



Universidad Nacional de Mar del Plata
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Industrial

Trabajo Final de la Carrera
de Ingeniería Industrial

**“Análisis de factibilidad técnico- económico
para la instalación de una planta generadora de
hidrógeno verde”**

AUTORES

Florencia Belén Parisi

Joaquín Daniel del Río

Mar del Plata, 24 de mayo de 2023.



RINFI es desarrollado por la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución- NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).



Universidad Nacional de Mar del Plata
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Industrial

Trabajo Final de la Carrera
de Ingeniería Industrial

**“Análisis de factibilidad técnico- económico
para la instalación de una planta generadora de
hidrógeno verde”**

AUTORES

Florencia Belén Parisi

Joaquín Daniel del Río

Mar del Plata, 24 de mayo de 2023.



Universidad Nacional de Mar del Plata
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Industrial

Trabajo Final
**“Análisis de factibilidad técnico- económico
para la instalación de una planta generadora de
hidrógeno verde”**

AUTORES:

Florencia Belén Parisi
Joaquín Daniel del Río

EVALUADORES:

Mg. Ing. Oscar Antonio Morcela
Ing. Liliana Gadaleta
Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Mar del Plata

DIRECTOR:

Ing. Guillermo Carrizo
Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Mar del Plata.

CODIRECTOR:

Ing. Ricardo Massano
Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Mar del Plata.

Índice

Índice de tablas	V
Índice de figuras	VII
Tabla de siglas.....	VIII
Resumen	X
1. INTRODUCCIÓN	1
2. MARCO TEÓRICO	9
2.1. Hidrógeno	9
2.1.1. Tipos de hidrógeno.....	10
2.2. Proyecto de inversión.....	11
2.2.1. Modelo de las 5 fuerzas de Porter	12
2.2.2. Matriz BCG.....	13
2.2.3. Árbol Tecnológico Dual.....	15
2.2.4. Proceso Analítico Jerárquico (PAJ)	16
2.2.5. Fundamentos del desarrollo económico local (DEL)	19
2.2.6. Inversión total	20
2.2.7. Método de estimación por factores.....	21
2.2.8. Rentabilidad	22
2.2.9. Marco Legal.....	24
3. DESARROLLO	27
3.1. Estudio de mercado	27
3.1.1. Análisis de demanda	27
3.1.2. Modelo de las 5 fuerzas de Porter	30
3.1.3. Matriz BCG.....	32
3.1.4. Descripción del producto	34
3.2. Árbol tecnológico dual.....	35
3.2.1. Electrolizadores.....	36
3.3. Definición del proceso productivo	37
3.3.1. Diagrama de bloques	37
3.3.2. Descripción del proceso	39
3.3.3. Determinación de equipos a utilizar	47
3.3.4. Balance de masa.....	48
3.3.5. Determinación del consumo de agua y energía.....	50
3.3.6. Requerimientos de mano de obra directa	51
3.3.7. Estructura organizacional	52

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

3.3.8. Layout	54
3.3.9. Localización.....	56
3.4. Estudio económico.....	57
3.4.1. Inversión Fija Total	57
3.4.2. Costos de producción	60
3.4.3. Rentabilidad	62
4. CONCLUSIONES.....	68
5. BIBLIOGRAFÍA	70
ANEXO	80
Anexo I: Aplicaciones del hidrógeno en la industria	80
I.1. Amoníaco	80
I.2. Metanol	81
I.3. Acero.....	81
I.4. Petróleo crudo	83
Anexo II: Cálculo de la demanda derivada hidrógeno por sector	85
Anexo III: Selección del modelo de pronóstico.....	88
Anexo IV: Alternativas tecnológicas	90
IV.1. Métodos de producción	90
IV.2. Electrolizadores	92
Anexo V: Selección de equipos	98
Anexo VI: Localización.....	105
VI.1. Macrolocalización.....	105
VI.2. Microlocalización.....	107
Anexo VII: Cálculo del costo de los principales equipos.....	110
Anexo VIII: Costos	113
VIII.1. Costos Variables	113
VIII. 2. Costos Fijos	117

Índice de tablas

Tabla 1: Objetivos de cubrimiento de energía renovable Ley N° 27.191.....	6
Tabla 2: Propiedades del hidrógeno frente a combustibles fósiles.....	10
Tabla 3: Proceso de evaluación de proyectos.	11
Tabla 4: Escala de Preferencias.....	17
Tabla 5: Factores experimentales de estimación como fracción de la inversión en equipos propuestos por Chilton.	21
Tabla 6: Factores experimentales de estimación como fracción de la inversión directa propuestos por Chilton.	22
Tabla 7: Pronóstico de demanda de hidrógeno.	33
Tabla 8: Comparación de características de los electrolizadores.	37
Tabla 9: Matriz ponderada comparación electrolizadores.....	37
Tabla 10: Estándares de calidad del agua según norma ASTM D1193.	39
Tabla 11: Diferencias entre captación cerrada y captación abierta.....	40
Tabla 12: Descripción principales tecnologías a utilizar.....	48
Tabla 13: Descripción porcentaje de pérdida del proceso por operación.....	48
Tabla 14: Balance de masa para el proceso productivo de generación de hidrógeno.....	49
Tabla 15: Cálculo del consumo de agua.....	50
Tabla 16: Cálculo del consumo eléctrico.	51
Tabla 17: Requerimiento de mano de obra directa.	52
Tabla 18: Tabla de referencia de equipos.....	54
Tabla 19: Matriz de prioridades globales.	57
Tabla 20: Método de estimación por factores.	59
Tabla 21: Inversión Total.	60
Tabla 22: Costos Variables. Valores expresados en dólares estadounidenses.	61
Tabla 23: Costos Fijos. Valores expresados en dólares estadounidenses.....	61
Tabla 24: Costo unitario por kilogramo de hidrógeno.....	61
Tabla 25: Cuadro de flujo de fondos del proyecto. Valores expresados en dólares estadounidenses.	63
Tabla 26: Cuadro de flujo de fondos del inversionista. Valores expresados en dólares estadounidenses.	64
Tabla 27: Cálculo del punto de equilibrio.	67
Tabla II.1: Producción histórica de los sectores que emplean hidrógeno como insumo para su producción.....	85
Tabla II.2: Determinación de la proporción de hidrógeno para la producción de hierro esponja.	86

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Tabla II.3: Determinación de la proporción de hidrógeno para la producción de petróleo crudo.....	86
Tabla II.4: Determinación de la proporción de hidrógeno para la producción de amoníaco.	86
Tabla II.5: Determinación de la proporción de hidrógeno para la producción de metanol.	86
Tabla II.6: Demanda histórica de hidrógeno por sector.....	87
Tabla III.1: Comparación de los distintos métodos de pronósticos.....	88
Tabla V.1: Comparación de los distintos electrolizadores comerciales.	98
Tabla V.2: Porcentaje de utilización de los electrolizadores a lo largo del proyecto.....	99
Tabla VI.1: Localización de posibles clientes.....	107
Tabla VI.2: Cálculo de la distancia promedio a los principales complejos industriales.....	108
Tabla VI.3: Costo promedio de los terrenos.....	109
Tabla VI.4: Áreas de soporte.....	109
Tabla VII.1: Cálculo de costos de los equipos principales para la primera inversión.....	111
Tabla VII.2: Cálculo de costos de los equipos principales para la segunda inversión.	112
Tabla VIII.1: Costos de materia prima.	113
Tabla VIII.2: Costos de mano de obra directa.....	114
Tabla VIII.3 Costos de supervisión.	115
Tabla VIII.4: Potencia adjudicada en las rondas del programa RenovAr por tecnología.	115
Tabla VIII.5: Costos de servicios.	116
Tabla VIII.6: Costos de depreciación.	118
Tabla VIII.7: Costos de financiamiento. Valores expresados en dólares estadounidenses.	119

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la matriz energética argentina.	5
Figura 2: Fuerzas competitivas de Porter.	13
Figura 3: Matriz BCG.	14
Figura 4: Demanda histórica de hidrógeno en Argentina para las cuatro principales aplicaciones de 1990 hasta la actualidad.	27
Figura 5: Demanda histórica de hidrógeno para la producción de hierro esponja, amoníaco y metanol.	29
Figura 6: Proyección de la demanda de hidrógeno para el período 2023 - 2032.	30
Figura 7: Matriz BCG para el hidrógeno verde en comparación con el hidrógeno gris.	32
Figura 8: Árbol tecnológico dual para la generación de hidrógeno.	35
Figura 9: Diagrama de bloques proceso de producción hidrógeno verde.	38
Figura 10: Esquema de pozo playero vertical.	41
Figura 11: Organigrama.	53
Figura 12: Layout de la planta de generación de hidrógeno verde.	55
Figura 13: Tiempo de Repago.	66
Figura III.1: Pronóstico de la demanda de hidrógeno por diferentes métodos hasta el año 2032.	89
Figura IV.1: Electrolizador alcalino.	93
Figura IV.2: Electrolizador de membrana de intercambio de protones.	94
Figura IV.3: Electrolizador de óxido sólido o alta temperatura.	95
Figura IV.4: Electrolizador de membrana de intercambio aniónico.	97
Figura V.1: Componentes principales del compresor de diafragma metálico.	100
Figura V.2: Clasificación de diferentes tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno.	102
Figura VI.1: Ubicación puntos de interconexión del SADI en la provincia de Buenos Aires.	105
Figura VI.2: Ubicación puntos de interconexión del SADI en la provincia de Río Negro.	106
Figura VI.3: Ubicación puntos de interconexión del SADI en la provincia de Chubut.	106
Figura VI.4: Ubicación puntos de interconexión del SADI en la provincia de Santa Cruz.	107

Tabla de siglas

ADA: Autoridad del Agua.

AEL: *Alkaline electrolysis*.

AEM: *Anion exchange membrane*.

ATR: *Auto-Thermal Reforming*.

ARIMA: *Autoregressive integrated moving average*.

BCG: *Boston Consulting Group*.

CAF: Corporación Andina de Fomento. Banco de Desarrollo de América Latina.

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.

CH₄: Metano.

CIF: *Cost, Insurance and Freight*.

CO₂: Dióxido de carbono.

CPPC: Costo promedio ponderado de capital.

DEL: Desarrollo territorial local.

DER: Desarrollo territorial regional.

DRI: *Direct reduced iron*.

EDI: Electrodesionización.

FOB: *Free on board*.

GEI: Gases de efecto invernadero.

H₂: Hidrógeno.

INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

I+D: Investigación y desarrollo.

IVA: Impuesto al valor agregado.

MAD: Desviación media absoluta.

MATER: Mercado a Término de Energía Eléctrica Renovable.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

NDC: Nationally Determined Contributions.

PAJ: Proceso analítico jerárquico.

PEM: *Proton exchange membrane*.

POX: *Partial Oxidation*.

RC: Relación de consistencia.

RO: Ósmosis Inversa.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

SADI: Sistema argentino de interconexión.

SMR: *Steam Methane Reforming*.

SOEC: *Solid oxide electrolyzer cell*.

SOFR: *Secured Overnight Financing Rate*.

TEA: Tasa efectiva anual.

TIR: Tasa interna de retorno.

TRL: *Technology readiness level*.

TRMA: Tasa de rentabilidad mínima aceptable.

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible.

VP: Valor presente.

Resumen

Debido al agravamiento de la crisis climática, la descarbonización del planeta es uno de los objetivos que se han planteado a nivel mundial de cara al 2050. Para lograrlo, la descarbonización de un elemento como el hidrógeno, responsable en la actualidad de más del 2% de las emisiones totales de CO₂ en el mundo, presenta al hidrógeno verde como un factor clave. El hidrógeno verde es aquel que se obtiene a partir de la separación del agua en hidrógeno y oxígeno mediante el proceso de electrólisis, utilizando energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. El objetivo de este trabajo es realizar un análisis de factibilidad técnico y económico para la instalación de una planta de hidrógeno verde, generado a partir de energía renovable y agua de mar. El presente proyecto está destinado a abastecer la demanda interna de hidrógeno como insumo para las industrias del amoníaco, metanol y acero. La planta se localizará en Punta Alta, a 14 km de la ciudad de Bahía Blanca y operará a lo largo de los 10 años de vida útil del proyecto, bajo un régimen de producción continuo. Se trata de una planta electrolizadora de tecnología PEM con una capacidad de 23,36 toneladas por día, que tendrá una producción de 4.326 toneladas de hidrógeno verde en el primer año, llegando a aumentar hasta 8.253 toneladas para el último año del proyecto. El precio de venta será de 11,75 US\$/kg de hidrógeno al comienzo del proyecto, y el mismo irá disminuyendo hasta 7,19 US\$/kg en el último año. La instalación de la planta requiere una inversión total inicial de US\$ 125.896.300 y luego una segunda inversión de US\$ 22.725.778 con el objetivo de aumentar la capacidad en un 37,5%. El valor presente del proyecto es de US\$ 10.755.468, la TIR es de 17,45 % y el tiempo de repago de cuatro años y cinco meses. El valor presente del inversionista es de US\$ 48.200.455.

Palabras clave: Hidrógeno verde, energías renovables, descarbonización, agua de mar, Análisis de factibilidad.

1. INTRODUCCIÓN

La crisis climática generada como consecuencia del efecto invernadero, es hoy en día uno de los problemas de mayor relevancia a nivel mundial. Desde la revolución industrial, en el siglo XIX, se está registrando un continuo aumento de la temperatura de la tierra y de los océanos debido a las emisiones antropogénicas, las cuales han intensificado el efecto invernadero natural de la tierra, causando un calentamiento global. La principal causa del aumento de la temperatura radica en el incremento de la cantidad de gases de efecto invernadero (GEI) presentes en la atmósfera, entre los cuales se encuentran el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O), entre otros. De todos estos, la mayor contribución al cambio climático la constituyen las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de combustibles fósiles, las cuales representan un 66% de las emisiones totales de GEI en la actualidad (World Meteorological Organization, 2020).

Los actuales modelos económicos y de consumo, el crecimiento y el desarrollo exponencial a nivel industrial, sumado al incremento poblacional, han producido un incremento considerable de la demanda energética. Se prevé un aumento en la demanda energética global de entre un 25% y 30% para el año 2040, lo cual en una economía dependiente del carbón y del petróleo, significaría aún más emisiones de CO₂. Las emisiones debido al uso de combustibles fósiles continúan aumentando año a año. En el año 2019 el 84% de la producción de energía provino de la combustión de los mismos (BP Statistical Review of World Energy, 2020). A nivel mundial, en ese mismo año se registraron emisiones de 14,36 billones de toneladas de CO₂ debido a la combustión de carbón, 12,36 billones de toneladas de CO₂ por uso de petróleo y 7,62 billones de toneladas de CO₂ por uso de gas natural (Global Carbon Project, 2020).

Por otro lado, la preocupación por el agotamiento de los combustibles fósiles es una realidad cada vez más cercana. Si bien han sido utilizados masivamente desde principios del siglo XX, todos los combustibles fósiles son finitos y no renovables a escala humana, y por ello, son limitados desde un punto de vista físico. Aún no se sabe con exactitud la fecha de agotamiento de cada uno de los combustibles fósiles, pero existe una teoría capaz de estimarla. La teoría del Pico de Hubbert presenta la idea de que existe un pico o cénit, en el cual la producción de petróleo es máxima y a partir de ese momento, se inicia la decadencia de la producción (M.K.Hubbert, 1956). Según explica la teoría, en algún momento se alcanza un nivel de extracción que no puede ser sobrepasado. Cada barril extra costará más caro, porque se habrá generado una escasez de éste o una equiparación entre los costos de extracción y el precio del barril, por lo cual dejará de ser rentable. De acuerdo a estudios realizados por la compañía British Petroleum, se estima que, a los niveles actuales de

producción, las reservas de petróleo se agotarán en 53 años, las de gas natural en 49 años y las de carbón en 139 años (BP, 2021).

La lucha contra el cambio climático y la preservación del medio ambiente tiene sus principales puntos de partida en los acuerdos mundiales conseguidos con el Protocolo de Kyoto, el cual entró en vigor en el año 2005, y con el Acuerdo de París de 2015. Desde entonces, se han profundizado y desarrollado diferentes políticas y estrategias para dar continuidad a los objetivos allí acordados y asegurar así su cumplimiento.

El Acuerdo de París es un tratado internacional sobre el cambio climático jurídicamente vinculante. Fue adoptado por 196 Partes en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21) en París, el 12 de diciembre de 2015 y entró en vigor el 4 de noviembre de 2016, reemplazando al Protocolo de Kyoto. Su principal objetivo consiste en evitar que el incremento de la temperatura media mundial supere los 2°C, respecto a los niveles preindustriales (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Gobierno de España, 2021). En 2018, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático descubrió que las emisiones antropogénicas netas globales de CO₂ tendrían que llegar a cero neto alrededor de 2050, en una ruta consistente con aumentos limitados de la temperatura global a 1,5°C (IPCC, 2018).

El Acuerdo presenta una disposición para que los 196 países participantes desarrollen estrategias con el objetivo de reducir las emisiones de GEI a largo plazo, conocidas como estrategias de mediados de siglo, o planes de descarbonización 2050. Estos planes pueden ayudar a los países, las ciudades y a los inversionistas a cumplir el Acuerdo de París y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Una parte fundamental del acuerdo son las contribuciones que cada país voluntariamente debe establecer, denominadas Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (Nationally Determined Contributions, NDC). Las mismas apuntan tanto a la implementación de acciones de mitigación, relacionadas con la reducción de GEI, como a acciones de adaptación para adecuarse a los fenómenos producidos por el cambio climático.

A pesar de los compromisos asumidos, las emisiones de GEI continúan en aumento. En el año 2019 se alcanzó el máximo histórico de emisiones de 59,1 gigatoneladas de dióxido de carbono (GtCO₂), y este fue el segundo año más caluroso de todos los tiempos, marcando el final de la década más calurosa que se ha registrado (Naciones Unidas, 2020). Al final del período 2015-2019, la temperatura media mundial aumentó 1,1°C por encima de los niveles preindustriales e incluso 0,2°C más respecto al período anterior 2011-2015. Estos datos reafirman la predicción de la Organización Meteorológica Mundial, que estableció que la temperatura media global aumentará en los próximos cinco años entre 1,2 y 1,3 grados centígrados por encima del período preindustrial (World Meteorological Organization, 2020).

Dicho aumento provocará cambios irreversibles, tanto en los ecosistemas como en el sistema climático mundial, haciéndose visible en la degradación y pérdida a nivel mundial de ecosistemas y biodiversidad, aumento del nivel de los océanos, episodios meteorológicos extremos, entre otros.

Bajo este contexto, si efectivamente se busca reducir al mínimo las emisiones, es necesario centrar la atención en el sector energético, ya que este es responsable del 73,2% de las emisiones de GEI a nivel mundial (Our World in Data, 2020). Sin embargo, hoy en día el sector energético se encuentra condicionado a nivel global como consecuencia del agotamiento de los hidrocarburos, sumado a la crisis climática acrecentada por su utilización. Esta situación ha impulsado la búsqueda de alternativas tecnológicas que permitan diversificar la matriz energética, de forma de que se pueda cumplir con las necesidades energéticas actuales y futuras, utilizando fuentes de energía libres de carbono.

Todos los acontecimientos mencionados anteriormente han despertado el interés en el potencial del hidrógeno verde como un vector energético. El hidrógeno verde posee características que le confieren propiedades para ser un elemento renovable capaz de proporcionar energía segura, económicamente competitiva y libre de emisiones de dióxido de carbono (Morante et al., 2020).

El hidrógeno es el elemento químico más abundante de nuestro planeta, sin embargo, no se encuentra en su forma pura en la naturaleza, sino formando compuestos como agua e hidrocarburos. Por este motivo se emplean distintas alternativas tecnológicas para su obtención, que se clasifican en los colores: gris, azul, verde, turquesa, rosa y marrón; según la materia prima utilizada y el grado de emisión de gases de efecto invernadero. Dentro de todos estos, el hidrógeno verde se define como aquel bajo en carbono y que se obtiene a partir de fuentes renovables (Morante et al., 2020).

Desde 1975, la demanda de hidrógeno a nivel industrial continúa en aumento como consecuencia de su diversidad de aplicaciones y el continuo surgimiento de nuevas industrias donde este gas es empleado. Sin embargo, la producción de hidrógeno en la actualidad es en un 93% proveniente de fuentes fósiles, representando 830 millones de toneladas de dióxido de carbono por año ($\text{MtCO}_2/\text{año}$), que es un 2% del total de las emisiones globales de dióxido de carbono (Iberdrola, 2021). La actual dependencia del gas natural y el carbón implica que la producción de hidrógeno genera importantes emisiones de dióxido de carbono, $10 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ de gas natural, $12 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ de productos petrolíferos y $19 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ de carbón (The Future of Hydrogen, 2020). En base a ello radica la importancia del desarrollo del hidrógeno verde obtenido a partir de energías renovables, el cual actualmente representa menos del 0,7% del total, como elemento clave para alcanzar la descarbonización a nivel mundial para el año 2050.

Actualmente el hidrógeno es empleado en un gran número de industrias tradicionales y, además, están surgiendo nuevos mercados con un gran potencial de crecimiento. Sus principales usos en la industria son el refinado de petróleo (33%), producción de amoníaco (27%), producción de metanol (11%) y producción de acero mediante la reducción directa de mineral de hierro (3%) (The Future of Hydrogen, 2020). Dentro de los nuevos usos se encuentra su utilización como combustible para el transporte, la generación y el almacenamiento de energía eléctrica, e inyección en las redes de gas natural para generación de calor para calefacción.

El potencial del hidrógeno como un vector energético bajo en carbono no es nuevo. Durante las últimas décadas, ha habido dos grandes ciclos de interés e investigación sobre el potencial de producir hidrógeno, almacenarlo y utilizarlo para cubrir demandas energéticas sin emisiones. Estos ciclos se centraron principalmente en el desarrollo y utilización de pilas de combustible en el sector del transporte. Lo que hoy es nuevo es tanto la amplitud de posibles aplicaciones, así como el surgimiento de una demanda real de hidrógeno verde.

En 2017 se formó el Consejo del Hidrógeno para reunir a los actores más relevantes del sector privado. El mismo incluye a proveedores de electricidad renovable, productores de gas industrial, empresas de servicios de electricidad y gas, fabricantes de automóviles, empresas de petróleo y gas, importantes empresas de ingeniería y los gobiernos de la mayoría de las economías más grandes del mundo (Hydrogen Council, 2021). Esto hace posible que estas partes interesadas puedan trabajar de forma conjunta para garantizar que los proyectos se implementen y los mercados se desarrollen. Esto es un indicio de que existe un compromiso y apoyo intersectorial, el cual es necesario para un próspero desarrollo de la industria del hidrógeno.

Analizando la situación particular de Argentina en materia ambiental, se han desarrollado e implementado diversas medidas, que buscan alinearse con las políticas de mitigación a nivel mundial. Bajo el marco del Acuerdo de París, Argentina se ha comprometido a cumplir con su contribución determinada a nivel nacional (NDC), en la cual se establece que para el año 2030 sus emisiones de GEI no excederán los 359 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO_{2e}), aplicable a todos los sectores de la economía (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2020). Sin embargo, el objetivo de la NDC no es suficiente. Para encontrarse dentro de un rango justo y compatible con el escenario de aumento máximo de 1,5°C, Argentina debería reducir sus emisiones por debajo de 207 MtCO_{2e} para el 2030, y por debajo de 59 MtCO_{2e} para el 2050 (Climate Transparency, 2020). Las emisiones de GEI han aumentado un 52% desde 1990, y actualmente las mismas rondan las 355 MtCO_{2e} (Climate Action Tracker, 2021).

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

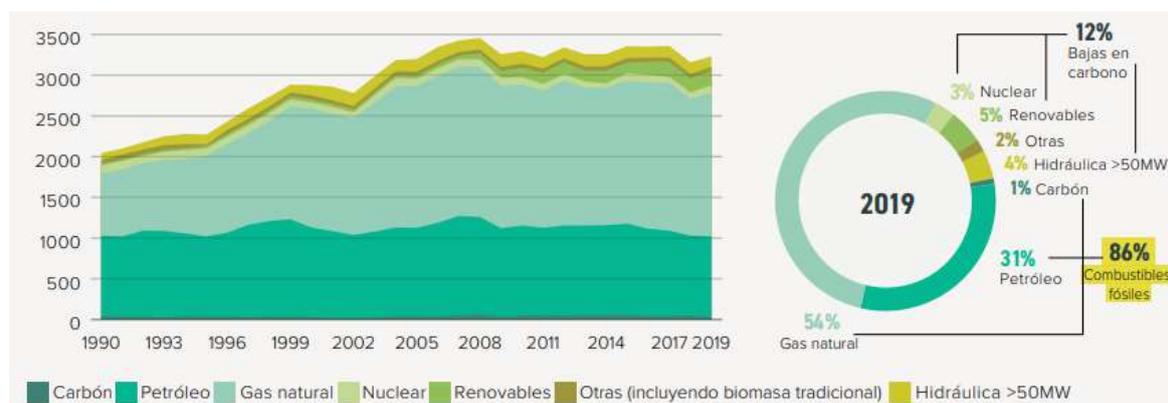


Figura 1: Evolución de la matriz energética argentina.
Fuente: Ministerio de Desarrollo Productivo (2020).

Analizando la evolución de la matriz energética argentina presente en la figura 1, se observa que los combustibles fósiles representan en la actualidad el 86% de la misma. A pesar del desarrollo y promoción de las energías renovables en las últimas dos décadas, la proporción de hidrocarburos en la matriz energética apenas se ha modificado. Se continúan subsidiando los combustibles fósiles y la estrategia energética está centrada en la explotación de las abundantes reservas de gas natural y petróleo del yacimiento Vaca Muerta tanto para consumo nacional como para su exportación.

Por otro lado, se han implementado y desarrollado distintas políticas de mitigación frente al cambio climático, dentro de las cuales se incluye la promoción de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, constituyendo este un objetivo estratégico del gobierno argentino. Esto se ve reflejado en la Ley N° 27.191, sancionada en el año 2015, en la cual se declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. A su vez, establecen objetivos a corto y mediano plazo relativos a la participación de la energía renovable dentro de la matriz energética, buscando alcanzar el 20% de participación para el año 2025, como puede observarse en la Tabla 1 (Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación Ley N° 27.191, 2015). Bajo este marco normativo y a fin de lograr los objetivos planteados en dicha ley, en el año 2016 se lanzó la primera licitación pública bajo el Programa RenovAr, mediante la cual distintas empresas presentan sus proyectos de inversión y el precio al cual están dispuestos a vender su capacidad de generación a partir de fuentes renovables. A su vez, se creó el Mercado a Término de Energía Eléctrica Renovable, también conocido como MATER, para que los generadores y grandes usuarios puedan pactar libremente contratos de compra y venta de energía proveniente de fuentes renovables. La generación eléctrica renovable para el año 2020 alcanzó los 12.742 GWh, lo que representa

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

un 10% de la energía eléctrica inyectada en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). Sin embargo, pese a los avances, no se cumplió con el objetivo de cubrimiento de energía renovable presente en la Ley (CAMMESA, 2020).

A través de las rondas 1, 1,5, 2 y 3 de licitaciones del Programa RenovAr, la Resolución 202/2016 y el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), se han adjudicado 244 proyectos de generación, equivalentes a más de 6300 MW de potencia proveniente de energía renovables. En perspectiva, el Programa RenovAr arrojó resultados sustancialmente favorables, con el aporte de los contratos de compra de energía firmados entre privados, permitió aumentar la participación de las energías renovables en la matriz energética argentina de 1,8% hasta aproximadamente 9,7% en menos de cinco años. Aunque esta participación se encuentra por debajo de la contribución mínima establecida en la Ley 27.191, sí se evidencia un crecimiento exponencial de la industria renovable, el cual se intensificará en los próximos años con la entrada en operación de otros 100 proyectos ya adjudicados, que actualmente se encuentran en fase de construcción (CADER, 2019).

Año	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	desde 2025
Porcentaje de energía renovable en el MEM	8%	12%	16%	18%	20%

Tabla 1: Objetivos de cubrimiento de energía renovable Ley N° 27.191.
Fuente: Elaboración a partir de datos extraídos de la Ley N° 27.191 (2021).

En Argentina se registró una producción de 328.000 toneladas de hidrógeno en 2020, de las cuales, el 99,97% provienen del reformado de combustibles fósiles (H2AR, 2020). El 97,7% del hidrógeno es producido por la industria para autoconsumo in situ, el 2% se comercializa y sólo el 0,3% restante es producido para la generación de energía eléctrica. Este producto es consumido en el mercado interno como insumo de varias industrias, entre ellas, la industria química, para la producción de amoníaco y metanol; la industria petrolera, para el refinamiento del petróleo crudo; y la industria metalúrgica, para el proceso de fabricación del acero. Aún no ha surgido demanda en el país para los nuevos usos, los cuales se encuentran asociados directamente al hidrógeno verde, ya que buscan ser una alternativa a los combustibles fósiles en diferentes aplicaciones. Dentro de ellos los principales son la movilidad, el almacenamiento y generación de energía, la generación de calor y la inyección del mismo en un porcentaje controlado dentro de las redes de gas natural.

En la actualidad existe sólo una empresa generadora de hidrógeno verde en el país en el ámbito privado. Se trata de la empresa Hychico, localizada en Comodoro Rivadavia, que se dedica a la generación de energía eléctrica renovable a partir de sus parques eólicos.

En relación al marco regulatorio, en el año 2006 fue promulgada la ley de promoción del hidrógeno N° 26.123, la cual declaró de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible. Sin embargo, esta ley nunca fue reglamentada por la Secretaría de Energía y por ende nunca se aplicó. En la actualidad se está trabajando en la renovación de dicha ley. El proyecto de actualización fue presentado por el Senado a fines del año 2017 y tendrá una vigencia de 20 años desde el momento de promulgación de la ley. En esta ocasión, se hará especial énfasis en la reglamentación de la producción de hidrógeno verde, ya que en la ley original se contemplaba la obtención de hidrógeno a partir de energía tanto de fuentes renovables como no renovables (Honorable Cámara De Diputados De La Nación, 2019). El último avance se dio en agosto de 2022, cuando se realizó el primer debate de dicha ley en la Cámara de Diputados (Energía Estratégica, 2022).

En 2020 la empresa de investigación y desarrollo para la industria energética Y-TEC, surgida de una alianza estratégica entre YPF y CONICET, creó el consorcio H2AR. Este consorcio tiene como objetivo brindar un espacio colaborativo entre empresas que actúan en la cadena de valor del hidrógeno verde desde la producción hasta la aplicación. Agrupa a más de 30 empresas incluyendo a compañías automotrices, generadoras de energía eléctrica, distribuidoras de gas natural, refinerías de petróleo, productoras y consumidoras de hidrógeno y otras empresas de tecnología y energía.

Teniendo en cuenta la situación expuesta, queda claro que el país se encuentra en una etapa temprana del desarrollo de la industria del hidrógeno, existen muchos proyectos sobre la materia, pero aún son muy pocos los que realmente han sido concretados. No obstante, se demuestra un interés cada vez mayor por parte del gobierno por apoyar este nuevo mercado a partir de la promesa de crear una hoja de ruta y una Estrategia Nacional Hidrógeno 2030. En materia energética, Argentina cuenta con un potencial enorme y prácticamente único en el mundo gracias a los altos niveles de radiación solar en el norte del país y los vientos de la Patagonia.

La producción de hidrógeno verde se encuentra directamente ligada al proceso de electrólisis del agua. Debido a la naturaleza de este, es necesario asegurar la disponibilidad de sus dos principales insumos implicados, el agua y la electricidad renovable. Se estima que se necesitan 10 litros de agua dulce de alta pureza por cada kg de hidrógeno generado mediante electrólisis. Tomando como ejemplo el año 2020, si se quisiera generar toda la producción anual de hidrógeno (70Mt) por medio de electrólisis, se consumirían 617 millones de metros cúbicos de agua, lo cual corresponde al 1,3% del consumo total de agua de la industria de la energía en dicho año (IEA, 2019).

Teniendo en cuenta que el acceso al agua potable puede ser un problema en algunos lugares del mundo, para no afectar su disponibilidad para usos esenciales, tales como el consumo humano, saneamiento y riego, surge como alternativa el uso de agua de mar para

plantas instaladas en zonas costeras. El agua salada es el recurso más abundante en nuestro planeta, siendo la proporción entre agua salada y agua dulce de aproximadamente un 96% y 4% respectivamente (Iagua, 2019). Si bien Argentina posee abundantes fuentes de agua dulce de calidad, esta no deja de ser un recurso limitado, es por ello que se propone la utilización de agua salada como alternativa. Cabe aclarar que para poder utilizar el agua de mar es necesario desalinizar la misma previo a su ingreso al electrolizador, ya que el cloruro presente en el agua salada puede dañar severamente el electrodo positivo y comprometer la vida útil del equipo.

En base a todo lo expuesto anteriormente, el objetivo del presente trabajo consiste en realizar un proyecto con el menor impacto ambiental posible y sostenible en el tiempo, mediante la utilización de energías limpias y el empleo de agua de mar como alternativa al agua dulce. Para ello se evaluará la factibilidad de instalar una planta de hidrógeno verde en el país, con el fin de contribuir con los objetivos de descarbonización nacional para el año 2030 y aprovechar los recursos renovables disponibles, para abastecer un mercado con gran potencial de crecimiento. El presente trabajo se plantea con un alcance nacional, a fin de satisfacer parte de la demanda de hidrógeno como insumo para las industrias dentro del mercado interno.

El presente documento se encuentra organizado en capítulos, en los cuales se estudian cada uno de los diferentes aspectos del proyecto.

En el capítulo de Marco Teórico, se presentan las herramientas y conceptos teóricos que se utilizarán durante el desarrollo del trabajo. Incluye conocimientos propios de la Ingeniería Industrial, así como también relativos a las tecnologías del hidrógeno.

En el capítulo de Desarrollo se encuentran los análisis y resultados obtenidos con el fin de cumplir con el objetivo general mencionado. También se desarrollan los siguientes objetivos específicos del proyecto: realizar un estudio de mercado a fin de determinar la demanda potencial del hidrógeno verde y sus aplicaciones; analizar las alternativas tecnológicas existentes y seleccionar la más adecuada para la planta; describir la ingeniería de producción y definir la capacidad y la localización de la planta en base a consideraciones tecnológicas y de mercado, evaluar la factibilidad económica del proyecto a través del cálculo de su rentabilidad; y finalmente estudiar las alternativas de financiamiento disponibles.

En el capítulo final se encuentran las conclusiones obtenidas en base a los principales aspectos analizados en cada etapa del capítulo de Desarrollo.

2. MARCO TEÓRICO

El presente trabajo busca evaluar la factibilidad técnica y económica para la instalación de una planta de hidrógeno verde. Es por esto que es necesario introducir algunos conceptos, relativos tanto al propio hidrógeno, como a las herramientas que serán utilizadas a lo largo de los distintos capítulos del trabajo.

2.1. Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento químico más simple y pequeño, está formado por un solo protón y un electrón. En condiciones normales, el hidrógeno se encuentra en forma de molécula de gas diatómica, H_2 . Se trata de un gas incoloro, inodoro e insípido a temperatura ambiente (Morante et al., 2020). Por su simplicidad estructural, es el elemento más abundante del universo, presente de forma masiva en las estrellas y los planetas gaseosos. Sin embargo, en nuestro planeta no es posible encontrarlo de forma libre, sino formando compuestos como el agua, o como componente de la mayoría de las moléculas orgánicas, entre ellas, los hidrocarburos. Por tal motivo, para disponer de él en su forma pura, es necesario utilizar tecnologías capaces de separar dichos compuestos de forma eficiente mediante un aporte energético.

Es el elemento más liviano de la tabla periódica, con una densidad de $0,0899 \text{ kg/m}^3$, lo cual no permite almacenar una cantidad másica importante en un volumen razonable. Tiene un alto contenido de energía por unidad de masa con un poder calorífico superior de 141 MJ/kg e inferior de 119 MJ/kg . Estos valores son muy superiores a los de otros combustibles convencionales, siendo el poder calorífico inferior del hidrógeno del orden de tres veces mayor al de la gasolina. Debido a su baja densidad en condiciones normales, tiene una baja densidad energética por unidad de volumen, con un poder calorífico inferior de $10,79 \text{ MJ/m}^3$ (Fernandez-Bolaños, 2005). La densidad energética por unidad de volumen puede aumentarse al aumentar la presión o disminuir la temperatura.

