

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE INGENIERÍA Y GESTIÓN



ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DE UNA PLANTA PRODUCTORA DE HIDRÓGENO

AUTORES: Crozzoli, Piero (Leg. N° 54412)

Gullo, Francisco (Leg. N°55160)

Milanesi, Julieta (Leg. N° 56401)

Sánchez Barros, Agustina (Leg. N° 56064)

Trivellini, Luciano (Leg. N° 55740)

TUTOR: Mascarenhas, Juan Martín

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO INDUSTRIAL BUENOS AIRES**

2020

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento tiene como propósito el análisis de prefactibilidad del desarrollo y puesta en marcha de una planta productora de hidrógeno verde. Producido mediante electrólisis y alimentado por fuentes renovables, se presenta como una alternativa ecológica para la generación y almacenamiento de energía renovable, siendo un pilar fundamental para la descarbonización y la sustentabilidad mundial.

Este proyecto de inversión se compone de cuatro etapas concatenadas donde la suma de las partes da forma global al informe en su totalidad: estudio de mercado, estudio de ingeniería, análisis económico financiero y un correspondiente estudio de riesgos.

En el primer capítulo, se estudia el mercado internacional de hidrógeno actual y sus proyecciones a 30 años. En dicho período, se destaca el crecimiento exponencial en la demanda de hidrógeno verde, potenciado principalmente por la industria del transporte como reemplazo de combustibles tradicionales. Dado este recambio tecnológico, se produce una oportunidad de incursionar en el mercado emergente ya que Argentina presenta un gran potencial de energías renovables. Luego, se realiza un análisis econométrico para determinar la demanda proyectada para el período de estudio y su precio correspondiente.

A continuación, en el segundo capítulo, se efectúa un análisis de ingeniería en el cual se seleccionan las tecnologías óptimas para la construcción de la planta. También, se realiza un balance de necesidades en el cual se establecen los requerimientos de maquinaria, materia prima y mano de obra. Finalmente, se determina que la ubicación ideal de la planta es en Comodoro Rivadavia debido al gran potencial eólico que esta ciudad presenta.

El tercer capítulo contempla un análisis económico financiero para determinar la rentabilidad del proyecto. Además, se evalúan las formas y condiciones de financiamiento, los flujos de fondos del proyecto, del inversor y de la deuda, cuadro de resultados y balance proyectados. De este análisis surge la conclusión de que el proyecto no es rentable en las condiciones planteadas, ya que el valor actual neto (VAN) es negativo.

Finalmente, en el cuarto capítulo se analizan los riesgos del proyecto, se plantean y estudian posibles escenarios para los cuales el proyecto resulta viable. Éstos, están vinculados con el avance tecnológico que permita mejores eficiencias, abaratando costos.

ABSTRACT

The following document is a pre-feasibility study of the development and start up of a green hydrogen production plant. Produced by electrolysis and powered by renewable sources, represents an ecological alternative for the generation and storage of renewable energy, being one of the fundamental pillars for global sustainability and decarbonization.

The current project is made of four stages: market study, engineering study, economic and financial analysis and a risk study.

The first chapter studies the hydrogen international market and its projections for 30 years. During this period, the exponential growth of green hydrogen demand is driven by the transport industry as a result of the fossil fuel replacement. The development of this new technology is an opportunity to be part of an emerging market and take advantage of Argentina's great potential in renewable energies. Then, the demand and price projections are the result of an econometric analysis.

In the second chapter, the optimal technologies are selected for the plant construction in an engineering analysis. A balance of needs establishes the machinery, raw materials, and workforce requirements. It concludes with the determination of the plant location, Comodoro Rivadavia, due to outstanding conditions for wind energy generation.

The aim of the third chapter is to determine whether the project is profitable. The economic and financial study evaluates financing conditions, the free cash flow to the firm, equity and debt, statement of income and economic balance. Since the project has a negative net present value, given the actual conditions it is not recommended to invest.

Finally, the last chapter analyzes risks where future scenarios are studied in order to understand which variables are the most relevant to the project success. These are linked to the technological development, improving efficiencies and costs.

AGRADECIMIENTOS

A aquellas personas que nos han acompañado en este largo camino recorrido.

A nuestro tutor, Juan Martin Mascarenhas que, a pesar del año tan atípico y difícil, nos ayudó y guio con su experiencia en cada etapa de este proyecto.

A nuestras familias.

ÍNDICE

CAPITULO I: ANÁLISIS DE MERCADO	10
1 DEFINICIÓN DE NEGOCIO Y PRODUCTO	10
1.1 Definición del proyecto	10
1.1.1 Visión	10
1.1.2 Misión.....	10
1.2 Hidrógeno	10
1.2.1 Tipos de Hidrógeno	10
1.2.2 Métodos de producción de Hidrógeno	11
1.2.3 Almacenamiento	19
1.2.4 Transporte.....	22
1.2.5 Seguridad.....	26
2 ANÁLISIS DE MATERIAS PRIMAS	28
2.1 Agua	28
2.2 Electricidad.....	31
3 CONTEXTO	38
3.1 ¿Por qué hidrógeno?	38
3.2 Hidrógeno en Argentina	40
3.3 Hidrógeno en el mundo	44
4 ANÁLISIS ESTRATÉGICO	50
4.1 5 C	50
4.2 FODA	51
4.3 Modelo de las 5 fuerzas de Porter	52
4.4 Análisis del Ciclo de Vida	54
5 PROYECCIÓN DE PRECIO.....	57
6 PROYECCIÓN DE DEMANDA	66
6.1 Proyección de Hidrógeno para Usos tradicionales	66
6.1.1 Segmento N°1: Producción de amoníaco.....	67
6.1.2 Segmento N°2: Utilización en refinerías y producción de metanol	74
6.1.3 Segmento N°3: Utilización en metalurgia y otras industrias	82
6.1.4 Demanda total de hidrógeno para usos tradicionales.....	89

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

6.2	Proyección de Hidrógeno para nuevos usos	90
7	<i>PROYECCIÓN DE OFERTA</i>	94
7.1	Análisis de capacidades	95
8	<i>SEGMENTACIÓN</i>	97
9	<i>DEFINICIÓN DE MERCADO OBJETIVO</i>	106
10	<i>POSICIONAMIENTO</i>	107
11	<i>PROYECCIÓN DE VENTAS</i>	108
<i>CAPÍTULO II: ESTUDIO DE INGENIERÍA</i>		112
12	<i>DEFINICIÓN DE PROCESO</i>	112
12.1	Descripción del Proceso	112
12.2	Elección de tecnología	119
12.2.1	Electrolizadores	119
12.2.2	Definición de electrolizador	124
12.2.3	Descripción y definición de compresores	130
12.2.4	Definición de tecnologías auxiliares	134
12.3	Transporte	141
12.3.1	Hidrógeno gaseoso comprimido e hidrógeno líquido	141
12.3.2	Almacenamiento y Transporte	143
13	<i>INGENIERÍA</i>	147
13.1	Balance de línea	147
13.1.1	Dimensionamiento de equipos y cuello de botella	149
13.1.2	Definición de cantidades de insumos	150
13.2	Puesta en marcha	151
13.3	Cronograma de ejecución.	151
13.4	Renovación de equipos	152
13.4.1	Mantenimiento	152
14	<i>LAY-OUT</i>	154
14.1	Plano de distribución planta	154
14.2	Flujo de materiales	157
15	<i>LOCALIZACIÓN</i>	160
15.1	Macro Localización	160

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

15.2	Micro Localización – Parte I	176
15.3	Micro Localización - Parte II.....	184
16	MARCO LEGAL.....	186
16.1	Promoción del hidrógeno	186
16.2	Producción del hidrógeno	188
16.3	Regulaciones transporte.....	189
16.4	Impacto ambiental y tratamiento de residuos	190
17	ORGANIZACIÓN DEL PERSONAL.....	193
17.1	Dimensionamiento de MOD.....	193
17.2	Mano de Obra Indirecta	194
17.3	Estructura de la organización	195
17.4	Tercerizaciones de Personal	196
	CAPÍTULO III: Estudio económico financiero	197
18	INFLACIÓN Y TIPO DE CAMBIO.....	198
18.1	Inflación.....	198
18.2	Tipo de cambio	198
19	INVERSIONES.....	199
19.1	Inversión en Capital de Trabajo.....	199
19.2	Inversión en Activo Fijo	199
19.3	Cronograma de inversiones	202
20	ESTRUCTURA DE CAPITAL.....	205
20.1	WACC	205
20.1.1	Costo del Capital propio (k_e).....	205
20.1.2	Costo de la Deuda (k_d)	206
21	FINANCIAMIENTO.....	207
22	CUADRO DE RESULTADOS	208
22.1	Ventas	208
22.2	Costo de MP y MOD	209
22.2.1	Materia prima.....	209
22.2.2	Mano de Obra	211
22.3	Gastos Generales de Fabricación.....	212

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

22.3.1	Gastos Generales de Fabricación Variables	212
22.3.2	Gastos Generales de Fabricación Fijos	214
22.4	Gastos de Administración y Comercialización	215
22.5	Gastos Financieros.....	217
22.6	Impuesto a las Ganancias	217
22.7	Impuesto sobre los Ingresos Brutos.....	218
22.8	Impuestos Aduaneros/Retenciones.....	218
22.9	Liquidación del Proyecto.....	218
22.10	Cuadro de resultados	219
23	<i>PUNTO DE EQUILIBRIO</i>	220
24	<i>BALANCE</i>	223
24.1	Activo	223
24.2	Pasivo	223
24.3	Patrimonio Neto.....	224
25	<i>ESTADO DE ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS</i>	225
26	<i>FLUJO DE FONDOS</i>	226
26.1	Cálculo del WACC.....	226
26.2	Flujo de fondos del proyecto	226
26.2.1	Flujo de Fondos del Proyecto con IVA.....	226
26.2.2	Flujo de Fondos del IVA.....	227
26.3	Flujo de fondos de la deuda.....	228
26.4	Flujo de fondos de los inversores	228
27	<i>ANÁLISIS DE RENTABILIDAD</i>	230
28	<i>OTROS INDICADORES</i>	232
28.1	Índices de liquidez	232
28.2	Índices de Rotación de Activos	234
28.3	Índices de Endeudamiento.....	236
28.4	Índices de Rentabilidad	238
	<i>CAPÍTULO IV: Análisis de Riesgos.....</i>	241
29	<i>INTRODUCCIÓN.....</i>	241
30	<i>VARIABLES DE RIESGO</i>	243

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

30.1	Identificación de variables.....	243
30.2	Correlación entre variables.....	248
31	<i>SIMULACIÓN.....</i>	251
31.1	Escenario base	251
31.2	Escenario Eólico	255
31.3	Escenario Solar	257
31.4	Análisis de sensibilidad	260
32	<i>ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO</i>	264
34.1	Mitigación.....	264
35	<i>OPCIONES REALES.....</i>	270
35.1	Compra de containers	270
35.2	Retrasar el proyecto	273
36	<i>CONCLUSIÓN</i>	276
37	<i>ANEXO.....</i>	277
	Anexo A.....	277
	Anexo B.....	279
	Anexo C.....	281
	Anexo D.....	282
	Anexo E	285
	Anexo F	287
	Anexo G.....	289
	<i>BIBLIOGRAFÍA.....</i>	290

CAPITULO I: ANÁLISIS DE MERCADO

1 DEFINICIÓN DE NEGOCIO Y PRODUCTO

1.1 Definición del proyecto

El siguiente proyecto tiene como objetivo realizar el estudio de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno no contaminante. La misma se encuentra situada en Argentina y su método de producción es electrolisis alimentada por energías renovables. Este análisis surge por la actual crisis ambiental, la necesidad de reducir las emisiones de los gases del efecto invernadero y la creciente demanda de alternativas a los combustibles fósiles. A pesar de que la demanda de hidrógeno no contaminante en Argentina es inexistente, el país posee un gran potencial como productor, debido a su alta disponibilidad de energías renovables, principalmente solar y eólica. El hidrógeno verde producido se comercializa para satisfacer la demanda del transporte en Europa.

1.1.1 Visión

El desarrollo global hace que sea necesario encontrar medios alternativos a los tradicionales para generar energía. Se espera que debido a la contaminación que generan y a su cada vez menor disponibilidad, el uso de hidrocarburos se verá reducido, mientras que la demanda de energía a nivel mundial continuará en ascenso. El hidrógeno se presenta como una alternativa sustentable para la generación y almacenamiento de energía renovable. El proyecto buscará proponer una alternativa superadora para satisfacer el mercado global de hidrógeno de forma sostenible, eficiente y económicamente viable. A su vez, se buscará ser pioneros y líderes en el mercado de producción de hidrógeno en Argentina.

1.1.2 Misión

Producir hidrógeno a partir de un proceso sostenible con el medioambiente como es la electrolisis. Dicha electrólisis se realizará a partir de energía proveniente de fuentes renovables y utilizando agua como fuente de hidrógeno. El proyecto abarca el proceso de generación, recolección y almacenado del hidrógeno para ser vendido y transportado abasteciendo el mercado global. Dado que la electrólisis es un proceso mucho menos contaminante que el método convencional de producción de hidrógeno, se estará satisfaciendo la demanda de energía y minimizando el impacto ambiental.

1.2 Hidrógeno

El hidrógeno es un gas incoloro, inodoro e insípido a temperatura ambiente. Su molécula consiste en dos átomos de hidrógeno unidos por un enlace covalente. Es el elemento más liviano que existe, aproximadamente 14 veces menos pesado que el aire.

Aunque es el elemento químico más abundante del universo, éste no se presenta en la naturaleza en su estado elemental, sino que se encuentra en sustancias como el agua, los hidrocarburos, entre otros. Es por esto por lo que se necesita de un aporte energético para poder sintetizarlo.

1.2.1 Tipos de Hidrógeno

Por consenso internacional el hidrógeno está llamado a ser un agente protagonista en la transición energética del futuro. Es un portador de energía versátil que puede producirse,

como se verá en análisis posteriores, a partir de una amplia gama de fuentes y utilizarse de muchas maneras en todo el sector energético.

Para entender su rol protagónico es importante tener en cuenta que la huella de carbono promedio del hidrógeno consumido debe ser inferior a 91 g de CO₂ / MJ. (Fuel Cells and Hydrogen, 2020). En la Figura 1.2.1.1 se muestra el árbol de decisión para la certificación del tipo de hidrógeno según las emisiones de CO₂.

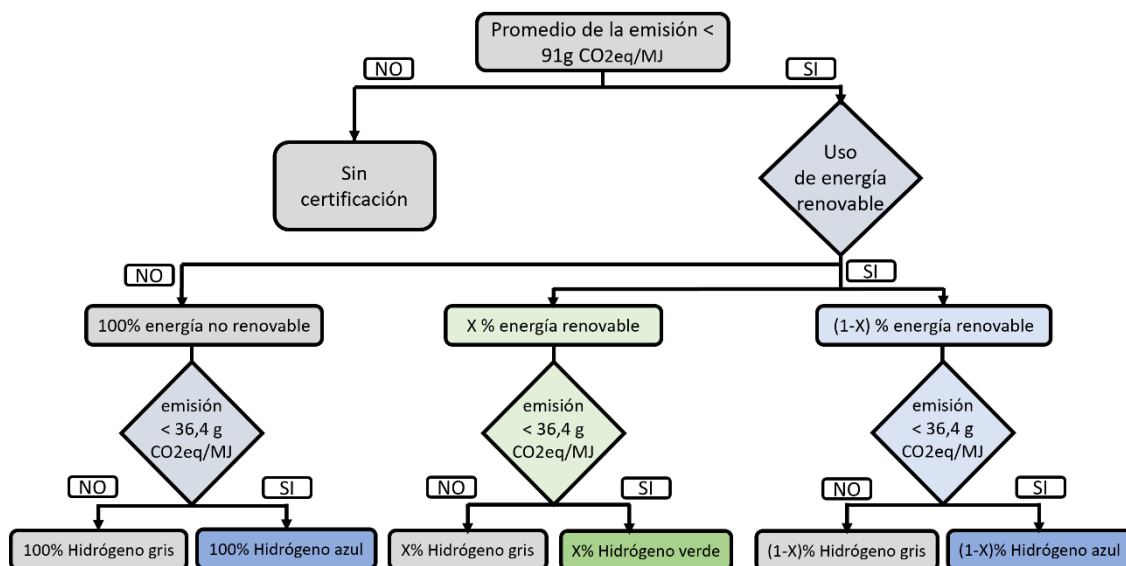


Figura 1.2.1.1. Árbol de decisión para tipo de hidrógeno (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking).

Hidrógeno Gris

El hidrógeno gris es hidrógeno producido con emisiones superiores a 36,4 g de CO₂/MJ, ya sea de fuentes renovables o no renovables.

Hidrógeno Azul

El hidrógeno con bajo contenido de carbono es hidrógeno producido a partir de energía no renovable con una huella de carbono inferior a 36,4 g de CO₂/MJ.

Hidrógeno Verde

Para llamarse hidrógeno verde debe producirse a partir de fuentes de energía renovables y tener una huella de carbono inferior a 36,4 g de CO₂/MJ.

