–3252, 2020.
- B. Anicic, P. Trop and D. Goricanec, «Comparison between two methods of methanol production from carbon dioxide,» *Energy*, vol. 77, p. 279–289, 2014.
- J. Klankermayer, S. Wesselbaum, K. Beydoun and W. Leitner, «Selective catalytic synthesis using the combination of carbon dioxide and hydrogen: Catalytic chess at the interface of energy and chemistry,» *Angewandte Chemie International Edition*, vol. 55, p. 7296–7343, 2016.
- H.-H. Chiou, «Evaluation of alternative processes of methanol production from CO₂: Design, optimization, control, techno-economic, and environmental analysis,» *Fuel*, vol. 343, p. 127856, 2023.
- D. S. Marlin, E. Sarron and Ó. Sigurbjörnsson, «Process advantages of direct CO₂ to methanol synthesis,» *Frontiers in Chemistry*, vol. 6, 2018.

- Cui X., «Energy analysis and surrogate modeling for the green methanol production under dynamic operating conditions,» *Fuel*, vol. 307, 2022.
- D. Candelaresi and G. Spazzafumo, «Power to methanol,» in *Power to Fuel*, Elsevier, 2021, p. 103–122. X.-M. Liu, G. Q. Lu, Z.-F. Yan and J. Beltramini, «Recent advances in catalysts for methanol synthesis via hydrogenation of CO and CO₂,» *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 42, p. 6518–6530, 2003.
- A. Pavlišić, M. Huš, A. Prašnikar and B. Likozar, «Multiscale modelling of CO₂ reduction to methanol over industrial Cu/ZnO/Al₂O₃ heterogeneous catalyst: Linking ab initio surface reaction kinetics with reactor fluid dynamics,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 275, p. 122958, 2020.
- C. Yang, Z. Ma, N. Zhao, W. Wei, T. Hu and Y. Sun, «Methanol synthesis from CO₂-rich syngas over a ZrO₂ doped CuZnO catalyst,» *Catalysis Today*, vol. 115, p. 222–227, 2006.
- J. B. Hansen and P. E. Højlund Nielsen, «Methanol Synthesis,» in *Handbook of Heterogeneous Catalysis*, Wiley, 2008, p. 2920–2949.
- H. J. Wernicke, L. Plass and F. Schmidt, «Methanol generation,» in *Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future*, Berlin, Germany, Springer, 2014.
- A. A. Kiss, J. J. Pragt, H. J. Vos, G. Bargeman and M. T. de Groot, «Novel efficient process for methanol synthesis by CO₂ hydrogenation,» *Chemical Engineering Journal*, vol. 284, p. 260–269, 2016.
- M. T. Luu, D. Milani and A. Abbas, «Analysis of CO₂ utilization for methanol synthesis integrated with enhanced gas recovery,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 112, p. 3540–3554, 2016.
- R. N. P. N. Elimar F., *Techno-Economic Analysis of Green Methanol and Green BTX Production from Syngases*, Aalborg University, 2021.
- P. Battaglia, G. Buffo, D. Ferrero, M. Santarelli and A. Lanzini, «Methanol synthesis through CO₂ capture and hydrogenation: Thermal integration, energy performance and techno-economic assessment,» *Journal of CO₂ Utilization*, vol. 44, p. 101407, 2021.
- E. Supp, «Improved methanol process,» *Hydrocarbon processing*, vol. 60, no. 3, pp. 71-75, 1981.
- H. Goehna and P. König, «Producing methanol from CO₂,» *CHEMTECH*, vol. 24, no. 6, pp. 36-39, 1994.
- N. Meunier, R. Chauvy, S. Mouhoubi, D. Thomas and G. De Weireld, «Alternative production of methanol from industrial CO₂,» *Renewable Energy*, vol. 146, p. 1192–1203, 2020.
- Y. Li, Y. Hu, J. Chu, Y. Yao, H. Lv and C. Xu, «Investigation of renewable methanol production from CO₂ hydrogenation based on spectral splitting and heat integration,» *Fuel*, vol. 352, p. 129041, 2023.
- D. Wang, J. Li, W. Meng, Z. Liao, S. Yang, X. Hong, H. Zhou, Y. Yang and G. Li, «A near-zero carbon emission methanol production through CO₂ hydrogenation integrated with renewable hydrogen: Process analysis, modification and evaluation,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 412, p. 137388, 2023.
- Shi L., «Energy optimization and economic study of an energy storage system based on a carbon dioxide-to-methanol process,» *Journal of Energy Storage*, vol. 62, 2023.

- C. Chatterton, «Methanol as a vessel fuel and energy carrier,» in International Tanker Technical Forum, Queenstown, Singapore, 2019.
- European Union, «Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure,» Official Journal of the European Union, pp. 1-20, 2014.
- Methanol Institute, Methanol Safe Handling Manual 5th Edition, Methanol Institute, 2020.
- J. J. Clary, The Toxicology of Methanol, Hoboken, NJ: Wiley, 2013.
- C. Breyer, M. Fasihi, M. Micheli, A. S. Oyewo, P. Schmidt and W. Werner, «E-Kerosene for Commercial Aviation,» Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlín, 2022.
- K. Atsonios, J. Li and V. J. Inglezakis, «Process analysis and comparative assessment of advanced thermochemical pathways for e-kerosene production,» Energy, vol. 278, p. 127868, 2023.
- M. Marchese, E. Giglio, M. Santarelli and A. Lanzini, «Energy performance of power-to-liquid applications integrating biogas upgrading, reverse water gas shift, solid oxide electrolysis and Fischer-Tropsch technologies,» Energy Conversion and Management: X, vol. 6, p. 100041, 2020.
- A. P. Steynberg, M. E. Dry, B. H. Davis and B. B. Breman, «Fischer-Tropsch Reactors,» in Fischer-Tropsch Technology, A. Steynberg and M. Dry, Eds., Amsterdam, The: Elsevier, 2004, p. 64–195.
- Sasol, «Sasol produces 1.5 billion barrels of synthetic fuel from coal in fifty years,» 2005. [Online]. Available: <http://www.sasol.com/media-centre/media-releases/sasol-produces-15-billion-barrels-synthetic-fuel-coal-fifty-years>. [Accessed 31 agosto 2023].
- Shell, «Pearl GTL - overview,» s.f. [Online]. Available: <http://www.shell.com/about-us/major-projects/pearl-gtl/pearl-gtl-an-overview.html>. [Accessed 31 agosto 2023].
- S. M. Jarvis and S. Samsatli, «Technologies and infrastructures underpinning future CO2 value chains: A comprehensive review and comparative analysis,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 85, pp. 46-68, 2018.
- V. Batteiger, K. Ebner, A. Habersetzer and L. Moser, Power-to-Liquids. A scalable and sustainable fuel supply perspective for aviation, Dessau-Roßlau, Germany: German Environment Agency, 2022.
- M. R. Gogate, «Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects,» Petroleum Science and Technology, vol. 37, p. 559–565, 2019.
- G. R. M. Dowson, M. F. Haddow, J. Lee, R. L. Wingad and D. F. Wass, «Catalytic conversion of ethanol into an advanced biofuel: Unprecedented selectivity for n-Butanol,» Angewandte Chemie International Edition, vol. 52, p. 9005–9008, 2013.
- S. Geleynse, K. Brandt, M. Garcia-Perez, M. Wolcott and X. Zhang, «The alcohol- to- jet conversion pathway for drop-in biofuels: Techno-economic evaluation,» ChemSusChem, vol. 11, p. 3728–3741, 2018.
- M. Sudiro and A. Bertucco, «Production of synthetic gasoline and diesel fuel by alternative processes using natural gas and coal: Process simulation and optimization,» Energy, vol. 34, p. 2206–2214, 2009.

- Z. Navas-Anguila, P. L. Cruz, M. Martín-Gamboa, D. Iribarren and J. Dufour, «Simulation and life cycle assessment of synthetic fuels produced via biogas dry reforming and Fischer-Tropsch synthesis,» *Fuel*, vol. 235, p. 1492–1500, 2019.
- J. Ruokonen, H. Nieminen, A. R. Dahiru, A. Laari, T. Koironen, P. Laaksonen, A. Vuokila and M. Huuhtanen, «Modelling and cost estimation for conversion of green methanol to renewable liquid transport fuels via olefin oligomerisation,» *Processes*, vol. 9, p. 1046, 2021.
- D. H. König, N. Baucks, R.-U. Dietrich and A. Wörner, «Simulation and evaluation of a process concept for the generation of synthetic fuel from CO₂ and H₂,» *Energy*, vol. 91, p. 833–841, 2015.
- A. M. Petersen, F. Chireshe, O. Okoro, J. Gorgens and J. Van Dyk, «Evaluating refinery configurations for deriving sustainable aviation fuel from ethanol or syncrude,» *Fuel Processing Technology*, vol. 219, p. 106879, 2021.
- ExxonMobil, ExxonMobil methanol to jet technology to provide new route for sustainable aviation fuel production, 2022.
- D. T. Pio, A. C. M. Vilas-Boas, V. D. Araújo, N. F. C. Rodrigues and A. Mendes, «Decarbonizing the aviation sector with electro sustainable aviation fuel (eSAF) from biogenic CO₂ captured at pulp mills,» *Chemical Engineering Journal*, vol. 463, p. 142317, 2023.
- D. H. König, M. Freiberg, R.-U. Dietrich and A. Wörner, «Techno-economic study of the storage of fluctuating renewable energy in liquid hydrocarbons,» *Fuel*, vol. 159, p. 289–297, 2015.
- H. Eilers, «Flexibler Betrieb der Fischer-Tropsch-Synthese - Katalysator- und Reaktorverhalten mit Co in der 3-Phasen-Blasensäule,» 2018.
- H. Gruber, P. Groß, R. Rauch, A. Reichhold, R. Zweiler, C. Aichernig, S. Müller, N. Ataimisch and H. Hofbauer, «Fischer-Tropsch products from biomass-derived syngas and renewable hydrogen,» *Biomass Conversion and Biorefinery*, vol. 11, p. 2281–2292, 2021.
- Shell, «Producing water in the desert,» s.f. [Online]. Available: <https://www.shell.com/about-us/major-projects/pearl-gtl/producing-water-in-the-desert.html>. [Accessed 31 August 2023].
- S. Drünert, U. Neuling, T. Zitscher and M. Kaltschmitt, «Power-to-liquid fuels for aviation - Processes, resources and supply potential under German conditions,» *Applied Energy*, vol. 277, p. 115578, 2020.
- L. a. Millet, 2020.
- Q. e. al., 2023.
- E. gov. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis>.
- F. Orte, A. Lusi, F. Carmona, R. D’Elia and A. Farami, «Comparison of NASA-POWER solar radiation data with ground-based measurements in the south of South America,» in 2021 XIX Workshop on Information Processing and Control (RPIC), San Juan, Argentina, 2021.
- HHV. [Online]. Available: https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/tech_validation/pdfs/fcm01r0.pdf

CAPÍTULO

4

**CONSTRUCCIÓN DE MODELOS
TÉCNICO-ECONÓMICOS Y
CASOS DE ESTUDIO**

CONTENT

1. Objetivo Capítulo 4	205
2. Glosario Capítulo 4	206
3. Modelos técnico-económicos para la evaluación financiera de proyectos	209
3.1 Aspectos a considerar en la evaluación financiera	209
3.1.3 Parámetros de entrada	211
3.1.4 Variables financieras de entrada	212
3.1.5 Costos Nivelados y precio	212
3.1.6 Construcción del modelo técnico	213
3.1.7 La granularidad del análisis	213
3.1.8 Pasos para la elaboración de los balances horarios	214
3.1.9 Optimización y datos de entrada	217
3.2 Aspectos a considerar en los casos de negocios	218
3.2.1 Localización del parque generador de energía	218
3.2.2 Potencia máxima del parque generador de energía	218
3.2.4 Posibles configuraciones para el suministro de electricidad a las plantas	218
3.2.5 Consideraciones para la selección y el diseño de la estrategia de suministro	219
3.2.6 Almacenamiento de Energía Eléctrica	221
3.2.7 Selección de la tecnología de electrolizadores	221
4. Costos de desarrollo	222
4.1 Costos de ingeniería	223
4.2 Costos estudios ambientales	223
4.3 Costos de tierras	224

5. Casos de estudio	225
5.1 Definición de los casos de estudio	225
5.2 Supuestos del modelo	228
5.2.1 Supuestos vinculados al modelo de optimización	228
5.2.2 Supuestos impositivos y financieros	228
5.2.3 Sensibilidad con supuestos de beneficios impositivos e incentivos	229
5.3 Evaluación de proyecto	229
5.4 Costos de desarrollo considerados	229
5.5 Caso de estudio: Producción de Hidrógeno en Bahía Blanca	231
5.5.1 Descripción de la cadena de valor y del caso de producción de hidrógeno gaseoso	231
5.5.2 Escalas del sistema	233
5.5.3 Suministro eléctrico y consumo de agua	233
5.5.4 Costos de inversión y operativos	234
5.5.5 Costos Nivelados	234
5.5.6 Análisis de Precio sin beneficios e incentivos	235
5.5.7 Análisis de los resultados	236
5.6 Caso de Estudio: Producción de Amoníaco en Río Negro	236
5.6.1 Descripción de la cadena de valor y del caso de producción de amoníaco	236
5.6.2 Escalas del sistema	240
5.6.3 Suministro eléctrico y consumo de agua	241
5.6.4 Costos de inversión y operativos	243
5.6.5 Costos Nivelados	244
5.6.6 Análisis de Precio sin beneficios e incentivos	245
5.6.7 Análisis de Precio con posibles beneficios e incentivos	245
5.6.8 Análisis de los resultados	246
5.7 Caso de Estudio: Producción de Metanol en Santa Cruz	247
5.7.1 Descripción de la cadena de valor y del caso de producción de metanol	247
5.7.2 Escalas del sistema	250
5.7.3 Suministro eléctrico y consumo de agua	251
5.7.4 Costos de inversión y operativos	253
5.7.5 Costos Nivelados	255
5.7.6 Análisis de Precio sin beneficios e incentivos	255
5.7.7 Análisis de los resultados	256

5.8 Caso de Estudio: Producción de e-SAF en Neuquén	256
5.8.1 Descripción de la cadena de valor y del caso de producción de e-SAF	256
5.8.2 Escalas del sistema	259
5.8.3 Suministro eléctrico y consumo de agua	260
5.8.4 Costos de inversión y operativos	263
5.8.6 Análisis de Precio sin beneficios e incentivos	265
5.8.7 Análisis de los resultados	266
6. Anexo	267
6.1 Modelo de optimización de costos	267
6.1.1 Consideraciones generales y principales supuestos	267
7. Referencias	272

Listado de figuras y tablas

Figura 1: Esquema representativo de un modelo técnico-económico	210
Figura 2: Casos de estudio seleccionados	226
Tabla 1: Resumen de casos de estudio	227
Tabla 2: Supuestos impositivos y financieros	228
Tabla 3: Supuestos impositivos y beneficios fiscales	229
Tabla 4: Costos de desarrollo	230
Figura 3: Planta de producción de H_2	231
Figura 4: Diagrama de Sankey Caso 1 – Producción de H_2 verde	233
Figura 5: Planta de producción de NH_3	237
Figura 6: Extracto representativo del perfil horario Caso 2 – Producción de NH_3	241
Figura 7: Perfil horario interanual Caso 2 – Producción de NH_3	242
Figura 8: Diagrama de Sankey Caso 2 – Producción de NH_3	242
Figura 9: Planta de producción de MeOH.	247
Figura 10: Extracto representativo del perfil horario Caso 3 – Producción de MeOH	251
Figura 11: Perfil horario interanual Caso 3 – Producción de MeOH	252
Figura 12: Diagrama de Sankey Caso 3 – Producción de MeOH	252
Figura 13: Planta de producción de e-SAF	257
Figura 14: Extracto representativo del perfil horario Caso 4 – Producción de e-SAF	261
Figura 15: Perfil horario interanual Caso 4 – Producción de eSAF	261
Figura 16: Diagrama de Sankey Caso 4 – Producción de e-SAF	262

1

Objetivo Capítulo 4

Objetivo del Capítulo 3

El Capítulo 4 – «Construcción de Modelos Técnico-económicos y Casos de Estudio» tiene como objetivo general presentar cómo se plantean los casos de negocios de proyectos de H2V y PtX y mostrar las incidencias de costos de los diferentes componentes, partiendo de ejemplos de proyectos ficticios pero posibles.

Es necesario aclarar que el objetivo del capítulo no es buscar los mejores casos de negocios, ni ser una referencia de la competitividad de Argentina en la producción de PtX, ya que se partieron de ejemplos puntuales que fueron seleccionados para cubrir las diversas características que un proyecto del sector podría tener.

Los objetivos del capítulo se resumen en:

- Presentar la lógica y la complejidad del armado de los modelos técnicos-económicos utilizados para la evaluación financiera de proyectos de H2V y PtX
- Introducir el concepto de optimización del diseño
- Presentar el posible impacto en costos de inversión de los diferentes componentes de los proyectos de H2V y PtX
- Presentar el posible impacto en costos operativos de los diferentes componentes de los proyectos de H2V y PtX
- Indicar una referencia de costos asociados a las etapas pre-FID (costos hundidos sin garantía de recuperación)
- Mostrar la posible implicancia de las cargas impositivas y aranceles sobre el posible precio de producto, y como se distancia el precio de producto del concepto de costo nivelado
- Mostrar la relevancia del suministro eléctrico, balance de energía, potencias mínimas requeridas, y cumplimiento de criterios de certificación



Glosario

Capítulo 4

AACE	Asociación para el Avance de la Ingeniería de Costes o Association for the Advancement of Cost Engineering
AEM (electrólisis)	Tecnología de electrólisis por membrana de intercambio aniónico
ALK (electrólisis)	Tecnología de electrólisis alcalina
ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales o American Society for Testing and Materials
ASU	Unidad de Separación de Aire o Air Separation Unit
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
CapEx	Gastos de capital o Capital Expenditures
CCUS	Incluye tanto la captura de carbono para utilización o para almacenamiento
CORSIA	Plan de Compensación y Reducción de Carbono de la Aviación Internacional o Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
Curtailment	Reducción de la generación de energía renovable cuando la oferta supera la demanda o existen limitaciones en la red, lo que resulta en energía no aprovechada.
DAC	Tecnología de captura de CO ₂ directa de aire o Direct Air Capture
EERR	Energías Renovables
FEED	La etapa de Front End Engineering Design (FEED), representa la ingeniería básica o básica extendida de un proyecto. Es análogo a FEL III.



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Implemented by:



FEL	La metodología Front-End-Loading o FEL es una metodología para el desarrollo de proyectos de grandes inversiones.
FID	Decisión Final de Inversión o Final Investment Decision
FT	Proceso Fisher-Tropsch
H2V	Hidrógeno verde
HB	Proceso Haber-Bosch
I+D	Sectores de investigación y desarrollo (R&D)
IEA	Agencia Internacional de Energía o International Energy Agency
IRENA	Agencia Internacional de Energía Renovable o International Renewable Energy Agency
LCOX	Costo nivelado del producto "x". Donde "x" puede ser electricidad, hidrógeno, carbono, o algún derivado de hidrógeno (LCOE, LCOH, LCOCO ₂ , etc.)
LOHC	Portador orgánico líquido de hidrógeno o "liquid Organic hydrogen Carrier"
Off Taker	En el contexto de la guía, se refiere a una entidad o empresa que compra el o los bienes producidos por el proyecto (H2V o un producto PtX)
Off-grid	Desconectado de la red eléctrica
On-grid	Conectado a la red eléctrica
OpEx	Gastor operativos o Operational Expenditures
PEM (electrólisis)	Tecnología de electrólisis de Membrana de Intercambio de Protones
PPA	Contrato de compra de energía o Power Purchase Agreement
Project Finance	Estructura de financiamiento utilizada para proyectos de gran escala en la que el reembolso de la deuda y los rendimientos para los inversionistas dependen principalmente del flujo de caja generado por el proyecto en lugar de los activos o solvencia de los patrocinadores. Es común en sectores como energía, infraestructura y recursos naturales.

PtX	Del concepto Power- to-X, hace referencia a los distintos productos que se pueden producir a partir de hidrógeno verde
RED	Normativa europea "Directiva de Energías Renovables" o "Renewable Energy Directive".
RFNBO	Combustible renovable de origen no biológico o Renewable Fuel Non- Biological Origin. Definición introducida por la normativa europea RED
rWGS	Proceso de desplazamiento inverso de Agua- Gas o "Reverse Water Gas Shift"
SADI	Sistema Argentino de Interconexión eléctrica
SAF	Combustible sintético de aviación o Sustainable Aviation Fuel
Stakeholder	También llamados "interesados" de un proyecto, son personas, grupos, organizaciones o entidades que pueden afectar, verse afectadas o percibirse como afectadas por las decisiones, actividades o resultados del proyecto. Incluyen tanto aquellos con un interés directo como indirecto en el proyecto.
TRL	Nivel de madurez tecnológica o Technical Readiness Level
Well-to-wheel	El alcance "well-to-wheel" considera todas las emisiones asociadas desde la extracción de materias primas (well) hasta el uso final en el vehículo (wheel), incluyendo producción, transporte, conversión de energía y productos.

3

Modelos técnico-económicos para la evaluación financiera de proyectos

3.1 Aspectos a considerar en la evaluación financiera

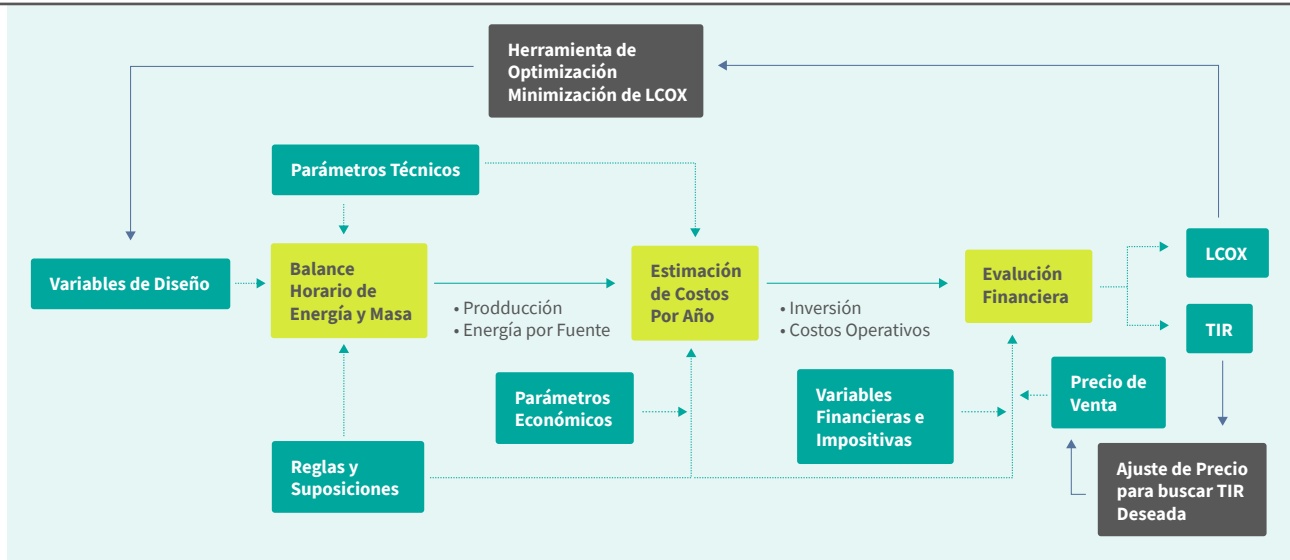
Un modelo técnico-económico es una herramienta analítica que integra aspectos técnicos y económicos para evaluar la viabilidad de un proyecto. Este modelo combina datos sobre el diseño y la operación técnica de las plantas, con información económica y financiera para proporcionar una evaluación integral del potencial rendimiento del proyecto. El modelo puede ser elaborado utilizando diversas herramientas y plataformas que permiten el análisis de datos y la creación de simulaciones. Estas herramientas pueden variar en complejidad, desde aplicaciones de hojas de cálculo tradicionales, hasta software especializado en

programación y optimización.

Para el análisis de proyectos de hidrógeno y derivados se puede clasificar las variables y datos de un modelo técnico-económico para evaluación financiera de la siguiente manera:

- Variables de diseño
- Reglas y Suposiciones
- Parámetros de entrada
- Variables financieras de entrada
- Variables de salida

Figura 1: Esquema representativo de un modelo técnico-económico



Fuente: Elaboración propia

Para las descripciones a continuación se consideró un caso de producción de amoníaco a modo de ejemplo, cuando se trata de otro producto final las variables son similares, pero revisando como cambiarían en cada caso (por ejemplo, agregando sistema de captura de CO₂ si se produce metanol o e-kerosene, en lugar de producción de N₂; o cambiando las plantas de síntesis de Haber-Bosch por el correspondiente de cada producto).