El hidrógeno tiene una densidad entre seis y diez veces menor que el gas natural. Es decir, para conseguir la misma cantidad de masa se requiere más volumen de almacenamiento. No obstante, una misma cantidad másica aporta el doble de energía en el caso del hidrógeno. Como resultado de ambas propiedades, se puede decir que el hidrógeno necesita tres veces más volumen que el gas natural para aportar la misma cantidad de calor. En la tabla 2 se observan los valores de las principales propiedades del hidrógeno en comparación con diversos combustibles fósiles.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Propiedades	Hidrógeno	Comparación
Densidad (gas)	0.0899 kg/m ³ (0°C, 1 bar)	1/10 del gas natural
Densidad (líquido)	70.79 kg/m ³ (-253°C, 1 bar)	1/6 del gas natural
Punto de ebullición	-252,76 °C (1 bar)	90° debajo del GNL
Densidad energética (masa)	120,1 MJ/kg	3 veces la de la gasolina
Densidad energética (volumen)	0.01 MJ/L	1/3 del gas natural
Temperatura de autoignición	585°C	220°C para la gasolina
Velocidad de llama	3,46 m/s	8 veces la del metano
Energía de combustión	0,02 MJ	1/10 del metano

Tabla 2: Propiedades del hidrógeno frente a combustibles fósiles.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de IEA (2019).

2.1.1. Tipos de hidrógeno

El hidrógeno se puede obtener a partir de múltiples procesos y fuentes de energía. En base a ello, se clasifica utilizando un código de color asociado a su origen y a las emisiones de gases de efecto invernadero generadas durante su proceso de obtención.

Hidrógeno gris

El hidrógeno gris es aquel producido a partir de combustibles fósiles y que libera dióxido de carbono a la atmósfera, obtenido principalmente por reformado de gas natural. La producción de hidrógeno gris tiene emisiones superiores a 10-11 kgCO_{2eq}/kgH₂ (Vaidya A.E., 2009). Esta es la forma de producción tradicionalmente utilizada en la industria y representa un 99,6% de la producción total (Wood Mackenzie, 2020).

Hidrógeno azul

El hidrógeno azul se obtiene de forma similar al hidrógeno gris, pero se le aplican tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, lo cual reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero.

Hidrógeno turquesa

El hidrógeno turquesa se obtiene por medio de un proceso de pirólisis a partir de la utilización de gas metano. Durante el proceso se descompone el metano en hidrógeno y carbón, por lo que no produce gases de efecto invernadero.

Hidrógeno verde

El hidrógeno verde se obtiene a partir de la utilización de fuentes renovables y tiene emisiones de dióxido de carbono bajas o nulas, dependiendo del proceso empleado. El método más utilizado es el proceso de electrólisis del agua utilizando energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. Se trata de un combustible totalmente limpio, ya que no

emite gases contaminantes ni en su producción ni en su combustión, sólo emite vapor de agua (Irena, 2020).

Hidrógeno marrón

En este caso se genera hidrógeno específicamente desde la gasificación del carbón. Es una técnica que se ha usado durante más de un siglo para producir el gas conocido como “gas de síntesis”. Actualmente se usa para obtener hidrógeno, pero cada vez con menor frecuencia.

Hidrógeno rosa

El hidrógeno rosa también es generado a partir de electrólisis, pero en este caso utilizando energía nuclear y prácticamente no emite contaminantes.

2.2. Proyecto de inversión

Un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema, que tiende a resolver una necesidad humana. Evaluar un proyecto significa conocer la conveniencia del mismo, de forma de que asegure la resolución de dicha necesidad humana en forma eficiente, segura y rentable.

La preparación y evaluación de proyectos busca recopilar, crear y analizar en forma sistemática un conjunto de antecedentes económicos que permitan analizar en forma cualitativa y cuantitativa, las ventajas y desventajas de asignar recursos a una determinada iniciativa.

El estudio de proyectos consta de un proceso que se divide en dos grandes etapas: la de preparación y la de evaluación. La etapa de preparación tiene el objetivo de definir todas las características que tengan influencia en el flujo de ingresos y egresos monetarios del proyecto. A su vez esta etapa se caracteriza por recopilar información a través de estudios específicos de mercado, de ingeniería, de organización y financieros. La etapa de evaluación, mediante la aplicación de metodologías definidas, busca determinar la rentabilidad de la inversión en el proyecto (Sapag Chain, 2008). Las diferentes etapas del estudio de proyectos se observan en la tabla 3.

Estudio de Proyectos			
Preparación o Formulación			Evaluación
Obtención de la información		Construcción del flujo de caja	
Estudio de Mercado	Estudio Técnico	Estudio de la Organización	
Estudio Financiero			

Tabla 3: Proceso de evaluación de proyectos.
Fuente: Elaboración propia en base a Sapag Chain (2008).

2.2.1. Modelo de las 5 fuerzas de Porter

Como se mencionó anteriormente, la primera etapa de formulación de un proyecto es el estudio de mercado. Un aspecto fundamental de este último, consiste en realizar un análisis estratégico del sector industrial, para conocer a los distintos actores que participan y las fuerzas que rigen la competencia en un determinado mercado. Este análisis será fundamentado a partir del uso del modelo de las 5 fuerzas de Porter.

El modelo de las 5 Fuerzas de Porter fue presentado en el año 1979 por el profesor Michael E. Porter. Dicho modelo es una herramienta de análisis estratégico, la cual permite determinar tanto el potencial de rentabilidad como la posición competitiva que presenta una organización dentro de su sector industrial. El empleo de este modelo posibilita conocer las fuerzas que rigen a la competencia y poder adoptar de esta forma, la estrategia competitiva que permita obtener una posición rentable y sostenible frente a dichas fuerzas (Porter, 1980).

Las fuerzas que rigen a la competencia, a las cuales hace referencia Porter, se encuentran dispuestas sobre dos ejes perpendiculares como se muestra en la figura 2.

En el eje horizontal se encuentran la amenaza de productos sustitutos, la amenaza de nuevos competidores en la industria y la rivalidad entre competidores. Luego, en el eje vertical, se encuentran el poder negociador de los proveedores y el poder de negociación de los clientes.

- **Amenaza de productos o servicios sustitutos:** Al hablar de productos o servicios sustitutos se hace referencia a un bien o un servicio que satisface las mismas necesidades para un grupo de clientes, empleando tecnologías diferentes. A medida que se introduce un mayor número de productos sustitutos en un mercado o segmento, el atractivo del mismo como consecuencia, disminuye.

- **Amenaza de ingreso de más competidores:** Se encuentra relacionado con el atractivo del sector y de las barreras de entradas que este posea. Un mercado o segmento será atractivo si las barreras de entrada que este posee son fáciles de superar por los nuevos competidores. La amenaza de nuevos competidores pone límites a la rentabilidad potencial de un sector ejerciendo presión sobre los precios, costos y la tasa de inversión necesaria para competir dentro del mercado o segmento. Según Porter, se presentan siete barreras de entrada que le otorgan una ventaja a los actuales competidores, frente a los nuevos. Ellas son: economías de escala por el lado de la oferta, beneficios de escala por el lado de la demanda, costos para los clientes por cambiar de proveedor, requisitos de capital, acceso desigual a canales de distribución y ventajas de los actores establecidos independientemente del tamaño.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

- **Poder de negociación de los proveedores:** Se relaciona con el poder o capacidad que poseen los proveedores para imponer ciertas condiciones durante la negociación. La atraktividad de un sector estará determinada por el tamaño del sector de los proveedores, un proveedor será poderoso si está más concentrado que el sector al cual le vende, poseen los recursos para imponer condiciones de precio o tamaño. Si un producto es diferenciado o no y la cantidad de productos sustitutos que haya en el mercado, junto con los costos asociados a un cambio de proveedor, son determinantes del poder de negociación que poseen los proveedores.
- **Poder de negociación de los compradores:** Los clientes son poderosos en un mercado o segmento cuando poseen la capacidad de exigir mayor calidad, mejores servicios o una disminución de precios. Cuanto mayor sea el poder de los clientes menor será el atractivo del mercado, ya que esto provoca que los competidores se enfrenten perjudicando la rentabilidad del sector.
- **Rivalidad de la industria:** Se genera como consecuencia de la interacción de las cuatro fuerzas restantes, define la estructura de un sector y da forma a la naturaleza de la interacción competitiva dentro del mismo.



Figura 2: Fuerzas competitivas de Porter.

Fuente: Elaboración propia en base a Porter (2008).

2.2.2. Matriz BCG

La matriz de participación-crecimiento, también conocida como matriz BCG es una herramienta de análisis estratégico, la cual permite frente a una cartera de productos, tomar decisiones relativas a la estrategia más recomendable para cada uno de ellos, de acuerdo a su rentabilidad. Esta herramienta será implementada para realizar un análisis externo del

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

sector del hidrógeno, comparando la situación actual, y el potencial de crecimiento del hidrógeno verde en relación al del hidrógeno gris.

Como se presenta en la figura 3, en el eje vertical de la matriz se define el crecimiento del mercado, mientras que, en el horizontal, la cuota de mercado. A su vez, la matriz se divide en cuatro cuadrantes y cada uno representa cierto grado de rentabilidad.

Al asignar cada unidad de negocio a un cuadrante en particular, el encargado de realizar el análisis podrá determinar en cual unidad debe enfocar sus recursos y capital para aumentar así su valor, como también, de dónde retirarlo para reducir sus pérdidas.



Figura 3: Matriz BCG.

Fuente: Elaboración propia en base a Boston Consulting Group (2021).

La matriz revela dos factores que las empresas deben considerar al decidir dónde invertir (competitividad de la empresa y atractivo del mercado) con la participación de mercado relativa y la tasa de crecimiento como los impulsores subyacentes de estos factores (Boston Consulting Group, 2021).

Cada uno de los cuatro cuadrantes representa una combinación específica de participación de mercado relativa y crecimiento:

- En el cuadrante inferior izquierdo, el cual se corresponde con un crecimiento bajo y una alta participación, se identifica con la figura de vaca lechera. Estas unidades de negocio generan más efectivo del necesario para mantener su posición. Las organizaciones deberían “ordeñar” estas vacas lecheras para obtener el capital necesario para invertir en estrellas y en nuevas oportunidades de negocio, como lo son los signos de interrogación.
- En el cuadrante superior derecho, se presenta la figura de estrella, la cual posee un alto crecimiento y, a su vez, una alta participación. Debido al potencial que posee esta unidad, las empresas deberían invertir a fin de potenciar al máximo el desarrollo de esta unidad. Estas

unidades poseen una posición relativamente sólida dentro del mercado. Para mantener la posición de liderazgo, se debe invertir en ellas para así mantener su cuota en el mercado. De acuerdo a cómo evolucione dicha cuota, puede convertirse esta unidad en vacas de dinero o en perros.

- En el cuadrante superior derecho, la figura del signo de pregunta, se asocia a un alto crecimiento, pero una baja participación en el mercado. Si bien estas unidades de negocio operan en mercados atractivos, para financiar su crecimiento se debe invertir en ellos. De acuerdo a las variaciones que presente el mercado y de la estrategia competitiva adoptada por la empresa, esta unidad puede convertirse en una estrella o en un perro, lo cual determinará la decisión de continuar invirtiendo en ellos o descartarlos.

- Las mascotas o perros se ubican en el cuadrante inferior derecho, caracterizado por un bajo crecimiento y una baja participación. Debido a esto, las organizaciones que posean estas unidades de negocio deben liquidar, desinvertir o reposicionar estas "mascotas".

2.2.3. Árbol Tecnológico Dual

El hidrógeno es un elemento que puede obtenerse a partir de diversas fuentes y, a su vez, pueden utilizarse distintas tecnologías para cada una de ellas. Con el fin de presentar y comparar las distintas alternativas tecnológicas disponibles para la generación de hidrógeno, con bajo o nulo nivel de emisiones, se utilizará la herramienta del Árbol Tecnológico Dual.

El Árbol Tecnológico Dual es una herramienta que permite obtener una visión global relativa a las distintas opciones tecnológicas disponibles para el desarrollo de un nuevo producto. Se denomina dual ya que en el mismo se detallan tanto las tecnologías referidas al producto como a los procesos implicados en su desarrollo.

En el árbol se mostrarán todas las funciones, componentes, métodos de fabricación y sistemas auxiliares que posea el producto bajo análisis. Las ramas horizontales representan los productos, mientras que las verticales representan las tecnologías de proceso. Dependiendo del trazo de la línea se determinará qué tan dominante sea esa tecnología en particular, destacando la más dominante con una línea de trazo grueso. En el caso que se presenten tecnologías emergentes, las mismas se identificarán con líneas de trazos discontinuos. A su vez, de acuerdo a la distancia que haya entre las líneas habrá mayor o menor similitud entre las tecnologías, por lo que se podrá cambiar dicha tecnología con mayor o menor facilidad, respectivamente. El cambio tecnológico supone saltar de una rama a otra. La distancia que se presenta entre ramas da indicios de la relación que existe entre las competencias de cada tecnología. Cuando las ramas se encuentran muy próximas significa que las competencias requeridas son muy parecidas, y, por lo tanto, el cambio para pasar de

una tecnología a la otra es sencillo. Por el contrario, cuando dos ramas se encuentran separadas, esto indica que las competencias requeridas para cada tecnología en particular son distintas, por lo que realizar el salto tecnológico será más dificultoso (Escorsa & Valls, 2005).

2.2.3.1. Evaluación de madurez tecnológica

Para medir y comparar el nivel de madurez de las tecnologías de obtención de hidrógeno existentes, se utilizará la escala Technology Readiness Level. La escala TRL es un tipo de sistema de medición que se utiliza para evaluar el nivel de madurez de una tecnología en particular. Cada proyecto se evalúa contra los parámetros para cada nivel de tecnología y luego se le asigna una calificación TRL basada en el progreso del proyecto. Se presentan nueve niveles de preparación tecnológica, siendo el TRL 1 el más bajo y el TRL 9 es el más alto (NASA, 2012).

- TRL 1: Principios básicos observados.
- TRL 2: Concepto de tecnología formulado.
- TRL 3: Prueba experimental de concepto.
- TRL 4: Tecnología validada en laboratorio.
- TRL 5: Tecnología validada en un entorno relevante (entorno industrialmente relevante en el caso de tecnologías habilitadoras clave).
- TRL 6: Tecnología demostrada en un entorno relevante (entorno industrialmente relevante en el caso de tecnologías habilitadoras clave).
- TRL 7: Demostración del prototipo del sistema en un entorno operativo.
- TRL 8: Sistema completo y calificado.
- TRL 9: Sistema real probado en el entorno operativo (fabricación competitiva en el caso de tecnologías habilitadoras clave).

2.2.4. Proceso Analítico Jerárquico (PAJ)

La selección de la localización de la planta electrolizadora es un aspecto fundamental en este proyecto y para determinarla, se tendrán en cuenta diversos criterios que influyen en la factibilidad del mismo. Es por esto que se utilizará la herramienta del Proceso Analítico Jerárquico, para evaluar diferentes alternativas de localización, en base a los criterios seleccionados.

El Proceso de Análisis Jerárquico, es un método basado en la evaluación de diferentes criterios que permiten jerarquizar un proceso y su objetivo final consiste en optimizar

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

la toma de decisiones gerenciales (Saaty, 1980). Esta metodología se utiliza para resolver problemas en los cuales existe la necesidad de priorizar distintas opciones y posteriormente decidir cuál es la opción más conveniente. La técnica PAJ ayuda a los analistas a organizar los aspectos críticos de un problema en una estructura jerárquica, reduciendo las decisiones complejas a una serie de comparaciones que permiten la jerarquización de los diferentes criterios evaluados.

Planteamiento verbal de preferencia	Calificación numérica
Extremadamente preferible	9
Entre muy fuertemente y extremadamente preferible	8
Muy fuertemente preferible	7
Entre fuertemente y muy fuertemente preferible	6
Fuertemente preferible	5
Entre moderadamente y fuertemente preferible	4
Moderadamente preferible	3
Entre igualmente y moderadamente preferible	2
Igualmente preferible	1

Tabla 4: Escala de Preferencias.
Fuente: Elaboración propia en base a Saaty (1980).

El PAJ pide a quien toma las decisiones señalar una preferencia o prioridad con respecto a cada alternativa de decisión en términos de la medida en la que contribuya a cada criterio. Teniendo esta información, se utiliza el proceso matemático denominado síntesis para resumir la información y proporcionar una jerarquización de prioridades de las alternativas. Las comparaciones pareadas son bases fundamentales del PAJ. En la tabla 4 se detalla la escala subyacente con valores de 1 a 9, utilizada por el PAJ, para calificar las preferencias relativas de los dos elementos.

A continuación, se realiza una matriz cuadrada que contiene las comparaciones pareadas de las alternativas o criterios, que puede observarse en la ecuación 1. Sea una matriz \mathbf{A} $n \times n$, donde $n \in \mathbb{Z}^+$. Sea a_{ij} el elemento (i,j) de \mathbf{A} , para $i = 1, 2, \dots, n$, y, $j = 1, 2, \dots, n$. Decimos que \mathbf{A} es una matriz de comparaciones pareadas de n alternativas, si a_{ij} es la medida de la preferencia de la alternativa en el renglón i cuando se le compara con la alternativa de la columna j . Cuando $i = j$, el valor de a_{ij} será igual a 1, pues se está comparando la alternativa consigo misma.

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (1)$$

Además se cumple que: $a_{ij} \cdot a_{ji} = 1$; esto se puede ver en la ecuación 2:

$$A = \begin{pmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ 1/a_{12} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1/a_{1n} & 1/a_{2n} & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (2)$$

El PAJ sustenta esto con los siguientes axiomas:

- **Axioma 1:** referente a la condición de juicios recíprocos: Si A es una matriz de comparaciones pareadas se cumple que $a_{ij} = 1/a_{ji}$.
- **Axioma 2:** referente a la condición de homogeneidad de los elementos: Los elementos que se comparan son del mismo orden de magnitud.
- **Axioma 3:** referente a la condición de estructura jerárquica o estructura dependiente de reaprovechamiento. Dependencia en los elementos de dos niveles consecutivos en la jerarquía y dentro de un mismo nivel.
- **Axioma 4:** referente a condición de expectativas de orden de rango: Las expectativas deben estar representadas en la estructura en términos de criterios y alternativas.

Una vez que se elabora la matriz de comparaciones pareadas se procede a calcular lo que se denomina prioridad de cada uno de los elementos que se comparan. El procedimiento matemático se resume a los siguientes tres pasos:

- **Paso 1:** Sumar los valores en cada columna de la matriz de comparaciones pareadas.
- **Paso 2:** Dividir cada elemento de tal matriz entre el total de su columna; a la matriz resultante se la denomina matriz de comparaciones pareadas normalizadas.
- **Paso 3:** Calcular el promedio de los elementos de cada renglón de las prioridades relativas de los elementos que se comparan.

En la ecuación 3, se consideran las prioridades de cada criterio en términos de la meta global:

$$\begin{array}{l} \text{Meta} \\ \text{Global} \\ \text{Criterio 1} \\ \text{Criterio 2} \\ \dots \\ \text{Criterio } m \end{array} \begin{pmatrix} P'_1 \\ P'_2 \\ \dots \\ P'_m \end{pmatrix} \quad (3)$$

Donde m es el número de criterios y P'_i es la prioridad del criterio i con respecto a la meta global, para $i=1,2, \dots, m$.

Luego, en la ecuación 4, se encuentra la matriz de prioridades, que resume las prioridades para cada alternativa en términos de cada criterio. Para m criterios y n alternativas tenemos:

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

$$\begin{matrix}
 & \text{Criterio 1} & \text{Criterio 2} & \dots & \text{Criterio } m & \\
 \text{Alternativa 1} & P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1m} & \\
 \text{Alternativa 2} & P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2m} & \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \\
 \text{Alternativa } n & P_{n1} & P_{n2} & \dots & P_{nm} &
 \end{matrix} \quad (4)$$

Donde P_{ij} es la prioridad de la alternativa i con respecto al criterio j , para $i=1,2, \dots, n$; y $j=1, 2, \dots, m$.

La prioridad global de cada alternativa de decisión se resume en el vector columna que resulta del producto de la matriz de prioridades con el vector de prioridades de los criterios, como se observa en la ecuación 5.

$$\begin{pmatrix} P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1m} \\ P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ P_{n1} & P_{n2} & \dots & P_{nm} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P'_1 \\ P'_2 \\ \dots \\ P'_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \dots \\ P_{gn} \end{pmatrix} \quad (5)$$

Donde P_{gi} es la prioridad global (respecto a la meta global) de la alternativa i ($i=1, 2, \dots, n$) (Toskano Hurtado, 2005).

2.2.5. Fundamentos del desarrollo económico local (DEL)

Un criterio importante a tener en cuenta a la hora de seleccionar la localización de la planta es el nivel de desarrollo económico local que presenta cada una de las distintas opciones a evaluar. Además, una vez decidida la localización, es importante conocer el espacio de soporte que va a contribuir al desarrollo de la empresa y de la economía del hidrógeno verde y las energías renovables en la región.

El desarrollo territorial, ya sea a nivel local (DEL) o regional (DER), consiste en un proceso de cambio sostenido con el fin de perfeccionar la región, la comunidad de personas que integran la sociedad regional y a cada individuo miembro de dicha sociedad y habitante de esa región. Fomenta los acuerdos de colaboración entre los principales actores públicos y privados de un territorio, posibilitando el diseño y la puesta en práctica de una estrategia de desarrollo común a base de aprovechar los recursos y ventajas competitivas locales en el contexto global (Albuquerque, 2004). Los principales objetivos del desarrollo económico local son:

- La transformación de la estructura económica local, incrementado su eficiencia productiva y su competitividad.
- La diversificación de las actividades productivas locales, la mejora del empleo y de la calidad de vida de la población.

- La sustentabilidad ambiental y el dinamismo económico de las actividades productivas locales.
- Garantizar con todo ello, la mayor cohesión social local posible.

A la hora de instalar una nueva empresa de base tecnológica es importante conocer el espacio de soporte presente en la región donde se va a localizar la misma. El espacio de soporte es entendido como todo aquello que, estando concentrado en un territorio, ayuda a las empresas a funcionar, facilitando el acceso a los recursos necesarios y generando externalidades positivas para las empresas. Está conformado por organizaciones e instituciones pertenecientes tanto al sector académico (universidades, institutos de investigación básica, institutos de I+D, consultorías de empresas), como a la administración pública (municipal, provincial, regional, empresas del Estado, ministerios) y al sector privado (grandes empresas, PyMES, sindicatos, asociaciones empresariales, cámaras de comercio) (Solé Parellada, 2001).

2.2.6. Inversión total

La siguiente etapa del proyecto de inversión, y aquella en la que se define la factibilidad económica del mismo, es el estudio financiero. Para esto será necesario calcular la inversión inicial, así como los costos de operación y finalmente evaluar la rentabilidad a partir de ciertos indicadores que se explicarán posteriormente.

La inversión total es la cantidad de dinero necesaria para poner en operación un proyecto y está compuesta de la inversión fija total y la inversión en capital de trabajo.

La inversión fija total es el dinero necesario para adquirir todos los activos fijos, tangibles e intangibles, necesarios para construir la totalidad de la planta, instalar los servicios auxiliares y ubicarla en situación de poder comenzar a producir. Constituyen activos fijos los terrenos, las obras físicas (edificios industriales, sala de venta, oficinas administrativas, estacionamientos, depósitos, entre otras), el equipamiento de la planta y oficinas (en maquinarias, muebles, herramientas, vehículos) y la infraestructura de servicios de apoyo (agua potable, desagües, red eléctrica, comunicaciones, energía, entre otros). Por otro lado, los activos intangibles son constituidos por los servicios o derechos adquiridos, necesarios para la puesta en marcha del proyecto (patentes, conocimientos técnicos, gastos de organización, puesta en marcha, entre otros) (Sapag Chain, 2008).

El capital de trabajo está constituido por todos aquellos recursos que requiere la planta para dar inicio al ciclo de producción en su fase de funcionamiento, es decir, el capital adicional con el que se debe contar para poder financiar la producción antes de percibir ingresos (Sapag Chain, 2008).

2.2.7. Método de estimación por factores

El método de estimación por factores sirve para obtener el costo de un sistema completo a partir de la extrapolación del costo de los equipos principales del proceso productivo (Chilton, 1949). De esta forma, es posible determinar una estimación de la inversión fija con un error de 10-15% del valor real, debido a una selección de los factores dentro del rango dado y de acuerdo al criterio del decisor.

El punto de partida en este método es la estimación de la inversión de los equipos principales de proceso representada como I_E . Se observa que el costo de otros rubros esenciales, necesarios para completar el sistema puede correlacionarse con la inversión en los equipos principales y que la inversión fija total puede estimarse por aplicación de factores experimentales, presentes en la tabla 5, a la inversión básica I_E (FAO, 1998).

La Inversión Directa se calcula a partir de la ecuación 6, donde I_E representa el valor del equipo instalado de proceso.

$$Inversión\ Directa = I_E \times (1 + \sum f_i) \quad (6)$$

Factores experimentales como fracción de IE	
Tuberías de proceso	f₁
Proceso de solidos	0,07 - 0,10
Proceso de mixtos	0,10 - 0,30
Proceso de fluidos	0,30 - 0,60
Instrumentación	f₂
Control poco automatizado	0,02 - 0,05
Control parcialmente automatizado	0,05 - 0,10
Control complejo, centralizado	0,10 - 0,15
Edificios de fabricación	f₃
Construcción abierta	0,05 - 0,20
Construcción semiabierta	0,20 - 0,60
Construcción cerrada	0,60 - 1,00
Plantas de servicio	f₄
Escasa adición a las existentes	0,00 - 0,05
Adición considerable a las existentes	0,05 - 0,25
Plantas de servicios nuevas	0,25 - 1,00
Conexiones entre unidades	f₅
Entre las unidades de servicio	0,00 - 0,05
Entre unidades de proceso separadas	0,05 - 0,15
Entre unidades de proceso dispersas	0,15 - 0,25

Tabla 5: Factores experimentales de estimación como fracción de la inversión en equipos propuestos por Chilton.

Fuente: Elaboración propia en base a Chilton (1949).

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Luego se obtiene el Factor de Inversión Indirecta a partir de la ecuación 7, a partir de los factores experimentales de la tabla 6. Finalmente se calcula la Inversión Fija a partir de la Inversión Directa y el Factor de Inversión Indirecta utilizando la ecuación 8.

$$f_I = \sum f_{Ii} + 1 \quad (7)$$

$$\text{Inversión Fija} = I_E \times (1 + \sum f_i) \times f_I \quad (8)$$

Factores experimentales como fracción de la inversión directa	
Ingeniería y construcción	f_{I1}
Ingeniería inmediata	0,20 - 0,35
Ingeniería compleja	0,35 - 0,50
Factores de tamaño	f_{I2}
Unidad comercial grande	0,02 - 0,05
Unidad comercial pequeña	0,05 - 0,10
Unidad experimental	0,10 - 0,15
Contingencias	f_{I3}
De la compañía	0,10 - 0,20
Variaciones imprevistas	0,20 - 0,30
Procesos exploratorios	0,30 - 0,50

Tabla 6: Factores experimentales de estimación como fracción de la inversión directa propuestos por Chilton.

Fuente: Elaboración propia en base a Chilton (1949).

La aplicación de este método es recomendable en el caso de no conocer o no disponer con los recursos necesarios para obtener los valores reales específicos de cada uno de los componentes que conforman la inversión. En caso de disponer de información específica, el método permite utilizar estos datos y a su vez estimar los restantes.

2.2.8. Rentabilidad

Se define a la rentabilidad como la relación que existe entre el beneficio obtenido y la inversión realizada por el desarrollo de un proyecto.

El inversionista exigirá cierta rentabilidad por aplazar la utilización de su dinero hoy y postergarlo a un plazo futuro, ya que, si el dinero estuviese disponible en la actualidad, podría ser invertido para ganar un rendimiento a lo largo del tiempo. A esto se lo conoce como el valor temporal del dinero.

Para realizar la valuación de un activo, se debe determinar la tasa de interés adecuada que represente la equivalencia de dos sumas de dinero en dos periodos diferentes. Para esto existen ciertos criterios que permiten evaluar la rentabilidad de una operación y determinar, a partir de ellos, si el proyecto debería aceptarse o rechazarse. Los mismos se clasifican de acuerdo a si realizan, o no, una consideración del valor temporal del dinero, denominándose como dinámicos o estáticos, respectivamente.

A continuación se explican los indicadores que serán utilizados para evaluar la rentabilidad del presente proyecto, siendo el valor presente y la tasa interna de retorno métodos dinámicos, y el tiempo de repago, un método estático.

Valor Presente

Este método compara los valores presentes de todos los flujos de caja con la inversión original, expresados en la moneda actual de un proyecto de inversión. El valor presente se calcula a partir de la ecuación 9, donde FC_j representa los flujos de caja para cada período, i representa la tasa de interés que se aplica y n la cantidad de períodos (Sapag Chain, 2008). Al calcular el valor presente, debe sumarse al último flujo de caja del proyecto las cantidades de capital que se recuperan al finalizar la vida económica del proyecto, es decir, el capital de trabajo, el valor del terreno y el valor residual.

$$VP_{(i)} = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - I_T \quad (9)$$

Se puede afirmar que si el VP es mayor o igual a cero el proyecto es aceptable, ya que indica que genera ese monto de dinero remanente sobre lo mínimo exigido. En caso contrario se debe rechazar, ya que esa es la cantidad de dinero faltante para que el proyecto reditúe de acuerdo a lo exigido por el inversionista.

Tasa Interna de Retorno

El criterio de la tasa interna de retorno (TIR) evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. La TIR representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo.

Utilizando para la ecuación 9 una tasa de interés r e igualando a cero, puede obtenerse tasa interna de retorno (TIR), como se muestra en la ecuación 10.

$$\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+r)^j} - I_T = 0 \quad (10)$$

La tasa calculada se compara con la tasa de descuento seleccionada por la empresa (tasa de rentabilidad mínima aceptable o TRMA), la cual puede ser la tasa de oportunidad del mercado, siendo éste el mayor rendimiento que se puede obtener si se invirtiera el dinero en otro proyecto de riesgo similar disponible en ese momento. Si la TIR es igual o mayor que ésta, el proyecto debe aceptarse, y si es menor, debe rechazarse (Sapag Chain, 2008).

Cabe aclarar que no es correcto aplicar este método para proyectos en los cuales se obtenga un cambio de signo en la evolución de los flujos de caja, dado que esto da como resultado múltiples soluciones al resolver la ecuación.

Tiempo de Repago

Se define como el mínimo período de tiempo teóricamente necesario para recuperar la inversión fija depreciable en forma de flujo de caja del proyecto. Dicho período puede ser calculado de forma analítica, pero este método es aplicable sólo si todos los flujos de caja del proyecto son iguales. En caso de que el proyecto en análisis tenga flujos de caja crecientes o decrecientes, el tiempo de repago se debe determinar aplicando el método gráfico.

Dicho método consiste en graficar en ordenadas el flujo de caja acumulado del proyecto y en abscisas los años de duración del mismo. El flujo de caja acumulado para el año cero se asume igual a la inversión fija depreciable. Luego, el tiempo de repago puede leerse directamente desde el gráfico, siendo este el valor para el cual el flujo de caja acumulado se hace cero o la recta corta al eje de abscisas (Sapag Chain, 2008).

2.2.9. Marco Legal

A continuación, se nombran las leyes y resoluciones que afectan las actividades desarrolladas por el presente proyecto, y se detallan sus principales artículos y/o resúmenes:

- **Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.**

Establece los objetivos de cumplimiento del porcentaje de participación de las energías renovables en el Mercado Eléctrico Mayorista en Argentina a futuro, a los cuales el presente proyecto busca contribuir (Ley 27.191, 2015).

- **Promoción del hidrógeno.**

La misma fue sancionada en el año 2006 y declara de interés nacional al desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía. A su vez, promueve la investigación, el desarrollo, la producción y el uso del hidrógeno como combustible y vector energético, generado mediante el uso de energía primaria y regula el aprovechamiento de su utilización en la matriz energética (Ley 26.123, 2006).

- **Importaciones Grandes Proyectos de Inversión.**

Incentivo promocional dirigido a alentar las inversiones con el fin de aumentar la competitividad de los productos industrializados a través de la incorporación de tecnología de última generación. Establece el pago del 0% en concepto de derechos de importación para

todos los bienes nuevos que formen parte de nuevas líneas de producción completas y autónomas, y su excepción al pago de tasa de comprobación de destino (Res. M.E N°256/00, 2000).

- **Régimen de Gestión Ambiental de Aguas.**

La presente ley establece los presupuestos mínimos ambientales, para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional. Incluye al conjunto de los cursos y cuerpos de aguas naturales o artificiales, superficiales y subterráneas, así como a las contenidas en los acuíferos, ríos subterráneos y las atmosféricas, a nivel nacional (Ley N° 25.688, 2002).

- **Higiene y Seguridad en el Trabajo.**

Impone las condiciones de higiene y seguridad en el trabajo, en todo el territorio de la República Argentina, a todo establecimiento y explotación, persigan o no fines de lucro (Ley 19.587, 1972).

- **Ley General del Ambiente.**

La presente ley tiene por objeto la protección, conservación, mejoramiento y restauración de los recursos naturales y del ambiente en general en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, a fin de preservar la vida en su sentido más amplio; asegurando a las generaciones presentes y futuras la conservación de la calidad ambiental y la diversidad biológica (Ley N° 11.723, 1995).

- **Ley de protección a las fuentes de provisión y a los cursos y cuerpos receptores de agua y a la atmósfera.**

Prohíbe el envío de efluentes residuales sólidos, líquidos o gaseosos, de cualquier origen, a toda fuente, curso o cuerpo receptor de agua, superficial o subterránea, que signifique una degradación aire o de las aguas de la Provincia de Buenos Aires, sin previo tratamiento de depuración o neutralización que los convierta en inocuos e inofensivos para la salud de la población (Ley N° 5.965, 1958).

- **Código de Aguas.**

Establece el régimen de protección, conservación y manejo del recurso hídrico de la Provincia de Buenos Aires. En los artículos 66-71 del capítulo 3, se definen las condiciones específicas del uso industrial de los recursos hídricos públicos (Ley N° 12.257, 1999).

- **Radicación Industrial de la Provincia de Buenos Aires.**

Impone la realización de un Estudio de Impacto Ambiental y Auditorías Ambientales para todas las actividades industriales en el ámbito de la provincia (nuevas o instaladas) (Ley N° 11.459, 1993).

- **Programa Especial para la Preservación y Optimización de la Calidad Ambiental.**

Establécese un Programa Especial para la Preservación y Optimización de la Calidad Ambiental, a través del monitoreo y control de emisiones gaseosas y efluentes líquidos de origen industrial, cuyo ámbito de aplicación será el Polo Petroquímico y el Área Portuaria del distrito de Bahía Blanca (Ley N° 12.530, 2000).

3. DESARROLLO

3.1. Estudio de mercado

3.1.1. Análisis de demanda

El hidrógeno tiene múltiples aplicaciones en diferentes campos, ya sea como un insumo industrial o más recientemente empleado como un vector energético, es decir como una sustancia capaz de almacenar energía para ser utilizada en otro lugar o momento posterior.

El alcance de este proyecto está orientado a abastecer al mercado interno para contribuir a la introducción y el desarrollo temprano de esta industria en el país. Como Argentina aún no ha desarrollado el mercado del hidrógeno verde como un vector energético, se analizará la demanda para usos tradicionales como mercados potenciales a abastecer. Dentro de este último grupo se analizará la evolución de la demanda histórica de los cuatro principales campos de aplicación, siendo estos la fabricación de amoníaco, metanol, acero y el refinado de petróleo crudo. En el Anexo I se encuentra detallada la participación del hidrógeno en los procesos de fabricación de los distintos productos mencionados.

3.1.1.1. Demanda histórica

La demanda de hidrógeno para cada una de las cuatro aplicaciones se obtuvo de forma derivada. Partiendo de la producción de hierro esponja, metanol, amoníaco y petróleo crudo en Argentina, desde 1990 hasta la actualidad, y el consumo promedio de hidrógeno de los respectivos procesos de producción, se obtuvo la demanda histórica de hidrógeno para dicho período, cuyos cálculos se detallan en el Anexo II.