1.2.2 Métodos de producción de Hidrógeno

Una gran ventaja que presenta el hidrógeno es que puede ser producido a partir de un amplio rango de fuentes, como pueden ser el agua, combustibles fósiles o materia prima orgánica. A su vez, cada una de estas fuentes tiene una variedad de posibles vías para producirlo. Cada una de ellas presenta ventajas e inconvenientes que deben ser tenidos en cuenta en términos de costo, emisiones contaminantes, escala y logística.

En la Figura 1.2.2.1, se muestran las principales vías de producción de hidrógeno en la actualidad.

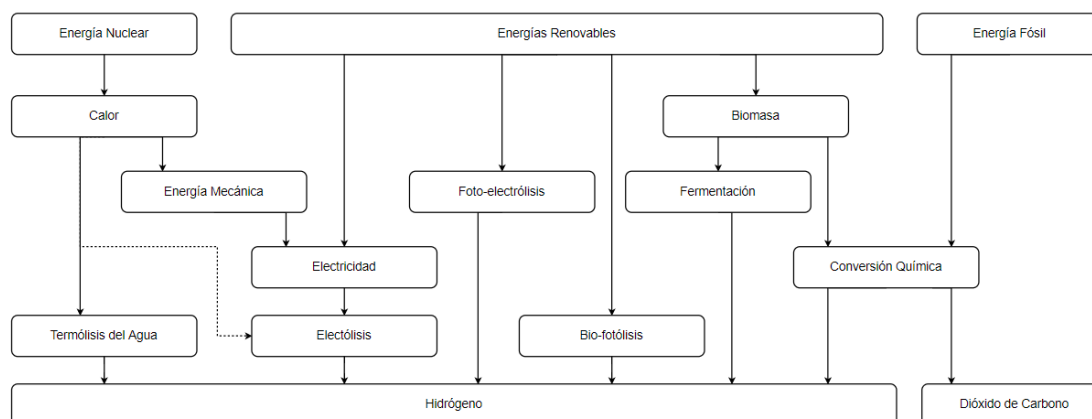


Figura 1.2.2.1. Métodos de producción de Hidrógeno (El Hidrógeno y la Energía).

El uso del hidrógeno como combustible en sí no contamina, ya que solo produce calor y agua. Sin embargo, se necesita una fuente de la cuál obtenerlo, y dependiendo de cuál sea esa fuente, se emitirá o no CO₂ en la producción.

En cualquier proceso de producción de hidrógeno tenemos como entrada, las materias primas y la energía suministrada, y como salida, además del hidrógeno, subproductos que dependen de la fuente utilizada y pérdidas de energía. En la Figura 1.2.2.2, se muestra el diagrama de flujo del proceso de producción de hidrógeno.

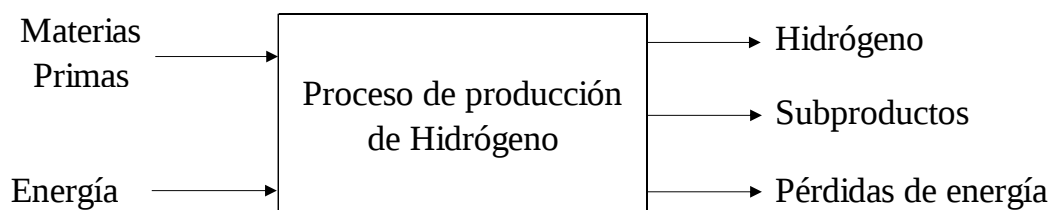


Figura 1.2.2.2. Proceso de producción de Hidrógeno.

Electrólisis

La electrólisis es la hidrólisis del agua, que consiste en la separación de los átomos que constituyen sus moléculas por medio de la electricidad. En la figura 1.2.2.3 se muestra un esquema de la electrólisis.

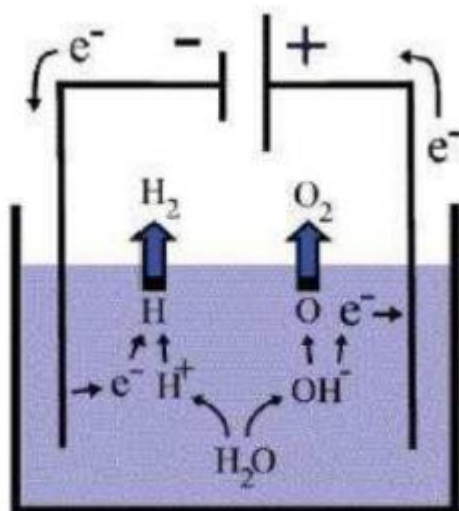
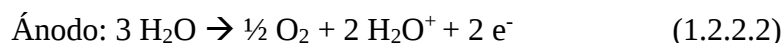
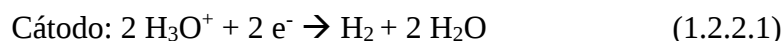


Figura 1.2.2.3. Esquema de la electrólisis (Energética del hidrógeno. Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro.)

Las reacciones fundamentales que hacen la electrólisis posible son las semirreacciones de los iones del agua:



El cátodo y el ánodo se sitúan en la solución acuosa y generan el movimiento de electrones. El hidrógeno se forma en el cátodo, mientras que el oxígeno lo hace en el ánodo. Para facilitar la separación de la molécula del agua y aumentar la velocidad de la reacción, generalmente se varía la composición del agua mediante la adición de sales.

Debido a que la electrólisis utiliza electricidad como entrada, no tiene restricciones geográficas que sí tienen otros procesos, como por ejemplo, aquellos que necesitan calor.

En cuanto a la eficiencia energética, de la ecuación (1.2.2.3) surgen los siguientes análisis. Cuando se trabaja con agua líquida a 25°C, la electricidad necesaria para disociar un mol de H₂O es 237,5 kJ, dando como resultado 1 mol de H₂. Como el poder calorífico inferior del hidrógeno es de 241,82 kJ/mol, se obtiene que se consumen 237,75 kJ eléctricos por cada 241,82 kJ contenidos en el hidrógeno, es decir que se producen 1,02 kJ de hidrógeno por cada kJ eléctrico que se consume. Sin embargo, si la reacción se hace utilizando vapor de agua a 1000°C se producen 1,36 kJ de hidrógeno por cada kJ eléctrico consumido. Está disminución en la demanda eléctrica se debe al aumento de la demanda térmica que se requiere para llevar la temperatura del agua de 25°C a 1000°C.

En la producción de hidrógeno, la corriente fluye entre los electrodos separados e inmersos en un electrolito acuoso, requiriendo además un separador o diafragma para evitar que se mezclen el oxígeno y el hidrógeno. Los electrodos, el diafragma y los electrolitos son elementos que forman una celda electrolítica, que a su vez, es el elemento básico que compone a un electrolizador.

Actualmente existen tres tipos de electrolizadores, que se diferencian principalmente por el electrolito utilizado. Se ordenan de mayor a menor desarrollo tecnológico de la siguiente manera: alcalinos, membrana de intercambio de protones (PEM) y estado sólido (SOE). Éstos se describen en el Capítulo II Estudio de Ingeniería.

Reformado de vapor de gas natural

El hidrógeno puede ser extraído de hidrocarburos a partir del reformado. El reformado de un hidrocarburo ligero, como es el gas natural, es la tecnología dominante para la producción de hidrógeno, dado que el 95% de lo que se produce es a partir de ese proceso. El hidrógeno producido mediante este proceso necesita ser purificado antes de ser utilizado.

El proceso consiste en hacer reaccionar metano y vapor a alta temperatura, como se ve en la Figura 1.2.2.4.

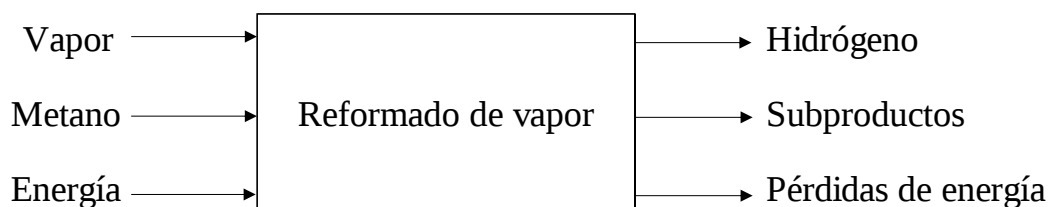
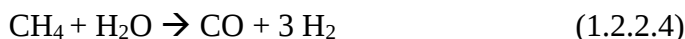


Figura 1.2.2.4. Proceso de reformado de vapor de gas natural.

Se producen dos reacciones para obtener hidrógeno a partir del metano. La primera es la de reformado, que es endotérmica y que ocurre en presencia de un catalizador y a alta temperatura.



Luego, la segunda reacción, conocida como reacción shift, consiste en tratar el monóxido de carbono obtenido en la reacción (1.2.2.5) con agua para obtener dióxido de carbono e hidrógeno. Esta reacción es exotérmica.



En la Figura 1.2.2.5, se hace una separación donde se elimina el dióxido de carbono y se purifica el H_2 .

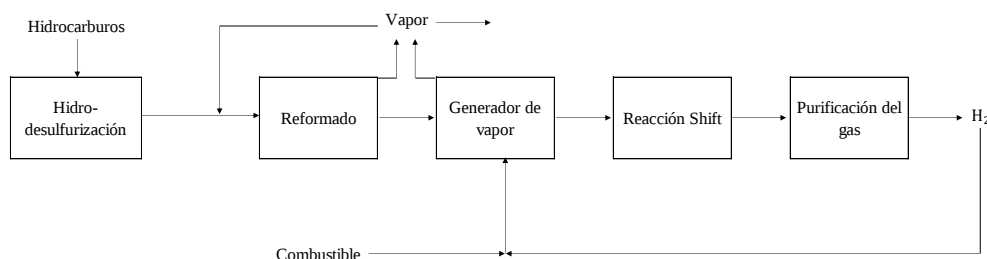


Figura 1.2.2.5. Diagrama de flujo del proceso de reformado de vapor de gas natural.

El proceso transcurre en un reactor químico a temperaturas entre 800 y 900°C, y cuando dichas temperaturas se consiguen a partir de combustibles fósiles, este método se

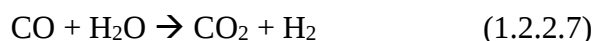
convierte en la forma más barata para producir hidrógeno en la actualidad. Las eficiencias típicas para el reformado de vapor son en torno al 70%.

Las principales desventajas de este proceso son, la baja pureza del hidrógeno obtenido, que tiene que ser mejorada mediante la eliminación de CO₂, lo que significa una adición de costos que no son necesarios en el proceso de electrolisis. Además, este método tiene asociada la emisión de gases de efecto invernadero, dado que por cada tonelada que se produce de hidrógeno, se producen alrededor de 9 toneladas de CO₂ que debe ser capturado para que la producción resulte sostenible.

Gasificación del carbón

El proceso consiste en la gasificación del carbón calentándolo en un reactor de alta temperatura. Luego, el carbón gaseoso se trata con vapor y oxígeno y se obtiene como resultado hidrógeno gaseoso, monóxido de carbono y dióxido de carbono. Este método de producción es viable económicamente si el CO₂ es capturado.

Las reacciones que tienen lugar para producir hidrógeno a partir de la gasificación de carbón son:



En la reacción (1.2.2.6) el carbono se convierte en monóxido de carbono y en la reacción (1.2.2.7), la reacción shift, se convierte al monóxido en dióxido de carbono. En ambos casos se produce hidrógeno. A continuación, se muestra en la Figura 1.2.2.6 el proceso de producción de hidrógeno a partir de gasificación de carbón.

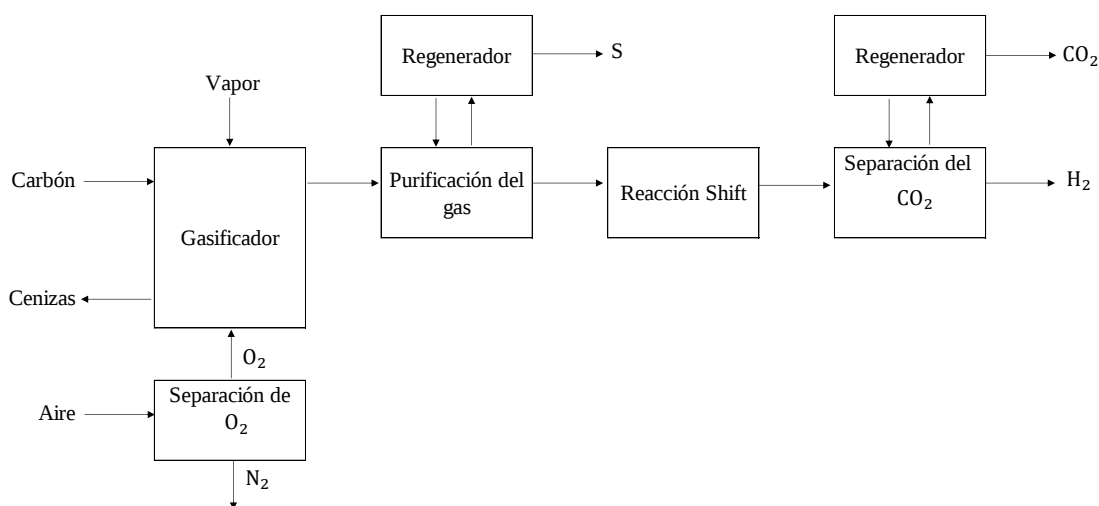


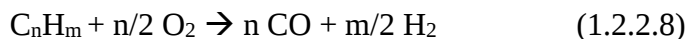
Figura 1.2.2.6. Proceso de producción de Hidrógeno a partir de gasificación de vapor.

Para producir hidrógeno a partir de carbón se necesitan dos reactores, dado que las reacciones ocurren a diferentes temperaturas. Para la reacción del vapor con el carbón, se necesita una temperatura de 1273°K, mientras que la reacción shift para transformar el monóxido en dióxido de carbono tiene que ocurrir a una temperatura inferior a 673°K.

Oxidación parcial de hidrocarburos

La oxidación parcial funciona como medio para obtener hidrógeno a partir de una gran variedad de materias primas o subproductos de otras reacciones, como pueden ser hidrocarburos, residuos industriales, biomasa y metano, entre otros.

A partir de la oxidación parcial con oxígeno, a temperaturas entre 1150-1350 °C, se produce un gas compuesto por H₂, CO, CO₂ y CH₄, mediante la siguiente reacción.



Cuando se utilizan hidrocarburos pesados, la reacción de oxidación parcial tiene una eficiencia del 86%, para el carbón la eficiencia es del 50% y para la biomasa de 65%.

El proceso industrial de obtención de hidrógeno mediante oxidación parcial se esquematiza como se presenta en la Figura 1.2.2.7.

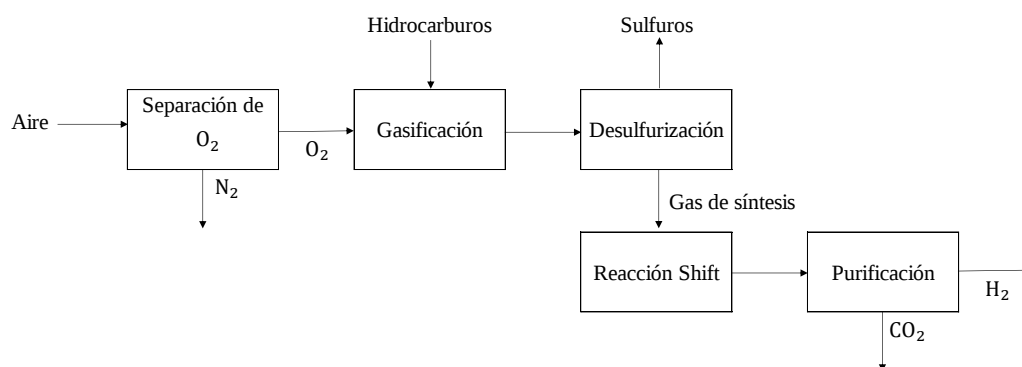


Figura 1.2.2.7. Proceso de producción de Hidrógeno mediante oxidación parcial de hidrocarburos.

Biomasa

La biomasa es materia orgánica que está disponible en una base renovable a través de un proceso natural o como subproducto de un proceso que utiliza fuentes renovables.

La producción de hidrógeno a partir de biomasa tiene como ventaja la proporción de un portador renovable de energía con una importante reducción de emisiones de CO₂. Puede obtenerse H₂ a partir de biomasa de las siguientes maneras, representadas en la Figura 1.2.2.8:

- Gasificación seguida de una reacción shift.
- Formación de bioaceite a partir de la biomasa por pirolisis, para luego someterlo a un reformado catalítico de vapor y una reacción shift.
- Oxidación parcial de la biomasa.
- Fermentación de la materia orgánica por bacterias capaces de producir hidrógeno.