3.1.1 Variables de diseño

El conjunto de «Variables de Diseño» se refiere a aquellos datos que el desarrollador debe ingresar al modelo y que puede elegir con una libertad relativamente amplia. Están vinculados a decisiones del desarrollador, como la escala del proyecto, ubicación y estrategia de suministro eléctrico. Algunas de estas variables de diseño son:

- Recurso eólico (perfil de viento, este dependerá de la ubicación seleccionada para el parque de generación, la calidad del dato dependerá de la fuente de datos de velocidad de viento disponible)
- Escala de parque renovable
- Escala de almacenamiento en baterías (si hubiera)
- Potencia de la red externa al parque (si hubiera conexión a red)
- Escala de planta de electrólisis
- Escala de almacenamiento de hidrógeno
- Escala de planta ASU (producción de N₂)
- Escala de almacenamiento de N₂
- Escala de Haber-Bosch (planta de NH₃)
- Escala de almacenamiento de amoníaco
- Distancia de transporte eléctrico
- Distancia de transporte interno de hidrógeno
- Distancia de transporte interno de amoníaco

Las escalas de las plantas no pueden ser totalmente independientes entre sí, generalmente estas decisiones tienen ciertas libertades dentro de una solución de compromiso: Por ejemplo, si se aumenta la relación entre el parque eólico y la planta de electrólisis, la planta de electrólisis puede operar con mayor factor de carga, lo cual es positivo, pero en contrapartida habrá mayor cantidad de energía excedente que no puede tomar la planta de electrólisis y que en caso de no venderse podría desperdiciarse, aumentando el costo de energía consumida.

3.1.2 Reglas y Suposiciones

Existen algunas reglas que hay que incluir en el modelo y que suelen estar atadas a decisiones, estrategias o limitaciones del proyecto. Por ejemplo, hay que decidir si la energía de red (o la energía en baterías) puede ser utilizada solo para mantener las plantas operando al mínimo técnico para evitar paradas de planta o si puede además utilizarse para subir de carga en los procesos y mantener ciertos niveles de producción. Otro ejemplo es decidir qué hacer con el eventual excedente de electricidad renovable que se pueda generar y no se puede consumir o almacenar en la planta, se puede suponer una posible venta del excedente o indicarle al modelo que dicha energía es electricidad perdida. Estas suposiciones y reglas cambian dependiendo el caso de negocio y deben ser analizadas con detenimiento porque pueden afectar sensiblemente el resultado. Pueden estar influenciadas por el mercado (eléctrico, de productos y subproductos), certificación del producto, limitaciones físicas de la red y otros factores.

3.1.3 Parámetros de entrada

El modelo requiere de decenas de parámetros que deben ser ingresados, parámetros técnicos y parámetros *económicos*.

Dentro de los parámetros técnicos, algunos son fijos (como la relación estequiométrica de amoníaco/ hidrógeno, o las propiedades físicas de los productos) y otros dependen de la tecnología del proceso, como, por ejemplo: los rendimientos de electrólisis, consumos de potencia, consumos de agua, rendimiento de Haber-Bosch, etc. Estos últimos parámetros están relativamente sujetos a decisiones y a selección de tecnologías, pero su variación y elegibilidad es acotada.

Los *parámetros económicos* se dividen a su vez en dos grupos: costos de inversión y operativos.

Parámetros de inversión son costos de parque renovable, de planta de hidrógeno, ASU, Haber-Bosch, etc. Algunos de los costos de inversión se podrían considerar relativamente escalables de manera lineal, como es el caso del parque renovable y de electrólisis, y otros costos de inversión son más sensibles a la escala, como por ejemplo la planta de producción de amoníaco o almacenamiento de amoníaco. Para estos últimos entre ciertos rangos acotados de tamaño se puede aproximar linealmente, sino se puede utilizar reglas de escalabilidad, como por ejemplo el escalado factorial $P2 = P1 (Q2/Q1)^n$, donde P2 es el costo de una planta de capacidad nominal Q2, P1 es el costo de una planta de capacidad nominal Q1, y «n» es un factor que para las plantas suele estar entre 0.6 y 0.7 (AACE, 2011).

En etapas tempranas de visualización y prefactibilidad, la escala de los componentes suele ser una variable para ajustar en el diseño, por lo que es normal tener que realizar estimaciones simples por capacidad. Conforme se avanza en el proyecto, las estimaciones de costos deben mejorar en su precisión. Como se menciona en el capítulo 2, las diferentes fases del proyecto traen consigo estimaciones de costos de inversión con diferentes niveles de precisión, partiendo de una estimación de costos AACE¹ Clase V (con límites de precisión de -50% hasta +100%), llegando a una estimación de costos AACE Clase III en el FEED (con límites de precisión de -20% hasta +30%).

1 The Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE)

Parámetros de costos operativos son, por ejemplo, costos de O&M, reemplazo de cellstacks, costos de personal, arrendamiento de tierras, etc. Estos también suelen variar con la selección de tecnologías y de proveedores.

3.1.4 Variables financieras de entrada

Con las variables de diseño, y parámetros técnicos y económicas, se estiman costos de desarrollo, inversión y operativos de la planta. A la vez que se calcula la producción de productos y subproductos. El modelo debe tomar estos resultados parciales y armar un flujo de fondos que permita la evaluación financiera del proyecto. Esto requiere de variables financieras, como, por ejemplo: duración del proyecto, % de deuda, tasa de deuda, impuestos, y tasa de retorno del equity, entre otro.

Además de estas variables se debe establecer una estrategia de venta de productos para poder calcular la rentabilidad del proyecto. Para establecer esta estrategia de venta hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Se espera que los costos de producción de hidrógeno y derivados se reduzcan rápidamente en los próximos años, por lo que, por ejemplo, los proyectos que se construyan dentro de 15 años tendrán costos mucho más competitivos que los que se construyan en 5 años.
- Lo anterior conlleva a la necesidad de conseguir contratos de venta de hidrógeno y derivados a largo plazo, tan largo como sea posible conseguirlos

(aún no hay muchas referencias, pero a modo de comparación, durante el desarrollo inicial de energías renovables en el pasado, se firmaron PPAs de hasta 20 y 25 años, por otro lado, una de las únicas referencias de contratos a largo plazo para hidrógeno y derivados es el programa H₂GLOBAL, que ofrecían contratos de 10 años).

- La estimación del precio de venta luego de la finalización del contrato de largo plazo es incierta, y estará vinculada al mercado en ese momento y los costos de las nuevas tecnologías, por lo que debe considerarse que el precio será bastante menor que lo que se firmará el contrato para venta al corto plazo.
- Pueden existir subproductos dentro del proceso (electricidad, oxígeno, etc.) que pueden ser vendidos y aumentar la rentabilidad del proyecto. De ser así debe poder identificarse y agregarlo al Cash Flow. Valorizar estos subproductos podría afectar sensiblemente la competitividad del proyecto, por lo que vale la pena analizar posibles demandas locales y realizar sensibilidades respecto a estos puntos.

3.1.5 Costos Nivelados y precio

$$LCOX = \frac{\sum_1^n \frac{CapEx_t + OpEx_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Producción\ de\ X_t}{(1+r)^t}}$$

El costo nivelado de un producto «X», se puede definir como:

Donde:

- CapEx: Son las inversiones en el año «t»
- OpEx: Son los costos operativos en el año «t»
- r: Es la tasa de descuento
- n: La vida del proyecto (normalmente entre 20 y 30 años)

El costo nivelado de un producto sea electricidad, hidrógeno, un derivado o un insumo (como puede ser carbono para productos PtX) es un indicador que engloba costos de inversión y de operación a lo largo de la vida útil de un proyecto pero que debe ser utilizado con fines meramente comparativos entre diferentes alternativas tecnológicas o de recursos de un negocio comparable.

El costo nivelado de un producto «X», se puede definir como:

Es normal encontrar muchas referencias de costos nivelados de hidrógeno a lo largo de estudios y reportes a nivel local e internacional. En tal sentido es importante poder interpretar dichos valores de manera comparativa en un mismo estudio o reporte, o a lo sumo como referenciales de ordenes de costos entre diferentes reportes y trabajos. Sin embargo, no es aconsejable comparar estos indicadores simplificados con precios de mercados reales. En los ejemplos de casos analizados en este capítulo, por un lado, se incluye el cálculo de costos nivelados de electricidad y de productos finales, pero adicionalmente se presenta un análisis financiero para analizar posibles precios mínimos de venta de un eventual contrato a largo plazo, para obtener una rentabilidad determinada del proyecto.

La intención de mostrar este análisis de precio de venta es marcar la relevancia que tienen en la rentabilidad de un proyecto aspectos que suelen quedar afuera de un indicador de costo nivelado, como pueden ser: impuestos, aranceles de importación, estrategia de financiamiento.

Asimismo, la guía busca acompañar al desarrollador o al usuario, en instancias que van más allá de una visualización de proyecto, y trata de mostrar aspectos que impactarán el negocio y que pesarán luego en la determinación de precio de venta y en la factibilidad de superar la instancia de Decisión Final de Inversión (FID) para materializar el proyecto.

Variables de salida

Las principales variables de salida del modelo son las producciones de hidrógeno, derivados y posibles subproductos, lo cual lleva de la mano el cálculo de factores de carga de las diferentes unidades. Se obtiene también información sobre el balance de energía, y se logra estimar en función del perfil de energía renovable y de las escalas de plantas y almacenamiento, cuánta energía proviene de las diferentes fuentes cargadas al modelo. Adicionalmente, se obtienen posibles

excedentes de energía o hidrógeno que pueda haber durante el año.

Sin embargo, probablemente los resultados más interesantes se encuentran en el análisis económico-financiero del proyecto, el total de los costos de inversión, costos de operación, el flujo de caja estimado y el vínculo entre precio de venta e indicadores de rendimiento del negocio, como TIR o VAN.

3.1.6 Construcción del modelo técnico

El punto de partida de la lógica de cálculo inicia luego de proponer escalas de parque de energía (junto con el perfil horario de energía), escala de almacenamientos, de electrólisis, de producción de amoníaco, etc. Desde allí hay que construir la vinculación desde la velocidad de viento (y/o irradiancia solar) hasta llegar a la producción del producto final. Esta vinculación viene dada por los parámetros de conversión y rendimientos, sujetos a la capacidad de cada etapa del proceso.

No obstante, en esta guía no se incluye el análisis detallado de la producción de electricidad de un parque renovable dependiendo del perfil del recurso disponible.

3.1.7 La granularidad del análisis

Si se tomara una granularidad anual, es decir, se estima la energía generada por un parque renovable durante un año y a partir de allí se estima el hidrógeno que se puede producir, y en función de esto la cantidad de amoníaco o derivado; se pierde el detalle de lo que pasa mes a mes, día a día y hora a hora durante ese año. Esta simplificación puede conllevar a errores de productividad importantes (casos demasitados optimistas). Estas desviaciones están relacionadas principalmente con dos puntos:

- Un parque eólico con un determinado factor de capacidad anual (por ejemplo 60%), tiene variaciones significativas durante el año. Esto quiere decir que quizás durante días y semanas consecutivas, el factor de capacidad puede estar por debajo de 5%, y durante otros momentos operar al 100%. Esto hace que cuando se tiene un parque eólico con conexión directa, haya momentos en los que la electricidad del parque no alcanza para mantener las plantas operativas. En otras horas puede pasar que la electricidad generada no pueda ser tomada por las plantas de procesos, porque la cantidad de electricidad generada es mayor a la demanda. Adicionalmente, al agregar almacenamiento de energía o de hidrógeno intermedios, es necesario saber en qué momentos se carga el almacenamiento, en qué momentos se descarga y cuándo ya no hay hidrógeno/energía almacenada o capacidad de almacenamiento disponible.
- Por otro lado, si se toma como referencia la normativa europea RED II, donde se definen reglas para poder considerar al hidrógeno como renovable (o RFNBO ²), la misma establece que para contar como totalmente renovable a la energía que proviene del parque renovable, es necesario cumplir con una temporalidad horaria que garantice que la electricidad consumida por las plantas de producción en una hora esté balanceada con la electricidad generada durante la misma hora en el parque con el que se tiene contrato o del cual proviene la electricidad renovable. Esta reglamentación hace que los proyectos que utilizan la red eléctrica para transporte hasta sus plantas deban balancear su suministro eléctrico de manera similar a los proyectos off-grid o con parques renovables con conexión directa.

Por las razones anteriores, es necesario plantear balances de energía y de masa con granularidad horaria para obtener resultados que simulen la operación de las plantas de manera semejante a lo esperable en la realidad.

3.1.8 Pasos para la elaboración de los balances horarios

Para lograr lo descrito anteriormente, se debe plantear el modelo iniciando con perfiles horarios de velocidades de vientos del recurso eólico (o de irradiación solar si fuese un parque solar). Se puede tomar un año típico, o incluso hacer el análisis con extensiones de plazo mayores. Los perfiles horarios pueden obtenerse de datos satelitales de fuentes públicas o, en el mejor de los casos, a partir de torres de medición en el sitio donde se ubicará el parque.

Con la velocidad promedio de viento en una hora se puede estimar la energía bruta que un parque puede producir (usando la curva de potencia en función de la velocidad de viento de un aerogenerador y restando pérdidas estimadas por efecto estela, rendimientos de transformación, transporte, etc.). En diseños más avanzados podría analizarse la posibilidad de integrar estimaciones de producción de programas específicos de simulación de parques eólicos que pueden arrojar valores más precisos.

En caso de integrarse más de un parque renovable se deben cargar todos los perfiles de generación estimados, con granularidad horaria, y analizar la disponibilidad de energía por sitio y global, hora a hora.

2 RFNBO hace referencia a Renewable Fuels of Non-Biological Origin, o combustibles renovables de Fuentes no biogénicas, y es una terminología utilizada en la reglamentación europea RED II, esta categoría incluye al hidrógeno renovable y sus derivados.

Considerar más de un parque de generación renovable puede ser útil sobre todo si tienen perfiles de generación con buena complementariedad entre sí (hay zonas de buenos recursos eólicos donde las curvas de los perfiles suelen tener un valle de generación en horas diurnas donde un recurso solar podría complementar de manera adecuada). Lo mismo aplica a la complementariedad estacional, p.ej. con mejor rendimiento eólico en invierno y mejor rendimiento solar en verano. La complementariedad de parques de generación se puede dar con conexión directa (ambos parques situados en las cercanías de las plantas con líneas de transmisión nuevas y dedicadas), se puede dar también utilizando el sistema de transporte (el SADI en el caso de Argentina) o se puede dar en una combinación, con un parque con conexión directa y otro conectado a través de la red. Las variables que intervienen en la definición de estas estrategias de suministro, entre otras son:

- Calidad del recurso renovable y ubicación
- Costos de utilizar la red (tarifas de transporte, servicios complementarios y contratación de potencia)
- Limitaciones físicas de la red (la infraestructura eléctrica del SADI se encuentra saturada en muchas regiones actualmente y no es simple sumar grandes generaciones en nodos de buenos recursos renovables).
- Certificación de productos. Si se toma como referencia la normativa europea RED, contempla tanto la posibilidad de conexiones directas de energía renovable, como sistemas on grid e híbridos. Sin embargo, hay que cumplir con las reglas que se establecen (como, por ejemplo, principios de adicionalidad, correlación temporal y geográfica, indicadas en el Capítulo 1).

Si la potencia bruta promedio en una hora es mayor que la máxima demanda de potencia de las plantas de procesos (electrólisis más otros consumos en plantas de hidrógeno y de PtX), quiere decir que hay un excedente de energía que las plantas no pueden tomar; ese excedente o bien se almacena en una batería, se inyecta a la red o se pierde; esto dependerá de la estrategia de suministro cargada al modelo.

En el modelo utilizado para los casos de estudios de este capítulo, esta energía se considera perdida y se le considera como un «curtailment». Es decir que, en los casos de estudios, en estas instancias, se calcula con una reducción de la potencia del parque renovable, por lo cual se pierde electricidad que hubiese sido posible de utilizar. Esta consideración se debe a la situación actual del sistema de transporte eléctrico en Argentina y a la dificultad de estimar y proyectar disponibilidad para inyectar energía en nodos del SADI. Sin embargo, en caso de lograr contar con esa capacidad para inyección de excedente de energía a la red y venta de la misma a terceros, se podría mejorar la rentabilidad del proyecto.

Por otro lado, si la potencia bruta media en una hora es menor que el mínimo de potencia requerida para el funcionamiento de los sistemas (sin contar la electrólisis, sino el mínimo de potencia para mantener el Haber-Bosch al mínimo técnico -o equivalente- y mantener operativos los servicios esenciales), se debe completar la potencia necesaria con energía desde otra fuente: baterías o desde la red eléctrica. Esto con el fin de evitar una parada del proceso y la necesidad de reinicio posterior. Esta potencia suele ser muy baja, y en un año la energía mínima requerida de respaldo es mínima comparada con la energía eléctrica total consumida. Esta fracción de energía normalmente puede ser no renovable, y en tal caso hay que identificar estos volúmenes y cuantificar la huella de carbono asociada a ello e incluirlo en el análisis de intensidad de carbono del producto final, para cerciorarse que aún se cumple con los criterios de certificación. Este análisis no es estrictamente necesario que sea parte del modelo técnico-económico para la evaluación financiera, pero es recomendable realizarlo en paralelo para

asegurarse que el producto cumple con la normativa de certificación buscada.

Con la energía neta horaria se cubre por un lado el consumo de electricidad de las plantas de procesos (compresores, bombas, tracing, iluminación, etc.) y la energía para producir hidrógeno en los electrolizadores. La cantidad de hidrógeno se calcula utilizando la eficiencia del electrolizador. El rango de conversión global esperada puede variar mucho, considerando la eficiencia de los electrolizadores y los consumos de energía de los procesos, puede ser de 42-65 kWh/kg de H₂.

Con la cantidad de hidrógeno producido en esa hora, se alimenta al proceso Haber-Bosch. Si se produce más hidrógeno que el máximo requerido por el Haber-Bosch, ese excedente de hidrógeno se puede almacenar. Aunque si el almacenamiento de hidrógeno esta completo, surgen dos alternativas: o bien se busca otro destino como uso o venta local, o ese excedente de hidrógeno se pierde (o no se produce).

Por otro lado, si la cantidad de hidrógeno producido por el electrolizador no alcanza para abastecer el mínimo técnico requerido por el proceso Haber-Bosch (asociado al «turndown» de dicho proceso) es necesario completar ese mínimo técnico con hidrógeno almacenado.

Si no hay hidrógeno almacenado para completar el mínimo técnico, el Haber-Bosch debería ser parado por falta de alimentación. Históricamente los procesos de Haber-Bosch eran diseñados para poder operar a cargas de hasta 40-50% de su carga nominal, actualmente los tecnólogos están ampliando el rango operativo, pudiendo encontrar diseños que pueden operar hasta con un 10% de su carga nominal. Si las plantas de Haber-Bosch tienen que parar la producción, el arranque puede demorar 2-3 días. Un dato relevante es que, si bien lo normal hasta ahora en el desarrollo de proyectos de amoníaco verde ha sido dimensionar el almacenamiento de hidrógeno para evitar la parada de la planta de amoníaco, compañías tecnólogas con licencias de Haber-Bosch están analizando cambios en el diseño para poder parar la planta y arrancarla

de una manera más dinámica y así minimizar el almacenamiento de H₂ requerido. Lo explicado en este párrafo utilizando el ejemplo de amoníaco, aplica de manera análoga a otros procesos de producción de PtX. En los casos de negocios analizados, se dimensionó el almacenamiento para evitar estas paradas por falta de hidrógeno para garantizar el mínimo técnico del proceso aguas abajo.

Con la cantidad de hidrógeno que se alimenta al Haber-Bosch, junto con el rendimiento global del proceso que suele ser muy alto (hasta un 98%), se estima la cantidad de amoníaco que se produce en una hora. Considerando que, estequiométricamente, por cada tonelada de hidrógeno produce 5,67 toneladas de amoníaco.

Con estos cálculos de electricidad generada, electricidad compensada de la red (o baterías), producción de hidrógeno, almacenamiento de hidrógeno, carga del Haber-Bosch y producción de amoníaco hora a hora, se construyen los perfiles productivos de todo el año. Y de aquí se obtienen los factores de carga y las producciones anuales. Estos valores anuales alimentarán a la sección económico-financiera del modelo.

Como se entenderá, el cálculo de producción está asociado a las variables de entrada ingresadas (perfiles renovables, escalas de parque, plantas de procesos, almacenamiento, etc.), si uno cambia estas variables de entrada puede conseguir otros resultados de producción.

De hecho, dado un conjunto de «parámetros técnicos y económicos», para cada producción anual buscada, existe un conjunto de «variables de diseño» (escalas relativas de plantas y almacenamiento) que minimiza el costo nivelado del producto.

El párrafo anterior es importante, y es recomendable una doble lectura para entenderlo en su totalidad. Con esto dicho, se desprende que existen herramientas de optimización matemática que cuando se les cargan un conjunto de «parámetros técnicos y económicos», «reglas para el modelo» y niveles de producción

buscados, la herramienta matemática de optimización automáticamente calcula el conjunto de «variables de diseño» que minimizan el costo nivelado del producto. Es decir, dimensiona los componentes para conseguir la producción deseada al mínimo costo posible.

El modelo técnico económico utilizado para la corrida de los casos de negocios de esta guía incluye una herramienta de optimización matemática para optimizar el diseño.

3.1.9 Optimización y datos de entrada

Durante los primeros análisis técnico-económicos es posible que no se cuente con herramientas de optimización y el desarrollador deba hacer un trabajo iterativo para aproximar la mejor solución.

Asimismo, hay un concepto básico pero que resulta crítico de entender: el modelo y la herramienta de optimización optimizan en base a los datos que se ingresan. La calidad de los datos de ingresos al modelo y de las reglas del modelo, son las variables más críticas de la instancia de desarrollo. Optimizar sobre variables de entrada que tienen grandes errores o imprecisiones, arrojará resultados con grandes errores y poco precisos. Por lo cual, identificar y recolectar la mejor calidad de datos de entrada, tanto técnicos (de rendimientos, de consumos eléctricos, etc.) como económicos (CAPEX, OPEX, reemplazo de cellstack, catalizadores, etc.) es crucial, y quizás más importante que la herramienta de optimización en sí misma; por ejemplo, es importante identificar costos adicionales de red, o consumos de potencia eléctrica de todos los sistemas, o distinguir entre la calidad de referencias de costos obtenidos por benchmarking y rendimientos de literatura general, de costos y datos obtenidos directamente desde proveedores y tecnólogos o por estimaciones de costos detalladas.

Actualmente, existen compañías de consultoría y compañías dueñas de tecnologías que ofrecen herramientas de optimización para el análisis de casos de negocios. En general estos proveedores cuentan con parámetros de entrada de referencia, pero a su vez el desarrollador puede facilitar los propios. Es destacable mencionar que las variables de diseño que optimizan un caso de negocio en fase de prefactibilidad o factibilidad se espera que sean diferentes a las variables de diseño que optimizan un diseño más avanzado, con desarrollo de ingeniería y selección de tecnología ya confirmada. Esto se debe a que, a medida que se avanza con las definiciones, se cuenta con estimaciones de costos y datos de entrada técnicos más precisos y específicos para el proyecto y el punto de diseño óptimo se debe actualizar.

3.2 Aspectos a considerar en los casos de negocios

3.2.1 Localización del parque generador de energía

La localización del parque generador de electricidad afecta:

1. La calidad de la electricidad generada en cuanto a su magnitud, y su variabilidad. La variabilidad es una componente clave para el dimensionamiento de los procesos de electrólisis y los procesos de los derivados PtX. Incluye, como condicionamiento adicional, la componente de aleatoriedad o incertidumbre que habrá que contemplar en etapas posteriores del proyecto.
2. El costo de instalación de los componentes del parque dependiendo de la distancia y la forma de transporte desde puertos o centros de producción.
3. La distancia a la localización de la planta de producción de H₂V o PtX, que impacta en el costo de transporte de energía eléctrica.

3.2.2 Potencia máxima del parque generador de energía

El perfil horario del recurso a lo largo de un año característico permite calcular la oferta de energía del parque y representa la máxima oferta en el balance de energía de la planta de electrólisis y la planta de producción de derivados. Se destacan las siguientes consideraciones:

1. El valor de la potencia pico del parque muestra un compromiso con el dimensionamiento de la planta de electrólisis y de la planta de producción de derivados. Una alta relación entre la potencia pico del parque y la potencia pico de las plantas implica un alto factor de capacidad de la planta, pero incurre en un alto costo de inversión en el parque. Por el contrario, una relación baja impacta en un menor factor de capacidad de la planta y

por lo tanto una menor producción y respectivas implicancias para la viabilidad económica. En todos los casos, y para cada localización de parque y planta, existe una relación de potencia pico óptima entre parque y planta.

2. La potencia pico del parque a instalar determina la superficie mínima a ocupar por el emprendimiento.

3.2.1 Localización de la planta de producción de H₂ verde y de PtX

La localización estará dominada por la cercanía:

- A la demanda del producto o puerto de despacho para exportación, que impacta en gran medida en el costo de transporte del producto final.
- Al parque de generación de energía eléctrica, que impacta en gran medida en el costo de transporte eléctrico.
- A la disponibilidad de agua (de mar) para producción de hidrógeno (que igualmente impacta en menor medida en los costos que las dos anteriores)
- A la fuente de CO (válido para producción de metanol y e-SAF).

