INSTITUTO FRAUNHOFER DE ECONOMÍA DE LA ENERGÍA Y TECNOLOGÍA DE SISTEMAS ENERGÉTICOS, IEE

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO

Informe

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO

CONFIDENCIAL

Dr. Ramona Schröer

Jochen Bard

Marie Plaisir

Instituto Fraunhofer de economía de la energía y tecnología de sistemas energéticos (IEE), Kassel

Número de proyecto: 153-116833
Socio del proyecto: Gobierno de la Provincia de Río Negro

Tabla de contenidos

1 Resumen ejecutivo 5

2 Introducción 7

3 Descripción de los antecedentes técnicos y del mercado del hidrógeno 9
3.1 Tecnologías de producción de hidrógeno a través de la electrólisis 9
3.2 Mercado actual de electrolizadores y desarrollo del mercado del hidrógeno 12
3.3 Almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno 15
3.3.1 Costos de transporte por camión y tubería 17
3.3.2 Estado del arte de las exportaciones de hidrógeno líquido 17
3.3.3 Transporte ferroviario 19
3.4 Aplicaciones del hidrógeno 20
3.5 Desarrollo del mercado del hidrógeno 20

4 Situación inicial y requisitos previos para la producción de hidrógeno en Río Negro 26
4.1 Recursos renovables 26
4.2 Disponibilidad y calidad de los recursos de agua dulce 29
4.3 Infraestructura de la red eléctrica 29
4.4 Infraestructuras de transporte necesarias 31
4.5 Puertos industriales existentes 31
4.6 Demanda potencial de hidrógeno en la provincia 33
4.7 Análisis de los posibles sitios para electrolizadores 38
4.7.1 El Solito 39
4.7.2 Pomona 40
4.7.3 Laguna de la Retención 41

5 Resumen y descripción de los escenarios analizados 42
5.1 Resumen y descripción de los escenarios 42
5.1.1 Localización de la producción de hidrógeno y electricidad 42
5.1.2 Escenario doméstico 43
5.1.3 Escenario de exportación 44
5.1.4 Transporte de hidrógeno 45
5.2 Nomenclatura de los escenarios 47

6 Análisis de costos y resultados de los costos de producción de hidrógeno 53
6.1 Metodología de cálculo del LCOH 53
6.1.1 Descripción del cálculo de los costos de producción de hidrógeno 54
6.2 Cálculo del LCOE y congráficación del sistema híbrido 55
6.2.1 Metodología 55
6.2.2 Resultados del análisis de parque eólico 56
6.2.3 Resultados de la congráficación de Planta híbrida 57
6.3 Hipotésis y parámetros de cálculo 59
6.4 Resultados de los cálculos de LCOH 63
6.5 Análisis de sensibilidad 69
6.6 Descripción de los escenarios seleccionados 76
6.6.1 Escenario doméstico con el menor costo para la producción de hidrógeno (ubicación El Chocón) 77
6.6.2 Escenario doméstico con bajo costo para la producción de hidrógeno (ubicación Pomona) 78
6.6.3 Escenario de exportación con el menor costo de inversión 79
6.6.4 Escenario de exportación con el menor costo para la producción de hidrógeno 79

7 Recomendaciones en materia de política sobre hidrógeno 81

7.1 Aspectos políticos y normativos de la producción de hidrógeno 82
7.2 Formulación de políticas sobre el hidrógeno.....83
7.3 Posibles instrumentos políticos para el hidrógeno verde y su impacto 84

8 Conclusiones y pasos a seguir.....87

9 Literatura 89

1 0 Anexo.....96
10.1 Gráficas de las distancias 96

1 Resumen ejecutivo

En los últimos años, el hidrógeno ha sido identificado globalmente como un elemento clave de la futura matriz energética limpia. Se han publicado muchas estrategias y hojas de ruta regionales, nacionales e internacionales sobre el hidrógeno. Todas ellas comparten la visión de que, a largo plazo, el hidrógeno neutro en carbono y, en particular, el hidrógeno verde producido mediante electrólisis del agua utilizando electricidad verde puede representar una parte significativa de alrededor del 20% de la demanda final de energía y como materia prima para muchas aplicaciones industriales. El principal potencial del hidrógeno se espera en los usos energéticos difíciles de descarbonizar, como las industrias de alto consumo energético, los vehículos pesados, la aviación, la navegación y las aplicaciones de calefacción. En consecuencia, se espera que el hidrógeno producido a través de la electrólisis con energía renovable crezca de forma drástica en los próximos años, con importantes capacidades de producción y un costo que se reducirá rápidamente hacia el año 2030. Debido a las sinergias entre el hidrógeno verde y la energía renovable, se espera que el crecimiento del mercado de la electricidad renovable, en particular de la energía solar y eólica, se acelere al tiempo que se reduce el costo de generación.

Se espera que el hidrógeno se convierta en un producto comercial mundial que apoye las ambiciones climáticas para lograr una "descarbonización profunda". Según Bloomberg New Energy Finance (BloombergNEF), se espera que muchas grandes economías de Asia, como China, Japón, la República de Corea y la mayoría de los países europeos, tengan una capacidad limitada de generación de energía renovable. Es decir, para satisfacer la demanda de hidrógeno a largo plazo de la Unión Europea, que se sitúa en torno a los 2.250 TWh/a, estudios recientes confirman que habrá que importar al menos 1.000 TWh/a de hidrógeno a Europa, con un costo ligeramente inferior a 5 $/kg si se tienen en cuenta las fuentes favorables de energía fotovoltaica y eólica en tierra.

A nivel mundial, la generación de hidrógeno basada en plantas de energía solar y eólica se implantará en su mayoría en las regiones más favorables. Éstas deben ajustarse a la demanda de energía, combustibles y productos químicos básicos en las regiones industriales correspondientes. El hidrógeno puede transportarse directamente en forma líquida, de forma análoga al GNL (Gas Natural Licuado) y químicamente ligado, como amoníaco, metanol o LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers). Muchas regiones del mundo se están preparando para esta forma de comercio de portadores de energía y productos químicos básicos producidos de forma sostenible, lo que permite desarrollar nuevas alianzas relacionadas con la energía y el hidrógeno más allá de las anteriores alianzas de energía fósil. El Gobierno de la provincia de Río Negro ha identificado estas oportunidades y aspira a convertirse en un precursor de la "economía verde del hidrógeno" en Argentina y Sudamérica, situando a la región en una fase temprana de la innovación tecnológica y de la implantación en el mercado de la producción y utilización del hidrógeno.

Este estudio se centra en el análisis de diferentes localidades de la provincia de Río Negro para la producción de electricidad verde a partir de la energía eólica y solar, así como en la identificación de sitios adecuados para la producción de hidrógeno, la infraestructura correspondiente, tanto para usos domésticos como para escenarios de exportación. Para el uso doméstico se ha elegido una escala de proyecto de 100 MW de capacidad de electrolizador, en línea con otras iniciativas internacionales. Esta escala es suficiente para mostrar efectos significativos de economía de escala y situar a la provincia en el paisaje internacional de proyectos de hidrógeno verde.
Para la implementación de un primer sistema de electrolizadores de 100 MW en 2025 como en el "escenario doméstico", el costo óptimo de las configuraciónes aquí analizadas se alcanzará si el electrolizador se ubica en El Chocón y el consumidor en Plaza Huincul o

Cipolletti. Para este caso, los costos de producción de hidrógeno están por debajo de los 4 US$/kg. Pero también para las otras ubicaciones de los electrolizadores investigados, se pueden encontrar combinaciones de escenarios en los que los costos son inferiores a 4,5 US$/kg.

Para lograr la competitividad, el establecimento de un mercado nacional del hidrógeno, la implementación de regulaciones técnicas y de mercado requeridas, así como la creación de una conciencia pública y la aceptación, tienen que ser consideradas como políticas facilitadoras clave. Otro aspecto importante de la creación de capacidades es la colaboración internacional en materia de investigación y desarrollo y el apoyo público a la ejecución de proyectos piloto y de demostración en una fase temprana.

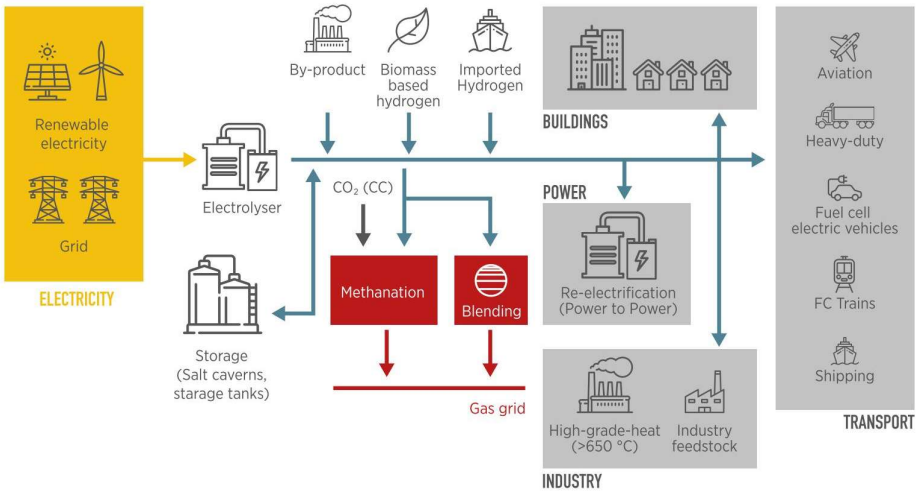
En la actualidad, Argentina posee un mercado local de hidrógeno gris (hidrógeno producido por el proceso de reformación de vapor de metano), en el que se consumen 328 kt/a de hidrógeno principalmente en las industrias petroquímica (85%), química (8%) y de refinado (7%). Por lo tanto, la transición del hidrógeno gris hacia una economía del hidrógeno verde debería, además del sector del transporte en el que se pueden conseguir los mayores ingresos por hidrógeno, tener en cuenta también estas industrias. Sin embargo, la economía del hidrógeno verde requiere incentivos de mercado para crear un modelo de negocio para las industrias implicadas. El establecimento de estos instrumentos políticos aceleraría la creación de capacidades y la experiencia comercial en la producción de hidrógeno verde, el desarrollo de una cadena de suministro local y, por tanto, aumentaría la participación potencial de la cadena de valor en el país. Para la implementación del esquema de electrolizadores de 100 MW, los costos de inversión son de aproximadamente 280 a 300 millones de dólares, incluyendo la generación de electricidad y el transporte. Para la puesta en marcha de un electrolizador de 500 MW en 2030, como en el escenario de exportación, los costos totales de inversión ascienden al menos a entre 1.800 y 2.000 millones de dólares.

2 Introducción

Para cumplir con el reto global de limitar el calentamiento del planeta por debajo de los 2 °C, la cuota de combustibles fósiles en los sistemas energéticos mundiales debe reducirse al mínimo. Por lo tanto, en lugar de los combustibles fósiles, es necesario instalar una economía energética circular sostenible, que se basará -en gran medida- en el hidrógeno. Asimismo, en el futuro seguirán apareciendo grandes cantidades de hidrocarburos en algunos sectores, pero éstos se producirán con la ayuda de las energías renovables y del hidrógeno y el carbono neutrales en cuanto a gases de efecto invernadero. Por lo tanto, los sistemas energéticos y las industrias no pueden ser "descarbonizadas", sino que deben alcanzar la neutralidad de gases de efecto invernadero.

En Argentina, este proceso se inició en 2006 con la promulgación de la Ley 26.190 que, entre otras cosas, declaró de interés nacional la generación de energía renovable en Argentina. Dicha Ley fue luego modificada por la Ley 27.191 que fue implementada en 2016 por el programa RenovAr del gobierno Nacional con el aumento de las instalaciones de energía renovable en el país hasta casi 3GW. Esto ha llevado a que la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica sea hoy de alrededor del 8%.

Sin embargo, ahora está cada vez más claro que el hidrógeno y sus otros productos de síntesis desempeñarán un papel fundamental a la hora de garantizar que todos los sectores consumidores de energía, como el transporte, la industria y los edificios, sean neutros en cuanto a los gases de efecto invernadero. Además de su uso directo en diversos ámbitos de aplicación, el hidrógeno es cada vez más importante para la integración en el sistema de las energías renovables debido a su flexibilidad en la producción, la posibilidad de almacenamiento y su transportabilidad a gran escala.



Gráfica 1: Integración del hidrógeno en los futuros sistemas energéticos (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2018)

A medida que aumenta la producción de electricidad a partir de energías renovables, también lo hará el uso económico del almacenamiento y el transporte de energía. La electrolisis con agua se convertirá así en un importante componente de la política industrial, por un lado para la producción del hidrógeno necesario, y por otro como opción de flexibilidad en la futura red eléctrica con una elevada cuota de energías renovables. A medio

y largo plazo, el hidrógeno desempeñará un papel importante en la transición energética nacional y en el mercado internacional de exportación.
A nivel mundial, la generación de hidrógeno basada en centrales solares y eólicas se implantará finalmente en las regiones más favorables. Éstas deberán ajustarse a la demanda de energía, combustibles y productos químicos básicos en las regiones industriales correspondientes. El hidrógeno puede transportarse directamente en forma líquida, de forma análoga al GNL (Gas Natural Licuado) y ligado químicamente, como el amoníaco, el metanol o el LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers). Muchas regiones del mundo se están preparando para esta forma de comercio de portadores de energía y productos químicos básicos producidos de forma sostenible, lo que permite desarrollar nuevas alianzas relacionadas con la energía y el hidrógeno más allá de las anteriores alianzas de energía fósil. Los puertos internacionales y sus regiones industriales adyacentes son de gran importancia para la realización de estas rutas comerciales, ya que en ellos se suelen ubicar no sólo las refinerías, sino también una infraestructura de distribución de productos de hidrógeno a través de las rutas logísticas.

Gran parte de los recursos energéticos renovables, como la energía solar y la eólica, se encuentran lejos de los centros de población y sólo producen electricidad una parte del tiempo. El hidrógeno ha sido identificado como el portador perfecto de esta energía. Puede almacenar la energía y distribuirla allí donde se necesite. El costo de producción del hidrógeno está dominado por el costo de la electricidad, con una participación de aproximadamente el 50-70% del LCOH (Costo Nivelado del Hidrógeno). Esto favorece a las regiones del mundo con los mejores recursos naturales y, en consecuencia, con los Costos nivelados de energía (LCOE) de energías renovables más bajos, como la energía eólica en la Patagonia.

El Gobierno de la provincia de Río Negro ha identificado estas oportunidades y aspira a convertirse en un precursor de la "economía verde del hidrógeno" en Argentina y Sudamérica, posicionando a la región en una etapa temprana de la innovación tecnológica y la implementación en el mercado de la producción y utilización del hidrógeno.

3 Descripción de los antecedentes técnicos y del mercado del hidrógeno

3.1 Tecnologías de producción de hidrógeno a través de la electrólisis

En principio, es posible utilizar varios métodos para generar hidrógeno por electrólisis. La electrólisis de agua alcalina (AEL) con hidróxido de potasio líquido y membrana ácida o la electrólisis PEM (PEM: Membrana de Intercambio de Protones) funcionan a bajas temperaturas entre 50 y 80 ° C. La electrólisis de alta temperatura o de vapor utiliza un electrolito de óxido sólido hecho de materiales cerámicos y funciona a aproximadamente 800 ° C.

La electrólisis alcalina es un proceso que se utiliza industrialmente desde finales del siglo antepasado y en el siglo XX alcanzó buenos niveles de eficiencia y una larga vida útil para la operación continua estacionaria. La electrólisis alcalina, como tecnología técnicamente madura y comercialmente avanzada desde hace muchas décadas, representa los mayores electrolizadores del mundo. El más grande se encuentra en la presa de Asuán, en Egipto, tiene una potencia eléctrica de 156 MW y fue construido por BBC/DEM AG para abastecer una planta de fertilizantes (Smolinka et al. 2011) (Hydrotechnik 2021). El mayor electrolizador presurizado se encuentra en Perú y tiene una potencia eléctrica de 22 MW y fue fabricado por LURGI (Smolinka et al. 2011). Debido a su tecnología bien desarrollada, se esperan nuevas mejoras, principalmente en el aumento de la vida útil y en la reducción de costos a través de los efectos de escala y producción en masa.

Durante el primer trimestre de 2019 se ha anunciado la instalación de nuevos sistemas de hasta 100 MW instalados. La empresa H2V Industry planea las dos primeras plantas de 100 MW con AEL de la empresa Hydrogen pro para producir hidrógeno libre de CO2 en grandes cantidades. Las plantas se construirán cerca de Le Havre y Dunkerque, en Francia. La primera planta se entregará a finales de 2021. Le seguirán otras plantas de 100 MW (Sampson 2018) (Sampson 2019).

En el proyecto "element one", las empresas Gasunie, TenneT y Thyssengas planean una electrolizadora de 100 MW, que se conectará a la red paso a paso a partir de 2022. Las infraestructuras de electricidad y gas se conectarán en la sede de la planta en Alemania (Element 2019). Amprion y Open Grid Europe (OGE) también están planeando una planta de 100 MW en el proyecto "hybridge", que entrará en funcionamiento en Alemania en 2023. Además, se construirá la infraestructura necesaria por medio de una red de hidrógeno (Amprion GmbH y Open Grid Europe GmbH 2019).

La electrólisis PEM (TRL 6-8) se ha utilizado con éxito en aplicaciones especializadas durante unas dos décadas. En los últimos diez años la tecnología ha experimentado un importante desarrollo para aplicaciones en el mercado energético del futuro, ya que es especialmente adecuada para el acoplamiento con fuentes de energía renovables, debido a su diseño compacto, su buena idoneidad para el funcionamiento a alta presión, su gran dinámica que permite cambios rápidos de carga, etc.
Los electrolizadores PEM tienen en comparación un amplio rango de carga. Pueden funcionar en el rango de 0-100% y también toleran condiciones de operación a corto plazo en sobrecarga. Los PEMEL se caracterizan por su tamaño compacto y su eficiencia. Son capaces de seguir rápidos gradientes de carga. Los pronósticos de reducción de costos de PEMEL son significativamente mayores que las de los sistemas AEL, ya que además de la prolongación

de la vida útil y los efectos de escalado, se espera un aumento de la eficiencia y una reducción de costos gracias a nuevos materiales.

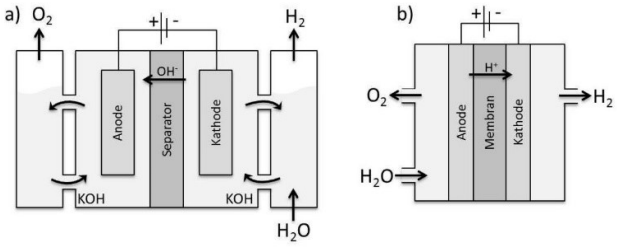
La tecnología PEMEL se encuentra en los inicios de su implementación industrial. El mayor PEMEL se implantará en el proyecto "Refhyne" de Shell e ITM Power en la refinería de Shell Rheinland en Alemania. El hidrógeno se utilizará principalmente para el tratamiento de productos en la refinería. La tecnología también se está probando para posibles usos en otros sectores. La planta, con una capacidad de 10 MW, se encuentra actualmente en construcción. (Shell 2018)

Básicamente, el mercado actual de electrolizadores de hidrógeno se segmenta en AEL y PEM que difieren en los métodos de procesamiento y otros aspectos operativos. Su diseño conceptual se puede observar en la Gráfica 2, mientras que sus principales características se comparan en la Tabla 1.

Tabla 1: Principales características de la electrólisis AEL y PEM (Fuente: NOW, 2018)

	ELECTRÓLISIS ALCALINA (AEL)		**ELECTRÓLISIS DE MEMBRANA DE INTERCAMBIO DE PROTONES (PEMEL)**	
	Estado del arte	2030	Estado del arte	2030
Tamaños máximos de pila disponibles	68 kg/h, 3.2 MW	---	58 kg/h, 3 MW	---
Consumo específico de energía [kWh/kg]	47.8 – 54.5	46.7 – 52.3	52.3 – 54.5	48.9 – 53.3
Vida útil [h]	50,000-70,000	65,000-90,000	20,000-60,000	40.000 - 80.000 h

Además, actualmente se está desarrollando la electrólisis de óxido sólido a alta temperatura (HTEL) y se está ampliando su escala para que sea relevante para los futuros mercados.



Gráfica 2: Montaje conceptual de dos tecnologías de célula de electrólisis (a) alcalina (b) PEM (Steinmüller 2014)

La electrólisis de alta temperatura se encuentra al nivel de desarrollo de TRL 4-6, aún no está disponible una amplia experiencia de pruebas de campo. Su ventaja decisiva es la muy buena eficiencia eléctrica cuando el calor residual está disponible in situ a un nivel de temperatura de 200 ° C o superior. Por lo tanto, es especialmente adecuado para el acoplamiento con los procesos industriales.
El vapor de agua se divide en lugar de agua líquida, lo que da lugar a una demanda de energía eléctrica significativamente menor, de sólo 36 kWh/kg, alrededor de un 30% menos que el AEL y el PEMEL. El HTEL funciona a temperaturas de 700-1.000°C. El electrolito está compuesto por dióxido de circonio, un material cerámico resistente al calor. El HTEL ofrece ventajas sobre el AEL y el PEMEL cuando se conecta térmicamente a un proceso de alta

temperatura. En combinación con un proceso de metanización vinculado térmicamente (combinación de HTEL y metanización catalítica que incluye el uso del calor del proceso), el rendimiento máximo teórico del proceso es del 89%, basado en el valor calorífico del hidrógeno, siendo el máximo práctico del 85%. La desventaja de esta tecnología radica en que la vida útil de las baterías sigue siendo muy limitada, inferior a 3.000 horas de funcionamiento, lo que se debe a una elevada degradación del material. Además, la HTEL no es bien escalable a altas potencias. Los Costos de inversión de HTEL (2.250 euros/kW) son mucho más elevados hoy en día que los de AEL y PEMEL. Sin embargo, debido al mayor costo específico y a la limitada escalabilidad a corto y medio plazo, los HTEL no se han tenido en cuenta para la realización de las primeras plantas y se ha optado por seguir considerando los AEL y los PEMEL. En el futuro, el HTEL será interesante para la producción de hidrógeno para su uso directo en un proceso tipo Sabatier (metanización), síntesis de metanol o síntesis Fischer Tropsch debido al suministro de calor de los procesos para el HTEL.

Además de estas tres tecnologías, otros procesos de electrólisis tienen el potencial de desempeñar un papel más importante en el futuro. Cabe destacar la electrólisis de membrana alcalina (TRL 4-6) y la electrólisis de agua de mar (TRL 1-3). Ambos enfoques son objeto de investigación en la actualidad y sólo se observan esfuerzos limitados en un contexto industrial en comparación con las tecnologías más avanzadas que se han comentado anteriormente.

Aunque los electrolizadores pueden escalarse aumentando el área y, por tanto, la corriente de una sola célula y aumentando el voltaje de una pila por el número de células en serie, existen limitaciones en el proceso de fabricación y en el montaje y manejo de la pila. En consecuencia, el aumento del tamaño de la planta se consigue utilizando configuraciónes de pilas múltiples. Se ha observado que el escalamiento de los dispositivos de electrólisis tiene efectos positivos cuando se refiere a CAPEX y OPEX, en particular con una importante reducción de Costos entre 1 MW y 5 MW por módulo (Saba et al. 2018). Los costos específicos de la electrólisis se reducen con el aumento del tamaño de la planta. Dado que el área de la celda también aumenta con el aumento del tamaño de la planta y la pila contribuye a una gran proporción de los costos, pero la reducción de costos a través del escalado no es tan grande como con otras tecnologías. Las ventajas de los costos se deben principalmente al equilibrio de la planta.

Requisitos para el suministro de agua

La electrólisis del agua requiere agua de refrigeración, agua de proceso y agua que se convierte en hidrógeno en el proceso de electrólisis. Los proyectos deben diseñarse de tal manera que se eviten conflictos de uso con el suministro de agua agrícola y potable. En el caso de la utilización del agua de mar, las etapas de tratamiento del agua necesarias para la electrólisis van precedidas por la desalinización.

La cantidad teórica necesaria para producir un kilo de hidrógeno es de 9 l_{H2O}/kg_{H2}, sin embargo, los electrolizadores industriales consumen alrededor de 10 -12 l de agua desionizada por kg_{H2}. La demanda total de agua es aún mayor y depende de la calidad y del tratamiento disponible (intercambio iónico, destilación, ósmosis inversa o adsorción orgánica).

- $2\ H_2O$ → $2\ H_2 + O_2$
- 2 mol H_2O → 2 mol H_2 + mol O2
- $2*(2*1{,}00794 + 15{,}9994)$ kg H_2O → $2*2*1{,}00794$ kg H + $2*15{,}9994$ kg O
- 8,9369 l H_2O → 1 kg H_2

La información proporcionada por el fabricante asciende a entre 20 y 40 l de agua por kg de H2 en total para un PEMEL, lo que incluye, por ejemplo, la evaporación del agua de refrigeración y las aguas residuales. Antes de la puesta en marcha inicial, el sistema de tratamiento de agua debe purificar una cantidad considerable de agua que es necesaria para el sistema de refrigeración. La refrigeración por agua se realiza en torres como un sistema abierto, en el que el agua de refrigeración entra por goteo en la torre de refrigeración y se enfría mediante un flujo de aire forzado por evaporación. El circuito de refrigeración alimenta los rectificadores, la electrólisis, los purificadores y los compresores. Si el suministro de agua es limitado, se pueden utilizar ciclos de refrigeración cerrados y reciclar las aguas residuales.

Para conseguir la calidad de agua requerida, especialmente en lo que respecta a la baja conductividad del agua, que es crucial para la vida útil de la pila, los electrolizadores están equipados con sistemas de desionización. Éstos reducen la conductividad del agua de acuerdo con los requisitos de la pila a valores inferiores a 2-10 µS/cm. Para conseguirlo, estos sistemas deben recibir agua limpia; normalmente, la calidad del agua potable es especificada por el fabricante, por ejemplo, de acuerdo con la normativa de la OMS, que cubre una amplia gama de aspectos microbianos, químicos, radiológicos y de aceptabilidad.

La tecnología aplicada para la purificación del agua es la ósmosis inversa (RO) y la electroionización (EDI). La ósmosis inversa proporciona la limpieza previa y la EDI se utiliza para la limpieza más fina. El agua de refrigeración se obtiene después de la primera ósmosis inversa. El agua para la electrólisis pasa por la segunda ósmosis inversa y la EDI.

Para una larga vida útil de la pila, se suele recomendar para casi todos los electrolizadores que el agua alcance el Tipo I o II de la norma ASTM D1193 - 06 (2018).

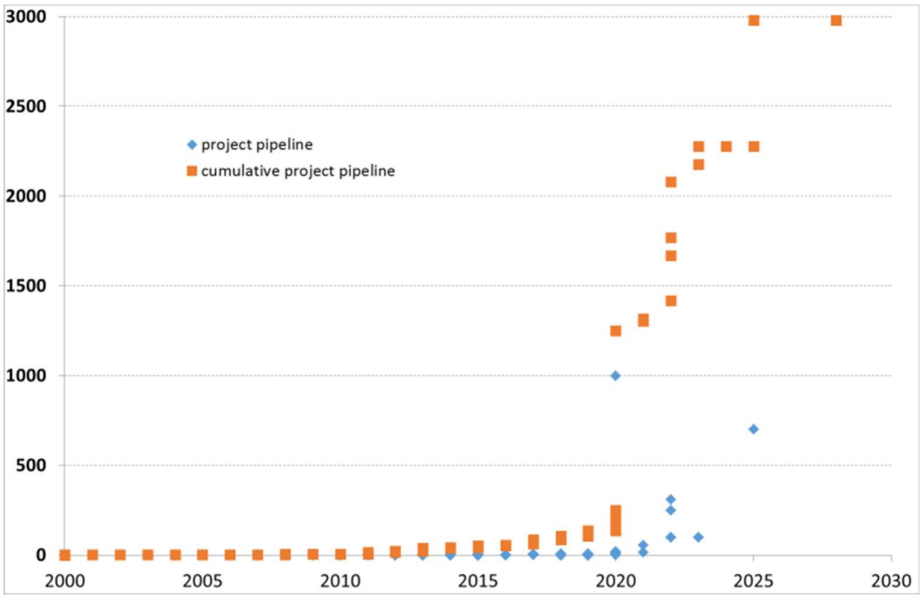
3.2 Mercado actual de electrolizadores y desarrollo del mercado del hidrógeno

La industria de la electrólisis está actualmente dominada por la electrólisis de cloro-álcali y, por lo demás, no desempeña un papel económico significativo, ya que las ventas mundiales y, por tanto, la capacidad de producción han sido inferiores a 100 MW al año en los últimos años. Debido al creciente interés por el potencial económico del acoplamiento de sectores y a la demanda identificada de hidrógeno verde generado por las energías renovables, la atención se está desplazando cada vez más hacia la industria de la electrólisis del agua. Varios grandes fabricantes internacionales, como Siemens, Asahi Kasei y Thyssenkrupp, han desarrollado sus propios productos. Además, se observa que inversores y empresas financieramente fuertes estan asegurando acciones en empresas de electrólisis pequeñas ya establecidas. En la actualidad, el mercado mundial está siendo estimulado principalmente por una amplia gama de programas de Investigación y Desarrollo. Por ejemplo, en los próximos años se construirán en Alemania varias capacidades de electrólisis de 100 MW en el marco de la iniciativa del laboratorio del mundo real del Ministerio de Economía alemán (BMWi).

El tamaño actual del mercado internacional de electrolizadores es de unos 100 MW/a, con un volumen de negocio global de 100-150 millones de euros/a, lo que crea aproximadamente 1.000 puestos de trabajo directos. En la actualidad se observa una fuerte dinámica de mercado a corto plazo, con varios proyectos en curso a escala de 5 MW, 20 MW y 100 MW. Es posible que la capacidad de producción a corto plazo aumente hasta los 2 GW/a, y se espera que el 70% de esa capacidad se realice en Europa. Por ejemplo, la empresa noruega NEL ha anunciado en 2018 que aumentará su capacidad de producción, que actualmente es de 40 MW/a (25 MW/a hasta 2017), a 360 MW/a después de 2020, debido a los pedidos de Estados Unidos de hasta 1 GW de capacidad de electrolizadores. ITM Power ha anunciado un aumento de la capacidad de fabricación hasta 1 GW/a en 2024 (Cooley y Allen 2019).

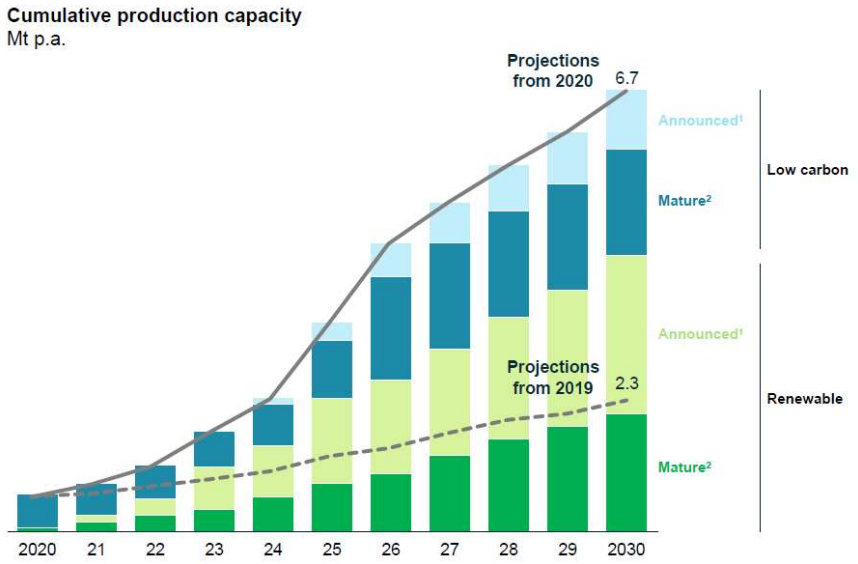
En cuanto a los aspectos de la cadena de suministro de los electrolizadores, en general no hay muchos componentes o procesos de producción identificados como críticos para la producción en masa y los requerimientos de inversión son relativamente bajos para escalar la capacidad de producción. Sin embargo, debido al riesgo de suministro de algunos materialies, estos podrían limitar la industrialización de la electrólisis del agua (Smolinka et al. 2018a) (Smolinka et al. 2018b).

La agencia internacional de la energía IEA ha publicado un paquete de datos que cubre los proyectos de electrólisis en todo el mundo que se han puesto en marcha desde el año 2000, también se incluyen los proyectos en planificación o construcción. La cartera de proyectos acumulada supera la capacidad de 1 GW en 2021 y alcanza los 3 GW en 2025.

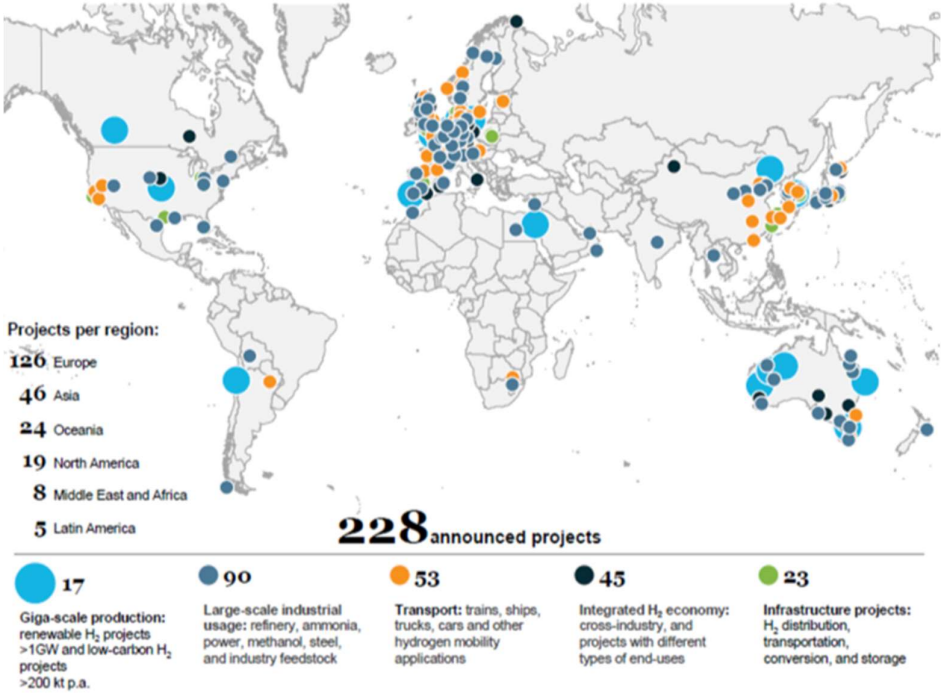


Gráfica 3: Proyectos actuales de implantación de electrolizadores en el mundo [MW] (International Energy Agency (IEA) 2019b)

El informe "Hydrogen Insights - A perspective on hydrogen investment,
market development and cost competitiveness", publicado en febrero de 2021 por el Consejo del Hidrógeno, parte de la base de que en 2030 se habrán desplegado 90 GW de capacidad de electrólisis. El informe afirma que "la industria ya ha anunciado el aumento de la capacidad de los electrolizadores a más de 3 GW anuales aproximadamente". Según su análisis, el aumento de la producción se traduciría en un descenso de los Costos del sistema más rápido de lo que se había calculado hasta ahora, alcanzando los 480-620 dólares por kilovatio (kW) en 2025 y los 230-380 dólares por KW en 2030, lo que representa el escenario de reducción de Costos más ambicioso publicado hasta ahora, y también indica los importantes avances previstos para la próxima década. Su cartera de proyectos ha identificado más de 200 proyectos de hidrógeno, con el 85% de los proyectos globales originados en Europa, Asia y Australia.