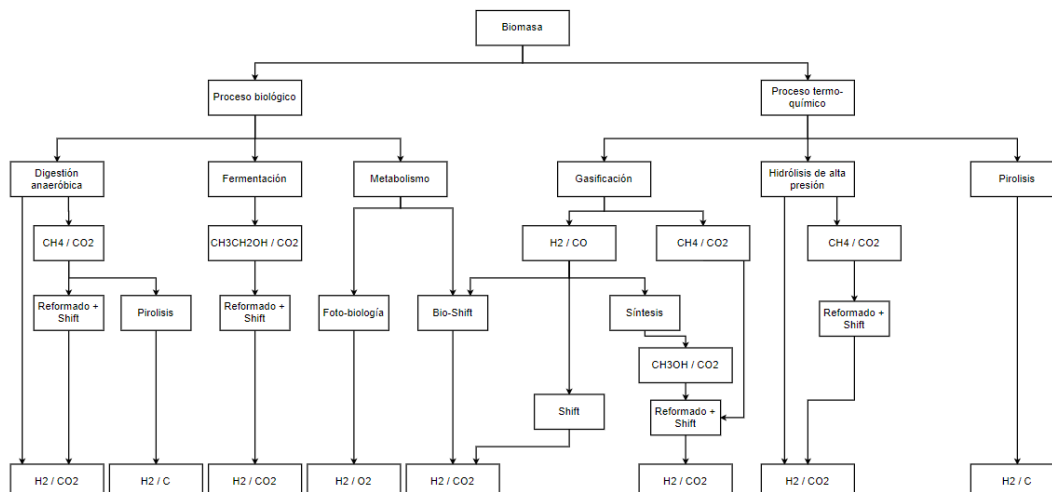


Figura 1.2.2.8. Distintas formas de producir hidrógeno a partir de biomasa.

Ciclos de Hidrólisis Termoquímica

Consisten en ciclos termoquímicos para producir hidrógeno a partir de agua. Estos ciclos tienen un potencial de eficiencias de liberación global al sistema de un 40%. Es necesario destacar que estos ciclos todavía se encuentran en etapa de desarrollo en universidades y centros especializados.

Algunos ejemplos de estos ciclos son:

- El ciclo Azufre-Yodo, que consiste en tres reacciones químicas que en su conjunto suman la disociación del agua. Se muestra el esquema del ciclo en la Figura 1.2.2.9.

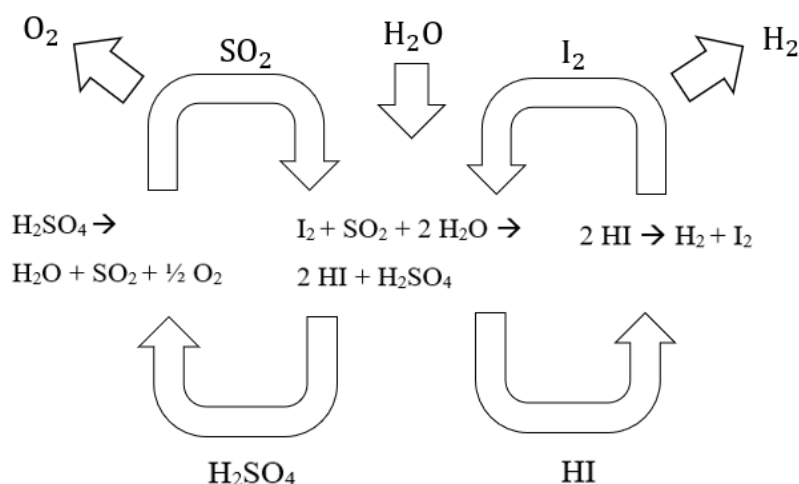
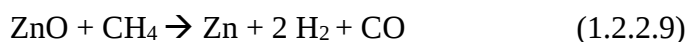


Figura 1.2.2.9. Ciclo Azufre-Yodo.

Una variación de este ciclo puede ser utilizar bromo en lugar de yodo.

- El ciclo termoquímico UT-3, que está desarrollado para ser acoplado a reactores nucleares y consiste en cuatro reacciones sólido gas, con una eficiencia global que se encuentra en el rango del 40 al 50%.
- El proceso Zn/ZnO, denominado también SynMet, combina la reducción del ZnO y el reformado del CH₄ con un reactor solar, dando lugar a la reacción (1.2.2.9):



Energía Solar

Existen tres métodos de producción de hidrógeno a partir de energía solar:

- Electroquímica (Electrólisis): En este caso se utiliza la energía del sol para producir electricidad, y ésta luego se utiliza para producir el hidrógeno por el método de electrólisis que se describió anteriormente.
- Termoquímica: En este caso se utiliza la energía del sol para generar calor que luego será utilizado en el proceso de generación de hidrógeno, mediante los ciclos de hidrólisis termoquímica también descritos anteriormente.
- Fotoquímica: Son aquellos que necesitan expresamente de la luz solar como una entrada al proceso para generar hidrógeno. Un ejemplo de este método se describe a continuación.

Producción fotobiológica de hidrógeno

Este proceso aprovecha la cualidad de algunos organismos como las cianobacterias y las algas verdes, que pueden producir hidrógeno a partir de luz solar, agua y una enzima denominada hidrogenasa, en las condiciones adecuadas. La eficiencia de este proceso ronda el 10%, pero se espera que, una vez superadas las limitaciones existentes, pueda ser económicamente viable.

Para finalizar, la Tabla 1.2.2.10 presenta la comparación de los diferentes métodos de producción con sus respectivas ventajas y desventajas.

Tecnología de producción	Ventajas	Desventajas
Reformado de vapor	Grandes escalas de producción, tecnología conocida, bajo costo	Solo alta escala, hidrógeno con impurezas, altas emisiones de CO ₂
Gasificación del carbón	Utiliza hidrocarburos sólidos y líquidos, Gran escala	Muchas impurezas, requiere tratamiento para su uso, gran escala, muy altas emisiones de CO ₂ , bajo investigación.
Ciclos termoquímicos	Gran potencial, Producción masiva y a bajo costo, sin gases de efecto invernadero	Por lo menos 10 años de investigación y desarrollo, necesita reactor nuclear de alta temperatura (no existe aún)
Producción fotobiológica	Gran potencial, no necesita recursos	Poca producción de hidrógeno, grandes superficies necesarias, faltan años de investigación para los primeros desarrollos
Electrólisis	Tecnología de varios años, alta pureza de hidrógeno, 100% verde combinado con energías renovables, existen equipos de baja, media y alta escala, buffer energético, complemento de energías renovables	El precio del hidrógeno depende del precio de la electricidad, compite con el uso directo de energías renovables

Tabla 1.1.2.10. Ventajas y desventajas para cada tecnología de producción.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, el método de producción a elegir depende de las características de factores o metas que quiera cumplir el fabricante. Si no existen limitaciones en cuanto a las emisiones de gases contaminantes, el método de reformado de vapor es el que produce mayor cantidad a menor costo. Sin embargo, si se tiene en cuenta la tendencia mundial a la descarbonización, el método que mejor se adapta al objetivo del proyecto es la electrólisis combinada con energías renovables.

1.2.3 Almacenamiento

El hidrogeno posee más energía por unidad de masa que cualquier otro combustible, alrededor de 3 veces más de energía por kg que la gasolina, lo cual se puede observar en la Tabla 1.2.3.1. A pesar de almacenar un elevado nivel de energía por unidad de masa, contiene muy poca por unidad de volumen. Por lo tanto, uno de los factores de mayor importancia en el almacenamiento es lograr contener la mayor masa de hidrógeno en el menor volumen posible, es decir, incrementar la densidad volumétrica.

	Densidad [kg/m ³]	Energía almacenada		
		Volumen [kWh/m ³]	Volumen [kWh/Nm ³]	Masa [kWh/kg]
H ₂ líquido (1 bar; 252,8°C)	70,71	2.375		
H ₂ gas (300 bar; 25°C)	20,55	690	3	33,59
H ₂ gas (700 bar; 25°C)	47,96	1.611		
Gas natural (1bar;25°C)	0,65	9,1	10	13,93
Butano líquido (25°C)	550	7	33	12,73
Gasolina	750	9.27	-	12,36

Tabla 1.2.2.1. Densidades energéticas de diversos combustibles (El Hidrógeno y la Energía).

Existen distintos tipos de almacenamiento, los tres principales son comprimido, líquido o mediante una mezcla con distintos compuestos químicos, por ejemplo, los hidruros. Las mejores prestaciones por unidad de peso son mediante almacenamiento líquido o comprimido. Los hidruros presentan elevada densidad energética por unidad de volumen, pero poca masa de hidrogeno almacenada por unidad de peso, salvo los hidruros químicos que sí resultan competitivos.

A continuación, en la Tabla 1.2.3.2 se observan las eficiencias volumétricas y másicas de cada tecnología de almacenamiento.

	Densidad energética volumétrica teórica [kWh/l]	Densidad energética volumétrica del contenedor [kWh/l]	Fracción másica útil de hidrógeno [%]	Proyección de la fracción másica útil de hidrógeno [%]
H ₂ líquido (1 bar; 20 K)	2,4	1,2	6	12
H ₂ comprimido (700 bar; 300 K)	1,3	1,1	4	9
Carbón activado (100 bar; 300K)	0,6	0,2	1	2
Carbón activado (100 bar; 77 K)	1,9	0,5	4	6
Hidruros metálicos intersticiales (AB ₂ ; AB ₅)	4,2	1,8	1,5	2
Hidruros metálicos complejos	4,2	0,7	5	7
Hidruros químicos (NaBH ₄)	3,7	1,4	6	9

Tabla 1.2.3.2. Eficiencias volumétricas y másicas de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno (El Hidrógeno y la Energía).

Hidrógeno comprimido

Este tipo de almacenamiento es el más sencillo, pero la densidad energética es relativamente baja salvo que se almacene a alta presión. Si se modela como un gas ideal, la dependencia es lineal y se obtienen mayores eficiencias trabajando a altas presiones, que van hoy en día desde los 200 a los 700 bar.

Para llegar a 700 bar se requiere aproximadamente el 15% de la energía química almacenada en el hidrógeno. En el Gráfico 1.2.3.1 se puede observar el mínimo consumo de energía que se necesita para comprimir el hidrógeno a 20 °C, donde el consumo se refiere al poder calorífico inferior del hidrógeno.

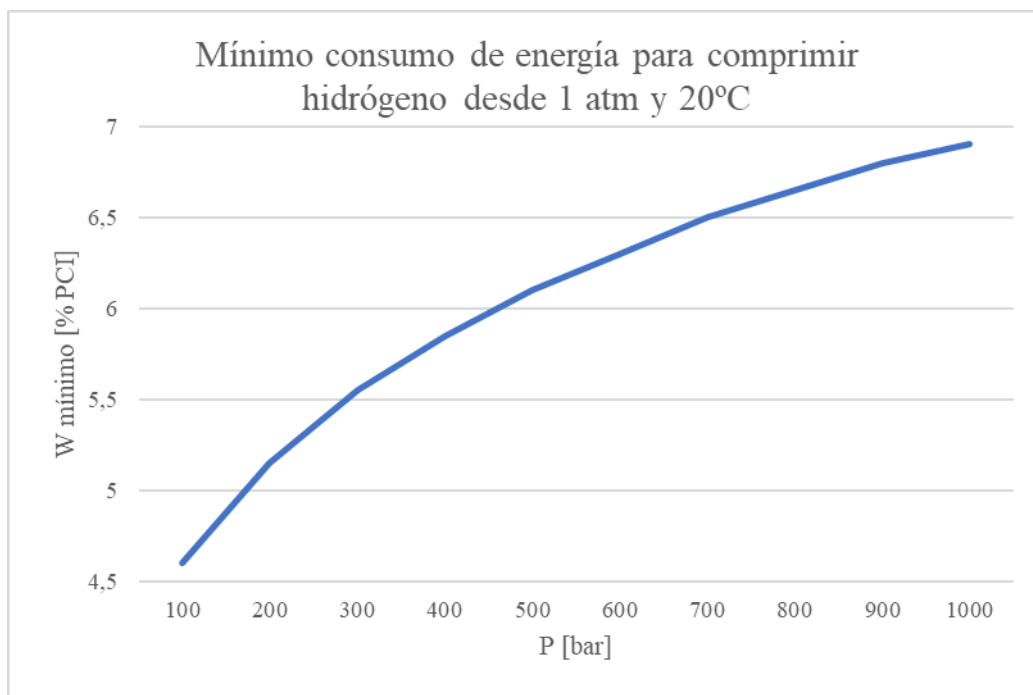


Gráfico 1.2.3.1. Mínimo consumo de energía para comprimir hidrógeno desde 1 atm y 20°C. El consumo se refiere al poder calorífico inferior del hidrógeno (El Hidrógeno y la Energía).

Hidrógeno líquido

Almacenar hidrógeno líquido es más complejo que el caso anterior, ya que requiere una temperatura de saturación de 20 K (-253 °C) a 1 atm, es decir, que esa es la máxima temperatura a la cual el hidrógeno se encuentra en estado líquido a presión atmosférica. El principal campo de aplicación es el almacenamiento a gran escala, especialmente para el transporte en barco transoceánico.

La gran dificultad de este método es alcanzar los 20 K y mantener esta temperatura durante el tiempo de almacenamiento. Esto se logra con cámaras de vacío en las paredes del recipiente contenedor, donde el consumo energético demandado es entre el 1 y el 2% de la energía almacenada.

Hidrogeno mezclado con hidruros metálicos

Estos métodos de almacenamiento ocurren a temperatura ambiente y a presiones menores que 100 bar. Se utilizan compuestos que reaccionan con el hidrógeno y aumentan su densidad energética.

Se realiza por medios químicos, mediante un proceso de “carga” del hidruro, es decir adsorción, y otro de “descarga”, es decir, desorción. Para la adsorción se necesita reducir la temperatura entre 20 y 90 °C, y retirar calor del hidruro para favorecer el proceso de carga de hidrogeno. Por otra parte, para la desorción es necesario calentar el hidruro y trabajarlo a alta temperatura, de 150 a 300 °C, para favorecer el proceso de liberación del hidrogeno allí contenido. En cuantos, a las presiones de trabajo, la adsorción se realiza entre 30 y 55 bar y la desorción entre 0,7 y 10 bar.

Considerando que el calor necesario para la desorción viene de calores residuales, como puede ser de las pilas combustibles, la energía consumida por este método es del orden

del 13% del poder calorífico inferior del hidrógeno, siendo comparable al almacenamiento comprimido a 700 bar.

Otros métodos de almacenamiento

Otro método de almacenamiento es mediante la utilización de un sólido poroso para adsorber el hidrógeno, obteniendo el beneficio de reducir notoriamente la presión de almacenamiento, sin embargo, sigue teniendo las mismas desventajas de los hidruros.

Por otra parte, actualmente se está estudiando un sistema híbrido entre la compresión y la licuefacción, el hidrógeno “crio-comprimido”, el cual consiste en hidrógeno gaseoso a alta presión, pero a temperatura criogénica (77 K). Éste reduce la energía consumida, las pérdidas por evaporación y presenta prestaciones volumétricas parecidas al hidrógeno licuado.

1.2.4 Transporte

Una vez almacenado el hidrógeno, la logística del servicio de distribución es determinada principalmente en función del consumo y las necesidades. En la actualidad, para la demanda exclusivamente industrial del hidrógeno, el transporte se realiza:

- Por tierra en camiones, almacenado en recipientes presurizados.
- Por ferrocarril o en barcos para distancias más largas, también almacenado en recipientes presurizados o depósitos criogénicos.

Además, el uso extendido del hidrógeno necesitará de una amplia y nueva infraestructura para producir, distribuir y almacenar en el futuro. Actualmente existen 1500 km de “hidrogenoductos” en Estados Unidos, Alemania y Francia, principalmente, los cuáles se espera que se incrementen con el aumento en el uso del hidrógeno. En la Figura 1.2.4.1 se muestran las redes de hidrogenoductos existentes en Europa. En Argentina no existe dicha red, aun así, la empresa Hychico ha desarrollado 2,3 km de un ducto de material polimérico para uso interno en la Patagonia. También, los gaseoductos convencionales para gas natural admiten una mezcla de hidrógeno en dicho gas del 5 al 30%, por lo que podrían usarse también para el transporte.



Figura 1.2.4.1. Gaseoductos de hidrógeno en Europa (Energética del hidrógeno. Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro).

El método más económico de transporte dependerá de la cantidad y la distancia recorrida. Tanto la licuación como la compresión del hidrógeno tiene importantes necesidades energéticas, que influyen en el costo de la distribución. De igual manera, la tecnología que se seleccione para el almacenamiento a bordo de los vehículos puede afectar al sistema de distribución y su infraestructura.

A continuación, se detallan los posibles métodos de distribución.

Transporte como gas comprimido

- Gaseoductos

Cuando se transportan grandes volúmenes, la distribución por medio de gaseoductos es actualmente la opción más económica. Como se mencionó anteriormente, utilizar los gaseoductos de gas natural convencionales para distribuir hidrógeno puede ser una alternativa para reducir las inversiones necesarias. Puede mezclarse hasta un 30 % de hidrógeno con gas natural y utilizar los gaseoductos existentes sin necesidad de modificaciones de infraestructura. Con este método sería necesario un proceso de separación en el punto de consumo.