3.2.4 Posibles configuraciones para el suministro de electricidad a las plantas

Cómo se ha visto en el Capítulo 3, el suministro de electricidad a las plantas de producción de H₂V y PtX puede incluir parques de energía renovables «in situ» (o cercanos) conectados de manera directa a las plantas de procesos, y/o puede incluir conexión a la red eléctrica (SADI en el caso de Argentina).

La conexión a la red eléctrica puede tener una o más funciones:

1. Como referencia de parámetros técnicos para la operación de un parque eólico instalado «in situ», conectado de manera directa (en este caso el

sistema no toma energía de la red).

2. Para inyección y venta del excedente de generación renovable en instalaciones de generación «in situ».
3. Para tomar energía de la red en Zona de Ofertas³ donde la participación de energía renovable en la red sea mayor al 90% (en este caso puede tomar grandes cantidades de energía renovable de la red).
4. Para tomar energía renovable de la red que proviene de uno o más instalaciones de generación renovable ubicadas en otro sitio, «off-site» (en este caso se puede tomar grandes cantidades de energía renovable de la red, mediante PPAs).
5. Para garantizar un mínimo de potencia y energía para momentos en los que no haya energía renovable suficiente (toma un mínimo de energía de la red que puede no ser calificada como totalmente renovable).⁴

Cómo se ha mencionado antes, sistemas que funcionen totalmente desconectados de la red no son comunes en grandes escalas. Técnicamente se ha probado que estos sistemas son posibles (sistemas grid forming) y se está trabajando para conseguir soluciones viables a gran escala, aunque actualmente no hay muchos antecedentes de parques eólicos de gran escala operando totalmente aislados. Esto provoca que contar con una red eléctrica como el SADI se convierta en una ventaja competitiva para el desarrollo de proyectos de H2V y PtX, ya que la solución de la configuración recae en opciones técnicamente maduras y evita sobrecostos en equipamiento eléctrico adicional que se necesitaría para la estabilización y operación de un sistema off-grid.

A modo de referencia, la normativa europea RED y sus actos delegados contemplan todas las configuraciones eléctricas mencionadas arriba como posibles para

certificación de hidrógeno verde y derivados (productos denominados como RFNBO en su normativa). Para cada tipo de configuración de suministro eléctrico, como así también diferentes realidades de los lugares de conexión y de la red eléctrica donde se instale el proyecto, la normativa europea establece diferentes criterios y reglas que cumplir para poder considerar el producto como un RFNBO.

3.2.5 Consideraciones para la selección y el diseño de la estrategia de suministro

Si, a pesar de los desafíos técnicos, se va a considerar un sistema que se pretende que funcione completamente desconectado de la red, se debe revisar de manera temprana en el proyecto las posibles soluciones técnicas y las implicancias que esto puede tener en los costos y la confiabilidad del sistema. Si bien, contar con una conexión a la red eléctrica interconectado es una ventaja y permite analizar proyectos que al menos cuenten con referencias de parámetros técnicos para operación de los parques eólicos, existen sitios específicos de gran potencial renovable que no están interconectados, como es el caso de Tierra del Fuego, en donde los análisis de operación completamente «off-grid» son necesarios. A pesar de los desafíos técnicos, los proyectos completamente off-grid se consideran posibles, lo que muestra también la cantidad de compañías desarrollando proyectos en la región de Magallanes, en Chile (donde no hay una red eléctrica interconectada).

Cuando se propone la construcción de una instalación de energía renovable «in situ» con conexión directa a las plantas de procesos, es necesario dimensionar la línea de transporte que conecta la generación eléctrica con la demanda. Como se mencionó antes, normalmente

-
- 3 Zona de Ofertas es una definición correspondiente al sistema eléctrico de la UE. La interpretación de «Zona de Ofertas» en Argentina aún no está formalizada, aunque se prevé que todo el país pueda ser considerado como una única Zona de Ofertas.
 - 4 Para estos casos hay que considerar la cantidad de energía eléctrica tomada desde la red, que no se considera renovable, para evitar exceder los valores máximos para ser considerado hidrógeno verde bajo el esquema de certificación.
-

cuando se optimiza la escala del parque de generación renovable y la escala de las plantas de procesos, el parque renovable suele ser de mayor potencia nominal que la potencia nominal de electrólisis y demanda total de las plantas.

La línea de transporte eléctrico que conecta ambas instalaciones puede diseñarse para el máximo de potencia que las plantas de proceso pueden tomar (que puede resultar menor a la potencia nominal del parque). En caso de que sea posible la inyección a la red eléctrica del excedente de energía eólica (función b mencionada arriba), la línea dedicada de transporte deberá dimensionarse de acuerdo con esto y no estará limitada a la potencia máxima de demanda de las plantas de procesos.

La función d) de la red eléctrica, implica utilizar el sistema interconectado para unir generación renovable con demanda de las plantas de procesos. Es decir, firmar contratos (tipo PPA⁵) con parques de energía renovable nuevos (concepto de adicionalidad de RED) y cumplir además con la temporalidad horaria también requerida por la normativa internacional, que establece que la energía que consumen las plantas en una hora debe ser generada en la misma hora.

A nivel de potencial técnico, poder utilizar la red con esta función puede ser una gran oportunidad para conectar los parques renovables con mejores rendimientos, con los sitios más propicios de ubicación de la planta de H2V y PtX. También este tipo de utilización de la red permitiría complementar parques de generación renovables con otros; por ejemplo, un parque eólico de la Patagonia con un parque FV del noroeste argentino. Sin embargo, la utilización de la red eléctrica para esta función tiene limitaciones:

- La capacidad de transporte del SADI actualmente está muy saturada y no hay muchas oportunidades de conexión de parques renovables de gran escala en los nodos de mejores rendimientos de energía renovable. El desarrollo de nueva infraestructura de transporte podría mejorar este limitante.
- Utilizar la red interconectada implica pagar los costos asociados a ella: Reserva de potencia, tarifa de transporte, servicios complementarios, etc. Estos costos pueden penalizar de manera significativa el proyecto, por lo que hay que analizarlos en detalle y tener una buena proyección de ellos en la vida del proyecto.

La función e) de la red eléctrica implica un funcionamiento como respaldo o back up de potencia. Si bien se espera que las plantas de procesos varíen su carga y su producción de la mano de la variación de la generación renovable, la flexibilidad de los procesos suele ser limitada, y existe un mínimo de potencia requerida para evitar una parada de la planta (una parada que implicaría pérdidas de tiempo mayores para volver a marchar). La conexión a la red permite poder otorgar un respaldo en los momentos en los que la generación renovable está por debajo del mínimo de potencia requerido por las plantas y compensar este déficit. La potencia mínima requerida suele ser un porcentaje muy bajo de la potencia nominal del sistema de H2V y PtX (en los casos analizados más adelante resultó por debajo del 2% en promedio anual), por lo que la potencia y energía que suministra la red para este servicio es muy baja. Es muy probable que esta energía tomada de la red no pueda calificar como totalmente renovable según los criterios de RED II. En tal caso, si bien el porcentaje de esta energía es muy bajo y no debería significar superar el límite de intensidad de carbono impuesto por la normativa, hay que considerar sus emisiones asociadas en el análisis de huella de carbono del producto.

5 Power Purchase Agreement (Acuerdo de compraventa de energía a largo plazo entre un generador de energía renovable y un consumidor).

3.2.6 Almacenamiento de Energía Eléctrica

En proyectos que tienen instalaciones renovables con conexión directa a las plantas que no toman energía de la red eléctrica, se contempla la posibilidad de instalación de un banco de baterías de servicio (Utility battery) de gran potencia que permita almacenar energía proveniente del parque para ser utilizada en los momentos de bajos recursos y de esta forma garantizar la no interrupción de la producción del proceso PtX. Se determina la potencia pico y la capacidad de las baterías.

3.2.7 Selección de la tecnología de electrolizadores

Se plantea la generación de H_2 a partir de la electrólisis del agua, para todos los escenarios estudiados (H_2 , NH_3 , metanol y e-SAF). Se selecciona a estos efectos electrolizadores del tipo alcalino (AE, de sus siglas en inglés), para los cuales se considera un consumo de agua tratada de 0,012 m³/kg de H_2 y un requerimiento eléctrico de 57 kWh/kg de H_2 .

Coincidir la oferta variable de electricidad con la electrólisis es un desafío significativo. En los proyectos que se permite tomar energía de la red (funciones D y E descritas), se puede configurar el sistema para utilizar el respaldo de potencia de la red para suavizar las variaciones de generación renovable. Si, incluso, en esos proyectos se pudiera inyectar excedentes de energía a la red, la red podría actuar como amortiguación entre la variabilidad de generación renovable y el consumo estabilizado de electricidad de la planta, funcionando como un almacenamiento virtual a corto plazo (para mantener la correlación horaria). Vale mencionar, sin embargo, que en Argentina la posibilidad de inyectar excedentes en la red eléctrica requiere un análisis caso por caso puesto que existen corredores que están actualmente limitados por congestión.

En los proyectos que no tienen esta posibilidad de conexión a la red, pero que cuentan con un respaldo de potencia mínima con baterías, se puede analizar de cubrir estas variaciones bruscas de potencia renovable con el banco de baterías.

De las tecnologías de electrolizadores disponibles, los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM, de sus siglas en inglés) poseen la mayor flexibilidad operativa y capacidad de ajuste de la potencia. Sin embargo, actualmente, los PEM son más costosos que los electrolizadores alcalinos. Los AE generalmente tienen menos flexibilidad operativa, pero también es factible una operación dinámica, aunque con una carga mínima más alta. Pueden operarse en un estado de espera caliente, y también es posible apagar regularmente un conjunto sin degradación grave de los catalizadores. Otro factor es que la modularidad de los conjuntos de electrolizadores abre la posibilidad de controlar dinámicamente bancos de conjuntos para lograr una operación dinámica de todo el sistema. Puede ser factible, por ejemplo, apagar un banco de conjuntos durante el invierno como estrategia para optimizar el uso en respuesta a condiciones solares o eólicas bajas. Por estas razones, se eligió AE para los casos de estudios analizados en este capítulo.

4

Costos de desarrollo

Cuando se analizan los montos relativos al desarrollo de proyectos de gran escala para incluirlos en los modelos técnico-económicos, y se los compara con los tamaños de las inversiones totales a realizar, parecieran ser no tan significativos en términos relativos. Pero como se describe a continuación, representan una cuestión sensible para la evaluación.

Es necesario entender que muchos proyectos, que hoy en día están en desarrollo, finalmente no serán construidos. Si bien esto sucede en todos los sectores donde se desarrollan proyectos, el nivel de incertidumbre actual del sector de hidrógeno y PtX hace que la tasa de «supervivencia» de estos proyectos pueda ser particularmente baja. Esto quiere decir que van a haber muchos costos hundidos de compañías que estudian proyectos y que deciden o decidirán no avanzar en la ejecución, sea por falta de competitividad, financiamiento, off-takers, riesgos, tiempo, decisiones estratégicas u otros motivos.

Es entonces que vale la pena diferenciar dos etapas durante la vida de un proyecto: etapas previas a la decisión final de inversión (pre-FID (Final Investment Decision)), y etapas posteriores a la decisión final de inversión (post-FID). Una vez que se supera la etapa FID, los costos de desarrollo posterior al FID sí pueden resultar menos relevantes frente al capital que se invertirá.

Lo común en los proyectos vinculados a plantas de procesos de la industria química, petroquímica, refinación y oil & gas (que son comparables por su complejidad e instalaciones con las plantas de producción de H₂V y derivados) es que el FID tenga lugar luego de etapa de ingeniería básica o FEED (Front End Engineering Design), antes de pasar a ingeniería de detalle y proceder con la compra de equipos. Es esperable que para los proyectos de H₂V y PtX suceda algo similar. Luego del FEED se tiene una buena estimación de costos como para construir un caso de negocio sólido y avanzar con el diálogo con off-takers e instituciones de financiamiento. Considerando el tamaño de las inversiones involucradas en estos proyectos, para estructurar un plan de financiamiento y tomar una decisión final de inversión es esperable que las compañías deban contar con un pre-acuerdo o cartas de intención de compra a largo plazo del producto final con off-takers.

4.1 Costos de ingeniería

Los costos de desarrollo se presentan para las siguientes etapas:

- FEL 0/1 – Etapa de concepto
- FEL 2 – Etapa de Prefactibilidad
- FEL 3 – FEED (Front end engineering design)

Se puede encontrar una mayor descripción de estas etapas de desarrollo de ingeniería en el Capítulo 2.

Para el análisis de los casos de negocios que se revisaran la Sección 5 se realizó una estimación de costos de desarrollo de ingeniería para las plantas de procesos de H₂V y PtX tomando como referencia costos de ingeniería de plantas químicas y de la industria de Oil & Gas.

Los costos presentados deben tomarse únicamente como referencia de orden de magnitud para estas estimaciones y para poder visualizar la complejidad y los desafíos a los que se enfrentarán a la hora de desarrollar estos proyectos.

Resulta particularmente importante visualizar las instancias entre etapas de ingeniería y las definiciones que se consiguen en cada una de ellas. Por ejemplo, previo a avanzar con un Front-End Engineering Design (FEED) o ingeniería básica, ya debe haber definiciones claras del caso de negocio y una visualización de competitividad y mercado para los productos. Si bien la etapa FID suele estar luego de la etapa FEED, resultaría poco conveniente avanzar a un FEED y una vez terminado entender que el proyecto no es viable y finalizar su desarrollo allí, ya que los gastos que representa un FEED son muy altos. Es por esto, que las etapas anteriores son críticas para analizar la competitividad de un proyecto, mientras que la etapa FEED, además de definir el diseño de los equipos e instalaciones de las plantas de procesos, sirve para reducir incertidumbre, ajustar costos para actualizar el modelo y poder conseguir precios de venta precisos y avanzar con off-takers o procesos de licitaciones. Estas complejidades y diferencias en costos, explica

porque hay tantos proyectos en el mundo en etapa de prefactibilidad y análisis conceptual, y no tantos en etapa FEED y post-FID.

Considerando esto, desde la perspectiva de la evaluación y avance de un proyecto, los costos de desarrollo y de ingeniería quizás no tienen un impacto importante en los costos totales de un proyecto de H₂ o PtX, pero si se los considera como costos iniciales que hay que afrontar para definir variables, dimensionar facilidades de producción y acceder a mejores estimaciones de costos de inversión y operativos y así avanzar con el proyecto, pueden representar una barrera de avance.

4.2 Costos estudios ambientales

Los estudios medioambientales consideran el posible impacto ecológico que la planta de generación renovable, la planta de hidrógeno, la planta de los derivados correspondientes y eventualmente las nuevas instalaciones portuarias pueden tener en el medio ambiente. Este estudio se presenta ante las autoridades competentes para la obtención de los permisos de construcción.

Es importante destacar que en este caso se tienen plantas a construir de diferentes tipos, plantas de energía y plantas industriales químicas las cuales requieren diferentes estudios ambientales. En el caso de las químicas son más rigurosos debido a la seguridad que se requiere por los productos a producir.

Si bien el costo del Estudios de Impacto Ambiental (EIA) es soportado por el desarrollador del proyecto, la revisión bibliográfica realizada indica que dichos costos se mantienen por debajo de 0,5% de la inversión total del proyecto, aunque el rango de variación suele ser amplio. Existe consenso en que costos por encima del 1% son inusuales y ocurren en relación con proyectos controversiales o para los cuales no se siguen las buenas prácticas en este tipo de estudios. El costo efectivamente incurrido para llevar adelante

el EIA expresado como porcentaje de la inversión total del proyecto se reduce a medida que el proyecto crece, llegando a representar valores en el entorno del 0,1% para proyectos de gran escala. En términos absolutos, la literatura indica que los costos del EIA se mantienen por debajo de los 200.000 USD.

Cabe comentar que la experiencia en EIA vinculada a los proyectos de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde y sus derivados es limitada.

Finalmente, también se destaca que los proyectos a gran escala están compuestos por varios subproyectos que pueden desarrollarse por entidades separadas y en diferentes momentos. Por lo tanto, es difícil derivar los impactos acumulativos del proyecto completo. Se recomienda realizar una evaluación temprana de las consecuencias ambientales y sociales de todo el proyecto utilizando un enfoque holístico, y se sugiere preparar un EIA durante la fase de planificación del proyecto.

4.3 Costos de tierras

Los costos de arrendamiento de tierras varían según el estadio de avance del proyecto en el que se encuentre, de la disponibilidad de tierras y de la estrategia de contratación.

En la región de Patagonia es común que para el arrendamiento de tierras para el desarrollo de los

parques eólicos se firmen acuerdos de usufructo con propietarios privados. Estos contratos suelen distinguir las etapas de desarrollo de proyecto, de las etapas de construcción y producción, con pagos relativamente bajos durante las etapas de desarrollo y mediciones de vientos, e incrementando los pagos en caso de avanzar con la construcción del parque, esto reduce los riesgos de costos hundidos pre-FID. A diferencia de los parques de generación, los costos para localización de las plantas de procesos suelen ser mayores, dependiendo si se trata de ubicaciones muy puntuales, como puede ser un puerto, y del tipo de estrategia, si es concesión o si es compra de terreno. Con lo crítico que resulta poder confirmar la ubicación del proyecto, es esperable que previo al FEED se tenga algún acuerdo de tierras para la ubicación de las plantas para minimizar riesgo de avanzar en definiciones de ingeniería básica y que luego haya que modificar la ubicación del proyecto cambiando condiciones base del diseño.

En las estimaciones de los casos de estudio que se presentarán más adelante se considera un costo de 400,000 USD/año para arrendar el terreno para las plantas de proceso (para el caso 1, como podrá verse más adelante, no se consideró este costo ya que se instala dentro de una refinería existente) y 1500 USD/100ha-año durante fase de desarrollo para el contrato de usufructo de las tierras para el desarrollo eólico. En las etapas de construcción y operación de los parques eólicos, se considera que el costo de arrendamiento asciende a 4000 USD/MW-año.

5

Casos de estudio

Alineado con el desarrollo de los capítulos anteriores de la guía, en el desarrollo de este capítulo se presentarán cuatro casos de estudio:

1. Producción de hidrógeno verde
2. Producción de amoníaco verde
3. Producción de metanol verde
4. Producción de e-SAF (combustibles sintéticos)

Los casos de estudios fueron elegidos buscando una gran representatividad, tratando de barrer alternativas de proyectos de consumo interno y de exportación, escalas medianas y grandes, ejemplos bien distintos de fuentes de CO₂, suministro eléctrico con o sin back-up de potencia de red. Cada caso particular presentado tiene, al igual que en los proyectos reales, fortalezas, oportunidades, desafíos y riesgos. El análisis por parte del lector debe centrarse en el proceso de armado de los casos de negocios y los resultados relativos, no en los resultados absolutos de precio de venta o costos nivelados.

Se reitera que el objetivo del capítulo no es buscar los mejores casos de negocios, ni ser una referencia de la competitividad de Argentina en la producción de PtX, ya que se partieron de ejemplos puntuales que fueron seleccionaron para cubrir las diversas características que un proyecto del sector podría tener.

Los costos de desarrollo, inversión y operativos deben ser considerados solo como referencias orientativas, se aconseja que cada desarrollador revise los mismos para el armado de su modelo.

5.1 Definición de los casos de estudio

Para la selección de los cuatro casos de estudio se ha considerado que las plantas de H₂V y PtX se ubicarían en la región Patagonia y/o la provincia de Buenos Aires, debido a su excelente recurso eólico o a la posibilidad de lograr combinaciones híbridas (solar/eólica) de gran eficiencia. Cada uno de los casos representa un producto final (hidrógeno, amoníaco, metanol y e-Kerosene) con una escala acorde a su uso final (doméstico o de exportación).

Para realizar la selección de las locaciones se debieron tener en cuenta además las siguientes restricciones:

- Disponibilidad de CO₂ para la producción de metanol y e-SAF
- Disponibilidad de agua
- Disponibilidad de red eléctrica

Otra de las consideraciones para definir los casos de estudio fue el tipo y forma de entrega del producto final: entrega continua durante todo el año, o dependiendo de la carga de un barco o camiones.

Teniendo en cuenta estas consideraciones se definieron los siguientes casos de estudio:

Figura 2: Casos de estudio seleccionados



Fuente: elaboración propia

Tabla 1: Resumen de casos de estudio

Caso #	Producto	Localización	Destino/Uso	Escala electrolisis y Producción	Localización parque de energía renovable	Provisión E.E. / Generación	Provisión de agua	Comentariosw
1	Hidrógeno	Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires.	Doméstico / Refinación de petróleo	6 MW 0,9 kt H2/año	Sur de la Provincia Buenos Aires	«On-grid» (SADI con PPA E.R.)	Agua de mar	La red se usa para transporte de energía renovable desde un parque en otro sitio.
2	Amoníaco	Este de la Provincia de Río Negro.	Exportación	454 MW 209,7 kt NH3/año	Este de la Provincia de Río Negro	Mixto: E.R. «On site» + Back-up del SADI.	Agua de mar	La red se usa como back-up de potencia mínima
3	Metanol	Noreste de la Provincia de Santa Cruz.	Bunkering	179 MW 80,8 kt MeOH año	Noroeste de la Provincia de Santa Cruz	Mixto: E.R. «On Site» + Back-up del SADI.	Agua de mar	La red se usa como back-up de potencia mínima
4	e-SAF	Este de la Provincia. de Neuquén.	Doméstico (para blending con JET Kero)	161 MW 29,8 kt e-kero/año	Oeste de la Provincia de Río Negro	E.R. «On-Site» + Back up baterías	Agua de río	Back up de potencia mínima con baterías. Conexión física al SADI para referencia de parámetros del parque eólico

Cabe aclarar que en todos los casos analizados se contempla una conexión al SADI así sea solo para la toma de parámetros eléctricos de referencia por parte de los aerogeneradores ⁶, incluido el caso de e-fuel con generación renovable «on site» de conexión directa, aunque en este caso no hay consumo neto de energía desde la red.

5.2 Supuestos del modelo

5.2.1 Supuestos vinculados al modelo de optimización

Los supuestos utilizados corresponden al resultado de un modelo de optimización del dimensionamiento de los proyectos que busca minimizar el LCOX. Si bien estos supuestos pueden modificarse y su resultado se verá reflejado automáticamente en las proyecciones, se recomienda de realizar cambios sean en un entorno acotado dado que la modificación en algunas variables podría resultar en un modelo no óptimo, no viable financieramente e incluso no viable técnicamente dadas las características del dimensionamiento y las tecnologías hoy disponibles.

5.2.2 Supuestos impositivos y financieros

Para los casos de negocios se consideraron los siguientes supuestos impositivos y financieros:

Tabla 2: Supuestos impositivos y financieros

Concepto	Base
% de Deuda	50%
Tasa deuda	6%
Plazo deuda	15 años
Período de gracia	3 años
Aranceles de importación*	14%
Impuesto a las Ganancias	35%
Ingresos Brutos	3%
Impuesto Valor Agregado	21%
Período de amortización	10 años
Tasa de descuento	10%
TIR buscada	10%

*En el análisis de los casos de negocios, se considera que el 75% del costo de inversión corresponde a materiales y equipamiento importado, por lo que el impuesto se aplica al 75% del CapEx.

6 Las tecnologías de aerogeneradores actualmente disponibles a escala comercial requieren una conexión a la red para tomar las referencias de la onda senoidal de tensión y de allí la frecuencia y el ángulo de fase, y de esta manera garantizar estabilidad en la planta y mantener condiciones de operabilidad.

5.2.3 Sensibilidad con supuestos de beneficios impositivos e incentivos

Adicionalmente, para el Caso 2 de producción de amoníaco se realizaron dos corridas, una con los supuestos base mencionados arriba, y otra considerando posibles beneficios impositivos e incentivos que estos proyectos podrían tener. El objetivo de esto es poder percibir el potencial impacto que estas medidas podrían tener en la competitividad de proyectos de H2V y PtX.

Tabla 3: Supuestos impositivos y beneficios fiscales

Concepto	Base
% de Deuda	50%
Tasa deuda	6%
Plazo deuda	15 años
Período de gracia	3 años
Aranceles de importación	0%
Impuesto a las Ganancias	25%
Ingresos Brutos	3%
Impuesto Valor Agregado	21%
Período de amortización	4 años
Tasa de descuento	10%
TIR buscada	10%

5.3 Evaluación de proyecto

Como norma general, para las proyecciones se suponen 4 años de etapa de Desarrollo, 3 años de etapa de Construcción y 20 años de etapa de Operación. Estas estimaciones son muy variables de proyecto a proyecto, depende, entre otras cosas, del producto final, de las compañías involucradas, de la ubicación y el avance de cada provincia, del momento de desarrollo (es esperable que los primeros proyectos que manejan mayores incertidumbres demoren más tiempo en avanzar que proyectos que se realicen dentro de una década, ya con antecedentes en el país, y con tecnologías y un mercado más maduro).

Luego se presenta la estructura del financiamiento, el cuadro de resultados y la estructura impositiva.

Finalmente, como resultado de las proyecciones se presentan el valor actual de la sumatoria de los flujos de fondos descontados (VNA: Valor Neto Actual), y la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual se busca sea equivalente a la tasa de descuento (10%) utilizando el precio de venta del producto final como variable de ajuste.