Gráfica 4: Expectativa de aumento de la producción de hidrógeno verde y con bajas emisiones de carbono (Fuente: Hydrogen Insights, Mc Kinsey, 2/2021)

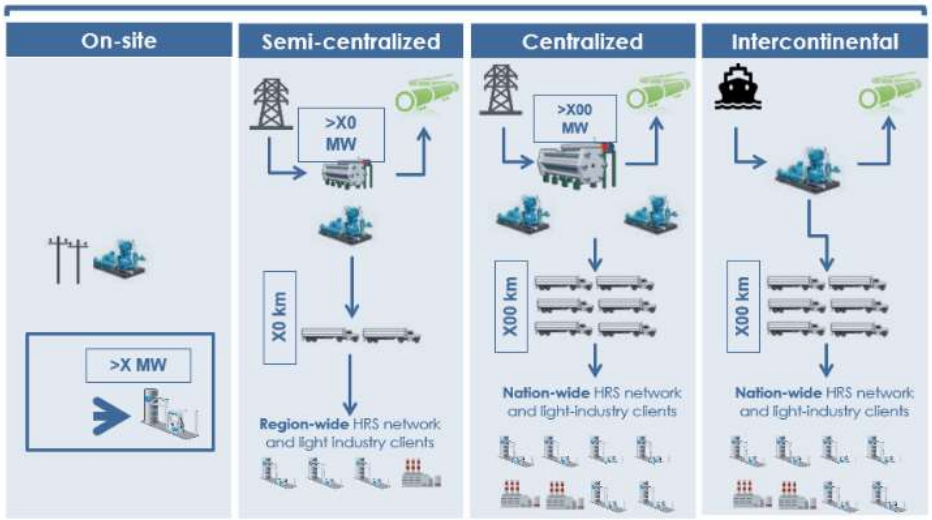


Gráfica 5: Proyectos mundiales de hidrógeno anunciados (Fuente: Hydrogen Insights, Mc Kinsey, 2/2021)

3.3 Almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno

La utilización a gran escala del hidrógeno como vector energético requerirá una infraestructura de transporte y distribución que conecte los centros de producción de hidrógeno con los usuarios. Si el desarrollo avanza gradualmente desde las aplicaciones a pequeña escala, el transporte por camión sería adecuado en las primeras fases. En el caso de una aplicación a gran escala, el transporte mediante una infraestructura de tuberías será un eslabón crítico, debido a factores como la ventaja de costos que conlleva el uso a largo plazo y a gran escala. Dependiendo del momento y de la ubicación de los productores y usuarios, la actual infraestructura de gas natural de alta presión podría utilizarse para ello (Melaina et al. 2013; Yoo et al. 2017; Sadler et al. 2018; Gigler und Weeda 2018).

Si el hidrógeno se genera en una instalación de producción central y se transporta a un consumidor mediante una tubería, un tanque a granel o la entrega de un camión con cilindros, son posibles diferentes cadenas de transporte. La mejor opción dependerá de la cantidad de hidrógeno que se transporte y de la distancia de transporte, y de si el desarrollo de la infraestructura debe ampliarse sucesivamente en paralelo a la expansión del uso del hidrógeno. El desarrollo de una infraestructura global debe planificarse a largo plazo y tener en cuenta no sólo al país productor sino también al país receptor.

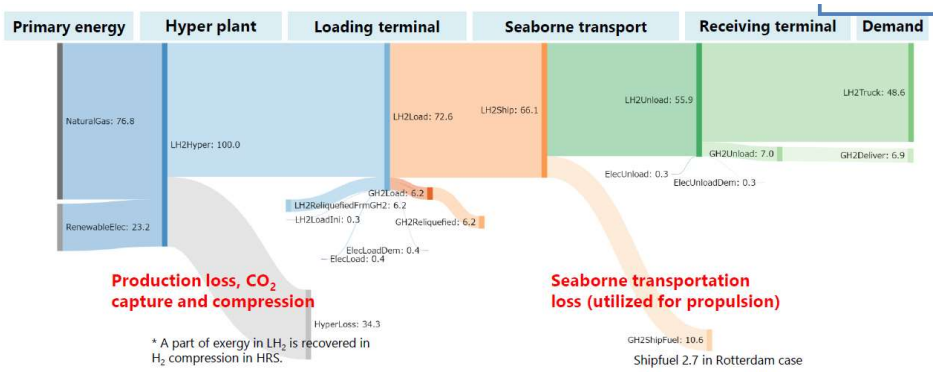


Gráfica 6: Posible patrón de crecimiento futuro de la cadena de suministro de hidrógeno (HINICIO 2016)

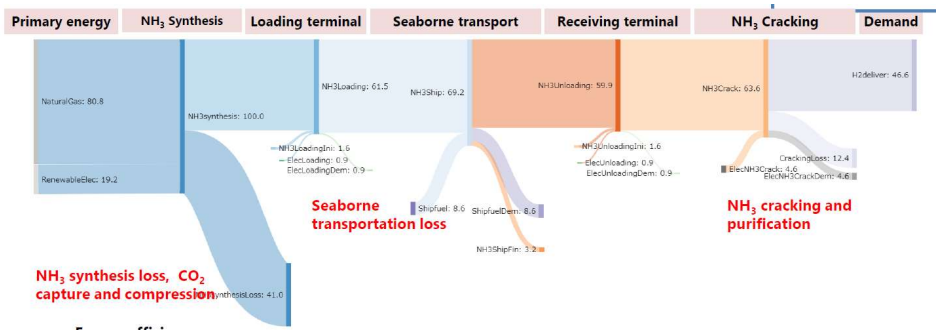
El hidrógeno tiene una alta densidad energética gravimétrica, superior a la de todos los demás gases, pero una baja densidad energética volumétrica. Por ello, el almacenamiento de hidrógeno en condiciones atmosféricas no es eficaz. Para reducir los costos de almacenamiento y transporte del hidrógeno, hay que aumentar la densidad energética volumétrica y, por tanto, reducir el volumen. Hay varias formas de almacenar el hidrógeno.

Los procesos comercialmente disponibles son la compresión y la licuefacción. Se están desarrollando otros procesos como la unión del hidrógeno en hidruros metálicos o la unión química en portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC) o el uso de otros productos químicos como portadores de hidrógeno, como el amoníaco.

(Ishimoto et al. 2019) calculan en su estudio las pérdidas de transporte de hidrógeno líquido y amoníaco (véanse las Gráfica 7 y Gráfica 8). La comparación analiza toda la cadena de valor desde la producción de hidrógeno hasta la terminal receptora y observa el transporte de larga distancia de hidrógeno con LH2 y NH3 para los mercados regionales y mundiales.

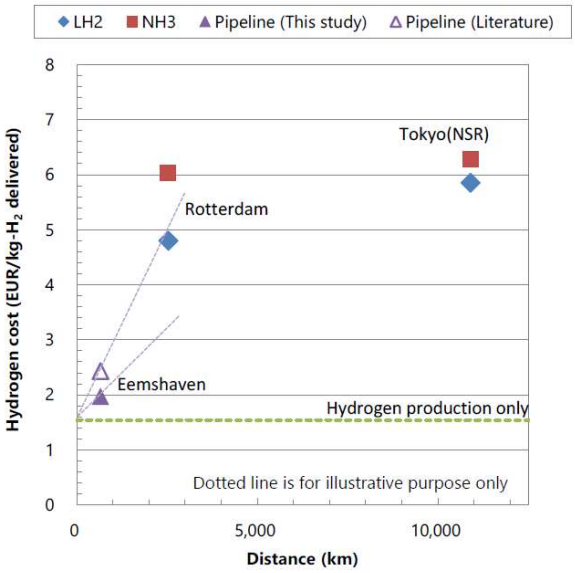


Gráfica 7: Balance energético de la cadena LH2 para centrales eléctricas(Ishimoto et al. 2019)



Gráfica 8: Balance energético de la cadena de NH3 para centrales eléctricas (Ishimoto et al. 2019)

Para el transporte de corta distancia también se compararon el barco y la tubería (véase la Gráfica 9). El rango de equilibrio parece estar en torno a unos pocos miles de kilómetros. No obstante, la tecnología de transporte óptima depende de la autonomía y de la flexibilidad requerida en cuanto al destino del hidrógeno.



Gráfica 9: Rango de equilibrio entre barco y tubería (Ishimoto et al. 2019)

Para el transporte por tuberías (Wang et al. 2020) afirman que el 1,5-2,3% del contenido energético del hidrógeno transportado se consume para la compresión por cada 1.000 km de distancia recorrida, suponiendo que los compresores sean eléctricos.

3.3.1 Costos de transporte por camión y tubería

Los costos de transporte dependen de los dos parámetros más relevantes: la distancia de transporte y el flujo de masa o volumen de hidrógeno. Los costos de transporte de las diferentes opciones para los escenarios nacionales se calculan para el transporte por camión y por tubería. La licuefacción sólo se utiliza para los escenarios de exportación porque, debido a los elevados costos de inversión y a las pérdidas de energía, no resulta rentable para el uso doméstico.

Resultados del cálculo de los costos de transporte

Basándose en la hipótesis del proyecto (véase el capítulo **Error! Reference source not found.**), de que se utiliza el mismo diámetro de tubería estándar para todas las cantidades de hidrógeno, se calcularon los costos de transporte para diferentes distancias y cantidades de hidrógeno para el transporte por camión y por tubería.

La siguiente gráfica muestra los costos de transporte en USD/kg de hidrógeno en función de las diferentes distancias y cantidades de hidrógeno (caudales). En cada caso, sólo se muestran los costos de la opción de transporte más económica (camión o tubería) y se marca con un color cuál es la opción de transporte más económica (camión = amarillo, tubería = azul).

Hydrogen Flow [t/a] \ Distance [km]	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	350	375	400	425	450	475	500	525	550	575	600
2.000	0,29	0,38	0,45	0,54	0,61	0,61	0,70	0,77	0,86	0,93	0,93	1,05	1,10	1,18	1,26	1,34	1,34	1,42	1,50	1,58	1,65	1,65	1,74	1,81
4.000	0,29	0,38	0,42	0,50	0,58	0,61	0,70	0,77	0,82	0,89	0,93	1,02	1,10	1,14	1,21	1,30	1,34	1,42	1,50	1,53	1,62	1,65	1,74	1,81
6.000	0,21	0,36	0,43	0,49	0,56	0,61	0,70	0,75	0,83	0,88	0,93	1,02	1,07	1,15	1,20	1,29	1,34	1,42	1,47	1,54	1,61	1,65	1,74	1,79
8.000	0,16	0,32	0,42	0,50	0,56	0,61	0,67	0,76	0,82	0,88	0,93	1,02	1,08	1,14	1,21	1,27	1,34	1,40	1,47	1,53	1,59	1,65	1,74	1,80
10.000	0,12	0,26	0,38	0,49	0,55	0,61	0,69	0,75	0,81	0,87	0,93	1,02	1,08	1,14	1,21	1,27	1,34	1,40	1,46	1,53	1,59	1,65	1,74	1,80
12.000	0,11	0,21	0,32	0,42	0,53	0,61	0,69	0,75	0,82	0,88	0,93	1,01	1,07	1,14	1,20	1,27	1,34	1,40	1,47	1,53	1,61	1,65	1,73	1,79
14.000	0,09	0,18	0,27	0,36	0,45	0,54	0,63	0,72	0,81	0,88	0,93	1,01	1,08	1,14	1,20	1,26	1,34	0,18	1,46	1,53	1,59	1,65	1,73	1,79
16.000	0,07	0,16	0,23	0,32	0,39	0,48	0,55	0,63	0,71	0,78	0,87	0,94	1,03	1,10	1,19	1,26	1,34	1,40	1,47	1,53	1,59	1,65	1,73	1,80
18.000	0,07	0,13	0,21	0,28	0,36	0,42	0,49	0,56	0,63	0,70	0,77	0,85	0,91	0,98	1,05	1,12	1,19	1,26	1,34	1,40	1,47	1,54	1,62	1,68
20.000	0,06	0,12	0,18	0,26	0,32	0,38	0,44	0,50	0,56	0,63	0,70	0,76	0,82	0,88	0,94	1,01	1,07	1,14	1,20	1,26	1,32	1,39	1,45	1,52

Truck Pipeline

Gráfica 10: Costos de transporte en USD/kg de hidrógeno en función de las diferentes distancias y cantidades de hidrógeno (caudales).

El transporte por camión y remolque es más barato para cantidades menores de hidrógeno y la construcción de tuberías será más importante para cantidades mayores de hidrógeno. Dependiendo de la gama de hipótesis aplicadas para este estudio, la cantidad de hidrógeno para una planta de electrolizadores de 100 MW es de unas 8.000 a 13.000 t/a.

Hay que mencionar que la instalación de una infraestructura de tuberías para el transporte de hidrógeno necesita mucho tiempo y que las tuberías no podrán ser instaladas hasta 2025. En ese caso, también se puede utilizar el camión y el remolque como solución provisional.

La energía necesaria para el acondicionamiento del hidrógeno para su transporte por tubería (100bar) es de 0,025 kWh_{el}/kWh_{H2}. Para transportar el hidrógeno por la tubería se necesitan 0,0509 $MWh_{el}/kWh_{H2}/km$ adicionales. (Dambeck et al. 2020a)

3.3.2 Estado del arte de las exportaciones de hidrógeno líquido

Almacenamiento de hidrógeno líquido en la actualidad

El almacenamiento de gas líquido se refiere al almacenamiento de hidrógeno en tanques de almacenamiento criogénicos. El hidrógeno se licúa por enfriamiento y compresión. El punto de ebullición del hidrógeno es de -253°C a presión ambiente. La licuefacción del hidrógeno para su almacenamiento requiere un gran consumo de energía. En la actualidad, la licuefacción requiere aproximadamente el 30% de la energía del hidrógeno (@LHV), aunque se están desarrollando procesos para reducir la demanda por debajo del 20%. La industria está trabajando en la licuefacción de hidrógeno a gran escala optimizada energéticamente con 100 TPD de hidrógeno.

El gas enfriado y licuado se almacena en tanques criogénicos aislados especiales, que mantienen el estado del gas (-253°C) y reducen las pérdidas por evaporación. Los tanques estacionarios constan de un tanque exterior y otro interior, aislamiento de alta calidad y válvulas de alivio de presión para compensar las pérdidas por evaporación. Estos depósitos pueden transportarse en remolque, tren o barco si se dispone de la infraestructura adecuada, como terminales de carga. Con los remolques para hidrógeno licuado se pueden transportar de 3600 a 4000 kg y tienen una autonomía de aproximadamente 4000 km, por lo que es posible el transporte a largas distancias (Fischedick et al. 2017). Debido a la mayor cantidad de hidrógeno que puede transportarse en forma licuada por remolque, el transporte en forma licuada es más económico que el transporte de hidrógeno gaseoso a una distancia de aproximadamente 120 a 150 km (Krieg 2012).

Kawasaki Heavy Industries está diseñando actualmente buques cisterna para el transporte intercontinental. Cada buque cisterna tendrá 4 tanques con un volumen de 40.000 metros cúbicos cada uno. Un buque de demostración que se está construyendo con el nuevo tanque con aislamiento de alto rendimiento para minimizar las pérdidas de H2, tiene una capacidad de 1.250 metros cúbicos. Las tuberias de hidrógeno líquido solo son rentables para grandes cantidades y para un uso a largo plazo debido a los altos costos de inversion (Fischedick et al. 2017).

Infraestructura de exportación de hidrógeno líquido

Para la licuefacción de hidrógeno en las proximidades de un puerto adecuado para la exportación internacional hay que tener en cuenta los siguientes aspectos

- Hidrógeno producido a distancia y suministrado por camión/ferrocarril cisterna comprimido o por una tubería específica;
- La licuefacción en el puerto requiere una buena capacidad y conexión de la red eléctrica, un terreno en el puerto para la planta de licuefacción con una barrera perimetral/zona de exclusión adecuada, y una zona de recepción de camiones cisterna/tuberías de hidrógeno;
- Almacenamiento criogénico en el puerto
- Transferencia de tuberías criogénicas al buque;
- Bolsillo de atraque del barco y canal de al menos 14 m;
- Días moderados de envío al mercado de exportación.

Tabla 2: Cifras clave de un puerto de exportación de LH2 Fuente: (Arup Australia Pty Ltd 2019)

CHANNEL & BERTH SPECIFICATION	REQUIREMENT (MINIMUM)
Channel depth	14.2m
Depth alongside	15.7m
DWT	80,000 tonnes
Berth pocket size	350m x 90m
LOA	300m

Costo de las instalaciones portuarias para hidrógeno

Para importar y exportar hidrógeno líquido por barco y transportar el hidrógeno al interior de estos puertos se necesitan infraestructuras portuarias específicas. Las infraestructuras portuarias incluyen, entre otras, terminales de hidrógeno líquido, tanques de almacenamiento de hidrógeno líquido, carga de camiones de hidrógeno líquido, unidades de evaporación, terminales de transporte de hidrógeno orgánico líquido (LOHC), tanques de almacenamiento, plantas de deshidrogenación, terminales de amoníaco, tanques de almacenamiento, instalaciones de craqueo de amoníaco, etc.

Las inversiones estimadas que necesitan desarrollar las infraestructuras portuarias son:

- Terminal de hidrógeno líquido y almacenamiento, CAPEX de unos 1.000 millones de euros
- Terminal de amoníaco, almacenamiento e instalación de craqueo de amoníaco, CAPEX de unos 300 millones de euros
- Terminal de LOHC, almacenamiento y planta de deshidrogenación, CAPEX - especialmente planta de deshidrogenación - 200 millones de euros
- Infraestructura de tuberías portuarias para hidrógeno, amoníaco, instalaciones de aprovisionamiento y centros logísticos multimodales, CAPEX 1.000 millones de euros.

En total, se necesita una inversión de unos 2.500 millones de euros en instalaciones portuarias. Se estima que un total de 8 puertos en Europa necesitan realizar estas instalaciones portuarias, lo que supone una inversión total de 20.000 millones de euros. (Hydrogen Europe 2020)

3.3.3 Transporte ferroviario

El transporte de hidrógeno por tren es otra opción para los escenarios de consumo doméstico de hidrógeno. Si se tiene en cuenta el desarrollo actual en la Unión Europea de la tributación del CO2 por las emisiones causadas por los camiones diésel convencionales, el transporte por ferrocarril puede alcanzar costos competitivos en un futuro próximo. Un estudio analizado por el IEE con respecto al transporte por tren (Milella et al. 2020) tiene como objetivo determinar qué tecnologías están disponibles y son adecuadas para el transporte de hidrógeno, revisar los requisitos normativos y examinar la viabilidad económica en comparación con el transporte por carretera existente. Numerosas condiciones de frontera y limitaciones técnicas y normativas, como la intermodalidad de los modos de transporte, por ejemplo, el uso del mismo depósito de almacenamiento en la carretera y en el ferrocarril, así como la homologación internacional y la adaptación de las normas vigentes, limitan actualmente la elección de este tipo de transporte de hidrógeno.

El transporte por tren no se ha tenido en cuenta en el análisis de costos de este estudio, ya que habría que considerar varios aspectos y trasladar los resultados del estudio de Alemania a Argentina es complejo debido a las diferentes condiciones de contorno:

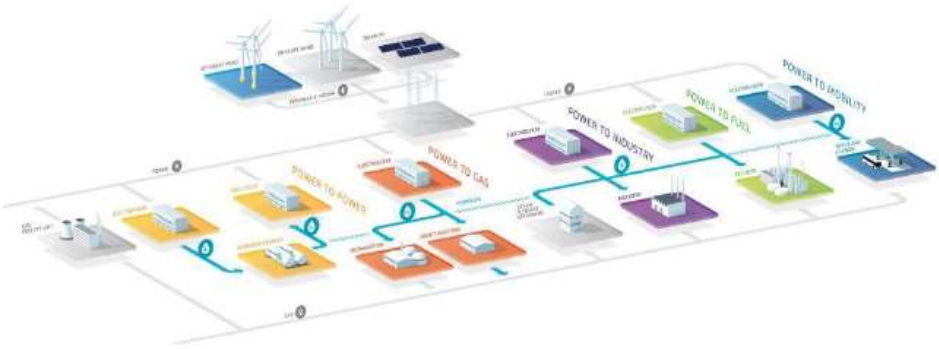
- Requisitos técnicos, logísticos y normativos
- Requisitos de construcción y concesión de licencias
- Restricciones por parte de la infraestructura ferroviaria
- Restricciones en los horarios de salida y llegada

El cálculo de la viabilidad y los costos del transporte por tren deberá tenerse en cuenta en un próximo paso, tan pronto como se hayan determinado configuraciónes más concretas de las plantas, los sitios para la electrólisis y los consumidores de hidrógeno.

3.4 Aplicaciones del hidrógeno

El hidrógeno es muy versátil y puede utilizarse de múltiples maneras. Estos múltiples usos desencadenan el desarrollo de diferentes mercados y pueden agruparse en dos categorías:

- **El hidrógeno como materia prima (usos materiales):** el consumo de hidrógeno como elemento fundamental para la fabricación de amoníaco, y por tanto de fertilizantes, y de metanol, utilizado en la fabricación de muchos polímeros. Se trata de un papel cuya importancia se reconoce desde hace décadas y que seguirá creciendo y evolucionando.
- **El hidrógeno como vector energético que posibilita la transición energética**: El uso del hidrógeno en este contexto ya ha comenzado y está aumentando gradualmente. En los próximos años, este campo crecerá de forma drástica. La versatilidad del hidrógeno y su múltiple utilización es la razón por la que el hidrógeno puede contribuir a descarbonizar las economías existentes.
- Las aplicaciones del hidrógeno pueden agruparse en las cinco categorías siguientes (véase la Gráfica 11):



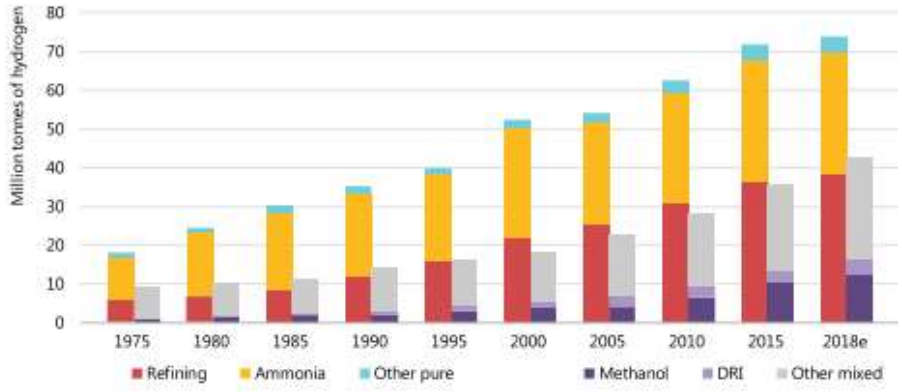
Gráfica 11: Destino del hidrógeno verde (Thomas 2019)

3.5 Desarrollo del mercado del hidrógeno

El mercado del hidrógeno está establecido en todo el mundo. Según la IEA en 2017, el mercado actual del hidrógeno tiene un valor total de 115 mil millones de dólares y se espera un crecimiento significativo para los próximos años hasta 155 mil millones de dólares en 2022. El mercado del hidrógeno incluye dos segmentos: uno en el que el hidrógeno se produce de forma centralizada y se transporta a los consumidores mediante tuberías,

tanques a granel o entrega en camiones cisterna y el otro, en el que el hidrógeno es producido de forma cautiva por los consumidores para su propia demanda (Valladares 2017).

La demanda anual de hidrógeno puro en todo el mundo es de unos 70 millones de toneladas y aumenta continuamente desde 1975, véase la Gráfica 12. Los principales consumidores son las refinerías y la industria de producción de amonio. Además, unos 45 millones de toneladas anuales de hidrógeno se utilizan en la industria sin separación previa de otros gases (International Energy Agency (IEA) 2019b)



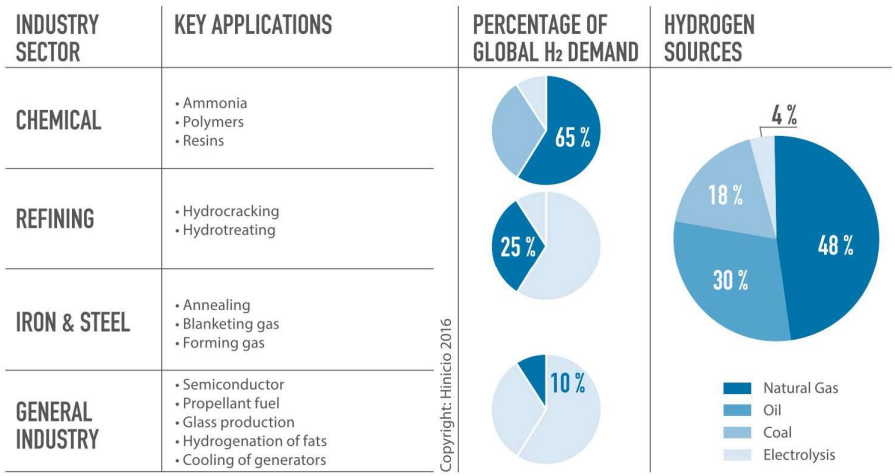
Notes: DRI = direct reduced iron steel production. Refining, ammonia and "other pure" represent demand for specific applications that require hydrogen with only small levels of additives or contaminants tolerated. Methanol, DRI and "other mixed" represent demand for applications that use hydrogen as part of a mixture of gases, such as synthesis gas, for fuel or feedstock.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Around 70 MtH_2/yr is used today in pure form, mostly for oil refining and ammonia manufacture for fertilisers; a further 45 MtH_2 is used in industry without prior separation from other gases.

Gráfica 12: Demanda mundial anual de hidrógeno desde 1975 (International Energy Agency (IEA) 2019b)

El hidrógeno procede de diversas fuentes. Actualmente, el 96% procede de fuentes fósiles como el gas natural, el petróleo y el carbón, véase la Gráfica 13. La forma más común de producir hidrógeno es la reformación de vapor de metano, con un 48%. Hasta ahora, sólo el 4% del hidrógeno se produce por electrólisis.



Source: IRENA based on FCH JU (2016).[3]

Gráfica 13: Demanda mundial de hidrógeno y fuentes de producción (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2018)

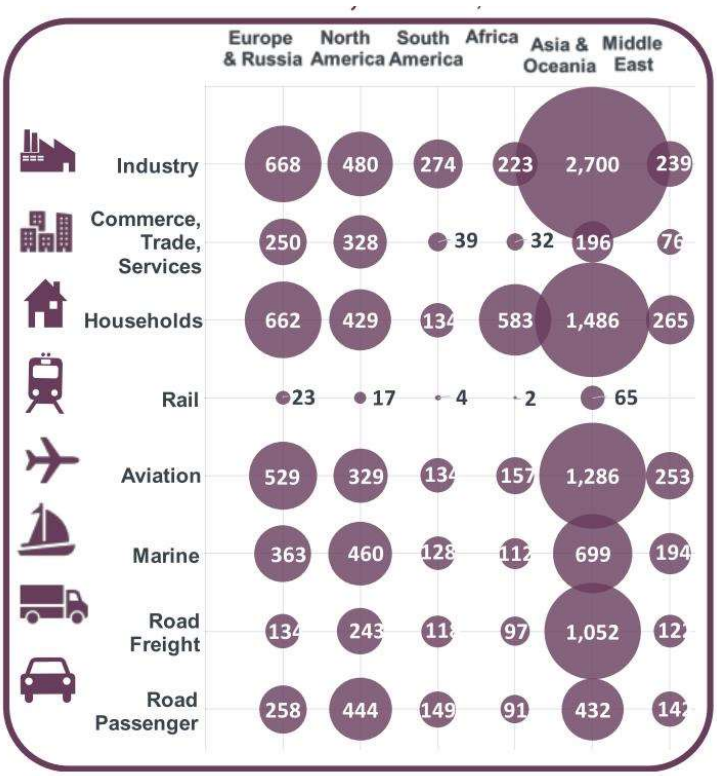
Varios estudios han identificado la futura demanda mundial de hidrógeno. Los resultados se resumen en la Tabla 3. Los estudios muestran una amplia gama para la futura demanda de hidrógeno entre 800 TWh y más allá de 20.000 TWh en 2050 y una demanda de hasta 4.000 TWh en 2030. La mayoría de las predicciones no diferencian la demanda de hidrógeno por sectores. Un desglose de la demanda por sectores puede encontrarse en Frontier Economics 2018 y en Hydrogen Council 2017.

Tabla 3: Gama de escenarios de demanda global de hidrógeno verde en 2050 en TWh @LHV

DEMANDA DE HIDRÓGENO VERDE [TWh]			
Fuente	2030	2040	2050
Frontier Economics 2018	-	20,000	-
Hydrogen Council 2017	3,889	7,778	21,667
IRENA 2018	-	-	2,139
IRENA 2019	833	2,222	5,278
Brinner et al. 2018	227 – 1,113	343 – 2,395	810 – 5,150
Shell Sky scenario	119	605	2,428

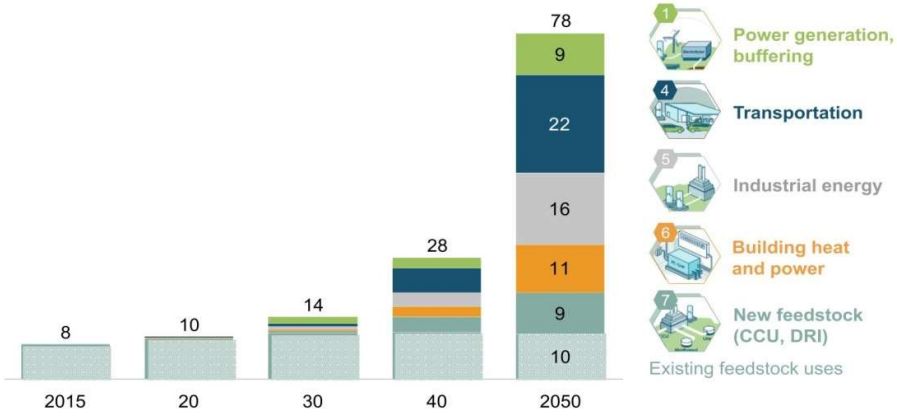
Según el análisis de Frontier Economics 2018, se prevé una demanda de combustibles sintéticos verdes (hidrógeno producido por electrólisis con energías renovables) de entre 10.000 y 20.000 TWh al año en 2050 y más allá. Se supone que el 25% del hidrógeno se utiliza para procesos de segunda fase.

La siguiente Gráfica 14 muestra la estimación de la demanda global de PtX por sectores para 2040, donde se espera que los sectores del transporte, la aviación y la marina, cubran más del 70% y el 50% respectivamente de la demanda de energía de los combustibles sintéticos. La gráfica también muestra la previsión de la demanda de PtX diferenciada por regiones.



Gráfica 14: Estimación de la demanda mundial de PtX por región y sector para 2040 en TWh (Perner und Bothe 2018)

Aún más optimista es la proyección del Consejo del Hidrógeno realizada en 2017. Calculan que el hidrógeno cubrirá el 18% de la demanda final de energía en 2050 y, por tanto, la demanda mundial de hidrógeno aumenta hasta 78 EJ (incluidos 19 EJ de usos de materias primas), lo que equivale a 21.667 TWh (véase la Gráfica 15) que es aproximadamente 10 veces superior a la actual. De nuevo, el sector del transporte es el principal consumidor (28%).



Gráfica 15: La demanda de hidrógeno podría multiplicarse por diez en 2050 (Demanda mundial de energía suministrada con hidrógeno, EJ) (Hydrogen Council 2017)

Según IRENA 2019, se producirán 3 EJ (= 833 TWh) de hidrógeno y otros combustibles para el transporte en 2030 y 19 EJ (= 5.278 TWh) en 2050.

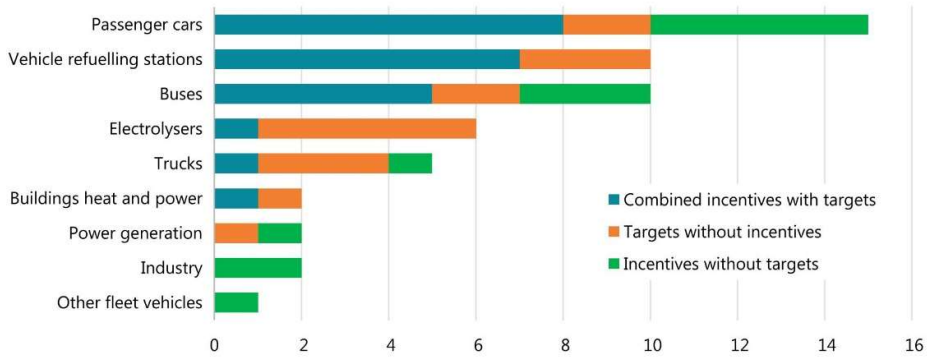
Según Brinner et al. 2018, el potencial de mercado global del hidrógeno verde es de hasta 1.113 TWh en 2030 y 5.150 TWh en 2050, dependiendo de los escenarios. Las cifras se basan en los resultados de diferentes estudios para una reducción del 80 y el 95% del CO2 en Alemania y se extrapolaron a la demanda global (factor 10 en el escenario conservador y factor 25 en el escenario máximo). Las cantidades incluyen el hidrógeno sustituible y la demanda de hidrógeno para aplicaciones PtX posteriores (por ejemplo, Power to Methane, Power to Liquid).

Según los Escenarios del Shell Sky, el hidrógeno emerge como portador de energía material después de 2040, principalmente para la industria y el transporte. Por tanto, en 2030 y 2050 la demanda total de hidrógeno es bastante pequeña en comparación con otros estudios. La demanda aumentará hasta 2100 a 69 EJ (unos 19,114 TWh). Esto cubre aproximadamente el 10% del consumo energético mundial. La cuota de hidrógeno en el sector del transporte se estima en un 25% y en un 10% para la demanda de energía industrial.

Las cifras descritas anteriormente muestran que existen algunas incertidumbres sobre el tamaño del futuro mercado del hidrógeno. Las cantidades dependen de las condiciones límite seleccionadas y de las suposiciones para los escenarios futuros, por ejemplo, el uso de la biomasa. A diferencia de la energía eólica y la fotovoltaica, la biomasa es, por ejemplo, en forma de biometano, un vector energético flexible que puede utilizarse en competencia con el hidrógeno para el suministro de electricidad y calor, así como para el uso en movilidad. Esto reduce la demanda de hidrógeno en escenarios con una alta proporción de biomasa en el futuro suministro de energía.

En el estudio de Frontier Economics 2018, Argentina figura como uno de los productores potenciales más fuertes de PtX a nivel mundial. Un factor importante para convertirse en un exportador mundial de hidrógeno es el potencial de energía renovable, que dará lugar a bajos costos de producción de electricidad y altas horas de carga completa en los procesos de PtX. Se ha identificado que Argentina cuenta con uno de los recursos energéticos renovables más relevantes a nivel mundial. En este contexto, el recientemente anunciado acuerdo comercial entre la Unión Europea y el Mercosur podría convertirse en un importante facilitador.

Para desarrollar y construir la futura infraestructura necesaria para la producción de hidrógeno, así como la cadena de almacenamiento y transporte del mismo, es necesario crear demanda y mercados para los productos. Además, el valor adicional del hidrógeno como fuente de energía libre de CO2 también tiene que ser reconocido en términos monetarios. Esto puede lograrse mediante medidas reglamentarias e incentivos financieros. El número de países con políticas que apoyan directamente la inversión en tecnologías del hidrógeno está aumentando. La mayoría de los objetivos se centran en el transporte. La Gráfica 16 muestra el apoyo político actual al despliegue del hidrógeno para diferentes sectores y el número de países con los objetivos correspondientes (International Energy Agency (IEA) 2019b).