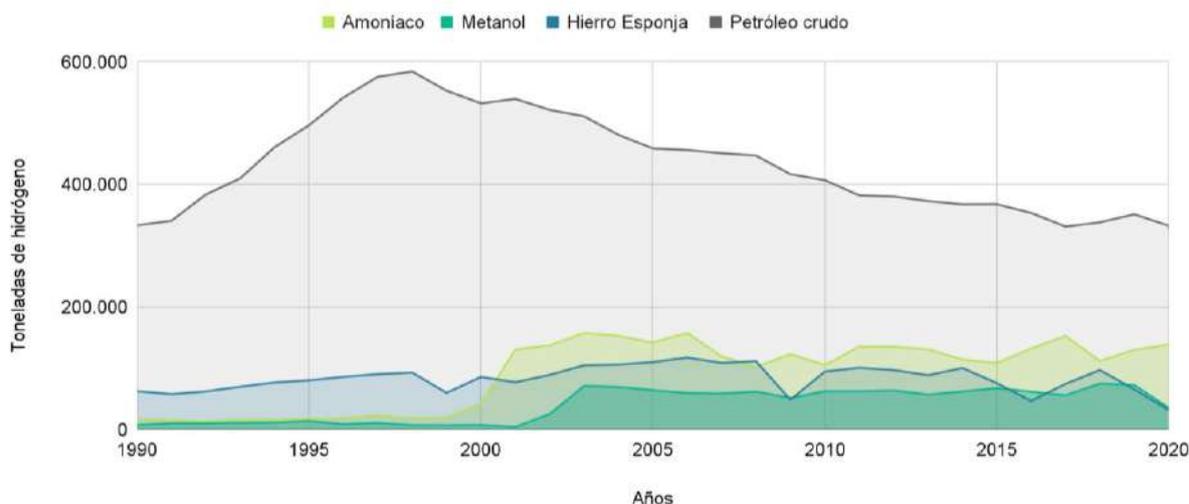


Figura 4: Demanda histórica de hidrógeno en Argentina para las cuatro principales aplicaciones de 1990 hasta la actualidad.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INDEC (2021).

En la figura 4 se observa el gráfico de demanda histórica de hidrógeno para los cuatro mercados a analizar. Si bien la demanda de hidrógeno en refinerías de petróleo es superior a la de las otras tres aplicaciones analizadas, la tendencia global hacia la descarbonización generará una reducción en la demanda de combustibles fósiles cada vez mayor, que puede observarse en el gráfico. Además, la mayor parte del hidrógeno necesario en refinería se obtiene como subproducto de otros procesos de la propia refinería o por generación in situ, con costos de producción muy bajos. Es por esto que no se observa un interés en el sector petrolero por adquirir o fabricar su propio hidrógeno verde.

Por otro lado, la utilización de hidrógeno verde para los distintos procesos de refinamiento del petróleo crudo no genera reducciones significativas en las emisiones de carbono, ya que la producción del hidrógeno representa solo un 15% de las emisiones totales del proceso de refinado (Comisión Europea, 2018). La producción de dichos combustibles fósiles será más limpia al utilizar hidrógeno verde, pero el consumo final de los mismos seguirá emitiendo altas concentraciones de CO₂.

En el corto plazo, la tecnología más rentable para reducir las emisiones en las refinerías es el uso de hidrógeno azul, logrando una reducción de hasta un 90% (Barlett & Krupnick, 2021). Además, ya que la mayoría de las refinerías cuentan con su propia unidad de reformado de gas natural, la implementación de un sistema de captura de carbono resulta más compatible que el reemplazo de todo el sistema para la producción o adquisición de hidrógeno verde.

Teniendo en cuenta todo lo expuesto anteriormente y considerando que el enfoque del presente proyecto busca tener el menor impacto ambiental posible y contribuir a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, se considera que el uso de hidrógeno en refinerías no es un mercado atractivo a abastecer.

Debido al interés mostrado por los principales agentes del sector en la implementación de hidrógeno verde, además de la significativa reducción en las emisiones de CO₂ que esto generaría en sus procesos (hasta un 95% en el caso del acero y cercano al 100% para el caso del amoníaco y el metanol), se decide analizar en mayor detalle la demanda de los sectores del acero, el metanol y el amoníaco.

3.1.1.2. Proyección de la demanda

En la figura 5 se encuentran los valores históricos de demanda de hidrógeno para la fabricación de amoníaco, metanol y hierro esponja, además de la suma de estas tres series de datos, es decir el mercado objetivo total.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

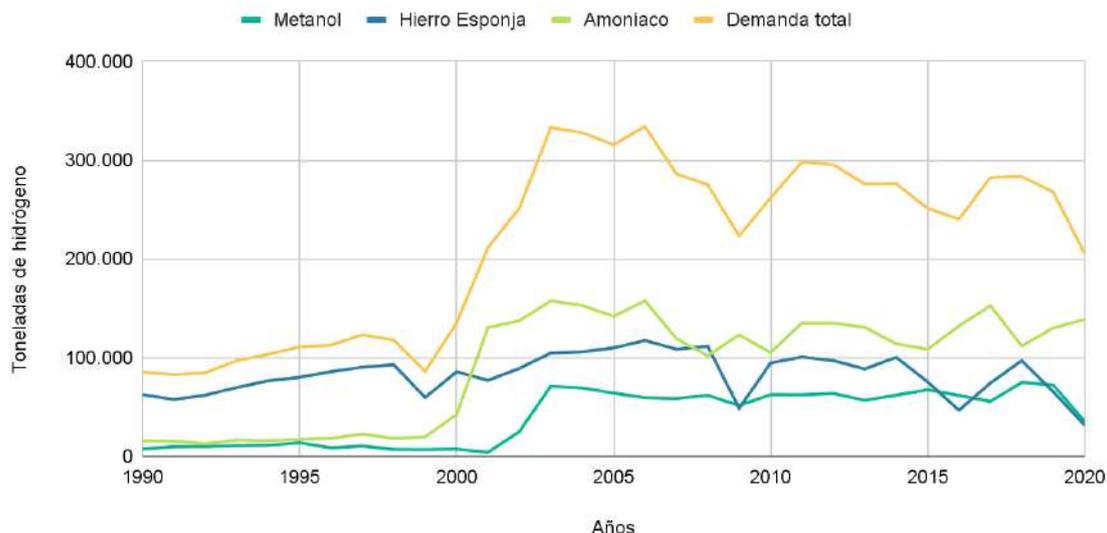


Figura 5: Demanda histórica de hidrógeno para la producción de hierro esponja, amoníaco y metanol. Fuente: Elaboración propia con datos de la Cámara Argentina del Acero y del Instituto Petroquímico Argentino (2022).

Puede observarse una gran brecha de demanda de hidrógeno tanto para el caso del metanol, como del amoníaco, debido a un aumento de la producción de ambos productos a partir del año 2001. Esto es consecuencia del cambio coyuntural sucedido en Argentina luego de la crisis de 2001. Previo a este suceso, insumos como el metanol y el amoníaco eran usualmente importados, pero a raíz de la crisis comenzó una etapa de producción por sustitución de importaciones que condujo a un notable aumento en la producción de estos insumos y esto repercutió en la demanda de hidrógeno para estos usos. Los efectos de esta crisis afectaron a la producción y generaron un período de transición hacia nuevos niveles entre 2001 e inicios de 2003. Teniendo en cuenta esto, se decide pronosticar utilizando únicamente los datos históricos desde 2003 hasta 2019, ya que estos son los más representativos de la situación actual del país. Con respecto a los valores del 2020, también fueron excluidos del análisis ya que los mismos no son representativos por motivo de la pandemia del COVID-19.

Dentro del período 2003 - 2020, uno de los valores atípicos que se observan fuera de la tendencia general en el gráfico de la figura 5, se da en el año 2009, con una fuerte baja en la demanda de hidrógeno. Esto surge como consecuencia de la crisis económica global de 2009, que afectó directamente a la industria siderúrgica argentina, llegando ese año a caer en un 47,8% la producción de acero crudo (El Cronista, 2009). Existe un índice que mide la evolución del bloque de industrias metálicas básicas, el Estimador Mensual Industrial, el cual cayó desde un 115% durante todo el año 2008 hasta un 76,9% en mayo de 2009 alcanzando valores similares a los sostenidos durante la crisis de 2001 (Mussi, 2009). Teniendo en cuenta

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

que se trata de un valor atípico, este fue reemplazado por la demanda promedio de los demás años para realizar el cálculo del pronóstico.

En el año 2016 se registró otra regresión en la producción de acero, pero a menor escala. En dicha oportunidad, la caída se explica por el deterioro del mercado petrolero global y la baja en la producción local de autos, que demandan tubos de acero y chapa, respectivamente. Es el segundo año más bajo del período 2003 - 2020, marcando una reducción en la producción de acero de un 17,9 % respecto al año anterior (El Economista, 2017).

Se evaluaron distintos métodos de pronóstico y distintas combinaciones de los modelos obtenidos a partir de ellos. En base a la comparación de distintas medidas de error y estimadores, se determinó el modelo más adecuado para describir el comportamiento futuro de la demanda de hidrógeno, como se detalla en el Anexo III. Finalmente, se seleccionó el modelo ARIMA (2,1,2) obtenido a través de la herramienta de Crystall Ball para realizar el pronóstico de los próximos diez años, como se muestra en la figura 6. El mismo presenta menores medidas de error que el resto de los modelos y combinaciones realizadas. Se trata de un modelo autorregresivo de orden 2, con una integración de orden 1, un polinomio de medias móviles de orden 2 y un error MAD de 12.433.

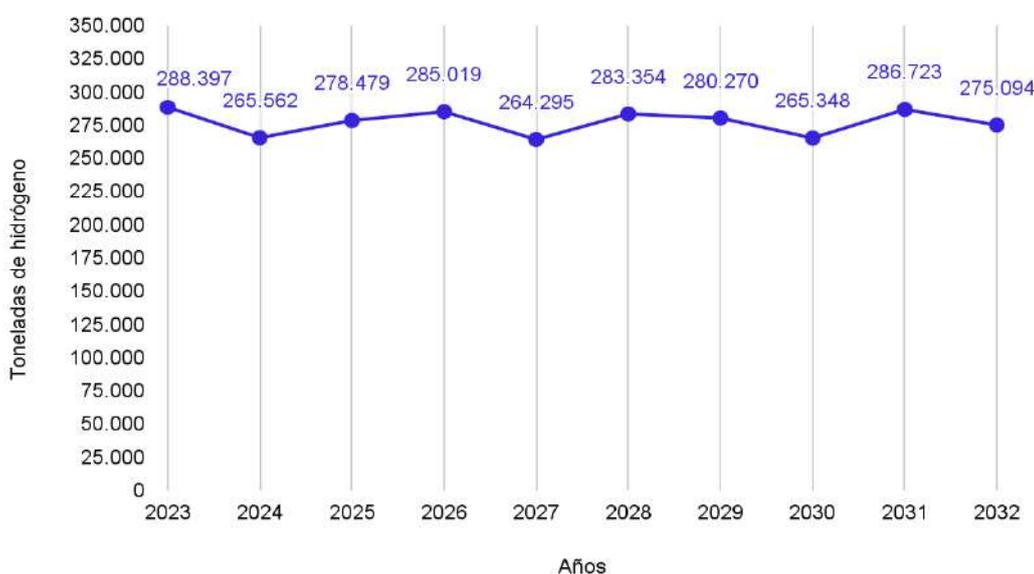


Figura 6: Proyección de la demanda de hidrógeno para el período 2023 - 2032.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

3.1.2. Modelo de las 5 fuerzas de Porter

Amenaza de productos o servicios sustitutos

Analizando los actuales procesos de los sectores objetivo se podrá determinar los productos sustitutos. En el caso del metanol, el mismo se obtiene a partir del gas de síntesis

por medio de la combustión parcial de hidrocarburos líquidos o carbón, como también de la combustión parcial de gas natural en presencia de agua. Por otro lado, la producción de amoníaco se realiza a partir del reformado de metano, obtenido del gas natural. Por su parte, el acero puede ser fabricado utilizando coque como agente reductor en los altos hornos y carbón o gas de síntesis en el proceso DRI. Cabe aclarar que en todos los casos el hidrógeno gris es el principal producto sustituto.

Los productos sustitutos mencionados poseen un bajo costo de obtención y suelen ser fabricados in situ por las mismas industrias que los utilizan. Este es un factor relevante para los clientes a la hora de decidir entre las diferentes opciones de materia prima. Sin embargo, el hidrógeno verde posee la diferenciación de ser neutro en emisiones, lo que lo hace atractivo para ciertas empresas comprometidas con la sustentabilidad. Es por esto que se considera que la amenaza de los productos sustitutos es media.

Amenaza de ingreso de nuevos competidores

Analizando las barreras de entradas, las mismas son altas como consecuencia de la elevada inversión inicial requerida a fin de alcanzar una economía de escala. En la actualidad existe un gran número de empresas relevantes en el rubro energético que buscan diversificar su cartera de productos con el desarrollo del hidrógeno verde. Dichas empresas poseen tanto know-how y experiencia dentro del rubro, como el respaldo financiero necesario para afrontar la inversión. Sin embargo, el acceso a este nuevo mercado va a estar restringido sólo a aquellas empresas que sí puedan superar las barreras de entrada relacionadas con poseer el capital y la economía de escala necesarios. Por esto, la amenaza de ingreso de nuevos competidores es media.

Poder de negociación de los proveedores

En este caso se poseen dos insumos empleados como materia prima, la energía eléctrica y el agua de mar. El precio de la energía se negocia directamente con la empresa generadora, a través del MATER. Por lo tanto, al obtener el agua directamente del mar el poder de negociación se resume a la obtención de energía eléctrica, resultando en un poder alto.

Poder de negociación de los compradores

Los compradores poseen un alto poder de negociación como consecuencia de la gran variedad de productos sustitutos a los cuales pueden acceder y se encuentran utilizando actualmente. Se considera alto debido a la ausencia de sanciones a aquellas empresas con altas emisiones de dióxido de carbono o de incentivos al uso particular de hidrógeno verde, que hacen que el cliente se incline hacia alternativas más económicas. En el futuro, se espera que, debido a los objetivos de descarbonización planteados tanto a nivel global como nacional, la forma de producción de hidrógeno generalizada sea a partir de energías renovables, por lo

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

que el producto pasaría a comportarse como un commodity y el poder de negociación de los clientes pasaría a ser bajo.

Rivalidad en la industria

En la actualidad no existen empresas que comercialicen hidrógeno verde dentro del país, la única empresa que lo produce, lo utiliza como forma de almacenamiento de energía para sus parques eólicos, únicamente comercializan la energía renovable. Es por esto que la rivalidad que se presenta entre los participantes del mercado es baja. En el futuro, como consecuencia del potencial de crecimiento de este mercado se espera que la rivalidad sea cada vez mayor.

3.1.3. Matriz BCG

En la figura 7 se observa que el hidrógeno verde se ubica dentro del cuadrante correspondiente a producto incógnita en la matriz BCG. Esto se debe a que es un producto innovador, el cual se encuentra en su etapa de introducción en el mercado. Actualmente cuenta con una muy baja tasa de participación en el mercado (menor al 0,7%). Sin embargo, cuenta con un alto potencial de crecimiento, derivado del surgimiento de cada vez más aplicaciones de este producto y la necesidad de insumos y fuentes de energías libres de carbono.

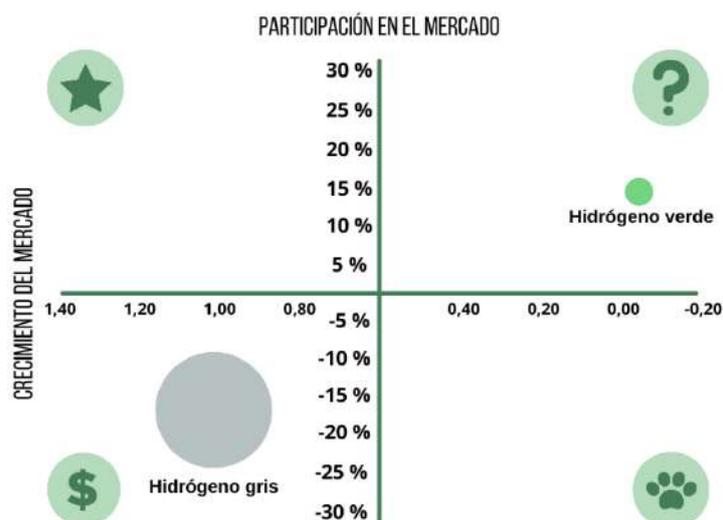


Figura 7: Matriz BCG para el hidrógeno verde en comparación con el hidrógeno gris.

Fuente: Elaboración propia, 2021.

El éxito de este producto depende en gran medida de la inversión y de la creación de políticas públicas con el objetivo de su desarrollo. Teniendo en cuenta el interés por el hidrógeno, tanto a nivel nacional como global, además de las medidas estratégicas definidas por el Gobierno Nacional para fomentar el crecimiento de esta industria, se espera que en los próximos años el hidrógeno verde se convierta en un producto estrella dentro de la matriz

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

BCG. En ese caso, el hidrógeno verde lograría un aumento en su participación de mercado y contaría aún con un gran potencial de crecimiento del mercado. A largo plazo, una vez que éste consolide su madurez en el mercado, se espera que siga su trayectoria en la matriz, pasando a considerarse un producto vaca lechera. Por su parte, el hidrógeno gris, que es actualmente un producto vaca lechera, a largo plazo es propenso a convertirse en un producto perro. Esto se debe a las crecientes medidas de descarbonización tomadas por los Estados, lo cual tenderá a una desinversión en generación de combustibles de origen fósil.

De los tres mercados objetivo, el sector del acero es aquel que mayor diversidad de aplicaciones tiene y por ende más alcance tiene para contribuir a descarbonizar otras industrias. Además, algunas de las principales industrias del acero tales como ArcelorMittal, Tenaris y Ternium cuentan con sedes en Argentina y se han planteado objetivos para reducir significativamente sus emisiones de dióxido de carbono para el año 2030, buscando alcanzar la meta de carbono neutral para el año 2050. Es por ello que se buscará abastecer en mayor medida al sector del acero en la producción de hierro esponja, lo cual posibilitará el desarrollo de acero verde para las industrias que lo fabriquen. De esta forma, se podrá trasladar el valor agregado asociado a un proceso sustentable y libre de emisiones a lo largo de toda la cadena de valor. Teniendo en cuenta esto, se decide destinar un porcentaje preponderante de la producción para abastecer al mercado del acero por sobre los mercados del amoníaco y el metanol.

En la tabla 7 se puede observar el pronóstico realizado para los próximos diez años de vida útil del proyecto, junto con el porcentaje de mercado a abastecer. A partir de esto, se decide iniciar el proyecto con una cuota del 1,5% de dicho total, lo que representa una producción anual de 4.326 toneladas de hidrógeno. La producción aumentará progresivamente hasta alcanzar 8.253 toneladas de hidrógeno en el año 2032, es decir un 3% de la demanda total de los mercados a abastecer.

Año	Demanda Total [t de H ₂]	Porcentaje de mercado total	Producción anual [t de H ₂]	Producción diaria [t de H ₂]
2023	288.397	1,50%	4.326	11,85
2024	265.562	1,63%	4.329	11,86
2025	278.479	1,75%	4.873	13,35
2026	285.019	1,88%	5.358	14,68
2027	264.295	2,00%	5.286	14,48
2028	283.354	2,20%	6.234	17,08
2029	280.270	2,40%	6.726	18,43
2030	265.348	2,60%	6.899	18,90
2031	286.723	2,80%	8.028	22,00
2032	275.094	3,00%	8.253	22,61

Tabla 7: Pronóstico de demanda de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

3.1.4. Descripción del producto

3.1.4.1. Presentación del producto

Se comercializará hidrógeno verde fabricado a partir de la utilización de energía renovable para realizar el proceso de electrólisis a partir de agua de mar. Su presentación será en forma de gas comprimido con una pureza del 99,9995% y una presión de 700 bar.

3.1.4.2. Precio de venta

El costo nivelado del hidrógeno verde a nivel global se encuentra actualmente en un rango de entre 3 y 8 US\$/kg y se espera que para el año 2030 llegue a estar entre 1,3 y 3,5 US\$/kg como consecuencia de una mejora en el precio de los electrolizadores y principalmente de la energía eléctrica renovable (IEA, 2021). Teniendo en cuenta que aproximadamente entre el 50% y el 60% del costo del hidrógeno verde corresponde al costo de la energía renovable, para lograr dichos precios competitivos, el costo de la energía renovable debería estar entre los 20 y 30 dólares el MWh. A fecha de mediados de 2022, la más competitiva en Argentina se encuentra alrededor de 40 US\$/MWh, la cual corresponde a la eólica generada en la Patagonia según los precios adjudicados del programa RenovAr.

El costo unitario del hidrógeno para el presente proyecto es inicialmente de 5,58 US\$/kg, llegando a ser de 3,41 US\$/kg en el último año, como se detalla en la sección 3.4.2. Dicha reducción se debe principalmente a previsiones de disminución en el precio del kWh de energía renovable, así como también en el costo de capital de los electrolizadores.

Actualmente el hidrógeno verde no es comercializado en el país, por lo cual no existe un precio de venta establecido dentro del mercado interno. Es por esto que se tomarán como referencia los precios en surtidor en el mercado internacional, que se encuentran actualmente entre 10 y 16 US\$/kg (ICCT, 2022; Energy News, 2022; Climate Xchange, 2021)

Para determinar el precio de venta se decide establecer un margen de ganancias constante a lo largo del proyecto, que sea capaz de mantenerse dentro de un rango de precios competitivos en el mercado. A partir de la comparación de los beneficios netos y los costos totales, se determinó un margen correspondiente al 70%. De esta manera, se obtiene un precio inicial de 11,75 US\$/kg, que disminuye hasta llegar a 7,19 US\$/kg al final del proyecto, como consecuencia de la disminución de costos mencionada anteriormente. La evolución de dichos precios se puede observar en la tabla 24.

A pesar de que el costo del hidrógeno gris se encuentra actualmente entre 1,5 y 3 dólares, es decir por debajo del hidrógeno verde, se prevé que para el año 2030 se logrará la paridad económica (H2lac, 2022). Mientras tanto, en el corto plazo, como no es factible competir por precios, el factor ambiental de neutralidad de carbono será la principal ventaja

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

competitiva que diferenciará al producto y por la cual las empresas estarían dispuestas a pagar un precio mayor. También se espera que durante los próximos años cobren mayor fuerza las políticas públicas que incentiven el uso de combustibles limpios por sobre aquellos provenientes de fuentes fósiles.

3.1.4.3. Comercialización

Se adoptará la forma de comercialización de venta en fábrica en la cual, los clientes traerán sus cilindros para ser cargados con el gas. Se contará con 4 bocas de carga y se cobrará por kilogramo de hidrógeno.

3.2. Árbol tecnológico dual

Existen diversos métodos de obtención de hidrógeno, los cuales se diferencian en base a la materia prima utilizada, al propio proceso de producción y a la madurez de la tecnología asociada al proceso. Debido a que el proyecto tiene como objetivo contribuir con los objetivos de descarbonización, se analizan únicamente las tecnologías con bajas o nulas emisiones de dióxido de carbono. En la figura 8 se encuentra el árbol tecnológico dual que reúne dichos métodos de producción, cuyas explicaciones en detalle se encuentran en la sección IV.1. del Anexo IV. El objetivo del árbol es presentar todas las alternativas disponibles y clasificarlas según su origen y su grado de madurez tecnológica.

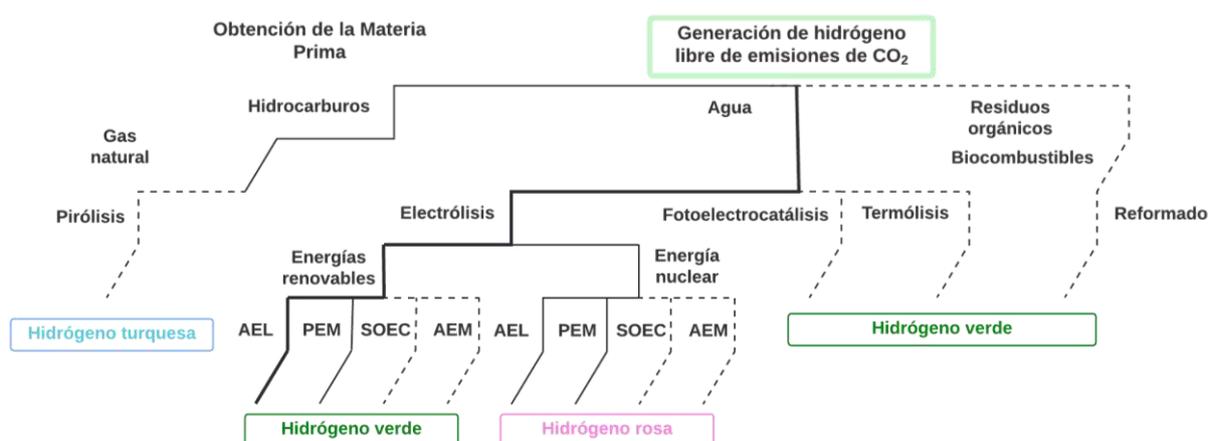


Figura 8: Árbol tecnológico dual para la generación de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Como puede observarse, en la rama central se encuentran las tecnologías dominantes representadas con una línea de trazo grueso, que son aquellas basadas en la electrólisis del agua. En la rama izquierda se encuentra el proceso de pirólisis, siendo este el único método que parte de un hidrocarburo y no genera emisiones de dióxido de carbono a la

atmósfera. En la sección derecha del árbol, se encuentran las tecnologías de fotoelectrocatalisis y termólisis, las cuales parten de agua, y el proceso de reformado, que parte de residuos orgánicos. En todos los casos, a excepción de la electrólisis, las tecnologías son representadas con una línea punteada debido a que son emergentes, aún no desarrolladas a escala comercial.

Teniendo en cuenta que el proceso de electrólisis es la única tecnología madura y disponible a gran escala dentro de las mencionadas anteriormente, se profundizará el análisis en la sección 3.2.1, para determinar el tipo de electrolizador más conveniente para el proyecto. Si bien existen distintos tipos de electrolizadores, el salto tecnológico entre los mismos es sencillo, debido a que utilizan las mismas materias primas y tipo de energía, y además los equipos comparten muchas similitudes.

Cabe aclarar que, en el caso de que algunas de las restantes tecnologías libres de carbono se conviertan en tecnologías clave en un futuro, el salto tecnológico que se realizaría para incorporarlas, no sería sencillo debido a que las competencias tecnológicas que se requieren difieren considerablemente de las empleadas para el proceso de electrólisis.

3.2.1. Electrolizadores

Actualmente existen cuatro tecnologías principales de electrolizadores: alcalinos (AEL); membrana de intercambio de protones (PEM); celdas de electrólisis de óxido sólido (SOEC); y membranas de intercambio aniónico (AEM). Los electrolizadores alcalinos dominan con el 61% de la capacidad instalada en 2020, mientras que los PEM tienen una participación del 31%. La capacidad restante es de tecnología no especificada y SOEC (capacidad instalada de 0,8 MW) (IEA, 2021). En el Anexo IV, sección IV.2. se encuentran explicadas en detalle cada una de estas tecnologías.

Para determinar la tecnología más conveniente para su aplicación en el proyecto se realizó una matriz ponderada, como se muestra en la tabla 9. Se tomaron como referencia los datos provistos por la tabla 8, en la cual se comparan una serie de características técnicas y económicas relativas a cada electrolizador. En base a dichas características se seleccionaron las más relevantes e influyentes y se les asignó un peso. En cada tipo de electrolizador se realizó una valoración identificada con la letra V y se calculó su respectivo puntaje, multiplicando el peso por dicha valoración, el cual se identifica con la letra P.

En base a la suma de los puntajes obtenidos, se determinó que el electrolizador PEM es el más conveniente. Si bien la diferencia de puntaje que presenta con los electrolizadores alcalinos no es muy grande, si se analizan los pronósticos de reducción de costos, los de los electrolizadores PEM son significativamente mayores a los de los sistemas AEL. Sumado a la

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

propagación de la vida útil y a los efectos del aumento de escala, se espera un aumento de la eficiencia y una reducción de costos gracias a nuevos materiales, siendo de esta forma la tecnología más conveniente (Schröer et al., 2021).

Características	AEL	PEM	SOEC	AEM
Eficiencia del sistema (%)	<76,5	<75	>90	<74
Consumo energético de la celda (kWh/Nm ³)	4,17-5,9	4,2-5,6	2,5-3,5	4,8-5,2
Producción de hidrógeno (Nm ³ /h)	1,5-3880	0,22-413	<10	0,25-1
Consumo de agua promedio (l/kg H ₂)	11,50	10,90	12,75	8,90
Pureza del hidrógeno (%)	< 99,9	99,999	99,999	99,99
Presión operativa (bar)	1-200	0-50	<30	~30
Temperatura operativa (°C)	60-80	50-80	650-1000	50-70
Densidad de corriente (A/ cm ²)	0,2-0,5	0,5 -2,0	0,3-1,0	0,2-0,5
Vida útil de la celda (horas)	< 90.000	60000	8000-20000	< 3000
Vida útil del sistema completo (años)	< 20	9	< 2	< 1
Costos de inversión (US\$/kW)	1000-1400	1750	>2300	920
Rango de carga parcial (%)	15-100	0-100	-	-
Área del electrolizador (m ²)	≤ 4	≤ 0,03	< 0,06	-
Madurez tecnológica	Madura	Clave	Entrante	Emergente

Tabla 8: Comparación de características de los electrolizadores.

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Factores		Alternativas							
Descripción	Peso	AEL		PEM		SOEC		AEM	
		V	P	V	P	V	P	V	P
Eficiencia del sistema	0,1	4	0,4	4	0,4	5	0,5	4	0,4
Consumo energético de la celda [kWh/Nm ³]	0,1	3	0,3	3	0,3	5	0,5	3	0,3
Densidad de corriente [A/ cm ²]	0,05	2	0,1	5	0,25	3	0,15	2	0,1
Producción de hidrógeno [Nm ³ /h]	0,25	3	0,75	5	1,25	1	0,25	1	0,25
Consumo de agua [l/kgH ₂]	0,05	1	0,05	3	0,15	2	0,1	5	0,25
Vida útil del sistema completo [años]	0,1	5	0,5	3	0,3	1	0,1	1	0,1
Costos de inversión [US\$/kW]	0,2	4	0,8	3	0,6	1	0,2	5	1
Madurez tecnológica	0,15	5	0,75	4	0,6	2	0,3	1	0,15
	1		3,65		3,85		2,1		2,55

Tabla 9: Matriz ponderada comparación electrolizadores.

Fuente: Elaboración propia, 2021.

3.3. Definición del proceso productivo

3.3.1. Diagrama de bloques

En la figura 9 se encuentra el diagrama de bloques del proceso completo, desde la obtención y acondicionamiento de las materias primas hasta el almacenamiento final del hidrógeno para su venta.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

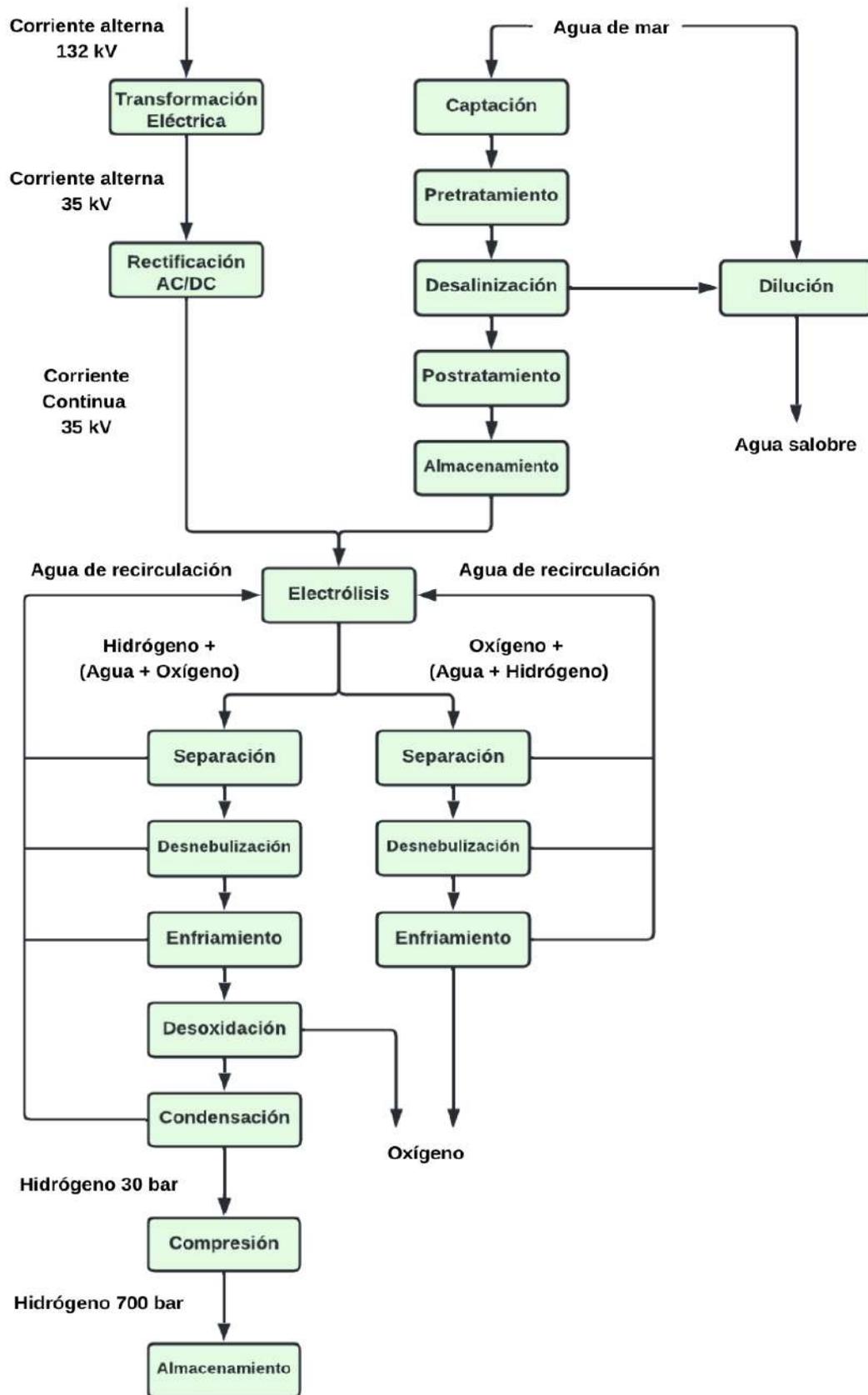


Figura 9: Diagrama de bloques proceso de producción hidrógeno verde.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

3.3.2. Descripción del proceso

3.3.2.1. Obtención de la materia prima

Las materias primas necesarias para realizar el proceso de electrólisis son el agua, la cual constituye la fuente de hidrógeno y la energía eléctrica, necesaria para realizar la separación de la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno.

3.3.2.1.1. Agua

Para el proceso de electrólisis se requiere agua tanto para refrigeración, como para el proceso de obtención de hidrógeno y oxígeno. Es necesario evaluar la disponibilidad de su suministro a la planta, a fin de evitar conflictos de uso con el suministro de agua potable y de uso agrícola.

El agua para el proceso de electrólisis tiene que cumplir con ciertos parámetros de calidad, principalmente en lo que respecta a la baja conductividad, lo cual condiciona la vida útil de los electrodos. Para esto, los electrolizadores están equipados con sistemas de desionización, los cuales reducen la conductividad del agua de acuerdo con los requisitos de la pila a valores inferiores a 2-10 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Para conseguirlo, estos sistemas deben recibir agua limpia, normalmente, la calidad del agua potable es especificada por el fabricante. Las tecnologías aplicadas para la purificación del agua son la ósmosis inversa (RO) y la electrodesionización (EDI).

Para alargar la vida útil de los electrodos, se debe acondicionar el agua de forma que se encuentre dentro de los parámetros que establece la norma ASTM D1193-6 (2018), específicamente los que corresponden al Tipo I o II (Schröer et al., 2021), los cuales se detallan en la tabla 10.

Parámetro	Tipo I	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
Conductividad eléctrica máxima ($\mu\text{S}/\text{cm}$ a 25°C)	0,056	1,0	4,0	5,0
Resistividad eléctrica mínima ($\text{M}\Omega\text{-cm}$ a 25°C)	18,2	1,0	0,25	0,2
pH a 25°C	-	-	-	5,0 - 8,0
TOC máx. ($\mu\text{g}/\text{L}$)	10	50	200	Sin límite
Sodio máx. ($\mu\text{g}/\text{L}$)	1	5	10	50
Silíce máx. ($\mu\text{g}/\text{L}$)	3	3	500	Sin límite
Cloro máx. ($\mu\text{g}/\text{L}$)	1	5	10	50

Tabla 10: Estándares de calidad del agua según norma ASTM D1193.

Fuente: WasserLab (2021).

La cantidad teórica necesaria para producir un kg de hidrógeno es de 9 litros de agua, sin embargo, el consumo real dependerá del tipo de electrolizador empleado. Los electrolizadores industriales consumen alrededor de 10-12 litros de agua desionizada por kg de H_2 (Schröer et al., 2021).