5.4 Costos de desarrollo considerados

En base a lo explicado en la sección de costos de desarrollos, a continuación, se muestran las estimaciones y la distribución de los diferentes costos durante las etapas del proyecto que fueron considerados para los cuatro casos de negocios.

Tabla 4: Costos de desarrollo

								H2		Metanol		e-SAF		NH ₃	
CapEx Parque Renovable (kUSD)										276.500		470.300		754.700	
CapEx Facilidades de procesos (kUSD)								4.310		213.140		246.300		506.400	
Distribución de costos durante el desarrollo y la construcción (FID al final del cuarto año)								Costos de desarrollos – % referenciados a CapEx de Facilidades de Procesos							
Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7									
Costo totales Pre-FID (kUSD)								7,50%	323	2,38%	5.073	2,02%	4.975	1,82%	9.216
FEL 0 / FEL 1	100 %							0,50%	22	0,08%	171	0,05%	123	0,05%	253
FEL 2		100 %						1,00%	43	0,25%	533	0,20%	493	0,20%	1.013
FEL 3 (FEED)			80 %	20 %				5,00%	216	1,60%	3.410	1,40%	3.448	1,25%	6.330
Estudios ambientales y socioeconómicos		40%	50%	10%				0,50%	22	0,05%	107	0,05%	123	0,05%	253
Adquisición de tierras		10%	40%	50%				0,00%	–	0,30%	639	0,22%	542	0,17%	861
Otros estudios	20 %	20%	30%	30%				0,50%	22	0,10%	213	0,10%	246	0,10%	506
Costos Post-FID (EPC) (kUSD)					30%	35%	35%	25,00%	1.078	20,00%	42.628	18,00%	44.334	15,00%	75.960
CapEx					20%	50%	30%								
								32,50%	1.401	22,38%	47.701	20,02%	49.309	16,82%	85.176

Los costos de desarrollo de ingeniería de la tabla hacen referencia a las plantas de procesos, excluyendo los parques de energía renovable. En el modelo utilizado se simplificó considerando que el costo de desarrollo o de adquisición de los proyectos de los parques está incluido en el costo total por MW instalado incluido en el modelo y no se diferenció el adelanto de costos previos al FID para su desarrollo.

El ítem «Otros estudios» puede incluir asesoramiento para financiamiento, certificación, análisis de mercado u otros estudios no incluidos arriba.

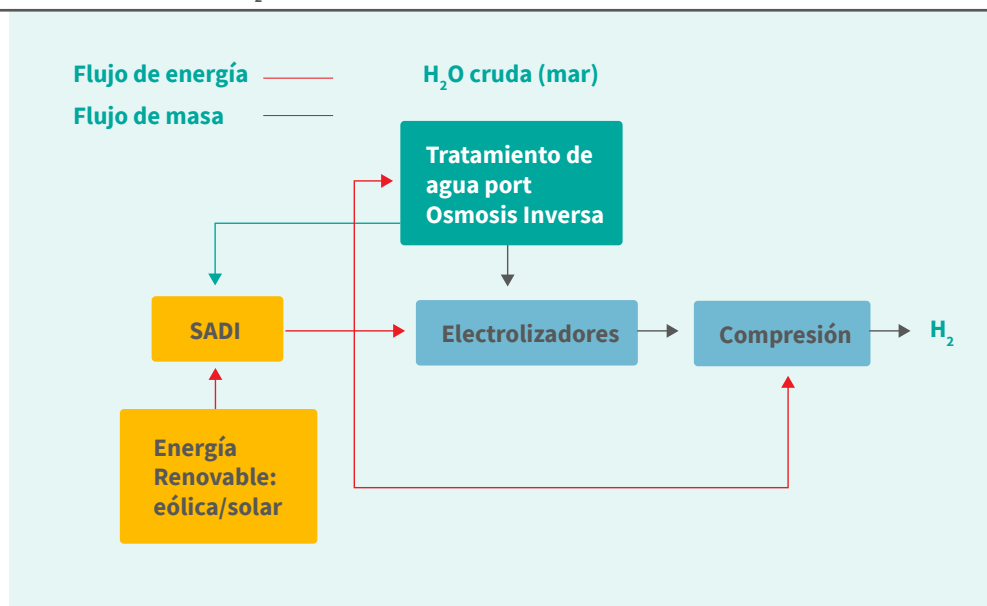
5.5 Caso de estudio: Producción de Hidrógeno en Bahía Blanca

5.5.1 Descripción de la cadena de valor y del caso de producción de hidrógeno gaseoso

El caso de estudio fue seleccionado considerando un proyecto apto para satisfacer la alimentación de una unidad de hidrodesulfuración (HDS) de diésel en una Refinería localizada en las cercanías de Bahía Blanca (provincia de Buenos Aires). Este proceso implicaría la reducción del contenido de azufre del diésel a valores inferiores a 50 ppm⁷. La unidad de HDS demandaría aproximadamente 150 Nm³ de H₂ por cada punto porcentual de azufre a remover y por cada m³ de diésel a tratar. Por lo tanto, para la producción a tratar se requerirían 101,6 kg/h de H₂.

En este caso, el hidrógeno funciona de reactivo para un proceso continuo de una refinería, por lo que se requiere un suministro estable y uniforme.

Figura 3: Planta de producción de H₂.



Fuente: elaboración propia

7 Dado que el crudo procesado por una refinería proviene de la formación de Vaca Muerta, puede asumirse un contenido de azufre en el diésel a tratar de unas 700ppm

Como se mencionó antes, para la guía se utilizó un modelo técnico económico que además cuenta con una herramienta de optimización. A continuación, se describen las características principales del caso de estudio planteado.

La energía eléctrica necesaria para cubrir la demanda de la planta será tomada de forma continua y constante del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). De acuerdo con las reglas de mercado vigentes, se plantea para dicho abastecimiento un esquema comercial basado en un contrato PPA en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) con un tercero. Se supone que el parque eólico se encuentra instalado en las cercanías de la localidad de Cardenal Cagliero (provincia de Buenos Aires).

Para este caso no se exigió en el modelo una temporalidad horaria entre un parque eólico y el consumo de energía de modo tal que implique una variación de la carga de electrolisis semejante a la variación de la potencia del parque. La razón principal de esta decisión es que la temporalidad horaria está planteada por la normativa europea RED II, y este es un caso de uso completamente local de hidrógeno en una refinería, por lo que no es un requisito formal. Adicionalmente, incluso RED II exige temporalidad horaria solo luego de 2030, proyectos que se implementen previamente, deberán cumplir únicamente con una temporalidad mensual.

Asimismo, incluso si se creara una normativa local que exigiera correlación temporal horaria, aun sería posible cumplir con ésta en un caso como el descripto. Al tratarse de un consumo de energía renovable muy chico comparado con parques eólicos que puedan instalarse nuevos, sería posible contractualizar la energía con parques eólicos de gran magnitud, de tal manera que puedan cumplir con la temporalidad horaria sin necesidad de bajar carga en los electrolizadores (ejemplo: un parque eólico de 100 MW operando solo al 6% de su capacidad generaría energía eléctrica suficiente para el H_2 de la refinería). El resto de la energía de dicho parque podría estar contractualizada

con otro usuario eléctrico (que en general no requiere correlación temporal).

El agua utilizada en el proceso de electrolisis es agua de mar purificada por ósmosis inversa. Se especifica un consumo de agua tratada de 0,012 m³ para cada kg de H_2 y un requerimiento eléctrico total (electrolizadores y ósmosis inversa) de 57 kWh/kg de H_2 .

La potencia de la red requerida será de 6,1 MW contratada a través del PPA y la planta de electrolisis tendrá un tamaño de 5,96 MW. La generación de H_2 por electrolisis será continúa, eliminando por lo tanto la necesidad de considerar almacenamiento para contrarrestar las posibles intermitencias del recurso eólico. Se incluye una última etapa de compresión del H_2 producido para despacho al punto de demanda.

La energía neta de la red es de 52 GWh/año, lo que representa un factor de capacidad neto de 97,5 %, limitado por las paradas de mantenimiento de la planta de producción de hidrógeno.

No se consideraron ventas de subproductos (O_2 , calor, ni electricidad).

Con una inversión total de 7,8 MUSD, y costos operativos estimados en 2,9 MUSD/año y reemplazos de cellstack cada 9 años (2,8 MUSD), el costo nivelado (WACC 10%) es de 4,3 USD/kg H_2 .

5.5.2 Escalas del sistema

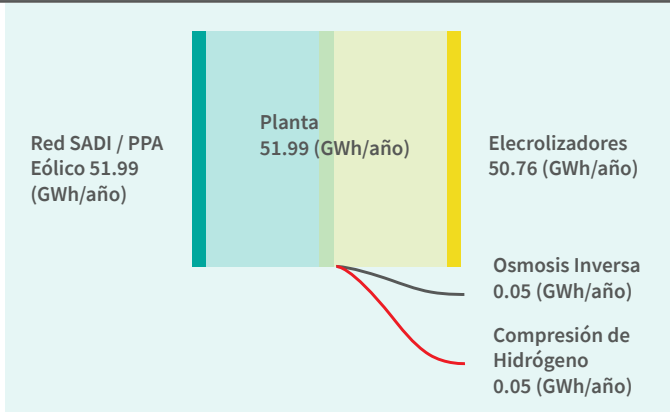
Escala del sistema:		
Producción de H ₂	0,9	kt/año
Potencia máxima de red	6,1	MW
Capacidad nominal Desaladora	1,2	m ³ /h de agua desalinizada
Potencia nominal Electrólisis	6,0	MW de Electrólisis
Capacidad nominal Electrólisis	0,9	kt/año H ₂

5.5.3 Suministro eléctrico y consumo de agua

Suministro eléctrico y consumos:			
Sistema	Máxima Potencia	Potencia Mínima Operativa	Energía Consumida Año
Agua	0,01 MW	0 MW	0,1 GWh
Planta de H ₂	6,0 MW	0 MW	50,8 GWh
Terminal de H ₂ (Compresión)	0,1 MW	0 MW	1,2 GWh

El balance de energía para este sistema se representa en la siguiente figura (GWh-año).

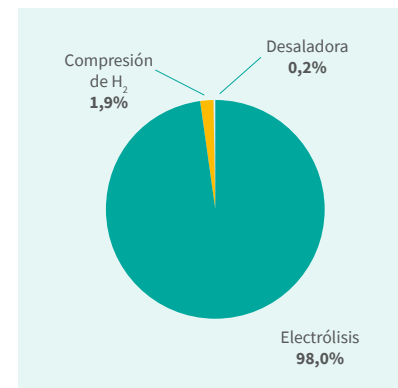
Figura 4: Diagrama de Sankey Caso 1 – Producción de H₂ verde



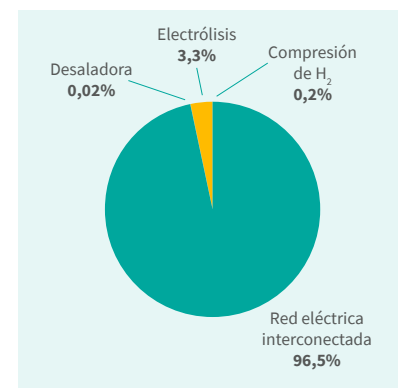
Consumo de agua		
Consumo máximo de agua para Electrólisis	1,3	m3/h
Consumo anual de agua electrólisis	10.651	m3/año

5.5.4 Costos de inversión y operativos

Costos de inversión (en MMUSD)	
Total de inversión	7,8
Desaladora	0,01
Electrólisis	7,6
Compresión de H2	0,1



Costos de inversión (en MMUSD)	
Total de OpEx	2,9
Red eléctrica interconectada	2,8
Desaladora	0,001
Electrólisis	0,1
Compresión de H2	0,004



5.5.5 Costos Nivelados

LCOH		
Tiempo del proyecto	20	años
TIR antes de impuestos	10	%
LCOH	4,3	USD/kg

En cuanto al costo nivelado de la energía generada por un parque eólico ubicado en Cardenal Cagliero, el mismo se computó considerando que toda la energía generada es factible de ser aprovechada (curtailment = 0): $LCOE_{lower} = 32,4$ (USD/MWh). A este costo se

adicionaron 20 (USD/MWh) en concepto de cargos del sistema para los cómputos del sistema alimentado de la red eléctrica SADI (on grid), de acuerdo con el siguiente detalle:

Resumen de cargos del sistema a pagar por la demanda de H_2 (electrolizadores)

Item	Significado	Valor
Energía Adicional	Energía que se pierde en las redes de transporte	1,4 USD/MWh
Máximo Requerimiento Térmico	Respaldo de potencia	7000 ⁸ USD/MW-mes
Otros Potencia	Reservas del sistema	70 USD/MW-mes
Transporte	Uso de la red de transporte EAT	1,5 USD/MWh
FNEE (Fondo Nacional de la Energía Eléctrica)	Fondo para el desarrollo de obras y compensación zonas aisladas	2 USD/MWh
LCOE		
Precio de la energía	52,4	USD/MWh
LCOE (PPA eólico)	32,4	USD/MWh
Cargos del sistema	20	USD/MWh

- 8 Se supuso un valor del orden del precio regulado de la potencia en otros países de la región que se calcula en función del costo de desarrollo de una unidad de punta (unidad generadora más económica y con flexibilidad suficiente para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda del sistema). Para el cálculo del costo monómico (en USD/MWh) a pagar por la demanda, se supuso un factor de carga mayor al 70%. Se utiliza referencia de otros países debido a que en Argentina se encuentran subsidiados esos valores y no reflejan la realidad. Todo proyecto de H_2 que se realice deberá cargar con todos los costos asociados a la energía eléctrica.

5.5.6 Análisis de Precio sin beneficios e incentivos

Análisis de negocio		
Resultados con impuestos		
Precio de venta de H ₂ a 20 años	4,7	USD/kg
TIR después de impuestos	10	%

5.5.7 Análisis de los resultados

El precio obtenido en este caso todavía no resulta competitivo frente al precio de H₂ producido en Argentina por métodos convencionales a partir de gas natural que oscila entre 1 y 2 USD/kg H₂⁹, aún si se considerara la aparición de impuestos al carbono, el costo del H₂ gris subiría pero la brecha continuaría siendo grande.

Un punto que podría analizarse en este caso con mayor detalle sería el costo de la energía, un PPA de 32,4 USD/MWh es sumamente competitivo, pero estimar los costos de red en un total de 20 USD/MWh puede ser conservador. Estos altos costos sistémicos de red son comunes en países como Chile, donde las tarifas de reserva de potencia y de transporte son muy altas. En Argentina con un sistema tarifario poco claro en los últimos años y una deuda de desarrollo de infraestructura, es difícil predecir costos de transporte y servicios auxiliares a mediano y largo plazo, sin embargo, las características y recursos del país tenderían a que estos costos sean menores a lo que se ven en el país vecino.

Adicionalmente, vale remarcar que no se está considerando un posible uso del O₂ producido, en una refinería existen alternativas para el aprovechamiento de oxígeno, como podría ser oxidación en algún horno o caldera. En estos casos vale la pena analizar

sinergias en los puntos de producción para visualizar posibles ventas de subproductos que puedan mejorar la rentabilidad del proyecto. Otros cálculos muestran que el LCOH en Argentina llegará a valores más competitivos.

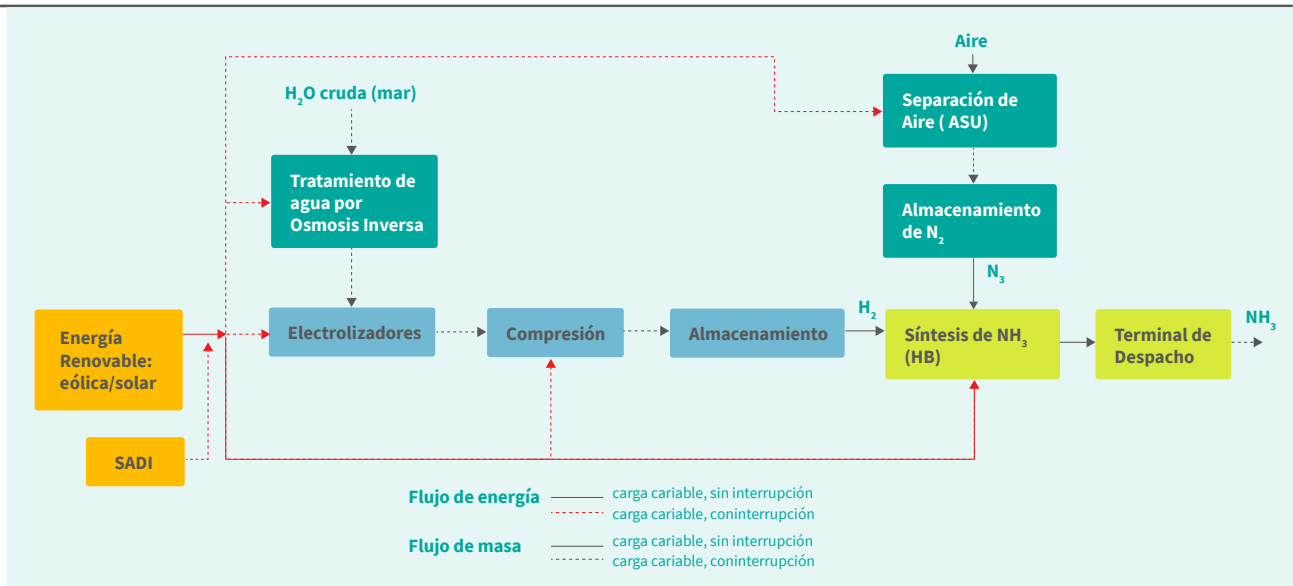
5.6 Caso de Estudio: Producción de Amoníaco en Río Negro

5.6.1 Descripción de la cadena de valor y del caso de producción de amoníaco

Los componentes de la planta de producción de amoníaco, además de incluir los ya definidos para la planta de producción de hidrógeno gaseoso, son los siguientes: almacenamiento intermedio de hidrógeno gaseoso para permitir una operación estable del proceso Haber-Bosch (HB); planta de separación de aire (Air Separation Unit) para producir nitrógeno, compresores de nitrógeno y almacenamiento intermedio de nitrógeno.

9 Guía para el Desarrollo de Proyectos de Hidrógeno Verde y Power-to-X (PtX) en Argentina – WP1 introducción y generalidades de PtX

Figura 5: Planta de producción de NH_3 .



Fuente: elaboración propia

Tanto el almacenamiento intermedio de hidrógeno como de nitrógeno son necesarios para desacoplar los sistemas aguas arriba y aguas abajo y para la operación estable y económica del sistema. Existen variantes del proceso HB que tienen distintos grados de flexibilidad, pero siempre es limitada. Las variantes que ofrecen actualmente los tecnólogos de HB se consideran con una flexibilidad del 20%, lo que significa que el proceso puede operar entre su capacidad nominal de diseño y hasta un 20% de dicha capacidad. En caso de que los recursos, tanto energía eléctrica como disponibilidad de hidrógeno y nitrógeno comprimidos, no sean suficientes, el proceso debe detenerse produciendo una «parada fría» que implica al menos 48h hasta volver a entrar en régimen de producción. El modelo dimensiona el sistema de almacenamiento de hidrógeno para garantizar el hidrógeno requerido para mantener el HB al mínimo técnico aun en los períodos de baja generación eólica.

Además de los reactivos, las plantas requieren de una potencia eléctrica mínima para su funcionamiento, si no existe almacenamiento de energía eléctrica o

posibilidad de tomar energía de la red, el número de paradas del proceso HB en el año para los casos de interés sería muy alto y se considera no factible. Por lo tanto, en el modelo se establece como regla que no haya paradas por falta de electricidad para cubrir la potencia mínima del proceso de HB, por lo tanto, se requiere un suministro de energía eléctrica mínima proveniente de un banco de baterías de servicio o de la red interconectada.

Así, existiendo disponibilidad de hidrógeno, nitrógeno y electricidad en magnitud suficiente para la operación mínima del proceso de HB durante todos los períodos del año, se logra desacoplar el funcionamiento de los sistemas dando mayor flexibilidad al conjunto y logrando una operación estable y económica.

Por último, se requiere aquí un almacenamiento de producto final, amoníaco líquido, que permita satisfacer las condiciones de despacho planificadas. El dimensionamiento de todo el conjunto se efectúa simultáneamente obteniéndose los compromisos óptimos entre potencias pico de cada componente y almacenamientos tanto de materia como de energía.

La escala del caso de negocio fue seleccionada considerando un proyecto apto para exportación, que representa una producción de 210 kt/año de NH_3 que requiere una producción de 37 kt/año de H_2 .

Como se mencionó antes, para la guía se utilizó un modelo técnico económico que además cuenta con una herramienta de optimización. A continuación, se describen las características principales del caso de negocio planteado.

La energía eléctrica es suministrada a partir de un parque eólico ubicado en General Vintter, mientras que la planta de electrólisis/amoníaco está localizada en las cercanías del Puerto de San Antonio Este, ambos en la Provincia de Rio Negro.

De acuerdo con la localización seleccionada se genera un perfil horario de energía renovable disponible por unidad de potencia pico de generador eólico, en función del modelo de turbina eólica específica adecuada a las condiciones del lugar y datos meteorológicos.

El parque eólico diseñado posee una potencia pico de 639,3 MW y está conectado de manera directa (con una línea de transmisión dedicada) a las plantas de procesos. Asimismo, todo el sistema tiene una conexión a la red eléctrica interconectada de transporte (SADI) por dos motivos: servir de referencia para los parámetros operativos del parque eólico y para tomar energía durante los momentos en que el parque no genera la energía mínima para suplir el consumo eléctrico de la planta de Haber-Bosch a su mínima carga y evitar una parada ¹⁰. La potencia máxima instantánea retirada de la red interconectada es de 10,2 MW, la cual permite cubrir la operación a mínimo técnico del proceso de Haber-Bosch.

El agua utilizada en el proceso de electrólisis es agua de mar purificada por ósmosis inversa. Se especifica un consumo de agua tratada de 0,012 m³ para cada kg de

H_2 y un requerimiento eléctrico total (electrolizadores y ósmosis inversa) de 57 kWh/kg de H_2 .

La planta de electrólisis tiene un tamaño de 453,9 MW, lo cual conlleva a tener una relación de potencia nominal parque eólico y electrólisis de 1,4. El H_2 producido se comprime y almacena a 160 bar en tanques dedicados para desacoplar el carácter intermitente de las energías renovables de una operación continua de la planta de producción de amoníaco.

La energía neta que el parque eólico puede generar (luego de pérdidas por mantenimiento del parque, por acondicionamiento eléctrico y por efecto estela) es de 2420,6 GWh/año, lo que representa un factor de capacidad neto de 43,3%.

La potencia máxima de demanda de las instalaciones es de 500 MW y el 91% corresponde a los electrolizadores, mientras que la potencia mínima técnica para evitar paradas de la planta de amoníaco es de 4,5 MW.

Debido al dimensionamiento del parque generador eólico necesario para asegurar que las horas de funcionamiento del electrolizador sean suficientes para alcanzar la producción de H_2 deseada a mínimo costo total y al dimensionamiento óptimo de los almacenamientos intermedios de hidrógeno y nitrógeno y final de amoníaco, existe un excedente de generación de energía equivalente a 93,1 GWh/año que las plantas de procesos no pueden tomar, correspondientes a aquellas horas del año donde la potencia del parque eólico se encuentra por encima de la potencia demandada de las instalaciones.

Se supuso que este excedente de energía no es aprovechado, ya que no se contempla la posibilidad de inyección de energía a la red de transporte eléctrico, ni almacenamiento en baterías. Esto hace que el factor de capacidad real del parque baje a 41,7 %.

10 No se utiliza energía de la red para operación de la electrólisis o de la separación de aire. Debido a esta restricción se hace necesario el almacenamiento intermedio de hidrógeno y nitrógeno para asegurar disponibilidad suficiente para mantener el proceso de Haber-Bosch operando al menos en su mínimo técnico.

Del suministro energético total de 2.468 GWh/año, un 98,1% proviene del parque eólico, mientras que el restante 1,9% (47,3 GWh/año) proviene de la red eléctrica interconectada (energía no considerada como renovable). Al contemplar la normativa europea de RED II esto no comprometería la certificación del producto, ya que el aporte por uso de energía no renovable a la huella del carbono del producto es pequeño y se podría cumplir con la reducción en un 70% de emisiones de GEI exigida en la normativa.

Con las escalas determinadas en el modelo, el factor de uso de los electrolizadores que minimiza el costo total de producción es de 53,4%. Esto se explica debido a que para alcanzar mejores factores de uso de los electrolizadores sería necesario aumentar la relación parque eólico-electrolizadores, y esto conllevaría a un incremento de la energía eléctrica excedente que no puede ser valorizada en el proyecto, incrementando fuertemente el costo nivelado de la electricidad. Si se consiguiera inyectar la energía excedente al sistema interconectado y obtener una remuneración cercana a su costo nivelado, la relación óptima de las escalas cambiaría, y disminuiría el costo nivelado del NH_3 .

Además del H_2 , el otro co-reactivo necesario para la síntesis de amoníaco es el nitrógeno, el cual se obtiene en una planta de separación de aire (ASU, de sus siglas en inglés). El N_2 obtenido se almacena en tanques dedicados. Ambos reactivos, H_2 y N_2 se alimentan al sector de Haber-Bosch a una presión de 160 bar.