Gráfica 16: Políticas que apoyan directamente el despliegue del hidrógeno por aplicaciones específicas (International Energy Agency (IEA) 2019b)

4
Situación inicial y requisitos previos para la producción de hidrógeno en Río Negro

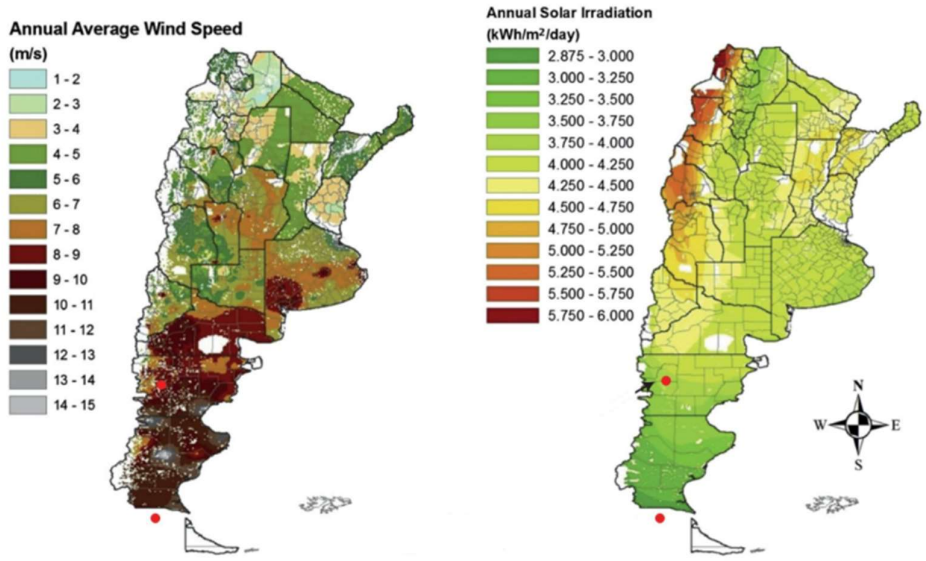
El objetivo de este capítulo es describir la región de Río Negro en el contexto de la economía del hidrógeno, analizar la disponibilidad de los recursos necesarios e identificar las ventajas de localización.

Las siguientes subsecciones contienen información sobre la disponibilidad de energía renovable, el agua, la capacidad de transporte de electricidad, las opciones de transporte de hidrógeno, los puertos para la potencial exportación de hidrógeno y los tres sitios potenciales para una primera planta de electrólisis en la provincia de Río Negro.

4.1
Recursos renovables

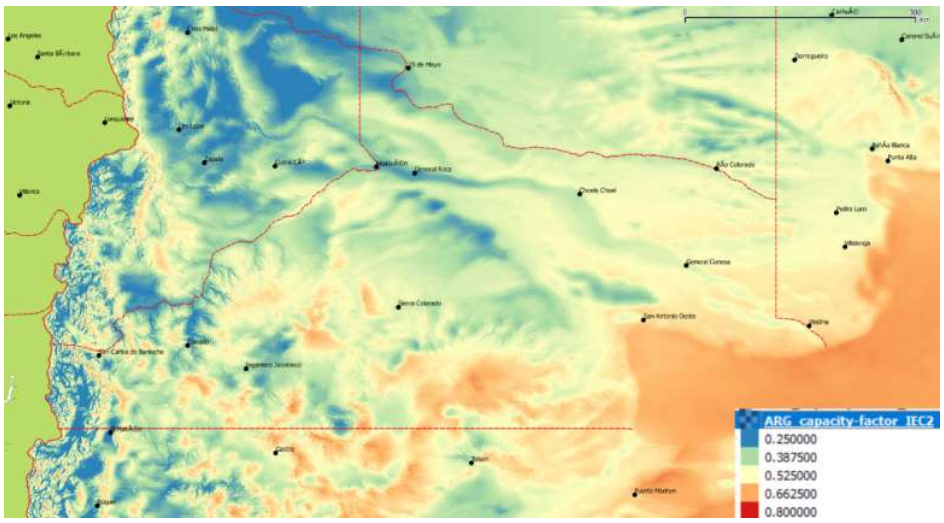
Una característica de la parte argentina de la Patagonia es el fuerte viento perpetuo.

La Gráfica 17 muestra la velocidad media del viento y la irradiación solar de Argentina. La velocidad media del viento, de 8 a 12 m/s, es una de las más altas del mundo. La irradiación solar es media, pero puede llevar a una producción energética más equilibrada al complementar la energía eólica con el tiempo.

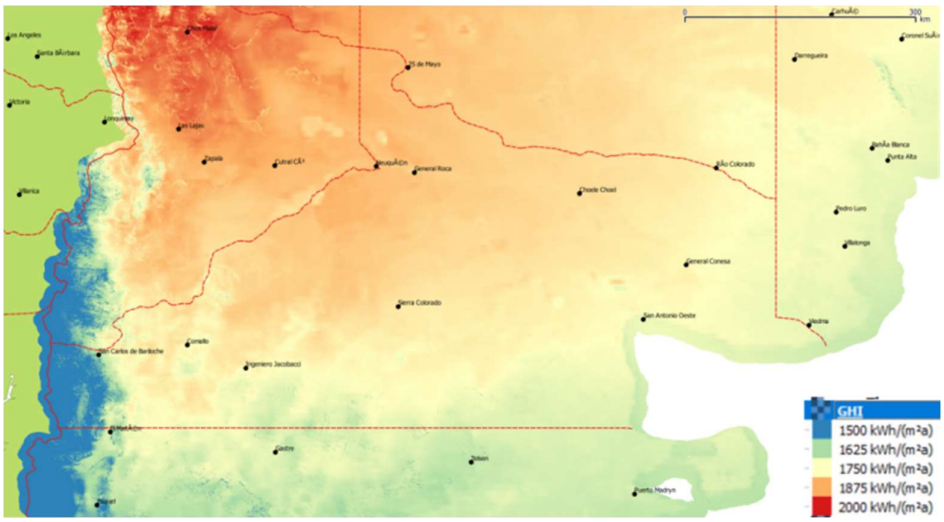


Gráfica 17: Recursos renovables de Argentina (Armijo und Philibert 2020)

Basado en datos disponibles de acceso libre de la NASA, la Gráfica 18 y la Gráfica 19 muestran los recursos eólicos y los recursos solares en la Provincia de Río Negro.



Gráfica 18: Recursos eólicos de la provincia de Río Negro



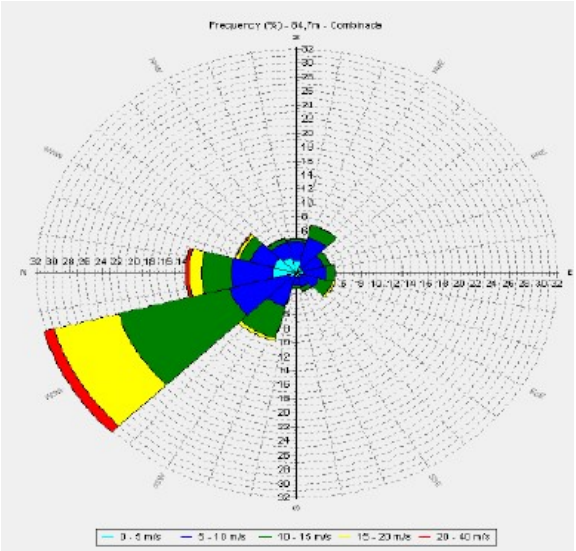
Gráfica 19: Recursos solares de la provincia de Río Negro

Los datos relativos a los recursos eólicos en Idun y Cerro Policia proporcionados por el Gobierno de la Provincia de Río Negro se muestran en la Tabla 4 y la Gráfica 20.

Tabla 4: Análisis del recurso eólico y de la producción de energía del parque eólico de Idún

Wind farm name	IDUN 1
Turbine type	GE 3.8-137
Turbine hub height (m)	110
Turbine rated power (kW)	3800
Number of turbines	6
Installed capacity (MW)	22.8
Average air density at average hub elevation of 110 m a.s.l. (kg/m³)	1.187
On-site measurement period (years)	2 (longest)
Number of on-site measurements	1 (total) 2 (applied for wind resource assessment)
Average turbine hub-height wind speed (m/s)	8.65m/s
Net AEP (P50) (GWh/year) - 20 years	103.06
Net AEP (P90) (GWh/year) - 20 years	94.68
Full load equivalent hour (P90) - 20 years	4152.4

La Tabla 4 verifica las buenas condiciones de viento de la provincia de Río Negro. Las horas de carga total de este lugar especial son extremadamente altas en comparación con la media de los recursos eólicos mundiales. La velocidad media del viento es de 8,65 m/s, por lo que es ideal para la producción de hidrógeno.



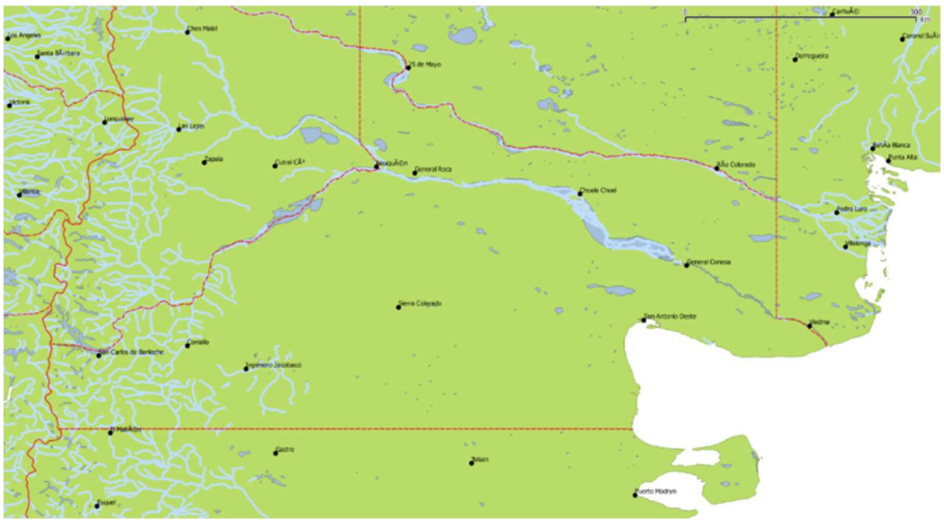
Gráfica 20: Rosa de los vientos para el sitio de Cerro Policía

La rosa de los vientos para el sitio potencial del parque eólico en Cerro Policía que se muestra en la Gráfica 20 ilustra la distribución de la dirección del viento típica de la Patagonia. La varianza de la dirección del viento es baja, lo que conlleva menos pérdidas por sombreado.

La zona de Cerro Policía ofrece uno de los mejores recursos eólicos de la provincia de Río Negro. Está en manos de una empresa, que es propiedad de la propia provincia. La disponibilidad de terrenos no es un factor limitante para este tipo de proyectos.

4.2
Disponibilidad y calidad de los recursos de agua dulce

En la provincia de Río Negro, en el límite con la provincia de Neuquén, está el Río Limay, que se convierte en el Río Negro cerca de Cipoletti y desde allí fluye a través de la provincia de Río Negro hasta el Océano Atlántico. Otro recurso hídrico es un canal artificial abierto de 175 km de longitud que toma el agua del río Negro a 40 km de la ciudad de Coronel Belisle, llamado "Canal Pomona - San Antonio". Su capacidad es de 980.000 m³ (500 l/s) y actualmente funciona al 40% de su capacidad de diseño.



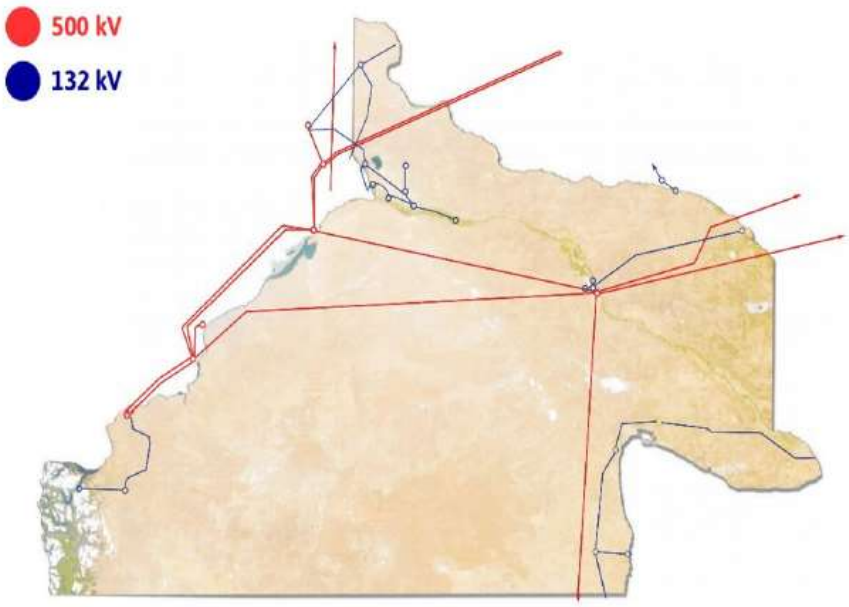
Gráfica 21: Disponibilidad de agua en la provincia de Río Negro Argentina

La evaluación de los análisis del agua mostró que la calidad del agua de todas las muestras era suficiente en cuanto a conductividad, valor de pH, alcalinidad y sólidos en suspensión. No es necesario ningún tratamiento adicional del agua antes de introducirla en el sistema de tratamiento del agua de la planta de producción de hidrógeno.

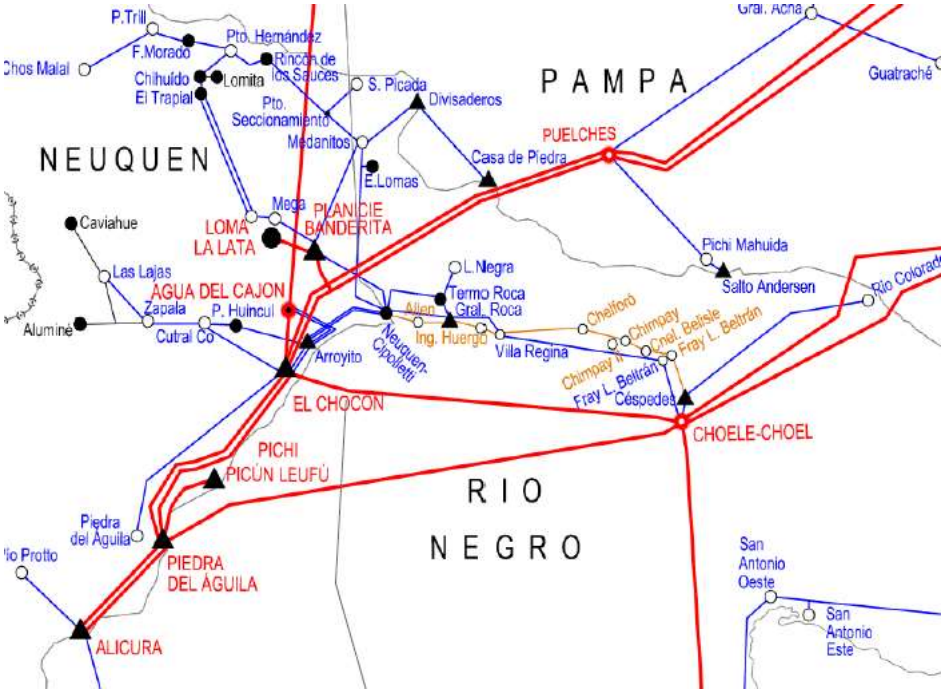
4.3
Infraestructura de la red eléctrica

El transporte de electricidad a través de las líneas eléctricas existentes es la forma más barata de transporte en comparación con el transporte de hidrógeno o el transporte de agua y, por lo tanto, es más importante construir la planta de electrólisis cerca del suministro de agua y de la toma de hidrógeno que cerca del parque eólico. Sin embargo, la red eléctrica también debe ser capaz de manejar las grandes cantidades de electricidad. El IEE analizó la capacidad de la red eléctrica. Los resultados de las ubicaciones se muestran en el capítulo **Error! Reference source not found.**.

La red eléctrica existente se muestra en las Gráfica 22 y Gráfica 23.



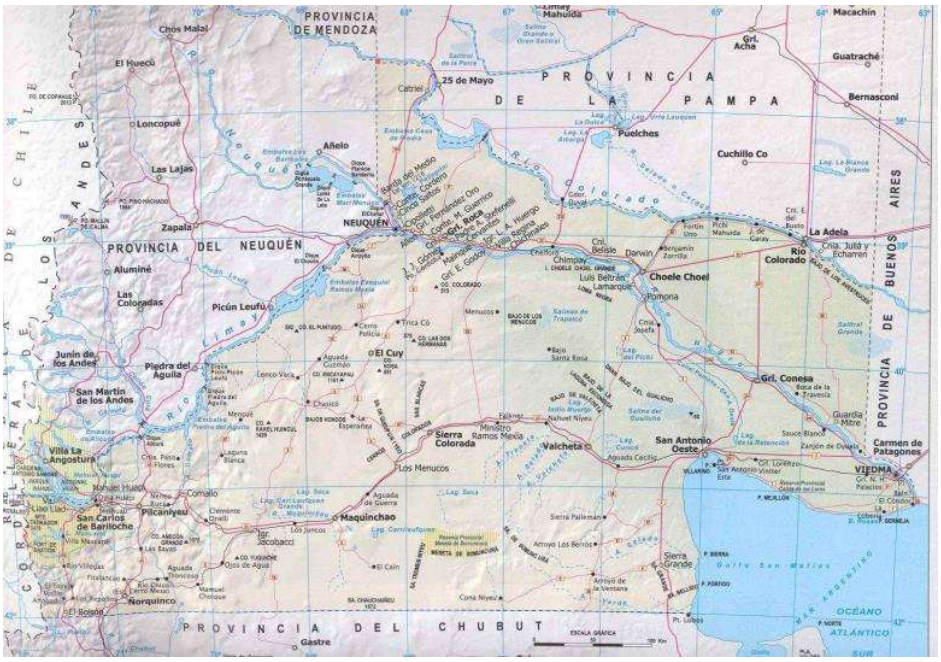
Gráfica 22: Red eléctrica de alta tensión en la provincia de Río Negro



Gráfica 23: Red eléctrica de alta tensión en la provincia de Río Negro y alrededores

4.4
Infraestructuras de transporte necesarias

Para este estudio, se analizó el transporte de hidrógeno por camión y por tubería. Para los escenarios de tuberías, se calculó la distancia entre la producción y el consumo de hidrógeno. Para el transporte por camión se utilizó la red de carreteras que se muestra en la Gráfica 24.



Gráfica 24: Infraestructura de transporte de la provincia de Río Negro

4.5
Puertos industriales existentes

Como se ha descrito anteriormente, existen ciertos requisitos para un puerto en el que puedan atracar los buques cisterna de hidrógeno líquido. Estos también se resumen en la Tabla 5 para los buques de demostración dentro del proyecto HySTRA y para una futura etapa de expansión. (Collins 2019)

Tabla 5: Requisitos portuarios para el atraque de buques cisterna de hidrógeno líquido (Arup Australia Pty Ltd 2019; HySTRA)

Fuente	Profundidad del canal/ Profundidad	Profundidad a lo largo/ profundidad	DWT/Capacidad del tanque	Tamaño del bolsillo de atraque/Dimensiones del barco	LOA
Estudio sobre los hubs de hidrógeno australianos	14.2 m	15.7 m	80,000 toneladas	350 m x 90 m	300 m
Proyecto HySTRA	10.6 m	10.6 m	1,250 m^3	116 m x 19 m	116 m

La comparación de los puertos existentes con los requisitos de un puerto adecuado para la exportación de hidrógeno líquido ha demostrado que el Puerto San Antonio Este es el único adecuado en Río Negro para la exportación de hidrógeno líquido. El puerto de San Antonio Este, en su actual fase de expansión, es adecuado para los primeros buques de hidrógeno líquido, cuya escala es limitada en comparación con los futuros buques de LH2, como el del proyecto HySTRA, con 116 m de longitud total, y por lo tanto el puerto es adecuado para exportar pequeñas cantidades de hidrógeno. Un barco a escala completa (con 300 m de longitud total) es demasiado grande para desembarcar en la provincia, pero el puerto podría ampliarse en el futuro.

La terminal portuaria tiene dos muelles con atracaderos para los barcos de ultramar y los pesqueros. El muelle para los buques de ultramar tiene 200 m de largo y 30 m de ancho, con 2 atracaderos. Las dimensiones se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 6: Dimensiones de los dos atracaderos para barcos de ultramar en el Puerto San Antonio Este..

Atracadero	Profundidad del canal	Profundidad a lo largo	DWT	Tamaño del bolsillo de atraque	LOA
1 (ext)	n/a	13.7 m	n/a	200 m	170 m
2 (int)	n/a	12.2 m	n/a	190 m	147 m

Gráfica 25 y la Gráfica 26 muestran el puerto de San Antonio Este con los dos muelles. Además del muelle de altura, el segundo muelle consiste en dos muelles flotantes conectados por una rampa metálica. En este muelle sólo operan buques de pesca.

Además, hay zonas libres en la zona portuaria donde, por ejemplo, se puede construir una planta de licuefacción de hidrógeno.

Gráfica 25: Imagen del muelle de ultramar del puerto San Antonio Este (http://patagonia-norte.com.ar/index.php/san-antonio-este/76-primer-buque-de-la-temporada-2020-en-puerto-san-antonio-este)

Gráfica 26: Fotografía aérea del puerto San Antonio Este. Source: Google Earth.

Los puertos de San Antonio Oeste y Punta Colorada son pequeñas cuencas portuarias pesqueras con un intervalo de mareas y, por lo tanto, no son adecuados para los buques de ultramar.

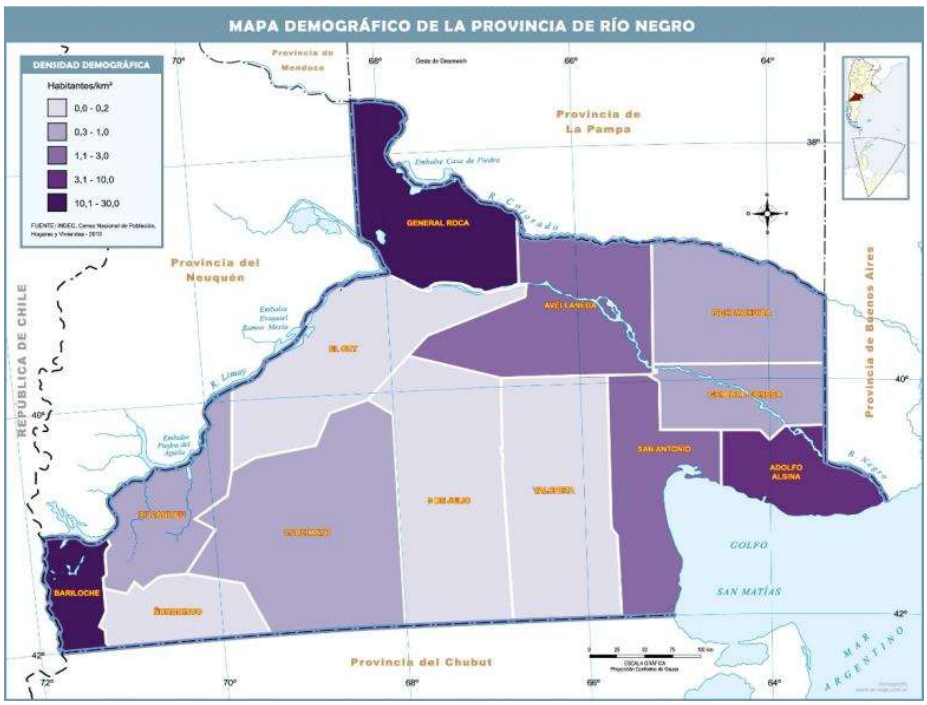
4.6 Demanda potencial de hidrógeno en la provincia

El mercado nacional de hidrógeno fue evaluado para el uso de hidrógeno verde de una primera planta electrolizadora en Río Negro. Dado que la capacidad de la primera planta es probablemente del orden de 100MW, las cantidades de H_2 producidas son demasiado pequeñas para la exportación internacional de hidrógeno - con respecto a la viabilidad económica de la licuefacción, una capacidad de electrólisis de 500MW puede considerarse el límite inferior.

Como parte de la evaluación del mercado nacional del hidrógeno y de la demanda/consumo actual y futuro de hidrógeno, se han tenido en cuenta el sector de la movilidad, las turbinas de gas, los procesos industriales y la generación de energía. Los resultados de la evaluación son que en Río Negro hay muy pocas aplicaciones industriales de hidrógeno como la producción de metanol, la producción de acero, el uso de GNL y las refinerías como futuros consumidores de hidrógeno. Las alternativas podrían ser la implementación de un sector de movilidad de hidrógeno, el almacenamiento de energía, la exportación doméstica a otras provincias de Argentina, o la exportación intercontinental. La masa crítica para la exportación internacional con respecto a la viabilidad económica de la licuefacción es de 500MW de electrólisis.

Evaluación del estado actual del consumo de hidrógeno (gris) en Río Negro por parte de la industria existente

La Gráfica 27 muestra la densidad de población de la provincia de Río Negro. Se pueden ver los centros de actividad alrededor de Bariloche y Cipoletti, así como la región alrededor de la ciudad de Viedma.



Gráfica 27: Mapa demográfica de la provincia de Río Negro Argentina (https://www.gifex.com/America-del-Sur/Argentina/Rio_Negro/index.html)

Hay que tener en cuenta que en Río Negro no existe por el momento ninguna infraestructura de hidrógeno ni logística de transporte. Sólo existen pequeñas instalaciones en otras partes de Argentina como Santa Cruz.

Sin embargo, para este estudio, basado en el acuerdo con el Gobierno de la Provincia de Río Negro, se asumió la demanda de hidrógeno para la provincia de Río Negro y en la región alrededor de Cipoletti y en Bahía Blanca en la provincia de Buenos Aires. Los resultados del análisis de la demanda y de la utilización potencial se muestran en las siguientes tablas.

Para evaluar el consumo actual de hidrógeno en las regiones seleccionadas, se determinaron los sectores industriales relevantes que consumen hidrógeno y sus requerimientos de hidrógeno para sus procesos. A continuación, se describen el procedimiento y los supuestos utilizados para determinar estas cantidades de hidrógeno. Estas cantidades estimadas de hidrógeno son las que actualmente proporciona el hidrógeno fósil. En el futuro podrían ser sustituidas por hidrógeno verde.

El sector de la industria petroquímica depende en gran medida del hidrógeno, ya que es necesario para el tratamiento del crudo y como materia prima para productos como el amoníaco. Hasta ahora, el hidrógeno se produce más comúnmente a través de la reducción de metano por vapor (SMR) y, por lo tanto, se basa en combustibles fósiles.

En las refinerías, el hidrógeno se utiliza para procesar y enriquecer los hidratos de carbono (por ejemplo, el diésel). La cantidad de hidrógeno necesaria depende de los procesos y varía de una refinería a otra. Para este estudio, el cálculo se basa en un consumo medio de 5 kg de hidrógeno por m³ de petróleo crudo (Elgowainy 2019) (IG BCE Innovationsforum Energiewende e.V. und Mineralölwirtschaftsverband e.V. 2018). Como materia prima, el hidrógeno se utiliza directamente para la producción de amonio e indirectamente para la producción de urea (ya que el amonio es una materia prima para la producción de urea).

Convencionalmente, el amoníaco se produce mediante el proceso Haber-Bosch utilizando metano para obtener hidrógeno. Este proceso, sin embargo, emite CO2 y depende de los combustibles fósiles. Utilizando hidrógeno verde, la SMR se convierte en un paso de producción innecesario y se reducen las emisiones de CO2. (Otto 2015)

La Tabla 7 presenta un resumen de la industria consumidora de hidrógeno existente en la región de Bahía Blanca. Para la región de Cipoletti, la industria consumidora de hidrógeno existente se muestra en la Tabla 8

Tabla 7: Industria consumidora de hidrógeno en la región de Bahía Blanca (como base para la estimación del consumo de hidrógeno)

Compañía	Productos	Volumen de producción	Fuente
Refinería Dr. Ricardo Eliçabe	Gasolina, combustibles marinos, materias primas petroquímicas, queroseno, diésel, aceite combustible, asfalto, propano, propileno, butano	~30,000 barril /d (~4,770 m³/d)	(IndustryAbout 2019) (Energías de mi País 2021)
Dow Chemical	Etileno, propileno	730,000 t/a	(Baida 2019) (U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy 2019) (Martin 2019)
TGS	Etano, propano, butano, petróleo	Etano – 283,000 t Propano – 367,000 t Butano – 250,000 t Petróleo – 121,000 t Almacenamiento de gas natural – 16,600 m³	(tgs 2020)
Profertil	Urea, amoníaco	Urea – 1.32 mil. t/a Amoníaco – 790,000 t/a amoníaco	(Profertil 2021) (West 2018)

Tabla 8: Industria consumidora de hidrógeno en la región de Cipoletti (como base para la estimación del consumo de hidrógeno)

Compañía	Productos	Volumen de producción	Fuente
Refinería YPF (Plaza Huincul – 110 km west of Cipolletti)	Gasolina, diésel, metanol, queroseno	Procesamiento de 4.000 m³ de aceite al día Metanol - 36.000 t/mes Aceite combustible ligero - 56.000 t/mes	(YPF 2016) (Río Negro 2019)
Fox Petrol (Senillosa – 40 km west of Cipoletti)	Gasolina, gasóleo, trementina, disolventes	12,000 m³/mes (400 m³/d)	(Fox Petrol S.A. 2021)
YPF Loma Campana (Añelo – 100 km north-west of Cipolletti)	Procesamiento de petróleo crudo	8,000-10,000 m³/d	(rionegro.com 2020)

YPF La Amarga Chica (near Añelo – 115 km north-west of Cipolletti)	Equivalentes de petróleo	60,000 barriles /d (9,540 m³/d) in 2022	(ns energy 2018)

Cálculo de la demanda de hidrógeno basado en la evaluación de la industria consumidora de hidrógeno

Como se ha mencionado anteriormente, estos procesos industriales consumen hidrógeno. La demanda de hidrógeno se ha calculado para cada proceso industrial con los supuestos mencionados. En el futuro sería posible una sustitución del hidrógeno gris por el verde. La demanda de hidrógeno verde en el futuro, basada en la demanda actual de hidrógeno gris, en los puntos industriales enumerados, así como la reducción potencial de las emisiones de CO2, se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9: Consumo potencial de hidrógeno verde en la industria de las regiones de Bahía Blanca y Cipoletti (en base a los cálculos del consumo actual de hidrógeno gris)

Compañía	Volumen de producción	Consumo potencial de H2 verde	Reducción potencial de emisiones CO_2
Refinería Dr. Ricardo Eliçabe (Bahía Blanca)	~30,000 barril /d (~4,770 m³/d)	8,705 t/a	
Dow Chemical (Bahía Blanca)	730,000 t/a		760,000 t/a
Profertil (Bahía Blanca)	Amoníaco – 790,000 t/a Urea – 1.32 mil. t/a	140,271 t/a 132,915 t/a	1,480,000 t/a 1,402,386 t/a
Refinería YPF (Plaza Huincul – 110 km west of Cipolletti)	Procesamiento de 4.000 m³ de aceite al día Metanol - 36.000 t/mes Aceite combustible ligero - 56.000 t/mes	81,541 t/a	220,752 t/a
Fox Petrol (Senillosa – 40 km west of Cipoletti)	12,000 m³/mes (400 m³/d)	730 t/a	
YPF Loma Campana (Añelo – 100 km north-west of Cipolletti)	8,000-10,000 m³/d	14,600-18,250 t/a	
YPF La Amarga Chica (near Añelo – 115 km north-west of Cipolletti)	60,000 barriles/d (9,540 m³/d) en 2022	17,410 t/a	

Estimación de las necesidades de hidrógeno para el sector de la movilidad

Además de los procesos industriales, el sector de la movilidad en general es una "oportunidad al alcance de la mano" para el uso del hidrógeno verde a corto plazo porque el precio de mercado del hidrógeno como combustible (alrededor de 11$/kg de H2 en el surtidor en la Unión Europea) es el más alto. Sin embargo, debido a la buena disponibilidad de gas natural y al bajo precio del gas en Argentina, no cabe esperar una amplia aplicación del hidrógeno verde en el sector de la movilidad en Argentina en el uso a corto plazo. No obstante, las siguientes explicaciones deberían dar una indicación de qué cantidades de consumo de

hidrógeno pueden esperarse en el sector de la movilidad para Bahía Blanca y Cipoletti como regiones ejemplares.

En el sector de la movilidad, hay muchos tipos de vehículos diferentes. En este estudio, el enfoque se ha centrado en los automovíles, los camiones y los autobuses, así como en los camiones de la basura. La Tabla 10 muestra las hipótesis para el cálculo de la demanda de hidrógeno en el caso de los automóviles.

Tabla 10: Supuestos sobre la movilidad del hidrógeno

	Hidrógeno	Gasolina	Fuente
Valor térmico [kWh/kg]	33.3	12	(Funke)
Densidad [kg/m³] del hidrógeno a 700 bar	40	740	(Ingenieurbüro für Brennstoffzelle, Wasserstofftechnologie und Elektromobilität (EMCEL) 2019)
Consumo automóviles [kg/100 km]	0.9	5.7	(Altenburg et al. 2017) (Kords 2021)
Consumo autobuses y camiones [kg/100 km]	10	33,2	(Altenburg et al. 2017) (Webfleet Solutions 2020)
Costo [€/kg]	3.50 €	0.99 €	(globalpetrolprices.com)
Costo [€/100 km]	3.15 €	5.74 €	

La siguiente Tabla 11 muestra las cifras determinadas para autos y vehículos para Bahía Blanca y Cipioletti y el número de buses y camiones para toda la Provincia de Río Negro. No se determinaron cifras de automóviles para toda la Provincia de Río Negro.

Tabla 11: Números de vehículos diferentes en Bahía Blanca, cipoletti y la provincia de Río Negro (si disponible).

	Números	Fuente
Kilómetros recorridos por año en automóviles	12,322	(iProfesional 2019)
Número de vehículos en Cipoletti - automóviles	11,625	(Kania) (Patagonia.com.ar)
Número de vehículos en Bahía Blanca - automóviles	47,895	(Kania) (citypopulation.de 2019)
Kilómetros recorridos por camiones al año	81,000	(turboseguros.com)
Número de vehículos en Río Negro - autobuses y camiones	7,965	(autoblog.com.ar 2017)
Número de vehículos en Cipoletti - camiones de basura	11	(Kaltenbach et al. 2018) (ASG Wesel)
Número de vehículos en Bahìa Blanca - camiones de basura	47	(Kaltenbach et al. 2018) (ASG Wesel)

Basándose en las cifras de las Tabla 10 y Tabla 11, las cantidades potenciales de hidrógeno verde que podrían consumirse en el sector de la movilidad se muestran en la tabla 12

Tabla 12: Cálculo del consumo potencial de hidrógeno en el sector de la movilidad

	Hidrógeno
Demanda de hidrógeno Cipoletti [t/año] - automóviles	1,289
Demanda de hidrógeno Bahìa Blanca [t/año] - automóviles	5,311
Demanda de hidrógeno Cipoletti [t/año] - camiones de basura	9.2
Demanda de hidrógeno Bahìa Blanca [t/año] - camiones de basura	37.8
Demanda de hidrógeno en Río Negro [kg/año] - camiones y autobuses	87,216

Partiendo de la base de que en Bahía Blanca y Cipoletti hay 595.520 automóviles de pasajeros, se necesitan 6.600t de hidrógeno al año.

En cuanto a los autobuses y camiones, hay casi 8.000 vehículos en la región de Río Negro, que podrían consumir más de 87.000 t de hidrógeno al año.
Para estos consumidores seleccionados se podrían vender 93.875 t de hidrógeno en el sector de la movilidad, suponiendo que todos los vehículos considerados cambiasen de combustibles fósiles a hidrógeno.