Las presiones típicas de operación son de 1 a 3 MPa, con flujos de 310 a 8900 kg/h. La distribución por gaseoductos tiene costes de operación muy bajos, que consisten fundamentalmente del costo de compresión, pero requieren una inversión muy alta. En la Figura 1.2.4.2 se muestra un ejemplo de un gaseoducto para distribución de hidrógeno en Europa.



Figura 1.2.4.2 Gaseoductos de distribución de hidrógeno en Europa (US Department of Energy).

- Por ruta

Otro método para transportar el hidrógeno como gas comprimido es mediante la utilización de cilindros a alta presión y camiones como se muestra en la Figura 1.2.4.3.

Los cilindros a alta presión pueden llevar gas comprimido hasta 40 MPa y almacenar alrededor de 1,8 kg de hidrógeno. Esto genera un costo elevado de compresión del gas, manipuleo y transporte de los cilindros.



Figura 1.2.4.3. Cilindros de hidrógeno a alta presión (ZP).

Una alternativa de transporte terrestre puede ser en camiones cisterna o camiones de tubos, como se muestra en la Figura 1.2.4.4. Estos últimos consisten en varios cilindros de acero montados en un marco protector. Pueden ser configurados para transportar entre 63 y 460 kg de hidrógeno, dependiendo del número de tubos. Las presiones de operación son entre 20 y 60 MPa.



Figura 1.2.4.4. Camión de transporte de cilindros de hidrógeno comprimido (DOE).

- Por mar

El hidrógeno se almacena en containers especiales, a hasta 500 bar de presión. Dichos containers se cargan en barcos para el transporte marítimo.

Transporte como hidrógeno líquido

- Por ruta

La licuación del hidrógeno es económicamente viable cuando los volúmenes son pequeños. El hidrógeno líquido es transportado usando tanques de doble pared aislados para prevenir la evaporación flash del hidrógeno líquido. Algunos tanques incluyen también un escudo de nitrógeno líquido para enfriar la pared exterior del contenedor y minimizar la transferencia de calor.

Los camiones cisterna pueden transportar entre 360 y 4300 kg de hidrógeno líquido. Los vagones de ferrocarril pueden transportar entre 2900 y 9100 kg. La tasa de evaporación flash en estos vehículos está entre el 0,3 y el 0,6 % por día.

- Por mar

Para el transporte a largas distancias, las barcazas y los buques son considerados. La evaporación flash en estos casos se estima del 0,2 al 0,4% por día.

- Gaseoductos

Una idea para el transporte de hidrógeno líquido, aún en desarrollo, es a través de un gaseoducto aislado que también incluiría un cable superconductor. El hidrógeno actuaría como refrigerante del superconductor, permitiendo así el transporte de electricidad a largas distancias, sin las largas pérdidas actuales de las líneas de potencia. Los principales problemas en este caso serían las necesidades de aislamiento, las pérdidas por bombeo y el re-enfriamiento del hidrógeno líquido durante el camino.

Transporte en hidruros metálicos

Los hidruros pueden ser utilizados para el transporte por la absorción del hidrógeno con un metal hidruro. Luego se carga el contenedor en un camión para ser transportado hasta el lugar de consumo, donde se puede cambiar por un contenedor de metal hidruro o usarlo como un tanque convencional.

1.2.5 Seguridad

No existe ningún combustible cuya utilización esté exenta de ciertos riesgos. De hecho, las propiedades que convierten a una sustancia en un buen combustible, es decir su capacidad de liberar mucha energía, de hacerlo fácilmente y en distintas condiciones, son las mismas propiedades que lo convierten en una sustancia potencialmente peligrosa. Por lo general cuanto mejor sea un combustible, mayores son las medidas de seguridad con las que hay que manejarlo. El hidrógeno no es una excepción de esto.

Existen algunas particularidades del hidrógeno, en términos de seguridad, frente a otros combustibles, a partir de sus propiedades físicas.

Las ventajas son:

- Debido a su baja densidad, el hidrógeno tiende a difundirse hacia arriba a alta velocidad, evitando que se formen grandes concentraciones. Esto lo hace altamente seguro en espacios abiertos.
- No es tóxico, a diferencia de otros combustibles, por lo tanto, en caso de que no haya combustión el riesgo se limita al desplazamiento del oxígeno en ciertas condiciones.
- Tiene una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo que la energía liberada por la combustión de un cierto volumen de hidrógeno a cierta presión es menor que la de otros combustibles.
- Como tiene altos límites inferiores de inflamabilidad y detonación, es más difícil que se produzca combustión con concentraciones pobres.
- Tiene una alta temperatura de combustión espontánea.

En cuanto a los inconvenientes, se puede mencionar:

- La alta densidad energética por unidad de masa, que es lo que lo hace un buen combustible, es una desventaja en cuanto a la seguridad.
- Tiene muy baja energía de activación comparado con otros combustibles, es decir que hay que añadir muy poca energía a una mezcla potencialmente inflamable para que se inicie la combustión. Esto es una gran ventaja en procesos de combustión, pero desde el punto de vista de seguridad, cualquier chispa puede activar la reacción no deseada.
- La baja temperatura de licuefacción complica no sólo el almacenamiento y uso del hidrógeno líquido, sino también la seguridad asociada.
- Debido al pequeño tamaño de su molécula el hidrógeno es altamente fugable, por lo que las instalaciones de almacenamiento y distribución de hidrógeno deben estar especialmente selladas y correctamente inspeccionadas para detectar fugas.
- El hecho de que sea invisible e inodoro hace que los escapes sean indetectables con los sentidos por lo que se requieren equipos de detección.
- La llama es invisible a luz del día.
- Como tiene altos rangos de inflamabilidad y detonación, es más peligroso que otros combustibles en mezclas ricas.

Entre las medidas que se pueden tomar para extremar la seguridad al trabajar en una instalación con hidrógeno, se pueden destacar las siguientes:

- Asegurar la extracción colocando un extractor en la parte más alta del habitáculo, procurando favorecer una buena ventilación y trabajando con grandes volúmenes, para facilitar la dispersión.
- Colocar cilindros de hidrógeno en el exterior de edificios.
- Emplear equipos que no produzcan chispa al ambiente.
- Instalar detectores de concentración de hidrógeno, con alarmas cuando se superen los niveles establecidos.

2 ANÁLISIS DE MATERIAS PRIMAS

La electrólisis para obtener hidrógeno tiene principalmente dos materias primas, agua, que es la fuente del hidrógeno y energía eléctrica, para separar la molécula de H_2O . A continuación, se hace el análisis de disponibilidad, necesidad y precio para estas materias primas.

2.1 Agua

El agua necesaria para producir la electrólisis tiene que ser agua destilada, ya que la presencia de sales u otros aditivos pueden dañar el interior de los electrolizadores. Por lo tanto, lo que se hace es proveerse de agua de la red de suministro y someterla a un proceso de destilación previo a la electrólisis. También existen algunos modelos de electrolizadores que cuentan con sistemas de filtrado incorporados.

El consumo de agua necesario para producir un kilogramo de hidrógeno dependerá del electrolizador. En el Anexo A se presentan las especificaciones técnicas de algunos tipos y a continuación en la Tabla 2.1.1 se muestra un resumen.

Modelo	Hydogenics		
	HySTAT Type V	HySTAT 10	HySTAT 15
Consumo agua de red	1,5 - 2 litros/Nm ³ H ₂		-
Consumo de agua desmineralizada	Sistema de purificación de agua	< 1 litro/Nm ³ H ₂	

Tabla 2.1.1. Especificaciones electrolizador.

Para los electrolizadores HySTAT 10 y 15, se ve que el consumo de agua destilada es menor al litro por Nm³ de hidrógeno producido. Mientras que el HySTAT Type V, cuenta con un sistema integrado de filtrado de agua, es necesario entre 1,5 y 2 litros de agua de la red de suministro para producir un Nm³ de hidrógeno. Entonces, dado que un Nm³ equivalen a 0,0841 kg de hidrógeno a 15°C y 1 bar, son necesarios entre 11,89 y 23,8 litros de agua para producir un kg de hidrógeno.

En cuanto a la disponibilidad del agua, en la Figura 2.1.1 se muestra un mapa que indica la facilidad de acceso al agua en la Argentina, marcando con rojo aquellas localidades que registran mayor intensidad de problemas asociados al acceso y saneamiento del agua, y en verde aquellas donde los problemas son menores.

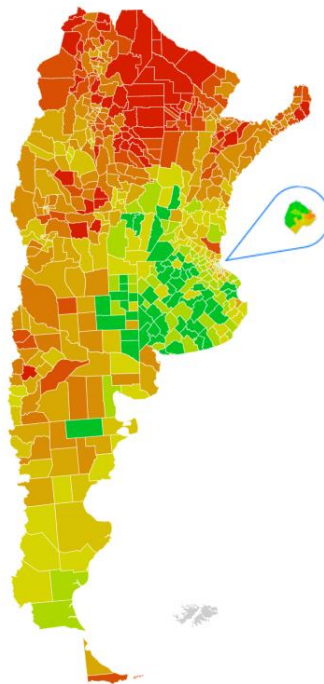


Figura 2.1.1. Mapa de intensidad de problemas asociados al acceso y saneamiento del agua (Plataforma del agua).

Con relación al precio, el servicio que corresponde es el de la categoría no residencial, que abarca inmuebles destinados a actividades industriales. Dicho servicio puede ser con régimen medido, que es aquel calculado a partir de lo que se consume, o régimen no medido, que se cobra en función de la superficie ocupada por el inmueble.

El monto facturado será determinado por la suma de un costo fijo y un costo variable, siempre que ésta suma supere a una facturación diaria mínima multiplicada por la cantidad de días. Entonces el monto facturado surge de la ecuación 2.1.1.

$$MF = \text{Max} \{CF + CV; FDM * K * \text{Cantidad de días de prestación del servicio}\} \quad (2.1.1)$$

Donde:

- MF: Monto a facturar
- CF: Costo fijo.
- CV: Costo variable.
- FDM: Facturación diaria mínima.
- K: Coeficiente de modificación. Aplica únicamente a usuarios residenciales, se toma $K = 1$ para no residenciales.

El costo fijo (CF) se compone de la suma de una tasa básica diaria fija (TBDF) más el aporte universal diario (AUD) por la cantidad de servicios prestados, multiplicando el total por la cantidad de días de prestación del servicio. Esto se muestra en la ecuación 2.1.2.

$$CF = (TBDF + AUD * FS) * \text{Cantidad de días de prestación del servicio} \quad (2.1.2)$$

Donde:

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno. Capítulo 1.

- CF: Costo fijo.
- TBDF: Tasa básica diaria fija.
- AUD: Aporte universal diario.
- FS: Factor de servicio. Será 1 si se presta sólo provisión de agua o servicios cloacales, y 2 si se prestan ambos.

Como indica la ecuación 2.1.3, la tasa básica diaria fija (TBDF) se determina multiplicando la superficie cubierta total (SC) por el coeficiente de edificación para cargo fijo (Ef) y a dicho producto se le adiciona un décimo de la superficie del terreno (ST). Al resultado anterior se lo multiplica por la tarifa general diaria fija (TGDF) por cada servicio disponible y por el coeficiente zonal para cargo fijo (Zf).

$$TBDF = Zf * TGDF * (SC * Ef + ST/10) \quad (2.1.3)$$

Donde:

- Zf: Coeficiente zonal para cargo fijo.
- TGDF: Tarifa general diaria de cada servicio para cargo fijo.
- SC: Superficie cubierta.
- Ef: Coeficiente de edificación para cargo fijo.
- ST: Superficie del terreno.

El cargo variable aplica tanto al régimen de medición de consumo como el régimen no medido.

En el caso del régimen medido, el cargo variable (CV) se determina de acuerdo con la ecuación 2.1.4.

$$CV = (CR-CL) * \text{Precio del m}^3 * FS \quad (2.1.4)$$

Donde:

- CR: Consumo registrado.
- CL: Consumo libre bimestral.
- FS: Factor de servicio.

El cálculo para el caso de régimen no medido se indica en la ecuación 2.1.5, éste es determinado por la tasa básica diaria variable (TBDV) multiplicada por la cantidad de días de prestación de servicio. El valor de TBDV se determina multiplicando la superficie cubierta (SC) por el coeficiente de edificación para cargo variable (Ev) y al producto se le suma un décimo de la superficie del terreno (ST). Al resultado anterior se lo multiplica por la tarifa general diaria variable (TGDV) por el coeficiente zonal para cargo variable (Zv).

$$TBDV = Zv * TGDV * (SC * Ev + ST/10) \quad (2.1.5)$$

Donde:

- Zv: Coeficiente zonal para cargo variable
- TGDV: Tarifa general de cada servicio para cargo variable.
- SC: Superficie cubierta.
- Ev: Coeficiente de edificación definido para cargo variable.
- ST: Superficie del terreno.

Y entonces, el cálculo para el costo variable se presenta en la ecuación 2.1.6

$$CV = TBDF * \text{Cantidad de días de prestación del servicio} \quad (2.1.6)$$

En la Tabla 2.1.2 se muestran los valores de estas variables para usuarios no residenciales, a partir de los cuales se calcula el precio del agua.

Usuarios No Residenciales	Unidad	Agua	Cloaca	Cloaca Radio Antigo
Tarifa General Diaria Fija	\$ / (m2 * 1000)	0	0	0
Tarifa General Diaria Variable	\$ / (m2 * 1000)	0,9172	0,9172	1,009
Aporte Universal Diario	\$ / día	0,0716	0,0716	0,0716
Precio Del Metro Cúbico	\$ / m3	0,686	0,686	0,686
Factura Mínima Diaria				
Unidad Funcional	\$ / día	0,2031	0,2031	0,2163
Unidad Complementaria	\$ / día	0,0329	0,0329	0,0329

Tabla 2.1.2. Tarifas generales para usuarios no residenciales (Fuente: ERAS).

2.2 Electricidad

Otra materia prima primordial es la electricidad. Como se mencionó anteriormente la electrólisis funciona con suministro eléctrico.

Regulaciones

La base del Proyecto se centra en el valor agregado de la producción de hidrogeno verde, para ello la electrolisis debe realizarse a partir de energías renovables. La huella de carbono disminuye considerablemente con el uso de electricidad proveniente principalmente de energía solar o eólica.

Para llevar a cabo el proyecto a partir de energías renovables hay que conocer el marco normativo de la República Argentina.

La Ley N° 27191-2015, cuya reglamentación se pone en rigor por el decreto PEN N° 531-2016, modifica la Ley 26190 “RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”, en cuyo artículo 8, establece que todos los usuarios de energía eléctrica deberán contribuir con los objetivos de cubrimiento de energía eléctrica renovable, que se muestran en la Tabla 2.2.1.

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

Tabla 2.2.1. Objetivos de cubrimiento de energía eléctrica renovable.

A partir de la resolución PEM 281-E/2017 se aprueba el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER). Un mercado particular con una regulación específica que permite las operaciones de compra y venta de energía renovable entre privados. Con esto se busca, por un lado, estimular las inversiones en proyectos a partir de fuentes de energías renovables. Por el otro, regular los contratos del MATER y la autogeneración de energía eléctrica. También, la resolución da marco regulatorio a la administración de las prioridades de despacho en función a las capacidades existentes.

Suministro

Se deben mencionar las instituciones a cargo de la regulación, control y ejecución del sistema eléctrico argentino. Para ello se enumeran las tres intervinientes:

- Secretaría de Energía Eléctrica
 - Autoridad de Política Energética.
 - Regulación de la Industria Eléctrica.
 - Promover el Uso Racional de la Energía.
 - Suministro a la Población Rural Dispersa.
 - Solución de Conflictos.
 - Estadísticas, Pronósticos.
 - Promoción de fuentes alternativas de energía.
 - Autorización de Ingreso de Agentes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)
 - Control de performance de los distribuidores.
 - Aplicación de las penalidades establecidas por la ley.
 - Emitir Normas y Procedimientos Técnicos de Seguridad, Medición, Facturación, etc.
 - Fijar las tarifas (Distribuidores y Transportistas) y aplicación de políticas.
 - Arbitrar conflictos.
 - Audiencias públicas.
 - Vigilancia de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública.
- CAMMESA
 - Optimizar el uso de los recursos del MEM.
 - Despacho de Unidades, maximizando la seguridad del Sistema Eléctrico y la calidad del suministro en el MEM.
 - Cálculo de las transacciones económicas del MEM.
 - Facturación y pagos.
 - Gestionar contratos a largo plazo.
 - Asegurar la transparencia.

En Argentina, el MEM está integrado por generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios, autogeneradores y cogeneradores. Estos agentes se detallan en el Anexo B.

Para que los Grandes Usuarios puedan utilizar la energía generada se puede recurrir a la herramienta de Compras Conjuntas. En función de lo establecido por la Resolución del MEyM N°281 del 2017, los contratos que forman parte del mecanismo de Compras Conjuntas son aquellos contratos cogeneradores de energía eléctrica a partir de fuentes

renovables celebrados por CAMMESA en el marco de los distintos procedimientos establecidos por el MEyM con el objetivo de alcanzar los porcentajes de participación de energías de fuentes renovables en la demanda del MEM, según lo establecido por la Ley N°27191.