La capacidad nominal de la planta de amoníaco es de 310,3 kt/año, y tiene un turndown de 80% (es decir, puede operar hasta a un 20% de su capacidad nominal). Esto hace que la demanda máxima de hidrógeno del Haber-Bosch sea de 6,3 t/h, y la mínima de 1,26 t/h.

La capacidad óptima de almacenamiento de hidrógeno es de 70,2 t. Con este almacenamiento se evita tener paradas de la planta de amoníaco por falta de H_2 , hacer uso eficiente de la energía renovable disponible cuando está disponible, consiguiéndose un factor de carga promedio anual de la planta de amoníaco del 67,6 %.

No se consideraron ventas de subproductos (O_2 , N_2 , calor ni electricidad).

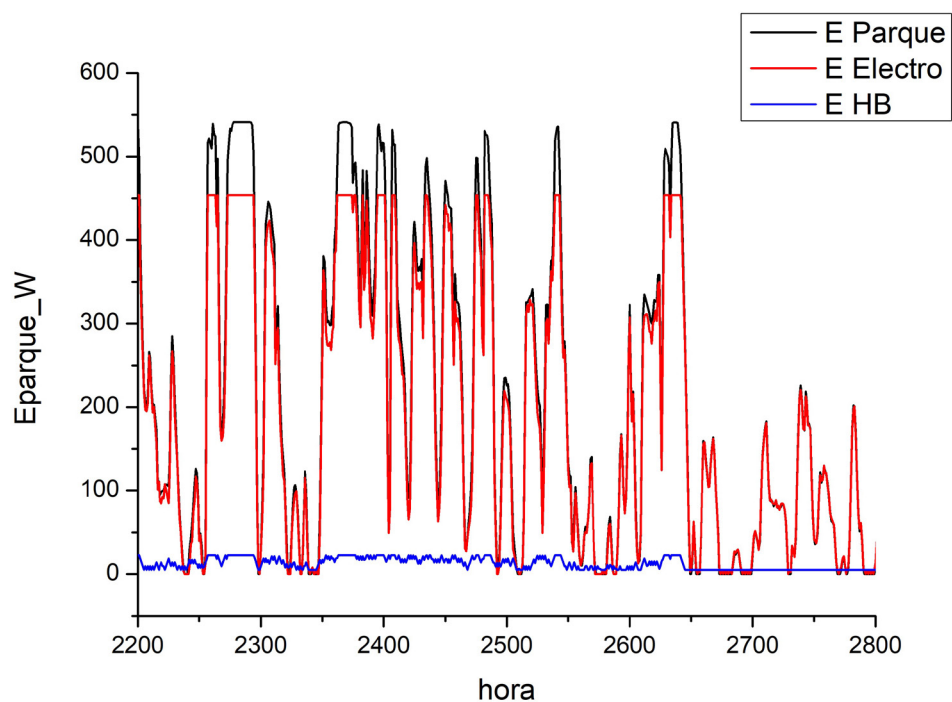
5.6.2 Escalas del sistema

Escala del sistema:		
Producción de NH_3	209,7	kt/año
Producción de H_2	37,0	kt/año
Potencia nominal Parque eólico	639,3	MW
Potencia máx. de red	10,2	MW
Potencia nominal Línea eléctrica	500,0	MW
Capacidad nominal Desaladora	95,2	m ³ /h de agua desalinizada
Potencia nominal Electrólisis	453,9	MW de Electrólisis
Capacidad nominal Electrólisis	69,3	kt/año H_2
Almacenamiento H_2	70,2	t H_2
Capacidad nominal ASU	699,2	tpd N_2
Almacenamiento N_2	20,6	t N_2
Capacidad nominal Haber-Bosch	852,4	tpd
Terminal de NH_3	16,2	kt NH_3

5.6.3 Suministro eléctrico y consumo de agua

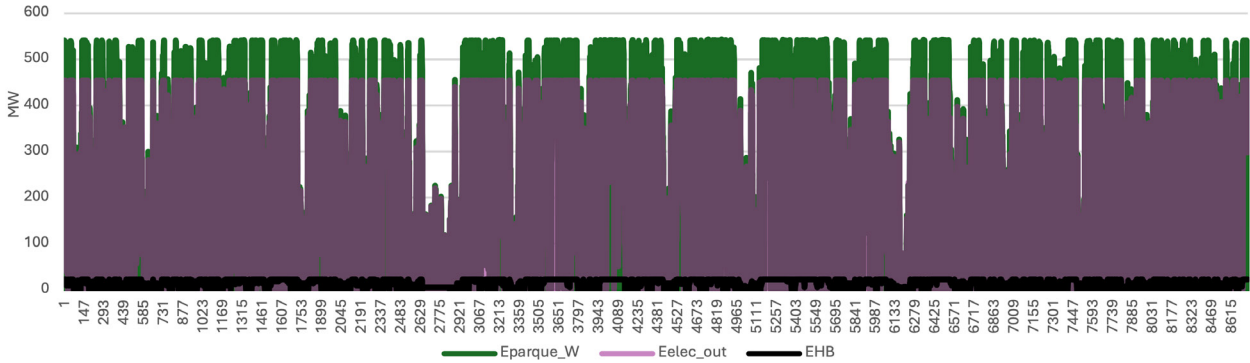
Suministro eléctrico y consumos:					
Sistema	Máxima Potencia		Potencia Mínima Ope-rativa		Energía Consumida Año
Agua	0,5	MW	0	MW	2,2 GWh
Planta de H ₂	453,9	MW	0	MW	2116,3 GWh
ASU	9,2	MW	0	MW	54,5 GWh
Haber-Bosch	22,7	MW	4,6	MW	134,2 GWh
Compresión de H ₂	10,9	MW	0	MW	50,7 GWh
Compresión de N2	2,8	MW	0	MW	16,9 GWh

Figura 6: Extracto representativo del perfil horario Caso 2 – Producción de NH₃



Fuente: elaboración propia

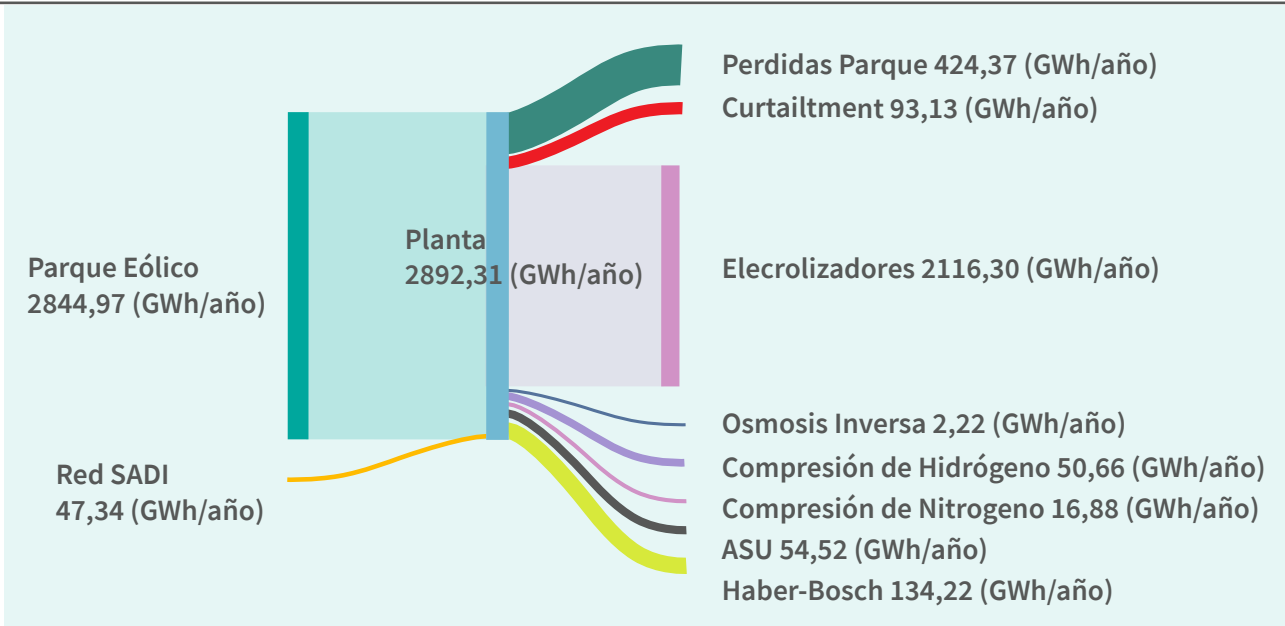
Figura 7: Perfil horario interanual Caso 2 – Producción de NH_3



Fuente: elaboración propia

El balance de energía para este sistema se representa en la siguiente figura (GWh/año).

Figura 8: Diagrama de Sankey Caso 2 – Producción de NH_3

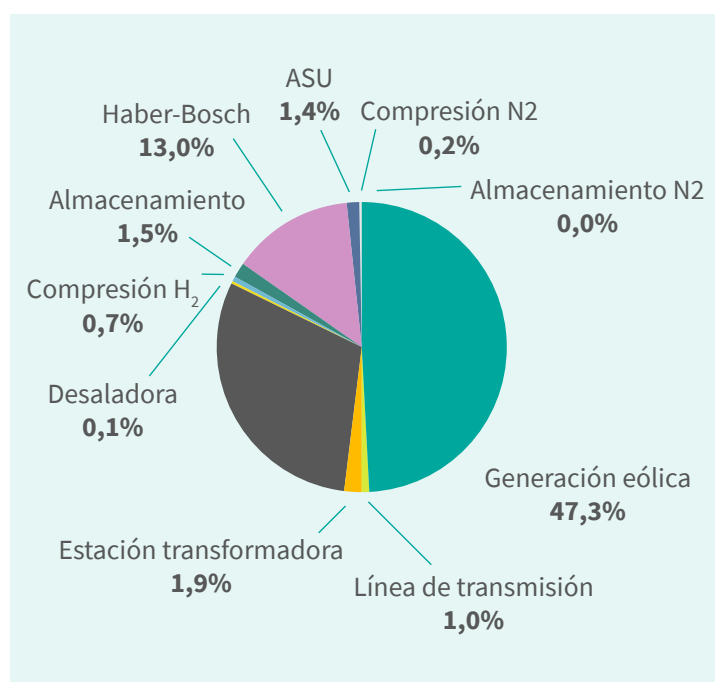


Fuente: elaboración propia

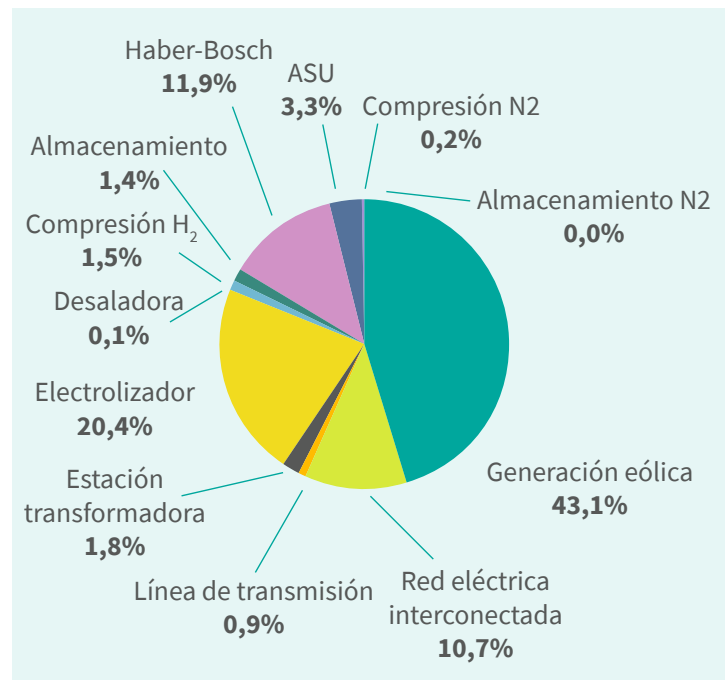
Consumo de agua		
Consumo máximo de agua para Electrólisis	95	m3/h
Consumo anual de agua electrólisis	444.322	m3/año

5.6.4 Costos de inversión y operativos

Costos de inversión (en MMUSD)	
Total de inversión	7,8
Generación eólica	767,1
Línea de transmisión	16,0
Estación transformadora	31,5
Electrolizador	472,0
Desaladora	1,1
Compresión H ₂	11,3
Almacenamiento H ₂	24,6
Haber-Bosch	211,0
ASU	23,4
Compresión N ₂	3,0
Almacenamiento N ₂	0,5
Terminal de NH ₃	61,9



Costos Operativos (MMUSD/año)	
Total de Opex	35,6
Generación eólica	15,3
Red eléctrica interconectada	3,8
Línea de transmisión	0,3
Estación transformadora	0,6
Electrolizador	7,3
Desaladora	0,04
Compresión H ₂	0,3
Almacenamiento H ₂	0,5
Haber-Bosch	4,2
ASU	1,2
Compresión N ₂	0,1
Almacenamiento N ₂	0,01
Almacenamiento NH ₃	1,9



5.6.5 Costos Nivelados

LCO NH ₃		
Tiempo del proyecto	20	años
WACC	10	%
LCOH	4,0	USD/kg
LCO NH ₃	1.028	USD/t

LCOE		
CAPEX	767,1	MMUSD
OPEX	15,3	MMUSD/año
Factor de planta	43,3	%
LCOE	40,2	USD/MWh

5.6.6 Análisis de Precio sin beneficios e incentivos

Análisis de negocio		
Resultados después de impuestos		
Precio de venta de NH ₃ a 20 años	1.323	USD/t
TIR después de impuestos	10	%

5.6.7 Análisis de Precio con posibles beneficios e incentivos

Análisis de efecto de beneficios impositivos		
Supuestos de beneficios		
Arancel importación	0	%
IIGG	25	%
Amortización acelerada	4	años
Resultados con impuestos y beneficios fiscales		
Precio nuevo de venta de NH ₃ a 20 años	1.151	USD/t
TIR después de impuestos	10	%
Reducción precio de venta por beneficios		15%

5.6.8 Análisis de los resultados

Con una inversión total de 1.623 MUSD, y costos operativos estimados en 35,6 MUSD/año y reemplazos de cellstack a los 17 años (108,9 MUSD), el costo nivelado (WACC 10%) es de 1.028 USD/t NH_3 (con un LCOH de 4 USD/kg).

Cuando se analiza el posible precio, considerando impuestos a las ganancias y aranceles de importación, se llega a 1323 USD/t.

Particularmente para este caso de producción de amoníaco, se realizó un ejercicio para analizar el posible impacto que podría tener un esquema de promoción con beneficios fiscales específicos para estos negocios. Con los beneficios supuestos, el precio estimado de venta se reduce en un 15%, hasta 1151 USD/t.

El análisis de competitividad es complejo, ya que hay que definir primero contra qué debe ser comparado. Cuando se compara con el precio de amoníaco gris, este último es fuertemente dependiente del precio del gas natural; previo a la guerra Rusia-Ucrania, los precios internacionales de amoníaco oscilaban entre 200-600 USD/t, dependiendo de la región. Durante la guerra y la crisis energética, el amoníaco alcanzó picos de hasta 1300 USD/t en Europa, y 1000 USD/t en promedio mundial, y en cuarto trimestre 2024 se ubica entre 400-600 USD/t, con un promedio de 500 USD/t (Analytiq, 2024). Asimismo, comparar directamente contra amoníaco gris, no resulta totalmente justo, considerando las emisiones asociadas a la molécula de origen fósil. Las emisiones en la producción de amoníaco gris se estiman en 1.6 tn CO_2 /t NH_3 , lo que podría sumar 128 USD/t NH_3 si se considera un precio al carbono de 80 USD/t CO_2 . Considerando que Argentina es un país productor de gas natural y que se espera gran disponibilidad del mismo en los próximos años debido al desarrollo de Vaca Muerta y de infraestructura, es esperable que el amoníaco verde no compita con el amoníaco gris producido aquí al corto y mediano plazo, aun sumando impuestos al carbono altos.

Por otro lado, en Europa se está avanzando con legislación que impondría cuotas de reemplazo de moléculas contaminantes (entre ellas amoníaco de origen fósil) para incluir moléculas sintéticas como es el caso del amoníaco verde. En tales casos, la competencia no sería contra amoníaco gris sumando un precio al carbono, sino contra los costos y los precios de producción de amoníaco verde en otros lugares del mundo (como Chile, Australia, países de Europa, África y de Medio Oriente). En estos casos, las diferencias en esta competencia se encontrarán principalmente en la calidad de recurso renovable para generación eléctrica, costos de capital, los costos de transporte o shipping, impuestos y subsidios e incentivos para el desarrollo del sector.

En ese sentido Argentina cuenta probablemente con los mejores recursos eólicos y disponibilidad de tierras; por otro lado, dependiendo del mercado destino se verá más o menos beneficiada por la distancia de shipping contra otros competidores; respecto al costo de capital, actualmente en Argentina se asigna un costo de capital relativamente alto, atado a la inestabilidad macroeconómica de los últimos años y al riesgo país, es por esto que los beneficios impositivos y/o un marco regulatorio de estabilización pueden ser clave para lograr que los proyectos de Argentina sean competitivos mundialmente.

En cuanto al caso de negocio en particular, si bien se parte de un parque eólico de buen recurso medio, el factor de capacidad es de 43%, lo cual tiene mucho margen de mejora si se compara con parques existentes y con proyecciones en sitios puntuales diferentes al elegido. Actualmente hay parques eólicos operando con factores de capacidad de 65% en otros sitios de la Patagonia como en Chubut, y se estiman sitios que pueden alcanzar el 70%. La producción de amoníaco a diferencia de e-fuels o metanol, no está condicionada geográficamente por una fuente de carbono, por lo que aparece razonable focalizar el esfuerzo de la localización para maximizar el recurso eólico cercano a un posible puerto para exportación.

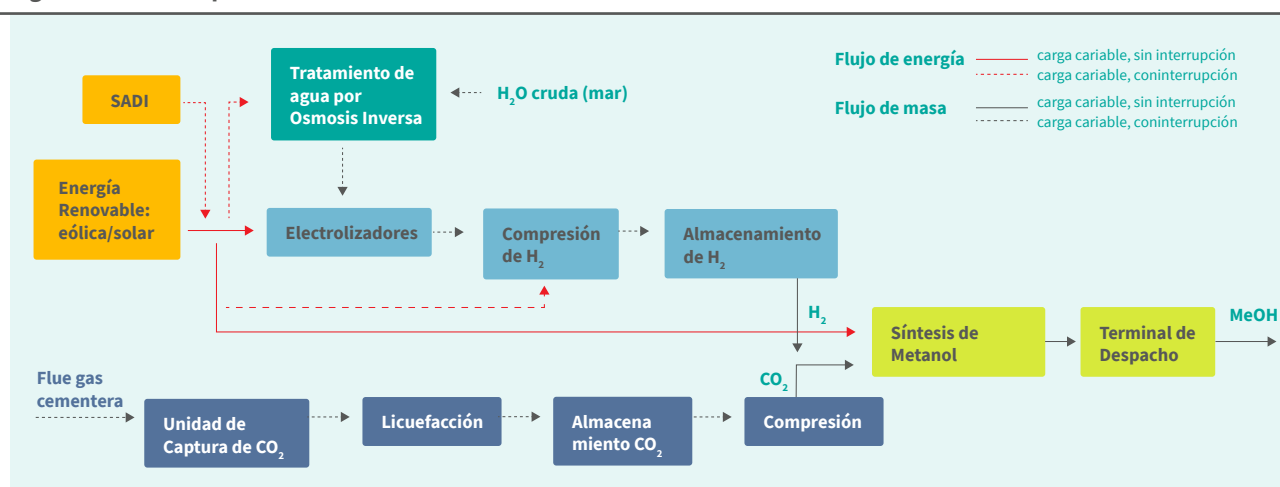
Adicionalmente, el no haber considerado posible inyectar y vender energía eólica excedente a la red eléctrica también perjudica los resultados. Tampoco se consideró valorización de subproductos como oxígeno y calor. Particularmente el proceso Haber-Bosch tiene un gran excedente calor por su reacción exotérmica, esto se podría valorizar por venta a terceros o incluso por aprovechamiento para generación eléctrica en la misma planta. Agregando la venta de subproductos aumentaría la competitividad.

5.7 Caso de Estudio: Producción de Metanol en Santa Cruz

5.7.1 Descripción de la cadena de valor y del caso de producción de metanol

La planta de producción de metanol (Me) del caso de estudio consta de 5 subsistemas, la planta de producción de hidrógeno gaseoso (componentes previamente definidos), la planta de captura de dióxido de carbono (a partir de una planta de producción de cemento vecina), la planta de licuefacción del CO₂ capturado, el sector de almacenamiento intermedio de hidrógeno gaseoso y de CO₂ licuado (permite una operación estable del proceso de síntesis de metanol) y el propio sector de síntesis de metanol (incluye la destilación para la purificación del metanol producto).

Figura 9: Planta de producción de MeOH.



Fuente: elaboración propia

Se requiere de un compresor de varias etapas para llevar el CO_2 hasta la presión de operación del lazo de síntesis y otro para llevar el H_2 desde la presión de salida de los electrolizadores a la presión del almacenamiento. Aunque no modelados específicamente, se requieren además compresores de recirculación, intercambiadores de calor, tres evaporadores instantáneos, el reactor de síntesis y una columna de destilación. Se han reportado cargas mínimas del sector de síntesis de metanol del 20% con una respuesta dinámica rápida. El subsector de destilación de metanol presenta una capacidad dinámica y de piso operativo algo más restringida, para lo cual podría incluirse un tanque de almacenamiento de metanol crudo (metanol + agua) a modo de buffer para alimentar la torre de destilación (tampoco incluido en el modelado). Se incluye además un tanque de almacenamiento de metanol producto (puro) para desde allí hacer el correspondiente despacho. No se considera que se puedan realizar paradas de planta como estrategia ante una ausencia temporal del recurso renovable.

La escala del caso de negocio fue seleccionada considerando un proyecto apto para la provisión de combustible marítimo para transporte interoceánico, que representa una producción de 80,8 kt/año de MeOH que requiere una producción de 15,2 kt/año de H_2 , suficiente para la recarga de combustible de un barco interoceánico (capacidad del tanque de combustible: 3.108 t) cada 14 días.

Como se mencionó antes, para la guía se utilizó un modelo técnico económico que además cuenta con una herramienta de optimización. A continuación, se describen las características principales del caso de estudio planteado.

En el presente caso de estudio, la planta de generación de energía eléctrica (parque eólico), la planta de captura de CO_2 y las plantas de electrólisis/síntesis de metanol están todas localizadas en las cercanías de la ciudad de Pico Truncado (provincia de Santa Cruz). El CO_2 es capturado de los gases de chimenea de una planta de cemento localizada en la misma ciudad.

De acuerdo con la localización seleccionada, se genera un perfil horario de energía renovable disponible por unidad de potencia pico de generador eólico, en función del modelo de turbina eólica adecuada a las condiciones del lugar y datos meteorológicos. Este perfil es para un año completo.

El parque eólico diseñado posee una potencia pico de 238,4 MW y está conectado de manera directa (con una línea de transmisión dedicada) a las plantas de procesos. Asimismo, todo el sistema tiene una conexión a la red eléctrica interconectada de transporte (SADI) por dos motivos: servir de referencia para los parámetros operativos del parque eólico y para tomar energía durante los momentos en que el parque no genera la energía mínima para suplir el consumo eléctrico de la planta de síntesis de metanol y la compresión de CO_2 a su mínima carga y evitar una parada. La potencia máxima instantánea retirada de la red interconectada es de 0,16 MW, la cual permite cubrir la operación a mínimo técnico del proceso de la síntesis de metanol y compresión de CO_2 .

El agua utilizada en el proceso de electrólisis es agua de mar purificada por ósmosis inversa. Se especifica un consumo de agua tratada de 0,012 m³ para cada kg de H_2 y un requerimiento eléctrico total (electrolizadores y ósmosis inversa) de 57 kWh/kg de H_2 .

La planta de electrólisis tiene una capacidad nominal de 178,6 MW, lo cual conlleva a tener una relación de potencia nominal parque eólico/electrólisis de 1,3. El H_2 producido se comprime y almacena a 160 bar en tanques dedicados para desacoplar el carácter intermitente de las energías renovables de la operación continua propia de la planta de producción de metanol.

La energía neta que el parque eólico puede generar (luego de pérdidas por mantenimiento del parque, por acondicionamiento eléctrico y por efecto estela) es de 947,6 GWh/año, lo que representa un factor de capacidad neto de 45,5%.

La potencia máxima de demanda de las instalaciones es de 186 MW y el 96% corresponde a los electrolizadores, mientras que la potencia mínima técnica para evitar paradas de la planta de síntesis de metanol es de 0,16 MW.

Debido al sobredimensionamiento del parque generador eólico necesario para asegurar que las horas de funcionamiento del electrolizador sean suficientes para alcanzar la producción de H_2 deseada a mínimo costo total, existe un excedente de generación de energía equivalente a 36,6 GWh/año, correspondientes a aquellas horas del año donde la potencia del parque eólico no puede ser aprovechada por las instalaciones.