Este análisis es genérico. Para un análisis detallado del uso del hidrógeno para la movilidad, será necesario disponer de información, por ejemplo, sobre el tipo de vehículo (autobuses, camiones, trenes, coches), el número de vehículos y la distancia recorrida por vehículo en una región.

4.7
Análisis de los posibles sitios para electrolizadores

Las tres ubicaciones analizadas para la construcción de una planta electrolizadora que se indican a continuación fueron recomendadas por el Gobierno de la Provincia de Río Negro. En las siguientes subsecciones se presentarán las tres ubicaciones con especial atención a la accesibilidad al agua, la propiedad de la tierra, la conexión a la red eléctrica, la infraestructura y los factores geológicos. En la Gráfica 28 se marcan en un mapa de la parte oriental de la provincia de Río Negro las localidades, así como el puerto San Antonio Oeste en el Golfo San

Matías: "El Solito", "Pomona", "Laguna de la Retención". Además del análisis de los sitios mencionados, se realizó una evaluación limitada para "El Chocón".

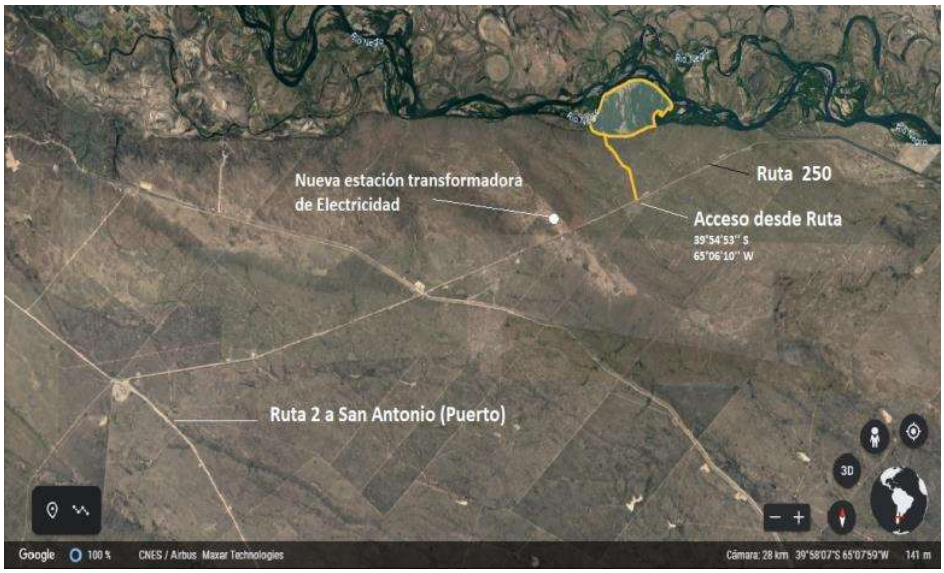
Gráfica 28: Lugares potenciales para electrolizadores y generación de electricidad evaluados en este estudio (mapa basado en https://www.gifex.com/America-del-Sur/Argentina/Rio_Negro/index.html)

4.7.1 El Solito

El paraje "El Solito" (Gráfica 29) se encuentra entre las ciudades de Pomona y General Conesa. Se encuentra a 2,5 km de la ruta nacional RN250 y está conectado con ella a través de un camino de grava. La RN2 se encuentra a 19 km. Este terreno es de tipo de pradera (mallín) y la superficie de la zona cercana al Río Negro es plana.

La distancia al puerto de San Antonio Este es de 145 km. A 3,2 km de distancia existe una estación transformadora de 13,2/33/132 kV en fase final de construcción y se está construyendo una línea de transmisión de 132 kV (esta línea no cumple con la capacidad de transporte requerida para este proyecto de 100 MW). Para llegar a la línea de transmisión de

500 kV más cercana, hay que realizar inversiones para construir una conexión y una estación transformadora de 132/500 kV en el lugar de la conexión.



Gráfica 29: Imagen de satélite de la ubicación propuesta "El Solito"

4.7.2 Pomona

La zona propuesta (Gráfica 30) está próxima a la ciudad de Pomona y tiene una extensión de 5.100 hectáreas con una superficie plana. La ruta nacional RN250 está a unos 13 km. La distancia del sitio al puerto de San Antonio asciende a 230 km.
A 10 km de distancia hay una estación transformadora de 500/132 kV. El canal Pomona - San Antonio como fuente de agua está a 11 km. Las instalaciones técnicas cercanas al emplazamiento son una central termoeléctrica con una capacidad de generación de 8,28 MW y un parque eólico de propiedad privada (capacidad de generación de 113 MW).

Gráfica 30: Imagen de satélite de la ubicación propuesta "Pomona"

4.7.3 Laguna de la Retención

El sitio "Laguna de la Retención" (Gráfica 31) es el más cercano al mar. La distancia al puerto de San Antonio es de 38 km con 27 km de calle pavimentada y 11 km de camino de grava con mantenimiento. La gran área de 560 hectáreas se encuentra a 110 metros sobre el nivel del mar. La superficie es uniforme con sólo una vegetación nativa baja.

Una línea de transmisión de alta tensión de 132 kV se encuentra a 9,5 km de distancia de la carretera federal N°3. Además, hay planes para una línea de transmisión de 500 kV a través de esta zona.

Dentro de la zona propuesta existe un depósito de agua para la Laguna de la Retención. Esta laguna artificial tiene una capacidad de 980.000 m³ y es alimentada por el Canal Pomona - San Antonio; su capacidad de flujo actual asciende a 550 litros por segundo y puede ser incrementada mediante las inversiones correspondientes.

Gráfica 31: Imagen de satélite de la ubicación propuesta "Laguna de la Retención"

5
Resumen y descripción de los escenarios analizados

Como parte del proyecto, se calcularon diferentes escenarios para la implementación de la producción de hidrógeno verde en Río Negro. El cálculo de diferentes escenarios y la variación de varios aspectos es necesario para determinar la opción más económica para la implementación de una primera planta en Río Negro.

5.1
Resumen y descripción de los escenarios

5.1.1 Localización de la producción de hidrógeno y electricidad

Las cuatro ubicaciones analizadas para la producción de hidrógeno en la provincia de Río Negro son

1) Pomona
2) El Solito
3) Laguna de la Retención SAO
4) El Chocón

Para estos lugares, se determinó la disponibilidad y posible conexión de la red eléctrica, así como la disponibilidad y posible conexión a la fuente de agua. Se examinaron las distancias a la red eléctrica, a la fuente de agua, al consumidor o al puerto y se utilizaron para el cálculo de los costos de producción de hidrógeno.

Como fuente de agua se consideran el río Negro o el canal entre Pomona y San Antonio Oeste. El caudal actual del canal entre Pomona y San Antonio Oeste es de 500 l/s, lo que representa sólo el 40% de su capacidad total. La capacidad del canal es suficiente para abastecer al electrolizador (un máximo de 200 m³/h, respectivamente, el 11% de la capacidad del canal para un electrolizador de 500 MW y a plena carga). Es importante mencionar que no habrá escasez de agua potable en caso de abastecer la producción de hidrógeno desde el canal.

Según los análisis del agua disponibles, la calidad del agua es suficiente para su uso en un electrolizador, por lo que un simple tratamiento del agua con rastrillo o tamiz y filtro de materias en suspensión será suficiente y no será necesario ningún tratamiento especial del agua del río para conseguir una calidad de agua del grifo.

Las siguientes opciones de energía renovable para la producción de electricidad han sido consideradas:

- El parque eólico proyectado Cerro Policía se considera la fuente de energía para todos los sitios de electrólisis.
- Parque eólico y planta híbrida en el sitio del electrolizador.
  - Se tiene en cuenta el potencial eólico y un parque eólico en el sitio del electrolizador.
  - Se calcula una planta híbrida (parque eólico y planta fotovoltaica combinados) para cada ubicación del electrolizador
- Se tiene en cuenta una planta híbrida que combina el parque eólico Cerro Policía y una planta fotovoltaica. Con la planta híbrida, las horas de carga completa del electrolizador aumentan.

Cuando la electricidad se genera en Cerro Policía, se utiliza siempre la red eléctrica existente (500 kV) para el transporte de la electricidad hasta la ubicación del electrolizador, tanto para la electricidad procedente de un parque eólico como en el caso de un sistema híbrido.

Ubicación del electrolizador: **Pomona**

- Información sobre la conexión a la red para el parque eólico y el sistema híbrido Cerro Policía: Utilización de la red eléctrica existente (500 kV), construcción de 9,8 km de línea eléctrica hasta la subestación de 500/132 kV.
- Información sobre la conexión a la red para el parque eólico y el sistema híbrido en Pomona: Conexión directa entre el parque eólico o la planta híbrida y la electrólisis, instalación de una subestación.
- Información sobre el suministro de agua: Utilización del canal existente entre Pomona y San Antonio Oeste, construcción de 11 km de canal adicional; calidad del agua suficiente.

Ubicación del electrolizador: **El Solito**

- Información sobre la conexión a la red para el parque eólico y el sistema híbrido Cerro Policía: Utilización de la red eléctrica existente (500 kV), construcción de 75 km de línea eléctrica y conexión a la red.
- Información sobre la conexión a la red para el parque eólico y el sistema híbrido en El Solito: Conexión directa entre el parque eólico o la planta híbrida y el electrolizador, instalación de una subestación.
- Información sobre el suministro de agua: Río Negro; calidad del agua suficiente.

Ubicación del electrolizador: **Laguna de la Retención**

- Información sobre la conexión a la red para el parque eólico y el sistema híbrido Cerro Policía:
  - 500 MW en 2030: Se supone que se construirá una línea de 500 kV hasta 2030. Dentro del proyecto está prevista la conexión a la red con una subestación.
  - 100 MW en 2025: Se supone que se puede utilizar la línea de 132 kV. Dentro del proyecto, está prevista una conexión a la red con una subestación que incluye 9,5 km de línea de transmisión a la red existente.
- Información sobre la conexión a la red para el parque eólico y el sistema híbrido en la Laguna de la Retención: Conexión directa entre el parque eólico o la planta híbrida y el electrolizador, instalación de una subestación
- Información sobre el suministro de agua: Conexión directa al canal Pomona-San Antonio Oeste; calidad del agua suficiente

Ubicación del electrolizador: **El Chocón**

- Información sobre la conexión a la red para el parque eólico y el sistema híbrido Cerro Policía: Utilización de la red eléctrica existente (500 kV), construcción de 5 km de línea eléctrica hasta la subestación de 500/132 kV.
- Información sobre el suministro de agua: Río Limay; calidad del agua suficiente

5.1.2 Escenario doméstico

El escenario doméstico aborda el despliegue inicial de la tecnología de producción de hidrógeno en la región, pero partiendo de una escala de proyecto relevante para lograr un bajo costo específico en una fase temprana.

En Río Negro el consumo de hidrógeno de la industria es bajo. Las típicas demandas industriales de hidrógeno a gran escala, como la producción de metanol, la producción de acero, el uso de GNL o las refinerías, no están presentes como futuros consumidores de hidrógeno. Las alternativas podrían ser la implementación del uso del hidrógeno como combustible en el sector del transporte, para el almacenamiento de energía, la exportación nacional a otras provincias de Argentina o la exportación internacional intercontinental (ver escenario de exportación). El uso del hidrógeno en el sector del transporte es una "oportunidad al alcance de la mano" debido al alto valor del hidrógeno como combustible.

Los escenarios domésticos consideran la exportación nacional a otras provincias de Argentina con una demanda de hidrógeno industrial relevante. Como localización para el consumo de hidrógeno se consideran Bahía Blanca y Cipolletti. La localización del consumo de hidrógeno se utiliza para el cálculo de las capacidades de transporte, las distancias y la duración.

Las siguientes condiciones se asumen para todas las localizaciones de electrolizadores para los escenarios domésticos

- La capacidad del electrolizador es de 100 MW. Es un tamaño suficiente para una planta piloto y los costos son moderados
- El año de instalación es 2025, ya que existen diseños comerciales para sistemas de electrolizadores de 100 MW, por lo que una implantación en 2025 es realista.
- Lugares de consumo
  - Bahía Blanca
  - Cipolletti
- Se consideran diferentes opciones de transporte del hidrógeno desde la electrólisis hasta el consumidor, véase el capítulo "Transporte del hidrógeno".

Sólo para Chocón se calculan escenarios domésticos con el uso del hidrógeno en las refinerías cercanas de Plaza Huincul y Bahía Blanca. Para el uso del hidrógeno en el sector de la movilidad se calcula el transporte a Cipolletti.

5.1.3 Escenario de exportación

Para la evaluación de la opción de exportación de hidrógeno verde desde Río Negro, se calculan dos escenarios de exportación. Estos escenarios se diferencian en que Alemania y Japón son los países destinatarios de la exportación de hidrógeno. El país consumidor es relevante para el cálculo de las capacidades de transporte, las distancias y la duración.

Se asumen las siguientes condiciones para todas las ubicaciones de los electrolizadores:
- La capacidad del electrolizador es de 500 MW. La masa crítica para la exportación internacional con respecto a la viabilidad económica de la licuefacción es ≥ 500MW de electrólisis.
- El año de finalización de la instalación es 2030, ya que la implantación de sistemas de 500 MW no es plausible antes de 2030 debido al aumento de la producción de electrólisis y la economía del hidrógeno
- Países consumidores
  - Alemania
  - Japón
- El puerto de exportación elegido es San Antonio Este: La evaluación de los datos relativos a los puertos ha mostrado, que el Puerto San Antonio Este es el único adecuado en Río Negro para la exportación de hidrógeno, véase también el capítulo “Puerto”.

Para los escenarios de exportación, los costos se calculan teniendo en cuenta.

- Tubería desde el electrolizador hasta la licuefacción cerca del puerto

- Almacenamiento de hidrógeno gaseoso para permitir la licuefacción continua
- Licuefacción
- Almacenamiento de hidrógeno líquido
- Barcos

Asunciones sobre el transporte

- Capacidad por barco: 2500 t LH2
- Tiempo de transporte a Alemania: 15 días
- Tiempo de transporte a Japón: 23 días
- Tiempo de carga y descarga 1 día cada uno
- Costo por barco: 85 millones de euros

Tabla 13: Número de barcos necesarios por destino de exportación y sistema de producción de electricidad

	número de barcos
Parque eólico Cerro Policía	GER: 2 JP: 3
Parque eólico Laguna de la Retención	GER 2 JP: 3
Planta híbrida Cerro Policía	GER 3 JP: 4
Planta híbrida Laguna de la Retención	GER 3 JP: 4

5.1.4 Transporte de hidrógeno

Existen varias opciones para el transporte de hidrógeno desde el lugar de producción hasta el consumidor o el puerto.
La variante más económica depende de la cantidad de hidrógeno a transportar y de la distancia.

- Opción de transporte para los escenarios de exportación:
  - Según el análisis disponible, la única opción de transporte económica para la cantidad de hidrógeno de una planta de 500 MW es el transporte por tubería en lugar de por camiones. Por lo tanto, en los escenarios de exportación se calcula una tubería desde el lugar de producción hasta el puerto.
  - El hidrógeno se licua en el puerto y luego se transporta a Alemania o Japón por barco.
  - Se consideran los costos de la tubería, la licuefacción y los barcos.
- Opción de transporte para los escenarios nacionales:
  - Se tiene en cuenta el transporte por tubería y por camiones. Los camiones se consideran el vehículo de transporte del hidrógeno. La presión supuesta en los recipientes de hidrógeno del camión es de 500 bares. Los trenes no se tienen en cuenta aquí debido a las condiciones muy específicas de la infraestructura ferroviaria y a la complejidad de la aplicación de esta solución en un marco normativo hasta ahora no especificado en Argentina. La información técnica sobre las opciones de transporte por tren se ofrece en el capítulo "Transporte".
  - Para el transporte por tubería, se calcula la construcción de una nueva tubería de hidrógeno. La presión de transporte es de 100 bares.
  - Debido a los elevados costos de inversión de una licuefacción, la capacidad de producción más pequeña para una licuefacción es de 500 MW. Por lo tanto, no se considera la licuefacción en los escenarios nacionales.

Costo anual del transporte de hidrógeno

- El costo depende de
  - La distancia desde la ubicación del electrolizador hasta el lugar de consumo. Las distancias se calculan para cada escenario.
  - La tecnología de transporte
  - La cantidad de producción de hidrógeno (según la generación de electricidad y las horas de carga completa resultantes).

5.2 Nomenclatura de los escenarios

Para este estudio se ha establecido la siguiente nomenclatura de escenarios con el fin de definir y distinguir los escenarios por sus títulos. La composición de las abreviaturas para los distintos aspectos y variaciones se ha definido de la siguiente manera:

- Nombre de la ubicación del electrolizador
  - Pomona = Po
  - El Solito = ElS
  - Laguna de la Retención= LR
  - Chocón = Cho
- Nombre del lugar de generación de electricidad
  - Parque eólico (Parque eólico) = WF
  - Planta hibrida (Planta híbrida) = HP
    → Example: Parque eólico en Cerro Policía = WF/CP
- Escenario de exportación o domestico
  - Export-500
  - Domestic-100
- Tecnología de transporte
  - tubería
  - camión
  - barco (sólo en el escenario de exportación, el transporte por barco incluye la licuefacción)
- Ubicación del consumidor
  - Alemania = GER
  - Japón = JP
  - Cipolletti = Cip
  - Bahai Blanca = BB
  - Plaza Huincul = PH
- Ejemplo: Po-WF/CP-Export-500-ship-GER (= Electrolizador en Pomona, parque eólico en Cerro Policía, escenario de exportación con transporte por barco a Alemania)

Tabla 14: Resumen y nombres de los escenarios con el sitio de producción de hidrógeno Pomona

Resumen y descripción de los escenarios analizados

Nombre	Ubicación del electrolizador	Generación de electricidad	Escenario de exportación o doméstico	País consumidor o mercado nacional	Transporte de hidrógeno
Po-WF/CP-export-500-ship-GER	Pomona	Parque eólico Cerro Policía	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
Po-WF/CP-export-500-ship-JP	Pomona	Parque eólico Cerro Policía	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
Po-WF/CP-domestic-100-pipeline-Cip	Pomona	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
Po-WF/CP-domestic-100-Truck-Cip	Pomona	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
Po-WF/CP-domestic-100-pipeline-BB	Pomona	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
Po-WF/CP-domestic-100-Truck-BB	Pomona	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión
Po-WF/Po-export-500-ship-GER	Pomona	Parque eólico Pomona	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
Po-WF/Po-export-500-ship-JP	Pomona	Parque eólico Pomona	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
Po-WF/Po-domestic-100-pipeline-Cip	Pomona	Parque eólico Pomona	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
Po-WF/Po-domestic-100-Truck-Cip	Pomona	Parque eólico Pomona	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
Po-WF/Po-domestic-100-pipeline-BB	Pomona	Parque eólico Pomona	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
Po-WF/Po-domestic-100-Truck-BB	Pomona	Parque eólico Pomona	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión
Po-HP/CP-export-500-ship-GER	Pomona	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
Po-HP/CP-export-500-ship-JP	Pomona	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
Po-HP/CP-domestic-100-pipeline-Cip	Pomona	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
Po-HP/CP-domestic-100-Truck-Cip	Pomona	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
Po-HP/CP-domestic-100-pipeline-BB	Pomona	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
Po-HP/CP-domestic-100-Truck-BB	Pomona	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión

Po-HP/Po-export-500-ship-GER	Pomona	Planta híbrida Pomona	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
Po-HP/Po-export-500-ship-JP	Pomona	Planta híbrida Pomona	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
Po-HP/Po-domestic-100-pipeline-Cip	Pomona	Planta híbrida Pomona	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
Po-HP/Po-domestic-100-Truck-Cip	Pomona	Planta híbrida Pomona	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
Po-HP/Po-domestic-100-pipeline-BB	Pomona	Planta híbrida Pomona	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
Po-HP/Po-domestic-100-Truck-BB	Pomona	Planta híbrida Pomona	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión

Tabla 15: Resumen y nombres de los escenarios con centro de producción de hidrógeno El Solito

Nombre	**Ubicación del electrolizador**	**Generación de electricidad**	**Escenario de exportación o doméstico**	**País consumidor o mercado nacional**	**Transporte de hidrógeno**
ElS-WF/CP-export-500-ship-GER	El Solito	Parque eólico Cerro Policía	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
ElS-WF/CP-export-500-ship-JP	El Solito	Parque eólico Cerro Policía	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
ElS-WF/CP-domestic-100-pipeline-Cip	El Solito	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
ElS-WF/CP-domestic-100-Truck-Cip	El Solito	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
ElS-WF/CP-domestic-100-pipeline-BB	El Solito	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
ElS-WF/CP-domestic-100-Truck-BB	El Solito	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión
ElS-WF/ElS-export-500-ship-GER	El Solito	Parque eólico El Solito	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
ElS-WF/ElS-export-500-ship-JP	El Solito	Parque eólico El Solito	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
ElS-WF/ElS-domestic-100-pipeline-Cip	El Solito	Parque eólico El Solito	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
ElS-WF/ElS-domestic-100-Truck-Cip	El Solito	Parque eólico El Solito	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
ElS-WF/ElS-domestic-100-pipeline-BB	El Solito	Parque eólico El Solito	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno

ElS-WF/ElS-domestic-100-Truck-BB	El Solito	Parque eólico El Solito	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión
ElS-HP/CP-export-500-ship-GER	El Solito	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
ElS-HP/CP-export-500-ship-JP	El Solito	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
ElS-HP/CP-domestic-100-pipeline-Cip	El Solito	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
ElS-HP/CP-domestic-100-Truck-Cip	El Solito	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
ElS-HP/CP-domestic-100-pipeline-BB	El Solito	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
ElS-HP/CP-domestic-100-Truck-BB	El Solito	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión
ElS-HP/ElS-export-500-ship-GER	El Solito	Planta híbrida El Solito	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
ElS-HP/ElS-export-500-ship-JP	El Solito	Planta híbrida El Solito	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
ElS-HP/ElS-domestic-100-pipeline-Cip	El Solito	Planta híbrida El Solito	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
ElS-HP/ElS-domestic-100-Truck-Cip	El Solito	Planta híbrida El Solito	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
ElS-HP/ElS-domestic-100-pipeline-BB	El Solito	Planta híbrida El Solito	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
ElS-HP/ElS-domestic-100-Truck-BB	El Solito	Planta híbrida El Solito	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión

Tabla 16: Resumen y nombres de los escenarios con sitio de producción de hidrógeno Laguna de la Retención SAO

Nombre	**Ubicación del electrolizador**	**Generación de electricidad**	**Escenario de exportación o doméstico**	**País consumidor o mercado nacional**	**Transporte de hidrógeno**
LR-WF/CP-export-500-ship-GER	Laguna de la Retención	Parque eólico Cerro Policía	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
LR-WF/CP-export-500-ship-JP	Laguna de la Retención	Parque eólico Cerro Policía	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
LR-WF/CP-domestic-100-pipeline-Cip	Laguna de la Retención	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno

LR-WF/CP-domestic-100-Truck-Cip	Laguna de la Retención	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
LR-WF/CP-domestic-100-pipeline-BB	Laguna de la Retención	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
LR-WF/CP-domestic-100-Truck-BB	Laguna de la Retención	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión
LR-WF/LR-export-500-ship-GER	Laguna de la Retención	Parque eólico L. d. l. Retención	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
LR-WF/LR-export-500-ship-JP	Laguna de la Retención	Parque eólico L. d. l. Retención	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
LR-WF/LR-domestic-100-pipeline-Cip	Laguna de la Retención	Parque eólico L. d. l. Retención	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
LR-WF/LR-domestic-100-Truck-Cip	Laguna de la Retención	Parque eólico L. d. l. Retención	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
LR-WF/LR-domestic-100-pipeline-BB	Laguna de la Retención	Parque eólico L. d. l. Retención	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
LR-WF/LR-domestic-100-Truck-BB	Laguna de la Retención	Parque eólico L. d. l. Retención	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión
LR-HP/CP-export-500-ship-GER	Laguna de la Retención	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
LR-HP/CP-export-500-ship-JP	Laguna de la Retención	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
LR-HP/CP-domestic-100-pipeline-Cip	Laguna de la Retención	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
LR-HP/CP-domestic-100-Truck-Cip	Laguna de la Retención	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
LR-HP/CP-domestic-100-pipeline-BB	Laguna de la Retención	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
LR-HP/CP-domestic-100-Truck-BB	Laguna de la Retención	Planta híbrida Cerro Policía	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión
LR-HP/LR-export-500-ship-GER	Laguna de la Retención	Planta híbrida L. d. l. Retención	Escenario de exportación	Alemania	tubería a puerto, licuefacción, barco
LR-HP/LR-export-500-ship-JP	Laguna de la Retención	Planta híbrida L. d. l. Retención	Escenario de exportación	Japón	tubería a puerto, licuefacción, barco
LR-HP/LR-domestic-100-pipeline-Cip	Laguna de la Retención	Planta híbrida L. d. l. Retención	Escenario doméstico	Cipolletti	Tubería de hidrógeno
LR-HP/LR-domestic-100-Truck-Cip	Laguna de la Retención	Planta híbrida L. d. l. Retención	Escenario doméstico	Cipolletti	Camión
LR-HP/LR-domestic-100-pipeline-BB	Laguna de la Retención	Planta híbrida L. d. l. Retención	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
LR-HP/LR-domestic-100-Truck-BB	Laguna de la Retención	Planta híbrida L. d. l. Retención	Escenario doméstico	Bahía Blanca	Camión

Tabla 17: Resumen y nombres de los escenarios con sitio de producción de hidrógeno Chocón

Nombre	**Electrolyser location**	**Generación de electricidad**	**Escenario de exportación**	**Domestic Market**	**Transporte de hidrógeno**

Resumen y descripción de los escenarios analizados

			o doméstico		
Cho-WF/CP-domestic-100-pipeline-PH	Chocón	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Refinery in Plaza Huincul	Tubería de hidrógeno
Cho-WF/CP-domestic-100-Truck-PH	Chocón	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Refinery in Plaza Huincul	Camión
Cho-WF/CP-domestic-100-pipeline-BB	Chocón	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Refinery in Bahía Blanca	Tubería de hidrógeno
Cho-WF/CP-domestic-100-Truck-BB	Chocón	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Refinery in Bahía Blanca	Camión
Cho-WF/CP-domestic-100-pipeline-Cip	Chocón	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Mobility in Cipolletti	Tubería de hidrógeno
Cho-WF/CP-domestic-100-Truck-Cip	Chocón	Parque eólico Cerro Policía	Escenario doméstico	Mobility in Cipolletti	Camión

6
Análisis de costos y resultados de los costos de producción de hidrógeno

6.1
Metodología de cálculo del LCOH

El rendimiento económico de las inversiones puede establecerse con diversos métodos, por ejemplo, sobre la base del valor actual neto, de la anualidad, de la tasa interna de rendimiento, de la amortización o utilizando un plan presupuestario completo. El método de la anualidad utilizado para este estudio se basa en las directrices alemanas VDI 2067 y VDI 6025 (Verein deutscher Ingenieure VDI 2012a, 2012b). A continuación se resume la forma de aplicar el método.

Con el método de la anualidad, los pagos no periódicos y los pagos periódicos con importes cambiantes se transforman a lo largo de un período de evaluación en pagos periódicos constantes. La anualidad es el pago periódico constante común determinado. El factor de anualidad "a" tiene en cuenta la tasa de interés "i" y el periodo de observación "T". Además, el método de la anualidad incluye la tasa de aumento de los Costos "r" para los diferentes grupos de costos, a fin de considerar, por ejemplo, la inflación.

En general, los costos pueden dividirse en dos tipos: los desembolsos no periódicos y los llamados pagos recurrentes. Además, los costos se subdividen en los siguientes grupos de costos

- relacionados con el capital,
- relacionados con la demanda,
- relacionados con el funcionamiento, y
- otros costos.

Tabla 18 Ejemplos de tipos de costos

costos relacionados con el capital	costos relacionados con la demanda	costos relacionados con el funcionamiento	otros costos
Inversiones para la planta	Costos de electricidad (si no se calculan como inversión)1	Costos de mantenimiento	Costos del seguro
Planificación de la planta		Costos de la mano de obra	Costos de demolición y desecho
Infraestructura e instalación		Costos de reparación	

En el caso de determinar la ventaja de un proyecto potencial mediante el método de la anualidad, los ingresos también se convierten en una anualidad. La diferencia entre la anualidad de los ingresos y la suma de las anualidades de los Costos relacionados con el

[1] Los costos de la electricidad pueden considerarse como costos de inversión o como pagos periódicos. El primer escenario supone que el propietario del proyecto construye el parque eólico y el electrolizador. Paga los CAPEX (costos relacionados con el capital) y los OPEX (costos relacionados con la operación) del parque eólico. El segundo escenario supone que el propietario del electrolizador compra la electricidad al propietario del Parque eólico. En este caso, los costos de la electricidad serían costos relacionados con la demanda, ya que sólo se pagarían cuando el electrolizador esté en funcionamiento

capital, la demanda, la explotación y otros costos es igual a la anualidad total de todos los costos de una instalación.
Dado que este proyecto sólo analiza los costos de producción de hidrógeno y que los ingresos dependen en gran medida del uso del hidrógeno, no se tienen en cuenta los ingresos potenciales de las ventas de hidrógeno.

El costo nivelado del hidrógeno (LCOH) se calcula mediante la ecuación

$$LCOH = \frac{anualidad\ total\ \left[\frac{\$}{a}\right]}{hidrógeno\ producido\ \left[\frac{kg}{a}\right]}\ \left[\frac{\$}{kg}\right]$$

El hidrógeno producido por año se calcula utilizando la potencia eléctrica del electrolizador, el consumo de energía del sistema por kg de hidrógeno (eficiencia) y las horas de carga completa.

$$hidrógeno\ producido = \frac{energía\ eléctrica\ [kW] x\ FLH\ \left[\frac{h}{a}\right]}{eficiencia\ \left[\frac{kWh}{kg}\right]}\ \left[\frac{kg}{a}\right]$$

6.1.1 Descripción del cálculo de los costos de producción de hidrógeno

Los Costos de producción de hidrógeno consisten en los costos individuales de los siguientes elementos/componentes:

- Generación de electricidad
- Red eléctrica
- Electrolizador
- Suministro de agua
- Transporte de hidrógeno

Los costos de estos elementos/componentes dependen del escenario elegido y se calculan para cada variación:

- Ubicación del electrolizador
- Ubicación del Parque eólico
- Ubicación del consumidor
- Tecnología de transport

Los gastos de capital y los gastos de operación de cada elemento/componente se calculan por separado mediante el método de la anualidad ($/año) y se relacionan con la cantidad anual de hidrógeno producida (kg/año) para obtener los costos por kg de hidrógeno producido ($/kg).

A continuación, se suman estos costos por elemento:
Costo de producción de hidrógeno ($/kg) =

Costo anual de la generación de electricidad / cantidad de hidrógeno producida anualmente
+ Costos anuales de la red eléctrica / cantidad anual de hidrógeno producida
+ Costos anuales del electrolizador / cantidad anual de hidrógeno producida
+ Costos anuales de Transporte de hidrógeno / cantidad anual de hidrógeno producida

+ Costos anuales del suministro de agua / cantidad anual de hidrógeno producida

Haciendo el cálculo de esta manera (paso a paso), se pueden comparar y analizar los componentes individuales de los costos.

La cantidad de hidrógeno producida anualmente se determina de la siguiente manera:
- La producción de hidrógeno [kg/año] resulta de la capacidad del electrolizador * las horas de carga completa * el rendimiento del electrolizador.
- Las horas de carga completa del electrolizador dependen del suministro de energía teniendo en cuenta la ubicación del Parque eólico, respectivamente la ubicación de la central eléctrica híbrida y las condiciones del recurso eólico y solar en esos lugares.

Un análisis de sensibilidad adicional proporcionará la sensibilidad de los parámetros en la Tabla 20. Estos cálculos se realizan para algunos escenarios seleccionados.

6.2 Cálculo del LCOE y congráficación del sistema híbrido

El diseño de una planta electrolizadora alimentada por energías renovables para producir hidrógeno verde debe tener en cuenta los cálculos de suministro de energía, los costos energéticos y los costos operativos para encontrar la congráficación óptima. En este capítulo se presenta un enfoque para el cálculo del LCOE de cuatro sitios en Río Negro como base para el análisis posterior y la toma de decisiones. La atención se centra en la eficiencia económica de un suministro combinado de electricidad mediante una central híbrida (eólica y solar).

El resultado de este enfoque es una congráficación de una planta combinada de energía eólica y solar para alimentar el electrolizador que conduce al LCOH más bajo, aunque el LCOE podría ser mayor.

6.2.1 Metodología

Para determinar la cuota económicamente óptima de energía solar y eólica para abastecer una planta electrolizadora en las cuatro localizaciones definidas en Río Negro (Cerro Policía, El Solito, Laguna de la Retención y Pomona), se requieren datos eólicos y solares, asunciones económicas y una fórmula para calcular el LCOE. Las series temporales eólicas y solares fueron proporcionadas por el proyecto de base de datos abiertos de sistemas energéticos renewables.ninja (Pfenninger und Staffell 2016), las asunciones económicas se tomaron de (Armijo und Philibert 2020), y la fórmula del LCOE se desarrolló de acuerdo con las directrices (Verein deutscher Ingenieure VDI 2012a, 2012b).

En primer lugar, se generaron los sets de datos de series temporales horarias para Cerro Policía, El Solito, Laguna de la Retención y Pomona para la energía eólica y solar con ajustes específicos. Para determinar los datos de producción eólica se utiliza como referencia un aerogenerador Vestas V112 3000 con una altura de buje de 112 metros. Para determinar los datos solares se eligió un ángulo de 40°, sin seguimiento y con pérdidas del sistema del 10%.

Tabla 19: Coordenadas de los sitios de las centrales eléctricas híbridas

	lat	lon
Cerro Policía	-39.370912	-68.458938
El Solito	-39.933766	-65.194886
Laguna de la Retención	-40.8541944	-65.4655556

Pomona	-39.598538	-65.829253

Los datos eólicos y solares horarios de renewables.ninja se utilizaron para crear factores (en adelante denominados "factores de carga parcial") para la potencia generada por hora y por unidad de capacidad instalada. Por ejemplo: la potencia generada por un aerogenerador con una capacidad de 1 MW entre las 0:00 y la 1:00 del 1 de enero fue de 870 kWh, el factor de carga parcial para este intervalo de tiempo es de 0,87.

Para determinar la proporción óptima de la potencia eólica y fotovoltaica instalada, se realizan cálculos con diferentes capacidades instaladas de potencia eólica y fotovoltaica. La potencia fotovoltaica varía entre el 35-75% de la potencia de electrólisis, además se analizó el 0% y el 5% para mostrar el LCOE más bajo posible. En el caso de la energía eólica, la potencia instalada se considera entre el 90 y el 150% de la potencia de electrólisis.

El costo nivelado de la electricidad (LCOE) se calculó mediante la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{I_0 * a + A_1 * a * b}{M_{1,el}}$$ con LCOE en US$/MWh

I_0 Costos de inversión in USD
A_1 Costo anual total en USD en el año 1
a Factor de anualidad (calculado a partir de la tasa de interés y del periodo de observación)
b Factor de valor en efectivo (calculado a partir de la tasa de interés y el período de observación y la tasa de aumento de los costos)
$M_{1,el}$ Cantidad de energía eléctrica generada en MWh en el año 1

Para el cálculo del LCOE se han tomado las siguientes premisas:

Tabla 20: Parámetros para el cálculo del LCOE

Parámetro	Valor	Referencia
CAPEX solar [USD/kW]	740	(Armijo und Philibert 2020)
CAPEX eólico [USD/kW]	1300	(Armijo und Philibert 2020)
OPEX solar [USD/(kW*a)]	12.58	(Armijo und Philibert 2020)
OPEX eólico [USD/(kW*a)]	26	(Armijo und Philibert 2020)
Periodo de observación [a]	25	(Armijo und Philibert 2020)
Tasa de interes	0.08	decided by the project team
Tasa de aumento de costos	0.017	decided by the project team

6.2.2 Resultados del análisis de parque eólico

Los resultados del análisis de los datos proporcionados se muestran en la Tabla 21. Estos se utilizan como parámetros de entrada para el cálculo de la LCOH.