El resultado mensual de la energía abastecida por los contratos vigentes, el costo medio MEM de la energía entrega por mes y el porcentaje que representa esta energía en el abastecimiento de la demanda para el mes de febrero 2020, último informe sin tener en consideración las medidas de aislamiento social preventivo en el marco de la pandemia COVID-19, se muestran en la Tabla 2.2.2.

Contratos en Compras Conjuntas Vigentes	N° de contratos vigentes	Energía Entregada [MWh]	Costo MEM [u\$s/MWh]
Contratos R202	5	91300	89,6
Contratos RenovAr 1.0	12	115031	74,2
Contratos RenovAr 1.5	19	174886	64,3
Contratos RenovAr 2- Fase 1	13	37426	88,0
Contratos RenovAr 2- Fase 2	2	8325	55,6
Contratos Totales	51	426968	74,3
% Compras Conjuntas en demanda MEM	3,94%		

Tabla 2.2.2. Contratos en compras conjuntas vigentes.

Una vez entendido como funciona el mercado eléctrico argentino, se procede a mostrar la forma en que se cobra la energía para los diferentes usuarios. Para ello, se muestra el siguiente árbol de decisión en la Figura 2.2.1.

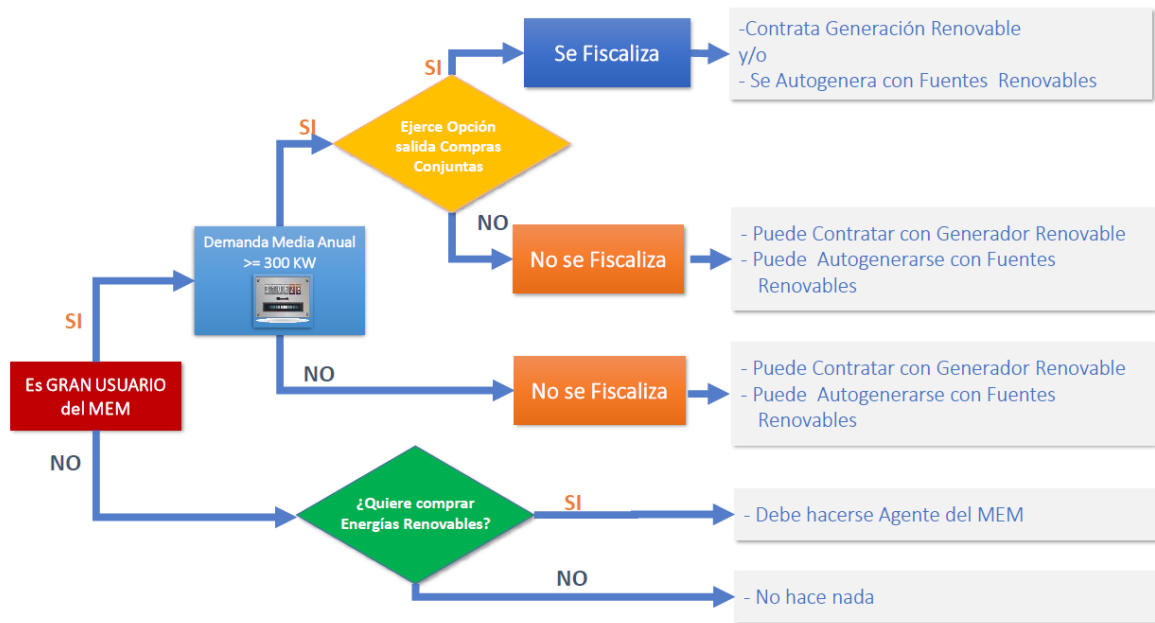


Figura 2.2.1. Árbol de decisión de cobro de energía según tipo de usuario.

Se observa que existen varias modalidades de cobro de energía eléctrica en Argentina. Depende de la cantidad a consumir, de si utiliza o no energías renovables y de si realizan compras conjuntas. Para cada una de estas opciones el régimen tarifario se verá alterado debido a:

- Cargos de comercialización y administración.
- Descuentos en los cargos de reserva de máximo requerimiento térmico en función de la energía renovable contratada.
- Fiscalización anual de cumplimiento de porcentaje de Energía Renovable.

Disponibilidad

En cuanto a la disponibilidad energética en Argentina, el Gráfico 2.2.1 muestra la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

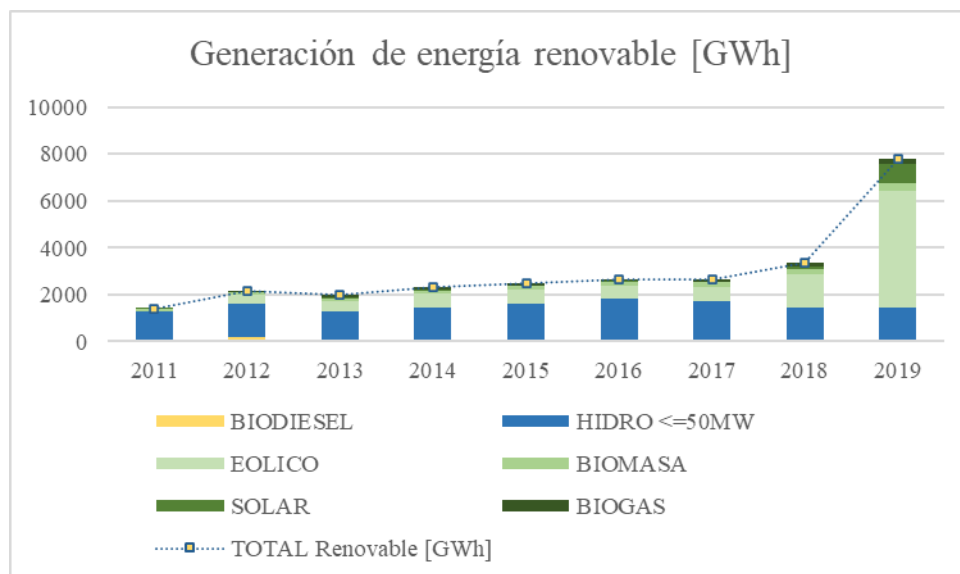


Gráfico 2.2.1. Generación de energía renovable de 2011 a 2019 [GWh] (CAMMESA).

Para el 2019, el total 7811 GWh, responde al 8.1% de la energía generada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Como se dijo anteriormente, la Ley N°27191-2015 contempla que entre el 2019 y 2020 la energía renovable debería responder al 12%. Lo que indica que las metas no se están cumpliendo de manera estricta, aunque si haya un avance creciente de la proporción. Esto genera un mercado de oportunidades para aquellos generadores que ingresen al MATER. Se espera que, por ejemplo, YPF Luz (uno de los mayores generadores) habiliten una capacidad instalada de 400 MW durante el año 2020 (Run Rún Energético, 2019).

Según el Ministerio de Energía y Minería en el informe de Escenarios Energéticos 2030 (2017) se aumentaron las perspectivas de abastecimiento de mediante energía renovable. Si bien no se encuentran avaladas en la ley mencionada, se estima un 25% de la generación sea por fuentes renovables.

Si bien la disponibilidad energética analizada desde el punto de vista de la cantidad generada es primordial, también hay que analizar otro punto. El transporte de la energía es fundamental para entender y aprovechar cada uno de los recursos del país. Argentina se encuentra conectada en un 98 % (Revista Petroquímica, 2019), lo que es una ventaja a la hora de comprar distintas fuentes de energía en el MATER. A continuación, en la Figura 2.2.2 se muestra el sistema de interconexión argentino.

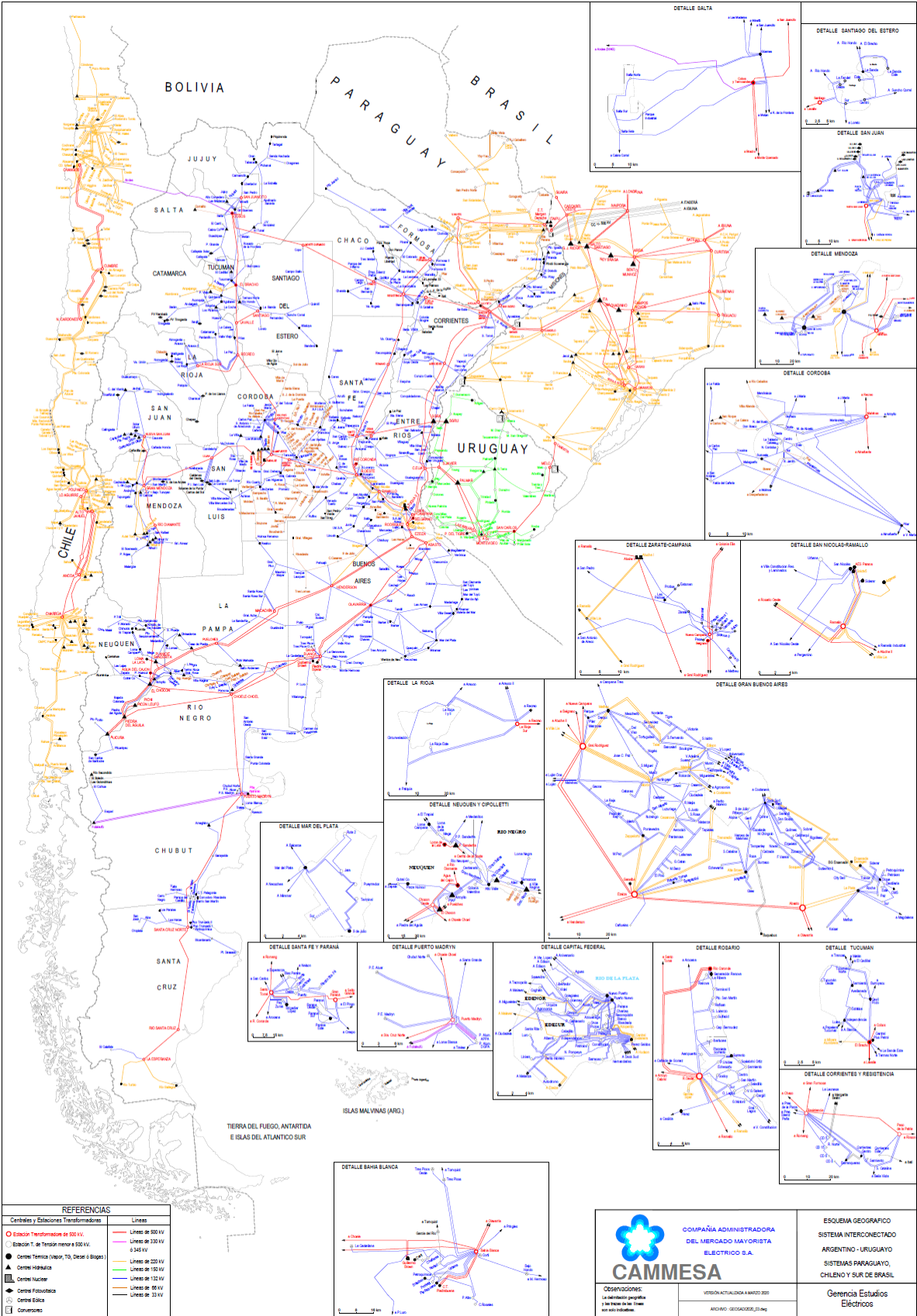


Figura 2.2.2. Sistema de interconexión argentino (CAMMESA).

Consumo de planta

Al igual que con el agua, el insumo de electricidad dependerá directamente de las prestaciones de cada electrolizador. A continuación, en la Tabla 2.2.3, se toman diversos modelos de dos productores de electrolizadores con la especificación de consumo de potencia promedio.

Modelo	Fabricante NEL - Serie M y Serie MC	Fabricante Hydrogenics - HySTAT® type V	Fabricante Hydrogenics - HySTAT® 15
Consumo de potencia promedio [kWh/Nm ³]	4,53 kWh/Nm ³	5,2 – 5,4 kWh/Nm ³	4,9 kWh/Nm ³

Tabla 2.2.3. Consumo de potencia promedio de algunos electrolizadores.

Entre los tres modelos se observa que el consumo de la potencia promedio es de 5,0075 kWh/Nm³. En este análisis no se toma en consideración el electrolizador de mayor conveniencia para el desarrollo del proyecto, sino una estimación de la necesidad energética para obtener una unidad de hidrógeno. Por lo que un Nm³ equivale a 0,0841 kg de hidrógeno a 15°C y 1 bar, siendo necesario una potencia promedio de 59,54 kWh por cada kilogramo producido.

3 CONTEXTO

Esta sección comienza explicando porque el hidrógeno es una de las respuestas para el contexto ambiental actual y qué condiciones tienen que darse para que sea económicamente rentable. Luego se realiza un análisis del mercado actual de hidrógeno en Argentina y en el mundo. En primer lugar, se hace una descripción del mercado argentino de hidrógeno gris, a continuación, se desarrolla el potencial que tiene el país para llevar a cabo proyectos de hidrógeno verde. Luego, se procede a desarrollar el mercado de hidrógeno verde en el mundo y su perspectiva a futuro.

3.1 ¿Por qué hidrógeno?

El gran problema que enfrenta la humanidad es el calentamiento global, para el que se debe tomar acción urgentemente. Por esta razón, existen varios tratados y normativas a nivel mundial para sentar las bases contra el cambio climático.

En el ámbito internacional, se destaca el Acuerdo de París, realizado en el marco de la Cumbre de las Naciones Unidas sobre cambio climático en el cual 189 países se comprometieron a mantener el aumento de temperatura global debajo de los 2°C y comprometer esfuerzos para llevarlo a 1,5°C.

En la cumbre sobre el clima de las Naciones Unidas del 2019, 66 países anunciaron su intención de tener prácticamente nulas emisiones de carbono para el año 2050. Además, en Europa existe el pacto verde cuyo gran objetivo es que para el mismo año dicho continente sea climáticamente neutro. Actualmente, la producción y el uso de energía representa más del 75% de las emisiones de gases del efecto invernadero en la UE. Es por esto que se encuentra en proceso de aprobación la ley del clima, la cual regulará el proceso de descarbonización.

El sector automotriz es el responsable del 23% de los gases de efecto invernadero a nivel mundial. En Europa hace varios años vienen sucediéndose las normas Euro, las cuales regulan las emisiones de los vehículos. Actualmente, se encuentra en vigor la norma Euro 6d, la cual tiene sus especificaciones para vehículos diésel y nafteros. Estas regulaciones son cada vez más exigentes y se cree que para el año 2025, no se podrán vender más vehículos diésel en los países que forman parte de la Unión Europea.

Otra regulación europea en cuanto a los vehículos tiene que ver con los gramos de CO₂ emitidos por kilómetro promedio por automotriz. Para el 2021 se fijó que cada uno de los fabricantes de autos debe tener en promedio, emisiones de 95 gramos de CO₂ por kilómetro recorrido. Hoy en día muy pocas automotrices cumplen con el objetivo por lo que se esperan aproximadamente 34 mil millones de euros de multas entre las grandes automotrices.

Para poder lograr la descarbonización mundial es necesario aumentar el uso de energías limpias y es aquí en donde el hidrógeno verde toma un papel fundamental. Puede utilizarse en aplicaciones anteriormente mencionadas como reemplazo de combustibles contaminantes, sin producir emisiones nocivas para el medio ambiente, además de poder almacenar y transportar energía limpia si se lo utiliza como carrier energético.

Luego de observar el Gráfico 3.1.1 que presenta la emisión de CO₂ por tipo de hidrógeno, clasificado según su método de producción, no quedan dudas de que el hidrógeno a partir de electrolisis con energías renovables como fuente energética es la alternativa con mejor desempeño. En segundo lugar, se encuentra la producción de hidrógeno mediante el

reformado de gas natural, pero haciendo captura y almacenamiento de carbono, denominado CCS por sus siglas en inglés.

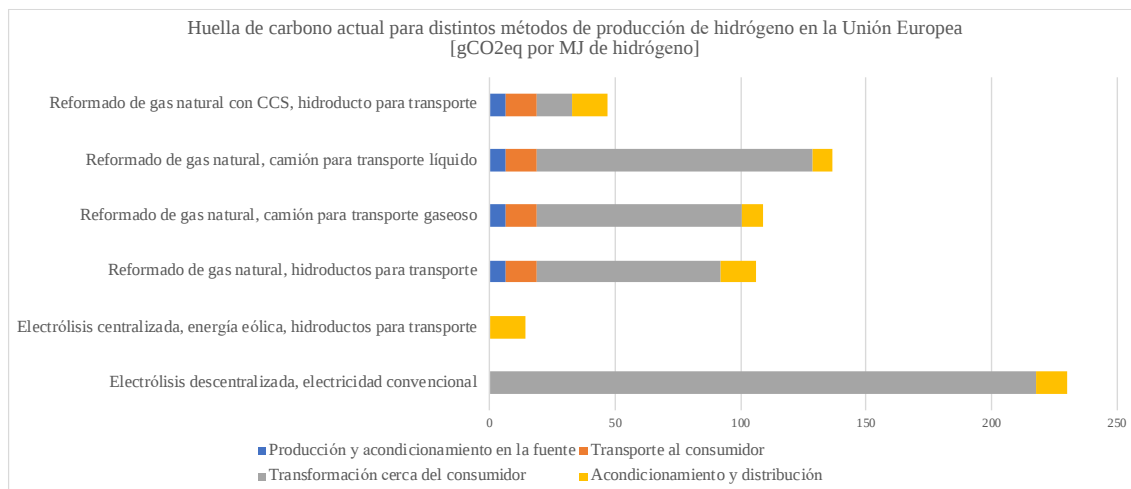


Gráfico 3.1.1. Huella de carbono actual para distintos métodos de producción de hidrógeno en la Unión Europea [gCO₂ por MJ de hidrógeno] (IEA)

Adicionalmente, 18 de los 66 países que anunciaron su intención de tener prácticamente nulas emisiones de carbono para el año 2050, que representan aproximadamente el 70% del PBI mundial, desarrollaron estrategias detalladas para utilizar el hidrógeno como solución energética. Lo que genera que, al igual que ocurrió con las energías renovables, existirán incentivos gubernamentales que disminuirán los costos de producción del hidrógeno.