Se supuso que este excedente de energía no es aprovechado, ya que no se contempla la posibilidad de inyección de energía a la red de transporte eléctrico, ni almacenamiento en baterías. Esto hace que el factor de capacidad real del parque baje a 43,7%.

Del suministro energético total de 912 GWh/año, un 99,9% proviene del parque eólico, mientras que el restante 0,1% (0,96 GWh) proviene de la red eléctrica interconectada (energía no considerada como renovable). Al contemplar la normativa europea de RED II esto no comprometería la certificación del producto, ya que el aporte por uso de energía no renovable a la huella de carbono del producto es menor y no causa superar al límite del 30% exigido en la normativa en consideración. (Normativa europea RED II usado como referencia para este análisis).

Con las escalas determinadas en el modelo, el factor de uso de los electrolizadores que minimiza el costo total de producción es de 55,8%. Esto se debe a que para alcanzar mejores factores de uso de los electrolizadores sería necesario aumentar la relación parque eólico-electrolizadores, y esto conllevaría a un incremento de la energía eléctrica excedente que no puede ser valorizada en el proyecto, incrementando de esta manera fuertemente el costo nivelado de la electricidad. Si se consiguiera inyectar la energía excedente al sistema interconectado y obtener una remuneración cercana a su costo nivelado, la relación óptima de las escalas cambiaría, y disminuiría el costo nivelado del MeOH.

Además del H_2 , el otro co-reactivo necesario para la síntesis del metanol es el CO_2 , el cual se obtiene en este caso de una planta de cemento. La planta de cemento seleccionada tiene una producción de alrededor de 800.000 ton/año de cemento. Considerando lo reportado por la Asociación de Fabricantes de Cemento Portland de Argentina, se emiten unas 0,519 ton CO_2 /ton de cemento, totalizando en este caso unas 415,2 kt/año de CO_2 .

Se considera un proceso de captura de CO_2 basado en absorción química mediante una solución acuosa de aminas (MEA). Este proceso tiene un requerimiento importante de energía térmica en forma de vapor para la regeneración de las aminas en la etapa de desorción. Las plantas de cemento convencionales tienen un exceso de energía que podría destinarse a la regeneración de las aminas. Sin embargo, este excedente solo puede satisfacer una parte de la energía requerida, estimada en un 37% del total. Esto implicaría en el caso de la cementera de Pico Truncado un máximo capturable de 153,6 kt/año de CO_2 . Este CO_2 es en su totalidad de tipo no biogénico inevitable, asociado a la descomposición de la piedra caliza. Esta cantidad máxima disponible satisface holgadamente las 111,1 kt/año de CO_2 requeridas para producir 80,8 kt/año de Metanol.

La capacidad nominal de la planta de síntesis de metanol es de 114,2 kt/año, y tiene un turndown de 80%, es decir que puede operar al 20% de su capacidad nominal. Esto hace que la demanda máxima de hidrógeno del proceso sea de 2,45 t/h, y la mínima de 0,49 t/h.

La capacidad óptima de almacenamiento de hidrógeno es de 38,3 t. Con este almacenamiento se evita tener paradas de la planta de síntesis de metanol por falta de H_2 , haciendo un uso eficiente de la energía renovable cuando esté disponible. Se obtiene de esta manera un factor de carga promedio anual de la planta de metanol del 71%.

No se consideraron ventas de subproductos (O_2 , calor ni electricidad).

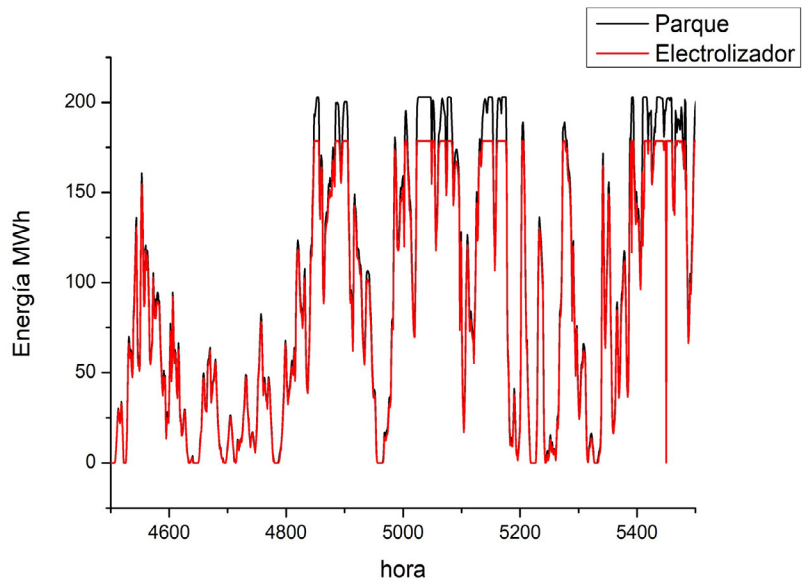
5.7.2 Escalas del sistema

Escala del sistema		
Producción de MeOH	80,8	kt/año
Producción de H ₂	15,2	kt/año
Potencia nominal Parque eólico	238,4	MW
Potencia máx. de red	0,2	MW
Potencia nominal Línea eléctrica	200,0	MW
Capacidad nominal Desaladora	37,4	m ³ /h de agua desalinizada
Potencia nominal Electrólisis	178,6	MW de Electrólisis
Capacidad nominal Electrólisis	27,3	kt/año H ₂
Almacenamiento de H ₂	38,3	t H ₂
Compresión H ₂	27,3	kt/año H ₂
Captura CO ₂	137,5	kt/año CO ₂
Compresión CO ₂	157,3	kt/año CO ₂
Licuefacción CO ₂	137,4	kt/año CO ₂
Almacenamiento CO ₂	622,9	t CO ₂
Síntesis MeOH	114,2	kt/año MeOH
Terminal MeOH	6,7	kt MeOH

5.7.3 Suministro eléctrico y consumo de agua

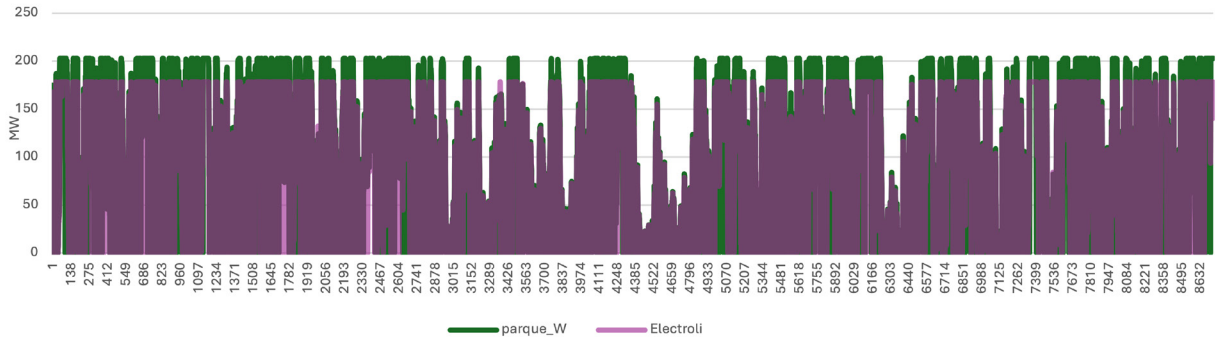
Suministro eléctrico y consumos:			
Sistema	Máxima Potencia	Potencia Mínima Ope-rativa	Energía Consumida Año
Agua	0,2 MW	0 MW	0,9 GWh
Planta de H ₂	178,6 MW	0 MW	970,4 GWh
Compresión de H ₂	4,3 MW	0 MW	20,8 GWh
Captura de CO ₂	1,1 MW	0 MW	7,5 GWh
Compresión de CO ₂	0,4 MW	0 MW	2,6 GWh
Licuefacción de CO ₂	1,1 MW	0 MW	7,4 GWh
Síntesis de MeOH	0,4 MW	0,1 MW	2,4 GWh

Figura 10: Extracto representativo del perfil horario Caso 3 – Producción de MeOH



Fuente: elaboración propia

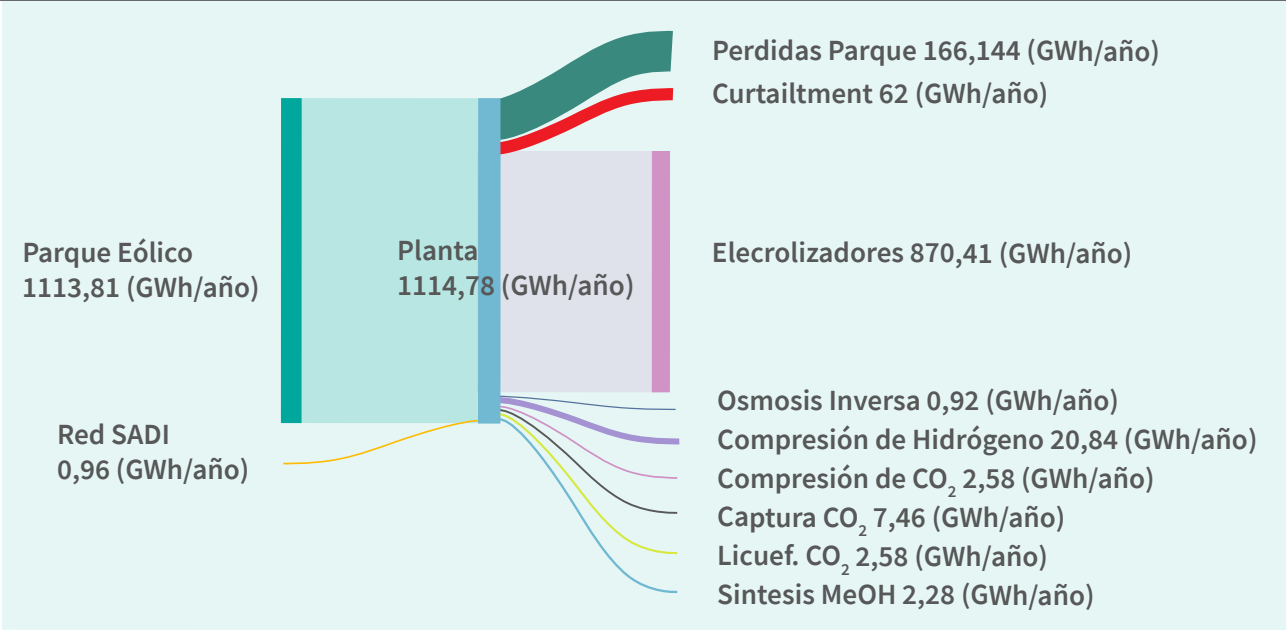
Figura 11: Perfil horario interanual Caso 3 – Producción de MeOH



Fuente: elaboración propia

El balance de energía para este sistema se representa en la siguiente figura (GWh-año).

Figura 12: Diagrama de Sankey Caso 3 – Producción de MeOH

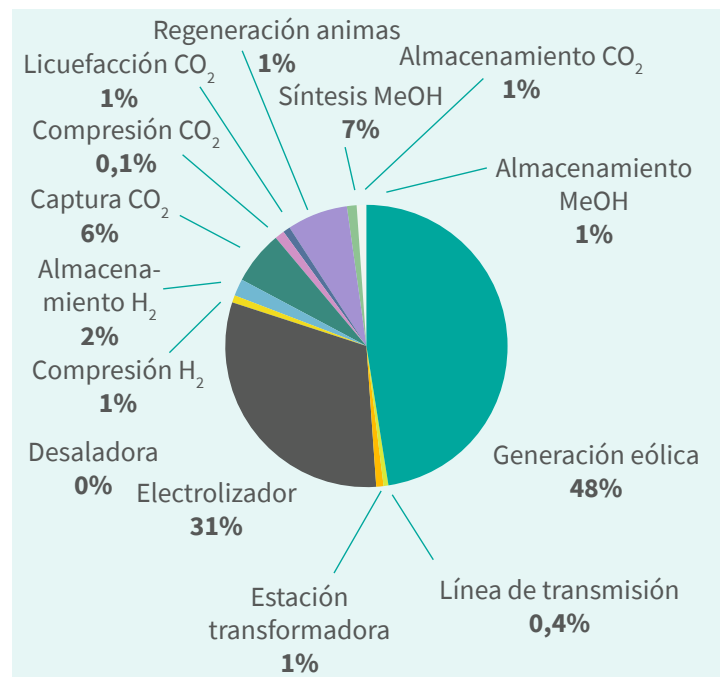


Fuente: elaboración propia

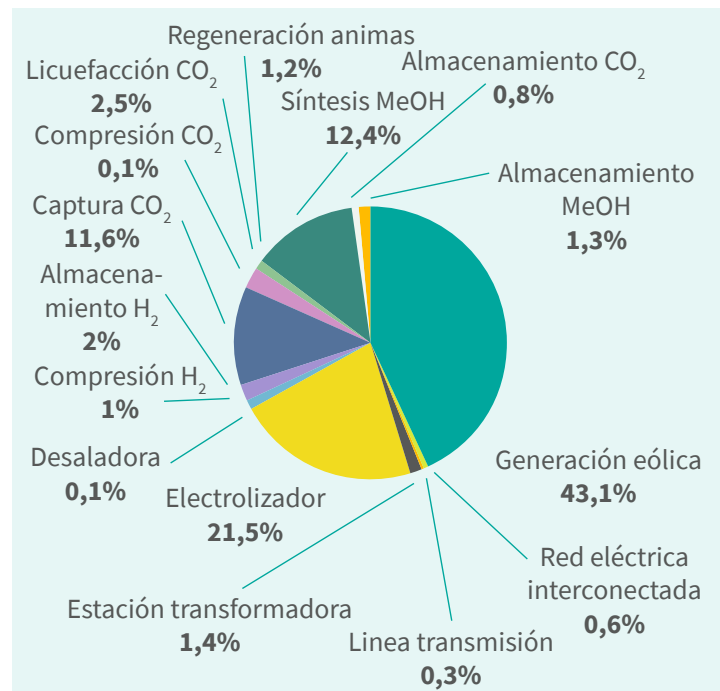
Consumo de agua		
Consumo máximo de agua para Electrólisis	37,4	m3/h
Consumo anual de agua electrólisis	182.673	m3/año

5.7.4 Costos de inversión y operativos

Costos de inversión (en MMUSD)	
Total de inversión	600,6
Generación eólica	286,1
Línea de transmisión	2,2
Estación transformadora	9,2
Electrolizador	185,7
Desaladora	0,4
Compresión H ₂	4,4
Almacenamiento H ₂	13,4
Captura CO ₂	38,4
Compresión CO ₂	0,4
Licuefacción CO ₂	5,6
Regeneración aminas	4,1
Síntesis MeOH	41,0
Almacenamiento CO ₂	5,3
Almacenamiento MeOH	4,2



Costos Operativos (MMUSD/año)	
Total de Opex	13,3
Generación eólica	5,7
Red eléctrica interconectada	0,1
Línea de transmisión	0,0
Estación transformadora	0,2
Electrolizador	2,9
Desaladora	0,0
Compresión H ₂	0,1
Almacenamiento H ₂	0,3
Captura CO ₂	1,5
Compresión CO ₂	0,0
Licuefacción CO ₂	0,3
Regeneración aminas	0,2
Síntesis MeOH	1,6
Almacenamiento CO ₂	0,1
Almacenamiento MeOH	0,2



5.7.5 Costos Nivelados

LCO MeOH		
Tiempo del proyecto:	20	años
WACC	10	%
LCOH	4,4	USD/kg
LCO MeOH	1.072	USD/t

LCOE		
CAPEX	286,1	MMUSD
OPEX	5,7	MMUSD/año
Factor de planta	45,5	%
LCOE	38,3	USD/MWh

LCOCO ₂		
Cantidad de CO ₂ capturado	0,1	Mt/año
Tiempo del proyecto	20	años
WACC	10	%
LCOCO ₂	63	USD/t

5.7.6 Análisis de Precio sin beneficios e incentivos

Análisis de negocio		
Resultados después de impuestos		
Precio de venta de MeOH a 20 años	1.236	USD/t
TIR después de impuestos	10	%

5.7.7 Análisis de los resultados

Con una inversión total de 600,6 MUSD, y costos operativos estimados en 13,3 MUSD/año y reemplazos de cellstack a los 16 años (42,9 MUSD), el costo nivelado (WACC 10%) es de 1.072 USD/t MeOH (con un LCOH de 4,4 USD/kg).

El precio de venta (1.236 USD/ton) obtenido por el metanol verde sigue estando muy por encima del precio del metanol producido por métodos convencionales que se encuentra alrededor de los 500 USD/ton. La lógica para la comparación con el mercado es muy similar al caso de amoníaco. Un punto relevante, adicional al amoníaco es respecto a la captura de CO₂, la participación de los costos vinculados a captura y almacenamiento de CO₂ en los costos totales, ronda el 10%. Esto no contempla transporte de CO₂ a grandes distancias ya que en este caso se consideran plantas cercanas a la fuente, en caso de tener que agregar decenas o cientos de kilómetros de transporte de CO₂, el peso específico puede subir mucho y condicionar la competitividad.

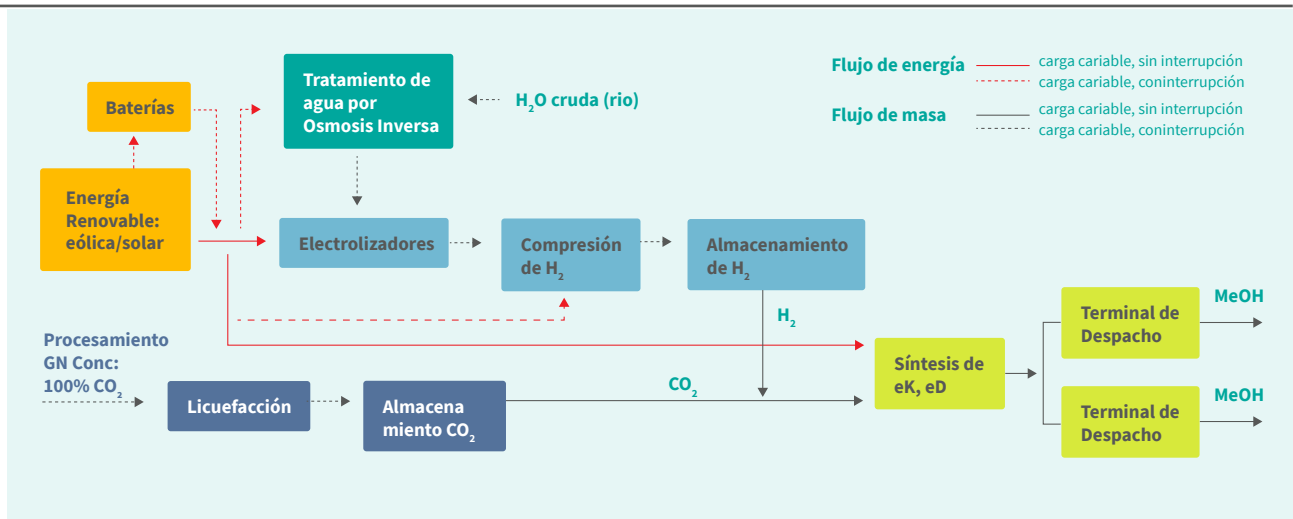
Respecto al análisis de los números del caso, al igual que en el caso anterior, el foco para mejorar los valores debería centrarse en el parque eólico considerando que el peso total en costos representa más del 45% de los costos totales y que el factor de capacidad considerado tiene mucho de margen de mejora. Además no se consideró, igual que en el caso del amoníaco, la venta de excedentes de electricidad renovable.

5.8 Caso de Estudio: Producción de e-SAF en Neuquén

5.8.1 Descripción de la cadena de valor y del caso de producción de e-SAF

Los componentes de la planta de producción de e-kerosene (K) (o e-SAF como se hace referencia en esta guía) (y e-diésel, D, como subproducto) incluyen los ya definidos para la planta de producción de hidrógeno gaseoso. Se considera además que el CO₂ necesario se encuentra disponible (puro), como subproducto de una planta de acondicionamiento de gas natural. Tanto el almacenamiento intermedio de hidrógeno como el de dióxido de carbono se introducen para desacoplar la dinámica de los sistemas aguas arriba y abajo de estos y permitir la operación estable y económica de los procesos de síntesis de e-SAF, RWGS, Fischer-Tropsch (FT), fraccionamiento y acondicionamiento.

Figura 13: Planta de producción de e-SAF.



Fuente: elaboración propia

Algunos estudios han demostrado una flexibilidad moderada en FT, pudiéndose reducir la carga en el reactor de síntesis hasta un 70 % de la capacidad nominal (30% de turndown). En consecuencia, la capacidad de almacenamiento (energía eléctrica/reactivos) o de toma de energía de la red debe ser tal que garantice que la operación de la planta no baje de este nivel. Por lo tanto, las paradas del proceso de FT solo podrán ser las normales de un proceso continuo en casos de mantenimiento. Por otro lado, también aquí se presenta como indispensable la implementación de un tanque de almacenamiento de crudo aguas abajo del reactor para asegurar operación en estado estacionario del sector de refinación y destilación de la planta (no se incluye en el modelado en este estudio). Por último, también se requiere capacidad de almacenamiento de e-kerosene y de e-diésel como para satisfacer las condiciones de despacho que sean impuestas. El dimensionamiento de todo el conjunto se efectúa simultáneamente obteniéndose los compromisos óptimos entre potencias pico de cada componente y almacenamientos tanto de materia como de energía.

La escala del caso de estudio fue seleccionada considerando un proyecto apto para la provisión de combustible: e-Kerosene como producto principal y e-Diesel como subproducto. Se plantea abastecer la carga de 5 camiones diarios de 16,4 t de capacidad cada uno, lo que implica una producción de 29,8 kt/año de e-fuel que requiere una producción de 13,1 kt/año de H₂. El 90% w/w de la producción anual de e-fuel corresponde a e-kerosene, mientras que el 10% restante es e-Diesel, suficiente para la carga de 5 camiones diarios con entrega cada 4 días uniformes en el año.

Como se mencionó antes, para la guía se utilizó un modelo técnico económico que además cuenta con una herramienta de optimización. A continuación, se describen las características principales del caso de estudio planteado.

La energía eléctrica es suministrada a partir de un parque híbrido eólico/solar ubicado en las cercanías de la localidad de El Cuy (Rio Negro) y se propone en este caso de estudio el uso de almacenamiento eléctrico en baterías de servicio de ion litio para afrontar

intervalos de generación nula de energía renovable. Esto quiere decir que se impuso como regla al modelo no considerar la posibilidad de tomar energía de la red. Cabe destacar que la solución del aporte del parque solar como complemento del parque eólico lo determina el mismo modelo en su solución de optimización, no fue algo un input al modelo.

Las plantas de electrólisis y de síntesis y procesamiento de e-SAF se localizan en la zona de Vaca Muerta (Neuquén), donde también se encuentra la fuente de CO₂ propuesta para este caso.

De acuerdo con la localización seleccionada, se genera un perfil horario de energía renovable disponible por unidad de potencia pico de generador eólico, en función del modelo de turbina eólica adecuada a las condiciones del lugar y datos meteorológicos. Este perfil es para un año completo. Por cada MW de potencia pico se obtiene el valor de MWh disponible para cada hora del año. Lo mismo sucede con el parque solar y las horas de irradiación.

El parque eólico diseñado posee una potencia pico de 250,3 MW, en tanto que el parque solar posee una potencia pico de 25,3 MW. Ambos parques están conectados de manera directa (con una línea de transmisión dedicada) a las plantas de procesos. Asimismo, cuando la generación de energía renovable se ve interrumpida, la energía eléctrica necesaria para mantener la operación de la planta de síntesis/upgrading, es provista por baterías de servicio con una capacidad nominal total de 5,6 MW y una capacidad de 45,2 MWh.

El agua utilizada en el proceso de electrólisis es agua extraída del Río Neuquén y purificada por ósmosis inversa. Se especifica un consumo de agua tratada de 0,012 m³ para cada kg de H₂ y un requerimiento eléctrico total (electrolizadores y ósmosis inversa) de 57 kWh/kg de H₂.

La planta de electrólisis tiene una capacidad pico de 161,4 MW, lo cual conlleva a tener una relación de potencia pico parques renovables / electrólisis de 1,7. El H₂ producido se comprime y almacena a 160 bar en racks de tubos dedicados para desacoplar el carácter intermitente de las energías renovables de una operación continua de la planta de producción de e-SAF.

La energía neta que el parque eólico puede generar (luego de pérdidas por mantenimiento del parque, por acondicionamiento eléctrico y por efecto estela) es de 883,3 GWh/año, lo que representa un factor de capacidad neto de 40,4%. La energía neta generada por el parque solar es de 35,4 GWh/año, con un factor de capacidad de 16%.

La potencia máxima de demanda de las instalaciones es de 169,8 MW y el 95% corresponde a los electrolizadores, mientras que la potencia mínima técnica para evitar paradas de la planta de síntesis de e-SAF es de 2,53 MW.

Debido al sobredimensionamiento del parque generador eólico/solar necesario para asegurar que las horas de funcionamiento del electrolizador sean suficientes para alcanzar la producción de H₂ deseada a mínimo costo total, existe un excedente de generación de energía equivalente a 112,4 GWh/año que las plantas de procesos no pueden tomar, correspondientes a aquellas horas del año donde la potencia del parque eólico/solar no puede ser aprovechada por las instalaciones.