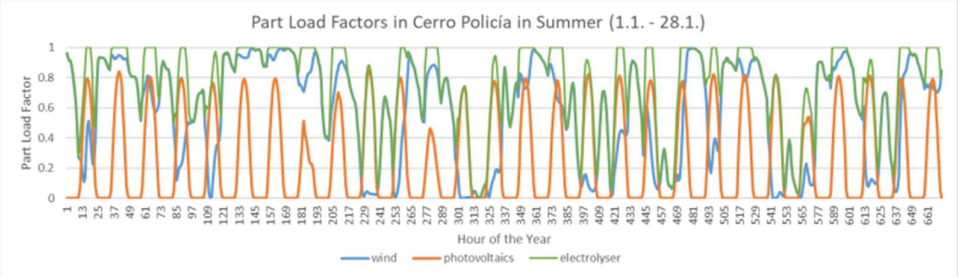
Tabla 21: Horas de carga completa de parque eólico, planta fotovoltaica y electrólisis

	FLH eólico, (proveído por Rio Negro)	FLH eólico, (Pfenninger und Staffell 2016)	FLH PV (Pfenninger und Staffell 2016)	FLH Ely (wind only)
Cerro Policía	4380	4420	1794	4380
Pomona	3793	4310	1729	4095[1]
El Solito	no se ha proveído	4378	1711	4159[2]
Laguna de la Retención	4152	4381	1708	4152

6.2.3 Resultados de la congráficación de Planta híbrida

Debido a las escasas diferencias entre las cuatro ubicaciones, todas las gráficas siguientes proporcionan datos a modo de ejemplo para Cerro Policía.

En la Gráfica 32 y la Gráfica 33 se muestra un ejemplo de los factores de carga parcial de la energía eólica y fotovoltaica, así como la carga resultante del electrolizador. Ambas gráficas muestran el efecto de la energía eólica y solar combinada en las horas de funcionamiento del electrolizador.

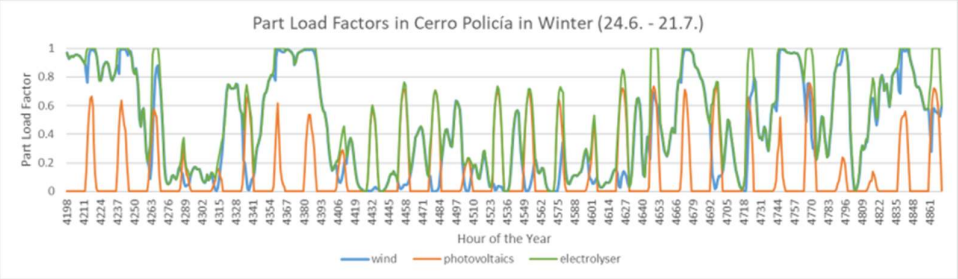


Gráfica 32: Factores de carga parcial de la planta eólica, la fotovoltaica y el electrolizador en Cerro Policía en el verano argentino

Una planta fotovoltaica adicional ayuda a suministrar energía al electrolizador durante los días de baja velocidad del viento y permite una producción de hidrógeno mejor y más constante.

[1] Debido a la gran desviación respecto al FLH del viento en Pomona, los cálculos se han realizado con el 95% del FLH de planta eólica de de Pfenninger und Staffell 2016.

[2] 95% del FLH de planta eólica de Pfenninger und Staffell 2016.



Gráfica 33: Factores de carga parcial de la planta eólica, la fotovoltaica y el electrolizador en Cerro Policía en el invierno argentino

A partir del análisis de las series temporales para cada combinación de tamaño del Parque eólico y tamaño de la planta solar, se calcularon las horas de plena carga del electrolizador.

La Gráfica 34 muestra el efecto de diferentes capacidades instaladas en las horas de carga completa del electrolizador. Un aumento de la capacidad eólica, así como de la capacidad fotovoltaica, conduce a un aumento de las FLH del electrolizador (cambio de color de rojo para los valores más bajos a verde para los valores más altos). Por lo tanto, el mayor número de FLH corresponde a la mayor capacidad instalada.

		Wind [MW]												
		90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150
PV[MW]	0	3,978	4,199	4,420	4,620	4,792	4,944	5,081	5,204	5,316	5,417	5,509	5,592	5,670
	5	4,068	4,289	4,506	4,699	4,865	5,014	5,148	5,269	5,379	5,478	5,568	5,651	5,728
	35	4,567	4,760	4,944	5,113	5,261	5,395	5,517	5,629	5,730	5,821	5,904	5,980	6,050
	40	4,638	4,827	5,009	5,175	5,322	5,454	5,574	5,684	5,784	5,874	5,956	6,031	6,100
	45	4,707	4,892	5,071	5,235	5,380	5,511	5,630	5,739	5,837	5,926	6,007	6,080	6,149
	50	4,773	4,956	5,132	5,294	5,438	5,567	5,685	5,792	5,889	5,977	6,056	6,129	6,196
	55	4,838	5,017	5,192	5,352	5,494	5,621	5,738	5,843	5,939	6,026	6,104	6,176	6,243
	60	4,900	5,077	5,250	5,408	5,548	5,674	5,789	5,894	5,988	6,074	6,152	6,223	6,289
	65	4,960	5,136	5,306	5,463	5,601	5,726	5,839	5,943	6,036	6,121	6,198	6,268	6,333
	70	5,019	5,192	5,361	5,515	5,652	5,776	5,888	5,990	6,083	6,167	6,244	6,313	6,377
	75	5,076	5,247	5,413	5,567	5,702	5,824	5,936	6,037	6,129	6,212	6,288	6,356	6,420

Gráfica 34: horas de carga complete para la planta electrolizadora en Cerro Policía

Al considerar el cálculo del costo nivelado del hidrógeno (LCOH), la proporción óptima de energía eólica y solar instalada es diferente en contraste con la proporción para el LCOE más bajo. Mientras que el LCOE más bajo se obtiene, como es de esperar, sólo con energía eólica, el aumento del FLH del electrolizador es el responsable de la ventaja de un mayor porcentaje de energía solar en el caso del cálculo de los LCOH.

		Wind [MW]												
		90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150
PV[MW]	0	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35
	5	34,63	34,61	34,60	34,59	34,58	34,57	34,56	34,55	34,54	34,54	34,53	34,53	34,52
	35	36,04	35,97	35,90	35,83	35,77	35,72	35,67	35,62	35,58	35,53	35,50	35,46	35,43
	40	36,25	36,16	36,09	36,01	35,95	35,89	35,83	35,78	35,73	35,69	35,64	35,60	35,57
	45	36,45	36,35	36,27	36,19	36,12	36,05	35,99	35,94	35,88	35,83	35,79	35,74	35,70
	50	36,64	36,54	36,45	36,36	36,29	36,21	36,15	36,09	36,03	35,97	35,92	35,88	35,83
	55	36,82	36,71	36,62	36,53	36,45	36,37	36,30	36,23	36,17	36,11	36,06	36,01	35,96
	60	37,00	36,88	36,78	36,69	36,60	36,52	36,45	36,38	36,31	36,25	36,19	36,14	36,09
	65	37,17	37,05	36,94	36,84	36,75	36,67	36,59	36,52	36,45	36,38	36,32	36,26	36,21
	70	37,33	37,21	37,10	37,00	36,90	36,81	36,73	36,65	36,58	36,51	36,45	36,39	36,33
	75	37,49	37,36	37,25	37,14	37,04	36,95	36,86	36,78	36,71	36,64	36,57	36,51	36,45

Gráfica 35: LCOE de Planta híbridas en Cerro Policía [$/MWh]

		Wind [MW]												
		90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150
PV[MW]	0	5,0440	4,8681	4,7098	4,5867	4,5013	4,4388	4,3931	4,3612	4,3400	4,3285	4,3249	4,3275	4,3343
	5	4,9839	4,8147	4,6655	4,5545	4,4758	4,4180	4,3763	4,3469	4,3280	4,3182	4,3159	4,3194	4,3270
	35	4,7121	4,5999	4,5041	4,4294	4,3757	4,3367	4,3090	4,2907	4,2807	4,2780	4,2816	4,2902	4,3025
	40	4,6841	4,5787	4,4879	4,4164	4,3653	4,3283	4,3023	4,2853	4,2763	4,2746	4,2791	4,2884	4,3014
	45	4,6599	4,5601	4,4735	4,4050	4,3563	4,3211	4,2966	4,2808	4,2730	4,2722	4,2775	4,2876	4,3012
	50	4,6385	4,5439	4,4607	4,3951	4,3485	4,3151	4,2919	4,2774	4,2707	4,2708	4,2770	4,2876	4,3017
	55	4,6199	4,5295	4,4496	4,3865	4,3420	4,3103	4,2885	4,2751	4,2694	4,2705	4,2772	4,2883	4,3028
	60	4,6036	4,5169	4,4399	4,3794	4,3369	4,3066	4,2861	4,2739	4,2691	4,2709	4,2781	4,2896	4,3045
	65	4,5894	4,5058	4,4320	4,3738	4,3331	4,3042	4,2849	4,2737	4,2697	4,2719	4,2795	4,2915	4,3068
	70	4,5770	4,4968	4,4257	4,3697	4,3305	4,3028	4,2846	4,2743	4,2709	4,2736	4,2816	4,2941	4,3097
	75	4,5667	4,4896	4,4209	4,3667	4,3289	4,3025	4,2852	4,2756	4,2728	4,2760	4,2845	4,2974	4,3133

Gráfica 36: LCOH genérico de un electrolizador en Pomona alimentado por una Planta híbrida en Cerro Policía [$/kg]

El método de cálculo de los LCOE y LCOH que se muestra aquí como ejemplo para una central eléctrica híbrida en Cerro Policía se llevó a cabo para todas las combinaciones de ubicación de la central eléctrica híbrida y del electrolizador. La siguiente Tabla 22 muestra las configuraciónes del sistema híbrido resultante para cada combinación de fuente de electricidad y ubicación del electrolizador.

Tabla 22: Congráficación del sistema híbrido y FLHs resultantes del electrolizador

Ubicación de Planta híbrida		**Pomona**	**El Solito**	**Laguna de la Retención**
Cerro Policía	Congráficación	130 Eólico 60 PV	135 Eólico 70 PV	135 Eólico 70 PV
	FLHs resultantes del electrolizador	5988	6167	6167
en el lugar del electrolizador (Po, ElS, LR)	Congráficación	135 Eólico 60 PV	135 Eólico 60 PV	135 Eólico 70 PV
	FLHs resultantes del electrolizador	6020	6158	6235

En realidad, la optimización de la Planta híbrida debe llevarse a cabo para cada uno de los 78 escenarios, ya que los costos de transporte y los procesos posteriores opcionales varían. Cada cambio en los datos de los costos puede provocar cambios en la congráficación de la Planta híbrida óptima. Los valores presentados en este capítulo se han calculado con costos de transporte medios y, por tanto, no son idénticos a los resultados de los cálculos detallados de LCOH del capítulo siguiente.

6.3 Hipotésis y parámetros de cálculo

Los parámetros técnicos y económicos utilizados para realizar los cálculos de LCOH se muestran en la Tabla 23.

Tabla 23: Parámetros de cálculo

Parámetro	**Escenario doméstico**	**Escenario de exportación**	**Unidad**
Capacidad del electrolizador P	100	500	MW_{el}
Eficiencia del electrolizador η	67.3	68.2	%
Vida útil de la pila	80,000	90,000	h
Tasa de interés i	8	8	%
Tasa de aumento de los costos r	1.7	1.7	%
Periodo de observación	25	25	años

La base del análisis de costos son los supuestos de CAPEX y OPEX presentados en la Tabla 24.

Tabla 24: CAPEX y OPEX de las diferentes rúbricas de costos

Componente	CAPEX	OPEX	Comentario	Fuente
Parque eólico	1300 $/kW	26 $/(kW*a)		(Armijo und Philibert 2020)
PV	740 $/kW	12.5 $/kW*a		(Armijo und Philibert 2020)
Red eléctrica 500 kV	735,540 $/km	2% de CAPEX		(Claudi 2015)
Red eléctrica 132 kV	245,180 $/km	2% de CAPEX		(Claudi 2015)
Subestación	245 $/kW	2% de CAPEX		(Dambeck et al. 2020b)
Electrolizador Escenario doméstico	834 $/kW	15.27 $/kW*a	2025; 100 MW	curva de costos IEE
Electrolizador Escenario de exportación	724 $/kW	11.94 $/(kW*a)	2030; 500 MW	curva de costos IEE
Infraestructura y agua	110 $/kW	1% de CAPEX	suministro de agua, etc.	Análisis IEE
Tubería Escenario de exportación	500,000 $/km	2% de CAPEX		(Reuß et al. 2017)
Tubería Escenario domésticos	450,000 $/km	2% de CAPEX		(Reuß et al. 2017)
Camión	185,000 $	12% de CAPEX	500 km/d	(International Energy Agency (IEA) 2019a)
Remolque	650,000 $	2% de CAPEX	670 kg/remolque	(International Energy Agency (IEA) 2019a)
Almacenamiento de GH2	41,74 $/kg	3% de CAPEX		(International Energy Agency (IEA) 2019a)
licuefacción eólico	196,114,000 $	3% de CAPEX		(Reuß et al. 2017)
licuefacción hibrido	232,921,000 $	3% de CAPEX		(Reuß et al. 2017)
Almacenamiento y terminal LH2	114,928,125 $	3% de CAPEX		(International Energy Agency (IEA) 2019a)
Barco	104,201,500 $	3% de CAPEX	Capacidad: 2500 t LH_2	(International Energy Agency (IEA) 2019a)

Analizando el documento proporcionado "Localizaciones V2" se obtienen las longitudes de las nuevas líneas de alta tensión que se van a instalar.

Tabla 25: Distancias para el transporte de electricidad (línea de transmisión instalada adicionalmente)

	Distancia

Cerro Policía --> Pomona	9,77 km
Cerro Policía --> El Solito	75 km
Cerro Policía --> Laguna de la Retención	9,53 km
Cerro Policía --> Chocón	5 km

Las distancias para el transporte de hidrógeno como base para el cálculo de los costos de transporte se resumen en la siguiente tabla. En el anexo se pueden encontrar gráficas adicionales que explican las distancias.

Tabla 26: Distancias para el transporte de hidrógeno en Escenario doméstico

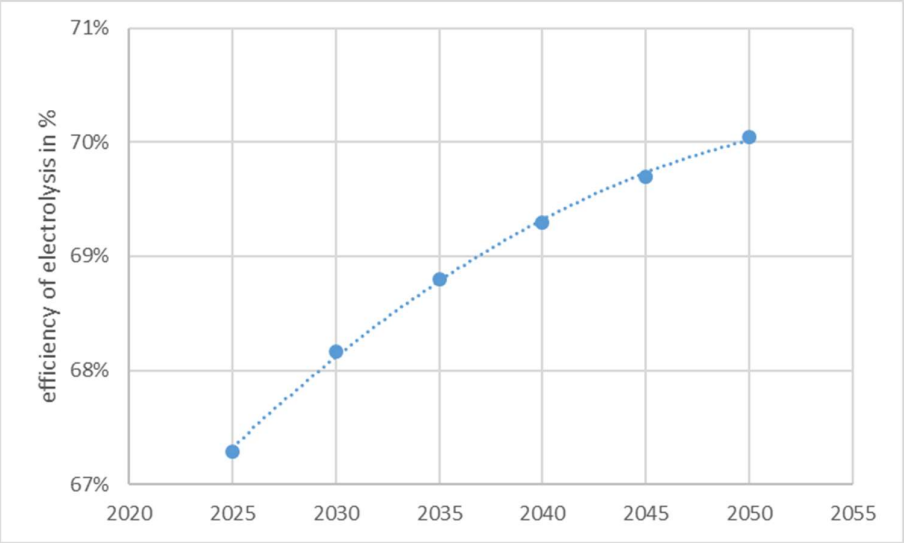
Ubicación del electrolizador	destino	distancia tubería	distancia Camión
Pomona	Cipoletti	200 km	262 km
Pomona	Bahia Blanca	325 km	360 km
El Solito	Cipoletti	265 km	325 km
El Solito	Bahia Blanca	285 km	386 km
Laguna de la Retención	Cipoletti	340 km	450 km
Laguna de la Retención	Bahia Blanca	290 km	375 km
Chocón	Refinería en Plaza Huincul	55 km	90 km
Chocón	Refinería en Bahía Blanca	560 km	622 km
Chocón	Movilidad en Cipolletti	75 km	90 km

Las distancias para el transporte de hidrógeno desde la fábrica de hidrógeno hasta el puerto a través de una tubería se presentan en la Tabla 27.

Tabla 27: Distancia para el transporte de hidrógeno al puerto en Escenario de exportación

Ubicación del electrolizador	destino	distancia tubería
Pomona	Port San Antonio Oeste	160 km
El Solito	Port San Antonio Oeste	100 km
Laguna de la Retención	Port San Antonio Oeste	30 km

En la Gráfica 37 se muestran las hipótesis sobre el aumento de la eficiencia de la electrólisis a lo largo del tiempo debido a los efectos de aprendizaje.

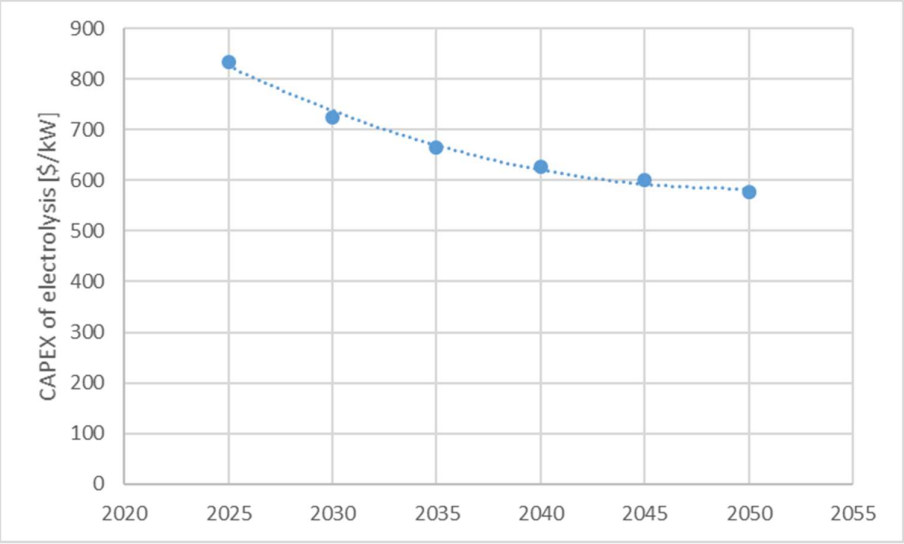


Gráfica 37: Eficiencia de la electrólisis

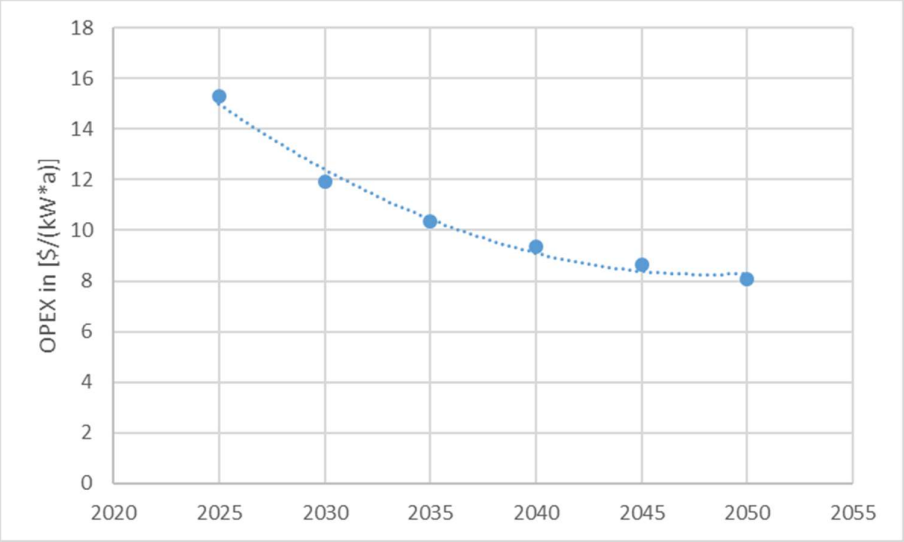
Las hipótesis sobre la reducción de los costos a lo largo del tiempo se presentan en la Gráfica 38 y la Gráfica 39.

Las curvas de costos se generaron dentro del IEE teniendo en cuenta las siguientes fuentes:

- (Bertuccioli et al. 2014)
- (Smolinka et al. 2018b)
- (Bazzanella und Ausfelder 2017)
- (International Energy Agency (IEA) 2019a)
- (van 't Noordende und Ripson 2020)
- (Hydrogen Council 2020)



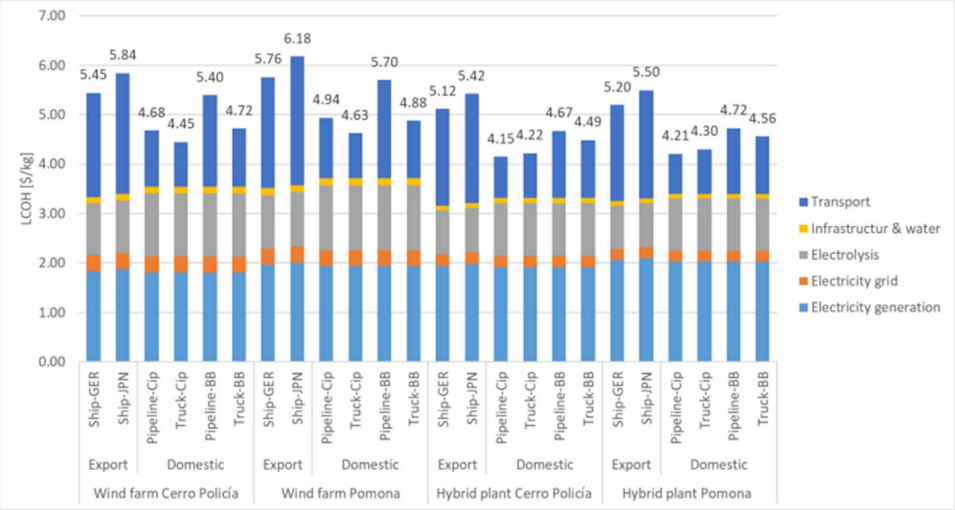
Gráfica 38: CAPEX de la electrólisis



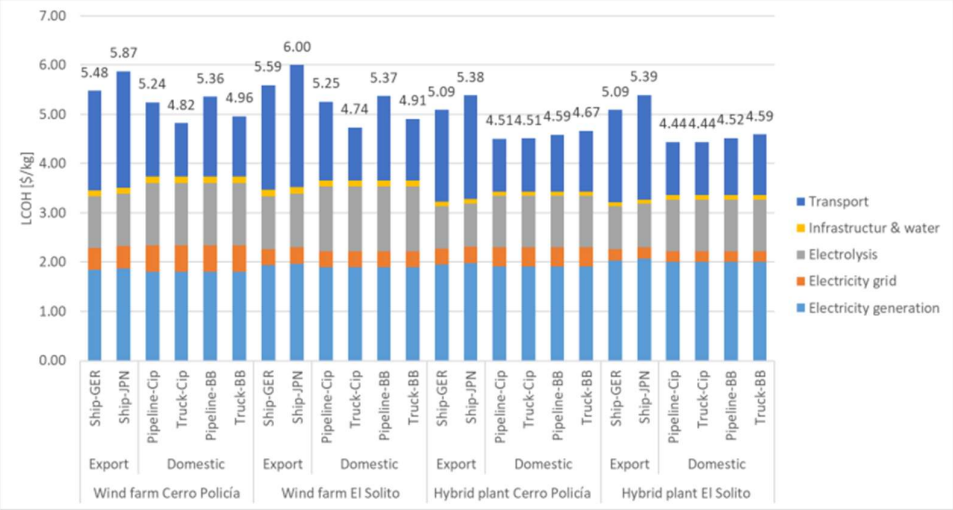
Gráfica 39: OPEX de la electrólisis

6.4
Resultados de los cálculos de LCOH

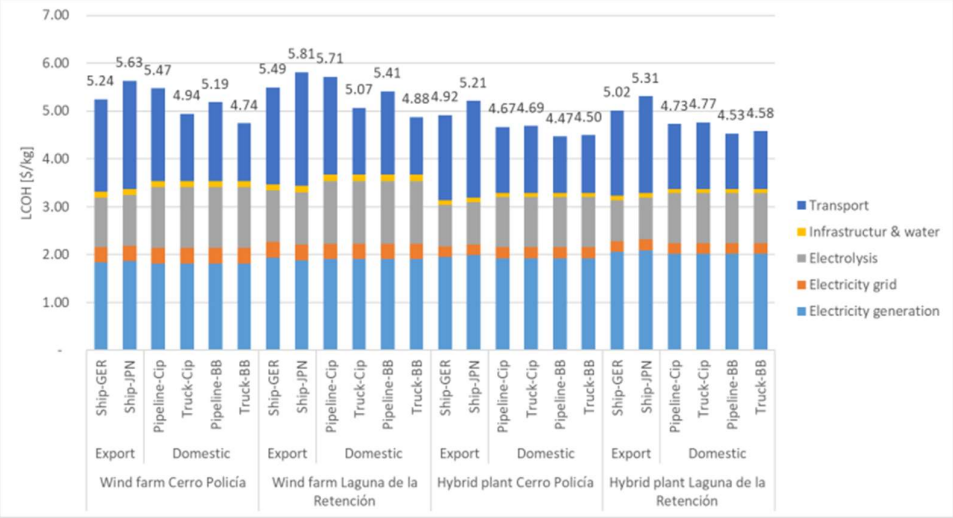
En las siguientes 4 gráficas, los resultados del cálculo de LCOH se resumen gráficamente para cada ubicación del electrolizador. Los resultados del cálculo del LCOH también se incluyen en una tabla de Excel aparte.



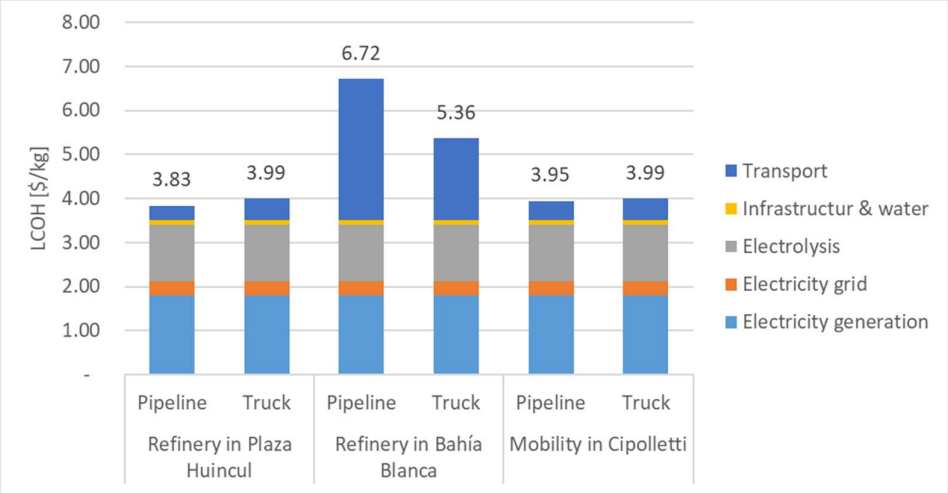
Gráfica 40 LCOH en $/kg para todos los escenarios para la ubicación del electrolizador Pomona.



Gráfica 41: LCOH en $/kg para todos los escenarios para la ubicación del electrolizador El Solito.



Gráfica 42: : LCOH en $/kg para todos los escenarios para la ubicación del electrolizador Laguna de la Retención.



Gráfica 43: LCOH en $/kg para todos los escenarios para la ubicación del electrolizador El Chocón.

Los resultados muestran que los costos de producción de hidrógeno, incluyendo el transporte, están entre 4,15 $/kg y 6,18 $/kg para Pomona, entre 4,44 $/kg y 6,00 $/kg para El Solito, entre 4,47 $/kg y 5,81 $/kg para Laguna de la Retención, y entre 3,83 $/kg y 6,72 $/kg para El Chocón. Las siguientes Tablas resumen los valores mínimos, máximos y medios tanto para la exportación como para el Escenario doméstico.

El Chocón tiene el LCOH más bajo (menos de 4 $/kg). Los LCOH son tan bajos debido a los bajos costos de generación de electricidad y especialmente cuando el consumidor de hidrógeno está cerca de la ubicación del electrolizador. Debido a la distancia a Bahía Blanca, el LCOH más alto de todos los escenarios se determina también para El Chocón (para Cho-WF/CP-domestic-100-pipeline-BB).

Tabla 28: Valores mínimos, máximos y medios de todas las ubicaciones de los electrolizadores, tanto para la exportación como para el Escenario doméstico.

Costos en $/kg	Pomona	El Solito	Laguna de la Retención	Chocón
Promedio de todos los escenarios	4.97	5.03	5.04	4.64
Mínimo todos los escenarios	4.15	4.44	4.47	3.83
Máximo todos los escenarios	6.18	6.00	5.81	6.72

Tabla 29: Valores mínimos, máximos y medios de todas las ubicaciones de los electrolizadores para el Escenario de exportación

Costos en $/kg	Pomona	El Solito	Laguna de la Retención	Chocón
Promedio Escenario de exportación	5.56	5.49	5.33	
Mínimo escenario de exportación	5.12	5.09	4.92	

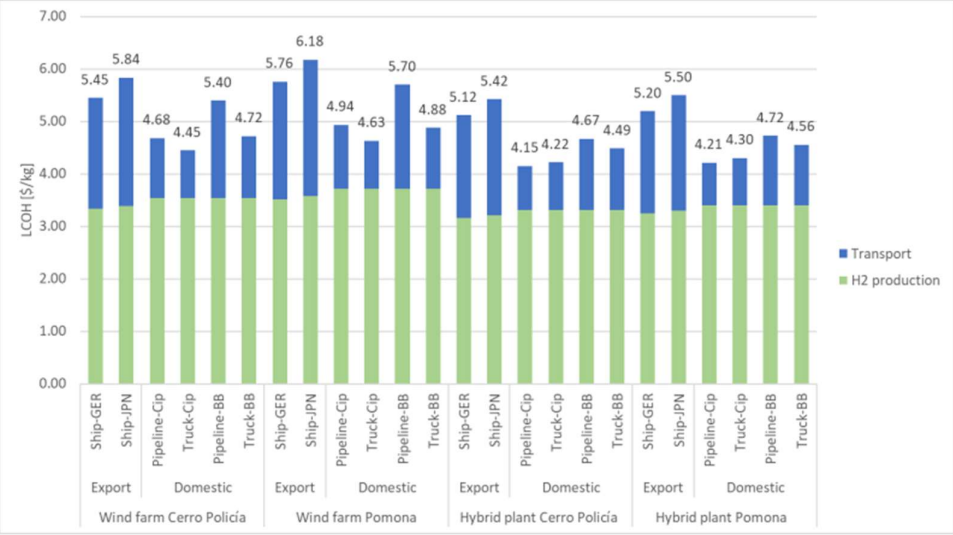
Máximo escenario de exportación	6.18	6.00	5.81	

Tabla 30: Valores mínimos, máximos y medios de todas las ubicaciones de los electrolizadores para el Escenario doméstico.

Costos en $/kg	**Pomona**	**El Solito**	**Laguna de la Retención**	**Chocón**
Promedio escenario domésticos	4.67	4.82	4.91	4.64
Mínimo escenario doméstico	4.15	4.44	4.53	3.83
Máximo escenario doméstico	5.70	5.37	5.71	6.72

Los costos son más elevados para el Escenario de exportación que para el Escenario doméstico en todas las localidades. La diferencia es más evidente en Pomona, donde los costos de los escenarios de transporte son casi un 20% superiores a los del Escenario doméstico.

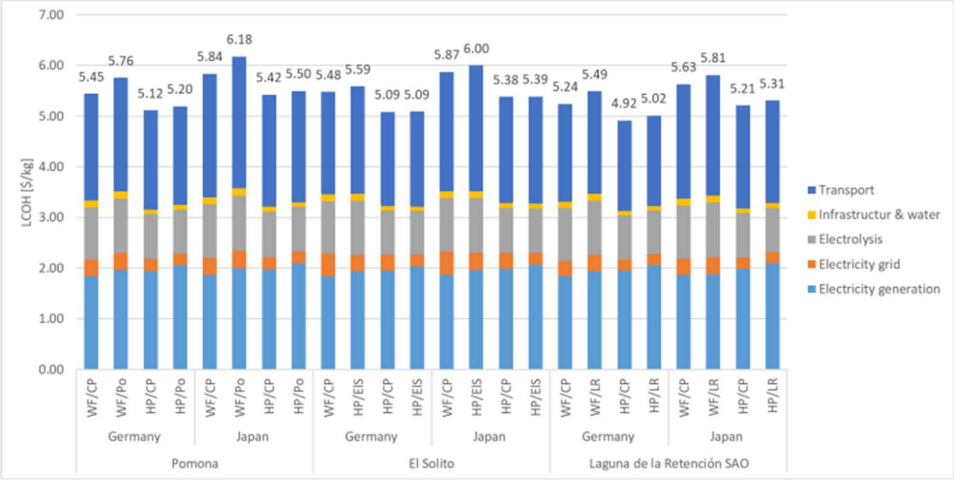
Aunque los costos puros de la producción de hidrógeno en el Escenario de exportación son ligeramente inferiores a los del Escenario doméstico, los costos de transporte son significativamente superiores en el Escenario de exportación. Utilizando el ejemplo de Pomona, La siguiente gráfica muestra las proporciones de la generación de hidrógeno (suma de las partes del costo de Generación de electricidad, red eléctrica, electrolizador e infraestructura) y del transporte.



Gráfica 44: LCOH en $/kg para todos los escenarios para la ubicación del electrolizador Pomona

La siguiente gráfica resume el Escenario de exportación para Pomona, El Solito y Laguna de la Retención. Los costos varían entre 4,98 y 6,18 $/kg. Los costos del hidrógeno transportado

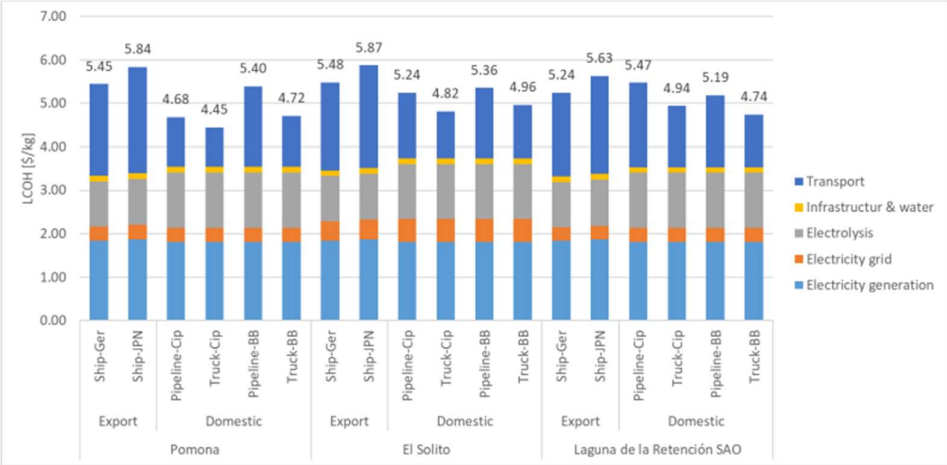
a Alemania como país consumidor son siempre ligeramente inferiores a los de Japón, ya que la distancia y el tiempo de viaje son más cortos y, por tanto, se necesitan menos barcos.