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Teniendo en cuenta que el acceso al agua potable puede ser un problema en algunos lugares del mundo, para no afectar su disponibilidad para usos esenciales, tales como el consumo humano, saneamiento y riego, surge como alternativa el uso de agua de mar para plantas instaladas en zonas costeras. Para esto, es necesario desalinizar el agua previo a su ingreso al electrolizador, ya que el cloruro presente en el agua salada puede dañar severamente el electrodo positivo y comprometer la vida útil del equipo.

La utilización del proceso de ósmosis inversa para dicho propósito tiene una demanda eléctrica de 3 a 4 kWh por m³ y un costo de entre 0,7 a 2,5 US\$ por m³ de agua. Esto significa un impacto mínimo sobre los costos totales de la electrólisis, incrementando los costos en US\$ 0,01 - 0,02 por kg de hidrógeno (IEA, 2021).

3.3.2.1.1.1. Proceso de desalinización

La desalinización del agua es el proceso de separación de sales de una disolución salobre (agua salobre o agua de mar) para convertirlas en agua apta para el consumo humano, uso industrial o agrícola. El proceso consta de cuatro fases:

Captación de agua salobre

Actualmente los principales sistemas de captación de agua marina para desalación pueden clasificarse en tomas abiertas y tomas cerradas. En la tabla 11 se resumen las principales características de dichos métodos.

Captación cerrada	Captación abierta
<ul style="list-style-type: none">● Agua limpia como consecuencia de la acción filtrante del terreno.● Mínima actividad orgánica o biológica.● Baja concentración de oxígeno disuelto.● Temperaturas estables.● Posible presencia de importantes concentraciones de hierro, manganeso, sílice y aluminio.● Composición química bastante estable, aunque sujeta a variaciones temporales o estacionales por contacto con otros acuíferos.	<ul style="list-style-type: none">● Contenido de sólidos en suspensión importante y variable.● Importante actividad biológica y presencia de materia orgánica.● Mayor exposición a la contaminación.● Importante concentración de oxígeno disuelto.● Composición química muy variable.● Posible presencia de gran cantidad de contaminantes.● Temperaturas más variables.

Tabla 11: Diferencias entre captación cerrada y captación abierta.

Fuente: Ministerio de Sanidad y Política Social (2009).

En relación con el aspecto cualitativo, la toma abierta es más vulnerable a todo tipo de vertidos contaminantes, presenta mayor variabilidad de calidad, y está sujeta a variaciones de temperatura. Por el contrario, el agua de tomas cerradas presenta generalmente una mejor calidad y es más homogénea. En base a la información descrita en la tabla 11, se llega a la

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

conclusión de que las captaciones cerradas son preferibles frente a las abiertas, de hecho, estas últimas solo son utilizadas en caso de que no sea posible utilizar una toma cerrada.

Las tomas cerradas o no superficiales se instalan en perforaciones o excavaciones que llegan a formaciones portadoras de agua debajo del lecho marino, o adyacentes a la costa. Este tipo de instalaciones suele consistir en tuberías blindadas que recogen agua al reducir la presión interior por debajo de la presión del agua de mar.

Dentro de este tipo de sistemas se encuentran como alternativas la utilización de pozos playeros verticales/horizontales, norias playeras, pozos inclinados/radiales y galerías de infiltración con cama filtrante.

El uso de pozos playeros en plantas desalinizadoras es hoy en día una técnica ampliamente adoptada debido a las importantes ventajas que incorpora. La más importante de ellas es la filtración natural, que reduce significativamente los costos de operación y mantenimiento de la planta y minimiza el riesgo potencial de bioincrustación del sistema. Además, es el tipo de captación más recomendado para pequeñas instalaciones, siendo el caudal de agua requerido menor a los 30 litros por segundo (Orostizaga Salina, 2018).

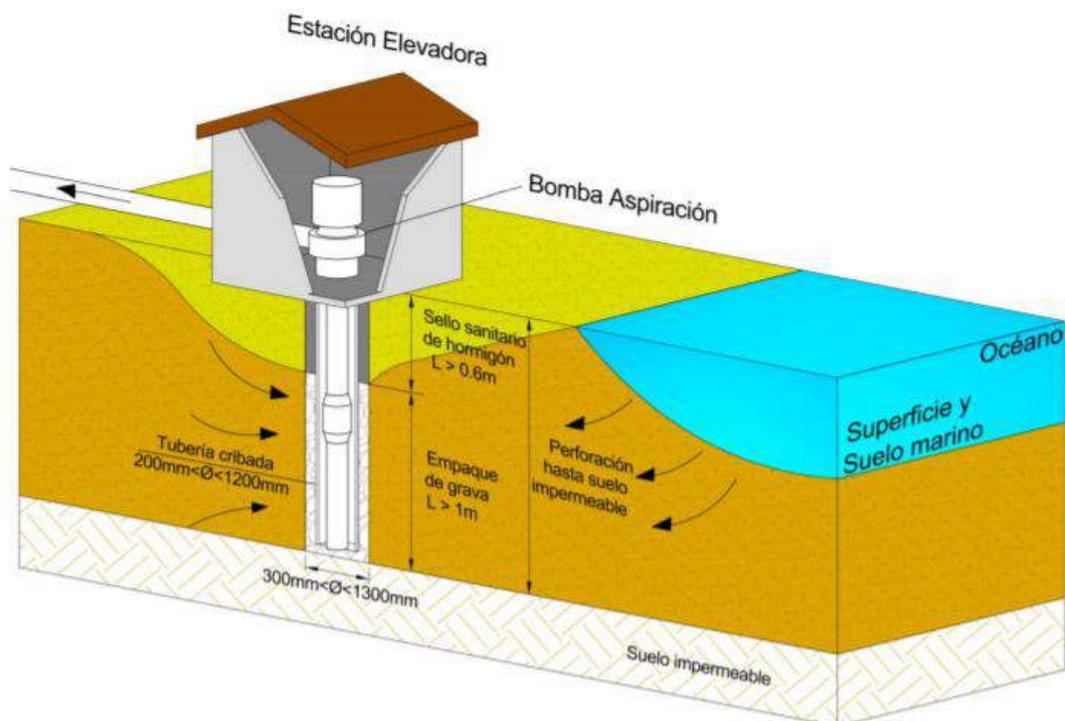


Figura 10: Esquema de pozo playero vertical.

Fuente: Orostigaza Salinas (2018).

El pozo playero, como se observa en la figura 10, consta de una perforación, una tubería cribada, el empaque de grava y un sello sanitario. Las tuberías cribadas tienen un rango de diámetros entre 0,2 m y 1,2 m y la profundidad típicamente es menor a los 75 m. También, es necesario utilizar acero resistente a la corrosión para la tubería cribada, ya que

de no ser así el desempeño del pozo se verá afectado y su vida útil será muy baja. El empaque de grava se utiliza para mejorar el desempeño de la tubería cribada del pozo. Finalmente, el relleno sanitario de hormigón se coloca entre la superficie y el empaque de grava, con el fin de prevenir la contaminación. (Orostizaga Salina, 2018).

Para el proyecto se realizará un pozo de 70 metros de profundidad, con una tubería cribada de 1,2 m de diámetro. Para asegurar el caudal de agua necesario para la planta para todo el proceso, el cual incluye el agua para electrólisis y el agua para dilución de la salmuera, como se explica en la sección 3.3.5, se necesita una bomba con un caudal de extracción mínimo de 67 m³/h.

Pretratamiento

El objeto del pretratamiento es adecuar las características físico-químicas y biológicas del agua captada a las necesidades del proceso de desalinización, para evitar de ese modo, la corrosión, la formación de incrustaciones y, en definitiva, el deterioro prematuro de los equipos.

En esta etapa se realizará primero un tratamiento previo mediante un filtro de anillas para asegurar la protección de las membranas ante la posibilidad de que el agua arrastre macropartículas de entre 1 y 5 µm nominales. Luego se realiza un pretratamiento por ultrafiltración para retener en su membrana macropartículas de hasta 0,1- 0,001 µm (Fluence, 2021).

Desalinización

Actualmente se presentan dos técnicas empleadas para el proceso de desalación, mediante membranas y por destilación o evaporación. Dentro del primer grupo se encuentran las técnicas de Ósmosis Inversa, Nanofiltración y Electrodiálisis. Luego, las principales técnicas de destilación son la Evaporación Multietapa, la Evaporación Multiefecto y la Compresión de vapor. Dado que el método de ósmosis inversa es la tecnología que actualmente se encuentra más avanzada y empleada para tratar el agua en equipos de electrólisis, se utilizará dicha tecnología para desarrollar el proyecto.

El fenómeno de la ósmosis se produce cuando, a través de una membrana semipermeable, el agua fluye desde la solución de menor salinidad hasta otra de mayor concentración salina. El flujo de agua desde la solución más diluida hacia la más concentrada se detendrá cuando se alcance un equilibrio entre ambas concentraciones. La fuerza que provoca ese movimiento se conoce como presión osmótica y está relacionada con la

concentración de sales en el interior de ambas soluciones. El proceso de ósmosis inversa consiste en invertir este proceso aplicando una presión superior a la presión osmótica correspondiente, en el lado de la solución más concentrada. Con esto se consigue que la dirección del flujo del agua vaya del lado de la solución más concentrada a la solución más diluida (Ministerio de Sanidad y Política Social, Gobierno de España, 2009).

El rendimiento del proceso de ósmosis inversa ronda en un 50%, es decir que de cada dos litros de agua procesada, se obtiene un litro de agua desalinizada y un litro de salmuera.

Postratamiento

El postratamiento que se lleva a cabo en las aguas desaladas tiene como fin corregir la dureza y la alcalinidad baja que se genera en las anteriores fases. En base a ello se requiere un tratamiento previo a ser distribuida, este dependerá del uso que se le dé a la misma.

Dentro de los postratamientos a realizar se encuentran la eliminación de CO₂ o descarbonatación, la mezcla de aguas, el intercambio iónico, el acondicionamiento químico y la desinfección. Sin embargo, debido a que el fin último del agua para este proyecto no será para consumo humano, no se requieren mayores medidas de postratamiento. Únicamente se realizará una etapa de intercambio catiónico para eliminar la dureza del agua y de esta manera evitar la formación de incrustaciones en los electrolizadores.

3.3.2.1.1.2. Vertido de Salmuera

Como resultado del proceso de ósmosis inversa se obtiene una corriente de agua producto con una concentración de sales menor que el agua de alimentación y un subproducto de rechazo denominado salmuera, el cual cuenta con una elevada concentración de sales. Puede tener concentraciones entre 1,6 y 2,5 veces la salinidad del agua marina y tiene una densidad mucho mayor que esta.

El comportamiento de la salmuera al ser vertida al mar en forma directa se divide en dos regiones: el campo cercano y el campo lejano. La región del campo cercano se localiza en los alrededores del punto dónde se realiza el vertido y se inicia la mezcla con el agua de mar. El comportamiento del efluente depende principalmente del sistema de vertido empleado y de las características físicas del mismo, respecto del fluido receptor. El diseño del sistema y elección del método de vertido es fundamental para lograr la máxima dilución de la salmuera en el agua de mar, dado que en esta zona se producen mayores turbulencias, asociadas al movimiento relativo de los fluidos. En el campo lejano, a cierta distancia del punto de

descarga, se produce una reducción de la turbulencia derivada del vertido, la salmuera se hunde por su mayor densidad y se forma una pluma hipersalina que avanza como corriente densa sobre el lecho marino. En esta zona la columna de agua se presenta como un fluido bicapa, donde el agua marina ocupa la capa superior y la salmuera, la inferior. Dependiendo de las características del fluido y del medio receptor, dicha pluma hipersalina de salmuera puede desplazarse grandes distancias sin apenas dilución, afectando incluso a especies alejadas de la zona de vertido. Este fenómeno puede provocar efectos negativos en la flora y fauna marina, por lo que no debe ser vertida al mar de forma directa (Palomar Herrero & Losada Rodríguez, 2008).

Para evitar este fenómeno, se presentan 3 alternativas para el vertido de la salmuera en forma segura para el medioambiente:

- **Difusión:** Se realizan perforaciones en la cañería de salida y se le agregan difusores para que liberen paulatinamente la salmuera.
- **Dilución:** Existen dos opciones:
 - Utilizar un emisario submarino y verter la salmuera en el mar profundo asegurándose que haya corrientes marinas, evitando de esta forma el depósito de sal.
 - Diluir la salmuera en otra fuente de agua y luego devolverla al mar. La salmuera de rechazo procedente de la planta se retiene en un depósito, se diluye con agua procedente directamente del mar hasta una proporción 1:4 y finalmente se devuelve al mar con un mínimo impacto ambiental.

En relación al impacto ambiental que tiene cada una de las alternativas y a la adaptabilidad respecto al tipo de captación seleccionada, se decide implementar un sistema de dilución. La salmuera será depositada en un tanque australiano abierto de hormigón, de 26 m de diámetro y 2,6 m de altura, lo cual equivale a un volumen de 1380 m³. Simultáneamente se añadirá agua de mar hasta conseguir una proporción de 1:4 y finalmente se liberará en forma directa hacia el mar. El volumen seleccionado surge del máximo volumen diario de salmuera producido a lo largo de todo el proyecto, sumado al agua de mar necesaria para su dilución. Respecto a la frecuencia de vertido, la misma coincidirá con los días en los cuales se encuentra en funcionamiento el módulo de desalinización que se encuentran en la tabla 15.

3.3.2.1.1.3. Almacenamiento de agua

Una vez terminado el proceso de desalinización el agua es almacenada para poder ser utilizada en la electrólisis. Con el objetivo de evitar detener la producción ante cualquier eventualidad que se pueda sufrir en el suministro de agua, se decide tener un stock de

seguridad de una cantidad equivalente a la producción de una semana. El mismo se calcula en base al máximo porcentaje de utilización de la planta, es decir, funcionando a un 95% de su capacidad instalada.

3.3.2.1.2. Energía eléctrica

Para asegurar que la energía eléctrica utilizada sea de origen renovable, el servicio eléctrico será contratado a través del MATER (Mercado a Término de Energía Renovable) mediante su sistema de compras conjuntas. El MATER es un mercado administrado por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), en el que se dan las operaciones de compra y venta de energía renovable entre privados.

La opción por defecto para adquirir la energía es participar en el proceso de Compra Conjunta. En este tipo de contratos, las condiciones son libremente pactadas entre usuario y generador, que deben acordar la duración del mismo, el precio del kWh, entre otras consideraciones. Toda la energía suministrada por la empresa generadora es inyectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), por lo que para poder recibirla y hacer uso de la misma es necesario estar conectado a un punto de interconexión. Particularmente, se realizará la conexión a una línea de alta tensión, de 132 kV. La electricidad será acondicionada por medio de un transformador y un rectificador a fin de obtener una tensión de 13,2 kV a 50 Hz en corriente continua, de acuerdo a los requerimientos de funcionamiento de los electrolizadores.

3.3.2.2. Electrólisis

Por medio de bombas hidráulicas el agua desmineralizada es introducida en los electrolizadores para llevar a cabo el proceso de electrólisis a una temperatura de 40°C aproximadamente. El electrolizador seleccionado utiliza la tecnología de membrana de intercambio de protones. El elevado punto de burbuja de la membrana previene que el oxígeno ingrese al flujo de hidrógeno.

En esta etapa se lleva a cabo la descomposición de la molécula de agua, en hidrógeno y oxígeno de alta pureza. El calor producto de la reacción es disipado por medio de intercambiadores de calor, permitiendo que el proceso se lleve a cabo en las condiciones adecuadas. El hidrógeno es generado en el cátodo a presiones cercanas a 30 bar, mientras que el oxígeno se obtiene en el ánodo, a una presión cercana a la atmosférica.

3.3.2.3. Separación de gases

La eficiencia propia del electrolizador, siendo en este caso del 87,96%, va a determinar la proporción de moléculas de agua que no logren descomponerse. Es por esto que a la salida de cada celda se emplean separadores, los cuales permiten separar el agua del hidrógeno y oxígeno, respectivamente. Se realiza una extracción del 80% del agua presente en ambas corrientes, las cuales son dirigidas hacia las dos líneas principales, a una presión media de 30 bar. El agua obtenida, luego de esta etapa es bombeada nuevamente a la entrada del electrolizador para su reutilización.

3.3.2.4. Desnebulización

Como se mencionó en la etapa anterior, el gas aún cuenta con presencia de agua al salir del separador de gases. El desnebulizador o eliminador de niebla, tiene como finalidad continuar con la separación del agua del hidrógeno. En este caso se separa un 50% del agua presente, en forma de gotas finas del gas, mediante el fenómeno de coalescencia.

3.3.2.5. Enfriamiento del hidrógeno

El hidrógeno pasa por un intercambiador de calor hasta llegar a una temperatura de aproximadamente 15°C, con el fin de lograr que parte del agua todavía presente en el gas precipite y luego pueda ser eliminada. En esta etapa se elimina un 20% del agua remanente en la corriente de hidrógeno.

3.3.2.6. Desoxidación

Por medio de la desoxidación se elimina el oxígeno residual que se encuentre presente en el hidrógeno, luego de la separación realizada anteriormente.

El objetivo de esta etapa es aumentar la pureza del hidrógeno a un 99,995%, es decir, eliminar el 90% del oxígeno aún presente en el gas. El proceso se lleva a cabo precalentando el hidrógeno e introduciéndolo en un reactor catalítico, donde el oxígeno es reducido y liberado a la atmósfera.

3.3.2.7. Condensación

La totalidad de los últimos residuos de humedad son retirados por mediante una trampa de condensado. La misma funciona por diferencia de puntos de ebullición, el agua

condensada queda en la parte inferior, mientras que el hidrógeno continúa su recorrido y es analizado por sensores para monitorear la pureza. El agua extraída en esta etapa nuevamente es recirculada hacia los electrolizadores.

3.3.2.8. Compresión

En el proceso de compresión ingresa el hidrógeno a una presión de 30 bar y se aumenta la misma hasta 700 bar, para su posterior almacenamiento.

3.3.2.9. Almacenamiento de hidrógeno

Finalmente el hidrógeno es almacenado en tanques estacionarios de 350 m³, lo cual, a una presión de 700 bar, se pueden almacenar hasta 14,7 toneladas de hidrógeno por tanque. El mismo se dispondrá en 4 bocas de carga con acceso a camiones para realizar la maniobra de carga en los cilindros de almacenamiento de los clientes.

3.3.3. Determinación de equipos a utilizar

En la tabla 12 se detallan los principales equipos a utilizar en el proceso descrito en el apartado 3.3.2. En el Anexo V se encuentra el detalle de la selección de los equipos principales en base a las capacidades necesarias y las alternativas disponibles en el mercado.

Cabe aclarar que el módulo desalinizador, en su conjunto, cuenta con todas las tecnologías necesarias para realizar las etapas de pretratamiento, desalinización y postratamiento del agua de mar. Por otro lado, los módulos electrolizadores seleccionados, incluyen todos los equipos accesorios para realizar las etapas comprendidas desde la electrólisis, hasta la condensación inclusive.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Equipo	Marca	Cant.	Modelo	Capacidad máxima	Medidas [m]	Consumo		
						Electricidad		Agua
						[kWh/m ³ H ₂ O]	[kWh/N m ³ H ₂]	[m ³ /h]
Bomba de extracción de agua	Motor Arg	1	BMS 10220XN/0 3-40	1.800 m ³ /d	0,13 x 0,13 x 1,78	0,40	-	75,00
Módulo desalinizador	Fluence	1	Nirobox-SW-M	500 m ³ /d	13,9 x 3,7 x 3,25	2,50	-	42
Tanque almacenamiento de agua	Fimaco	4	API 650	550 m ³ /d	Ø 9 x 9,5	-	-	-
Tanque de salmuera	Los Andes Premoldeados	1	Tanque australiano	1380 m ³	Ø 26 x 2,6	-	-	-
Transformador	Tubos Trans Electric	1	TATBA 50000/145	50 MVA	6,58 x 4,48 x 5,8	-	-	-
Módulos electrolizadores	NEL	1	M5000	10618 kg/d	15 x 5 x 3,5	-	4,50	4,43
		2	M3000	6371 kg/d	12,5 x 4,5 x 3,5	-	4,50	2,66
Compresor	PDC - Machines	4	13-1000-3500	3000 Nm ³ /h	8 x 5 x 2,2	-	0,03	-
Tanques de almacenamiento hidrógeno	Bertotto Boglione	16	Fabricado a medida	353 m ³	Ø 5 x 18	-	-	-

Tabla 12: Descripción principales tecnologías a utilizar.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

3.3.4. Balance de masa

A partir de la capacidad de producción definida y de las características técnicas de los equipos implicados en cada operación se realiza el cálculo de los requerimientos de la línea. Para esto se tiene en cuenta los porcentajes de pérdida y los detalles de operación de cada proceso presentes en la tabla 13.

Proceso	Pérdidas	Detalles de operación
Almacenamiento	1,00%	-
Compresión	1,00%	-
Condensación	1,00%	Extracción del 100% del H ₂ O restante
Desoxidación	3,00%	Extrae el 90% de O ₂
Enfriamiento	1,00%	Extracción del 20% del H ₂ O presente
Desnebulización	3,00%	Extracción del 50% del H ₂ O presente
Separación	3,00%	Extracción del 80% del H ₂ O presente
Electrólisis	2,00%	El 87,96% del H ₂ O se convierte en H ₂ y O ₂
Almacenamiento agua desalinizada	0,50%	-
Desalinización	1,00%	El 50% del caudal de ingreso se convierte en agua desalinizada.
Captación agua de mar	1,00%	-

Tabla 13: Descripción porcentaje de pérdida del proceso por operación.

Fuente: Elaboración propia, en base a datos de pérdidas de Crozzoli et al. (2020).

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

		Agua de mar [l/año]	Agua salobre [l/año]	Agua purificada [l/año]	Hidrógeno [t/año]	Oxígeno [t/año]
Captación agua de mar	Entrada	197.258.008				
	Salida	195.285.427				
	Merma	1.972.580				
Desalinización	Entrada	195.285.427	-	-		
	Salida	-	96.666.287	96.666.287		
	Merma	1.952.854	-	-		
Almacenamiento agua desalinizada	Entrada			96.666.287		
	Salida			96.182.955		
	Merma			483.331		
Electrólisis	Entrada			96.182.955	-	-
	Salida			11.460.240	9.413	74.716
	Merma			1.923.659	-	-
Separación	Entrada			11.460.240	9.413	74.716
	Salida			2.223.287	9.131	72.475
	H ₂ O Recirculación			8.893.146	-	-
	Merma			343.807	282	2.241
Desnebulización	Entrada			2.223.287	9.131	72.475
	Salida			1.078.294	8.857	70.301
	H ₂ O Recirculación			1.078.294	-	-
	Merma			66.699	274	2.174
Enfriamiento	Entrada			1.078.294	8.857	70.301
	Salida			854.009	8.768	0,438
	H ₂ O Recirculación			213.502	-	-
	Liberación O ₂			-	-	70.300
	Merma			10.783	89	-
Desoxidación	Entrada			854.009	8.768	0,438
	Salida			828.389	8.505	0,043
	Liberación O ₂			-	-	0,383
	Merma			25.620	263	0,013
Condensación	Entrada			828.389	8.505	0,043
	Salida			-	8.420	0,042
	H ₂ O Recirculación			820.105	-	-
	Merma			8.284	85	0,000
Compresión	Entrada				8.420	0,042
	Salida				8.336	0,042
	Merma				84	0,000
Almacenamiento	Entrada				8.336	0,042
	Salida				8.253	0,041
	Merma				83	0,000

Tabla 14: Balance de masa para el proceso productivo de generación de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

En la tabla 14 se encuentra el balance de masa que detalla todas las entradas y salidas de las distintas etapas del proceso. Estos valores son calculados tomando como referencia la producción anual para un porcentaje de utilización del 95% de la capacidad instalada, el cual se corresponde con la producción del último año del proyecto.

3.3.5. Determinación del consumo de agua y energía

Para determinar el consumo de agua desalinizada de la planta, se parte del consumo de los electrolizadores, que es de 10,013 litros por cada kg de hidrógeno producido. Luego, este valor se ve afectado por las sucesivas pérdidas de cada operación, presentes en la tabla 14, por lo que el requerimiento global del proceso es de 11,71 litros de agua por cada kg de hidrógeno. En la tabla 15 se encuentra el cálculo del consumo semanal de agua desalinizada para cada año del proyecto, además de la producción y cantidad de días en operación por semana de la planta desalinizadora. Cabe aclarar que se decide mantener un stock de seguridad de agua equivalente a una semana de producción con la planta funcionando al 95% de la capacidad instalada, es decir, 1.854 m³. El mismo va a ser producido y almacenado durante la primera semana de operación y durante el resto del proyecto el módulo de desalinización abastece únicamente la cantidad necesaria para la producción de cada semana.

Con respecto al porcentaje de carga, el mismo se calcula en base a la producción máxima que se puede obtener, la cual es de 500 m³ de agua desalinizada por día y se compara con los días que será utilizado el módulo. Por otro lado, el cálculo del porcentaje de utilización se realiza tomando como referencia la máxima producción de la planta en el caso de mantener el equipo en operación constante, es decir, los 7 días de la semana.

Año	Consumo de agua		Producción real	Porcentaje de carga	Días de utilización
	[m ³ /semana]	[m ³ /año]	[m ³ /semana]		
2023	972	51.465	987	65,80%	3,00
2024	972	50.702	972	64,82%	3,00
2025	1.095	57.082	1.095	72,98%	3,00
2026	1.204	62.763	1.204	80,25%	3,00
2027	1.187	61.914	1.187	79,16%	3,00
2028	1.400	73.017	1.400	70,02%	4,00
2029	1.511	78.788	1.511	75,55%	4,00
2030	1.550	80.809	1.550	77,49%	4,00
2031	1.803	94.036	1.803	72,14%	5,00
2032	1.854	96.666	1.854	74,15%	5,00

Tabla 15: Cálculo del consumo de agua.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Por otro lado, para realizar el cálculo del consumo eléctrico se tomó como referencia la producción de hidrógeno para cada año del proyecto. En base a ello, se realizó el cálculo del consumo correspondiente a cada equipo teniendo en consideración su potencia, su tiempo de utilización diario y/o las pérdidas especificadas por el fabricante. El consumo total, junto con el correspondiente a cada equipo se encuentra detallado en la tabla 16.

Año	Consumo eléctrico [MWh/año]					
	Bomba de extracción de agua	Módulo desalinizador	Transformador	Electrolizadores	Compresores	Total
2023	137,45	128,83	1.855	216.587	4.599	223.307
2024	137,45	126,76	1.855	216.722	4.599	223.440
2025	137,45	142,71	1.855	243.994	4.599	250.728
2026	171,81	156,91	1.855	268.276	4.599	275.058
2027	171,81	154,79	1.855	264.648	4.599	271.428
2028	206,17	182,54	1.855	312.105	4.599	318.948
2029	206,17	196,97	1.855	336.773	6.132	345.163
2030	206,17	202,02	1.855	345.412	6.132	353.807
2031	240,53	235,09	1.855	401.948	6.132	410.410
2032	240,53	241,67	1.855	413.193	6.132	421.661

Tabla 16: Cálculo del consumo eléctrico.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

3.3.6. Requerimientos de mano de obra directa

Para determinar la cantidad de operarios por turno, se define en la tabla 17 la cantidad necesaria para cada maquinaria. Cabe aclarar que algunos equipos no requieren un operario presente en todo momento, por eso se presentan valores fraccionarios, lo que significa que una persona puede estar operando más de un equipo durante su jornada. Se seleccionaron distintas categorías de operarios según el grado de capacitación necesario para controlar cada equipo:

Categoría A1

Están comprendidos en esta categoría quienes realizan tareas controladas por medio de tableros unificados o no, bajo cuya competencia se encuentra la conducción individual, íntegra y permanente de los procesos continuos.

Categoría A2

Están comprendidos en esta categoría quienes realizan tareas bajo cuya competencia se encuentra la conducción individual, íntegra y permanente de los procesos continuos en los que el control se realiza por medio de tableros que comandan todas las unidades productivas de planta, conteniendo dichos tableros no menos de cinco lazos de control automáticos.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Categoría A3

Son aquellos operadores que, estando comprendidos en la categoría anterior, utilizan para el desarrollo de sus tareas sistemas computarizados o con microprocesadores, no sólo para el control y operatividad corriente, sino también para programación de secuencias de procesos, siendo también mayor su nivel de responsabilidad por la seguridad y el funcionamiento de las unidades de producción y por su rendimiento y calidad (S.P.I.Q.Y.P., 2021).

Equipo	Hombres por unidad	Categoría			
		A3	A2	A1	
Bomba de extracción de agua	0,25			0,25	
Módulo desalinizador	1,00		0,5	0,5	
Tanque almacenamiento de agua	0,25			0,25	
Transformador	0,5		0,5		
Electrolizador M5000	1	1			
Electrolizador M3000-1	0,5	0,5			
Electrolizador M3000-2	0,5	0,5			
Compresores	2		2		
Tanques de almacenamiento hidrógeno	5	1		4	
Antes de la expansión	Por turno	2	2	5	9
	Por día	6	6	15	27
Después de la expansión	Por turno	3	3	5	11
	Por día	9	9	15	33
					Total

Tabla 17: Requerimiento de mano de obra directa.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Los operarios tendrán dos francos por semana, por lo que, para cumplir con el personal necesario en planta, se necesita contratar 21 operarios A1, 9 A2 y 9 A3 durante la primera etapa del proyecto; y 21 operarios A1, 13 A2 y 13 A3, luego de realizada la expansión de la planta.

3.3.7. Estructura organizacional

En la figura 11 se encuentra el organigrama de la empresa, el cual incluye al personal que conforma los tres turnos de trabajo. Las áreas dedicadas a realizar la gestión del personal, prestar servicios de seguridad y de limpieza serán tercerizadas, por lo tanto, no fueron incluidas en el organigrama.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

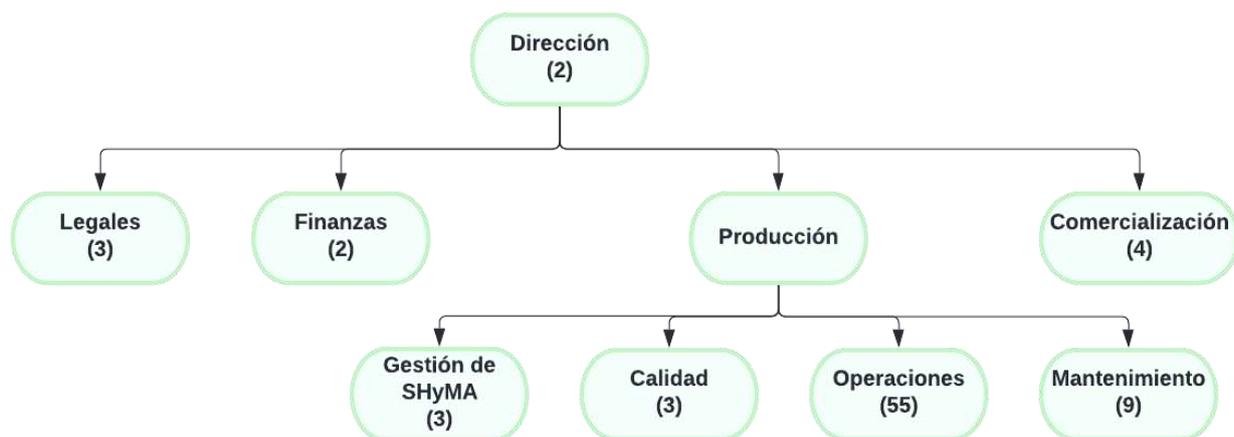


Figura 11: Organigrama.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

El Directorio es encargado de administrar, dirigir y brindar soporte a las áreas funcionales de la empresa, en pos de cumplir los objetivos de la organización. Sumado a ello, se encarga de determinar los medios y estrategias que permitirán alcanzar las metas de producción planteadas e implementar las acciones correctivas necesarias en caso de detectar algún desvío.

El Área de Legales se encargará de brindar el asesoramiento necesario para cumplir con todas las normas ambientales y de seguridad para la instalación de la planta, además establecer el marco legal bajo el cual deberá funcionar la empresa.

Por su parte, el Área de Finanzas será la encargada de conseguir el financiamiento para el proyecto, realizar el pago de las cuotas del crédito y gestionar el dinero de la empresa para planificar la segunda inversión. También será responsable de efectuar el pago de los salarios y de mantener los registros contables de la empresa.

El Área de Comercialización se encargará de establecer las políticas de ventas, las estrategias de fijación de precios y de coordinar con los clientes la carga del hidrógeno en la planta en sus respectivos dispositivos de transporte y el modo de pago del mismo.

Dentro del Área de Producción, el Departamento de Operaciones está compuesto por 8 supervisores y 47 operarios especializados que son los encargados de la puesta en marcha y funcionamiento de todos los equipos que logran la generación del hidrógeno, desde la extracción y tratamiento del agua de mar como materia prima, la electrólisis, la compresión y finalmente su almacenamiento.

El Departamento de Calidad es el encargado de controlar que el hidrógeno se encuentre dentro de la especificación en relación a la pureza y presión de carga en la cual se comercializará.

El Departamento de Mantenimiento consta de 3 técnicos por turno presentes en la planta, que se encargarán de realizar tareas de mantenimiento preventivo con el fin de evitar

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

averías, prolongar la vida útil de los equipos y evitar posibles paradas de planta. También darán soporte frente a aquellas eventualidades en las que se requiera un mantenimiento correctivo y se encargarán de la gestión del inventario de repuestos.

Por último, el Departamento de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente, tiene como responsabilidad la gestión del riesgo dentro de la planta con el fin de tomar medidas preventivas para resguardar la salud de los empleados. Respecto a su implicancia en el aspecto ambiental, serán los encargados de asegurar una extracción y uso adecuado del recurso hídrico y de supervisar el vertido de salmuera hacia el mar y las emisiones de oxígeno a la atmósfera de acuerdo a las normativas pertinentes.

3.3.8. Layout

En la figura 12 se encuentra el layout de la planta, diseñado en base a los requerimientos de espacio de cada área y equipo, la relación entre actividades y la búsqueda de un flujo lineal de la producción. En la tabla 18 se encuentran las referencias de cada equipo presentes en el layout, junto con sus respectivas medidas.

Puede observarse que el edificio principal mide 49 m de ancho y 53 m de largo, dentro de él se encuentran los equipos principales y los distintos departamentos e instalaciones de la empresa. Los equipos que llevan a cabo la parte de la extracción, acondicionamiento y almacenamiento de agua, así como también los tanques de almacenamiento de hidrógeno se encuentran por fuera del edificio, a la intemperie. Las dimensiones totales del terreno son de 145 m x 60 m, es decir una superficie de 8.700 m².