Además, el hidrógeno se destaca por su versatilidad. Permite producir, almacenar, mover y usar energía en diferentes maneras, pudiéndose transportar como gas o en forma líquida. También puede transformarse en electricidad o metano para proveer energía a autos, viviendas e industrias.

Todos estos factores, hacen que se justifique el precio adicional que tiene el hidrógeno verde en la actualidad, comparado con el gris.

Ahora bien, actualmente el 95% del hidrógeno comercializado proviene de fuentes no renovables ya que el método de Steam Reforming es mucho más económico y acorde a los costos de los usos industriales que se le dan. Además, las aplicaciones para las que se destinaría el hidrógeno verde no se encuentran tan desarrolladas. A continuación, se estudiará qué condiciones deben darse para que en un futuro cercano la producción de hidrógeno renovable sea competitiva desde el punto de vista de costos.

En primer lugar, el aumento de la escala es clave para la reducción de costos de producción, distribución y manufactura de la tecnología necesaria para el hidrógeno verde. A continuación, se listan tres factores necesarios para que se de este fenómeno (Path to hydrogen competitiveness, 2020). Si bien la industria está preparada para invertir, se necesita de políticas públicas que direccionen y apoyen las iniciativas para acelerar el proceso.

Inversión

Se requieren aproximadamente un equivalente a USD 70 billones para cubrir el gap que existe hoy en día para llegar a una paridad competitiva de costos con las otras

metodologías. Las áreas en las que harían la mayor diferencia estas inversiones son el área productiva, de transporte y el reacondicionamiento de redes utilizadas actualmente para gas natural con el objetivo de calefaccionar viviendas e industrias. (Path to hydrogen competitiveness, 2020).

Políticas públicas

Éstas son necesarias para la aceleración de las inversiones industriales.

- Estrategias nacionales: definir targets. Un ejemplo es el proyecto HyDeploy del Reino Unido, que plantea objetivos específicos para la inclusión de un porcentaje de hidrógeno en el gas natural que alimenta viviendas.
- Coordinación: los gobiernos están bien posicionados como actores neutrales de las partes interesadas de la industria para mediar las posibles oportunidades de inversión local.
- Regulación: pueden ayudar a quitar barreras que existen hoy para invertir en la economía de hidrógeno. Por ejemplo, facilitando el proceso para obtener permisos para nuevas estaciones de reabastecimiento de combustible y desarrollo de regulaciones internacionales.
- Estandarización: ayudar a las industrias a coordinar estándares nacionales e internacionales. Por ejemplo, niveles de presión y seguridad.
- Infraestructura: invertir en el desarrollo de nueva infraestructura, como hidrogenoductos, o reutilizar redes existentes (gas natural).
- Incentivos: reducir impuestos o incentivos para ayudar a la aceleración inicial del hidrógeno.

Creación de demanda

A continuación, se listan diferentes estrategias mediante las que se pueden apalancar los stakeholders para establecer un mercado.

- Reducir la incertidumbre del mercado: haciendo un paralelismo con el desarrollo del mercado de energías renovables, la creación de acuerdos de compra a largo plazo puede eliminar el riesgo económico de nuevos proyectos.
- Buscar complementar soluciones de hidrógeno: el desarrollo de aplicaciones que puedan crear un ciclo virtuoso con otras que se alimenten de ella. Por ejemplo, aprovechar infraestructura alrededor de los aeropuertos para el reabastecimiento de autobuses, calefacción, etc. reduciendo costos individuales.
- Priorizar el incremento en la tasa de utilización de las redes de distribución: puede reducir los costos de distribución hasta en un 70%, reduciendo los costos de calefacción del hogar a base de hidrógeno un 20%.

A medida que estos tres factores se desarrollen, el precio del hidrógeno verde será más competitivo y las aplicaciones para las que éste funciona como reemplazante de hidrocarburos se verán atraídas por sus ventajas.

3.2 Hidrógeno en Argentina

En Argentina el mercado de hidrógeno es gris casi en su totalidad, debido a que existen pocos proyectos de desarrollo de hidrógeno verde. Se producen, importan y exportan

diferentes cantidades de hidrógeno gris. En el Gráfico 3.2.1 se muestra el volumen importado en los últimos 10 años, proveniente en su mayoría de Chile (45%) y Estados Unidos (38%), y en menor medida del Reino Unido, Brasil, Bélgica, Canadá, Alemania y Suecia (17% en conjunto):

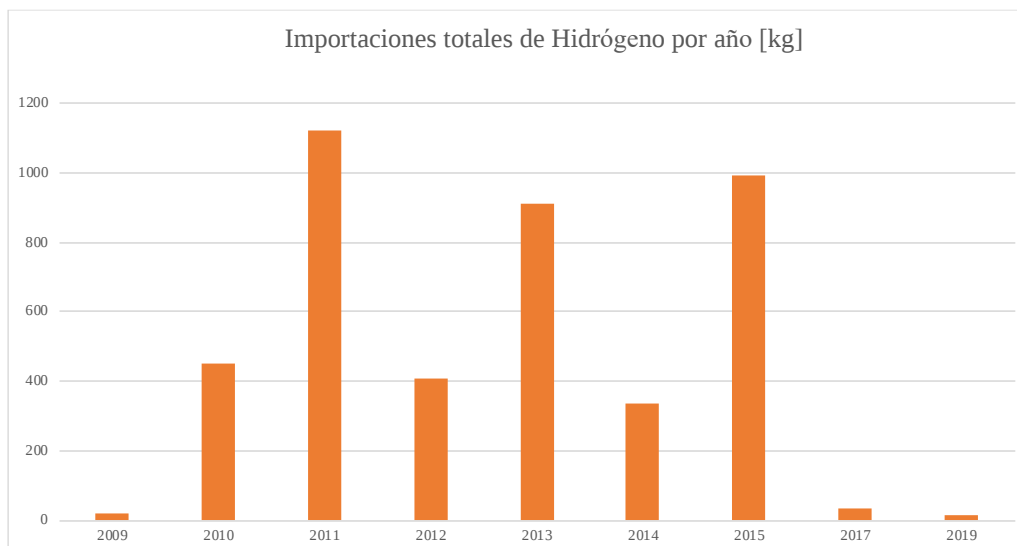


Gráfico 1.2.5. Importaciones totales de Hidrógeno por año [kg] (INDEC COMEX).

En cuanto a la exportación, en los últimos 10 años se exportaron cantidades pequeñas, en promedio 127 kg/año, únicamente a Uruguay. Teniendo en cuenta estas cifras, se podría decir que el mercado de hidrógeno gris en la Argentina es de carácter importador.

Respecto a la producción, empresas como Linde, Air Liquide y Praxair lo fabrican y comercializan en el país. Por ejemplo, Air Liquide cuenta con una capacidad instalada de 15.400 Nm³/hora para producir hidrógeno a partir de Steam Reforming en su planta localizada en Campana.

Cuando de hidrógeno verde se trata, es un mercado en pleno desarrollo ya que existen algunos proyectos que impulsan su producción en el país, pero todavía no se cuenta con demanda local. Sin embargo, es importante destacar el potencial que tiene Argentina como exportador de hidrógeno verde a gran escala utilizando su alta disponibilidad de fuentes de energía renovable y una de las redes de gasoductos más grandes del mundo.

La empresa E&Y publica todos los años el “Renewable Energy Country Attractiveness Index”, el cual ordena el potencial en energías renovables de todos los países del mundo. La Argentina se posiciona en el puesto N°11 del ranking (Warren, 2019), lo cual puede observarse en la Figura 3.2.1.

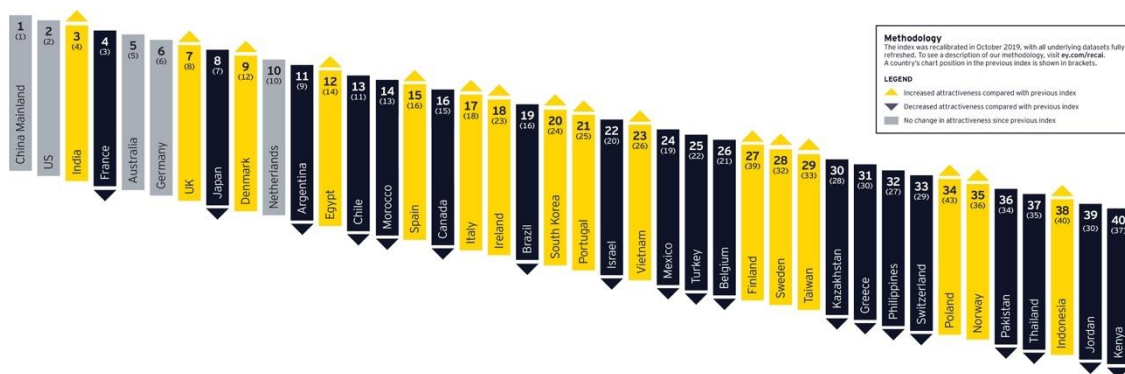


Figura 3.2.1. Resultados 2019 del “Renewable Energy Country Attractiveness Index ” publicado por EY.

En Argentina se fomenta hace varios años el desarrollo de energías renovables dentro de un marco legal que lo acompaña. En el Gráfico 2.2.1 se muestra la evolución de energía renovable generada por tipo, donde se distingue un crecimiento claro de la energía eólica y solar, sobre todo en los últimos años. En el 2018 YPF inauguró uno de los parques eólicos más eficientes del mundo en Manantiales Behr, en la provincia de Chubut. Ésta es una de las áreas de mayores vientos del país, cómo puede observarse en la Figura 3.2.2. Si se evalúa su factor de capacidad, siendo éste la energía que se puede generar con relación a la energía que podría alcanzarse si el viento moviera a los aerogeneradores todo el año a la potencia ideal, éste es mayor a un 50%. El factor de capacidad promedio mundial es de un 30%. En su superficie se distribuyen 30 aerogeneradores, con una potencia nominal de 3,3 MW cada uno, y 2 subestaciones transformadoras.

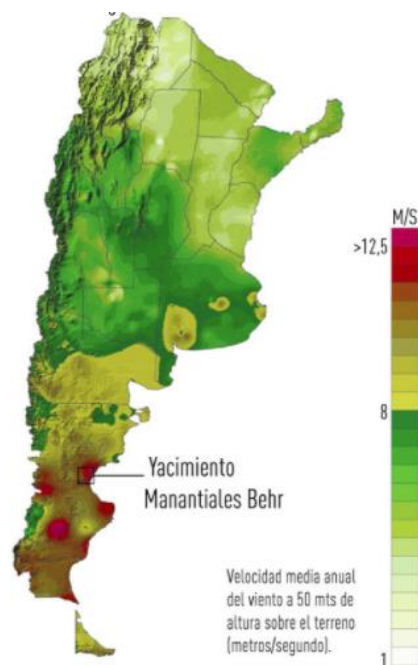


Figura 3.2.2. Distribución de vientos en el país (YPF)

De acuerdo a especialistas de la Universidad Nacional de Córdoba, el país no sólo está en condiciones de reemplazar el combustible que importa, sino además, de posicionarse de manera ventajosa a nivel global. En un reciente trabajo en la revista “International Journal of Hydrogen Energy”, se concluyó que en la Patagonia se pueden producir alrededor de 450 toneladas de hidrógeno anuales por kilómetro cuadrado aprovechando la energía eólica de la zona (Agencia CyTA, 2015). Si bien el reemplazo de combustibles convencionales conlleva un gran cambio de paradigma e inversión en infraestructura, se debe comenzar satisfaciendo la demanda que ya existe en el mundo para posicionarse como *player* en la nueva economía de hidrógeno.

En marzo de 2020 la revista Forbes declaró a Argentina como uno de los seis países que podrían construir la economía del hidrógeno. Esto se debe a la firma de un memorándum con Japón en 2019, sentando las bases para la cooperación en materia de hidrógeno impulsando su desarrollo como fuente de energía no contaminante. El acuerdo promoverá las inversiones en este campo y generará el marco propicio para la integración de Argentina en la integración de las cadenas globales de valor energética sustentable.

En Argentina se comenzó a hablar de hidrógeno hace muchos años, cuando en el 2006 se sancionó la ley 26.123 “Promoción del Hidrógeno”. Si bien ésta no fue reglamentada, en el 2018 se promovió una nueva normativa para modificar la ley original que plantea un régimen para el desarrollo de la tecnología, producción, uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector energético. La idea es promover su uso para que las energías renovables puedan profundizar su desarrollo sobre toda la matriz energética, y no sólo en la generación eléctrica sino también en los combustibles para el transporte, la industria y otras aplicaciones ya mencionadas.

En el año 2014 la Universidad Nacional del Litoral presentó el Plan Nacional de Hidrógeno, que prevee su implementación para el 2030 y cuenta con un presupuesto de 42 millones de dólares para ejecutar 24 proyectos a corto, mediano y largo plazo, incluida la creación del Centro Nacional del Hidrógeno bajo la supervisión de la Secretaría de Energía.

Dentro de este marco, se presenta un proyecto llevado a cabo en Argentina:

- Hychico (Grupo CAPSA): producción de hidrógeno con excedentes de energía eólica en Comodoro Rivadavia, Chubut. La planta cuenta con dos electrolizadores con una capacidad total de 120 Nm³/h de hidrógeno (observándose en la Figura 3.2.3). El hidrógeno de alta pureza (99,998 %) es mezclado con gas natural para alimentar un moto-generador de 1,4 MW, que posee un motor de combustión interna adaptado especialmente para operar con gas rico y/o pobre mezclado con hidrógeno.



Figura 3.2.3. Electrolizadores de la Planta de Hidrógeno de Hychico.

3.3 Hidrógeno en el mundo

El mercado del hidrógeno era un mercado incipiente hace varios años atrás, sin embargo, el creciente interés de los principales actores de la economía mundial impulsó en gran medida su crecimiento.

Actualmente, el número de países con políticas que promueven la inversión de tecnologías de hidrógeno está aumentando. Existen alrededor de 50 objetivos, mandatos e incentivos de políticas que apoyan directamente el uso del hidrógeno, focalizado mayormente en el sector del transporte. Dos de los principales objetivos internacionales son descarbonizar el mundo y el desarrollo de energías renovables. Por lo tanto, el hidrógeno y las celdas de combustible, pueden ser parte de la solución.

La Unión Europea tiene grandes incentivos para ecologizar el uso actual del hidrógeno gris en la industria, incrementando el porcentaje de hidrógeno verde año tras año.

Tanto Europa, como Asia y América del Norte ya se encuentran incursionando fuertemente sobre estas tecnologías. Se espera que para los próximos años América Latina adopte las tecnologías y explote todo su potencial, ya que, como fue desarrollado para Argentina en la sección previa, presenta excelentes condiciones para la producción de hidrógeno verde por su abundancia de recursos renovables, lo cual hace que sea altamente competitiva. Por otra parte, Chile junto con Australia, Sudáfrica y Marruecos son los cuatros países con mayor potencial de producción de hidrógeno verde en el mundo.

En cuanto al hidrógeno como vector energético, esté empezó a crecer fuertemente en las economías de Europa, Japón, Corea del Sur y en California de los Estados Unidos. Japón se posiciona como el líder en el desarrollo del hidrógeno para uso combustible y plantea que la antorcha olímpica de Tokio 2021 queme hidrógeno (Thompson, 2019). Por otra parte, China tiene gran influencia en la evolución del suministro y en el uso del hidrógeno.