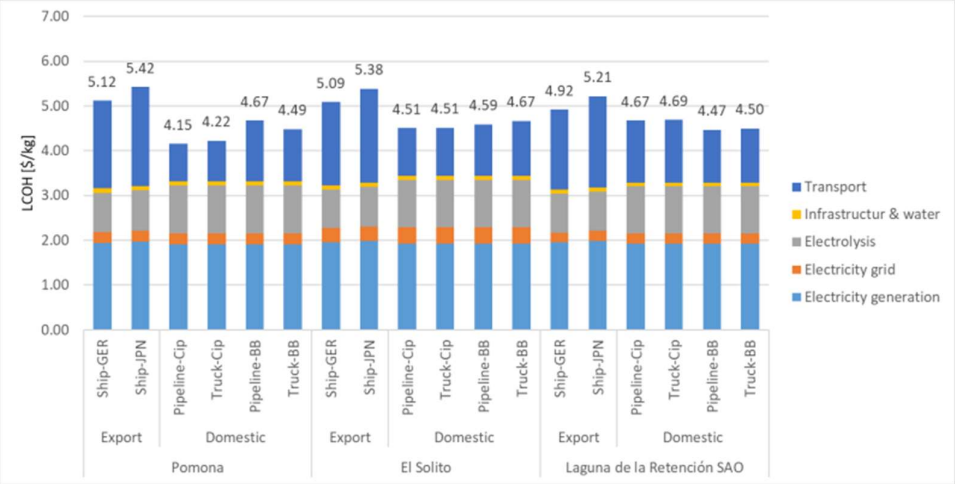
Gráfica 45: LCOH en $/kg para todos los escenarios de exportación para todos los sitios de electrolizador para Pomona, El Solito and Laguna de la Retención

Los costos del hidrógeno (en el Escenario de exportación) son menores en los escenarios con sistemas híbridos que con Parque eólicos solamente. Aunque los costos de generación de electricidad son mayores con los sistemas híbridos, se consiguen muchas más horas de carga completa del electrolizador, por lo que se puede producir más hidrógeno. Así, los costos anuales se distribuyen en una mayor cantidad de hidrógeno y los costos de producción de hidrógeno disminuyen. Véase también el capítulo 6.2.

Los siguientes gráficas muestran los mismos resultados pero con un desglose diferente. Un gráfica muestra todos los escenarios para el Parque eólico de Cerro Policía (para la generación de energía) y el segundo todos los escenarios para el sistema híbrido de Cerro Policía (para la generación de energía).



Gráfica 46 LCOH en $/kg para todos los escenarios con Parque eólico en Cerro Policía.

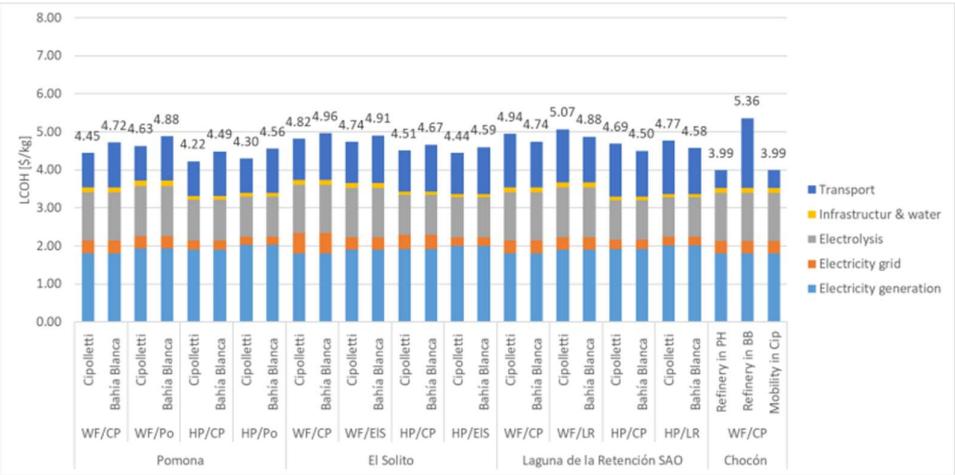


Gráfica 47 LCOH en $/kg para todos los escenarios con Planta híbrida en Cerro Policía

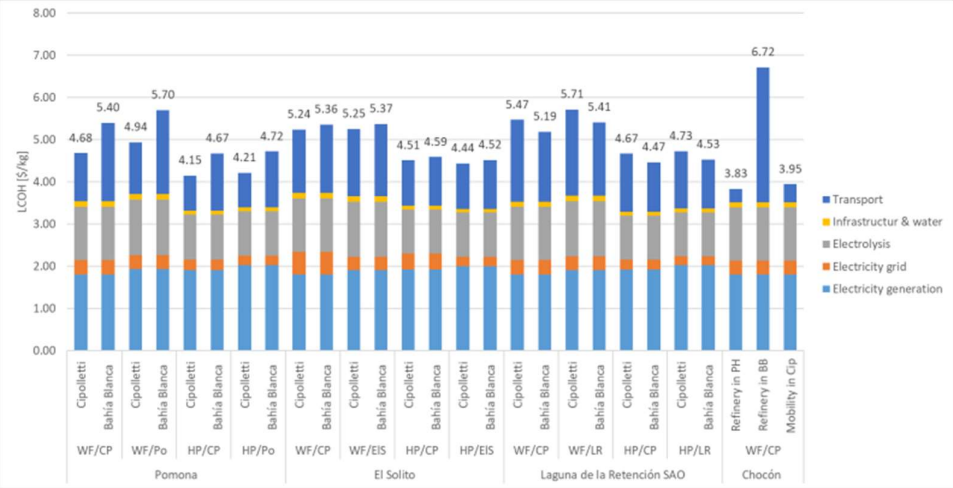
En el caso de escenario doméstico, los costos en los escenarios con sistemas híbridos en comparación con los de Parque eólico solo difieren en el transporte por camión y en el transporte por tubería. Con el transporte por camión en el caso de los escenarios domésticos, se consiguen menores LCOH si sólo se utiliza un Parque eólico en Cerro Policía. Por otro lado, se consiguen LCOH más bajos con el transporte por tubería si se utiliza un sistema híbrido en Cerro Policía.

La explicación es que surgen diferentes cantidades de hidrógeno en la misma ubicación del electrolizador en el caso respectivo de suministro a través del Parque eólico o del sistema híbrido. Esto lleva a que con planta híbrida y respectivamente mayores cantidades de hidrógeno la tubería es más rentable que el camión y, por el contrario, con menores cantidades el camión es más económico.

A continuación, todos los escenarios con transporte por camión se resumen en un gráfica y todos los escenarios con transporte por tubería se resumen en otro gráfica.



Gráfica 48 LCOH en $/kg para todos los escenarios con transporte en camión y remolque



Gráfica 49: LCOH en $/kg para todos los escenarios con transporte por tuberías

Estos resultados muestran que, en la mayoría de los escenarios, el transporte por camión es más barato que el transporte por tubería. Sin embargo, los resultados también muestran que la elección de la ubicación del consumidor doméstico tiene una influencia significativa debido a las diferentes distancias resultantes entre el electrolizador y el consumidor. Por lo tanto, siempre es necesario evaluar para cada ubicación de la electrólisis

- qué cantidades de hidrógeno se generan (esto depende de la capacidad del electrolizador y de las horas de carga completa del electrolizador, que dependen de la generación de electricidad seleccionada), y
- la ubicación del consumidor y, por tanto, la distancia entre el consumidor y el electrolizador.

En el capítulo 6.6 se describen dos escenarios seleccionados para el uso doméstico de hidrógeno y para la exportación de hidrógeno.

6.5 Análisis de sensibilidad

Un análisis de sensibilidad se llevó a cabo. Para ello se utilizó como ejemplo la ubicación del electrolizador Pomona, para esto se variaron los parámetros mencionados en la siguiente tabla. Los resultados se muestran en las siguientes gráficas.

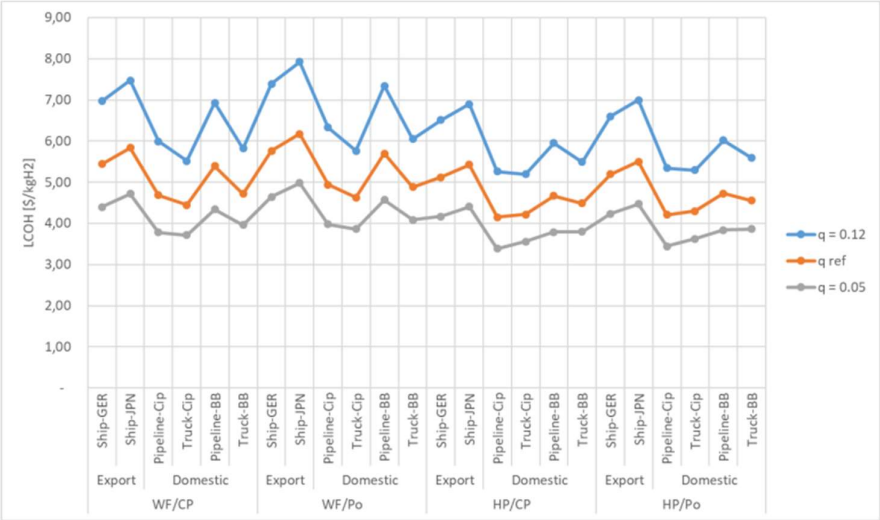
Tabla 31: Variación de los parámetros para el análisis de sensibilidad

Parametros	Unidad	Mínimo	Valor de referencia	Máximo
Tasa de interes	%	5	8	12
Cost escalation rate	%	1,45	1,7	2, 5, y 10
Vida útil de la pila	horas	- 30,000	80,000 / 90,000	+ 30,000
CAPEX electrolizador	$/kW	75% de la referencia	dependiendo del escenario	125% de la referencia
CAPEX todos los componentes	$/kW	75% de la referencia	dependiendo del escenario	125% de la referencia
OPEX todos los componentes	$/kW*a	75% de la referencia	dependiendo del escenario	125% de la referencia

Horas de carga completa de Generación de electricidad	horas/ año	80% de la referencia	dependiendo del escenario	120% de la referencia

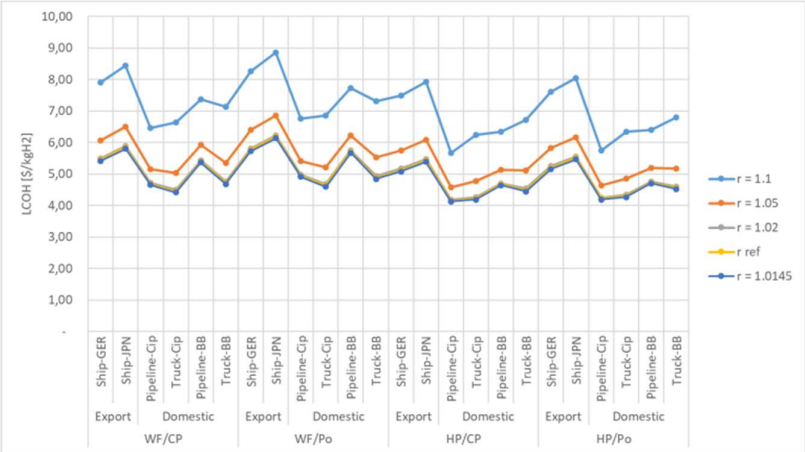
Las dos siguientes gráficas muestran los resultados del análisis de sensibilidad para las variaciones en la tasa de interés y la tasa de aumento de los costos.

Si la tasa de interés se incrementa del 8 al 12%, los costos de producción de hidrógeno aumentan de 0,97 a 1,75 US$/kg, respectivamente del 22 al 29%. Si la tasa de interés se reduce del 8 al 5%, los costos de producción de hidrógeno se reducen de 0,66 a 1,20 dólares/kg, es decir, del 15 al 20%.



Gráfica 50: Resultados del análisis de sensibilidad para la ubicación del electrolizador Pomona - valores absolutos de LCOH para diferentes tasas de interés.

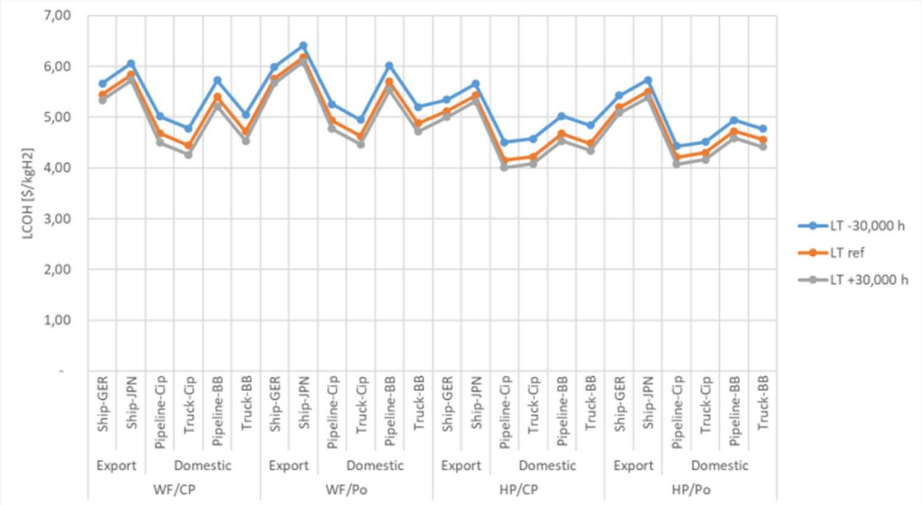
Si la tasa de aumento de los costos se incrementa del 1,7 al 2%, los costos de producción de hidrógeno sólo aumentan en unos pocos centavos por kilogramo o alrededor del 1%. Sin embargo, si la tasa de aumento de los costos se incrementa de 1,7 a 10%, los costos de producción de hidrógeno aumentan significativamente de 1,52 a 2,67 dólares por kilogramo o de 35 a 51%. Si la tasa de aumento de los costos se reduce de 1,7 a 1,45%, los costos de producción de hidrógeno sólo disminuyen en unos pocos centavos por kg o en alrededor de 1%.



Gráfica 51: Resultados del análisis de sensibilidad para la ubicación del electrolizador Pomona - valores absolutos de LCOH para diferentes tasas de aumento de costos.

La siguiente gráfica 52 muestra los resultados del análisis de sensibilidad para la variación de la vida útil de la pila.

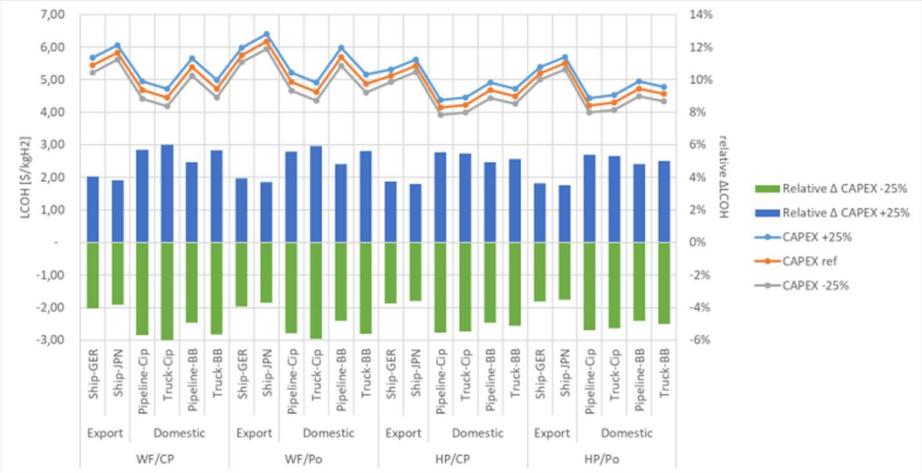
Si se aumenta la vida útil de la pila en 30.000 horas, los costos de producción de hidrógeno disminuyen entre 0,09 y 0,18 US$/kg, respectivamente entre el 1 y el 4%. Si la vida útil de la pila se reduce en 30.000 horas, los costos de producción de hidrógeno aumentan entre 0,21 y 0,35 dólares/kg, es decir, entre un 4 y un 9%.



Gráfica 52: Resultados del análisis de sensibilidad para la ubicación del electrolizador Pomona - LCOH para diferentes tiempos de vida de la pila.

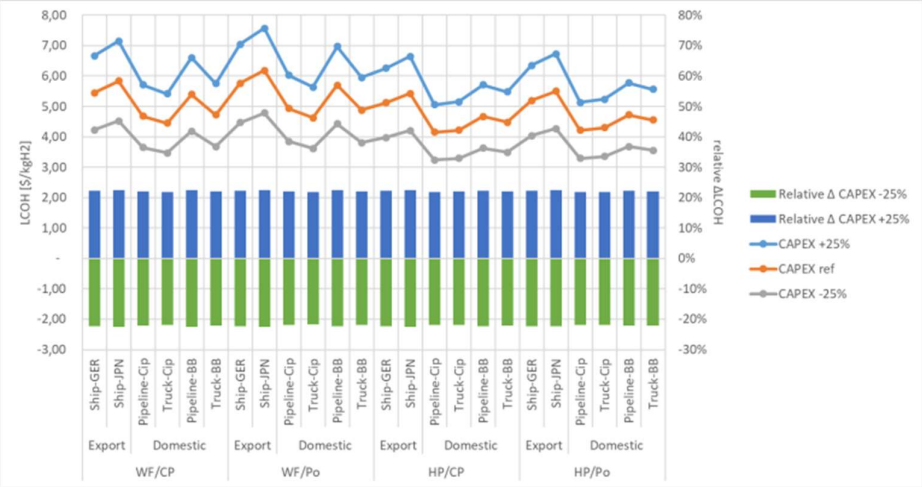
Las tres gráficas siguientes muestran los resultados del análisis de sensibilidad para la variación del CAPEX del electrolizador, el CAPEX de todos los componentes juntos y el OPEX de todos los componentes juntos.

Si el CAPEX del electrolizador se incrementa en un 25%, los costos de producción de hidrógeno aumentan entre 0,19 y 0,27 US$/kg, respectivamente entre un 4 y un 6%. Si el CAPEX del electrolizador se reduce en un 25 %, los costos de producción de hidrógeno disminuyen entre 0,19 y 0,27 dólares/kg o entre un 4 y un 6 %.



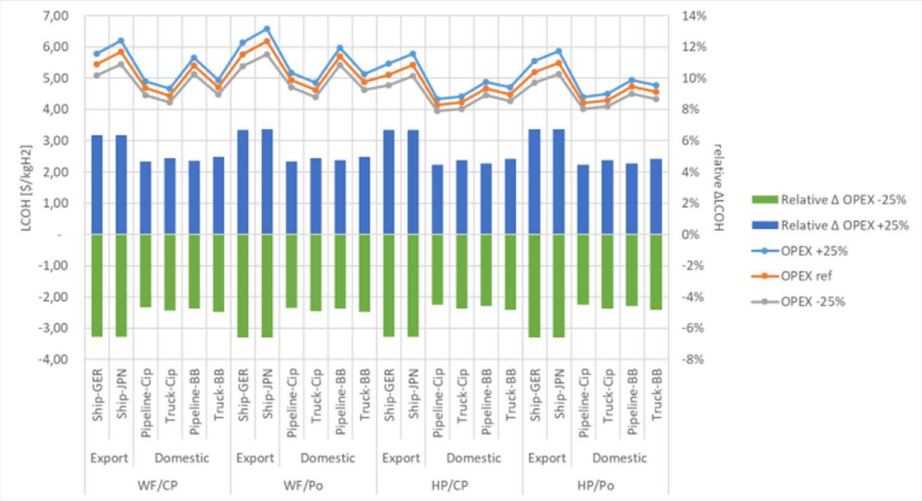
Gráfica 53: Resultados del análisis de sensibilidad para la ubicación del electrolizador Pomona - valores absolutos y cambios relativos de LCOH para diferentes CAPEX del electrolizador.

Si el CAPEX de todos los componentes juntos (producción de electricidad, conexión a la red, electrolizador, infraestructura y transporte) se incrementa en un 25%, los costos de producción de hidrógeno aumentan entre 0,91 y 1,39 US$/kg, respectivamente, en un 22%. Si los gastos de capital de todos los componentes se reducen en un 25%, los costos de producción de hidrógeno disminuyen entre 0,91 y 1,39 dólares/kg, respectivamente, en un 22%.



Gráfica 54: Resultados del análisis de sensibilidad para la ubicación del electrolizador Pomona - valores absolutos y cambios relativos de LCOH para diferentes CAPEX de todos los componentes juntos.

Si el OPEX de todos los componentes juntos (producción de electricidad, conexión a la red, electrolizador, infraestructura y transporte) se incrementa en un 25%, los costos de producción de hidrógeno aumentan entre 0,19 y 0,42 dólares/kg o entre un 4 y un 7%. Si se reducen los gastos generales de todos los componentes en un 25 %, los costos de producción de hidrógeno disminuyen entre 0,19 y 0,42 dólares/kg o entre un 4 y un 7 %.



Gráfica 55: Resultados del análisis de sensibilidad para la ubicación del electrolizador Pomona - valores absolutos y cambios relativos de LCOH para diferentes OPEX de todos los componentes juntos.

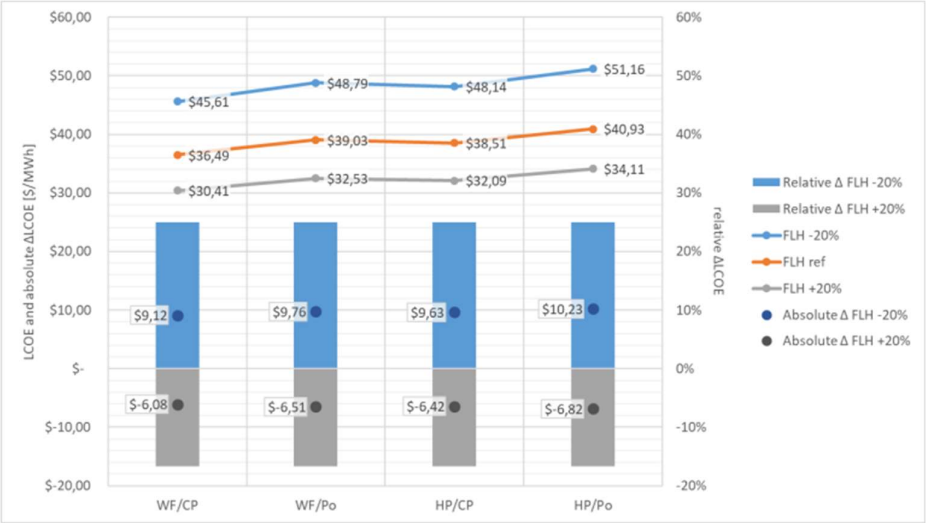
Las dos gráficas siguientes muestran los resultados del análisis de sensibilidad para la variación de las horas de carga completa de las plantas de generación de electricidad y por tanto en la variación resultante de las horas de carga completa del electrolizador. Para este cálculo, se supone que las horas de carga completa del Parque eólico de Cerro Policia o Pomona y de la Planta híbrida de Cerro Policia o Pomona son un 20 % superiores o inferiores a las determinadas en el capítulo 6.2.

La variación de las horas de carga completa de la planta de generación de electricidad da lugar a una modificación de los costos de producción de electricidad (LCOE) que también influye en los costos de producción de hidrógeno.

Si las horas de carga completa de la planta de generación de electricidad se incrementan en un 20%, los costos de producción de electricidad disminuyen entre 6,08 y 6,82 US$/MWh respectivamente. Si las horas de carga completa de la planta de generación de electricidad se reducen en un 20%, los costos de producción de electricidad aumentan entre 9,12 y 10,23 US$/MWh respectivamente un 25%. Los resultados del costo de la electricidad se resumen en la siguiente tabla.

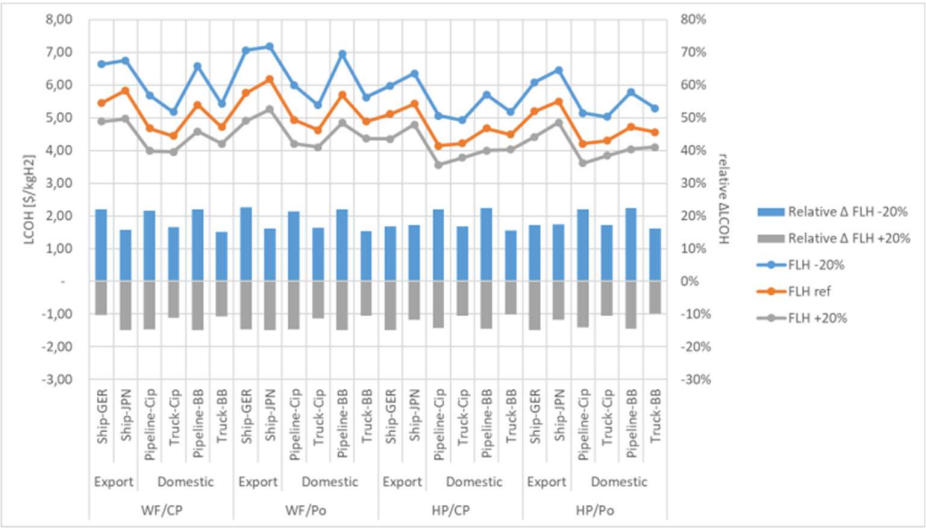
Tabla 32: Resultados del análisis de sensibilidad para diferentes generaciones de electricidad para la ubicación de Pomona - valores absolutos de LCOE en US$/MWh para diferentes horas de carga completa.

Generación de electricidad	FLH -20% LCOE en US$/MWh	FLH Valor de referencia	FLH+20%
WF/CP	45,61	36,49	30,41
WF/Po	48,79	39,03	32,53
HP/CP	48,14	38,51	32,09
HP/Po	51,16	40,93	34,11



Gráfica 56: Resultados del análisis de sensibilidad para la ubicación del electrolizador Pomona - valores absolutos y cambios relativos del LCOE para diferentes horas de carga completa.

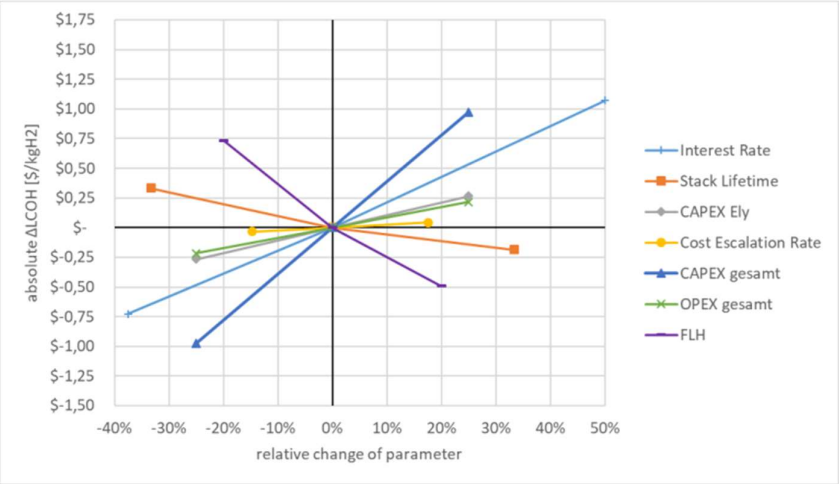
Para determinar los costos de producción de hidrógeno en los escenarios con mayores horas de carga completa, las horas de carga completa de los electrolizadores se incrementan en un 20% de acuerdo con el aumento de las horas de carga completa de la generación de electricidad y, además, se utiliza el LCOE modificado para la generación de electricidad. Con un 20% más de horas de carga completa, los costos de producción de hidrógeno disminuyen entre 0,44 y 0,92 USD/kg, respectivamente entre un 10 y un 15%. Con un 20% menos de horas de carga completa, los costos de producción de hidrógeno aumentan entre 0,69 y 0,130 dólares/kg, lo que supone entre un 15 y un 23%.



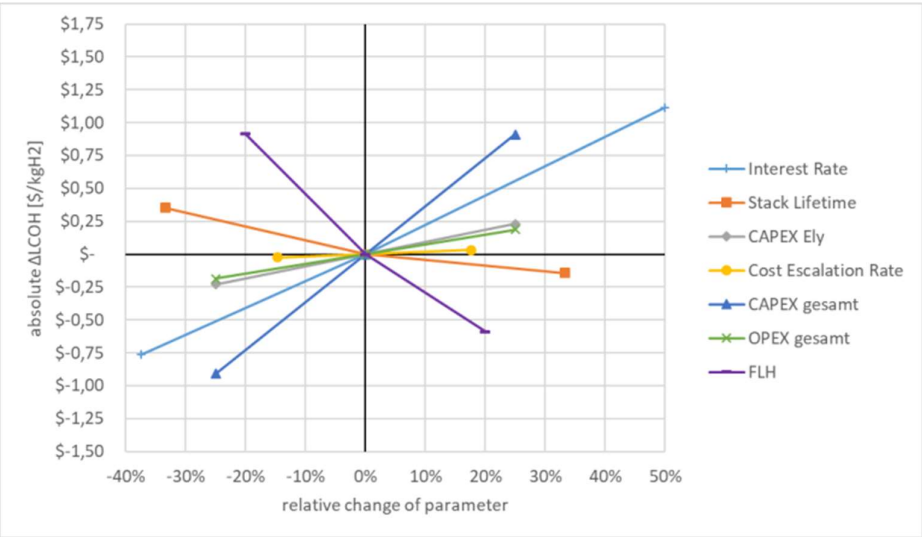
Gráfica 57: Resultados del análisis de sensibilidad para la ubicación del electrolizador Pomona - valores absolutos y cambios relativos de LCOH para diferentes horas de carga completa.

Las siguientes gráficas resumen los resultados de los cambios en los distintos parámetros para cuatro escenarios seleccionados. Esto muestra qué parámetro tiene una mayor influencia y qué parámetro tiene una menor influencia en el LCOH. Se utilizaron dos escenarios domésticos, uno con camión y otro con transporte por tubería, y dos escenarios de exportación para cada país consumidor, Japón y Alemania.

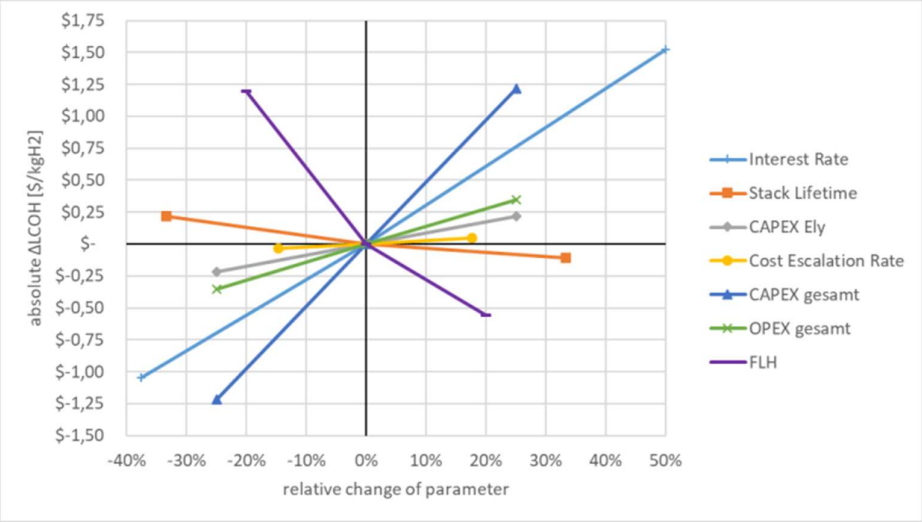
Los parámetros con mayor influencia son las horas de carga completa y el CAPEX de todos los componentes juntos (producción de electricidad, conexión a la red, electrolizador, infraestructura y transporte). También la tasa de interés tiene una gran influencia. La tasa de crecimiento de los costos tiene una gran influencia cuando el valor se incrementa significativamente.



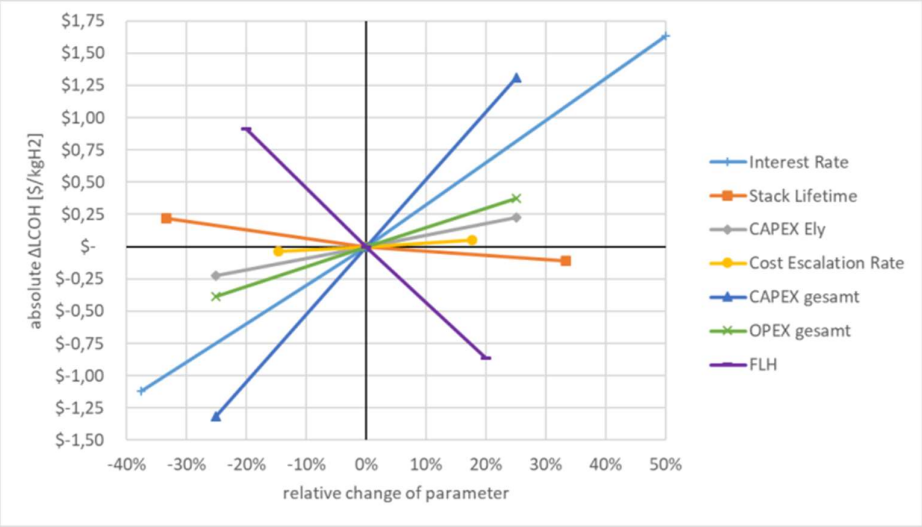
Gráfica 58: Resultados del análisis de sensibilidad para el escenario Po-WF/CP-domestic-100-truck-Cip - variación de LCOH para varios parámetros.



Gráfica 59: Resultados del análisis de sensibilidad para el escenario Po-WF/CP-domestic-100-Pipeline-Cip – variación de LCOH para varios parámetros.



Gráfica 60: Resultados del análisis de sensibilidad para el escenario Po-WF/CP-export-500-GER - variación del LCOH para varios parámetros.



Gráfica 61: Resultados del análisis de sensibilidad para el escenario Po-WF/CP-export-500-JP variación de LCOH para varios parámetros.

6.6 Descripción de los escenarios seleccionados

A continuación, se describen detalladamente dos escenarios, uno para el uso doméstico y otro para la exportación de hidrógeno. Los escenarios seleccionados son:

- Escenario doméstico con el menor costo para la producción de hidrógeno (ubicación El Chocón)
- Escenario doméstico con bajo costo para la producción de hidrógeno (ubicación Pomona)
- Escenario de exportación con el menor costo de inversión
- Escenario de exportación con el menor costo de producción de hidrógeno.