N°	Equipos	Ancho [m]	Largo [m]	Alto [m]
1	Bomba de extracción de agua	0,13	0,13	1,78
2	Módulo desalinizador	13,9	3,7	3,25
3	Tanque de almacenamiento agua desalinizada	Ø 9		9,5
4	Tanque tratamiento salmuera	Ø 26		2,6
5	Transformador	6,5	8	5,8
6	Rectificador M3000	5,5	4	2,5
7	Rectificador M5000	7,5	5	2,5
8	Electrolizador M3000	12,5	8,5	3,5
9	Electrolizador M5000	15	10	3,5
10	Compresor	8	5	2,2
11	Tanque almacenamiento de hidrógeno	Ø 5		18

Tabla 18: Tabla de referencia de equipos.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

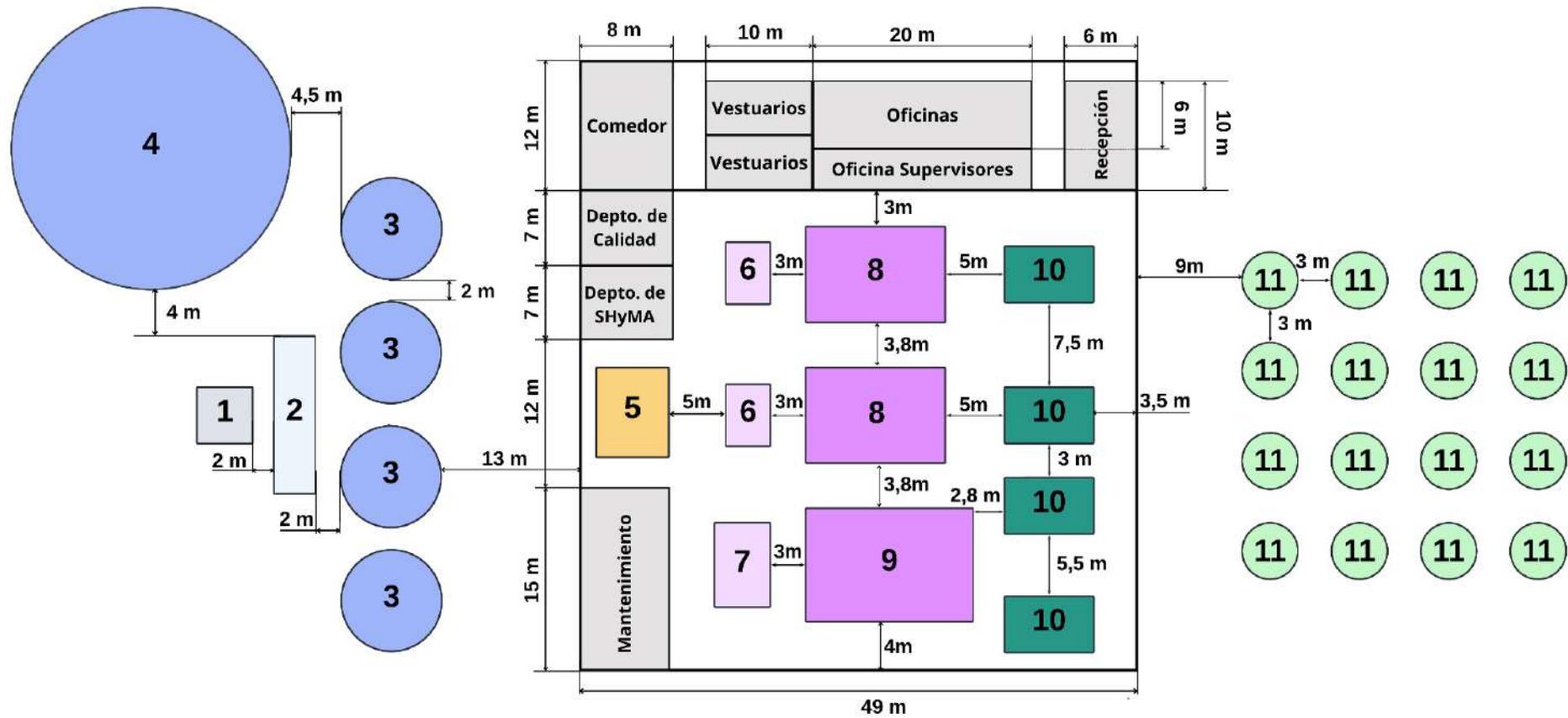


Figura 12: Layout de la planta de generación de hidrógeno verde.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

3.3.9. Localización

3.3.9.1. Macrolocalización

Dentro de los aspectos más relevantes, a tener en consideración para definir la macrolocalización del proyecto se encuentra la seguridad de abastecimiento de las materias primas necesarias, es decir, agua y energía eléctrica renovable.

En primera instancia, dado que el proyecto tiene como objetivo emplear agua de mar como materia prima, la selección de la macrolocalización se limita a las regiones costeras del país, siendo estas las provincias de Río Negro, Chubut, Santa cruz y Buenos Aires.

En el caso del aprovisionamiento de energía eléctrica, dado que la generación de energía proveniente de fuentes renovables se inyecta a la red, no es un requerimiento localizarse próximo a una planta generadora, sino a un punto de interconexión del SADI. Se tendrá en cuenta la cercanía a una línea de voltaje menor a 500 kV, preferentemente a una línea de 132kV, con el objetivo de evitar la construcción de una estación transformadora de mayor magnitud. En la sección VI.1 del Anexo VI se encuentran los mapas de la red eléctrica disponible en cada una de las cuatro provincias a analizar.

Debido a que la forma de comercialización adoptada será de venta en puerta de fábrica, la cercanía de la misma a los potenciales clientes reviste en un factor de gran importancia. Una ubicación cercana a los clientes permite tener una mayor flexibilidad en el abastecimiento y una consecuente reducción de sus costos de transporte. En base a ello, se determinaron los principales consumidores pertenecientes a la industria del acero, amoníaco y metanol a fin de determinar la ubicación de sus complejos productivos y su respectivo consumo. Como se observa en la tabla VI.1 del Anexo VI, los principales consumidores se encuentran en las provincias de Buenos Aires, Santa Fe y San Luis.

Dada la cercanía que presenta con los principales complejos productivos, además de una amplia disponibilidad de puntos de interconexión al SADI cercanos a la costa, se selecciona a la provincia de Buenos Aires para la macrolocalización del proyecto.

3.3.9.2. Microlocalización

Para definir la microlocalización del proyecto, se analizan cuatro ciudades costeras de la provincia de Buenos Aires, las cuales poseen, a su vez, puntos de interconexión al SADI de una tensión de 132 kV. Dichas ciudades son Mar del Plata, Necochea, Bahía Blanca y Ensenada.

Para evaluar las alternativas de localización se utilizó el método PAJ en el cual se consideraron como criterios, la distancia promedio hacia los principales clientes, el costo promedio de los terrenos y el nivel de desarrollo económico local propio de cada ciudad,

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

detallados en las tablas VI.2, VI.3 y VI.4 del Anexo VI, respectivamente. En primera instancia se realizó la matriz de comparaciones pareadas entre las distintas alternativas para cada criterio y la correspondiente a los criterios entre sí, a fin de determinar los respectivos vectores prioridad. Seguidamente se calculó el orden de prioridad global de cada alternativa de localización, cuyo resultado se observa en la tabla 19. Luego se verificó la consistencia de todas las matrices de comparación calculando la relación de consistencia RC. En todos los casos se cumplió que el $RC \leq 0,1$, por lo tanto, se puede asegurar que todas las matrices tienen una consistencia aceptable. En base a ello se obtuvo que Bahía Blanca es la ciudad más adecuada para emplazar el proyecto.

Alternativas de localización	Distancia promedio principales clientes	Costo promedio terrenos	Universidades próximas	Parques Industriales próximos	Puertos cercanos	Institutos de investigación	Puntaje total
Vector prioridades	0,40	0,31	0,04	0,10	0,10	0,05	1,00
Mar del Plata	0,23	0,18	0,38	0,14	0,09	0,21	0,20
Necochea	0,10	0,28	0,05	0,14	0,09	0,05	0,15
Bahía Blanca	0,10	0,50	0,19	0,57	0,73	0,10	0,34
Ensenada	0,58	0,04	0,38	0,14	0,09	0,65	0,31

Tabla 19: Matriz de prioridades globales.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

El terreno seleccionado se encuentra en la localidad de Punta Alta en sobre la Ruta Nacional N° 229 Km 19, a 14 kilómetros del centro de Bahía Blanca, en las coordenadas - 38.792454, -62.112518. Cuenta con 8.700 m² de superficie con salida directa al mar, frente al canal de acceso que vincula al Puerto Rosales con el Puerto Ingeniero White. Se encuentra a una distancia de 1,2 km de la Ruta Nacional N°3 y de 1 km de la Ruta Nacional N° 229.

3.4. Estudio económico

3.4.1. Inversión Fija Total

El cálculo de la Inversión Fija parte del costo de los principales equipos, compuesto por los costos de adquisición y de instalación de los mismos. En el caso de los equipos que son importados, como los electrolizadores y los compresores, el costo de adquisición se detalló en términos FOB (precio del equipo en puerto de origen), en términos CIF (precio incluyendo el flete y seguro) y en el correspondiente al lugar de utilización, es decir, el costo de los equipos puestos en fábrica.

Dentro del Anexo VII, en la tabla VI.1 se encuentra el cálculo de los costos de todos los equipos correspondientes a la inversión inicial, alcanzando un costo total de US\$

97.305.400. Luego, al final del año 2028 se realiza una segunda inversión con el fin de ampliar la capacidad productiva en un 37,50%. El cálculo de los costos de estos nuevos equipos se encuentra en la tabla V.2 y alcanza un total de US\$ 21.227.935. Tanto los gastos por derechos aduaneros como la tasa estadística no se tuvieron en cuenta para el cálculo de los costos, ya que a partir de la Res. M.E N°256/00, el Ministerio de Desarrollo Productivo establece el pago de 0% en concepto de los gastos mencionados, para todos aquellos bienes nuevos destinados a conformar una línea de producción nueva completa y autónoma (Res. M.E N°256/00, 2000).

Para el cálculo de la Inversión Fija, se decide utilizar el método de estimación por factores, el cual realiza una estimación de la inversión en base a una extrapolación en función del precio de los principales equipos instalados. Debido a la magnitud de la inversión en equipos, para alguno de los componentes se decidió ajustar el método de estimación utilizando valores de mercado para obtener una estimación más cercana a la realidad y evitar que algunos factores se sobreestimen. En la tabla 20, se detallan tanto los factores componentes de inversión directa e indirecta.

Factores de inversión directa:

- **Tuberías de proceso:** Por las tuberías circula agua en estado líquido, dentro de esta categoría se incluye al agua de mar, desalinizada y salmuera. Sumado a ello, se adicionan las tuberías que se emplean para el transporte de oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso, lo cual se corresponde con un proceso altamente fluido. En este caso, al ser un proyecto que incluye equipos altamente intensivos en capital, se utiliza un factor de 0,02, dado que las tuberías empleadas serán de origen nacional.
- **Instrumentación:** Los equipos utilizados son mayormente automáticos por lo cual se optó por un control complejo, centralizado con un factor de estimación de 0,1. Se adopta el valor inferior del intervalo, dado que los modelos de electrolizadores seleccionados cuentan con instrumentos propios de medición, por lo cual, estos no fueron contemplados dentro de la estimación.
- **Plantas de servicio:** Este ítem considera la construcción de la planta de tratamiento de salmuera, que consta de un tanque australiano de hormigón donde se realiza la dilución de la misma. El costo de construcción es de US\$ 102.391, el mismo se obtuvo a partir del presupuesto provisto por la empresa Agua Piscinas (8 de julio de 2022).
- **Conexión entre unidades:** Se asume que este factor es igual a cero, ya que la única conexión entre unidades que existe es entre la planta de abastecimiento de agua y la planta principal y ésta se da a través de tuberías, por lo cual su costo ya fue incluido en el apartado "Tuberías de proceso".

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

- **Edificios de fabricación:** Se calcula a través de un valor presupuestado de US\$ 424,71 por metro cuadrado de construcción. Teniendo en cuenta un edificio de 2597 m² (49m x 53m), la inversión en el mismo es de US\$ 1.102.973.

Factores de inversión indirecta:

- **Ingeniería y construcción:** Se considera de Ingeniería inmediata, con un factor de 0,05, debido a que la mayoría de los equipos son modulares y su instalación no requiere mayor complejidad. En este ítem se incluye también el costo de perforación del pozo vertical playero, el empaque de grava y sello sanitario de hormigón para la captación del agua de mar.

- **Factores de tamaño:** Debido al volumen de ventas pronosticado y el porcentaje de mercado a abastecer, se considera que la planta es una unidad comercial grande y se le asigna un factor de 0,03.

- **Contingencias:** Se selecciona un valor promedio de 0,02 en caso de variaciones imprevistas.

Cabe aclarar que se han tomado algunos valores dentro del orden de magnitud del método de los factores, pero se han ajustado para simular valores acordes al proyecto.

Valor del equipo instalado por proceso		\$97.305.400
Factores experimentales como fracción de equipos principales instalados	Factor seleccionado	Factor
Tuberías de proceso	Proceso fluido	0,02
Instrumentación	Control complejo, centralizado	0,1
Edificios de fabricación	Valor presupuestado	\$1.102.973
Plantas de servicio	Valor presupuestado	\$102.391
Conexión entre unidades	Entre las unidades de procesos separadas	-
Inversión fija directa		\$110.187.412
Factores experimentales como fracción de la inversión directa	Factor seleccionado	Factor
Ingeniería y construcción	Ingeniería Inmediata	0,05
Factores de tamaño	Unidad comercial grande	0,03
Contingencias	Variaciones imprevistas	0,02
Inversión fija		\$121.206.153
Valor del terreno	Valor presupuestado	\$21.750
Inversión fija total (Inversión Fija + Valor del terreno)		\$121.227.903

Tabla 20: Método de estimación por factores.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Por último, se calcula el valor del terreno (8.700 m²) teniendo en cuenta un precio presupuestado de US\$ 2,5 por metro cuadrado y se obtiene una Inversión Fija Total de US\$ 121.227.903.

3.4.1.1. Capital de trabajo

El cálculo del capital de trabajo se determinó, para la primera inversión, como la suma de 4 meses de los costos totales sin depreciación correspondientes al primer año del proyecto, calculados en la sección 3.4.2., resultando en US\$ 4.668.397. Dicho plazo corresponde al máximo tiempo estimado sin percibir ingresos ante eventuales atrasos en el pago por parte de los clientes durante las primeras ventas del proyecto. Respecto a la segunda inversión, se decide asignar un monto en concepto de capital de trabajo, ya que en dicha etapa la planta ya se encuentra funcionando y se habrán generado ingresos con los cuales respaldar posibles eventualidades. En este caso el capital de trabajo es de US\$ 1.497.844, es decir, un monto equivalente a los costos totales sin depreciación de un mes, del año en el que se realiza la ampliación.

3.4.1.2. Inversión total

En la tabla 21 se realiza el cálculo de la Inversión Total, a partir de la suma de la Inversión Fija y el Capital de Trabajo. Se obtiene una inversión inicial de US\$ 125.896.300 y una segunda inversión de US\$ 22.725.778.

		Año 2023	Año 2028
Inversión	Fija	\$121.206.153	\$21.227.935
	Terreno	\$21.750	-
	Fija Total	\$121.227.903	\$21.227.935
	En Capital de Trabajo	\$4.668.397	\$1.497.844
	Total	\$125.896.300	\$22.725.778

Tabla 21: Inversión Total.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

3.4.2. Costos de producción

En las tablas 22 y 23, respectivamente, se detalla la composición de los costos totales tanto variables como fijos para los diez años de duración del proyecto. En el anexo VIII se encuentra el cálculo particular de cada uno. También se presenta el cálculo de los costos unitarios por kilogramo de hidrógeno producido en la tabla 24.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Porcentaje de utilización	68,60%	68,64%	77,28%	84,97%	83,82%	98,85%	77,58%	79,57%	92,59%	95,18%	
Costo	Materia Prima	8.885.679	8.738.721	9.669.402	10.450.593	10.132.996	11.745.791	12.456.749	12.557.565	14.363.008	14.512.041
	Mano de Obra Directa	908.766	917.853	927.028	936.305	945.661	955.120	1.176.037	1.195.572	1.207.532	1.219.606
	Supervisión	166.644	167.945	169.258	170.585	171.924	173.279	312.702	315.462	318.250	321.070
	Servicios	299.059	293.795	293.665	293.137	288.267	291.556	347.848	344.168	348.154	345.058
	Mantenimiento	997.762	998.387	1.124.023	1.235.882	1.219.168	1.689.607	1.325.920	1.359.933	1.582.521	1.626.792
Costo variable total [US\$]	11.257.909	11.116.702	12.183.375	13.086.503	12.758.017	14.855.353	15.619.256	15.772.700	17.819.466	18.024.566	

Tabla 22: Costos Variables. Valores expresados en dólares estadounidenses.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Porcentaje de utilización	68,60%	68,64%	77,28%	84,97%	83,82%	98,85%	77,58%	79,57%	92,59%	95,18%	
Costo de inversión	Depreciación	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	6.409.534	6.409.534	6.409.534	6.409.534
	Impuestos	1.212.062	1.212.062	1.212.062	1.212.062	1.212.062	1.424.341	1.424.341	1.424.341	1.424.341	1.424.341
	Seguros	909.046	909.046	909.046	909.046	909.046	1.068.256	1.068.256	1.068.256	1.068.256	1.068.256
	Financiamiento	4.689.188	4.337.621	3.964.074	3.567.172	3.145.454	2.697.369	2.221.269	1.715.403	1.177.908	606.807
Costo de ventas y distribución	296.881	296.881	296.881	296.881	296.881	296.881	296.881	296.881	296.881	296.881	
Costo administración y dirección	329.294	329.294	329.294	329.294	329.294	329.294	329.294	329.294	329.294	329.294	
Costo fijo total	12.890.747	12.539.180	12.165.633	11.768.731	11.347.013	11.270.417	11.749.574	11.243.708	10.706.213	10.135.112	

Tabla 23: Costos Fijos. Valores expresados en dólares estadounidenses.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Porcentaje de utilización	68,60%	68,64%	77,28%	84,97%	83,82%	98,85%	77,58%	79,57%	92,59%	95,18%
H₂ Producido [kg/año]	4.325.956	4.328.667	4.873.383	5.358.365	5.285.900	6.233.784	6.726.486	6.899.037	8.028.242	8.252.832
Costo variable total [US\$]	11.257.909	11.116.702	12.183.375	13.086.503	12.758.017	14.855.353	15.619.256	15.772.700	17.819.466	18.024.566
Costo fijo total [US\$]	12.890.747	12.539.180	12.165.633	11.768.731	11.347.013	11.270.417	11.749.574	11.243.708	10.706.213	10.135.112
Costo Total [US\$]	24.148.655	23.655.882	24.349.008	24.855.233	24.105.030	26.125.770	27.368.830	27.016.408	28.525.679	28.159.678
Costo unitario [US\$/kg H₂]	5,58	5,46	5,00	4,64	4,56	4,19	4,07	3,92	3,55	3,41
Precio de Venta [US\$/kg H₂]	\$11,75	\$11,50	\$10,52	\$9,77	\$9,60	\$8,83	\$8,58	\$8,25	\$7,49	\$7,19

Tabla 24: Costo unitario por kilogramo de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

3.4.3. Rentabilidad

Se realiza un análisis de rentabilidad económica y financiera con el objetivo de determinar si el proyecto debe ser aceptado o rechazado. Para este análisis se utilizan los métodos del Valor Presente, la TIR y el Tiempo de Repago.

3.4.3.1. Financiación

Para la financiación del proyecto se pide un préstamo de 75.000.000 US\$, lo cual corresponde al 59,55% de la Inversión inicial. Para la segunda inversión destinada a la expansión de la planta no se utilizará financiación externa, sino que se llevará a cabo con capital propio en su totalidad.

El préstamo será otorgado por el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) quién ha colaborado con Argentina en la financiación de numerosos proyectos públicos de gran magnitud y con montos de inversión de la misma escala de la del presente proyecto. Por otro lado, también ha participado en el financiamiento de proyectos sustentables de la empresa YPF como organización privada, lo cual sienta un antecedente de colaboración entre el banco y una entidad privada en nuestro país (CAF, 2022).

Se trata de un préstamo a diez años con sistema de amortización francés y una Tasa Nominal Anual igual de 4,99%, que surge del valor de la tasa SOFR (igual a 2,99%, al día 29 de septiembre de 2022), más un margen de un 2%. A partir de lo mencionado anteriormente y teniendo en consideración que las cuotas se pagarán de forma semestral, se procede a calcular la Tasa Efectiva Anual a partir de la ecuación 11. Luego, se le suma una comisión de compromiso del 0,35% y una comisión de financiamiento del 0,85%, resultando en una TEA con comisión de 6,25%.

$$i_{ef} = \text{Tasa efectiva anual de interés} = \left(1 + \frac{i}{c}\right)^c - 1 \quad (11)$$

i = tasa nominal de interés anual.

c = número de períodos de interés por años.

En las tablas 25 y 26 se presentan los cuadros de flujo de fondos del proyecto y del inversionista, respectivamente. En la tabla 26, en la sección de egresos, los costos totales se encuentran clasificados en costos de producción y costos de financiamiento, para poder observar en detalle el pago de los intereses del préstamo. Para obtener el valor de ingresos netos, se resta a los ingresos brutos un valor de impuesto a las ventas según una tasa del 1,5%. Este porcentaje corresponde a la alícuota de impuesto por ingresos brutos para la actividad "Fabricación de gases industriales y medicinales comprimidos o licuados", según la Ley 15.311 (ARBA, 2022).

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

	Año 0	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ingresos											
Ventas brutas		50.827.921	49.778.527	51.255.592	52.334.367	50.735.670	55.041.903	57.690.887	56.939.868	60.156.152	59.376.198
Impuesto a Ingresos brutos (1,5%)		762.419	746.678	768.834	785.015	761.035	825.629	865.363	854.098	902.342	890.643
Ventas netas del ejercicio		50.065.502	49.031.849	50.486.758	51.549.351	49.974.635	54.216.275	56.825.524	56.085.770	59.253.810	58.485.555
Total (a)		50.065.502	49.031.849	50.486.758	51.549.351	49.974.635	54.216.275	56.825.524	56.085.770	59.253.810	58.485.555
Egresos											
Costos de producción sin depreciación		14.005.191	13.863.984	14.930.658	15.833.785	15.505.299	17.974.124	18.738.027	18.891.471	20.938.237	21.143.337
Depreciación		5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	6.409.534	6.409.534	6.409.534	6.409.534
Total (b)		19.459.468	19.318.261	20.384.935	21.288.062	20.959.576	23.428.401	25.147.561	25.301.005	27.347.771	27.552.871
BNAI (a) - (b)		30.606.034	29.713.588	30.101.823	30.261.289	29.015.058	30.787.874	31.677.963	30.784.765	31.906.039	30.932.684
Beneficio neto		19.893.922	19.313.832	19.566.185	19.669.838	18.859.788	20.012.118	20.590.676	20.010.097	20.738.925	20.106.245
Depreciación		5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	6.409.534	6.409.534	6.409.534	6.409.534
Inversión fija total	-121.227.903						-21.227.935				
Capital de trabajo	-4.668.397						-1.497.844				
Recuperación de capital											90.258.281
Flujo de caja	-125.896.300	25.348.199	24.768.109	25.020.462	25.124.115	24.314.065	2.740.616	27.000.210	26.419.631	27.148.459	116.774.060
Flujo de caja acumulado	-125.896.300	-100.548.101	-75.779.992	-50.759.530	-25.635.415	-1.321.350	1.419.266	28.419.476	54.839.107	81.987.566	198.761.626

Tabla 25: Cuadro de flujo de fondos del proyecto. Valores expresados en dólares estadounidenses.

Fuente: Elaboración propia, 2022

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

	Año 0	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ingresos											
Ventas brutas		50.827.921	49.778.527	51.255.592	52.334.367	50.735.670	55.041.903	57.690.887	56.939.868	60.156.152	59.376.198
Impuesto a Ingresos brutos (1,5%)		762.419	746.678	768.834	785.015	761.035	825.629	865.363	854.098	902.342	890.643
Ventas netas del ejercicio		50.065.502	49.031.849	50.486.758	51.549.351	49.974.635	54.216.275	56.825.524	56.085.770	59.253.810	58.485.555
Total (a)		50.065.502	49.031.849	50.486.758	51.549.351	49.974.635	54.216.275	56.825.524	56.085.770	59.253.810	58.485.555
Egresos											
Costos de financiación		4.689.188	4.337.621	3.964.074	3.567.172	3.145.454	2.697.369	2.221.269	1.715.403	1.177.908	606.807
Costos de producción sin depreciación		14.005.191	13.863.984	14.930.658	15.833.785	15.505.299	17.974.124	18.738.027	18.891.471	20.938.237	21.143.337
Depreciación		5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	6.409.534	6.409.534	6.409.534	6.409.534
Total (b)		24.148.655	23.655.882	24.349.008	24.855.233	24.105.030	26.125.770	27.368.830	27.016.408	28.525.679	28.159.678
BNAI (a) - (b)		25.916.846	25.375.967	26.137.749	26.694.118	25.869.604	28.090.505	29.456.693	29.069.362	30.728.131	30.325.877
Beneficio neto		16.845.950	16.494.378	16.989.537	17.351.176	16.815.243	18.258.828	19.146.851	18.895.086	19.973.285	19.711.820
Depreciación		5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	5.454.277	6.409.534	6.409.534	6.409.534	6.409.534
Inversión fija total	-121.227.903						-21.227.935				
Capital de trabajo	-4.668.397						-1.497.844				
Recuperación de capital											90.258.281
Préstamo	75.000.000										
Amortización		-5.623.039	-5.974.605	-6.348.152	-6.745.055	-7.166.773	-7.614.857	-8.090.957	-8.596.824	-9.134.319	-9.705.419
Flujo de caja	-50.896.300	16.677.188	15.974.050	16.095.662	16.060.398	15.102.747	-6.627.531	17.465.428	16.707.796	17.248.500	106.674.216

Tabla 26: Cuadro de flujo de fondos del inversionista. Valores expresados en dólares estadounidenses.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

3.4.3.2. Costo Promedio Ponderado de Capital

El costo de capital propio se calcula a partir de la ecuación 12, utilizando como activo libre de riesgo un bono del Tesoro de Estados Unidos y una prima por el riesgo igual al índice del riesgo país. El valor obtenido es $Ke = 32,53\%$

$$Ke = Rf + \beta (Rm - Rf) + RP \quad (12)$$

Los datos utilizados son:

- **Rf (Rendimiento de documentos de inversión con rentabilidad asegurada):** Se utiliza la tasa de rendimiento de un bono del tesoro de Estados Unidos a diez años, 0,0382 (Investing.com, 2022).
- **β (Factor de medida de riesgo sistemático):** Se toma el correspondiente a industria química, obteniéndose un valor de 1,1 al 28 de septiembre de 2022 (Damodaran Online, 2022).
- **Rm (Rendimiento esperado del mercado):** Se utiliza como referencia el índice S&P 500 de Estados Unidos, cuyo valor al 20 de septiembre de 2022 es de 0,0826 (Investing.com, 2022).
- **RP (Riesgo País):** Al 20 de septiembre de 2022 se obtiene para Argentina un valor de 2383 puntos (J.P. Morgan, 2022).

Para el cálculo del costo de la deuda se utiliza la ecuación 13, obteniendo un valor de $Kd = 4,06\%$.

$$Kd = i (1 - t) \quad (13)$$

- **i (Costo de la deuda antes del impuesto):** Tasa SOFR + Margen de 2% según préstamo del CAF 2022, obteniéndose un total de 4,99 (Boletín Oficial de la República Argentina, 2022).
- **t (Alícuota del impuesto a las ganancias):** Se utiliza el valor de 0,35. (AFIP, 2022)

Finalmente se calcula el Costo Promedio Ponderado de Capital a partir de la ecuación 14, utilizando un 70% de capital de deuda.

$$CPPC = \%Capital Propio . Ke + \%Deuda . Kd \quad (14)$$

El valor obtenido es $CPPC = 15,57\%$, el mismo será utilizado como TRMA para evaluar la rentabilidad del proyecto.

3.4.3.3. Valor presente

Se calcula el valor presente a partir de la ecuación 9. Según este método, el proyecto debe aceptarse cuando su Valor Presente es superior a cero. En este caso, con los valores obtenidos de flujo de caja del proyecto, detallados en la tabla 25 y utilizando $i=CPPC$, el valor

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

presente del proyecto es de US\$ 10.755.468. Utilizando los valores de flujo de caja del inversionista y una tasa de interés $i=K_e$, el valor presente del inversionista es de US\$ 48.200.455. En ambos casos, el valor presente es positivo.

3.4.3.4. Tasa Interna de Retorno

Este método compara la tasa interna de retorno calculada con la tasa de rentabilidad mínima aceptable (TRMA), si la TIR es igual o mayor que ésta, el proyecto debe aceptarse, y si es menor, debe rechazarse.

Se calculó la tasa utilizando la función TIR() en Microsoft Excel. A partir de los valores de flujo de caja del proyecto, detallados en la tabla 25, se obtiene una TIR de 17,45%, es decir mayor a la TRMA (CPPC) que es de 15,57%. Por otro lado, para el caso del inversionista no fue aplicada la TIR para determinar la rentabilidad del proyecto, debido que el monto de la segunda inversión es mayor en módulo al flujo de caja correspondiente, motivo por el cual se produce un cambio de signo en la secuencia de los flujos de caja.

3.4.3.5. Tiempo de repago

Finalmente, se determina el tiempo mínimo necesario para recuperar la inversión fija depreciable en forma de flujo de caja del proyecto, a través del método gráfico. El flujo de caja acumulado se calcula considerando en el año cero igual a la inversión fija depreciable, de esta forma, el tiempo de repago resulta de la lectura directa en el gráfico de aquel tiempo para el cual el flujo de caja acumulado se hace cero en la figura 13. El tiempo de repago obtenido por este método es de cuatro años y cinco meses, es decir, menos de la mitad de la duración del proyecto.

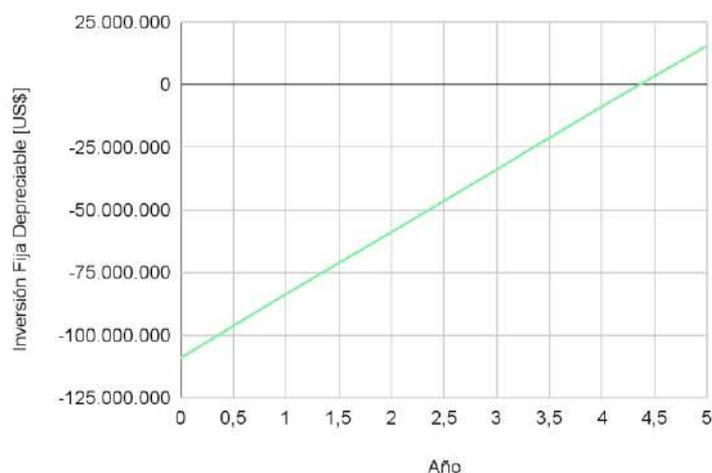


Figura 13: Tiempo de Repago.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

3.4.3.6. Punto de equilibrio

El punto de equilibrio (N_{PE}) es la cantidad de producción necesaria para igualar los costos totales a los ingresos por ventas, es decir no hay ganancia ni pérdidas. Es importante conocer dicho valor para saber cuánto debería producirse como mínimo para generar un beneficio. En la tabla 27 se calculan las toneladas de hidrógeno de equilibrio para cada año, a partir de la ecuación 15. Como puede observarse las unidades producidas siempre se encuentran por encima del punto de equilibrio, por lo que puede asegurarse que se obtendrán beneficios.

$$N_{PE} = \frac{CFT}{P_v - CV_u} = \frac{CFT}{CM_u} \quad (15)$$

Año	CFT [US\$]	Precio de venta [US\$/kg]	CVu [US\$/kg]	NPE [t]	Unidades producidas [t]
2023	8.201.559	11,75	2,60	897	4.326
2024	8.201.559	11,50	2,57	918	4.329
2025	8.201.559	10,52	2,50	1.023	4.873
2026	8.201.559	9,77	2,44	1.120	5.358
2027	8.201.559	9,60	2,41	1.142	5.286
2028	8.573.048	8,83	2,38	1.330	6.234
2029	9.528.305	8,58	2,32	1.523	6.726
2030	9.528.305	8,25	2,29	1.597	6.899
2031	9.528.305	7,49	2,22	1.807	8.028
2032	9.528.305	7,19	2,18	1.902	8.253

Tabla 27: Cálculo del punto de equilibrio.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

3.4.3.7. Capacidad de pago

Se debe considerar si el proyecto es capaz de generar los recursos suficientes para amortizar la deuda y pagar los intereses, en los plazos y en las condiciones pactadas.

La capacidad de pago se puede verificar calculando el valor presente, pero sin incluir en el último flujo de caja el valor del terreno, el valor residual y el capital de trabajo. Si el valor presente es positivo, se dice que el proyecto tiene la capacidad de pago para que le sea efectuado el préstamo. Luego de realizar dicho cálculo utilizando como tasa de interés la TEA del préstamo, el valor presente obtenido es de US\$ 44.440.647, por lo que se puede demostrar la capacidad de pago del crédito a la entidad financiera.

Para concluir, a partir de los indicadores calculados, se puede afirmar que el proyecto es rentable ya que su valor presente es positivo, la TIR es mayor al CPPC y el tiempo de repago es menor a la mitad de la duración del proyecto. También resulta rentable desde el punto de vista del inversionista, ya que el valor presente es positivo y se puede asegurar la capacidad de pago del préstamo.

4. CONCLUSIONES

El mercado actual del hidrógeno en Argentina se encuentra dividido en cuatro usos principales, siendo este empleado como insumo para la fabricación de amoníaco, metanol, acero y para el refinado de petróleo crudo. Este último no fue considerado para dimensionar el proyecto, debido a que la utilización de hidrógeno verde en el refinado no genera reducciones significativas en las emisiones de carbono y el enfoque del presente proyecto busca tener el menor impacto ambiental posible y contribuir a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Teniendo en cuenta el mercado objetivo restante, se iniciará el proyecto abasteciendo a 1,5% de dicho mercado, lo que representa una producción anual de 4.326 toneladas de hidrógeno. La producción irá aumentando hasta llegar a 8.253 toneladas de hidrógeno en el año 2032, es decir un 3% de la demanda total de los mercados a abastecer.

Se seleccionó a la electrólisis como tecnología para la generación de hidrógeno libre de emisiones, tanto por su madurez como por su disponibilidad a gran escala en el mercado. Dentro de los distintos tipos de electrolizadores existentes, se determinó que la tecnología PEM es la más conveniente de acuerdo a las ponderaciones obtenidas en materia de eficiencia, consumo energético, densidad de corriente, producción de hidrógeno, consumo de agua, vida útil, costo de inversión y madurez tecnológica.

Respecto al suministro de agua, con el fin de no afectar la disponibilidad de agua potable para usos esenciales, tales como el consumo humano, saneamiento y riego, se decide abastecer al proceso de electrólisis con agua de mar en su totalidad. El proceso seleccionado para lograr dicho abastecimiento consta de la extracción del agua mediante un pozo vertical playero, seguido de las etapas de pretratamiento, desalinización y postratamiento en un módulo desalinizador, cuya tecnología principal es la ósmosis inversa. La salmuera generada como desecho de este proceso, será vertida directamente al mar, pero previamente será diluida con agua de mar en una proporción de 1:4, para asegurar su inocuidad ambiental.

Teniendo como ejes principales la proximidad al mar y la cercanía a fuentes de energía renovable y a los potenciales clientes, la planta será instalada en la ciudad de Punta Alta, en el Km 19 de la Ruta Nacional N° 229, a 14 kilómetros del centro de Bahía Blanca. El terreno cuenta con 8.700 m² de superficie con salida directa al mar, frente al canal de acceso que vincula al Puerto Rosales con el Puerto Ingeniero White.

La inversión inicial total es de US\$ 125.896.300, correspondiente a una inversión fija total de US\$ 121.227.903 y una inversión en capital de trabajo correspondiente a cuatro meses de los costos de producción de US\$ 4.668.397. Al final del año 2028 se realiza una segunda inversión con el fin de ampliar la capacidad productiva en un 37,50%. Esta segunda inversión suma un total de US\$ 22.725.778, siendo US\$ 21.227.935 la inversión fija y US\$ 1.497.844 la

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

inversión en capital de trabajo que, en este caso, es el monto equivalente a los costos de producción de un mes.

A fin de determinar la factibilidad del proyecto, se realizó un análisis de rentabilidad económica y financiera. Se obtuvo un valor presente del proyecto igual a US\$ 10.755.468, una TIR de 17,45 % y un tiempo de repago igual a cuatro años y cinco meses. Al ser el valor presente superior a cero, la TIR mayor al CPPC y el tiempo de repago menor a la mitad de la vida útil del proyecto, se determinó que el proyecto es rentable.

El punto de equilibrio para el primer año del proyecto se alcanza con una producción de 897 toneladas de hidrógeno y la producción efectiva para dicho año es de 4.326 toneladas. Esta situación de superioridad se repite a lo largo de los diez años de duración del proyecto, por lo que puede asegurarse que los ingresos serán siempre mayores a los costos de producción.

El financiamiento inicial del proyecto es de un 60% con fondos prestados por el banco CAF y un 40% con capital propio. Utilizando esta mezcla de financiación, se obtiene un valor presente positivo de US\$ 48.200.455 por lo tanto el proyecto también es rentable desde el punto de vista del inversionista. También se puede asegurar la capacidad de pago del préstamo, ya que el valor presente calculado utilizando como tasa de interés la TEA del préstamo y sin incluir el monto de recuperación de capital en el último flujo de caja, es de US\$ 44.440.647.

El presente proyecto resulta factible no solo a nivel económico sino también a nivel ambiental, ya que contribuye a la descarbonización del hidrógeno, un elemento clave en las industrias del amoníaco, metanol y acero. Además, se presenta como una oportunidad para explotar el potencial de Argentina en materia de recursos hídricos y energéticos, en un proyecto capaz de contribuir al desarrollo inicial del mercado interno de hidrógeno verde y a una participación temprana en la economía del hidrógeno.