Con las escalas determinadas en el modelo, el factor de uso de los electrolizadores que minimiza el costo total de producción es de 53,3%. Como se ha explicado en los casos de NH₃ y MeOH, el costo nivelado de eSAF podría disminuir valorizando la energía eléctrica excedente.

Además del H₂, El otro co-reactivo necesario para la síntesis de Fischer-Tropsch (FT) es el CO₂. Este se obtiene de la remoción de CO₂ presente en gas natural

destinado a la producción de unas 5.000.000 de ton/año de GNL ¹¹. El CO₂ estará disponible en la zona de Vaca Muerta (Provincia de Neuquén) por lo que se contempla la instalación de la planta de producción de kerosene en las proximidades de la planta separadora de CO₂, con el objetivo de evitar el transporte de CO₂.

Asumiendo un contenido de CO₂ en el gas natural no convencional de este yacimiento algo inferior al 1% (por ej., un 0.8%), se estima que se dispondría de aproximadamente 120.000 ton/año de CO₂ puro como insumo para un proyecto PtX, en este caso, e-SAF ¹².

La capacidad nominal de la planta de síntesis de Fischer-Tropsch es de 32,5 kt/año, y tiene un turndown de 30%

Esto hace que la demanda máxima de hidrógeno del proceso sea de 1,64 t/h y la mínima de 1.15 t/h.

La capacidad óptima de almacenamiento de hidrógeno es de 198,5 t. Con este almacenamiento se evita tener paradas de la planta de síntesis de eFuel por falta de H₂, haciendo un uso eficiente de la energía renovable cuando esté disponible. Se obtiene de esta manera un factor de carga promedio anual de la planta de eFuel de 92%.

No se consideraron ventas de subproductos (O₂, calor ni electricidad). En el caso de los subproductos de los e-combustibles se adicionaron las producciones de e-SAF y diésel para el cálculo de un único costo nivelado.

5.8.2 Escalas del sistema

Producción de E-SAF	29,8	kt/año
Producción de H ₂	13,1	kt/año
Potencia nominal Parque eólico	250,3	MW
Potencia nominal Parque solar	25,3	MW
Potencia baterías de servicio	5,6	MW
Capacidad baterías de servicio	45,2	MWh
Potencia nominal Línea eléctrica	200,0	MW
Capacidad nominal Desaladora	33,8	m3/h de agua desalinizada
Potencia nominal Electrólisis	161,4	MW de Electrólisis
Capacidad nominal Electrólisis	24,7	kt/año de H ₂

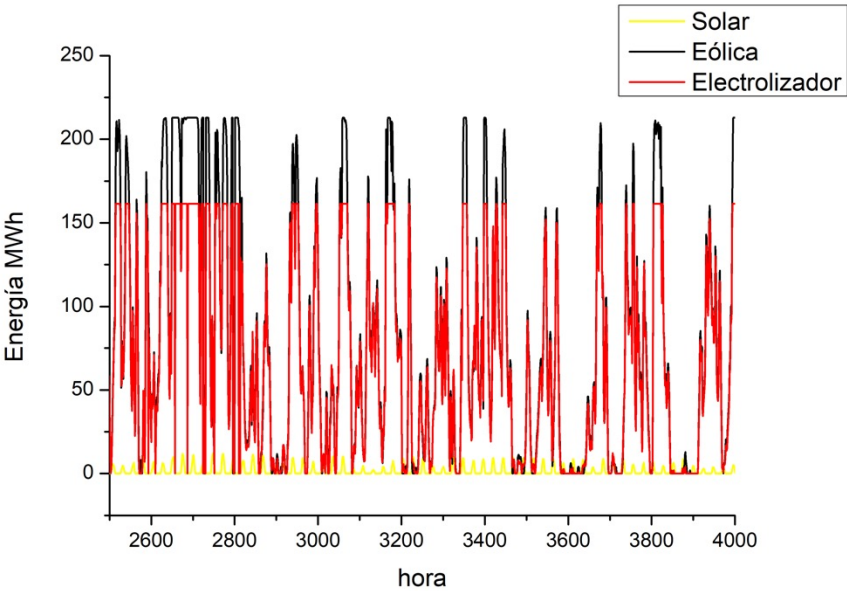
- 11 Corresponde a la primera fase del proyecto YPF-Petronas. Esta etapa de acondicionamiento del GN se realizaría en boca de pozo, antes de inyectarlo al gasoducto que lo transportaría a la planta de GNL situada en Bahía Blanca.
- 12 Este valor concuerda con referencias reportadas en la literatura. Se asume un costo cero para la captura de esta corriente de CO₂ ya que la misma está incluida en la cadena de valor del GNL.

Almacenamiento H ₂	0,2	kt H ₂
Compresión H ₂	24,7	kt H ₂ /año
Licuefacción CO ₂	101,1	Kt CO ₂ /año
Almacenamiento CO ₂	0,3	Kt CO ₂
Síntesis y purificación de eK	32,5	Kt eK/año
Terminal Ek	1,5	kt eK

5.8.3 Suministro eléctrico y consumo de agua

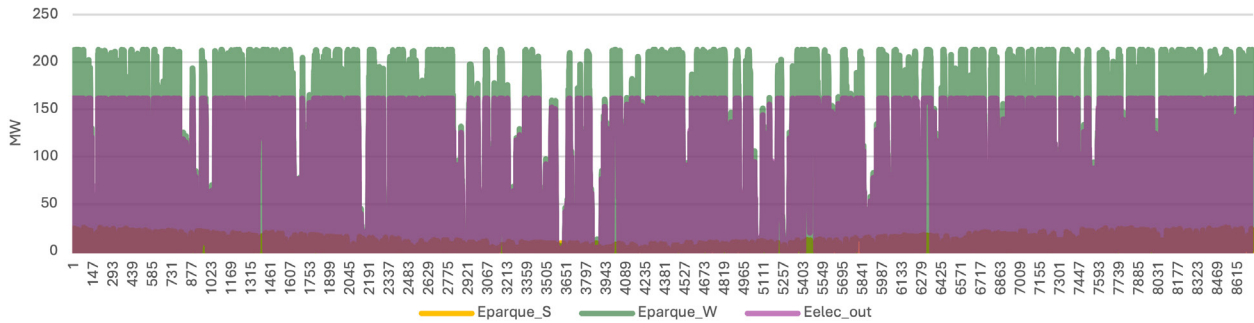
Suministro eléctrico y consumos:						
Sistema	Máxima Potencia		Potencia Mínima Operativa		Energía Consumida Año	
Agua	0,2	MW	0	MW	0,8	GWh
Planta de H ₂	161,4	MW	0	MW	751,7	GWh
Compresión H ₂	3,9	MW	0	MW	18,0	GWh
Licuefacción CO ₂	0,8	MW	0	MW	6,2	GWh
Síntesis y purificación de eK	3,6	MW	2,5	MW	29,0	GWh

Figura 14: Extracto representativo del perfil horario Caso 4 – Producción de e-SAF



Fuente: elaboración propia

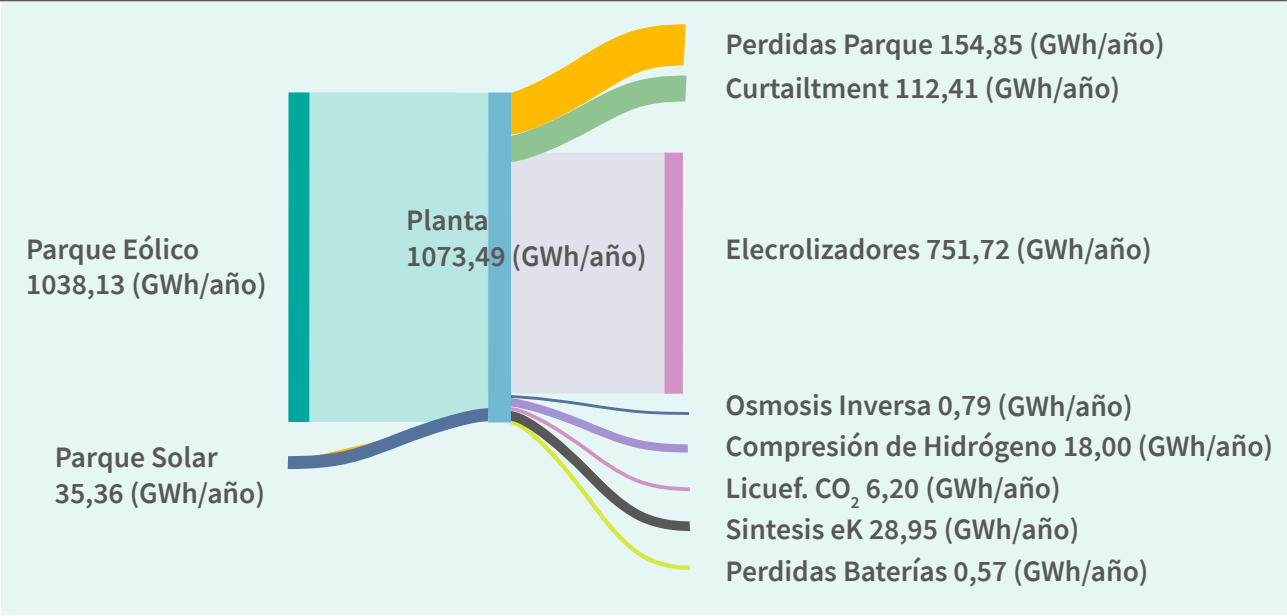
Figura 15: Perfil horario interanual Caso 4 – Producción de eSAF



Fuente: elaboración propia

El balance de energía para este sistema se representa en la siguiente figura (GWh-año).

Figura 16: Diagrama de Sankey Caso 4 – Producción de e-SAF

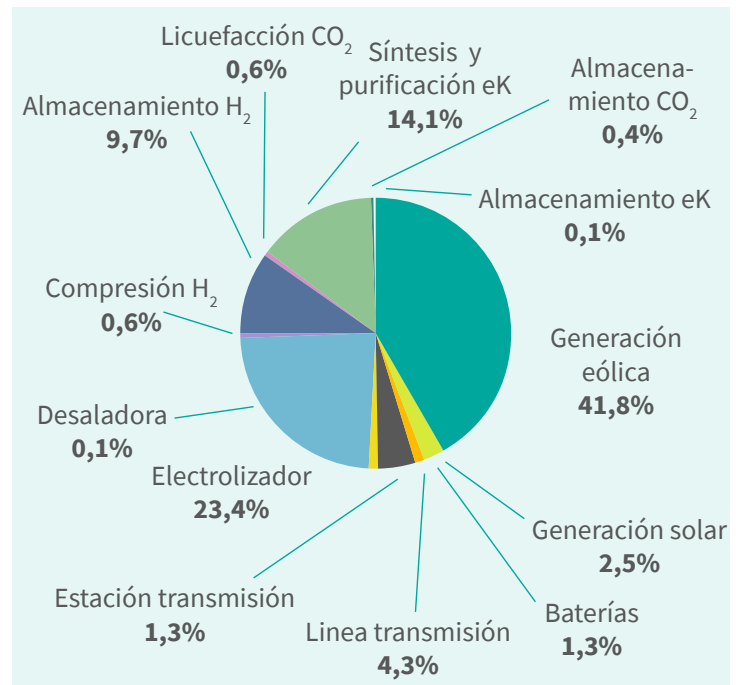


Fuente: elaboración propia

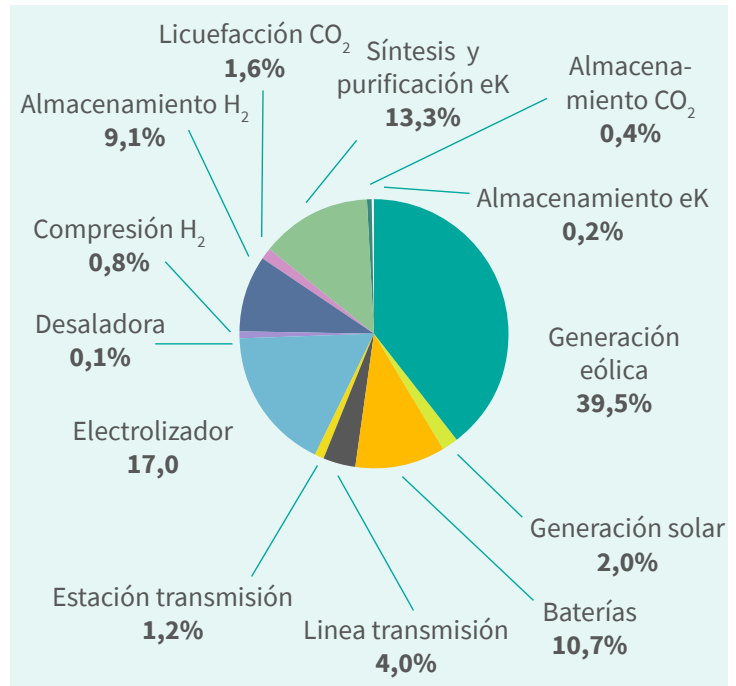
Consumo de agua		
Consumo máximo de agua para Electrólisis	33,9	m3/h
Consumo anual de agua electrólisis	157.732	m3/año

5.8.4 Costos de inversión y operativos

Costos de inversión (en MMUSD)	
Total de inversión	718,4
Generación eólica	300,4
Generación solar	18,1
Baterías	9,6
Línea transmisión	30,7
Estación transformadora	9,2
Electrolizador	167,9
Desaladora	0,4
Compresión H ₂	4,0
Almacenamiento H ₂	69,5
Licuefacción CO ₂	4,1
Síntesis y purificación eK	101,0
Almacenamiento CO ₂	2,7
Almacenamiento eK	0,9



Costos Operativos (MMUSD/año)	
Total de Opex	15,2
Generación eólica	6,0
Generación solar	0,3
Baterías	1,6
Línea transmisión	0,6
Estación transformadora	0,2
Electrolizador	2,6
Desaladora	0,02
Compresión H ₂	0,1
Almacenamiento H ₂	1,4
Licuefacción CO ₂	0,2
Síntesis y purificación eK	2,0
Almacenamiento CO ₂	0,1
Almacenamiento eK	0,04



LCOE		
CAPEX	328,1	MMUSD
OPEX	7,9	MMUSD/año
Factor de planta eólico	45,5	%
Factor de planta solar	16,0	%
LCOE	62	USD/MWh
LCOCO ₂		
Cantidad de CO ₂ capturado	0,09	Mt/año
Tiempo del proyecto	20	años
WACC	10	%
LCOCO ₂ ¹³	16,5	USD/t

5.8.6 Análisis de Precio sin beneficios e incentivos

Análisis de negocio:		
Resultados después de impuestos		
Precio de venta de eSAF a 20 años	3.976	USD/t
TIR después de impuestos	10	%

13 Para este caso los costos de captura no están incluidos. Incluye solo los costos de licuefacción.

5.8.7 Análisis de los resultados

Con una inversión total de 718,4 MUSD, y costos operativos estimados en 15,2 MUSD/año y reemplazos de cellstack a los 17 años (38,7 MUSD), el costo nivelado (WACC 10%) es de 3.452 USD/t e-SAF (con un LCOH de 6,7 USD/kg).

El precio calculado de casi 4.000 USD/ton de eSAF está muy por encima del convencional (que registró un pico en 2022 en 1500 USD/tn pero que actualmente está cerca de 800 USD/ton). Si bien es esperable una diferencia importante entre el combustible de origen fósil y el sintético, esta diferencia se ve particularmente mayor porque la ubicación del proyecto no pareciera ser óptima para su competitividad, considerando que se consigue un factor de capacidad del parque eólico muy por debajo del potencial patagónico. La ubicación del proyecto se pensó considerando la disponibilidad de carbono a muy bajo costo de la industria de LNG como subproducto en el tratamiento previo a la licuefacción de gas natural; una vez analizados los resultados, se podría volver a revisar esta decisión, por un lado el peso relativo que tienen los costos de CO₂ en el costo total del producto parece bajo, por lo que la ventaja que se obtiene al conseguir un bajo costo de CO₂ no compensa el hecho de contar con un recurso eólico poco competitivo. Adicionalmente, si se tratase de proyectos nuevos a desarrollar desde cero (tanto el de GNL como el de eSAF) podría revisarse desde un comienzo la ubicación del proceso de remoción de CO₂ en el tratamiento de gas natural. La remoción de CO₂ se consideró que estaría en Neuquén, pero bien podría transportarse el gas natural hasta la costa (Rio Negro, Chubut, o Bahía Blanca) sin remover el CO₂, e instalar la remoción de CO₂ en la costa, y allí mismo las plantas de hidrógeno y eSAF. Un cambio de estrategia de este estilo permitiría acceder a parques eólicos de mayor potencial y menores costos y poder combinar esto con un CO₂ de bajo costo.

Adicionalmente se observa que particularmente para este proyecto el almacenamiento de hidrógeno no resulta despreciable, la herramienta de optimización económica indica que es necesario un almacenamiento de 200 t de H₂. Esto por un lado puede resultar en un desafío de espacio y de diseño de seguridad de la planta, pero adicionalmente representaría una inversión de casi 70 MM USD. Este volumen de almacenamiento está relacionado a la baja flexibilidad operativa que aún tiene el proceso de Fischer Tropsch, el cual se estima que tiene un TRL de 7, y no ha sido desarrollado para operar de manera intermitente sometido a las variaciones de la generación renovable eólica o solar. Es importante aquí prestar especial atención a la posición de los tecnólogos y cuáles son sus perspectivas de mejoras en flexibilidad operativa.

6

Anexo

6.1 Modelo de optimización de costos

6.1.1 Consideraciones generales y principales supuestos

El modelo del sistema integrado para analizar los casos contempla:

- Generación eólica y/o solar de energía eléctrica. [H2V, NH₃, Me, K].
- Conexión al sistema eléctrico interconectado (SADI). [H2V, NH₃, Me].
- Banco de baterías de litio de servicio. [K].
- Tratamiento de agua por ósmosis inversa (RO). [H2V, NH₃, Me, K].
- Producción de hidrógeno mediante electrolizadores alcalinos a 30 bar. [H2V, NH₃, Me, K].
- Compresión del H₂ producido hasta 160 bar. [H2V, NH₃, Me, K].
- Almacenamiento intermedio de H₂ gaseoso. [H2V, NH₃, Me, K].
- Producción de N₂ mediante ASU a 10 bar. [NH₃].
- Compresión de N₂ a 160 bar. [NH₃].
- Almacenamiento intermedio de N₂. [NH₃].

- Producción de NH₃ mediante proceso HB. [NH₃].
- Almacenamiento de NH₃ líquido. [NH₃].
- Captura de CO₂ por absorción con aminas, 1 bar. [Me].
- Licuefacción de CO₂. [Me, K].
- Almacenamiento intermedio de CO₂. [Me, K].
- Compresión de CO₂ a 80bar. [Me].
- Producción y purificación de MeOH. [Me].
- Almacenamiento de MeOH líquido. [Me].
- Producción y purificación de e-kerosene. [K].
- Almacenamiento de e-kerosene líquido. [K].

Se consideran restricciones de despacho y se utilizan datos eólicos y solares horarios tomados del proyecto de la NASA disponible como POWER Data Access Viewer. El número de periodos en el año es de 8736 horas.

Se detallan a continuación los parámetros utilizados para el cómputo de los resultados presentados en este trabajo.

Parámetro	Definición	Valor	Unidades
HHVH ₂	Calor superior de combustión de H ₂	39,0	MWh/T H ₂
LHVH ₂	Calor inferior de combustión de H ₂	33,0	MWh/T H ₂
EffElect	Eficiencia del electrolizador	0,7	
MassRelHB	Relación estequiométrica H ₂ – NH ₃	0,2	T H ₂ / T NH ₃
MassRelMe	Relación estequiométrica H ₂ – Me	0,2	T H ₂ / T Me
MassRelK	Relación estequiométrica H ₂ – K	0,5	T H ₂ / T K
RendK	Rendimiento de CO ₂ a Kerosene	3,5	T CO ₂ / T Crudo
Crudo_K	Rendimiento de crudo sintético a Kerosene	0,3	T K / T Crudo
Crudo_D	Rendimiento de crudo sintético a Diesel	0,0	T D / T Crudo
VU_Elec	Vida útil electrolizadores	80.000	H
ComEnAvHB	Requerimiento de energía promedio de la planta de compresión de H ₂ de 30 bar a 160 bar	1,4	MWh/T H ₂
ConPRO	Requerimiento de energía planta RO	5,0	kWh / m ³ H ₂ O
Conh2oelec	Consumo de agua del electrolizador alcalino	0,0	m ³ H ₂ O / kg H ₂
ConHB	Requerimiento de energía planta HB	0,6	kWh / kg NH ₃
ConASU	Requerimiento de energía planta ASU	0,3	kWh / kg NH ₃
ConASUN2	Requerimiento de energía planta ASU	0,3	kWh / kg N ₂
FLEXHB	Turndown del proceso haber-bosch	0,2	
ConLiqCO ₂	Requerimiento energía licuefacción CO ₂	66,8	kWh / ton CO ₂
ConMeOH	Requerimiento de energía planta MeOH	29,4	kWh / t Me
ConCO2MeOHel	Requerimiento de energía eléctrica captura CO ₂ para MeOH	67,1	kWh el / ton CO ₂

ComEnAvMeCO2	Requerimiento de energía de la planta de compresión de CO2 de 20 bar a 80 bar	23,2	kWh / T CO ₂
FLEXMeOH	Turndown del proceso MeOH	0,2	
ConK	Requerimiento de energía Planta FT (kerosene)	0,3	MW h/ton CO ₂
FLEXK	Turndown del proceso kerosene	0,7	
T	Vida útil para fines económicos	20,0	Años
debt_share	Porcentaje de participación de deuda tomada	0,5	%
CAPEXw	CAPEX de las turbinas eólicas	1.200,0	USD / kW
OPEXw	OPEX de las turbinas eólicas	24,0	USD / kW año
CAPEXS	CAPEX de los paneles solares	714,0	USD / kW
OPEXS	OPEX de los paneles solares	12,1	USD / kW año
CAPEXe	CAPEX de los electrolizadores alcalinos	800,0	USD / kW
OPEXe	OPEX de los electrolizadores alcalinos	16,0	USD / kW año
CAPEXcom	CAPEX de la compresión de H ₂ ó N2 ó CO ₂	1.036,4	USD / kW
OPEXcom	OPEX de la compresión de H ₂ ó N2 ó CO ₂	31,1	USD / kW año
CAPEXHB	CAPEX de la planta de HB	9.281,2	USD / kW
OPEXHB	OPEX de la planta de HB	185,6	USD / kW año
CAPEXASU	CAPEX de la planta de ASU	2.538,8	USD / kW
OPEXASU	OPEX de la planta de ASU	126,9	USD / kW año
CAPEXAlmH ₂ G	CAPEX de la planta de almacenamiento de H ₂ gas	350,0	USD / Kg H ₂
OPEXAlmH ₂ G	OPEX de la planta de almacenamiento de H ₂ gas	7,0	USD / Kg H ₂

CAPEXAlmNH3L	CAPEX de la planta de almacenamiento y terminal de NH3 Liq	3,8	USD/kg NH3
OPEXAlmNH3L	OPEX de la planta de almacenamiento y terminal de NH3 Liq	0,1	USD/kg NH3
RepFact	Factor de reposición como porcentaje del valor total de los electrolizadores	0,3	
CAPEXRO	CAPEX planta RO	2.259,9	USD / kW
OPEXRO	OPEX planta RO	91,8	USD / kW año
DenNH3L	Densidad NH3 liquido	719,0	Kg / m3
DenMeL	Densidad Me liquido	792,0	Kg / m3
DenKL	Densidad K liquido	820,0	Kg / m3
PerdElec	Perdidas eléctricas por elevación y transmisión como porcentaje de la energía generada en el parque	0,0	
PerdEstela	Perdidas por efecto estela como porcentaje de la energía generada en el parque	0,0	
EffMant	Eficiencia de la turbina por paradas de mantenimiento	0,9	
Effref	Eficiencia de referencia de los paneles solares	0,2	
FP	Factor de corrección de energía entregada por otras perdidas	0,8	
CAPEXCO2Me	CAPEX de la planta de captura de CO2 para MeOH	36.187,5	USD / kW
OPEXCO2Me	OPEX de la planta de captura de CO2 para MeOH	1.447,5	USD / kW año
CAPEXLiqCO2	CAPEX de la planta de licuefacción de CO2 Liq	5.362,5	USD / kW

OPEXLiqCO2	OPEX de la planta de licuefacción de CO2 Liq	321,8	USD / kW año
CAPEXAlmCO2	CAPEX de la planta de almacenamiento de CO2 Liq	8.500,0	USD / ton CO2
OPEXAlmCO2	OPEX de la planta de almacenamiento de CO2 Liq	170,0	USD / ton CO2
CAPEXMe	CAPEX de la planta de síntesis de MeOH (contiene purificación)	106.488,3	USD / kW
OPEXMe	OPEX de la planta de síntesis de MeOH (considera purificación)	4.259,5	USD / (ton/año) Me
CAPEXK	CAPEX de la planta de síntesis de kerosene	27.976,5	USD / kW
OPEXK	OPEX de la planta de síntesis de kerosene	559,5	USD / kW
CAPEXAlmMe	CAPEX de la planta de almacenamiento y terminal de Me	634,0	USD / ton Me
OPEXAlmMe	OPEX de la planta de almacenamiento y terminal de Me	25,4	USD / ton Me
CAPEXAlmKD	CAPEX de la planta de almacenamiento y terminal de K	587,0	USD / ton K-D
OPEXAlmKD	OPEX de la planta de almacenamiento y terminal de K	23,5	USD / ton K

7 Referencias

- AACE, I. (2011). Development of factored cost estimates - As applied in engineering, procurement and construction for the process industries.
- AFAP. (2023). Asociación de Fabricantes de Cemento Portland de Argentina. Obtenido de <https://www.afcp.org.ar/>
- al., Q. e. (2023).
- Anicic, B., Trop, P., & Goricanec, D. (2014). Comparison between two methods of methanol production from carbon dioxide. *Energy*, 77, 279–289. doi:10.1016/j.energy.2014.09.069
- Araya, S., Liso, V., Cui, X., Li, N., Zhu, J., Sahlin, S. L., . . . Kær, S. K. (2020). A review of the methanol economy: The fuel cell route. *Energies*, 13, 596. doi:10.3390/en13030596
- ARGUS. (2023). China eyes green ammonia exports by late 2024. Obtenido de <https://okt.to/nRjVrC>
- Armijo J, P. C. (2020). Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of chile and argentina. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991934>
- Atsonios, K., Li, J., & Inglezakis, V. J. (2023). Process analysis and comparative assessment of advanced thermochemical pathways for e-kerosene production. *Energy*, 278, 127868. doi:10.1016/j.energy.2023.127868
- Battaglia, P., Buffo, G., Ferrero, D., Santarelli, M., & Lanzini, A. (2021). Methanol synthesis through CO₂ capture and hydrogenation: Thermal integration, energy performance and techno-economic assessment. *Journal of CO₂ Utilization*, 44, 101407. doi:10.1016/j.jcou.2020.101407
- Batteiger, V., Ebner, K., Habersetzer, A., & Moser, L. (2022). Power-to-Liquids. A scalable and sustainable fuel supply perspective for aviation. Dessau-Roßlau, Germany: German Environment Agency.
- Beyersdorf, A. J., Timko, M. T., Ziemba, L. D., Bulzan, D., Corporan, E., Herndon, S. C., . . . Anderson, B. E. (2014). Reductions in aircraft particulate emissions due to the use of Fischer-Tropsch fuels. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 14, 11–23. doi:10.5194/acp-14-11-2014
- Breyer, C., Fasihi, M., Micheli, M., Oyewo, A. S., Schmidt, P., & Werner, W. (2022). E-Kerosene for Commercial Aviation. Berlín: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Bureau Veritas Marine & Offshore. (s.f.). An inside look at methanol as fuel. Recuperado el 1 de septiembre de 2023, de <https://marine-offshore.bureauveritas.com/inside-look-methanol-fuel>

Candelaresi, D., & Spazzafumo, G. (2021). Power to methanol. En *Power to Fuel* (págs. 103–122). Elsevier. doi:10.1016/B978-0-12-822813-5.00002-3

cells, H. f. (s.f.). Obtenido de https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/tech_validation/pdfs/fcm01r0.pdf

Changlong Wang. (s.f.). «Optimising renewable generation configurations of off-grid green ammonia production systems considering Haber-Bosch flexibility.».