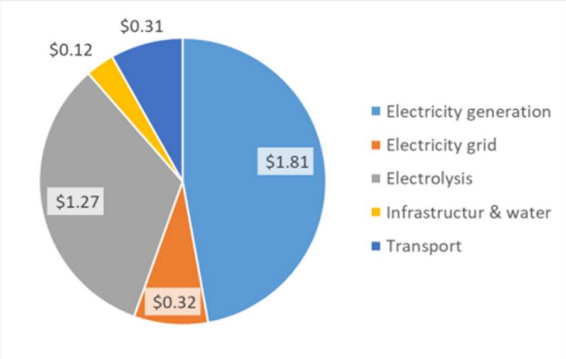
6.6.1 Escenario doméstico con el menor costo para la producción de hidrógeno (ubicación El Chocón)

El Escenario doméstico con el menor costo para la producción de hidrógeno es Cho-WF/CP-domestic-100-pipeline-PH. La información de este escenario se resume a continuación:

- Ubicación del electrolizador: El Chócon
- Capacidad del electrolizador: 100 MW, hidrógeno producido: 8.843 toneladas/año
- Generación de electricidad: 105 MW Parque eólico en Cerro Policia (nota: no se han calculado plantas híbridas para El Chocon)
- Conexión a la red: Utilización de la red eléctrica existente (500 kV), construcción de 5 km de línea eléctrica hasta la subestación de 500/132 kV.
- Suministro de agua: conexión al Río Limay; calidad del agua suficiente: sólo es necesario un tratamiento del agua simple.
- Consumidor de hidrógeno: refinería en Plaza Huincul
- Transporte por tubería
- Costo total de la inversión: 282 millones de dólares (ver Tabla 33)
- OPEX: 5,3 millones de dólares (para el primer año, sin aumento de costos)
- LCOH Resultante / costos de producción del hídrogeno: 3,83 US$/kg
  - ➔ También si el hidrógeno se transporta a Cipolletti y si se utilizan camiones en lugar de tuberías, los LCOH están por debajo de los 4 US$/kg (para las condiciones mencionadas anteriormente) y los costos de inversión son sólo un poco más elevados. → Es necesario realizar una evaluación detallada del sitio y el desarrollo del proyecto.
- Año de instalación: 2025

Tabla 33: Costos de inversión para el escenario Cho-WF/CP-domestic-100-pipeline-PH

Costos de inversión	Mio US$
Generación de electricidad	136.8
Red eléctrica	25.7
Electrolizador (100MW)	83.4
Suministro de agua	11.0
Transporte de hidrógeno	24.9
Suma	**281.9**



Gráfica 62: Estructura de los costos de producción de hidrógeno para el escenario Cho-WF/CP-domestic-100-pipeline-PH

Breakd Desglose de LCOH en CAPEX y OPEX (ejemplo):

- LCOH/ costos de producción del hidrógeno: 3.83 US$/kg
- Porcentaje de LCOH – costos de electricidad: 47%
- Porcentaje de LCOH – costos del electrolizador: 33%

- Costos de electricidad no incluidos en OPEX sino en CAPEX
- Porcentaje de LCOH – CAPEX: 82% (3.14 US$/kg)
- Porcentaje de LCOH – OPEX: 18% (0.70 US$/kg).

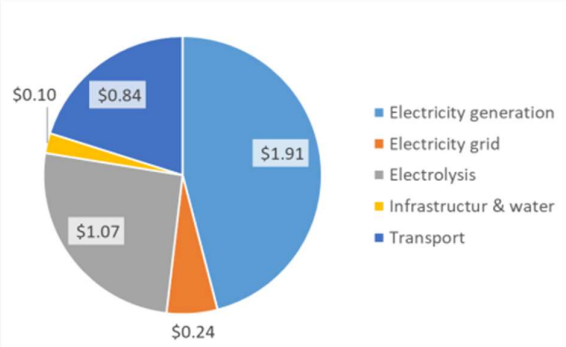
6.6.2 Escenario doméstico con bajo costo para la producción de hidrógeno (ubicación Pomona)

Otro Escenario doméstico con costos de producción para el hidrógeno muy bajos es el Po-HP/CP-domestic-100-pipeline-Cip. La información de este escenario se resume a continuación:

- Ubicación del electrolizador: Pomona
- Capacidad del electrolizador: 100 MW, hidrógeno producido: 12.090 toneladas/año
- Generación de electricidad: Planta híbrida en Cerro Policia: 130 MW Parque eólico + 60 MW PV
  → más horas de carga completa para el electrolizador que para la planta eólica, por lo que se produce más hidrógeno
- Conexión a la red: Utilización de la red eléctrica existente (500 kV), construcción de 9,8 km de línea eléctrica hasta la subestación de 500/132 kV.
- Suministro de agua: Utilización del canal existente entre Pomona y SAO, construcción de 11 km de canal adicional; calidad del agua suficiente: sólo es necesario un simple tratamiento del agua
- Consumidor de hidrógeno: Cipoletti
- Transporte por tubería → transporte por camión casi los mismos costos (para las condiciones mencionadas) → es necesaria una evaluación detallada del sitio
- Costos de inversión totales: 426 millones de dólares (ver Tabla 34) → mayores costos de inversión debido a la instalación de una planta híbrida con mayor capacidad
- OPEX: 8,1 millones de dólares (para el primer año, sin aumento de costos)
- LCOH Resultante / costos de producción del hídrogeno: 4,15 US$/kg → bajos costos de producción de hidrógeno debido a la mayor cantidad de hidrógeno producido
- Año de instalación: 2025

Tabla 34: Costos de inversión para el escenarioPo-HP/CP-domestic-100-pipeline-Cip

Costos de inversión	Mio US$
Generación de electricidad	213.4
Red eléctrica	26.9
Electrolizador (100MW)	83.4
Suministro de agua	11.7
Transporte de hidrógeno	90.4
Suma	**425.9**



Gráfica 63: Estructura de los costos de producción de hidrógeno para el escenario Po-HP/CP-domestic-100-pipeline-Cip

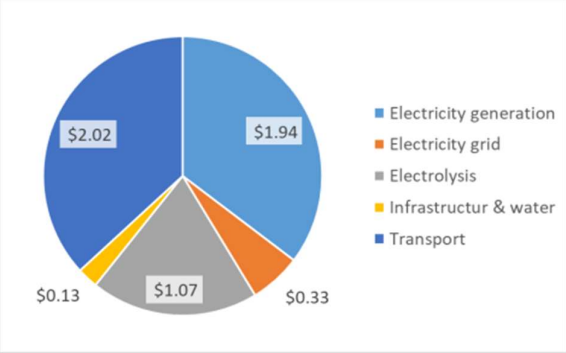
6.6.3 Escenario de exportación con el menor costo de inversión

El Escenario de exportación con los menores costos de inversión es LR-WF/LR-export-500-ship-GER. La información de este escenario se resume a continuación:

- Ubicación del electrolizador: Laguna de la Retención
- Capacidad del electrolizador: 500 MW, hidrógeno producido: 41.186 toneladas/año
- Generación de electricidad: 526 MW Parque eólico en la Laguna de la Retencion
- Conexión a la red: Conexión directa entre el Parque eólico y la electrolizadora, instalación de una subestación.
- Suministro de agua: Utilización del canal existente entre Pomona y San Antonio Oeste; calidad del agua suficiente: sólo es necesario un simple tratamiento del agua
- Puerto: San Antonio Este. → Apto para exportar cantidades iniciales de hidrógeno. Necesita ampliarse cuando se incremente la capacidad.
- Exportación de hidrógeno: consumidor Europa (Alemania)
- El transporte incluye tubería a puerto, almacenamiento, licuefacción, barcos
- LCOH Resultante / costos de producción del hídrogeno: 5.49 US$/kg
- Costos de inversión totales: 1.807 millones de dólares (ver tabla 35)
- OPEX: 49,9 millones de dólares (para el primer año, sin aumento de costos)
- Año de instalación: 2030

Tabla 35: Costos de inversión para el escenario LR-WF/LR-export-500-ship-GER

Costos de inversión	Mio US$
Generación de electricidad	684.2
Red eléctrica	123.3
Electrolizador (100MW)	361.8
Suministro de agua	55.2
Transporte de hidrógeno	583.0
Suma	**1,807.4**



Gráfica 64: Estructura de los costos de producción de hidrógeno para el escenario LR-WF/LR-export-500-ship-GER

6.6.4 Escenario de exportación con el menor costo para la producción de hidrógeno

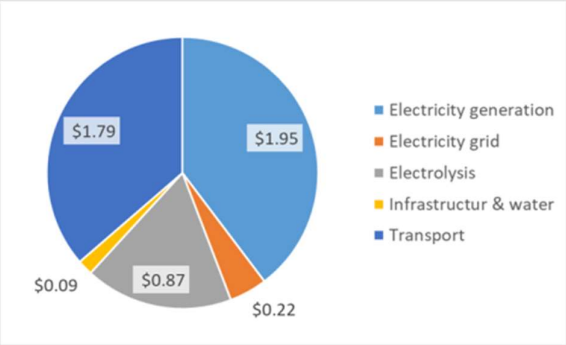
El Escenario de exportación con el menor costo para la producción de hidrógeno es LR-HP/CP-export-500-ship-GER. La información de este escenario se resume a continuación:

- Ubicación del electrolizador: Laguna de la Retención
- Capacidad del electrolizador: 500 MW, hidrógeno producido: 61.174 toneladas/año

- Generación de electricidad: Planta híbrida en Cerro Policia: 675 MW Parque eólico + 350 MW →mayores horas de carga completa para el electrolizador que para la planta eólica, por lo que se produce más hidrógeno
- Conexión a la red: Se supone que se construirá una línea de 500 kV hasta 2030. Dentro del proyecto, está prevista una conexión a la red con una subestación.
- Suministro de agua: Utilizando el canal existente entre la Laguna de la Retención y San Antonio Oeste; calidad del agua suficiente: sólo es necesario un simple tratamiento del agua
- Puerto: San Antonio Este.
- Exportación de hidrógeno: Consumidor Europa (Alemania)
- El transporte incluye tubería a puerto, almacenamiento, licuefacción, barcos
- LCOH Resultante / costos de producción del hídrogeno: 4.92 US$/kg → costos de producción de hidrógeno menores debido a la mayor cantidad de H2 producido
- Costos de inversión totales: 2.422 millones de dólares (ver Tabla 36) → costos de inversión mayors debido a la planta híbrida instalada con mayor capacidad
- OPEX: 67,5 millones de dólares (para el primer año, sin aumento de costos)
- Año de instalación: 2030

Tabla 36: Costos de inversión para el escenario LR-HP/CP-export-500-ship-GER

Costos de inversión	Mio US$
Generación de electricidad	1,136.5
Red eléctrica	123.3
Electrolizador (100MW)	361.8
Suministro de agua	55.2
Transporte de hidrógeno	745.4
Suma	**2,422.2**

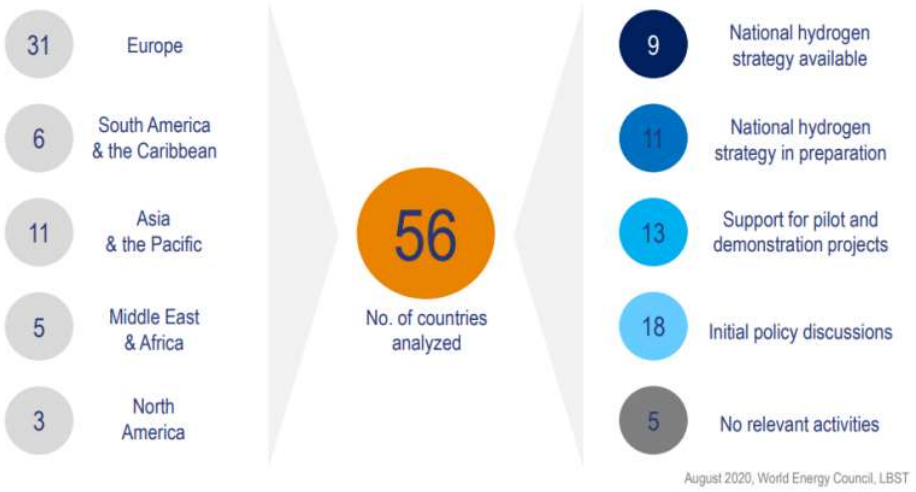


Gráfica 65: Estructura de los costos de producción de hidrógeno para el escenario LR-HP/CP-export-500-ship-GER

7
Recomendaciones en materia de política sobre hidrógeno

Este capítulo pretende identificar los posibles pasos en el camino de Río Negro y Argentina hacia la economía global del hidrógeno y orientar sobre cómo se puede establecer la producción de hidrógeno.

En los últimos dos años, varios países de todo el mundo han publicado iniciativas relacionadas con el hidrógeno y están impulsando así el desarrollo de una economía verde global del hidrógeno.



Gráfica 66: Resumen estrategias y actividades H2 (Rolle et al. 2020)

No solo se están publicando estrategias nacionales sobre el hidrógeno, sino que también se están creando instrumentos de financiación internacionales para preparar las importaciones de hidrógeno verde a gran escala. Durante el "Diálogo de Berlín sobre la Transición Energética", en marzo de 2021, el Gobierno alemán anunció que comenzará a aplicar el concepto de financiación "H2 Global". En el centro del concepto "H2 Global" se encuentra una fundación que apoya a consorcios para entrar en la producción de hidrógeno verde en el extranjero. Los consorcios deben prevalecer en un proceso de subasta para el suministro a largo plazo de hidrógeno verde a Alemania. Del lado del comprador, las empresas que están dispuestas a pagar el precio más alto por el hidrógeno reciben un premio anual.

Argentina es uno de los 21 miembros activos a nivel mundial que trabajan en el ISO/TC 197[1]. En 2007 Argentina publicó su propia norma nacional de seguridad del hidrógeno IRAM-ISO 15916. Además, en 2006 se publicó una Ley Nacional de Promoción del Hidrógeno para declarar el interés de la tecnología, producción, uso y aplicaciones del hidrógeno. En el contexto de esta ley, se elaboró un Plan Nacional del Hidrógeno en 2013. La ley y el plan nacional necesitarán una actualización antes de su regulación y aplicación.

[1] Ámbito de aplicación de la norma ISO/TC 197: Estandarización en el campo de los sistemas y dispositivos para la producción, el almacenamiento, el transporte, la medición y el uso del hidrógeno.

7.1
Aspectos políticos y normativos de la producción de hidrógeno

En el pasado, debido a las crisis de los precios del petróleo, a los aspectos de la demanda máxima de petróleo o a la contaminación atmosférica, se han hecho repetidos esfuerzos para atribuir mayor importancia al hidrógeno. Entre los impulsores de la actual nueva ola de hidrógeno verde, es decir, las condiciones que apoyan el hidrógeno verde, se encuentran los siguientes:

1. Bajos costos de electricidad de las energías renovables variables (ERV).
2. Tecnologías listas para ser ampliadas
3. Beneficios para el sistema eléctrico
4. Objetivos gubernamentales para los sistemas de energía libre de emisiones
5. Uso más amplio del hidrógeno
6. Interés de múltiples partes interesadas

Estos impulsores se enfrentan a barreras que dificultan la utilización económica del hidrógeno verde. Estas barreras incluyen los siguientes aspectos:

1. Altos costos de producción
2. Falta de infraestructura especializada
3. Pérdidas de energía
4. Falta de reconocimiento del valor
5. Necesidad de garantizar la sostenibilidad

Una estrategia de hidrógeno puede apoyar el aumento de la producción de hidrógeno verde. Normalmente, hay tres niveles de apoyo político al hidrógeno:

1. Primera etapa: Preparación tecnológica
2. Segunda etapa: Penetración en el mercado
3. Tercera etapa: Crecimiento del mercado

Ejemplo de la iniciativa alemana en materia de combustibles energéticos

Las regiones del mundo con una alta densidad de población y un elevado consumo de energía per cápita, como es el caso de Europa central y Japón, dependen hoy de la importación de combustibles fósiles y dependerán en el futuro de la importación de combustibles verdes para cumplir los objetivos acordados de reducción de gases de efecto invernadero. Ante este futuro, la Agencia Alemana de la Energía DENA ha puesto en marcha en 2018 la "Global Alliance Powerfuels", "con el objetivo estratégico de fomentar el desarrollo de un mercado global de combustibles energéticos". Los principales objetivos son aumentar la concienciación y la aceptación, estimular el desarrollo de proyectos globales y mejorar el marco normativo para estimular la demanda"(Crone et al. 2019)

La iniciativa ha identificado la fijación de precios de carbono, la adaptación de los precios de los combustibles, es decir, mediante la eliminación gradual de los subsidios a los combustibles fósiles, y otros instrumentos para el desarrollo de la infraestructura necesaria para la producción a gran escala de combustibles alternativos, como las políticas de habilitación para contribuir al desarrollo de las energías renovables en general.

Algunos de los instrumentos clave identificados son las tarifas de alimentación para la electricidad renovable, las normas globales de emisión y eficiencia, los programas de subvención para la investigación y el desarrollo, el apoyo al CAPEX y al OPEX como incentivos de mercado para las nuevas tecnologías, las acciones y licitaciones en el sector de la energía

y para los combustibles energéticos y, por último, las cuotas de mezcla de combustibles, como ya existen en Europa y en los Estados Unidos.

La rentabilidad y el éxito de la producción de hidrógeno verde o PtL a gran escala para su exportación desde, por ejemplo, Argentina, dependerá de la creación de mercados internacionales basados en las acciones y políticas resumidas anteriormente. Además, habrá otras regiones que tengan la oportunidad de producir hidrógeno verde a un costo bajo similar debido a unas condiciones de recursos comparables. Ejemplos de ello son los resultados de los estudios realizados en Chile, Australia y Sudáfrica. En el futuro, esto creará potencialmente un mercado internacional muy competitivo para los combustibles energéticos verdes, y el éxito dependerá de políticas coherentes y eficientes, de gobiernos fuertes y del compromiso industrial.

Para lograr la competitividad, el establecimiento de un mercado nacional de hidrógeno, la aplicación de la normativa técnica y de mercado necesaria, así como la concienciación y la aceptación por parte del público, deben considerarse políticas facilitadoras clave. En el caso de Argentina, existen importantes mercados nacionales de hidrógeno. Sin embargo, la economía del hidrógeno verde requiere incentivos de mercado para crear un escenario de negocios para las industrias involucradas. El establecimiento de estos instrumentos políticos aceleraría la creación de capacidades y la experiencia comercial en la producción de hidrógeno verde, el desarrollo de una cadena de suministro local y, por tanto, aumentaría la cuota potencial de la cadena de valor en el país. Al mismo tiempo, se reducirá la dependencia respecto a tecnología e inversiones extranjeras para el despliegue del mercado del hidrógeno y el aumento de la capacidad de producción.

Otro aspecto importante de la creación de capacidades es la colaboración internacional en materia de investigación y desarrollo y el apoyo público a la ejecución de proyectos piloto y de demostración en una fase temprana.

7.2 Formulación de políticas sobre el hidrógeno

Como se ha mencionado anteriormente, hay muchas estrategias de hidrógeno anunciadas recientemente que suelen ser el resultado de un largo proceso y marcan el inicio de una nueva ola de políticas. En la Gráfica 67 se muestran los pasos habituales hacia la publicación de una estrategia nacional.

Gráfica 67: Pasos que conducen a la formulación de una estrategia nacional (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2020)

El proceso estratégico comienza con el establecimiento de programas de investigación y desarrollo para comprender los principios fundamentales de la tecnología, incluido el desarrollo de la base de conocimientos que informará las etapas futuras, y para explorar múltiples tecnologías y posibilidades. Al mismo tiempo, estos programas fomentan la

creación de capacidades en la región y el país mediante la adquisición de conocimientos técnicos, la creación de experiencia práctica a partir de proyectos de investigación y demostración y el establecimiento de la educación y la formación.

En el siguiente paso, un documento de visión aclara el "por qué": "por qué el hidrógeno", "por qué esta jurisdicción" y "por qué ahora". Su objetivo es orientar la investigación, los esfuerzos de la industria y los primeros programas de demostración. Estos documentos suelen surgir por la cooperación de gobiernos y actores privados atraídos por las perspectivas de crecimiento de las aplicaciones de vanguardia.

El siguiente paso es una hoja de ruta. Tiene por objeto definir las actividades necesarias para alcanzar los objetivos con el fin de evaluar mejor el potencial del hidrógeno. Se identifican las acciones necesarias a corto plazo para avanzar en el despliegue. Además, se definen las áreas de investigación más prioritarias y las aplicaciones en las que son más necesarios los proyectos de demostración.

Por último, la propia estrategia define los objetivos, aborda políticas concretas y evalúa su coherencia con la política energética existente. No sólo abarca las políticas directas específicas, sino que también incluye las políticas de integración y habilitación necesarias para garantizar el despliegue en todo el sistema, como las que apoyan el desarrollo de una mano de obra cualificada. La estrategia se basa en una amplia modelización de escenarios, a menudo con aportaciones del mundo académico y de la industria.

A lo largo del proceso de elaboración de una estrategia, pueden formarse asociaciones público-privadas (APP) para crear un consenso general sobre la visión y coordinar los posibles esfuerzos.

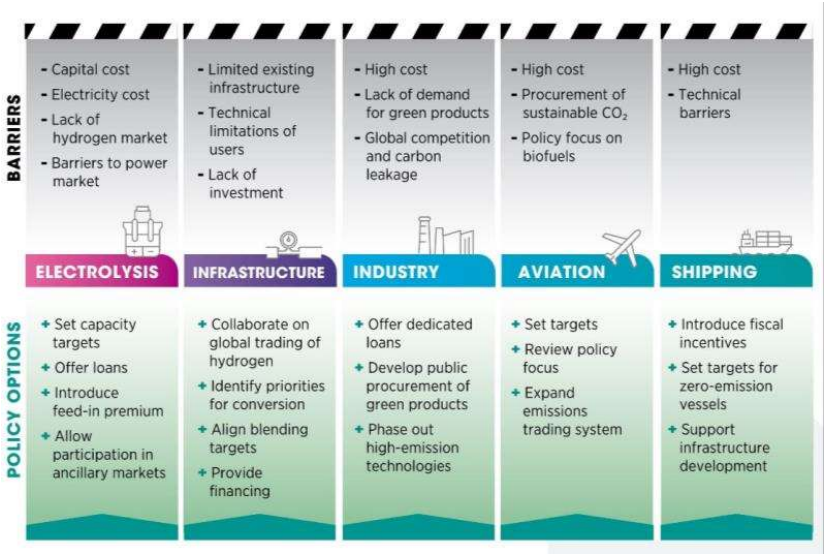
Ejemplos de estrategias recientes sobre el hidrógeno son la estrategia nacional alemana sobre el hidrógeno publicada en junio de 2020, así como la estrategia europea sobre el hidrógeno (publicada en 2020):
“Alcanzar los objetivos de 2030”:

- 40 GW de capacidad de electrolizadores en Europa que producen hasta 10 MT/año de hidrógeno removable
- Se estima que la capacidad de los electrolizadores requerirá una inversión de entre 24.000 y 42.000 millones de euros
- además de 220-340 mil millones de euros para 80-120 GW de capacidad adicional de generación de energía renovable
- Inversiones de 65.000 millones de euros para la infraestructura y 11.000 millones de euros para la readaptación de las plantas de gas natural existente(International Renewable Energy Agency (IRENA) 2020)

7.3 Posibles instrumentos políticos para el hidrógeno verde y su impacto

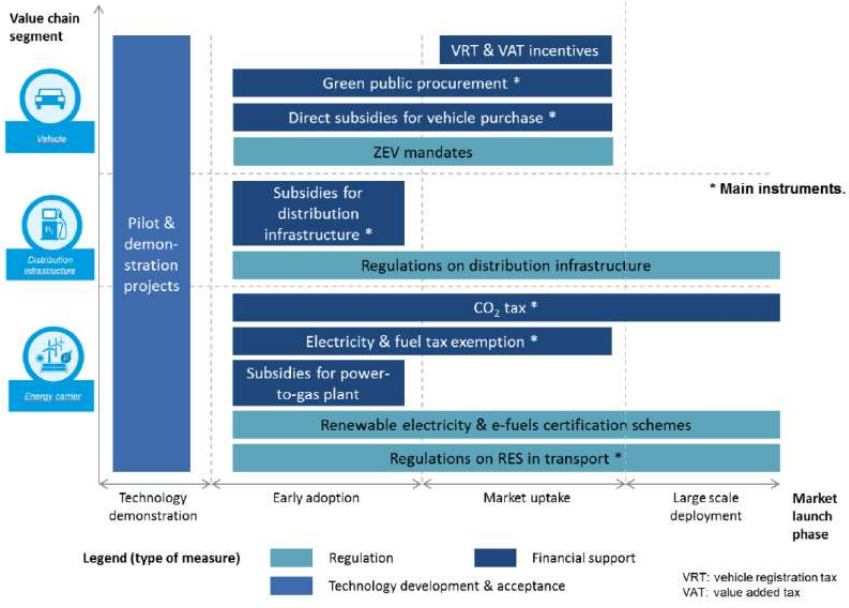
El objetivo de las políticas es hacer frente a los obstáculos identificados para que el hidrógeno verde pase de ser un nicho a una corriente principal y forme parte de la transición energética; algunos de ellos son relativamente coherentes en todos los usos finales (el principal es el obstáculo del costo), mientras que otros son específicos para cada sector. En este capítulo se presentan políticas y medidas específicas para determinados segmentos de la cadena de valor del hidrógeno.

La Gráfica 68 ofrece una visión general de los obstáculos que afectan a las secciones de la cadena de producción de hidrógeno verde y las opciones políticas correspondientes para superar esos obstáculos.



Gráfica 68: Barreras y políticas seleccionadas para los segmentos de la cadena de valor del hidrógeno (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2020)

La Gráfica 69 muestra un orden cronológico razonable para los instrumentos en lo que respecta al desarrollo de una aceleración del mercado de las tecnologías del hidrógeno y power-to-X.



Gráfica 69: Resumen de los instrumentos políticos pertinentes que deben utilizarse para apoyar el lanzamiento del mercado de las tecnologías de conversión de energía en gas en el transporte no individual por carretera (Bucy et al. 2016)

En el caso de la provincia de Río Negro, los siguientes pasos podrían apoyar el desarrollo de una estrategia de hidrógeno verde específica y completa:

Recomendaciones en materia de política sobre hidrógeno

- Un programa para la creación de capacidades (y el desarrollo de la normativa) a nivel provincial y nacional
    - Apoyo a las instituciones públicas de investigación y desarrollo, cursos de licenciatura y máster en las universidades, programas de doctorado
    - Educación y formación en la industria (petróleo y gas, (petro)química)
    - Proyectos piloto a nivel de varios MW
- Proceso de participación de las partes interesadas
    - Además de lo anterior: ministerios y sus organismos
- Se requiere una fuerte colaboración entre todas las partes interesadas, en particular la investigación y el desarrollo, las universidades y la industria, y los reguladores.

El desarrollo de capacidades es uno de los instrumentos más eficaces a la hora de diseñar una estrategia y poner en marcha una aceleración del mercado. La colaboración entre las instituciones públicas de investigación y desarrollo, la industria y los ministerios, así como las agencias gubernamentales, es esencial para operar con éxito. Además, las primeras plantas piloto permiten un uso más familiar de la nueva tecnología para adquirir experiencia de cara a posibles aplicaciones de exportación a gran escala.

Asimismo, los responsables de la toma de decisiones deben proporcionar un marco en términos de aspectos institucionales y normativos críticos:

- Hoja de ruta nacional de PtX (como se ha descrito anteriormente)
- Normas y reglamentos necesarios
- Eliminación gradual de las subvenciones a los combustibles fósiles

El establecimiento de estos instrumentos políticos en Argentina aceleraría la creación de capacidades y la experiencia comercial en la producción de hidrógeno verde, el desarrollo de una cadena de suministro local y, por tanto, aumentaría la cuota potencial de la cadena de valor en el país. Al mismo tiempo, se reducirá la dependencia de la tecnología e inversiones extranjeras para el despliegue del mercado del hidrógeno y el aumento de la capacidad de producción.

8
Conclusiones y pasos a seguir

Este estudio, realizado en nombre del Gobierno de la provincia de Río Negro, ha identificado enormes oportunidades para una producción rentable de hidrógeno verde basada en los excepcionales recursos naturales de la región. La provincia está bien situada para convertirse en pionera de la "economía verde del hidrógeno" en Argentina y Sudamérica, al posicionarse en una fase temprana de la innovación tecnológica y de la implantación en el mercado de la producción y utilización del hidrógeno.

El estudio se centra en el análisis de diferentes sitios para la producción de electricidad verde a partir de la energía eólica y solar, así como en la identificación de sitios adecuados para la producción de hidrógeno, incluyendo la infraestructura correspondiente, tanto para aplicaciones nacionales como para la exportación. Para la aplicación nacional se ha elegido una escala de proyecto de 100 MW de capacidad de electrolizadores, en línea con otras iniciativas internacionales. Esta escala es suficiente para mostrar efectos significativos de economía de escala y situar a la provincia en el panorama internacional de proyectos de hidrógeno verde.

Para la implementación de un primer sistema de electrolizadores con 100 MW en 2025 (escenario doméstico), el costo óptimo se alcanzará si el electrolizador se ubica en El Chocón y el consumidor en Plaza Huincul o Cipolletti (costo de producción de hidrógeno < 4 US$/kg). Pero también para las otras ubicaciones de los electrolizadores se pueden encontrar combinaciones de escenarios en los que los costos son inferiores a 4,5 US$/kg.

A largo plazo, existen grandes oportunidades para la exportación de hidrógeno, por ejemplo, en forma líquida - otras opciones no fueron investigadas en el ámbito de este estudio. Sin embargo, la producción y exportación de materias primas químicas ecológicas, como el amoníaco o el metanol, ofrecen alternativas relevantes a la licuefacción y deberían investigarse en detalle en el contexto de las futuras consideraciones estratégicas y la generación de hojas de ruta.

Para la planta de electrolizadores con una capacidad de 500 MW en 2030 con el objetivo de exportar hidrógeno, son posibles varias ubicaciones, en las que se pueden conseguir unos costos de hidrógeno de entre 5 y 5,20 dólares/kg (incluido el transporte a Alemania). Esto corresponde a un costo de unos 4 euros/kg y, por lo tanto, es competitivo con los costos del hidrógeno en alta mar del Mar del Norte.

Para la instalación de un electrolizador de 100 MW en 2025 (escenario doméstico), los costos de inversión son de aproximadamente 280 a 300 millones de dólares (incluyendo la generación de electricidad y el transporte) en los escenarios más rentables. Para la puesta en marcha de un electrolizador de 500 MW en 2030 (escenario de exportación), los costos totales de inversión ascienden a un mínimo de 1.800 a 2.000 millones de dólares.

El hidrógeno verde es cada vez más competitivo en cuanto a costos, principalmente debido a la reducción de los CAPEX (electrolizadores, almacenamiento, balance del sistema) y OPEX (LCOE, consumo específico de energía, mayor vida útil). Las proyecciones indican que para 2030 los electrolizadores costarán alrededor de un 25% -50% menos que los precios actuales y el LCOE bajará potencialmente a valores tan bajos como 25 €/MWh.

Teniendo en cuenta que la energía representa aproximadamente el 45-70% de los costos totales de producción de hidrógeno verde y al tener acceso a cantidades muy grandes de energía renovable en la provincia, el hidrógeno verde podrá alcanzar los volúmenes y la

escala pertinentes para ser competitivo en términos de costos en comparación con el hidrógeno azul para 2030.

Debido a sus condiciones naturales únicas y a su ubicación, la Patagonia argentina es probablemente la región del mundo donde se puede alcanzar la mayor escala de producción de hidrógeno verde. Por debajo de la 40ª latitud sur, es la única tierra firme del planeta, donde los sistemas meteorológicos alcanzan el continente, generando los recursos de energía eólica más potentes, fiables y constantes del mundo, mientras que las mayores cantidades de agua están disponibles fluyendo desde la cordillera de "Los Andes" hasta el Océano Atlántico cada día con muy poca intervención humana.

En la actualidad, Argentina posee un mercado local de hidrógeno gris (hidrógeno producido por reformación de vapor de metano), en el que se consumen 327.695 toneladas/a principalmente en las industrias petroquímica (85%), química (8%) y de refinado (7%). Por lo tanto, la transición del hidrógeno gris hacia una economía del hidrógeno verde debería, además del sector del transporte, considerar también estas industrias.

La industria en Argentina debería considerarse como un desencadenante rápido para el hidrógeno verde doméstico, ya que para sustituir sólo un pequeño porcentaje de la demanda real de hidrógeno se necesitarían cientos de MW de electrolizadores. Aunque la competitividad con el hidrógeno gris podría alcanzarse a medio plazo (después de 2030), la decisión de los primeros pioneros podría ser provocada por la política de impuestos sobre el carbono y alcanzar este escenario antes. Al mismo tiempo, hay que tener en cuenta los efectos de bloqueo y el riesgo potencial de activos varados por la inversión en infraestructuras de producción y transporte basadas en energías fósiles.

En resumen, para lograr la competitividad, el establecimiento de un mercado nacional de hidrógeno, la aplicación de la normativa técnica y de mercado necesaria, así como la concienciación y la aceptación por parte del público, deben considerarse políticas facilitadoras clave. Todos estos aspectos pueden aplicarse y mejorarse junto con los proyectos de producción de hidrógeno propuestos a escala industrial.

9 Literatura

Altenburg, Sven; Maur, Alex auf der; Labinsky, Alexander; Eckert, Stefan; Faltenbacher, Michael; Reuter, Benjamin (2017): Nullemissionsnutzfahrzeuge. Vom ökologischen Hoffnungsträger zur ökonomischen Alternative. Hg. v. e-mobil BW GmbH - Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie. thinkstep AG; Prognos AG.

Amprion GmbH; Open Grid Europe GmbH (2019): Sektorenkopplung auf Systemebene. Online verfügbar unter https://www.hybridge.net/, zuletzt geprüft am 19.04.2021.

Armijo, Julien; Philibert, Cédric (2020): Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy. Case study of Chile and Argentina. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (3), S. 1541–1558. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.

Arup Australia Pty Ltd (Hg.) (2019): Australian Hydrogen Hubs Study. Technical Study. COAG Energy Council Hydrogen Working Group.

ASG Wesel (Hg.): Wie funktioniert ein Müllwagen? Betrieb für kommunale Dienstleistungen der Stadt Wesel. Online verfügbar unter www.asg-wesel.de/ASG-for-Kids/Wie-funktioniert-ein-Muellwagen/#:~:text=Im%20Müllwagen%20ist%20eine%20Presse,wo%20der%20Müll%20verbrannt%20wird., zuletzt geprüft am 10.03.2021.

autoblog.com.ar (Hg.) (2017): En la Argentina circulan 12,5 millones de vehículos. Online verfügbar unter https://autoblog.com.ar/2017/05/24/en-la-argentina-circulan-125-millones-de-vehiculos/.

Baida, Guilherme (2019): Dow Chemical reports explosion at Bahia Blanca complex in Argentina. Hg. v. S&P Global Platts. Online verfügbar unter https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/petrochemicals/062819-dow-chemicals-bahia-blanca-complex-in-argentina-hit-by-explosion, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Bazzanella, Alexis; Ausfelder, Florian (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Technology Study. Hg. v. Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. (DECHEMA). Frankfurt am Main.

Bertuccioli, Luca; Chan, Alvin; Hart, David; Lehner, Franz; Madden, Ben; Standen, Eleanor (2014): Development of Water Electrolysis in the European Union. Final Report. Hg. v. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU). E4tech Sàrl; Element Energy.

Bucy, Jacques de; ENEA Consulting; Fraunhofer IWES Kassel (2016): Non-individual transport – Paving the way for renewable power-to-gas (RE-P2G). Sector analysis and policy recommendation. Hg. v. IEA Technology Collaboration Programme for Renewable Energy Technology Deployment (IEA RETD TCP). Utrecht.

citypopulation.de (Hg.) (2019): Bahía Blanca. Online verfügbar unter https://www.citypopulation.de/php/argentina-admin_s.php?adm2id=06056, zuletzt aktualisiert am 24.04.2019, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Claudi, Albert (2015): Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik I. Version 3.3.

Collins, Leigh (2019): World's first liquefied hydrogen carrier launched in Japón. The Suiso Frontier is a key part of the HySTRA demonstration project, which will see hydrogen shipped 9,000 km from southeast Australia to the Japónese city of Kobe. In: *Recharge*. Online verfügbar unter https://www.rechargenews.com/transition/worlds-first-liquefied-hydrogen-carrier-launched-in-Japón/2-1-722155, zuletzt geprüft am 10.08.2020.