Si bien países como Japón y Korea tienen políticas fuertes de descarbonización que requerirán hidrógeno, poseen restricciones para producirlo a gran escala. Si el costo de producirlo localmente es muy caro por la escasez de fuentes de energías renovables, o no

pueden cumplir con la demanda, podrían convertirse en grandes importadores. Lo mismo sucede con algunos países de Europa, son un potencial de demanda que por limitaciones de espacio y una ajustada disponibilidad de energías renovables, pueden convertirse en importadores clave. Países como la Argentina, Chile y Australia pueden producir hidrógeno a un precio menor por su alta disponibilidad de energías renovables y convertirse en potenciales exportadores a los centros neurálgicos de demanda. En la Figura 3.3.1 que se presenta a continuación se muestra la producción de hidrógeno potencial (Path to hydrogen competitiveness, 2020) a través de todas las regiones:

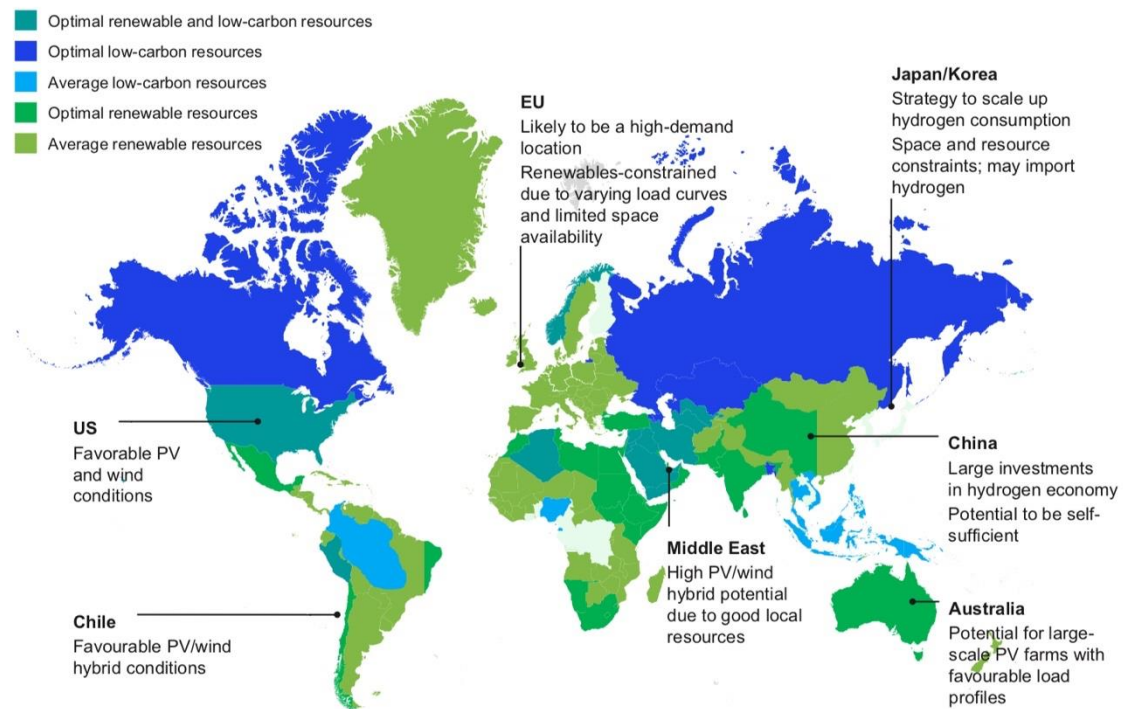


Figura 3.3.1. Producción de hidrógeno potencial a través de todas las regiones (Hydrogen Council).

En cuanto a las estaciones de repostaje de hidrógeno, los líderes son Japón, California (Estados Unidos) y Alemania, seguido por Reino Unido, Corea del Sur y Dinamarca. Algunos países han fijado targets para su construcción, éstas podrían vender alrededor de 12.000 toneladas de hidrógeno por día, más de 4 millones de toneladas por año para el 2030 (Path to hydrogen competitiveness, 2020). A continuación, en la Figura 3.3.2, se presenta un mapa con las últimas inversiones anunciadas en estaciones de repostaje de hidrógeno por los países referenciados en la imagen.

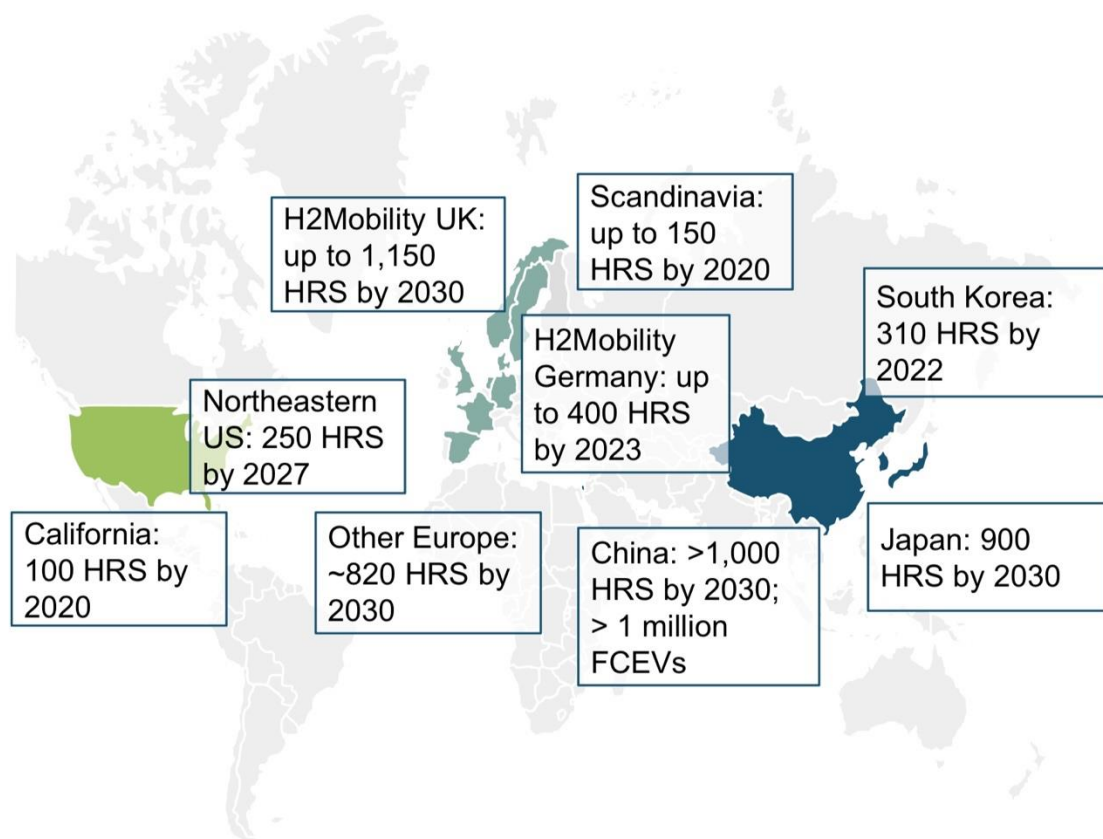


Figura 3.3.2. Mapa de inversiones anunciadas en estaciones de repostaje de hidrógeno por los países seleccionados (Hydrogen Scaling Up).

Actualmente en California existen 40 estaciones de servicio operativas, las cuales se observan en la Figura 3.3.3.



Figura 3.3.3. Mapa de estaciones de servicio de hidrógeno en California (Cafcp).

Alemania también presenta el programa nacional para el desarrollo de H₂ y celdas de combustible, donde su foco está puesto en el transporte, con centro en los automóviles, pero sin dejar de extenderlo a camiones, ómnibus y trenes. En la Figura 3.3.4 se muestra un mapa de Europa y las estaciones de servicio de hidrógeno disponibles en la actualidad.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno. Capítulo 1.

Como se puede observar, Alemania es el país que más ha invertido en esta aplicación, contando con 83 estaciones. Con respecto a los trenes tienen dos formaciones que se encuentran actualmente en funcionamiento. Del total de hidrógeno consumido por estos trenes, existe un compromiso de utilizar un 50% de hidrógeno verde y el 50% restante de hidrógeno proveniente del reformado de gas natural (Energía Estratégica, 2019).

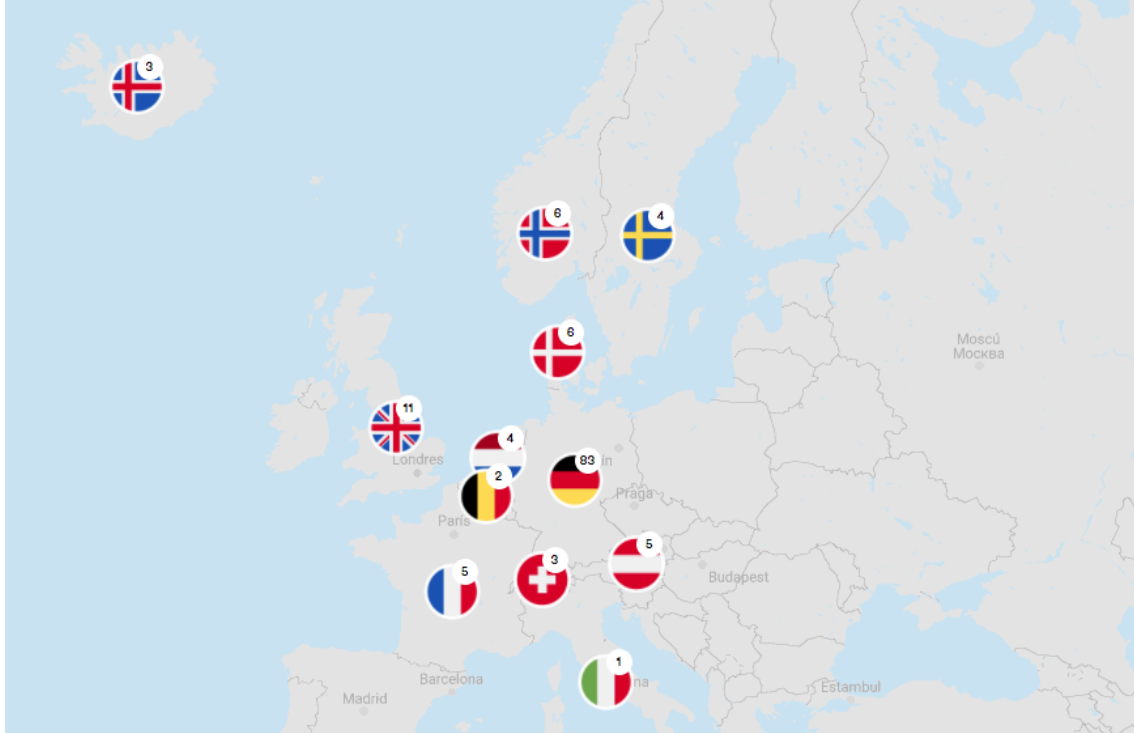


Figura 3.3..4. Mapa de Europa con las estaciones de hidrógeno disponibles por país (H₂ live).

Siguiendo con lo mencionado con anterioridad, en el Gráfico 3.3.1 se puede observar el crecimiento que tuvo el mercado de la generación de hidrógeno por región, y lo que se espera que crezca en el corto plazo.

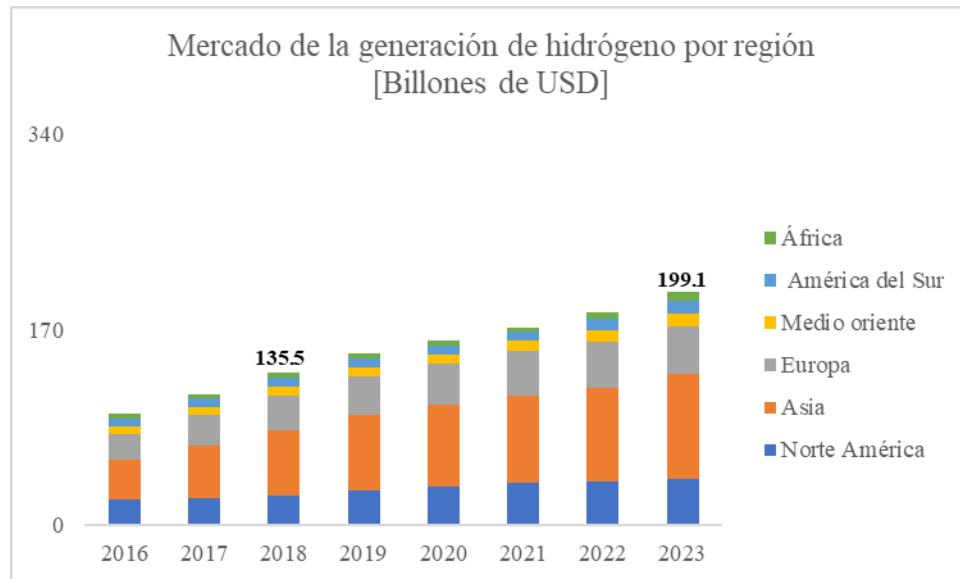


Gráfico 3.3.1. Mercado de Generación de Hidrógeno [billones de usd] por región (Markets and Markets).

El mercado de Asia es el mayor en generación de hidrógeno, seguido por Norte América y Europa. Desde Asia, China está construyendo una ciudad de hidrógeno con una inversión de 290 millones para I+D, con construcciones de estaciones de repostaje de hidrógeno y la producción en masa de vehículos con celdas de combustible. Japón plantea tener 100 autobuses y 6000 autos de celdas de combustibles. Por otra parte, la Comisión Europea (CE) invirtió USD 24 mil millones en proyectos de tecnología de celdas de combustible (Markets and Markets, 2018).

Sumado a lo anterior, las grandes automotrices han realizado acuerdos para avanzar con esta tecnología de combustibles a hidrógeno, donde Japón y Corea del Sur tienen subsidios para la fabricación de estos vehículos.

Por otro lado, en el Gráfico 3.3.2. se puede observar el mercado del almacenamiento de energía de hidrógeno por región.

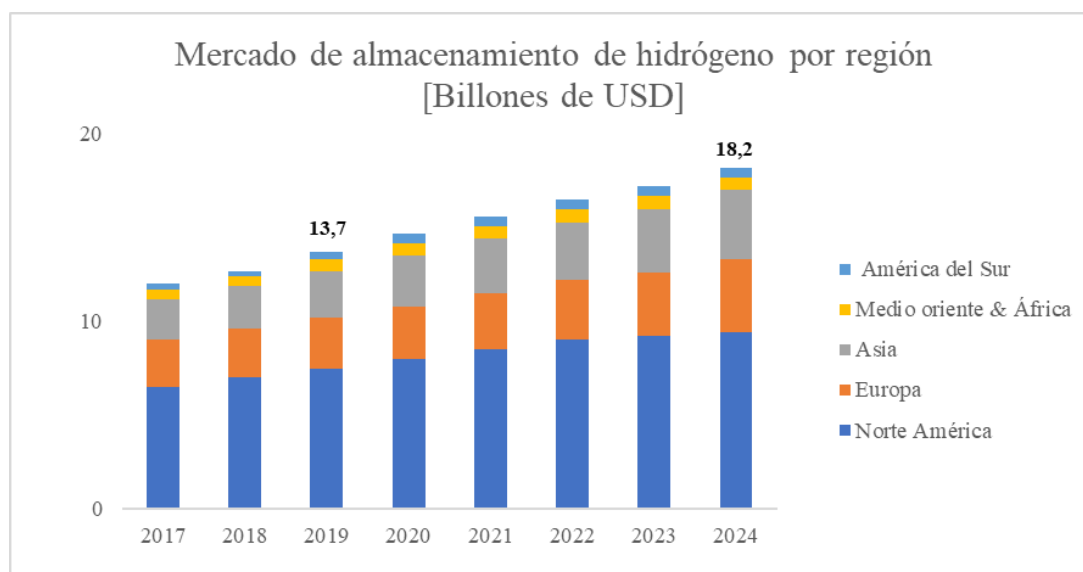


Gráfico 1.2.5. Mercado de almacenamietno de Hidrógeno [billones de usd] por región (Markets and Markets).

Se observa como América del Norte es el mercado más grande y además como el mercado crece año a año. Este aumento viene dado por el aumento en las aplicaciones de las celdas de combustibles, las regulaciones sobre el control de emisiones y el uso de combustibles más limpios. También la creciente demanda se debe a la fuerte demanda de amoniaco y metanol en países como China, India y Malasia. China también tiene estrictas regulaciones sobre las refinerías de petróleo para producir combustibles más limpios, lo que hace que aumente la demanda de hidrógeno.

4 ANÁLISIS ESTRATÉGICO

4.1 5 C

Clientes

La creciente demanda energética a nivel mundial y los efectos que el cambio climático tiene sobre las poblaciones son los principales drivers con los que cuenta la tecnología del hidrógeno. Por esta razón, su utilización como combustible para vehículos logra descarbonizar el transporte, uno de los sectores que mayor necesidad de reducir las emisiones de los gases del efecto invernadero tiene. Además, se reduce gran parte de la polución de las ciudades.

Compañía

En primer lugar, la compañía está situada en Argentina, país con alta disponibilidad de energías renovables, posicionándola en un lugar estratégico para la exportación. La planta cuenta con tecnología de punta, importando electrolizadores para lograr satisfacer la demanda. En segundo lugar, el hidrógeno obtenido es de alta pureza debido al método de obtención elegido y, además, su huella de carbono es baja.

Competidores

La compañía no cuenta con una competencia directa a nivel nacional. La única empresa argentina que produce hidrógeno verde es Hychico, donde la producción de este no presenta fines comerciales. Por otro lado, existen empresas como Air Liquide, que producen hidrógeno gris para usos industriales. Por lo tanto, al tratarse de otro segmento del mercado no genera competencia para la compañía.

A nivel internacional la competencia es mayor, sin embargo, el mercado se encuentra en plena explotación y crecimiento. Por este motivo, la competencia no es tan fuerte. También compite con sustitutos, como los combustibles a base de hidrocarburos y otras tecnologías que aún se encuentran en desarrollo, como las baterías de litio.