5. BIBLIOGRAFÍA

- AFIP (Administración Federal de Ingresos Públicos) (2022). Preguntas Frecuentes. Extraído del 29 de septiembre de 2022 de <https://www.argentina.gob.ar/iaf/preguntas-frecuentes/afip>
- AGUADO MOLINA, R., CASTELEIRO ROCA, J.L., JOVE PÉREZ, E., ZAYAS GATO, F., QUINTIÁN PARDO, H. & CALVO ROLLE, J.L. (2021). Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica. Universidade da Coruña.
- ALACERO (2021). La eliminación del carbono en la producción de acero. Asociación Latinoamericana de Acero. Boletín Alacero, volumen 1. Extraído el 7 de septiembre de http://www.acero.org.ar/wp-content/uploads/2021/04/texto_diagramado_acero_verde_produccion_de_acero_mas_limpia.pdf
- ALBURQUERQUE, F. (2004). El Enfoque del Desarrollo Económico Local. Programa AREA - OIT en Argentina - Italia Lavoro. Organización Internacional del Trabajo. Buenos Aires, Argentina.
- ALFA LAVAL, HAFNIA, HALDOR TOPSOE, VESTAS, SIEMENS GAMESA (2020). Ammonfuel – an industrial view of ammonia as a marine fuel. Extraído el 7 de septiembre de 2021 de https://www.topsoe.com/hubfs/DOWNLOADS/DOWNLOADS%20-%20White%20papers/Ammonfuel%20Report%20Version%202009.9%20August%203_up_date.pdf
- ARBA (Agencia de Recaudación Provincia de Buenos Aires) (2022). Ley Impositiva 2022. Extraído el 10 de noviembre de 2022 de <https://www.arba.gov.ar/archivos/Publicaciones/LeyImpositiva2022.pdf>
- BARLETT, J. & KRUPNICK, A. (2021). The Potential of Hydrogen for Decarbonization: Reducing Emissions in Oil Refining and Ammonia Production. Extraído el 23 de septiembre de <https://www.resources.org/common-resources/the-potential-of-hydrogen-for-decarbonization-reducing-emissions-in-oil-refining-and-ammonia-production/>
- BELLONA (2021). Hydrogen in steel production: what is happening in Europe – part two. Extraído el 7 de septiembre de <https://bellona.org/news/industrial-pollution/2021-05-hydrogen-in-steel-production-what-is-happening-in-europe-part-two>
- BERISSO, S. (2021). ¿A cuánto debería bajar el costo del hidrógeno argentino para ser competitivo a escala global?. Energía online. Extraído el 13 de septiembre de 2022 de <https://www.energiaonline.com.ar/a-cuanto-deberia-bajar-el-coste-del-hidrogeno-argentino-para-ser-competitivo-a-escala-global/>

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

- BICEGO, F., CHIAPPERO, A., MOLIENGO, L. (2018). Producción de metanol a partir de glicerina. Trabajo Final. Facultad Regional Villa María. Universidad Tecnológica Nacional. Villa María, Córdoba. Argentina.
- BOLETÍN OFICIAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (2022). Argentina Presidencia. Contrato de Préstamo entre la República Argentina y la Corporación Andina de Fomento. Extraído el 20 de septiembre de 2022 de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/269837/20220819>
- BOSTON CONSULTING GROUP (2021). Extraído el 25 de agosto de 2021 de <https://www.bcg.com/about/our-history/growth-share-matrix>
- BP (2021). Statistical Review of World Energy. Extraído el 8 de julio de 2021 de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- BUENOS AIRES CIUDAD (2022). Permisos de Gestión Ambiental del Agua. Extraído el 28 de junio de 2022 de <https://buenosaires.gob.ar/tramites/permisos-de-gestion-ambiental-del-agua>
- BUSTOS ROJAS, N. GÓMEZ HERRERA, M. (2014). Metanol como alternativa para la generación de combustibles limpios. Trabajo Final. Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas. Instituto Politécnico Nacional. Ciudad de México. México.
- CADER (Cámara Argentina de Energías Renovables) (2019). RenovAr 3: el gobierno argentino adjudicó 38 nuevos proyectos de energías renovables por 259 MW y convocó a otros 12 a igualar el precio mínimo. Extraído el 29 de julio de 2021 de <https://www.cader.org.ar/renovar-3-el-gobierno-argentino-adjudico-38-nuevos-proyectos-de-energias-renovables-por-259-mw-y-convoco-a-otros-12-a-igualar-precio-minimo/>
- CAF (Banco de Desarrollo de América Latina) (2022). CAF otorga préstamo A/B por USD 300 millones a YPF para apoyar su estrategia de adaptación y mitigación al cambio climático. Extraído el 28 de septiembre de 2022 de <https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2022/01/caf-otorga-prestamo-ab-por-usd-300-millones-a-ypf-sa-para-apoyar-su-estrategia-de-adaptacion-y-mitigacion-al-cambio-climatico/>
- CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) (2020). Resumen Ejecutivo Principales Variables MEM Año 2019 vs Año 2020. Extraído el 29 de julio de 2021 de <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/NovedadesHome/Resumen%20Anual%202020%20vs%202019%2014Ene.pdf>

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

- CELZARD, A., FIERRO, V., MARANZANA & G., SDANGUI, G. (2019) Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. Institut Jean Lamour.
- CHILTON, C. (1949). Cost data correlated. New York. 1er Edición. Ed. McGraw.
- CHUQUIMBALQUI ORELLANOS, O.E. & RAMON CHUNGA, D.B. (2019). Proyecto de prefactibilidad de instalación de una planta de amoniaco a partir de gas natural. Trabajo final. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. Facultad de Ingeniería Química e Industrias Alimentarias. Escuela Profesional De Ingeniería Química. Lambayeque, Perú.
- CIEZA GUEVARA, T. C. & UGAZ OLANO, K. L. (2018) Proyecto De Prefactibilidad De Instalación De Una Planta De Producción De Metanol A Partir Del Gas Natural.Trabajo Final. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. Facultad de Ingeniería Química e Industrias Alimentarias. Escuela Profesional De Ingeniería Química.
- CLIMATE XCHANGE (2021). Driving the Toyota Mirai: My Hydrogen Fuel Cell Car Experience. Extraído el 8 de noviembre de 2022 de <https://climate-xchange.org/2021/09/17/driving-the-toyota-mirai-my-hydrogen-fuel-cell-car-experience/>
- CLIMATE TRANSPARENCY (2020). Reporte de transparencia climática. Extraído el 22 de julio de <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2021/01/Argentina-2020-Spanish.pdf>
- CROZZOLI, P., GULLO, F., MILANESI, J., SANCHEZ BARROS, A., TRIVELLINI, L. (2020). Análisis de Prefactibilidad de una Planta Productora de Hidrógeno. Trabajo Final. Instituto Tecnológico de Buenos Aires - ITBA. Escuela de Ingeniería y Gestión.
- DAMODARAN ONLINE (2022). Betas by Sector (US). Extraído el 28 de septiembre de 2022 de https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html.
- DOLCI, F (2018). Green hydrogen opportunities in selected industrial processes. Joint Research Centre. Workshop summary report. Centre Albert Borschette, Brussels, Belgium. Extraído el 7 de septiembre de <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC114766/kjna29637enn.pdf>
- DUCOY, F.J.R. (2012). Implantación de Energías Renovables en un Planta de Producción de Amoniaco. Trabajo Final. Escuela Superior de Ingenieros. Universidad de Sevilla
- EERE (OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY, 2021) Hydrogen Production: Natural Gas Reforming. Extraído el 28 de octubre de 2021 de <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

- EL CRONISTA (2009). Cae 50% producción de acero argentino por la crisis. Extraído el 17 de enero de 2022 de <https://www.cronista.com/impres-general/Cae-50-produccion-de-acero-argentino-por-la-crisis-20090219-0051.html>
- EL ECONOMISTA (2017). La industria cerró 2016 con una caída del 4,9%. Extraído el 17 de enero de 2022 de <https://eleconomista.com.ar/economia/la-industria-cerro-2016-una-caida-49-n11595>
- ENERGÍA ESTRATÉGICA (2022). Argentina: Hay fecha para el primer debate de la ley de hidrógeno en Diputados. Extraído el 16 de noviembre de 2022 de <https://www.energiaestrategica.com/ya-hay-fecha-para-el-primer-debate-de-la-ley-de-hidrogeno-de-argentina/>
- ENERGY NEWS (2022). Hydrogen price to €12,85/kg. Extraído el 8 de noviembre de 2022 de <https://energynews.biz/hydrogen-price-goes-up-to-e12-85-kg/>
- ESCORSA, P. & J. VALLS (2005). Tecnología e innovación en la empresa. Dirección y gestión. 2º edición. Editorial Alfaomega – UPCatalunya, México.
- FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura) (1998). Ingeniería económica aplicada a la industria, Inversión. Extraído el 18 de agosto de 2021 de <http://www.fao.org/3/v8490s/v8490s05.htm>
- FCHEA (Fuel Cell & Hydrogen Energy Association) (2020). Ammonia's Relationship with Hydrogen. Extraído el 7 de septiembre de 2021 de <https://www.fchea.org/in-transition/2020/10/2/ammonias-relationship-with-hydrogen>
- FERNÁNDEZ-BOLAÑOS BADÍA, C. (2005). Energética del Hidrógeno: Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro.
- FLUENCE (2021). Folleto NIROBOX SW. Una solución de desalinización de agua de mar modular, expansible y altamente eficiente. Extraído el 16 de Noviembre de 2021 de <https://www.fluencecorp.com/es/nirobox/>
- GLOBAL CARBON PROJECT. (2020). Supplemental data of Global Carbon Budget 2020. Extraído el 8 de julio de 2021 de <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>
- H2LAC (2022). Cómo es el negocio del hidrógeno [verde] y por qué Argentina es una plaza clave. Extraído el 12 de octubre de 2022 de <https://h2lac.org/noticias/como-es-el-negocio-del-hidrogeno-y-por-que-argentina-es-una-plaza-clave/>
- HONORABLE CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA NACIÓN (2019). Proyecto de Ley Hidrógeno - Ley 26123 - Modificaciones para favorecer el desarrollo de la actividad. Extraído el 23 de agosto de 2021 de <https://www.hcdn.gob.ar/proyectos/proyecto.jsp?exp=1769-D-2019>

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

- HUBBERT, M. K. & AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (1956). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Shell Development Company, Exploration and Production Research Division.
- HYDROGEN COUNCIL (2021). The Hydrogen Council - An Introduction. Extraído el 19 de julio de 2021 de <https://hydrogencouncil.com/en/>
- IAGUA (2019). Obtención de hidrógeno a partir del agua del mar. Extraído el 29 de julio de 2021 de <https://www.iagua.es/blogs/alejandra-perez-aja/obtencion-hidrogeno-partir-agua-mar>
- ICCT (INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION). Cost of renewable hydrogen produced onsite at hydrogen refueling stations in europe. Extraído el 8 de noviembre de 2022 de <https://theicct.org/publication/fuels-eu-onsite-hydro-cost-feb22/#:~:text=Using%20the%20mid%2Dlevel%20scenario,per%20kg%20hydrogen%20in%202020>.
- IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021). Global Hydrogen Review.
- IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019). The Future of Hydrogen. Seizing Today's Opportunities.
- IBERDROLA (2021). El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta. Extraído el 22 de julio de 2021 de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde#p1>
- INDEC (Instituto Nacional de Estadística y Censos, República Argentina) (2020). Extraído el 25 de septiembre de 2021 de <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-SerieHistorica-3-6-18>
- INVESTING.COM (2022). Rentabilidad del bono Estados Unidos 10 años. Extraído el 28 de septiembre de 2022 de <https://es.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield>
- INVESTING.COM (2022). Futuros S&P 500 - Dic 2022.. Extraído el 20 de septiembre de 2022 de <https://es.investing.com/indices/us-spx-500-futures>
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2018). Extraído el 21 de julio de 2021 de <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm/>
- IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY) (2020). Green hydrogen: A guide to policy making.
- IRENA & METHANOL INSTITUTE (2021). Innovation Outlook: Renewable Methanol. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

- J.P. MORGAN (2022). Riesgo País JPMorgan EMBI+. Extraído el 17 de julio de 2022 de <https://www.rava.com/perfil/riesgo%20pais>
- LEY N° 5.965 (1958). Ley de protección a las fuentes de provisión y a los cursos y cuerpos receptores de agua y a la atmósfera. Extraído el 23 de agosto de 2022 de <https://www.ambiente.gba.gob.ar/sites/default/files/LEY%205965.pdf>
- LEY N° 11.459 (1993). Radicación Industrial de la Provincia de Buenos Aires. Extraído el 23 de agosto de 2022 de <https://www.ambiente.gba.gob.ar/sites/default/files/Ley%2011459.pdf>
- LEY N° 11.723 (1995). Ley de Protección del Medio Ambiente y Recursos Naturales. Extraído el 23 de agosto de 2022 de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/provincial/ley-11723-123456789-0abc-defg-327-1100bvorpyel/actualizacion>
- LEY N° 12.257 (1999). Código de Aguas. Extraído el 23 de agosto de 2022 de <https://normas.gba.gob.ar/documentos/xbROJHGx.html>
- LEY N° 12.530 (2000). Programa Especial para la Preservación y Optimización de la Calidad Ambiental. Extraído el 23 de agosto de 2022 de <https://www.bahia.gob.ar/wp-content/uploads/2017/04/LEY-12530.pdf>
- LEY N° 19.587 (1972). Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo. Extraído el 23 de agosto de 2022 de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/17612/norma.htm>
- LEY N° 25.688 (2002). Régimen de Gestión Ambiental de Aguas. Extraído el 23 de agosto de 2022 de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/80000-84999/81032/norma.htm>
- LEY N° 26.123 (2006). Promoción del Hidrógeno. Extraído el 23 de agosto de 22 de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/115000-119999/119162/norma.htm>
- LEY N° 27.191 (2015). Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. Extraído el 25 de julio de 2021 de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>
- LLORCA PIQUÉ, J (2010). El hidrógeno y nuestro futuro energético, Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, 1ª edición, Barcelona.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

- LLERA SASTERA, E.M. & ZABALZA BRIBIÁN, I (2011). Hidrógeno: producción, almacenamiento y usos energéticos, Prensas Universitarias de Zaragoza, 1ª edición, Zaragoza.
- MAILLO GARCÍA, E. (2015). Estado del arte de sistemas de compresión de hidrógeno a alta presión. Trabajo Fin de Grado. Departamento de Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla.
- MATAR, S., & HATCH, L. F. (2000). Liquid Petroleum Fractions and Residues. Chemistry of Petrochemical Processes. 2nd ed., 2000. 111-112. Texas: Gulf Publishing Company.
- MATHPRO (2011). Introducción a la refinación del petróleo de gasolina y diesel con contenido ultra bajo de azufre. Extraído el 14 de septiembre de 2021 de https://theicct.org/sites/default/files/ICCT_RefiningTutorial_Spanish.pdf
- MEDINILLA, M. (2021). Haizea desarrolla un proyecto piloto de amoníaco verde en Río Negro. Energía Estratégica. Extraído el 26 de octubre de <https://www.energiaestrategica.com/haizea-desarrolla-un-proyecto-piloto-de-amoniaco-verde-en-rio-negro/>
- MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, REPÚBLICA ARGENTINA (2020). Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina. Extraído el 9 de julio de 2021 de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/contribucion-nacional>
- MINISTERIO DE SANIDAD Y POLÍTICA SOCIAL, GOBIERNO DE ESPAÑA (2009). Guía de Desalación: aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano. Extraído el 15 de noviembre de 2021 de https://www.sanidad.gob.es/profesionales/saludPublica/docs/Guia_desalacion.pdf
- MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (2021). Extraído el 8 de julio de 2021 de <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/cumbre-cambio-climatico-cop21/resultados-cop-21-paris/default.aspx>
- MONTALVO FERNANDEZ, C. (2019). Diseño de un sistema de bombeo de gas oxihidrógeno para su uso en quemadores. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Sección de Estudios de Postgrado e Investigación. Unidad Azcapotzalco.
- MORANTE, J.R & ANDREU, T. (2020.) Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada. Fundación Naturgy. (2°).

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

- MUSSI, E. (2009). Soft metal. La industria siderúrgica de cara a la crisis. Extraído el 17 de enero de 2022 de <https://razonyrevolucion.org/soft-metal-la-industria-siderurgica-de-cara-a-la-crisis-emiliano-mussi/>
- NASA (2012). Technology Readiness Level. Extraído el 12 de diciembre de 2021 de https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/technology_readiness_level
- ORACLE (2021). Oracle Crystal Ball. Extraído el 14 de octubre de 2021 de <https://www.oracle.com/ar/applications/crystalball/>
- OROSTIZAGA SALINA, E. (2018). Diseño preliminar de captaciones costeras de agua de mar, aplicación en la costa central y norte de Chile. Universidad Técnica Federico Santa María. Departamento de obras civiles.
- OUR WORLD IN DATA (2021). Extraído el 22 de julio de 2021 de <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>
- PALOMAR HERRERO, P & LOSADA RODRIGUEZ, I (2008). Desalinización de agua marina en España Aspectos a considerar en el diseño del sistema de vertido para protección del medio marino. Extraído el 23 de mayo de 2023 de http://www.ugr.es/~iagua/LICOM_archivos/Palomar&Losada2008.pdf
- PDC MACHINES (2022). Extraído el 11 de mayo de 2022 de https://www.pdcmachines.com/wp-content/uploads/2018/07/PDC_compressors_issuu.pdf
- PINO PRIEGO, A. (2009). Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. El caso de la producción de hidrógeno. Trabajo final. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla. Universidad de Sevilla.
- PORTER, M. (1980). Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors, New York, Free Press.
- PORTER, M. (2008). Las cinco fuerzas competitivas que le dan forma a la estrategia. Harvard Business Review. Extraído el 25 de agosto de 2021 de https://utecno.files.wordpress.com/2014/05/las_5_fuerzas_competitivas-_michael_porter-libre.pdf
- RAMACHANDRAN, R., & MENON, R. K. (1998). An Overview of Industrial Uses of Hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy,23(7), 593–598.
- RES. M.E N°256/00 (2000). Régimen de Importación de Bienes Integrantes de Grandes Proyectos de Inversión. Extraído el 5 de septiembre de 2022 de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/60000-64999/62693/texact.htm>

- RODRIGUEZ PINOS, A (2017). Modeling of Hydrogen Consumption and Process Optimization for Hydrotreating of Light Gas Oils. Extraído el 2 de septiembre de 2021 de <https://harvest.usask.ca/bitstream/handle/10388/7891/RODRIGUEZPINOS-THESIS-2017.pdf?isAllowed=y&sequence=1>
- SAATY, T. L. (1980). The Analytical Hierarchical Process: Planning, priority setting, resource allocation. New York. Ed. McGraw Hill.
- SAPAG CHAIN, N. & SAPAG CHAIN, R. (2008). Preparación y evaluación de proyectos, 5ta Edición. Santiago de Chile. Ed. McGraw Hill.
- SCHRÖER, R., BARD, J. & PLAISIR, M. (2021). Estudio sobre la producción de hidrógeno verde en la provincia de Río Negro. Instituto Fraunhofer de economía de la energía y tecnología de sistemas energéticos (IEE), Kassel.
- SDANGHI, G., MARANZANA, G., CELZARD, A., & FIERRO, V. (2019). Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. Renewable and Sustainable Energy Review.
- SOLÉ PARELLADA, F., SANTACANA, F. RUBÍ, M., VILA, J. (2001). Creación de empresas innovadoras de base tecnológica. Fundación COTEC, España.
- S.P.I.Q.Y.T. (Sindicato del Personal de Industrias Químicas y Petroquímicas de la Ciudad de Buenos Aires y Zonas Adyacentes) (2021). Convenio Colectivo de Trabajo N° 790/21, Avellaneda, Provincia de Buenos Aires.
- THE INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION (2022). Cost Of Renewable Hydrogen Produced Onsite At Hydrogen Refueling Stations In Europe. Extraído el 8 de noviembre de 2022 de <https://theicct.org/publication/fuels-eu-onsite-hydro-cost-feb22/#:-:text=Using%20the%20mid%2Dlevel%20scenario,per%20kg%20hydrogen%20in%202020>
- TOSKANO HURTADO, G.B. (2005). El Proceso de análisis jerárquico (AHP) como herramienta para la toma de decisiones en la selección de proveedores: aplicación en la selección del proveedor para la Empresa Gráfica Comercial MyE S.R.L. Trabajo final. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Facultad de Ciencias Matemáticas. Lima, Perú.
- VAIDYA, P.D. y RODRIGUES, A.E. (2009). Glycerol Reforming for Hydrogen Production: A Review. Department of Chemical Engineering, Institute of Chemical Technology, Mumbai, India.
- VINCENT, I. & BESSARAVOB, D. (2018). Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. DST HySA Infrastructure Centre of

Competence, Faculty of Engineering, North-West University, Potchefstroom 2520, South Africa.

- VINCENT, I., BESSARAVOB, D & KRUGER, A. (2017). Development of efficient membrane electrode assembly for low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis. DST HySA Infrastructure, Centre of Competence, Faculty of Engineering, North-West University, Potchefstroom, 2520, South Africa.
- WOOD MACKENZIE (2020). Extraído el 20 de agosto de 2021 de <https://elperiodicodelaenergia.com/el-hidrogeno-y-toda-su-gama-de-colores/>
- WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION (2020). The Global Climate in 2015-2015. Extraído el 10 de julio de 2021 de https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=10251
- YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) (2020). YPF Química. Metanol. Extraído el 8 de septiembre de 2021 de <https://www.ypf.com/productosyservicios/Paginas/Metanol.aspx>
- Y-TEC (2020). Consorcio para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Argentina. Extraído el 29 de julio 2021 de <https://y-tec.com.ar/wp-content/uploads/2020/08/H2AR-Presentaci%C3%B3n-lanzamiento-.pdf>
- WasserLab (2022). Estándares para la calidad del agua. Extraído el 9 de mayo de 2022 de <https://www.wasserlab.com/es/agua-pura/estandares-para-la-calidad-del-agua>
- WORLD STEEL ASOCIATION (2021). Hydrogen (H₂)-based ironmaking. Extraído el 7 de septiembre de http://www.acero.org.ar/wp-content/uploads/2021/07/Hydrogen_vf.pdf

ANEXO

Anexo I: Aplicaciones del hidrógeno en la industria

I.1. Amoníaco

El proceso de Haber-Bosch, es el proceso de síntesis de amoníaco a partir de nitrógeno del aire e hidrógeno. Esta reacción, representada en la ecuación 1, es reversible y exotérmica, requiriendo 1,5 moléculas de hidrógeno por cada molécula de amoníaco formado.



La producción de amoníaco constituye un 27% de la demanda actual de hidrógeno a nivel global. Entorno a un 80% del que se fabrica en el mundo, se utiliza como fuente de nitrógeno para sintetizar fertilizantes, y existe una amplia gama de productos derivados de la síntesis de amoníaco como aporte de nitrógeno agrícola: nitrato amónico, nitrato amónico cálcico, urea, sulfato amónico, soluciones de urea-nitrato amónico, entre otros. El 20% restante se emplea en distintas aplicaciones industriales, como la producción de plásticos, fibras, explosivos, hidracina, aminas, amidas, nitrilos y otros compuestos orgánicos de nitrógeno que sirven de productos intermedios en la fabricación de tinturas y productos farmacéuticos (Ducoy, 2012).

El hidrógeno necesario para la reacción se produce normalmente in situ en las plantas de amoníaco a partir de una materia prima de combustible fósil. La materia prima más común es el gas natural, que alimenta una unidad de reformado de metano con vapor (SMR). El carbón también se puede utilizar para producir amoníaco mediante un proceso de oxidación parcial (POX). También puede utilizarse nafta, coque de petróleo, fuel oil pesado o directamente hidrógeno puro.

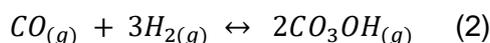
Además del proceso de Haber-Bosch, se han desarrollado otros procesos industriales basados en la misma reacción, con mejoras en el rendimiento o consumo energético. Todos ellos tienen requerimientos energéticos elevados debido a las altas presiones y temperaturas de operación, los cuales, sumados a las necesidades de hidrógeno, hacen que el impacto ambiental del proceso estándar a partir del reformado de gas natural sea muy significativo en lo que se refiere a emisiones de gases de efecto invernadero. Debido a la dependencia del amoníaco de los combustibles fósiles, la producción causa aproximadamente el 1% del total de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (FCHEA, 2020). Las plantas convencionales de síntesis de amoníaco a partir de gas o carbón, según su eficiencia, tienen una huella de entre 1,5 y 3 tCO₂ por cada tonelada de amoníaco. Por otro lado, las plantas de amoníaco verde, es decir aquellas que utilizan hidrógeno verde

puro para su síntesis, tienen emisiones de carbono potencialmente cero, ya que utilizan para su producción electricidad renovable, agua y aire (Alfa Laval et al., 2020).

A nivel tecnológico, ya existen distintas iniciativas que han incorporado unidades de captura, o que han sustituido las plantas de reformado por hidrógeno verde, como solución para la descarbonización de la producción de amoníaco. A nivel local, la empresa Haizea se encuentra desarrollando una planta piloto con una capacidad de 128.000 toneladas anuales de amoníaco verde, a partir de una energía primaria eólica de 76 MW de potencia. (Medinilla, 2021).

I.2. Metanol

La síntesis de metanol, como se muestra en la ecuación 2, se realiza por medio de un proceso catalítico a partir de monóxido de carbono e hidrógeno. La reacción se lleva a cabo a elevadas presiones y temperaturas, requiriendo la utilización de reactores industriales.



El gas de síntesis ($CO + H_2$) se puede obtener de distintas formas, tales como a partir de la combustión parcial de mezclas de hidrocarburos líquidos o carbón en presencia de agua; como también a partir del proceso de combustión parcial de gas natural en presencia de vapor de agua, siendo esta última la más empleada (Bustos Rojas y Gómez Herrera, 2014).

El metanol es utilizado para la obtención de formaldehído (intermedio químico para la producción de resinas urea-formaldehído, y fenol-formaldehído), para la elaboración de anticongelantes, para la obtención de MTBE (metil-terbutil éter) que interviene en la formulación de combustibles para motores de combustión interna, como solvente de uso general, como desnaturizante del alcohol etílico, entre otros (YPF, 2020). Además de sus usos como materia prima, también se valora energéticamente como combustible, representando un 40% de su consumo total.

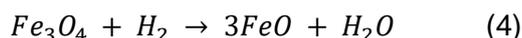
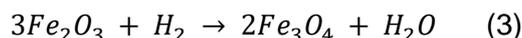
Mediante la aplicación de hidrógeno verde, la producción comienza a seguir un camino ecológico por el cual el metanol y todos los productos químicos derivados de él, podrían convertirse en neutrales en emisiones de carbono. Se espera que las emisiones de CO_2 comiencen a disminuir con el tiempo para llegar finalmente a cero a finales de siglo (IRENA, 2021).

I.3. Acero

La reducción del mineral de hierro (óxidos de hierro) es el primer paso necesario en la producción de acero. En la actualidad, el carbón en forma de coque se utiliza como principal agente reductor dentro del alto horno. Es posible, y se ha demostrado, que el hidrógeno (puro

o presente en gas de síntesis) o metano pueden inyectarse en el alto horno y actuar como agentes reductores. Si bien no es posible sustituir por completo al coque con otros agentes reductores, la inyección de hidrógeno en una cantidad de 27 kg por tonelada de metal producido, puede lograr una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero de un 20% (Morante et al., 2020).

También es posible reducir el mineral mediante un proceso de reducción directa, conocido por sus siglas en inglés como DRI (Direct Reduced Iron). Mediante este método es posible obtener acero a partir de la mena de hierro (es decir, óxidos de hierro como la hematita y o la magnetita), empleando un agente reductor sólido (carbón) o gaseoso (hidrógeno, gas de síntesis) a temperaturas significativamente inferiores a los altos hornos tradicionales (800-1200°C) (Morante et al., 2020). En las ecuaciones 3, 4 y 5 se observan las reacciones químicas que intervienen en la reducción directa del hierro utilizando hidrógeno como agente reductor, para el caso de la hematita, la magnetita y el óxido ferroso respectivamente. El producto de este proceso es conocido como DRI o hierro esponja. Este hierro esponja es luego introducido en un horno de arco eléctrico (en inglés EAF), donde los electrodos generan una corriente para fundirlo y finalmente obtener acero. El consumo promedio de hidrógeno del proceso DRI a nivel industrial es de 60,3 kg por cada tonelada de hierro esponja producida.



Dado que el sector del acero es responsable del 7% del CO₂ global (ALACERO, 2021), el interés por los procesos de reducción directa acompañando los procesos de horno de arco eléctrico continúa en aumento, lo que contribuye a la electrificación del sector metalúrgico. Teniendo en cuenta que una tonelada de hidrógeno puede sustituir cinco toneladas de carbón (coque), la introducción del hidrógeno verde en esta industria tendría un gran alcance en relación a la reducción de las emisiones directas de CO₂ (Morante et al., 2020). El uso de hidrógeno verde en el proceso DRI puede generar una reducción en las emisiones de hasta un 95% (Bellona, 2021).

Existe una tendencia cada vez mayor de las empresas más grandes del sector hacia el movimiento del acero verde, como lo son el caso de ArcelorMittal, Thyssenkrupp, Baosteel y Hybrit. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA) en su hoja de ruta tecnológica 2020, alrededor del 14% de la producción de acero en el mundo dependerá del uso de hidrógeno verde como agente reductor primario para el año 2050 (Worldsteel Asociación, 2021).

I.4. Petróleo crudo

El petróleo crudo contiene naturalmente impurezas tales como azufre, nitrógeno y metales pesados, entre los cuales se encuentran principalmente hierro, níquel y vanadio. El hidrógeno es utilizado en refinerías debido a su función en diferentes procesos de eliminación de impurezas tales como el hidrocrackeo, la hidroisomerización, la hidrodealquilación e hidrodeshulfuración (Matar, S., & Hatch, L. F, 2000).

El proceso de refinación permite la separación y clasificación de las distintas fracciones de hidrocarburos, obteniendo productos de valor añadido como gas natural licuado, gasolina, diésel, jet fuel, lubricantes y ceras (Morante et al., 2020).

Dentro de los distintos procesos de refinamiento se puede hacer mención del hidrotratamiento y el hidrocrackeo, los cuales son los principales consumidores de hidrógeno dentro del proceso.

El hidrotratamiento se utiliza para eliminar impurezas, especialmente azufre, y representa una gran parte del uso de hidrógeno en refinerías a nivel mundial. Hoy en día, las refinerías eliminan alrededor del 70% del azufre que se genera naturalmente en los petróleos crudos. Analizando los distintos tipos de hidrotratamientos el consumo de hidrógeno promedio es de 9,8 kg por tonelada de petróleo refinado (MathPro, 2011).

El hidrocrackeo es un proceso que emplea el hidrógeno para convertir los aceites residuales pesados en productos de aceite de un valor superior, principalmente en gasolina y destilados. Este es un proceso catalítico que opera a temperatura moderada y a alta presión. Aplica hidrógeno generado externamente para descomponer el destilado y las cargas de gasoil pesadas en gases livianos, materias primas de petroquímicos, y mezcla de componentes de gasolina y combustible diésel. El consumo promedio de hidrógeno para el proceso de hidrocrackeo es de 32 kg de hidrógeno por tonelada de petróleo refinado (MathPro, 2011).

La demanda de productos destilados ligeros y medios se encuentra en aumento, mientras que la demanda de productos pesados el aceite residual está disminuyendo, lo cual lleva a un aumento en el uso de hidrocrackeo (The future of hydrogen, 2020).

La mayor parte del hidrógeno necesario en refinería se obtiene, por un lado, como subproducto de otros procesos de la propia refinería, y por el otro, de la generación in situ por reformado del gas natural, con costes de producción muy bajos. Para descarbonizar este sector, teniendo en cuenta las instalaciones actuales, una opción es instalar unidades de captura de dióxido de carbono. El CO₂ capturado suele emplearse para favorecer la recuperación del petróleo. También existe potencial para la sustitución del hidrógeno gris, por

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

su equivalente proveniente de electrólisis, y algunas refinerías han impulsado proyectos para iniciar la transición ambiental y producir combustibles más limpios, como Shell, Heide y BP.

Anexo II: Cálculo de la demanda derivada hidrógeno por sector

En la tabla II.1 se encuentran los datos históricos de producción de acero, petróleo crudo, amoníaco y metanol entre 1990 y 2020 obtenidos del INDEC.

Periodo	Producción Acero crudo [Miles de t]	Producción Petróleo crudo (Miles de m ³)	Producción Amoníaco [t]	Producción Metanol [t]
1990	3.635,60	28.004,00	88.002,00	45.781,00
1991	2.971,70	28.620,00	85.884,00	61.843,00
1992	2.679,90	32.227,00	72.075,00	62.296,00
1993	2.869,90	34.447,00	92.563,00	67.056,00
1994	3.274,10	38.732,00	89.256,00	69.773,00
1995	3.574,70	41.739,00	95.780,00	86.334,00
1996	4.068,60	45.549,00	102.463,00	53.819,00
1997	4.157,00	48.403,00	126.500,00	65.437,00
1998	4.209,90	49.148,00	102.050,00	43.500,00
1999	3.799,00	46.500,00	110.550,00	42.532,00
2000	4.471,60	44.762,00	236.800,00	45.200,00
2001	4.106,90	45.372,00	732.350,00	25.601,00
2002	4.354,30	43.864,00	771.153,00	158.030,00
2003	5.033,20	42.980,00	883.736,00	447.810,00
2004	5.133,30	40.433,00	858.051,00	437.220,00
2005	5.385,60	38.572,00	796.577,00	403.820,00
2006	5.532,70	38.346,00	884.391,00	374.300,00
2007	5.387,10	37.905,00	669.161,00	369.263,00
2008	5.541,40	37.593,00	572.279,00	389.589,00
2009	4.013,20	35.032,00	690.252,00	324.757,00
2010	5.138,30	34.199,00	589.921,00	393.655,00
2011	5.610,60	32.116,00	758.789,00	393.140,00
2012	4.996,00	31.969,00	757.301,00	401.332,00
2013	5.185,60	31.333,00	733.899,00	357.723,00
2014	5.488,20	30.881,00	639.587,00	390.674,00
2015	5.028,00	30.898,00	608.529,00	425.043,00
2016	4.126,00	29.708,00	740.893,00	389.031,00
2017	4.624,00	27.833,00	856.961,00	350.990,00
2018	5.162,00	28.405,00	627.093,00	472.337,00
2019	4.645,00	29.517,00	729.766,00	456.430,00
2020	3.651,00	27.954,00	778.003,00	223.521,00

Tabla II.1: Producción histórica de los sectores que emplean hidrógeno como insumo para su producción.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del INDEC (2020).

Para poder determinar la demanda histórica de hidrógeno, en base a los usos en las principales industrias tradicionales, se calculó la proporción de hidrógeno necesaria para la obtención de cada producto final. Para ello se consultó en diversas fuentes y se realizó un promedio de los datos obtenidos en cada caso. Los datos obtenidos se detallan a continuación:

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Consumo de hidrógeno [t H ₂ /t hierro esponja]			
Producto	Fuente 1	Fuente 2	Promedio
Hierro Esponja	0,0539	0,0667	0,0603
Fuente	Bellona Europa (2021)	Dolci (2018)	

Tabla II.2: Determinación de la proporción de hidrógeno para la producción de hierro esponja.

Consumo de hidrógeno [t H ₂ /t petróleo crudo]				
Producto	Fuente 1	Fuente 2	Fuente 3	Promedio
Petróleo crudo	0,0048	0,0145	0,0204	0,0132
Fuente	Dolci (2018)	Mathpro (2011)	Ramachandran & Menon (1998)	

Tabla II.3: Determinación de la proporción de hidrógeno para la producción de petróleo crudo.

Consumo de hidrógeno [t H ₂ /t amoníaco]			
Producto	Fuente 1	Fuente 2	Promedio
Amoníaco	0,1775	0,1788	0,1781
Fuente	Relación teórica	Chuquimbalqui Orellanos & Ramos Chunga (2019)	

Tabla II.4: Determinación de la proporción de hidrógeno para la producción de amoníaco.

Consumo de hidrógeno [t H ₂ /t metanol]				
Producto	Fuente 1	Fuente 2	Fuente 3	Promedio
Metanol	0,1258	0,2037	0,1458	0,1585
Fuente	Relación teórica	Cieza Guevara, T. & Ugaz Olano, K. (2018)	Bicego et al. (2018)	

Tabla II.5: Determinación de la proporción de hidrógeno para la producción de metanol.