Chatterton, C. (2019). Methanol as a vessel fuel and energy carrier. International Tanker Technical Forum. Queenstown, Singapore.

Chen, G., Wang, T., Zhang, G., Liu, G., & Jin, W. (2022). Membrane materials targeting carbon capture and utilization. *Advanced Membranes*.

Chiou, H.-H. (2023). Evaluation of alternative processes of methanol production from CO₂: Design, optimization, control, techno-economic, and environmental analysis. *Fuel*, 343, 127856. doi:10.1016/j.fuel.2023.127856

Chunfeng Song, Y. K. (2014). Energy analysis of the cryogenic CO₂ capture process based on Stirling coolers. *Energy*.

Clary, J. (2013). *The Toxicology of Methanol*. Hoboken, NJ: Wiley.

Cui X. (2022). Energy analysis and surrogate modeling for the green methanol production under dynamic operating conditions. *Fuel*, 307.

Dalena, F., Senatore, A., Marino, A., Gordano, A., Basile, M., & Basile, A. (2018). Methanol production and applications: An overview. En *Methanol: Science and Engineering* (págs. 3–28). Amsterdam, The, Netherlands: Elsevier. doi:10.1016/B978-0-444-63903-5.00001-7

Dieterich, V., Buttler, A., Hanel, A., Spliethoff, H., & Fendt, S. (2020). Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review. *Energy & Environmental Science*, 13, 3207–3252. doi:10.1039/D0EE01187H

Dowson, G. R., Haddow, M. F., Lee, J., Wingad, R. L., & Wass, D. F. (2013). Catalytic conversion of ethanol into an advanced biofuel: Unprecedented selectivity for n-Butanol. *Angewandte Chemie International Edition*, 52, 9005–9008. doi:10.1002/anie.201303723

Drünert, S., Neuling, U., Zitscher, T., & Kaltschmitt, M. (2020). Power-to-liquid fuels for aviation - Processes, resources and supply potential under German conditions. *Applied Energy*, 277, 115578. doi:10.1016/j.apenergy.2020.115578

Dziejarski, B., Krzyzyska, R., & Andersson, K. (2023). Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assesment. *Fuel*.

Eilers, H. (2018). Flexibler Betrieb der Fischer-Tropsch-Synthese - Katalysator- und Reaktorverhalten mit Co in der 3-Phasen-Blasensäule. Ph.D. dissertation, Karlsruher Institut für Technologie. doi:10.5445/IR/1000084309

Eilers, H., González, M. I., & Schaub, G. (2016). Lab-scale experimental studies of Fischer-Tropsch kinetics in a three-phase slurry reactor under transient reaction conditions. *Catalysis Today*, 275, 164–171. doi:10.1016/j.cattod.2015.11.011

Elimar F., R. N. (2021). Techno-Economic Analysis of Green Methanol and Green BTX Production from Syngases. Aalborg University.

Energy, A. (s.f.). Envision-Hydrogen-Green-Hydrogen-and-Green-Ammonia-Business. Obtenido de <https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2022/10/Envision-Hydrogen-Green-Hydrogen-and-Green-Ammonia-Business-AEA.pdf>

Engineering, L. (s.f.). https://www.linde-engineering.com/en/images/HA%20_1_1_e_12_150dpi_NB_tcm19-4468.pdf. Recuperado el 2023, de <https://www.linde-engineering.com>

EPA. (2011). Accounting framework for biogenic CO₂ emissions from stationary sources.

EU. (2018). Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). Obtenido de https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG

European Union. (2014). Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure. Official Journal of the European Union, L-20.

ExxonMobil. (2022). ExxonMobil methanol to jet technology to provide new route for sustainable aviation fuel production. ExxonMobil methanol to jet technology to provide new route for sustainable aviation fuel production. Recuperado el 31 de August de 2023, de https://www.exxonmobilchemical.com/en/resources/library/library-detail?assetid=101116&assetname=exxonmobil_sustainable_aviation_fuel_production_en&utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=cl_downstream_none&ds_k=&gclid=aw.ds&&ppc_keyword=aviation

Federal Ministry for the Environment, N. C. (2011). Ecological, Economic and Structural Comparison of Renewable Energy Technologies (RE) with Carbon Capture and Storage (CCS) — An Integrated Approach.

Forsyth, A., Campbell, M., & Robertson, A. (2023). Attention All Shipping. Methanol Gains Momentum. Industry Background from Lonspur Research. Edinburgh, UK: Lonspur Research.

Geleynse, S., Brandt, K., Garcia- Perez, M., Wolcott, M., & Zhang, X. (2018). The alcohol- to- jet conversion pathway for drop- in biofuels: Techno- economic evaluation. ChemSusChem, 11, 3728–3741. doi:10.1002/cssc.201801690

Ghaebi Panah, P. (2022). Marketability analysis of green hydrogen production in Denmark: Scale-up effects on grid-connected electrolysis., International Journal of Hydrogen Energy, 47(25), 12.

GIZ GmbH. (2023). EU Requirements for Renewable Hydrogen and Its Derivatives.

Global_wind_atlas. (s.f.). Obtenido de <https://globalwindatlas.info/area/Argentina/Tierra%20del%20Fuego>

Goehna, H., & König, P. (1994). Producing methanol from CO₂. CHEMTECH, 24(6), 36-39.

Gogate, M. R. (2019). Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects. Petroleum Science and Technology, 37, 559–565. doi:10.1080/10916466.2018.1555589

gov, E. (s.f.). Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis>

Grigoriev, S. A. (2020). Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology. *International Journal of Hydrogen Energy*.

Gruber, H., Groß, P., Rauch, R., Reichhold, A., Zweiler, R., Aichernig, C., . . . Hofbauer, H. (2021). Fischer-Tropsch products from biomass-derived syngas and renewable hydrogen. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 11, 2281–2292. doi:10.1007/s13399-019-00459-5

Haag, S., Castillo-Welter, F., Schuhmann, T., Williams, B. A., Oelmann, T., Günther, A., & Gorny, M. (2018). How to Convert CO₂ to Green Methanol. Challenges for Petrochemicals and Fuels: Integration of Value Chains and Energy Transition. Berlin.

Haag, S., Drosdzol, C., Williams, B., Peña, V., Palauschek, N., Wilken, M., . . . Roesch, A. (2022). Recent developments in methanol technology by air liquefied for CO₂ reduction and CO₂ usage. *Chemie Ingenieur Technik*, 94, 1655–1666. doi:10.1002/cite.202200061

Habermeyer, F. (2019). Flexibility in renewable fuel production from biomass – the role of electrolysis boosted Fischer-Tropsch synthesis. EUBCE. Lisbon.

Hansen, J. B., & Højlund Nielsen, P. E. (2008). Methanol Synthesis. En *Handbook of Heterogeneous Catalysis* (págs. 2920–2949). Wiley. doi:10.1002/9783527610044.hetcat0148

Hansson, Hackl, Taljegard, Brynolf, & Grahn. (2017). The Potential for Electrofuels Production in Sweden Utilizing Fossil and Biogenic CO₂ Point Sources. *Frontiers of Energy Research*.

HHV. (s.f.). Obtenido de https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/tech_validation/pdfs/fcm01r0.pdf

IEA. (2020). Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage - CCUS in clean energy transitions. IEA.

IEA. (2021).

IEA. (s.f.). Direct Air Capture. Obtenido de <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture>

IEAGHG. (2009). IEAGHG funds research into the development and deployment of carbon capture and storage (CCS) technologies. Recuperado el 1 de septiembre de 2023, de <https://ieaghg.org/2-uncategorised/128-improvements-to-the-co2-emissions-database>

IEAGHG. (2019). Techno-economic evaluation of CO₂ capture in LNG plants.

IEC. (s.f.). Obtenido de <https://iec.ch/homepage>

IMO. (2016). Methanol as Marine Fuel: Environmental Benefits, Technology Readiness, and Economic Feasibility. International Maritime Organization.

IPCC. (2001). Climate Change 2001: Mitigation, Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

IRENA. (2021). Reaching zero with renewables - Capturing carbon.

IRENA, & Methanol Institute. (2021). Innovation Outlook: Renewable Methanol. Abu, Dhabi, UAE: International Renewable Energy Agency.

- Jarvis, S., & Samsatli, S. (2018). Technologies and infrastructures underpinning future CO₂ value chains: A comprehensive review and comparative analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 85, 46-68. doi:10.1016/j.rser.2018.01.007
- Jess, A., Kern, C., Kaiser, P., Bajirao Unde, R., & Von Olshausen, C. (2011). Considerations concerning the Energy Demand and Energy Mix for Global Welfare and Stable Ecosystems. *Chemie Ingenieur Technik*.
- Kato, T. (2005). Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.07.004>
- KBR. (s.f.). Obtenido de <https://www.kbr.com/en/insights-news/press-release/kbr-launches-ammonia-10000-meet-future-sustainable-energy-and>
- Kiss, A. A., Pragt, J. J., Vos, H. J., Bargeman, G., & de Groot, M. T. (2016). Novel efficient process for methanol synthesis by CO₂ hydrogenation. *Chemical Engineering Journal*, 284, 260–269. doi:10.1016/j.cej.2015.08.101
- Kjärstad J., S. R. (2016). Ship transport - A low cost and low risk CO₂ transport option in the Nordic countries. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 54.
- Klankermayer, J., Wesselbaum, S., Beydoun, K., & Leitner, W. (2016). Selective catalytic synthesis using the combination of carbon dioxide and hydrogen: Catalytic chess at the interface of energy and chemistry. *Angewandte Chemie International Edition*, 55, 7296–7343. doi:10.1002/anie.201507458
- König, D. H., Baucks, N., Dietrich, R.-U., & Wörner, A. (2015). Simulation and evaluation of a process concept for the generation of synthetic fuel from CO₂ and H₂. *Energy*, 91, 833–841. doi:10.1016/j.energy.2015.08.099
- König, D. H., Freiberg, M., Dietrich, R.-U., & Wörner, A. (2015). Techno-economic study of the storage of fluctuating renewable energy in liquid hydrocarbons. *Fuel*, 159, 289–297. doi:10.1016/j.fuel.2015.06.085
- Leung, D., Caramanna, G., & Maroto-Valer, M. (2014). An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Li, Y., Hu, Y., Chu, J., Yao, Y., Lv, H., & Xu, C. (2023). Investigation of renewable methanol production from CO₂ hydrogenation based on spectral splitting and heat integration. *Fuel*, 352, 129041. doi:10.1016/j.fuel.2023.129041
- Liu, X.-M., Lu, G. Q., Yan, Z.-F., & Beltramini, J. (2003). Recent advances in catalysts for methanol synthesis via hydrogenation of CO and CO₂. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 42, 6518–6530. doi:10.1021/ie020979s
- Lobo, P., Hagen, D. E., & Whitefield, P. D. (2011). Comparison of PM emissions from a commercial jet engine burning conventional, biomass, and Fischer-Tropsch fuels. *Environmental Science & Technology*, 45, 10744–10749. doi:10.1021/es201902e
- Luca Riboldi, O. B. (2017). Overview on Pressure Swing Adsorption (PSA) as CO₂ Capture Technology: State-of-the-Art, Limits and Potentials. *Energy Procedia*.
- Luu, M. T., Milani, D., & Abbas, A. (2016). Analysis of CO₂ utilization for methanol synthesis integrated with enhanced gas recovery. *Journal of Cleaner Production*, 112, 3540–3554. doi:10.1016/j.jclepro.2015.10.119

M.J. Tuinier, H. H. (2011). Techno-economic evaluation of cryogenic CO₂ capture—A comparison with absorption and membrane technology. *International Journal of Greenhouse Gas Control*.

Madejski, P., Chmiel, K., Subramanian, N., & Kus, T. (2022). Methods and Techniques for CO₂ Capture: Review of Potential Solutions and Applications in Modern Energy Technologies. *Energies*.

Man Energy Solutions. (2023). Obtenido de <https://www.man-es.com/discover/methanol-fueled-ships>

Marchese, M., Giglio, E., Santarelli, M., & Lanzini, A. (2020). Energy performance of power-to-liquid applications integrating biogas upgrading, reverse water gas shift, solid oxide electrolysis and Fischer-Tropsch technologies. *Energy Conversion and Management: X*, 6, 100041. doi:10.1016/j.ecmx.2020.100041

Marlin, D. S., Sarron, E., & Sigurbjörnsson, Ó. (2018). Process advantages of direct CO₂ to methanol synthesis. *Frontiers in Chemistry*, 6. doi:10.3389/fchem.2018.00446

Methanol Institute. (2020). Methanol Safe Handling Manual 5th Edition. Methanol Institute.

Meunier, N., Chauvy, R., Mouhoubi, S., Thomas, D., & De Weireld, G. (2020). Alternative production of methanol from industrial CO₂. *Renewable Energy*, 146, 1192–1203. doi:10.1016/j.renene.2019.07.010

Miguel, V., & Passini, L. (2010). Hidrotratamiento de nafta y diesel en Refinería Bahía Blanca: atendiendo a los futuros límites del azufre. *Petrotecnia*.

Millet, L. a. (2020).

Millet, L. a. (2020).

Mokhatab, S., Mak, J., Valappil, J., & Wood, D. (2014). *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Elsevier.

Morita, H., Yang, S., Unger, N., & Kinney, P. L. (2014). Global health impacts of future aviation emissions under alternative control scenarios. *Environmental Science & Technology*, 48, 14659–14667. doi:10.1021/es5055379

NASA. (s.f.). POWER Data Access Viewer. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Navas-Anguita, Z., Cruz, P. L., Martín-Gamboa, M., Iribarren, D., & Dufour, J. (2019). Simulation and life cycle assessment of synthetic fuels produced via biogas dry reforming and Fischer-Tropsch synthesis. *Fuel*, 235, 1492–1500. doi:10.1016/j.fuel.2018.08.147

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*, 48, 29011–29033. doi:10.1016/j.ijhydene.2023.03.240

Norbert Kohlheb, M. W. (2021). Environmental-Economic Assessment of the Pressure Swing Adsorption Biogas Upgrading Technology. *BioEnergy Research*.

Normann, F., Skagestad, R., Bierman, M., Wolf, J., & Mathisen, A. (2019). «Reducing the Cost of Carbon Capture in Process Industry» CO₂stCap Project - Chamlers Institute of Technology.

NREL. (s.f.). Obtenido de <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/champion-module-efficiencies.pdf>

Orte, F. (2021). Comparison of NASA-POWER solar radiation data with ground-based measurements in the south of South America. 2021 XIX Workshop on Information Processing and Control (RPIC), SAN JUAN, pp. 1-4.

doi:10.1109/RPIC53795.2021.9648428

- Orte, F., Lusi, A., Carmona, F., D'Elia, R., & Farami, A. (2021). Comparison of NASA-POWER solar radiation data with ground-based measurements in the south of South America. 2021 XIX Workshop on Information Processing and Control (RPIC). San Juan, Argentina.
- Osman, A., Hefny, M., Abdel Maksoud, M. I., Elgarahy, A. M., & Rooney, D. W. (2021). Recent advances in carbon capture storage and utilization technologies: a review. *Environmental Chemistry Letters*.
- Pavlišić, A., Huš, M., Prašnikar, A., & Likozar, B. (2020). Multiscale modelling of CO₂ reduction to methanol over industrial Cu/ZnO/Al₂O₃ heterogeneous catalyst: Linking ab initio surface reaction kinetics with reactor fluid dynamics. *Journal of Cleaner Production*, 275, 122958. doi:10.1016/j.jclepro.2020.122958
- Petersen, A. M., Chireshe, F., Okoro, O., Gorgens, J., & Van Dyk, J. (2021). Evaluating refinery configurations for deriving sustainable aviation fuel from ethanol or syncrude. *Fuel Processing Technology*, 219, 106879. doi:10.1016/j.fuproc.2021.106879
- Pio, D. T., Vilas-Boas, A. C., Araújo, V. D., Rodrigues, N. F., & Mendes, A. (2023). Decarbonizing the aviation sector with electro sustainable aviation fuel (eSAF) from biogenic CO₂ captured at pulp mills. *Chemical Engineering Journal*, 463, 142317. doi:10.1016/j.cej.2023.142317
- Pontzen F. (2011). CO₂-based methanol and DME - Efficient technologies for industrial scale production. *Catalysis Today*, 171, 242-250.
- Pontzen, F., Liebner, W., Gronemann, V., Rothaemel, M., & Ahlers, B. (2011). CO₂-based methanol and DME – Efficient technologies for industrial scale production. *Catalysis Today*, 171, 242–250. doi:10.1016/j.cattod.2011.04.049
- Rafael M. Siqueira, G. R.-N. (2017). Carbon Dioxide Capture by Pressure Swing Adsorption. *Energy Procedia*.
- Reduction, G. H. (2020). Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 C climate goal. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Ruokonen, J., Nieminen, H., Dahiru, A. R., Laari, A., Koiranen, T., Laaksonen, P., . . . Huuhtanen, M. (2021). Modelling and cost estimation for conversion of green methanol to renewable liquid transport fuels via olefin oligomerisation. *Processes*, 9, 1046. doi:10.3390/pr9061046
- Sasol. (2005). Sasol produces 1.5 billion barrels of synthetic fuel from coal in fifty years. Recuperado el 31 de agosto de 2023, de <http://www.sasol.com/media-centre/media-releases/sasol-produces-15-billion-barrels-synthetic-fuel-coal-fifty-years>
- Schmidt O. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 30470 - 30492.
- Schmidt, P., & Weindorf, W. (2016). Power-to-Liquids. Potentials and perspectives for the future supply of renewable aviation fuel. Dessau-Roßlau, Germany: German Environment Agency.
- Schröder, J., Müller-Langer, F., Aakko-Saksa, P., Winther, K., Baumgarten, W., & Lindgren, M. (2020). Methanol as Motor Fuel. IEA.
- SEMARNAT. (2013). Guía metodológica para la estimación de emisiones de fuentes fijas. Mexico.

Sengupta, M. (2021). Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Third Edition. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77635.pdf>

Shell. (s.f.). Pearl GTL - overview. Recuperado el 31 de agosto de 2023, de <http://www.shell.com/about-us/major-projects/pearl-gtl/pearl-gtl-an-overview.html>

Shell. (s.f.). Producing water in the desert. Recuperado el 31 de August de 2023, de <https://www.shell.com/about-us/major-projects/pearl-gtl/producing-water-in-the-desert.html>

Shi L. (2023). Energy optimization and economic study of an energy storage system based on a carbon dioxide-to-methanol process. *Journal of Energy Storage*, 62.

Sifat, N. S., & Haseli, Y. (2019). A Critical Review of CO₂ Capture Technologies and Prospects for Clean Power Generation. *Energies*.

Sollai, S. (2023). Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO₂: A techno-economic assessment. *Journal of CO₂ Utilization*.

Song, C., Liu, Q., Deng, S., Li, H., & Kitamura, Y. (2019). Cryogenic-based CO₂ capture technologies: State-of-the-art developments and current challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.

Steynberg, A. P., Dry, M. E., Davis, B. H., & Breman, B. B. (2004). Fischer-Tropsch Reactors. En A. Steynberg, & M. Dry (Edits.), *Fischer-Tropsch Technology* (págs. 64–195). Amsterdam, The, Netherlands: Elsevier. doi:10.1016/S0167-2991(04)80459-2

Sudiro, M., & Bertucco, A. (2009). Production of synthetic gasoline and diesel fuel by alternative processes using natural gas and coal: Process simulation and optimization. *Energy*, 34, 2206–2214. doi:10.1016/j.energy.2008.12.009

Supp, E. (1981). Improved methanol process. *Hydrocarbon processing*, 60(3), 71-75.

Tabibian, S. S., & Sharifzadeh, M. (2023). Statistical and analytical investigation of methanol applications, production technologies, value-chain and economy with a special focus on renewable methanol. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 179, 113281. doi:10.1016/j.rser.2023.113281

Thomas, D. (2018). Cost reduction potential for electrolyser technology. . *Hydrogenics*: Mississauga, ON, Canada. .

TOPSOE. (s.f.). Obtenido de <https://www.topsoe.com/press-releases/topsoe-signs-agreement>

Van-Dal, É. S., & Bouallou, C. (2013). Design and simulation of a methanol production plant from CO₂ hydrogenation. *Journal of Cleaner Production*, 57, 38–45. doi:10.1016/j.jclepro.2013.06.008

Vortex. (s.f.). Obtenido de <https://vortexfdc.com>

Wang, D., Li, J., Meng, W., Liao, Z., Yang, S., Hong, X., . . . Li, G. (2023). A near-zero carbon emission methanol production through CO₂ hydrogenation integrated with renewable hydrogen: Process analysis, modification and evaluation. *Journal of Cleaner Production*, 412, 137388. doi:10.1016/j.jclepro.2023.137388

Wang, X., & Song, C. (2020). Carbon Capture from Flue gas ans the atmosphere: a pespective. *Frontiers in Energy Research*.



on the basis of a decision
by the German Bundestag

Wernicke, H., Plass, L., & Schmidt, F. (2014). Methanol generation. En M. Bertau, H. Offermanns, L. Plass, F. Schmidt, & H. Wernicke, Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future. Berlin, Germany: Springer. doi:https://doi.org/10.1007/978-3-642-39709-7_4

Xing, H., Stuart, C., Spence, S., & Chen, H. (2021). Alternative fuel options for low carbon maritime transportation: Pathways to 2050. Journal of Cleaner Production, 297(26651), 1-18. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126651>

Yang, C., Ma, Z., Zhao, N., Wei, W., Hu, T., & Sun, Y. (2006). Methanol synthesis from CO₂-rich syngas over a ZrO₂ doped CuZnO catalyst. Catalysis Today, 115, 222–227. doi:[10.1016/j.cattod.2006.02.077](https://doi.org/10.1016/j.cattod.2006.02.077)