Cooley, Graham; Allen, Andy (2019): Interim Results Presentation. January 2019. London, 2019. Online verfügbar unter https://www.itm-power.com/images/Investors/PresentationsAndResearch/Interim-Results-presentation_18.pdf.

Crone, Kilian; Fasbender, Sebastian; Jugel, Christoph; Klebe, Michael; Schumacher, Hannes; Seidl, Hannes et al. (2019): Powerfuels: A missing link to a successful global energy transition. Current state of technologies, markets, and politics – and start of a global dialogue. GLOBAL ALLIANCE POWERFUELS. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, zuletzt geprüft am 03.05.2019.

Dambeck, Hans; Kreidelmeyer, Sven; Kirchner, Almut; Wünsch, Marco (2020a): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“. Endbericht. Hg. v. Prognos AG.

Dambeck, Hans; Wendring, Paul; Wilms, Jürgen (2020b): Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstofferzeugung aus Offshore-Windstrom. Auswertungen im Rahmen des AP 5 im Projekt „Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP“. Kurzbericht. Prognos AG; B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; Deutsche Windguard; WP&More.

Element (2019): https://www.element-eins.eu/. Online verfügbar unter https://www.element-eins.eu/, zuletzt geprüft am 19.04.2021.

Elgowainy, Amgad (2019): Hydrogen Demand Analysis for H2@Scale. Argonne National Laboratory (ANL), 2019.

Energías de mi País (2021): Refinería Dr. Ricardo Eli. Hg. v. Energías de mi País. Online verfügbar unter http://energiasdemipais.educ.ar/marcador/refineria-dr-ricardo-elicabe/, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Fischedick, Manfred; Arnold, Karin; Pastowski, Andreas; Schüwer, Dietmar; Adlof, Jörg; Balzer, Christoph H. et al. (2017): Shell Wasserstoff-Studie. Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2. Hg. v. Shell Deutschland Oil GmbH. Hamburg.

Fox Petrol S.A. (2021): Planta de Procesamiento. Hg. v. Fox Petrol S.A. Online verfügbar unter https://www.foxpetrol.com/planta-de-procesamiento, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Funke, Mario: Vergleich der Kraftstoffe nach Energiegehalt und Dichte. Networker-Office. Bad Gottleuba-Bergießhübel. Online verfügbar unter https://kraftstoff-info.de/vergleich-der-kraftstoffe-nach-energiegehalt-und-dichte.

Gigler, Jörg; Weeda, Marcel (2018): Outlines of a Hydrogen Roadmap. Hg. v. TKI Nieuw Gas. Online verfügbar unter https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/20180514%20Roadmap%20Hydrogen%20TKI%20Nieuw%20Gas%20May%202018.pdf.

globalpetrolprices.com (Hg.): Argentinien Benzinpreise, 08-März-2021. Online verfügbar unter https://de.globalpetrolprices.com/Argentina/gasoline_prices/, zuletzt geprüft am 13.03.21.

HINICIO (2016): Proposition de modèle économique pour l'approvisionnement d'une territoire en hydrogène décarboné. l'AIM stockage de l'électricité : réel boulversement? HINICIO; LBST. Liège, 2016.

Hydrogen Council (Hg.) (2017): Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. Air Liquide Argentina; Alstrom; Anglo American plc; Audi AG; BMW Group; Daimler AG; Engie S.A.; GM; Honda Motor Co. Ltd; Hyundai Motor Company; Iwanti Corporation; Kawasaki Heavy Industries Ltd.; Plastic Omnium; Royal Dutch Shell; Statoil ASA; The Linde Group; Total S. A.; Toyota Motor Corporatoion.

Hydrogen Council (Hg.) (2020): Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective. McKinsey & Company; E4tech.

Hydrogen Europe (Hg.) (2020): Green Hydrogen Investment and Support Report. Hydrogen Europe's input for a post CORVID-19 recovery plan.

Hydrotechnik (2021): Die Geschichte der Hydrotechnik. Hg. v. Hydrotechnik. Online verfügbar unter https://www.hydrotechnik.com/de-de/unternehmen/chronik/, zuletzt geprüft am 19.04.2021.

HySTRA (Hg.): HySTRA Project. CO2-free Hydrogen Energy Supply-chain. Online verfügbar unter http://www.hystra.or.jp/en/.

IG BCE Innovationsforum Energiewende e.V.; Mineralölwirtschaftsverband e.V. (Hg.) (2018): Potentialatlas für Wasserstoff. Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbaren Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor. ENCON.Europe GmbH; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH.

IndustryAbout (2019): Petrobras - Bahía Blanca Oil Refinery. Hg. v. IndustryAbout. Online verfügbar unter https://www.industryabout.com/country-territories-3/23-argentina/oil-refining/21-petrobras-bahia-blanca-oil-refinery, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Ingenieurbüro für Brennstoffzelle, Wasserstofftechnologie und Elektromobilität (EMCEL) (2019): Welche Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung gibt es? Köln. Online verfügbar unter https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung/.

International Energy Agency (IEA) (Hg.) (2019a): The Future of Hydrogen IEA G20 Hydrogen report. Assumptions annex. Annex.

International Energy Agency (IEA) (Hg.) (2019b): The Future of Hydrogen. Seizing today’s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japón.

International Renewable Energy Agency (IRENA) (Hg.) (2018): Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. Abu Dhabi, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

International Renewable Energy Agency (IRENA) (Hg.) (2020): GREEN HYDROGEN A GUIDE TO POLICY MAKING. Abu Dhabi (ISBN: 978-92-9260-286-4).

iProfesional (2019): Los argentinos usan cada vez menos el auto con una caída promedio de 2.500 kilómetros desde 2012. Online verfügbar unter

https://www.iprofesional.com/economia/301267-los-argentinos-usan-menos-el-auto-cual-es-la-caida-promedio-en-kilometros.

Ishimoto, Yuki; Voldsund, Mari; Nekså, Petter; Roussanaly, Simon; Berstad, David; Gardarsdottir, Stefania (2019): Value chain analysis of liquefied hydrogen, ammonia and pipeline for long distance hydrogen transport. The Institute of Applied Energy (IAE); SINTEF.

Kaltenbach, Ulrich; Kasih, Kevin Negro; Haarhoff, Jörg; Schönherr, Tony Marie (2018): Länderprofil. zur Kreislauf- und Wasserwirtschaft in Argentinien. Hg. v. uve GmbH für Managementberatung. Berlin.

Kania, Robert: Ländervergleich. Welt-in-Zahlen.de. Berlin. Online verfügbar unter https://www.welt-in-zahlen.de/laendervergleich.phtml.

Kords, Martin (2021): Durchschnittsverbrauch der in Deutschland zugelassenen Pkw bis 2019. Online verfügbar unter https://de.statista.com/statistik/daten/studie/484054/umfrage/durchschnittsverbrauch-pkw-in-privaten-haushalten-in-deutschland/#:~:text=Der%20durchschnittliche%20Kraftstoffverbrauch%20von%20Personenkraftwagen,Kraftstoff%20f%C3%BCr%20die%20gleiche%20Strecke.

Krieg, Dennis (2012): Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2012. Jülich (Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt).

Martin, George (2019): Blast hits Dow's largest Argentina cracker. Hg. v. Independent Commodity Intelligence Services ICIS. Online verfügbar unter https://www.icis.com/explore/resources/news/2019/06/28/10385157/blast-hits-dow-s-largest-argentina-cracker/, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Melaina, M. W.; Antonia, O.; Penev, M. (2013): Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks. A Review of Key Issues. National Renewable Energy Laboratory.

Milella, Vito; Nachbar, Bodo; Kelly, Andrew; Lieske, Stefan; Bude, Stefan; Bayer, Thomas et al. (2020): Potentialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz. DB Energie GmbH; DB Cargo BTT; Infraserv Höchst.; NPROXX B.V. Niederlande; ESWE Verkehrsgesellschaft mbH; ARTELIA GmbH. Wiesbaden.

ns energy (2018): YPF, Petronas to invest $2.3bn in La Amarga Chica shale oil project. Hg. v. ns energy. Online verfügbar unter https://www.nsenergybusiness.com/news/ypf-petronas-la-amarga-chica-project/, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Otto, Alexander (2015): Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie. Dissertation. Aachen (Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt, Band 268).

Patagonia.com.ar: Cipolletti: información general. Online verfügbar unter https://www.patagonia.com.ar/Cipolletti/409_Cipolletti+informaci%C3%B3n+general.html, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Perner, Jens; Bothe, David (2018): International Aspects of a Power-to-X Roadmap. A report prepared for the World Energy Council Alemania.

Pfenninger, Stefan; Staffell, Iain (2016): Renewables.ninja: ETH Zürich; Imperial College London. Online verfügbar unter https://www.renewables.ninja/.

Profertil (2021): What we do. Hg. v. Profertil. Online verfügbar unter https://www.profertil.com.ar/index.php/en/what-we-do/, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Reuß, M.; Grube, T.; Robinius, M.; Preuster, P.; Wasserscheid, P.; Stolten, D. (2017): Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. In: *Applied Energy* 200, S. 290–302.

Río Negro (2019): Récord de producción de metanol en el Complejo Industrial Plaza Huincul. Hg. v. Río Negro. Online verfügbar unter https://www.rionegro.com.ar/record-de-produccion-de-metanol-en-el-complejo-industrial-plaza-huincul/, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

rionegro.com (2020): YPF apuesta a las plantas de crudo. Hg. v. rionegro.com. Online verfügbar unter https://www.rionegro.com.ar/ypf-apuesta-a-las-plantas-de-crudo-1114481/, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Rolle, Carsten; Albrecht, Uwe; Geier, Jens (2020): Hydrogen Study: International H2 Strategies. A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council – Alemania. Hg. v. World Energy Council.

Saba, Sayed M.; Müller, Martin; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2018): The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (3), S. 1209–1223. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.11.115.

Sadler, Dan; Anderson, Henrik; Sperrink, Martin (2018): H21 North of England Report v1.0. England.

Sampson, Joanna (2018): H2V INDUSTRY and Hydrogen Pro join forces. Hg. v. gasworld. Online verfügbar unter https://www.gasworld.com/h2v-industry-and-hydrogen-pro-join-forces/2015616.article, zuletzt geprüft am 19.04.2021.

Sampson, Joanna (2019): H2V INDUSTRY to launch initiative. Hg. v. gasworld. Online verfügbar unter https://www.gasworld.com/h2v-industry-to-launch-initiative/2016187.article, zuletzt geprüft am 19.04.2021.

Shell (2018): Weltgrößte Wasserstoff-Elektrolyse entsteht in der Rheinland Raffinerie. Hg. v. Shell Deutschland Oil GmbH. Online verfügbar unter https://www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2018/weltweit-groe%C3%9Fte-wasserstoff-elektrolyse-anlage-rheinland.html.

Smolinka, Tom; Günther, Martin; Garche, Jürgen (2011): „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“. NOW-Studie. Kurzfassung des Abschlussberichts. NOW GmbH; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE); FCBAT.

Smolinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas; Lehner, Franz; Jansen, Malte et al. (2018a): Industrialisation of water electrolysis in Alemania. Opportunities and challenges for sustainable hydrogen for transport, electricity and heat. Study IndWEDe – Brief Overview. NOW GmbH.

Smolinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas; Lehner, Franz; Jansen, Malte et al. (2018b): Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasser elektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Hg. v. National Organisation Hydrogen und Fuel Cell

Technology (NOW). Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE); Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung (IPA); E4tech Sàrl. Berlin.

Steinmüller, Horst (2014): Power to Gas - eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und -analyse. Endbericht. Johannes Kepler Universität Linz; Montanuniversität Leoben; TU Wien.

tgs (2020): Production and Commercialization of Natural Gas Liquids. Hg. v. tgs. Online verfügbar unter https://www.tgs.com.ar/our-Businesses/liquids, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Thomas, Denis (2019): HYDROGEN PRODUCTION FROM OFFSHORE WIND POWER. Hg. v. Hydrogenics Europe N.V. Bilbao (Spain).

turboseguros.com (Hg.): Un camión recorre en 4 años la distancia entre la Tierra y la Luna. Online verfügbar unter https://www.turboseguros.com/blog/informacion-y-curiosidades/camion-recorre-en-4-anos-la-distancia-entre-la-tierra-la-luna/#:~:text=Seg%C3%BAn%20datos%20oficiales%2C%20los%20conductores,puede%20alcanzar%20los%2081.000%20kil%C3%B3metros., zuletzt geprüft am 10.03.2021.

U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2019): Integrated Hydrogen Combustion with Energy-Efficient Ethylene Production. Hg. v. U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. Online verfügbar unter https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/01/f58/Integrated%20Hydrogen%20Combustion%20with%20Energy%20Efficient%20Ethylene%20Production.pdf, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Valladares, Mary-Rose de (2017): Global Trends and Outlook for Hydrogen. International Energy Agency (IEA).

van ’t Noordende, Hans; Ripson, Peter (2020): Gigawatt green hydrogen plant. State-of-the-art design and total installed capital costs. Hg. v. Institute for Sustainable Process Technology (ISPT). DOW; Gasunie; Nouryon; OCI Nitrogen; Ørsted; Yara; Imperial College London; TNO; Eindhoven University of Technology; Utrecht University. Amersfoort.

Verein deutscher Ingenieure VDI (Hg.) (2012a): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Grundlagen und Kostenberechnung. VDI-Richtlinie 2067. Düsseldorf (VDI-Richtlinien, ICS 91.140.01).

Verein deutscher Ingenieure VDI (Hg.) (2012b): Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen. VDI-Richtlinie 6025. Düsseldorf (VDI-Richtlinien, ICS 03.100.01, 91.140.10).

Wang, Anthony; Leun, Kees van der; Peters, Daan; Buseman, Maud (2020): European Hydrogen Backbone. How a dedicated hydrogen infrastructure can be created.

Webfleet Solutions (2020): So viel Kraftstoff verbrauchen LKW. Online verfügbar unter https://www.webfleet.com/de_de/webfleet/blog/so-viel-kraftstoff-verbrauchen-lkw/#:~:text=Durchschnittlich%20k%C3%B6nnen%20wir%20von%20einem,50%20Litern%20pro%20100%20km., zuletzt aktualisiert am 28.02.2020, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

West, Simon (2018): Argentina Profertil eyes doubling urea capacity at Bahia Blanca. Hg. v. Independent Commodity Intelligence Services ICIS. Online verfügbar unter

https://www.icis.com/explore/resources/news/2018/05/22/10224081/argentina-profertil-eyes-doubling-urea-capacity-at-bahia-blanca/, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

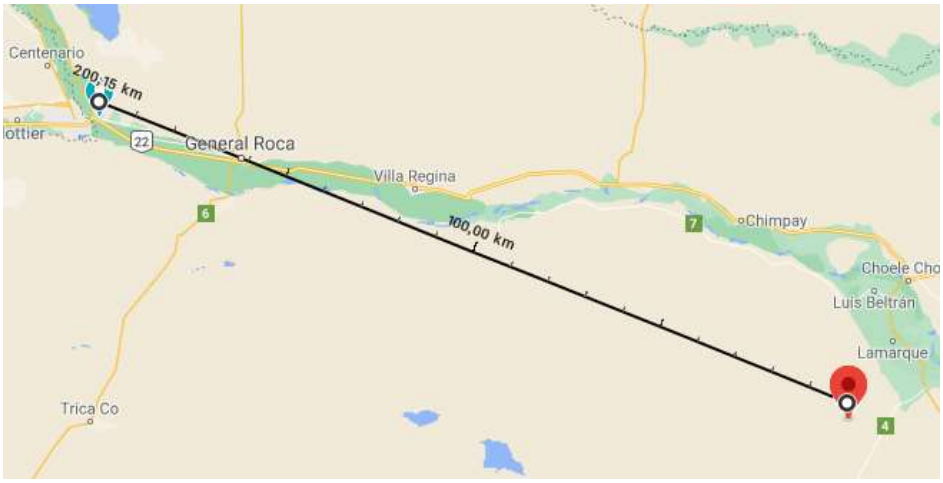
Yoo, Yeong; Glass, Nancy; Baker, Ryan (2017): Review of hydrogen tolerance of key Power-to-Gas (P2G) components and systems in Canada. final report. Hg. v. CNRC. CNRC.

YPF (2016): La Refinería de Plaza Huincul cumple 40 años. Aniversario en Plaza Huincul. Hg. v. YPF. Online verfügbar unter https://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/Noticias/La-Refineria-de-Plaza-Huincul-cumple-40-anos.aspx, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

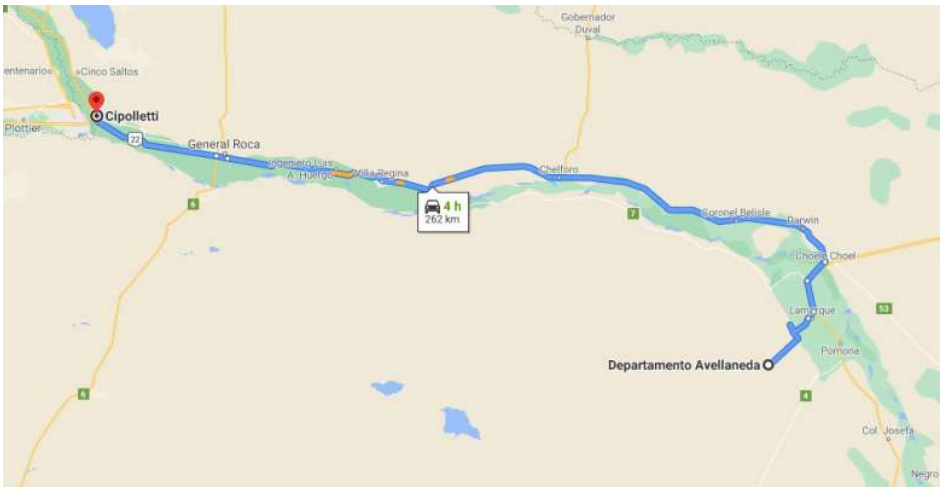
1 0 Anexo

10.1 Gráficas de las distancias

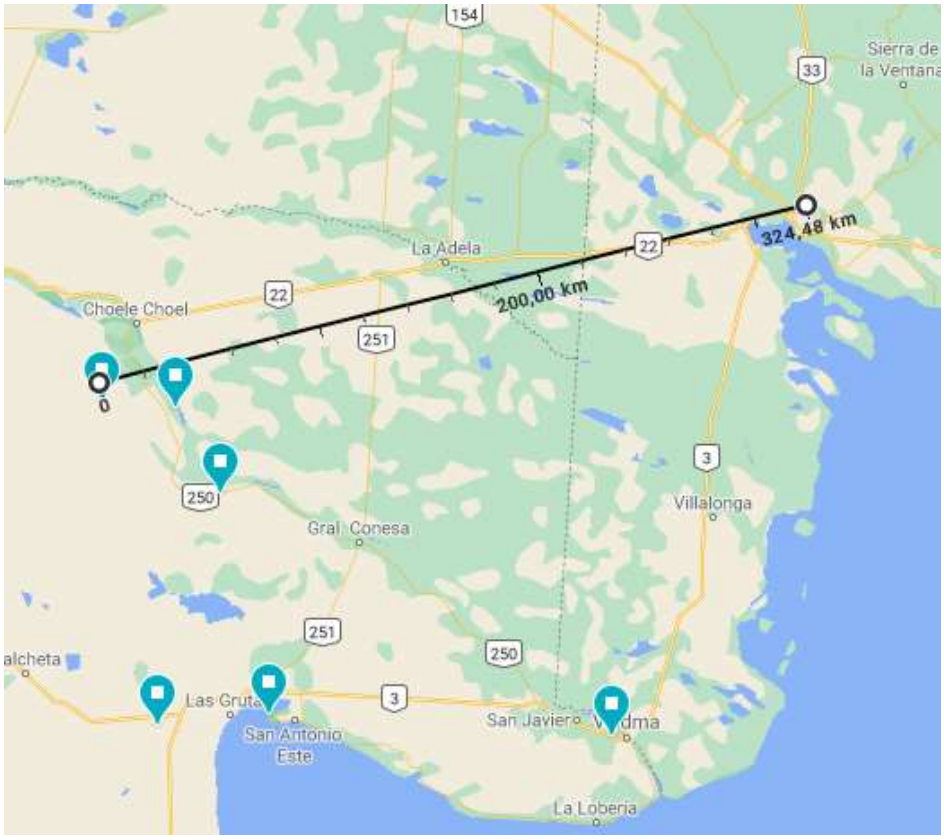
A continuación se presentan varias gráficas que muestran las distancias entre las diferentes ubicaciones de los electrolizadores y las ubicaciones de los consumidores respectivamente el puerto en San Antonio Oeste.



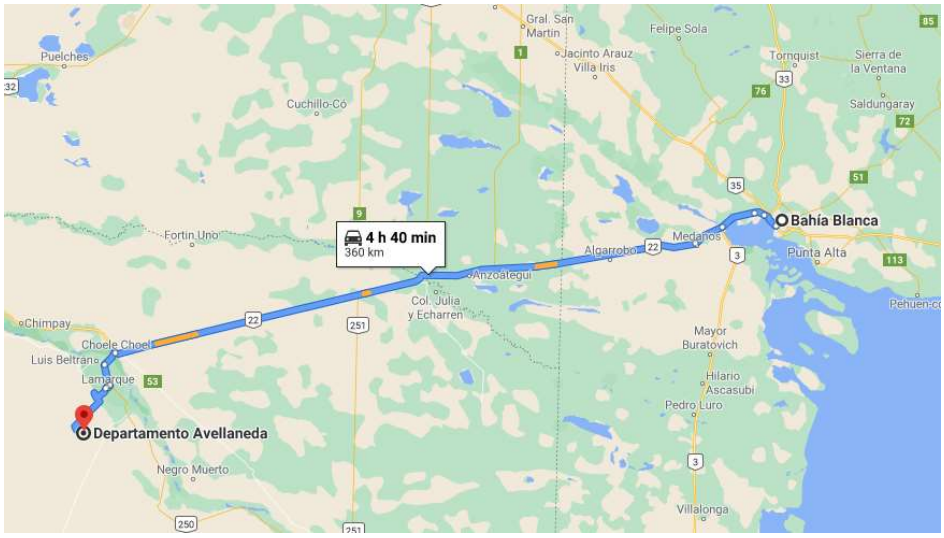
Gráfica 70: Distancia entre Pomona y Cipoletti para el transporte por tubería (=conexión directa de las localidades)



Gráfica 71: Distancia entre Pomona y Cipoletti para el transporte por camión (=transporte por carretera)

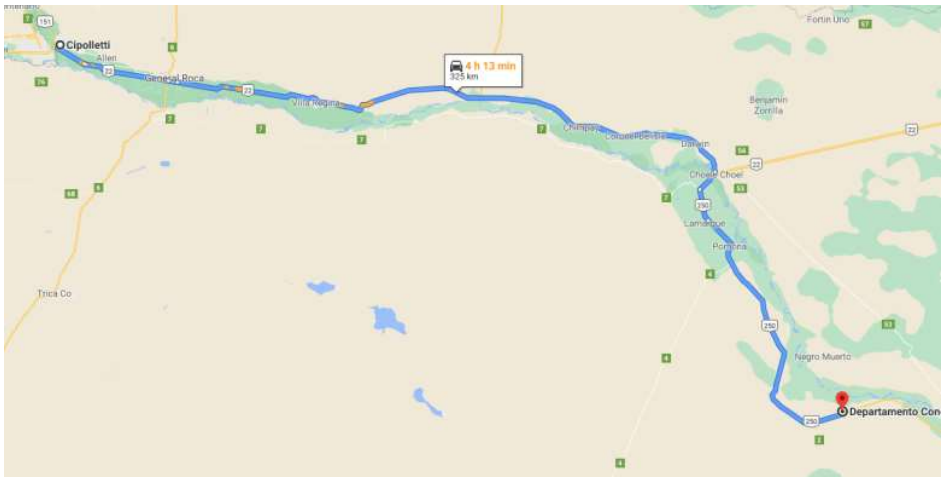


Gráfica 72 Distancia entre Pomona y Bahía Blanca para el transporte por tubería (=conexión directa de las localidades)



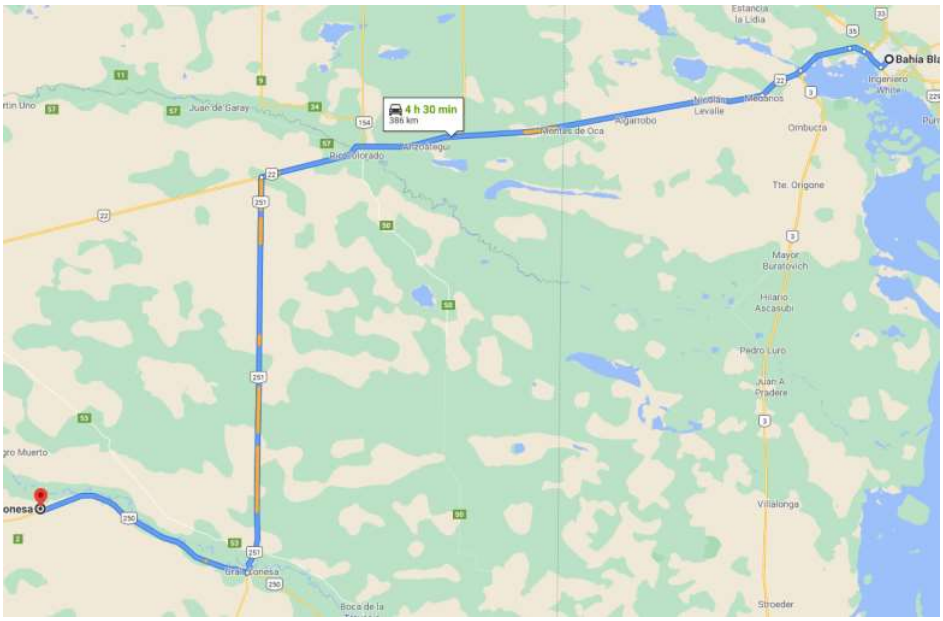
Gráfica 73 Distancia entre Pomona y Bahía Blanca para el transporte por camión (=transporte por carretera)

Gráfica 74 Distancia entre El Solito y Cipoletti para el transporte por tubería (=conexión directa de las localidades)

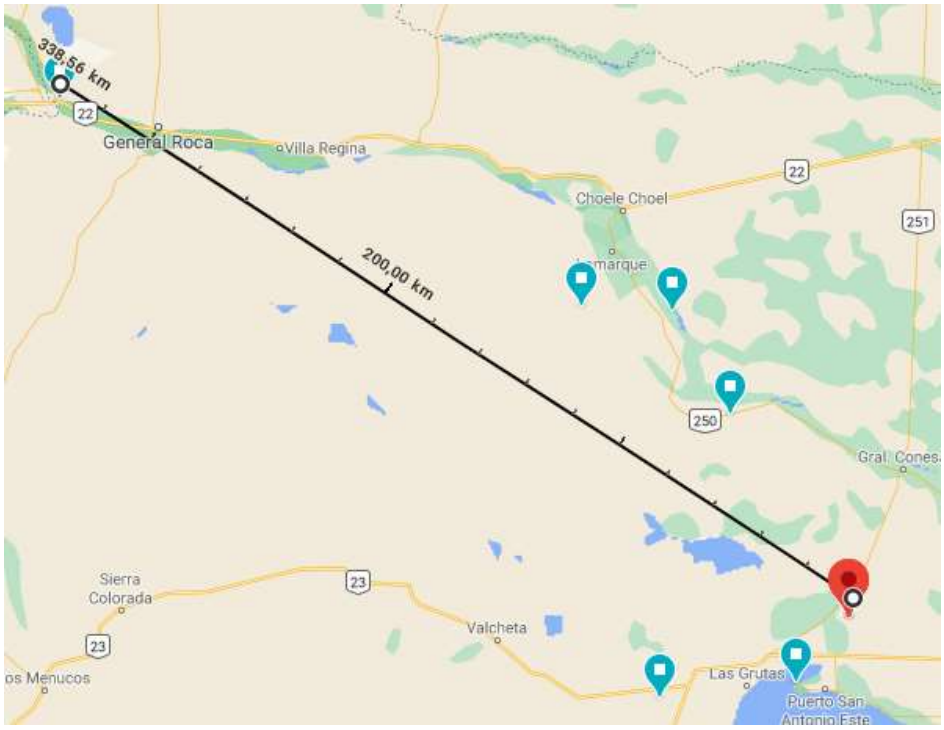


Gráfica 75 Distancia entre El Solito y Cipoletti para el transporte por camión (=transporte por carretera)

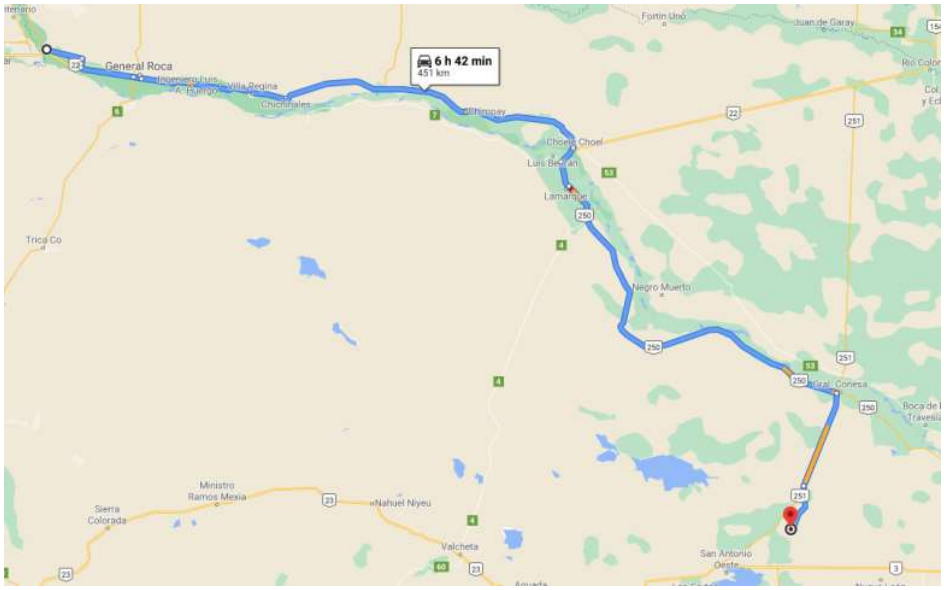
Gráfica 76 Distancia entre El Solito y Bahía Blanca para el transporte por tubería (=conexión directa de las localidades)



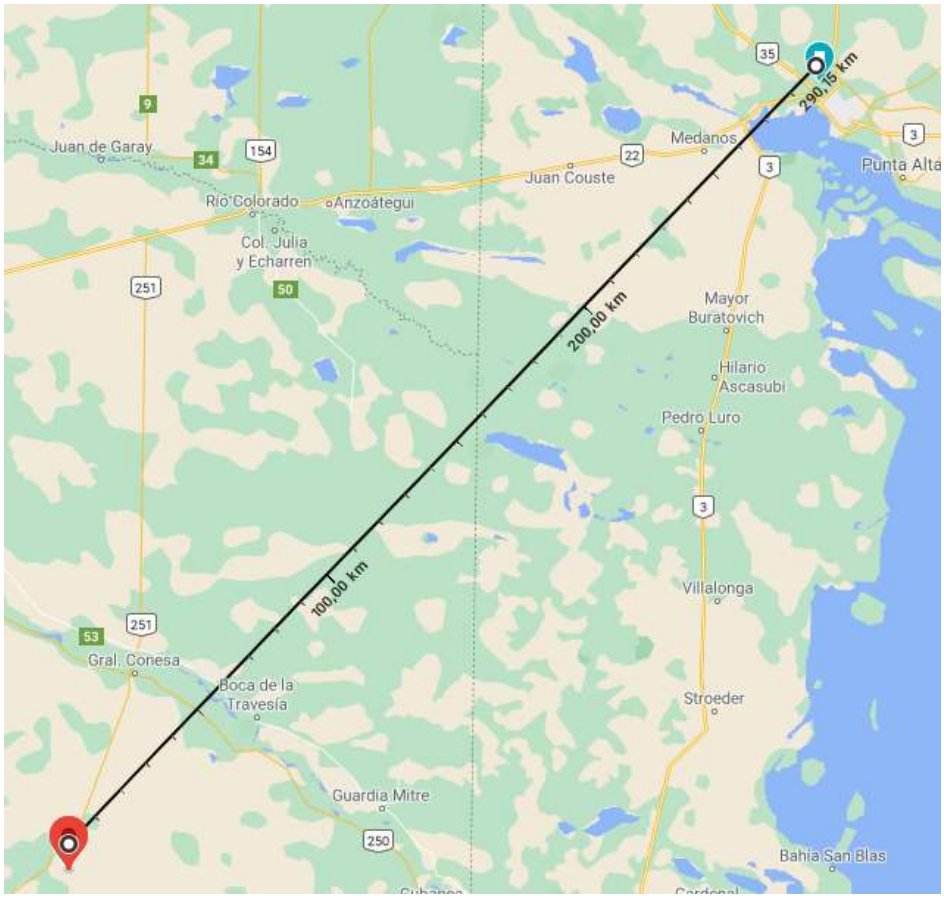
Gráfica 77 Distancia entre El Solito y Bahía Blanca para el transporte por camión (=transporte por carretera)



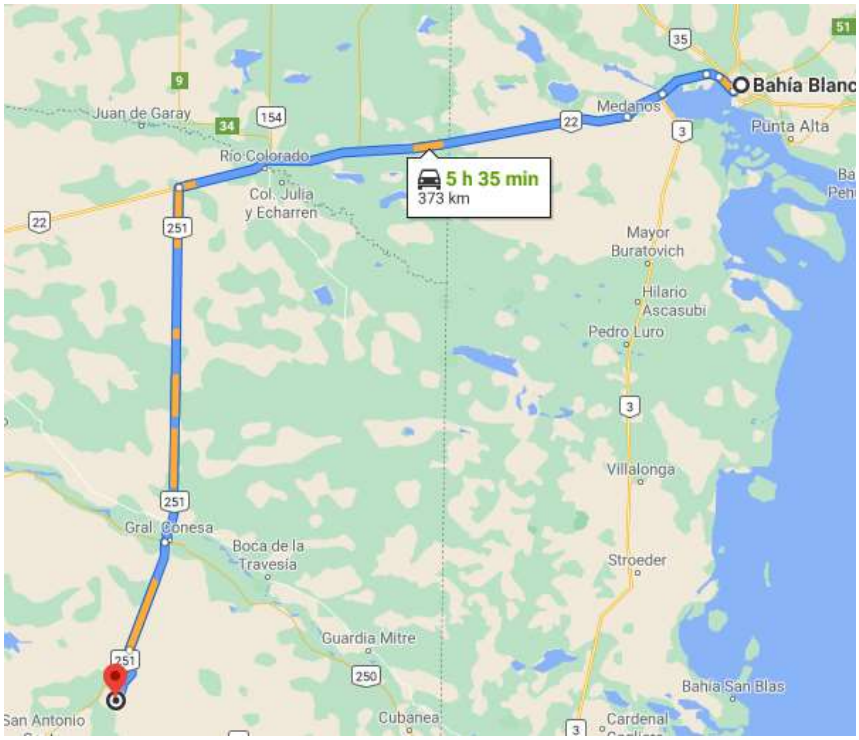
Gráfica 78 Distancia entre Laguna de Retención y Cipoletti para el transporte por tubería (=conexión directa de las localidades)



Gráfica 79 Distancia entre Laguna de la Retención SAO y Cipoletti para el transporte por camión (=transporte por carretera)



Gráfica 80 Distancia entre la Laguna de la Retención y Bahía Blanca para el transporte por tubería (=conexión directa de las localidades)



Gráfica 81 Distancia entre Laguna de la Retención y Bahía Blanca para el transporte por camión (=transporte por carretera)