A partir de las relaciones obtenidas en las tablas en las tablas II.2, II.3, II.4 y II.5., efectivamente se calcula la demanda de hidrógeno para las cuatro aplicaciones, que puede verse en la tabla II.6.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Periodo	Producción Hierro Esponja (t H₂)	Producción Petróleo crudo (t H₂)	Producción Amoníaco (t H₂)	Producción Metanol (t H₂)
1990	62.429	332.841	15.679	7.254
1991	57.508	340.163	15.302	9.799
1992	61.928	383.034	12.841	9.871
1993	69.707	409.419	16.491	10.625
1994	76.533	460.349	15.902	11.056
1995	80.054	496.088	17.065	13.680
1996	85.753	541.372	18.255	8.528
1997	90.227	575.293	22.538	10.369
1998	92.747	584.148	18.182	6.893
1999	59.637	552.675	19.696	6.739
2000	85.620	532.018	42.189	7.162
2001	76.961	539.268	130.479	4.057
2002	88.985	521.345	137.392	25.040
2003	104.705	510.838	157.451	70.957
2004	105.845	480.566	152.875	69.279
2005	109.800	458.447	141.922	63.987
2006	117.302	455.761	157.568	59.309
2007	108.540	450.519	119.221	58.511
2008	111.368	446.811	101.960	61.732
2009	48.686	416.372	122.979	51.459
2010	94.436	406.472	105.103	62.376
2011	100.725	381.714	135.190	62.294
2012	96.878	379.967	134.925	63.592
2013	88.394	372.408	130.755	56.682
2014	100.267	367.036	113.952	61.904
2015	75.508	367.238	108.419	67.349
2016	46.588	353.094	132.001	61.643
2017	74.223	330.809	152.680	55.616
2018	96.860	337.607	111.726	74.843
2019	65.486	350.824	130.019	72.323
2020	31.639	332.247	138.613	35.418

Tabla II.6: Demanda histórica de hidrógeno por sector.

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Anexo III: Selección del modelo de pronóstico

Con el objetivo de obtener un pronóstico lo más idóneo posible, se analizaron diferentes modelos que pueden observarse en la tabla III.1. Estos fueron comparados en función de su desviación media absoluta (MAD), su error cuadrático medio (MSE) y su error porcentual absoluto medio (MAPE), además de realizar el cálculo del coeficiente U de Theil y el Test de Durbin Watson. Los valores críticos utilizados para realizar el test de Durbin Watson, para una cantidad de 16 observaciones y 1 variable independiente, son $d_L=1,106$ y $d_U=1,371$. En la figura III.1 se encuentran los pronósticos realizados a partir de todos los métodos comparados.

	Métodos	MAD	MSE	MAPE	U de Theil	Durbin Watson
1	ARIMA(2,1,2)	12.433	254.796.767	4,43%	0,70	1,41
2	Suavizado Exponencial Doble	17.678	474.507.249	6,30%	0,94	1,88
3	Regresión Lineal con Suavizado Exponencial	17.251	443.640.086	6,32%	0,93	1,13
4	Promedio de todos pronósticos	14.938	321.107.015	5,39%	0,62	1,45
5	ARIMA + Suavizado Exponencial Doble	14.378	323.135.383	5,15%	0,79	1,51
6	ARIMA + Regresión con Suavizado Exponencial	13.892	277.366.557	5,04%	0,73	1,22
7	Suavizado Exponencial Doble + Regresión Lineal con Suavizado Exponencial	17.465	415.224.870	6,31%	0,90	1,52

Tabla III.1: Comparación de los distintos métodos de pronósticos.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

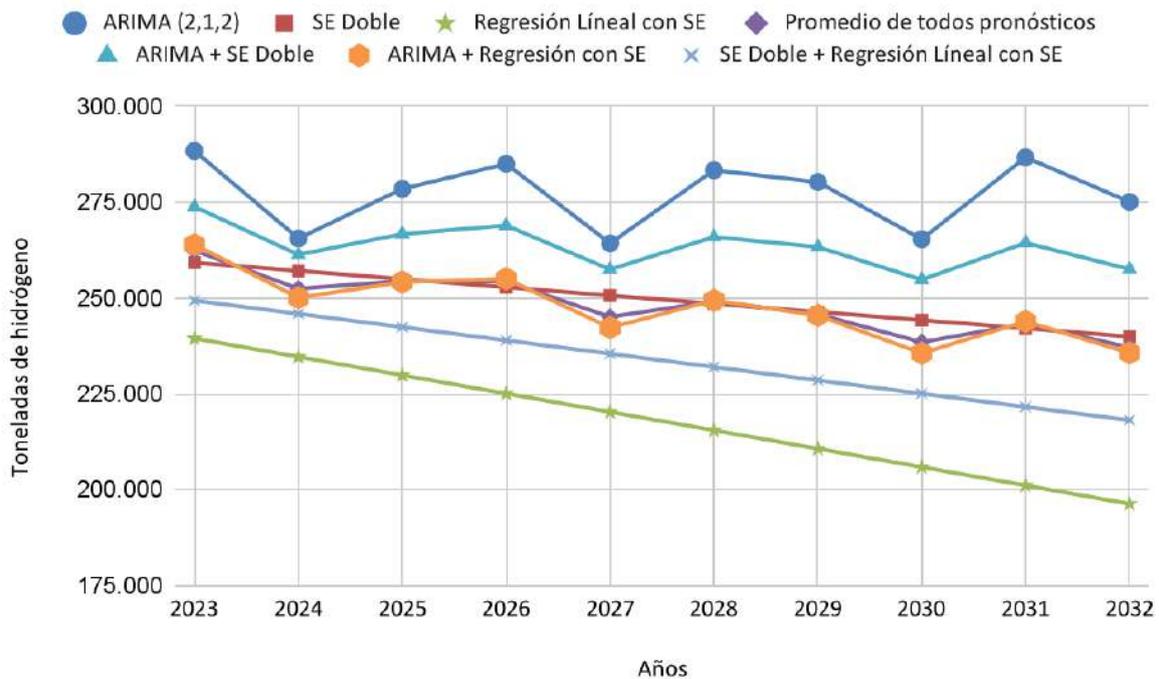


Figura III.1: Pronóstico de la demanda de hidrógeno por diferentes métodos hasta el año 2032.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Inicialmente, las alternativas 3 y 6 son descartadas, ya que sus valores de Durbin Watson se encuentran dentro de los límites obtenidos anteriormente, colocando a los modelos en una zona de incertidumbre en la que no se puede arribar a una conclusión respecto a la autocorrelación. Los demás métodos poseen un estadístico mayor al límite d_U , por lo cual se puede concluir que no tienen una autocorrelación positiva de sus residuales, por lo que resultan idóneos para realizar un pronóstico. Seguidamente se analizó el valor de U de Theil, buscando que este sea lo más cercano a 0 posible, de esta forma, el análisis se redujo a seleccionar entre la opción 1 y 4, ya que presentan los menores valores. Se concluye que el método más adecuado es el modelo ARIMA (2,1,2), ya que presenta menor error, tanto absoluto, como cuadrático y porcentual.

Anexo IV: Alternativas tecnológicas

IV.1. Métodos de producción

A continuación se presentan los métodos de producción de hidrógeno con emisiones muy bajas o nulas, clasificados según el tipo de materia prima utilizada.

IV.1.1. Producción a partir de gas natural

IV.1.1.1. Pirólisis

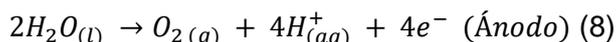
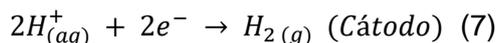
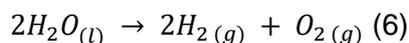
La pirólisis del gas metano es una tecnología incipiente que permite la descomposición del metano en hidrógeno y carbón como subproducto. El hidrógeno producido por este método es denominado hidrógeno turquesa. A diferencia del reformado, la pirólisis no utiliza ningún agente oxidante, por lo cual, no se añade ningún compuesto que contenga oxígeno en su estructura y que favorezca la producción de óxidos de carbono. El carbón se obtendría de forma pura y podría ser utilizado en varias aplicaciones como pigmentos o polímeros. Cabe aclarar que esta tecnología aún se encuentra en fase de desarrollo.

IV.1.2. Producción a partir de electricidad

IV.1.2.1. Electrólisis

La electrólisis es un proceso electroquímico mediante el cual se realiza la separación de la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno gaseoso, por medio de la aplicación de un voltaje y una corriente continua.

La reacción básica de electrólisis se representa a través de la ecuación 6, la misma es consecuencia de las semirreacciones de los iones del agua (ecuación 7 y 8):



El proceso de electrólisis se lleva a cabo mediante la utilización de un electrolizador. Un electrolizador es un conjunto de celdas electroquímicas conectadas en serie, encargadas de la descomposición del agua líquida en hidrógeno y oxígeno. Cada celda está compuesta por lo menos por un par de electrodos de material conductor, en contacto con un medio líquido conocido como electrolito, y separados por una membrana que evita la mezcla de los gases obtenidos en el proceso. El sistema también incluye bombas, electrónica de potencia, separador de gases y otros componentes auxiliares, como los tanques de almacenamiento.

Los electrodos se encuentran conectados a la fuente de energía eléctrica, e inmersos en una solución electrolítica, generando el movimiento de los electrones. La electricidad fluye desde el terminal negativo de la fuente de corriente continua al cátodo, donde se forma el hidrógeno, mientras que el oxígeno lo hace en el ánodo.

La eficiencia de los electrolizadores ronda actualmente entre el 60% y el 81%, dependiendo de la tecnología y el factor de carga (IEA, 2019).

Actualmente se presentan cuatro tipos de electrolizadores, los cuales se diferencian principalmente por el electrolito utilizado. Organizándolo de mayor a menor madurez tecnológica, en primer lugar se encuentra el electrolizador alcalino (AEL), seguido por el electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM), luego el electrolizador de estado sólido o de alta temperatura (SOEC) y finalmente el electrolizador de membrana de intercambio de aniones (AEM). La explicación en profundidad del proceso de electrólisis y descripción de cada tecnología se encuentra desarrollada en la sección IV.2.

IV.1.2.2. Procesos basados en la interacción con fotones

Como alternativa a la utilización de energía eléctrica para la obtención de hidrógeno y oxígeno a partir de la separación de la molécula de agua, tal como sucede en el proceso de electrólisis, se encuentran los sistemas fotoelectroquímicos. Los mismos se basan en la utilización de la energía generada a partir de la absorción de luz por materiales semiconductores para realizar la transformación química.

En este proceso, los electrones generados por la absorción de la luz se utilizan para reducir el agua, generando hidrógeno, y los protones son utilizados para oxidar el agua, generando oxígeno. Actualmente este tipo de tecnología se encuentra en vías de desarrollo, siendo su principal dificultad la obtención de materiales que cumplan todos los requerimientos necesarios para el desarrollo de las celdas electroquímicas.

IV.1.2.3. Termólisis y ciclos termoquímicos

En el proceso de termólisis la obtención del hidrógeno se realiza a partir de la separación de la molécula de agua por medio de la aplicación de energía proveniente de fuentes térmicas. La energía vibracional obtenida por las altas temperaturas, mayores a 2000°C, es capaz de romper la molécula de agua, transformando así la energía térmica en energía química (Morante et al., 2020).

Bajo esta definición el reformado, la gasificación y la pirólisis se pueden entender como procesos de termólisis. En el caso de los procesos químicos, haciendo referencia a los procesos de reformado, gasificación y pirólisis, el calor para el proceso se extrae de la propia

materia prima a través de una combustión, en cambio, en los procesos de termólisis el calor procede de una fuente externa, como la energía solar concentrada o la energía nuclear de alta temperatura. Estos últimos, están ligados a infraestructuras muy costosas, lo que dificulta su competitividad en cuanto a costos de producción de hidrógeno.

IV.1.3. Reformado de compuestos renovables

Otra forma alternativa para producir hidrógeno es el reformado de compuestos renovables que ya se encuentran en fase líquida o gaseosa. El proceso es muy similar al reformado de gas natural, solo que en este caso se utilizan materias primas renovables para conseguir un producto con bajas emisiones de carbono.

Entre las fuentes posibles se encuentran los alcoholes como el etanol y el metanol, que son compuestos con un alto contenido relativamente alto en hidrógeno. También suele utilizarse el glicerol, que es el mayor subproducto de la producción de biodiesel y hoy en día es considerado un residuo. El reformado del glicerol se da de forma similar a los otros compuestos, es decir, se puede realizar mediante reformado con vapor, oxidación parcial o autotérmica.

Existe también otra alternativa, que es el reformado en seco. Este proceso convierte dos moléculas muy estables, como son el metano y el dióxido de carbono, en gas de síntesis, mediante el uso de un catalizador. Este proceso, tiene especial interés para convertir el biogás, compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono, en gas de síntesis, ya que el metano es ideal para producir hidrógeno debido a su alto contenido del mismo y su origen renovable (Morante et al., 2020).

IV.2. Electrolizadores

A lo largo de la explicación de las tecnologías mencionadas se utilizarán los niveles de preparación tecnológica, escala conocida como TRL, del inglés Technology Readiness Level, para medir y comparar sus niveles de madurez.

IV.2.1. Alcalino

Los electrolizadores alcalinos (AEL) son dispositivos mediante los cuales se produce la electrólisis del agua utilizando un medio alcalino como electrolito. En la actualidad, representan la tecnología más desarrollada en el mercado, principalmente para aplicaciones a gran escala (TRL 9). La celda electrolítica presente en la figura IV.1, se compone de dos electrodos inmersos en un electrolito del 20-40 % de hidróxido de potasio (KOH) con un separador de diafragma microporoso.

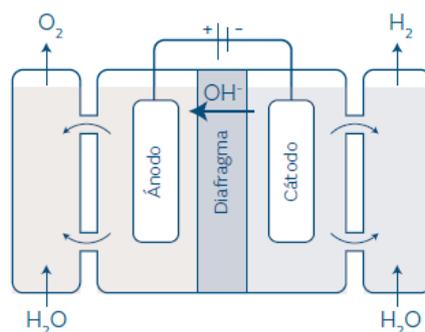


Figura IV.1: Electrolizador alcalino.

Fuente: Morante et al. (2020).

La eficiencia global del proceso electrolítico se encuentra entre 70 % y 80 %. La electrólisis se lleva a cabo en celdas, que pueden ser construidas hasta alcanzar la capacidad requerida (Zeceña Navas, 2020). Otra característica importante es el rango de carga parcial. De hecho, el rango de carga parcial habitual se incluye entre el 40% y el 100%; pero algunos fabricantes (por ejemplo, Hydrogenics, NEL) ofrecen un rango de carga parcial de 25–100% y 15–100%, respectivamente (Yodwong et al.,2020).

Las principales ventajas asociadas a esta tecnología se relacionan, en primer lugar, con los materiales utilizados en los electrodos, los cuales son abundantes y de bajo costo, tales como el níquel, cobalto y hierro. Sumado a ello, presentan una alta estabilidad a largo plazo, al ser el electrolito intercambiable, y una tasa de producción de hidrógeno que llega hasta 3880 Nm³/h (electrolizador alcalino atmosférico A3880 de NEL Company, 4,4 mW).

En conclusión, los electrolizadores alcalinos son la tecnología de mayor madurez y de menor coste de inversión. Sin embargo, debido a las características del electrolito utilizado, responde lentamente a la entrada de energía, lo que limita la eficiencia de la reacción electroquímica y, en consecuencia, produce bajas densidades de corriente, dando bajas producciones en comparación a otras tecnologías de electrólisis (Morante et al., 2020).

IV.2.2. PEM

Los electrolizadores de membrana de intercambio de protones, también conocidos como PEM (Proton Exchange Membrane), representan la segunda tecnología más importante de electrólisis del agua. El esquema del mismo se encuentra en la figura IV.2. En general, estos electrolizadores se encuentran menos desarrollados en comparación con los sistemas AEL. La conexión de celdas individuales, formando una pila, se realiza exclusivamente en serie (electrolizador bipolar) mediante el método de construcción de filtro de prensa.

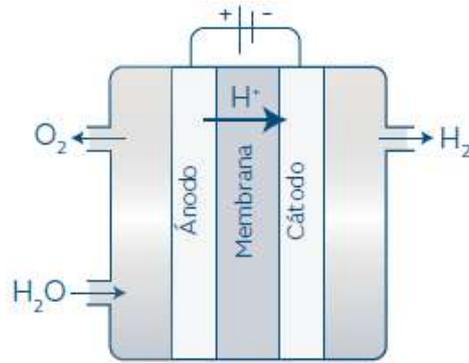


Figura IV.2: Electrolizador de membrana de intercambio de protones.
Fuente: Morante et al. (2020).

La electrólisis PEM se ha utilizado con éxito en aplicaciones especializadas por más de dos décadas, actualmente tiene un nivel de madurez TRL 6-8. 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.

En comparación con los electrolizadores alcalinos, los electrolizadores PEM están compuestos de un electrolito de polímero sólido (SPE), el cual permite la transferencia de protones del ánodo al cátodo. También se encarga de la separación del gas generado tanto en el ánodo como en el cátodo y del aislamiento eléctrico entre ambos electrodos, mientras actúan como una barrera reactiva contra el cruce de gas.

Las ventajas principales de esta tecnología son sus altas eficiencias de celdas, altas densidades de corriente y la capacidad de proporcionar hidrógeno comprimido. Además, la tecnología PEM permite un modo de operación altamente flexible, junto con un arranque rápido (Morante et al., 2020). También 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 (Schröer et al., 2021).

Con respecto a la tecnología PEM, los fabricantes prometen mejoras significativas en un futuro próximo, unas mayores densidades de corriente ($500-2000 \text{ mA/cm}^2$) que los electrolizadores alcalinos ($200-500 \text{ mA/cm}^2$) o los electrolizadores SOEC ($300-600 \text{ mA/cm}^2$), lo que les hace más compactos, aunque presentan una menor vida media que los alcalinos (Morante et al., 2020).

Sin embargo, los electrolizadores PEM ofrecen un rendimiento inferior en comparación con los electrolizadores alcalinos desde el punto de vista del caudal de hidrógeno y del consumo energético específico. De hecho, el caudal máximo de hidrógeno es $413 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (alrededor de nueve veces menor en comparación con la serie A de NEL); mientras

que el consumo mínimo de energía específica es de 4,53 kWh/Nm³ (frente a 3,8 kWh/Nm³ para A series de NEL) (Yodwong et al.,2020).

El principal inconveniente de esta tecnología es su costo, ya que se utilizan materiales nobles (por ejemplo, iridio, platino) para los catalizadores tanto en el ánodo como en el cátodo. Es por esto que los costos generales de los PEM (1750 US\$ /kW) son más altos que los de los electrolizadores alcalinos (1000-1400 US\$/kW) (IEA, 2021). A pesar de esto, los pronósticos de reducción de costos de los electrolizadores PEM son significativamente mayores que los 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 (Schröer et al., 2021).

IV.2.3. SOEC

En la figura IV.3 se encuentran los electrolizadores de óxido sólido o alta temperatura, también conocidos como SOEC por sus siglas en inglés. Estos representan actualmente una de las tecnologías de electrólisis de agua menos madura, sin embargo, es la que presenta mejores eficiencias. Aún se encuentran en la fase de demostración para aplicaciones a gran escala, no existe una amplia experiencia de pruebas de campo (TRL 6-7).

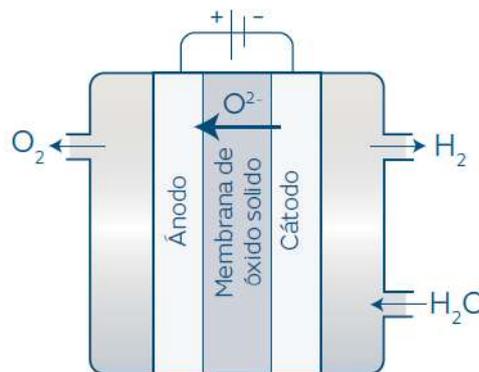


Figura IV.3: Electrolizador de óxido sólido o alta temperatura.
Fuente: Morante et al. (2020).

Los sistemas SOEC generalmente funcionan en un rango de temperatura media a alta, del orden de 650-1000°C. Las elevadas temperaturas de operación son beneficiosas en términos termodinámicos, ya que implican una disminución en el voltaje de la electrólisis.

La producción de hidrógeno en estos electrolizadores, se realiza de forma diferente, en comparación con los electrolizadores convencionales. Los electrolizadores SOEC utilizan vapor en lugar de agua para la producción de hidrógeno, esta es una diferencia clave respecto de los electrolizadores alcalinos y PEM. Si bien operan a altas temperaturas y con altas eficiencias eléctricas de 79-84%, requieren una fuente de calor para producir vapor, por lo cual es especialmente adecuado para el acoplamiento con los procesos industriales (IEA,

2021). Los sistemas de energía nuclear, solar térmica y geotérmica, así como el calor residual industrial, también podrían ser fuentes de calor para las SOEC.

Las principales ventajas de estos sistemas son la alta eficiencia energética, y la posibilidad de funcionar en modo reversible (RSOC), tanto en modo de electrólisis (SOEC) como en modo pila de combustible (SOFC), similar a una batería pero que pueden generar energía utilizando diferentes combustibles como hidrógeno, hidrocarburos, alcoholes, entre otros (Morante et al., 2020). Por otro lado, en lugar de agua líquida, lo que se divide es el vapor de agua lo cual 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 PEM (Schröer et al., 2021).

La desventaja de esta tecnología radica en que la vida útil de las baterías sigue siendo muy limitada en comparación con otras tecnologías de electrólisis, lo que se debe a una elevada degradación del material. Además, los sistemas SOEC no son bien escalables a altas potencias y los costos de inversión son mucho más elevados hoy en día que los de AEL y PEM. Sin embargo, debido al mayor costo específico y a la limitada escalabilidad a corto y medio plazo, los SOEC no se han tenido en cuenta para la realización de las primeras plantas y se ha optado por seguir considerando los AEL y los PEM (Schröer et al., 2021).

IV.2.4. AEM

La electrólisis de membrana de intercambio aniónico, o por sus siglas en inglés AEM (*Anion Exchange Membrane*), es una tecnología en desarrollo (TRL 4-5). Muchas organizaciones de investigación y universidades participan activamente en esta investigación, en gran parte debido a su bajo costo y al alto rendimiento que ofrece. Sin embargo, en comparación con las otras tecnologías de electrólisis convencionales, se han publicado pocos artículos de investigación (menores a 20) sobre la electrólisis AEM (Vincent & Bessarabov, 2018).

Esquemáticamente tiene la misma estructura de una célula PEM con la diferencia de que la membrana transporta aniones OH^- en lugar de protones H^+ , como se observa en la figura IV.4. En ese sentido, las reacciones que ocurren en los electrodos son las mismas que para las pilas alcalinas tradicionales.

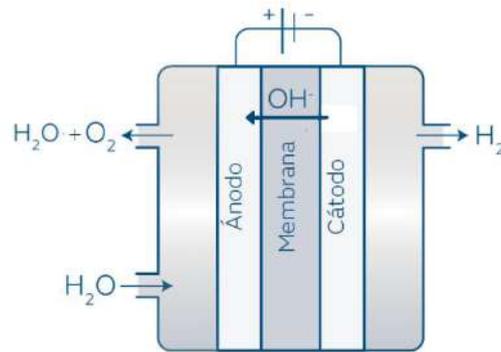


Figura IV.4: Electrolizador de membrana de intercambio aniónico.
Fuente: Vincent & Bessarabov (2018).

La electrólisis AEM es la división electroquímica del agua en hidrógeno y oxígeno por medio de una membrana, igual que el PEM, pero en este caso la membrana es aniónica. La electrólisis AEM toma los principios de la electrólisis alcalina y la electrólisis PEM y los combina, dando lugar a una nueva variante que combina las ventajas de cada una de las anteriores. De esta manera se aprovechan las ventajas de trabajar en medio básico (cinéticas más rápidas, ambiente menos corrosivo) con las derivadas del uso de electrolitos sólidos (ausencia de pérdidas de electrolito, fácil manipulación).

Dentro de las principales ventajas de estos sistemas, se puede mencionar que pueden utilizarse metales de transición como catalizador, en lugar de metales nobles como el platino. Sumado a ello, las membranas AEM son más baratas que las membranas de nafion utilizadas en electrólisis PEM, lo que hace que esta sea una tecnología de bajo costo (Vincent, Kruger and Bessarabov, 2017). Además, la propia membrana de intercambio aniónico sirve como electrolito sólido, evitando los electrolitos corrosivos utilizados en AEL.

Cabe aclarar que esta tecnología aún está poco desarrollada y posee ciertas desventajas en comparación con otras tecnologías de electrólisis. Entre estas desventajas se encuentran las bajas densidades de corriente, su corta durabilidad debido a la degradación de la membrana a largo plazo y la necesidad de utilizar agua pura o desionizada para evitar contaminar la membrana (Romero Polanco, 2018).

En conclusión, la tecnología de electrólisis AEM potencialmente puede convertirse en una tecnología clave, de energía limpia y de bajo costo para el suministro de hidrógeno. Sin embargo, se requieren desarrollos continuos de nuevas membranas, ionómeros y catalizadores de metales no nobles eficientes para lograr mejoras adicionales en el rendimiento y la estabilidad (Vincent & Bessarabov, 2018). En términos de viabilidad comercial se encuentra aún en proceso, y se requieren mejoras significativas para contribuir en última instancia a una futura economía basada en el hidrógeno.

Anexo V: Selección de equipos

V.1. Electrolizadores

Para determinar el modelo de electrolizador PEM a emplear en el proyecto se consideraron, en primera instancia, los modelos que presentan la mayor capacidad de producción de hidrógeno para realizar el análisis. Luego, se compararon las características más relevantes y con mayor impacto en los costos del proyecto, tales como el consumo de agua y el consumo energético, junto con otras características tales como pureza del hidrógeno y temperatura y presión de trabajo.

Dado que, dentro de la estructura de costos, los relativos a la adquisición de energía eléctrica son superiores en comparación de los atribuidos al consumo del agua, como se explica en la sección VIII.1.4, se tomarán estos como punto de partida para realizar la selección.

Marca	Modelo	Capacidad [Nm ³ /h]	Capacidad [kg/día]	Consumo de agua [l/kg]	Temp. [°C]	Consumo de energía [kWh/Nm ³]	Pureza del H ₂	Presión de trabajo [bar (g)]
Siemens	Silyzer 200	223	480	16,69	60 - 70	5,6	99,5% - 99,9%	> 35
	Silyzer 300	1836 - 3672	3690-7920	10,00	No disponible	4,75	99,999%	100
NEL	M200	2000	4319	10,01	10 - 40	4,5	99,999%	30
	M300	3000	6479	10,01	10 - 40	4,5	99,999%	30
	M4000	4000	8639	10,01	10 - 40	4,5	99,999%	30
	M5000	5000	10798	10,01	10 - 40	4,5	99,999%	30
Cummins	HyLYZER 1000	1000	2157	15,58	5 - 40	3,6 - 4,5	99,998%	30
	HyLYZER 4000	4000	8628	15,58	5 - 40	3,6 - 4,5	99,998%	30

Tabla V.1: Comparación de los distintos electrolizadores comerciales.

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Analizando los consumos de energía que presentan los distintos modelos en la tabla V.1, se puede mencionar que los fabricados por la marca NEL y Cummins presentan un menor consumo, en comparación con los modelos Silyzer fabricados por Siemens, por lo cual estos últimos son descartados. Sin embargo, tanto del HyLYZER 1000 como el HyLYZER 4000, presentan los mayores consumos de agua por Nm₃ de H₂ producido y menor pureza en el hidrógeno producido, lo cual conlleva a seleccionar la marca NEL como proveedor de electrolizadores debido a los menores consumos y elevada pureza de hidrógeno que presenta.

Finalmente, para lograr la producción definida en el estudio de mercado y presente en la tabla 7, se necesitará una capacidad de 17,28 t/día al inicio del proyecto, la cual

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

aumentará hasta 23,76 t/día para el año 2032. Para esto se decide adquirir un electrolizador NEL M5000 y un M3000 en la inversión inicial, y luego otro equipo M3000 en el sexto año de duración del proyecto, con el objetivo de mantener siempre un porcentaje de utilización de la planta mayor al 68%, como se muestra en la tabla V.2.

Año	Producción diaria [t H ₂]	Capacidad de la planta [t H ₂ /día]	Porcentaje de utilización
2023	11,85	17,28	68,60%
2024	11,86	17,28	68,64%
2025	13,35	17,28	77,28%
2026	14,68	17,28	84,97%
2027	14,48	17,28	83,82%
2028	17,08	17,28	98,85%
2029	18,43	23,76	77,58%
2030	18,90	23,76	79,57%
2031	22,00	23,76	92,59%
2032	22,61	23,76	95,18%

Tabla V.2: Porcentaje de utilización de los electrolizadores a lo largo del proyecto.

Fuente: Elaboración propia, 2021.

V.2. Compresores

Dado que el hidrógeno tiene una densidad entre seis y diez veces menor que el gas natural, para su almacenamiento se busca aumentar su densidad energética volumétrica, es decir, almacenar la mayor masa de hidrógeno en el menor volumen posible. Las tecnologías de compresión a alta presión disponibles en el mercado se encuentran limitadas y su elección depende del uso que se le dé al gas, junto con la presión de trabajo necesaria para su utilización. La presión de salida del electrolizador es de 30 bar y se necesita aumentar esa presión hasta 700 bar para optimizar su almacenamiento. Actualmente, para aplicaciones de alta presión y elevado volumen se encuentran los compresores de tipo booster y los de diafragma metálico desarrollados a nivel comercial.

En el primer caso, los compresores tipo booster, se basan en el principio de funcionamiento de los compresores alternativos, en los cuales el movimiento vertical de un pistón produce el flujo y la compresión del gas de trabajo. El fluido se comprime por medio de la acción de un pistón alternativo, denominado pistón primario, el cual se encuentra conectado a un pistón secundario por medio de un eje. Este último es impulsado por un fluido, el cual puede ser aire o aceite de acuerdo sean compresores neumáticos o hidráulicos, respectivamente (Montalvo Fernandez, 2019).

Por otro lado, en los compresores de diafragma, el principio de funcionamiento también se basa en un pistón alternativo, el cual se encuentra aislado completamente del gas,

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

permitiendo manejar gases químicamente muy puros. El movimiento del pistón se transmite por medio de un fluido hidráulico (aceite) a un diafragma flexible, compuesto por tres membranas de diferentes metales, las cuales aíslan el hidrógeno de la parte hidráulica (Sdanghi et al., 2019). Los compresores de diafragma pueden alcanzar niveles muy altos de eficiencia volumétrica, lo que es una ventaja beneficiosa para el ahorro de energía.

Teniendo en cuenta que el nivel de pureza es un factor importante para facilitar la comercialización del hidrógeno, el compresor de diafragma resulta la mejor opción ya que evita el contacto del mismo con el fluido hidráulico. Además, gracias a su alto rendimiento, menor consumo de energía y bajos requisitos de enfriamiento, los compresores de diafragma han demostrado ser muy efectivos para aplicaciones de hidrógeno, frente a los de tipo booster (Sdanghi et al., 2019).

Para la realización del proyecto se utilizarán 4 compresores de la marca PDC-Machines, cuyos componentes pueden observarse en la figura V.1. Los mismos cuentan con un flujo máximo de 3000 Nm³/h y una presión máxima de descarga de 1034 bar. Inicialmente se adquirirán 3 unidades, incorporando la restante en el séptimo año del proyecto.

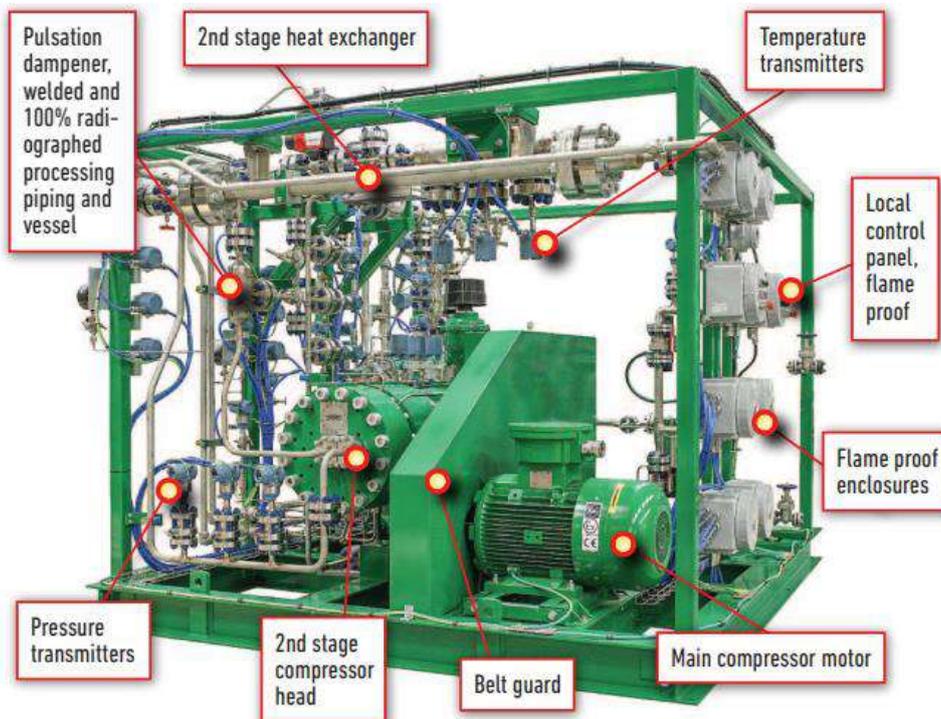


Figura V.1: Componentes principales del compresor de diafragma metálico.

Fuente: PDC - Machines (2022).

V.3. Almacenamiento

Uno de los factores que revisten mayor importancia en el almacenamiento es lograr incrementar la densidad energética volumétrica, es decir, almacenar la mayor masa de hidrógeno en el menor volumen posible, disminuyendo de esta forma los costos de almacenamiento y transporte.

El almacenamiento del hidrógeno se puede clasificar en estacionario y no estacionario. El primer grupo hace referencia al que se establece en un punto fijo, es decir, en los puntos de producción, distribución y consumo estacionario. En estas aplicaciones, las limitaciones relativas a la superficie ocupada, el peso, el volumen y la incorporación de sistemas auxiliares son menores. Por otro lado, en el segundo grupo, el almacenamiento sería para la distribución y para el consumo durante el transporte mismo. (Fernandez-Bolaños, 2005). Este último tipo presenta mayores dificultades, ya que se debe proporcionar un sistema de almacenamiento que pueda suministrar la cantidad de hidrógeno requerida ocupando un volumen, peso, costo y medidas de seguridad dentro de márgenes aceptables. Para el caso particular del proyecto y teniendo en cuenta que no se contará con transporte propio, se empleará la forma de almacenamiento estacionario.

V.3.1. Formas de almacenamiento

Se presentan varias alternativas para el almacenamiento estacionario del hidrógeno, las principales son la compresión, la licuefacción y la mezcla con otros compuestos químicos, tales como metano sintético, metanol, amoníaco, entre otros.

Hidrógeno comprimido

El almacenamiento de hidrógeno en forma de gas presurizado es el método más ampliamente desarrollado en la actualidad. Consiste en almacenar el hidrógeno en estado gaseoso a altas presiones, en un rango de 350 y 700 bar. No obstante, la compresión del hidrógeno supone un considerable aumento del consumo energético. Para comprimir 1 kg de hidrógeno desde presión atmosférica hasta 200 y 700 bar con un compresor multietapa se requieren 10 y 17 MJ (Llera Sastera & Zabalza Bribián, 2011), que equivalen a aproximadamente un 8 y 14 % del poder calorífico inferior del hidrógeno, respectivamente (Llorca Piqué, 2010).

El hidrógeno una vez comprimido se almacena en depósitos cilíndricos, los cuales cuentan con válvulas para la regulación del flujo de hidrógeno junto con dispositivos de descompresión con orificios de venteo. Los materiales empleados para la construcción de dichos depósitos se caracterizan por poseer una alta resistencia, asegurando de esta forma su durabilidad y el cumplimiento de los requisitos mecánicos, estructurales y de seguridad

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

derivados de las altas presiones a la que es sometido el gas. Las características de los distintos tipos de depósitos, junto con sus respectivas presiones admitidas se detallan en la figura V.2.

Tipo de tanque		Presión admitida (bar)	Características	
	Tipo I	Acero o Aluminio (sin costuras ni revestimiento)	150 - 300	Muy pesados y de paredes gruesas. Utilizados principalmente en vehículos de GNC y en aplicaciones estacionarias industriales.
	Tipo II	Metálicos sin costuras envueltos en aros de fibra de vidrio y resina	450 - 800	Muy pesados. Se utilizan principalmente como <i>buffer</i> o tanque intermedio en aplicaciones estacionarias.
	Tipo III	Revestimiento de aluminio sin costuras y envueltos con fibra de vidrio y resinas compuestas.	350 - 700	Más ligeros y de paredes más finas respecto a los de Tipo I y II. Se utilizan principalmente para aplicaciones de movilidad y transporte de H ₂ en trailers.
	Tipo IV	Revestimiento no-metálico envueltos con fibra y revestimiento polimérico.	350 - 700	

Figura V.2: Clasificación de diferentes tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno.

Fuente: Morante et al. (2020).

La principal limitación que presenta este tipo de almacenamiento se encuentra relacionada con el volumen ocupado por el sistema y por su respectivo peso. A mayor presión, menor volumen requerido para su almacenamiento, pero la robustez del depósito deberá ser mayor, aumentando de esta forma el volumen ocupado y el peso total del sistema.

Hidrógeno líquido

El hidrógeno líquido, conocido comúnmente como LH₂, se obtiene a partir de un proceso de licuefacción, mediante el cual a partir de la modificación de las condiciones de temperatura y presión se pasa de un gas a un líquido. El hidrógeno líquido presenta una densidad gravimétrica y energética muy superior a la del hidrógeno en estado gaseoso. De esta forma, se superan las limitaciones referidas al peso y el volumen del depósito de almacenamiento de hidrógeno gaseoso.

El proceso de licuefacción se caracteriza por ser muy intensivo energéticamente, para licuar un kilogramo de hidrógeno se requieren más de 30 MJ, de forma que la energía que se consume en el proceso de licuefacción del hidrógeno supone en torno a un 30 y 40 % del poder calorífico inferior del hidrógeno (Aguado Molina et al., 2021).

El almacenamiento de hidrógeno en estado líquido se realiza a temperatura criogénica (-253 °C), la cual se corresponde con la temperatura de ebullición de gas a 1 atm. Un aumento de la temperatura supone la evaporación del gas, denominada evaporación flash, sumado con un aumento de la presión del depósito. Teniendo en consideración la energía

requerida para la licuefacción del hidrógeno, la evaporación afectará la eficiencia del sistema, esto se verá incrementado en caso de que el hidrógeno sea liberado a la atmósfera y no recirculado dentro del sistema. Como consecuencia de que el aislamiento que poseen los depósitos empleados nunca es perfecto, se producirá la evaporación del hidrógeno por intercambio de calor.

Los depósitos empleados no se encuentran diseñados para soportar presiones internas, sino que se encuentran acondicionados de reducir la transferencia de calor entre el LH₂ y el entorno circundante al mínimo. Dado el aumento de presión que se genera dentro del depósito, como consecuencia de la transferencia de calor que tenga este con el ambiente, no resulta posible almacenarlo de forma indefinida sin tener pérdidas por evaporación. Generalmente, los depósitos son diseñados para tasas de ventilación de en torno a un 3 % por día (Llera Sastera & Zabalza Bribián, 2011).

Hidruros metálicos

Los sistemas de almacenamiento de hidrógeno sólido en hidruros metálicos se basan en el principio de que ciertos metales, particularmente aleaciones de titanio, hierro, manganeso, níquel, cromo, entre otros, en condiciones de alta presión, absorben hidrógeno formando hidruros metálicos. Cuando estos se calientan a baja presión liberan el hidrógeno previamente absorbido. La formación de hidruros metálicos se realiza por medio de una reacción reversible, determinada por la presión del gas hidrógeno, mediante los procesos de adsorción y de desorción.

La ventaja que presenta este tipo de almacenamiento radica en que no se requieren de altas presiones, ni de temperaturas criogénicas durante su operación. Puesto que la descarga del hidrógeno se produce a bajas presiones, se trata de un sistema de almacenamiento muy seguro. Sin embargo, estos sistemas tienden a ser pesados y costosos dado que almacenan hasta un 8 % de hidrógeno en peso. Sumado a ello, el hidrógeno de carga debe ser de alta pureza, a fin de evitar contaminaciones que afecten la capacidad de adsorción del sistema. Por último, esta tecnología, a diferencia de la compresión y la licuefacción, no se encuentra disponible a escala comercial, aún se encuentra en etapa de desarrollo (Aguado Molina et al., 2021).

V.3.2. Selección de la forma de almacenamiento

En primera instancia, dado que el almacenamiento en hidruros metálicos no se encuentra desarrollado a escala comercial, el mismo es descartado para el análisis.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

El almacenamiento de hidrógeno en estado líquido presenta una mayor densidad energética y gravimétrica. Sin embargo, se consume una gran cantidad de la energía propia del hidrógeno en el proceso de licuefacción e incluso se producen pérdidas por evaporación si se almacena por largos periodos de tiempo. Es por esto, que este método no resulta ser el más conveniente para almacenamiento estacionario.

Por otro lado, las aplicaciones en las cuales va a ser utilizado el hidrógeno a comercializar (fabricación de amoníaco, metanol y acero), requieren que el mismo se encuentre en forma gaseosa para su utilización. En base a lo anteriormente mencionado, se decide almacenar el hidrógeno en forma gaseosa en tanques estacionarios de acero inoxidable AISI 304, a una presión de 700 bar, es decir la máxima permitida, para optimizar la capacidad de almacenamiento de los mismos.

Anexo VI: Localización

VI.1. Macrolocalización

En las figuras VI.1, VI.2, VI.3 y VI.4, se observan los puntos de interconexión correspondientes a la provincia de Buenos Aires, Río Negro, Chubut y Santa Cruz respectivamente.

Las líneas de color rojo hacen referencia a los puntos de interconexión de 500kV, las de color naranja a 220 kV, las de color violeta a 330 kV y las de color azul a 132 kV.

Puede observarse que la provincia de Buenos Aires posee una mayor cantidad de puntos de interconexión y líneas de 132 kV, tanto en el centro como en la costa, a comparación de las restantes provincias.

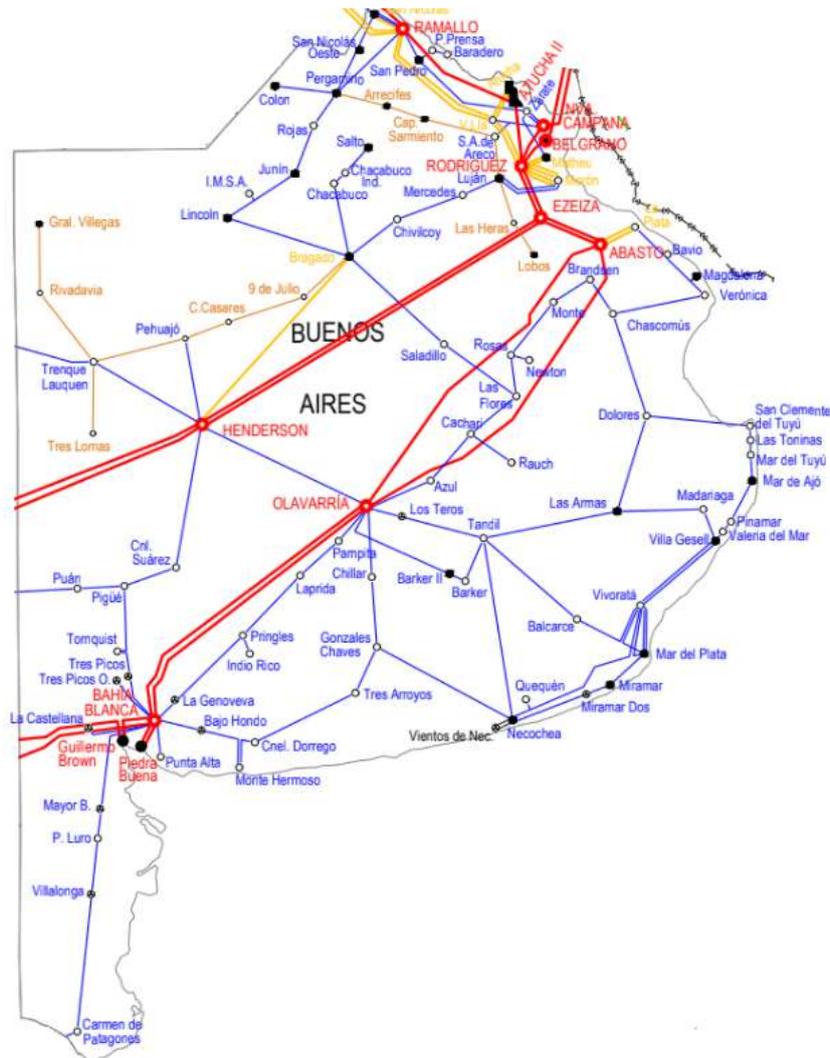


Figura VI.1: Ubicación puntos de interconexión del SADI en la provincia de Buenos Aires.
Fuente: CAMMESA (2022).

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde



Figura VI.4: Ubicación puntos de interconexión del SADI en la provincia de Santa Cruz.
Fuente: CAMMESA (2022).

VI.2. Microlocalización

En la tabla VI.1, se encuentran los potenciales clientes, con su respectiva localización y capacidad de producción. Puede observarse que la mayoría de los mismos, se encuentran en la provincia de Buenos Aires, principalmente en los polos industriales localizados en la zona norte de la misma.

Productor	Producto	Ubicación complejos productivos	Capacidad Instalada [miles de t/año]
YPF S.A.	Metanol	Plaza huincul (Neuquén)	411
Arauco Argentina S.A.	Metanol	Pto. Gral. San Martín (Santa Fe)	50
Fábrica Militar Río Tercero	Amoniaco	Río Tercero (Córdoba)	12
Bunge Argentina S.A.	Amoniaco	Campana (Buenos Aires)	115
Profertil S.A.	Amoniaco	Bahía Blanca (Buenos Aires)	790
Ternium Siderar	Acero	San Nicolás - Haedo - Canning - Florencio Varela - Ensenada (Buenos Aires)	3.200
Tenaris Siderca	Acero	Campana - Valentín Alsina - Villa Constitución - Villa Mercedes (Buenos Aires, Santa Fe, San Luis)	1.300
Acindar	Acero	Villa Constitución - San Nicolás - Rosario - La Tablada - Villa Mercedes (Buenos Aires, Santa Fe, San Luis)	1.700
Sipar Gerdau	Acero	Perez (Santa Fe)	650
Acerbrag	Acero	Bragado (Buenos Aires)	350
Aceros Zapla	Acero	Palpalá (Jujuy)	150

Tabla VI.1: Localización de posibles clientes.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Se calcula la distancia de las distintas ciudades a todos los complejos industriales detallados en la tabla VI.1. Luego, en base a dicha información, se obtiene una distancia promedio a los mismos para cada alternativa de microlocalización, como se observa en la tabla VI.2.

Alternativas de localización				Mar del Plata	Necochea	Bahía Blanca	Ensenada	
Distancia a principales complejos industriales [km]	Metanol	YPF S.A.	Plaza huincul (Neuquén)	1107	978	685	1306	
		Arauco Argentina S.A.	Pto. Gral. San Martín (Santa Fe)	749	775	788	394	
	Amoniaco	Fábrica Militar Río Tercero	Río Tercero (Córdoba)	1103	1007	865	748	
		Bunge Argentina S.A.	Campana (Bs. As.)	497	595	703	142	
		Profertil S.A.	Bahía Blanca (Bs. As.)	465	335	10	642	
	Acero	Ternium Siderar	San Nicolás (Bs. As.)	646	672	713	291	
			Haedo (Bs. As.)	435	534	636	80	
			Canning (Bs. As.)	407	505	608	117	
			Florencia Varela (Bs. As.)	378	476	636	35	
			Ensenada (Bs. As.)	407	506	665	4	
		Tenaris Siderca	Campana (Bs. As.)	494	593	700	140	
			Valentín Alsina (Bs. As.)	415	513	632	60	
			Villa Constitución (Santa Fe)	670	696	732	315	
			Villa Mercedes (San Luis)	990	931	756	757	
		Acindar	Villa Constitución (Santa Fe)	664	690	726	309	
			San Nicolás (Santa Fe)	650	676	712	295	
			Rosario (Santa Fe)	710	736	753	355	
			La Tablada (Bs. As.)	434	492	620	79	
			Villa Mercedes (San Luis)	997	943	750	757	
		Sipar Gerdau	Perez (Santa Fe)	713	740	760	359	
		Acerbrag	Bragado (Bs. As.)	474	466	502	268	
		Aceros Zapla	Palpalá (Jujuy)	1931	1957	1845	1576	
		Promedio				697,09	718,91	718,05

Tabla VI.2: Cálculo de la distancia promedio a los principales complejos industriales.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

A partir de los presupuestos obtenidos de diferentes fuentes inmobiliarias para terrenos cercanos a la costa, se calcula el costo promedio de terreno para las cuatro alternativas de localización en la tabla VI.3.

Alternativas de localización	Costo terreno [USD/m ²]					
	Presupuesto 1	Presupuesto 2	Presupuesto 3	Presupuesto 4	Presupuesto 5	Promedio
Mar del Plata	33,69	86,87	66,75	38	68,98	58,86
Necochea	100	51	33,53	23,31	14	44,37
Bahía Blanca	13,33	23,88	14,38	26,31	2,5	16,08
Ensenada	125	79	144	126,36	50,85	105,04

Tabla VI.3: Costo promedio de los terrenos.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Luego, se realiza un relevamiento de la cantidad de universidades, parques industriales, centros de investigación y puertos presentes o cercanos a las localidades a analizar. A partir de esto se puede conocer el grado desarrollo local de dichas ciudades en función del área de soporte que brinda a las empresas. Dicho registro se encuentra en la tabla VI.4.

Alternativas de localización	Área de soporte			
	Universidades próximas	Parques Industriales próximos	Puertos cercanos	Institutos de investigación
Mar del Plata	5	1	1	10
Necochea	1	1	1	1
Bahía Blanca	4	2	3	12
Ensenada	5	1	1	30

Tabla VI.4: Áreas de soporte.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

Anexo VII: Cálculo del costo de los principales equipos

En las tablas VII.1 y VII.2, se detalla el cálculo del costo de los equipos principales para la inversión inicial y la ampliación respectivamente. El valor de cada componente de los costos se detalla a continuación:

- **Flete marítimo:** En el caso de los electrolizadores, que provienen de Noruega, el costo por contenedor es de US\$ 2600, mientras que el correspondiente a los compresores es de US\$ 2200 por ser de origen chino.

- **Seguro marítimo:** 0,4 del FOB.
- **CIF:** Precio FOB más el costo del flete y el seguro marítimo.
- Precio de la maquinaria puesta en fábrica: Se compone de la suma de los siguientes costos:

- **Costos de despacho:** US\$ 260 por contenedor.
- **Honorarios del despachante de aduana:** US\$ 250 por contenedor.
- **Gastos de plazoleta:** US\$ 750 por contenedor.
- **Gastos operativos y administrativos:** US\$ 650 por contenedor.
- **Ingresos Brutos:** 2,5% del CIF
- **IVA por bien de capital:** 10,5% del CIF.
- **Retención de ganancias:** 6% del CIF.
- **IVA adicional:** 10% del CIF.
- **Fletes y seguros para transportar el bien hasta la fábrica:** US\$ 450 por contenedor.
- **Costos de instalación de equipos:** Incluye tanto el costo del personal implicado en la instalación como de los viáticos correspondientes.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Costos	Bomba de extracción de agua	Módulo desalinizador	Tanque almacenamiento de agua	Transformador	Electrolizadores		Compresor	Tanque almacenamiento de hidrógeno
<i>Cantidad de contenedores</i>	-	-	-	-	2	2	4	-
<i>Cantidad</i>	1	1	4	1	1	1	3	12
<i>Precio Unitario</i>	\$4.270	\$43.300	\$72.000	\$950.000	\$0	\$0	\$0	\$350.000
<i>Precio final</i>	\$4.270	\$43.300	\$288.000	\$950.000	\$0	\$0	\$0	\$4.200.000
<i>FOB Unitario</i>	-	-	-	-	\$24.354.000	\$14.612.400	\$307.125	-
<i>FOB</i>	-	-	-	-	\$24.354.000	\$14.612.400	\$921.375	-
<i>Flete marítimo</i>	-	-	-	-	\$5.200	\$5.200	\$8.800	-
<i>Seguro marítimo</i>	-	-	-	-	\$97.416	\$58.450	\$3.686	-
<i>Total</i>	-	-	-	-	\$24.456.616	\$14.676.050	\$933.861	-
<i>Costos de despacho</i>	-	-	-	-	\$260	\$520	\$260	-
<i>Honorarios despachante de aduana</i>	-	-	-	-	\$500	\$500	\$1.000	-
<i>Gastos de plazoleta</i>	-	-	-	-	\$1.500	\$1.500	\$3.000	-
<i>Gastos operativos y administrativos</i>	-	-	-	-	\$1.300	\$1.300	\$2.600	-
<i>Derechos aduaneros</i>	-	-	-	-	\$0	\$0	\$0	-
<i>Tasa de Estadística</i>	-	-	-	-	\$0	\$0	\$0	-
<i>Ingreso Brutos</i>	-	-	-	-	\$611.415	\$366.901	\$23.347	-
<i>IVA por bien de capital</i>	-	-	-	-	\$2.567.945	\$1.540.985	\$98.055	-
<i>Retención de ganancias</i>	-	-	-	-	\$1.467.397	\$880.563	\$56.032	-
<i>IVA adicional</i>	-	-	-	-	\$2.445.662	\$1.467.605	\$93.386	-
<i>Fletes y seguros transporte hasta la fábrica</i>				-	\$900	\$900	\$1.800	-
<i>Precio de la maquinaria puesta en fábrica</i>	\$4.270	\$43.300	\$288.000	\$950.000	\$56.010.111	\$33.612.874	\$2.147.201	\$4.200.000
<i>Costo de instalación de equipos</i>	\$0	\$2.165	\$2.880	\$9.500	\$14.003	\$8.403	\$4.294	\$8.400
<i>Total por equipo</i>	\$4.270	\$45.465	\$290.880	\$959.500	\$56.024.113	\$33.621.277	\$2.151.495	\$4.208.400
Total equipos principales	\$97.305.400							

Tabla VII.1: Cálculo de costos de los equipos principales para la primera inversión.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Costos	Electrolizadores	Compresor	Tanque almacenamiento de hidrógeno
<i>Cantidad de contenedores</i>	2	1	
<i>Cantidad</i>	1	1	4
<i>Precio Unitario</i>	\$0	\$0	\$350.000
<i>Precio final</i>	\$0	\$0	\$1.400.000
<i>FOB Unitario</i>	\$8.302.500	\$307.125	-
<i>FOB</i>	\$8.302.500	\$307.125	-
<i>Flete marítimo</i>	\$5.200	\$2.200	-
<i>Seguro marítimo</i>	\$33.210	\$1.229	-
<i>Total</i>	\$8.340.910	\$310.554	-
<i>Costos de despacho</i>	\$520	\$260	-
<i>Honorarios despachante de aduana</i>	\$500	\$250	-
<i>Gastos de plazoleta</i>	\$1.500	\$750	-
<i>Gastos operativos y administrativos</i>	\$1.300	\$650	-
<i>Derechos aduaneros</i>	\$0	\$0	-
<i>Tasa de Estadística</i>	\$0	\$0	-
<i>Ingreso Brutos</i>	\$208.523	\$7.764	-
<i>IVA por bien de capital</i>	\$875.796	\$32.608	-
<i>Retención de ganancias</i>	\$500.455	\$18.633	-
<i>IVA adicional</i>	\$834.091	\$31.055	-
<i>Fletes y seguros transporte hasta la fábrica</i>	\$900	\$450	-
<i>Precio de la maquinaria puesta en fábrica</i>	\$19.105.404	\$713.528	\$1.400.000
<i>Costo de instalación de equipos</i>	\$4.776	\$1.427	\$2.800
<i>Total por equipo</i>	\$19.110.180	\$714.955	\$1.402.800
Total equipos principales	\$21.227.935		

Tabla VII.2: Cálculo de costos de los equipos principales para la segunda inversión.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Anexo VIII: Costos

VIII.1. Costos Variables

VIII.1.1. Costos de materia prima

Las materias primas que se consideran para el cálculo del costo son el agua y la energía eléctrica para el proceso de electrólisis, ya que son necesarias para la generación del hidrógeno. El agua, por extraerse directamente del mar no tiene un costo en sí misma, pero sí tiene costo su extracción y acondicionamiento, debido al consumo eléctrico de la bomba y el módulo desalinizador.

Por otro lado, se debe abonar un permiso de extracción al organismo fiscalizador de la explotación de los recursos hídricos superficiales, que en el caso de la Provincia de Buenos Aires se trata de ADA (Autoridad del Agua). El mismo consta de una tasa anual de extracción de 0,0454 US\$/m³ de agua, sumado a un monto fijo de US\$ 112,05, que se debe pagar por única vez en el primer año. Dichos valores son utilizados como referencia de los permisos de uso de aguas superficiales en la ciudad de Buenos Aires, y se asume que no cambiarán a lo largo del proyecto (Buenos Aires Ciudad, 2022).

Sumado a ello, se incluye en el cálculo del costo la energía eléctrica implicada en el proceso de extracción, desalinización y electrólisis del agua como se detallan en la tabla VIII.1. Los datos de consumo eléctrico provienen de la tabla 16.

Año	Extracción de agua [m ³ /año]	Costo permisos de extracción [US\$/año]	Consumo eléctrico extracción [MWh/año]	Consumo eléctrico electrólisis [MWh/año]	Precio [US\$/MWh]	Costo total [US\$/año]
2023	310.879	14.228	266,28	216.587	40,91	8.885.679
2024	306.272	13.906	264,20	216.722	40,21	8.738.721
2025	344.813	15.656	280,15	243.994	39,52	9.669.402
2026	379.127	17.214	328,72	268.276	38,84	10.450.593
2027	374.000	16.982	326,59	264.648	38,18	10.132.996
2028	441.067	20.027	388,71	312.105	37,52	11.745.791
2029	475.928	21.610	403,14	336.773	36,88	12.456.749
2030	488.136	22.164	408,19	345.412	36,25	12.557.565
2031	568.032	25.792	475,62	401.948	35,63	14.363.008
2032	583.923	26.513	482,20	413.193	35,02	14.512.041

Tabla VIII.1: Costos de materia prima.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

VIII.1.2. Costos de mano de obra directa

Para el cálculo del costo de mano de obra directa se parte de la cantidad de operarios necesarios por día, detallados en la tabla 17 y el costo de la hora hombre obtenido de la grilla salarial del Sindicato del Personal de Industrias Químicas y Petroquímicas. Cada operario cumplirá una jornada laboral de 8 horas, por lo que se realizarán 3 turnos con recambio de personal para asegurar el funcionamiento de la planta en forma constante. En la tabla VIII.2 se encuentra el cálculo de los costos de mano de obra teniendo en cuenta las horas hombre trabajadas, el sueldo anual complementario y las cargas sociales. El precio de las horas hombre se encuentra ajustado anualmente de acuerdo a la antigüedad de los empleados.

Año	Operarios A1		Operarios A2		Operarios A3		SAC [ARS]	Cargas sociales [ARS]	Costo MOD [US\$]
	Cant.	Precio HH [ARS]	Cant.	Precio HH [ARS]	Cant.	Precio HH [ARS]			
2023	21	\$562,88	9	\$609,78	9	\$660,57	\$5.840.457	\$41.759.265	\$908.766
2024	21	\$568,51	9	\$615,87	9	\$667,18	\$5.898.860	\$42.176.847	\$917.853
2025	21	\$574,19	9	\$622,03	9	\$673,85	\$5.957.820	\$42.598.415	\$927.028
2026	21	\$579,94	9	\$628,25	9	\$680,59	\$6.017.444	\$43.024.724	\$936.305
2027	21	\$585,73	9	\$634,54	9	\$687,39	\$6.077.572	\$43.454.642	\$945.661
2028	21	\$591,59	9	\$640,88	9	\$694,27	\$6.138.364	\$43.889.302	\$955.120
2029	21	\$597,51	13	\$647,29	13	\$701,21	\$7.558.155	\$54.040.807	\$1.176.037
2030	21	\$603,48	13	\$653,76	13	\$708,22	\$7.683.704	\$54.938.481	\$1.195.572
2031	21	\$609,52	13	\$660,30	13	\$715,30	\$7.760.569	\$55.488.065	\$1.207.532
2032	21	\$615,61	13	\$666,90	13	\$722,46	\$7.838.161	\$56.042.849	\$1.219.606

Tabla VIII.2: Costos de mano de obra directa.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

VIII.1.3. Costos de supervisión

Durante la primera etapa del proyecto, habrá un supervisor presente por cada turno y luego de la expansión serán necesarios dos, de acuerdo a la cantidad de máquinas y operarios trabajando en la planta. Al igual que el resto del personal, contarán con dos días franco por semana. Teniendo en cuenta esto, para cumplir los requerimientos de personal de supervisión, será necesario contratar 4 supervisores inicialmente y luego de la expansión se necesitan 8 en total. También se incluyen en esta sección los salarios del personal del área de control de calidad. Se trata de tres supervisores fijos a lo largo del proyecto, cuyos salarios se estimaron como un 3% de los costos de mano de obra directa. En la tabla VIII.3 se encuentra el cálculo de los costos de supervisión para todos los años del proyecto.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Año	Cantidad	Precio Horas Hombre [ARS]	Total [\$]	SAC [ARS]	Cargas sociales [ARS]	Costo Supervisión Planta [US\$]	Costo Supervisión Calidad [US\$]
2023	4	\$859	\$10.030.095	\$835.841	\$5.976.265	\$130.056	\$36.588
2024	4	\$867	\$10.130.461	\$844.205	\$6.036.066	\$131.357	\$36.588
2025	4	\$876	\$10.231.738	\$852.645	\$6.096.411	\$132.670	\$36.588
2026	4	\$885	\$10.334.079	\$861.173	\$6.157.388	\$133.997	\$36.588
2027	4	\$894	\$10.437.330	\$869.777	\$6.218.909	\$135.336	\$36.588
2028	4	\$903	\$10.541.796	\$878.483	\$6.281.153	\$136.691	\$36.588
2029	8	\$912	\$21.294.345	\$1.774.529	\$12.687.881	\$276.114	\$36.588
2030	8	\$921	\$21.507.225	\$1.792.269	\$12.814.722	\$278.874	\$36.588
2031	8	\$930	\$21.722.230	\$1.810.186	\$12.942.829	\$281.662	\$36.588
2032	8	\$939	\$21.939.665	\$1.828.305	\$13.072.384	\$284.482	\$36.588

Tabla VIII.3 Costos de supervisión.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

VIII.1.4. Costos de servicios

En esta sección se consideran como servicios al tratamiento de efluentes y al abastecimiento de energía eléctrica, sin tener en cuenta aquella ya considerada en la sección de costos de materia prima.

Respecto al costo de la electricidad, se realizó su cálculo a partir de los valores de consumo anual de los transformadores y compresores provenientes de la tabla 16 y el precio del MWh de energía renovable en Argentina.

Para determinar la evolución del precio de la energía, se analizó inicialmente el aporte correspondiente de cada tipo de energía a la matriz energética renovable. Para ello, se compararon los proyectos pertenecientes a cada una de las rondas lanzadas por el programa RenovAr en relación a su potencia adjudicada, en la tabla VIII.4. La Ronda 3 del programa RenovAr o MiniRen no se tuvo en cuenta para el análisis, ya que por su escala no es comparable con las rondas anteriores, siendo la potencia máxima habilitada de cada central de generación limitada a 10 MW.

Tecnología	Potencia adjudicada (MW)							
	Ronda 1		Ronda 1.5		Ronda 2		Ronda 2.5	
Eólica	707,45	61,95%	765,35	59,72%	665,83	47,27%	327,6	51,65%
Solar	400	35,03%	516,18	40,28%	556,75	39,52%	259,5	40,91%
Biomasa	14,5	1,27%	0	0,00%	117,22	8,32%	26	4,10%
Peq. Hidro	11,37	1,00%	0	0,00%	20,77	1,47%	0	0,00%
Biogás	8,64	0,76%	0	0,00%	48,14	3,42%	21,2	3,34%
Total	1141,96	100,00%	1281,53	100,00%	1408,71	100,00%	634,3	100,00%

Tabla VIII.4: Potencia adjudicada en las rondas del programa RenovAr por tecnología.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA 2020.

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

En las Rondas 1, 1,5, 2 y 2,5 la energía eólica constituye un aporte del 61,95%, 59,72%, 47,27% y 51, 65%, respectivamente, en la matriz energética renovable. Además, esta tecnología es la que presenta en promedio menores precios adjudicados. En base a ello, se analiza la variación del precio promedio (US\$/MWh) de dicha energía a lo largo de las cuatro rondas mencionadas, para determinar una proyección del precio de la energía a lo largo del proyecto.

A partir de los precios adjudicados a cada proyecto de energía eólica, se calculó la variación interanual con el fin de poder estimar la evolución del costo de la energía eléctrica para los años futuros del proyecto. Finalmente se realizó un promedio, obteniéndose una reducción interanual a futuro de un 1,71%. Dicha proporción es la que se encuentra afectando la columna del precio de la energía en la tabla VII.5.

Por otro lado, para realizar el vertido de la salmuera luego de su tratamiento por dilución, se debe abonar por única vez, un permiso de US\$ 223,63 y luego una tasa anual de 0,14 US\$/m³.

Los costos totales de servicios se detallan en la tabla VIII.5.

Año	Vertido de salmuera					Energía Eléctrica			Costo total de servicios
	Vertido [m ³ /año]	Tasa anual [US\$/m ³]	Costo vertido [US\$/año]	Costo permiso [US\$/año]	Costo total [US\$/año]	Consumo [MWh/año]	Precio [US\$/MWh]	Costo total [US\$/año]	
2023	257.324	0,14	34.813	223,63	35.037	6.454	40,91	264.022	\$299.059
2024	253.511	0,14	34.297	0,00	34.297	6.454	40,21	259.498	\$293.795
2025	285.412	0,14	38.613	0,00	38.613	6.454	39,52	255.051	\$293.665
2026	313.815	0,14	42.456	0,00	42.456	6.454	38,84	250.681	\$293.137
2027	309.571	0,14	41.882	0,00	41.882	6.454	38,18	246.386	\$288.267
2028	365.085	0,14	49.392	0,00	49.392	6.454	37,52	242.164	\$291.556
2029	393.940	0,14	53.296	0,00	53.296	7.987	36,88	294.552	\$347.848
2030	404.045	0,14	54.663	0,00	54.663	7.987	36,25	289.505	\$344.168
2031	470.178	0,14	63.610	0,00	63.610	7.987	35,63	284.544	\$348.154
2032	483.331	0,14	65.390	0,00	65.390	7.987	35,02	279.669	\$345.058

Tabla VIII.5: Costos de servicios.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

VIII.1.5. Costos de mantenimiento

Para el caso particular de los costos de mantenimiento se calcularon como el 1,2% de la inversión fija. Dentro de los mismos, se incluye tanto el sueldo correspondiente a los 9 técnicos que darán soporte desde el área de mantenimiento y al costo de los materiales y repuestos empleados en los planes de mantenimiento preventivo y correctivo llevados a cabo.

VIII.1.6. Costo de suministros

Los únicos suministros que se utilizan están destinados al mantenimiento de los equipos, como los repuestos de filtros para el módulo desalinizador y los aceites para lubricación de los compresores. Por lo tanto, no se considera ningún costo de suministros, debido a que estos últimos ya se tienen en cuenta dentro de los costos de mantenimiento.

VIII.1.7. Costo de laboratorio

No se consideran costos de laboratorio, ya que las instalaciones e instrumentación para realizar los análisis de calidad y pureza del hidrógeno se encuentran contenidas dentro de las unidades de electrólisis. El personal encargado de llevar a cabo dichas tareas es el del área de control de la calidad, cuyos salarios se encuentran incluidos en el apartado de “Costos de supervisión”.

VIII. 2. Costos Fijos

VIII. 2.1. Costo de depreciación

En la tabla VIII.6 se encuentra el cálculo de los costos de depreciación, dado que luego del año 2028 se realiza una nueva compra de bienes de capital, se realizó el cálculo de forma independiente para los dos conjuntos de máquinas. Se utilizó el método de depreciación por línea recta, empleando las ecuaciones 9, 10, 11 y 12 para calcular la depreciación acumulada y el valor de libros al final del proyecto. El costo de depreciación se obtuvo teniendo en cuenta los 20 años de vida útil de los equipos, por lo que se calcularon 20 cuotas anuales, partiendo desde el año 2023 para la primera compra y a partir del año 2028 en el caso de la segunda compra. Teniendo en cuenta que el proyecto tiene una duración de 10 años, al final del mismo se recuperará el valor de 10 cuotas correspondientes a los equipos de la primera compra y 16 cuotas de los de la segunda compra, como depreciación no incurrida, junto con el valor del terreno, el capital de trabajo y el valor residual (L).

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

Variables	Primera Compra [2023]	Segunda Compra [2028]
n [Número de años de vida útil]	20	20
e [Tasa de depreciación anual]	0,05	0,05
L% [Valor residual porcentual al final de la vida útil de un bien]	10%	10%
L [Valor residual al final de la vida útil de un bien]	\$12.120.615	\$2.122.793
IF [Inversión Fija]	\$121.206.153	\$21.227.935
k [Número de años de uso de un bien]	10	4
Costo de Depreciación anual	\$5.454.277	\$955.257
D [Depreciación acumulada en k años]	\$54.542.769	\$3.821.028
VL [Valor de libros en el año k]	\$66.663.384	\$17.406.907
Depreciación no incurrida	\$54.542.769	\$15.284.113

Tabla VIII.6: Costos de depreciación.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

$$e = \frac{1}{n} \quad (9)$$

$$\text{Costo de depreciación anual} = \frac{1}{n} * (I_F - L) \quad (10)$$

$$D = (I_F - L) * \frac{k}{n} \quad (11)$$

$$V_L = (I_F - L) * (1 - \frac{k}{n}) + L \quad (12)$$

VIII. 2.2. Costo de impuestos

Los costos de impuestos se estimaron como un 1% de la Inversión Fija.

VIII. 2.3. Costos de seguros

Los costos de seguro se estimaron utilizando el valor medio del intervalo propuesto por el método de estimación por factores, siendo este de un 0,75% de la Inversión Fija.

VIII. 2.4. Costo de financiamiento

Se adoptó para la financiación del proyecto un préstamo de US\$ 75.000.000 con sistema de amortización francés y una TEA de 6,25%, obteniendo cuotas anuales de US\$ 10.312.226. Los costos a incluir en este apartado corresponden al pago de los intereses del préstamo, detallados en la tabla VIII.7. La cuota anual del préstamo se calcula a partir de la ecuación 13 y la columna Interés a partir de la ecuación 14.

$$C = P * \frac{i*(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (13)$$

$$I_t = D_t * TEA \quad (14)$$

$$0 \leq t \leq n$$

Análisis de factibilidad técnico - económico para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde

donde: C: Monto de las cuotas a pagar.
P: Monto del préstamo.
i: Tasa efectiva anual de interés.
n: Duración del préstamo.
D_{*t*}: Monto de deuda en el año *t*.
I_{*t*}: Monto del pago en el año *t* usado para pagar los intereses sobre saldo.

Año	Interés	Cuota	Amortización	Deuda
0				75.000.000
1	4.689.188	10.312.226	5.623.039	69.376.961
2	4.337.621	10.312.226	5.974.605	63.402.356
3	3.964.074	10.312.226	6.348.152	57.054.204
4	3.567.172	10.312.226	6.745.055	50.309.149
5	3.145.454	10.312.226	7.166.773	43.142.376
6	2.697.369	10.312.226	7.614.857	35.527.519
7	2.221.269	10.312.226	8.090.957	27.436.562
8	1.715.403	10.312.226	8.596.824	18.839.738
9	1.177.908	10.312.226	9.134.319	9.705.419
10	606.807	10.312.226	9.705.419	0

Tabla VIII.7: Costos de financiamiento. Valores expresados en dólares estadounidenses.
Fuente: Elaboración propia, 2022.

VIII. 2.5. Costo de ventas y distribución

Teniendo en cuenta que la entrega del producto se realiza en la planta misma, no aplican los costos relacionados a viajes, embarques o transporte del producto. Los costos que se incluyen en este inciso son los relacionados a los salarios del personal de Comercialización y a los gastos generales de oficina. Por esto, se decide estimar dichos costos como un 0,5% de los Ingresos por Ventas.

VIII. 2.6. Costo de dirección y administración

Se calcula como el 27% del Costo Directo de Mano de Obra e incluye a los salarios de la conducción superior y de todo el personal de las áreas de finanzas, comercialización, legales y seguridad e higiene. También incluye servicios como telefonía, internet, limpieza de oficinas, seguridad y servicio de medicina laboral.