Colaboradores

En cuanto a posibles colaboradores es necesaria la presencia del Estado para que promueva el proyecto de ley del hidrógeno, el cual incentiva el desarrollo e investigación de esta tecnología. De esta manera se regula la entrega de subsidios e incentivos para la industria. La motivación puede ser el aprovechamiento de las energías renovables en la matriz energética de argentina y posicionar al país como uno de los primeros productores de combustibles limpios en la región.

Contexto

En primer lugar, los factores culturales tienen una gran incidencia en el proyecto, ya que el principal driver de la demanda de hidrógeno es descarbonización del mundo. Por lo tanto, la conciencia ambiental de las nuevas generaciones fomenta el uso de energías no contaminantes.

En relación con el contexto legal argentino, la ley 26.123 trata el interés nacional de producción, uso y aplicación del hidrógeno como combustible. A su vez, crea el Fondo Nacional de Fomento de Hidrógeno y, por otra parte, la ley 26.190 fomenta el uso de fuentes renovables destinada a la producción de energía eléctrica. A pesar de que el

contexto legal promueve la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables, se necesita de la colaboración del Estado para su reglamentación.

Por último, los factores tecnológicos que limitan son la imposibilidad de producir y transportar hidrógeno a 700 bar, presión necesaria para propulsión de vehículos. Por este motivo, se produce a una presión menor y se comprime previo a utilizarlo en los vehículos.

4.2 FODA

A continuación, se presenta un análisis FODA con el objetivo de realizar un diagnóstico previo de la situación tanto interna como externa del proyecto ya que es un paso fundamental para decidir la estrategia de negocio. En primer lugar, se desarrollan las fortalezas y debilidades, aspectos internos que afectarán al proyecto y condicionarán su éxito. En segundo lugar, se desarrollan las oportunidades y amenazas, aspectos externos que pertenecen al contexto y si bien no se tiene poder de influencia sobre ellos, la estrategia elegida posicionará a la planta aprovechando las oportunidades y protegiéndola de las amenazas. De esta manera, se termina este apartado con la definición de los *Key Leverage Points*, dados por el cruce de oportunidades y fortalezas y los *Business Implications*, resultado del cruce de amenazas y debilidades.

Las fortalezas detectadas son las siguientes:

- La decisión de fabricar hidrógeno verde para satisfacer demandas actuales del mercado mundial posiciona al proyecto como pionero en este desarrollo en Argentina, y podrá satisfacer demandas futuras del mercado local con mayor rapidez que sus competidores.
- Al producir hidrógeno verde y reducir al mínimo las emisiones de gases de efecto invernadero, se podrá acceder a beneficios tributarios o incentivos que se puedan dictar en el futuro para proyectos con bajo impacto ambiental.

Luego, las debilidades encontradas son:

- Si bien producir hidrógeno verde tiene beneficios ecológicos, esto significa utilizar como método de producción la electrólisis que representa costo mayor a otros debido a su gran necesidad energética.
- Los electrolizadores disponibles en el mercado producen hidrógeno a una presión de 20 bar, lo que implica la necesidad de instalar un compresor para terminar la compresión y almacenarlo. De esta manera, aumenta el costo de inversión inicial, se suman costos de mantenimiento y energía.
- Debido a la inexistencia actual de demanda regional y la necesidad de exportar a otros países en Europa, Asia o Norteamérica, los costos de transporte son mayores en comparación con mercados con ubicaciones geográficas más cercanas.

En cuanto a los aspectos externos, las oportunidades detectadas son:

- El país de origen de la planta, Argentina, tiene alta disponibilidad de energías renovables de buena calidad, uno de los mejores vientos del mundo y alta radiación solar. Esto implica una gran disponibilidad de materia prima para la producción de hidrógeno verde.
- Nula competencia local actualmente ya que el único proyecto que existe con características similares es el de Hychico, que por ahora no tiene fines comerciales.

- Debido a la promoción de alternativas a los autos tradicionales con motores de combustión interna, se proyecta un crecimiento del mercado de vehículos eléctricos. De esta manera, la demanda de FCEVs (Fuel Cell Electric Vehicles) que utilizan hidrógeno como combustible aumentará y el mercado objetivo crecerá.
- La tendencia global a disminuir el consumo de combustibles fósiles implica un mayor desarrollo en energías renovables provocando la disminución de su costo.
- Con relación a esta tendencia, es inminente el desarrollo de medidas gubernamentales que promuevan el uso de sustitutos de hidrocarburos.
- El desarrollo tecnológico aumentará la eficiencia de los electrolizadores, permitiendo un menor gasto energético por unidad de masa producida.

Por último, las amenazas encontradas son:

- Los mercados en los que se pueden satisfacer demandas actuales están conformados por países más avanzados en la producción de hidrógeno verde, que pueden contar con mejores condiciones, como marcos legales, planes de incentivos o tecnologías más eficientes, que impliquen un costo menor.
- El contexto económico local, problemas de inflación y tipo de cambio, sumado a una crisis mundial sin precedencias (COVID – 19) afectarán la economía del proyecto.
- Empresas productoras de hidrógeno para usos convencionales se encuentran desarrollando proyectos de desarrollo de hidrógeno verde y otras del sector de combustibles se encuentran invirtiendo en alternativas a los hidrocarburos. Ambos movimientos representan una amenaza ya que cuentan con economías de escala que podrían abaratar sus costos y acaparar parte del mercado elegido.

Los *Key Leverage Points* nacen del cruce de fortalezas y oportunidades, en este análisis se detecta la sinergia entre la producción de hidrógeno verde en Argentina, pudiendo abastecer demandas futuras y la exportación a mercados en crecimiento, potenciados por una tendencia global de disminución de hidrocarburos y promoción de sustitutos, apalancados por regulaciones y tratados. La estrategia va a estar dada por la adopción de un método como la electrólisis para producir hidrógeno verde, buscando posicionarse en un mercado exterior incipiente, para desarrollar el know-how en Argentina y ser pionero en la venta del producto.

Los *Business Implications* están dados por el cruce de debilidades y amenazas. En cuanto a este aspecto, los altos costos de producir hidrógeno verde debido a su método de producción se verán afectados por la gran turbulencia económica y la falta de infraestructura local. La estrategia estará en apalancarse en las demandas externas actuales, fijando un precio acorde al producto innovador, el cual proteja el margen, pese a la alta estructura de costos, y al mismo tiempo sea competitivo en economías más fuertes.

4.3 Modelo de las 5 fuerzas de Porter

Las 5 fuerzas de Porter son una herramienta de planificación estratégica. En la Tabla 4.3.1 se hace el análisis de las cinco fuerzas para el mercado del hidrógeno a nivel nacional y mundial.

Tipo de fuerza	Magnitud	Detalle
Competidores	Baja	Intensidad de la rivalidad entre los participantes del mercado. Se considera como competencia a las empresas que generen hidrógeno verde para su utilización como combustible de vehículos. En el mercado actual, la cantidad de productores dedicados a esta fabricación es muy baja o inexistente en ciertos mercados. Amenaza de empresas ya maduras en la producción de hidrogeno por otros métodos.
Nuevos Competidores	Baja	El costo de entrada al mercado es muy alto, se requiere de una inversión muy grande para escalar una producción rentable. Se requiere de disponibilidad eléctrica a partir de fuentes de energía renovable. Un mercado todavía en desarrollo. Empresas relacionadas al desarrollo de hidrocarburos se encuentran desarrollando proyectos para producir hidrogeno como combustible renovable. En un futuro se estiman que puedan incursionar en el mercado.
Clientes	Alta/Baja	Alta (actualmente) Debido a la ausencia de castigos para el uso de hidrogeno gris o incentivos para el uso del verde, el alto valor de este último hace que el cliente pueda buscar una alternativa más económica. Baja (futuro) En el futuro el comportamiento del producto será como un commodity. El cliente tendrá baja influencia.
Sustitutos	Alta	El análisis tiene en consideración productos sustitutos que pueden alterar las preferencias de los usuarios a la hora de comprar un auto de hidrogeno. El uso combustible fósil hoy en día es el medio más utilizado para la generación

Proveedores		eléctrica. Posee bajo precio y desarrollo extensivo. • Baterías de Litio, la tecnología más utilizada para los vehículos eléctricos, principal alternativa al uso de combustibles fósiles. • Combustibles de origen orgánico biodiesel, bioetanol o biogás.
		De forma más directa • Las baterías de Litio son una alternativa para almacenar energía eléctrica.
	Alta	Los regímenes tarifarios eléctricos son regulados por el mercado, hay tarifas variables pero el suministro depende factores estacionales y productivos en su conjunto. La magnitud en este caso es media, debido a que, si existiese un excedente en la producción, se podría aprovechar a valores reducidos. En el caso del agua se trata de una tarifa fija, que dependerá de la zona de establecimiento de la planta.

Tabla 4.3.1. Fuerzas de Porter.

4.4 Análisis del Ciclo de Vida

Para determinar el nivel de ingresos del proyecto, es necesario entender el comportamiento esperado de las ventas. Para eso, se requiere realizar el análisis del ciclo de vida, identificando la etapa en la cual se encuentra el producto.

A continuación, se puede observar el gráfico del ciclo de vida del producto, desde su ingreso al mercado hasta su salida, atravesando cuatro etapas: introducción, crecimiento, madurez y declive. El Gráfico 4.4.1 representa el volumen de las ventas en función del tiempo.

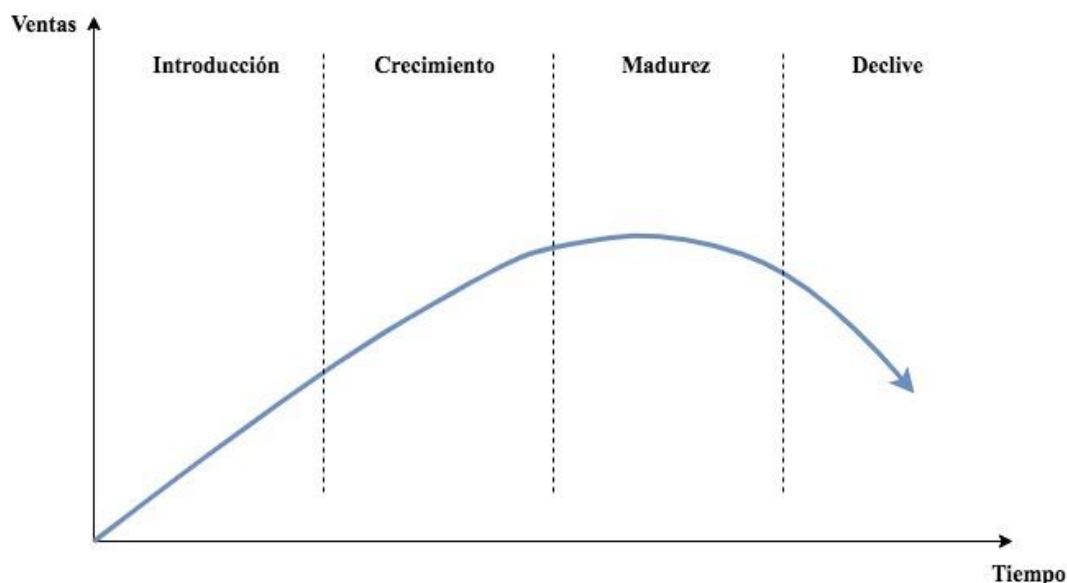


Gráfico 4.4.1. Ciclo de Vida de un Producto.

Para analizar el ciclo de vida del hidrógeno, se debe tener en consideración la diferenciación entre los usos industriales actuales, los cuales datan de hace muchos años, y las nuevas aplicaciones, aún no totalmente desarrolladas. Éstas últimas explotarán en el futuro y por lo tanto se encuentran en instancias diferentes del ciclo de vida.

En primer lugar, las aplicaciones industriales que hacen uso de hidrógeno gris se llevan a cabo hace más de 100 años, por lo tanto, se encuentran en la tercera fase de madurez. Este tipo de demanda se mantendrá relativamente constante en el futuro, como puede verse en el Gráfico 4.4.2 de la demanda histórica del hidrógeno. Desde el 1975 al 2000 puede observarse un comportamiento más exponencial, el cual va aplanándose luego con el correr de los años cuando el producto fue adquiriendo madurez.

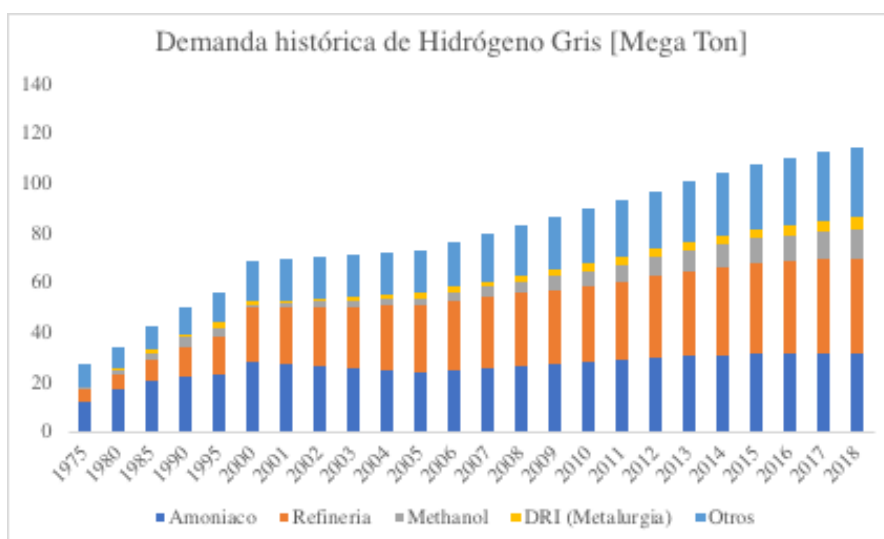


Gráfico 4.4.2. Demanda histórica de Hidrógeno Gris [Mega Ton] (The Future of Hydrogen).

En segundo lugar, se analizan las nuevas aplicaciones para el hidrógeno verde. Con el objetivo de identificar en qué etapa del ciclo de vida estándar se encuentra éste, en el

Gráfico 4.4.3 se presenta una proyección de la demanda hasta el 2050 de las siguientes aplicaciones:

- Generación de energía y buffer energético
- Transporte
- Energía industrial
- Calefacción y energía de viviendas
- Nuevos usos como materia prima
- Usos existentes como materia prima

La demanda se encuentra en unidades de EJ que son equivalentes a 990 billones de BTU, 278 TWh de electricidad y aproximadamente 290 billones de pies cúbicos de gas natural.

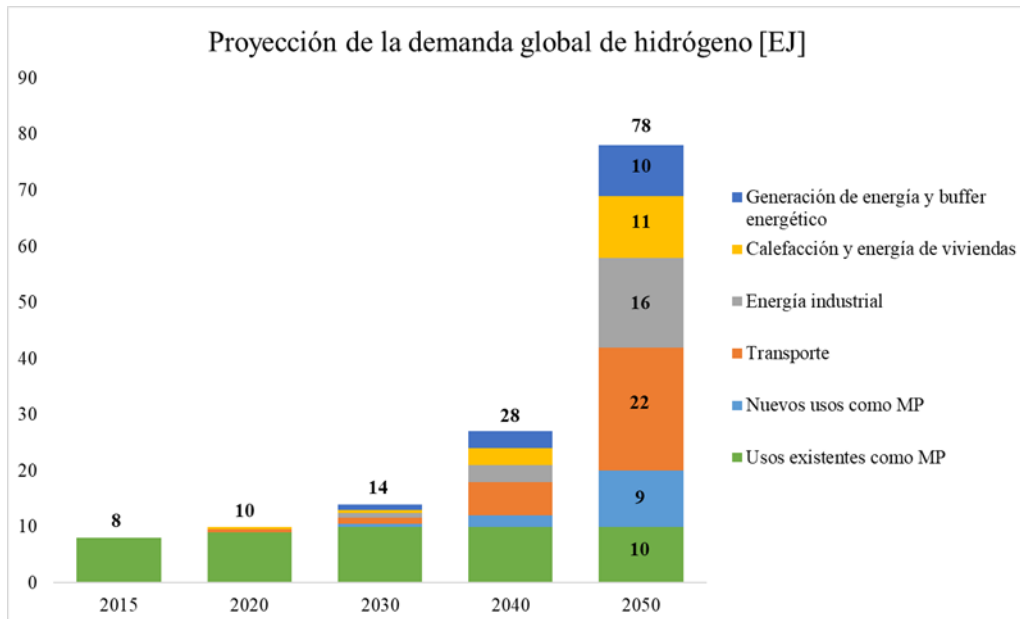


Gráfico 4.4.3. Proyección de la demanda global de hidrógeno [EJ] (Hydrogen Scaling Up).

Como se puede observar en el Gráfico 4.4.3, se proyecta un aumento exponencial de la demanda de hidrógeno verde hacia el año 2050. Si se tiene en cuenta el ciclo de vida estándar de un producto y el momento en el que se posiciona el análisis, es razonable colocar al hidrógeno en la fase inicial de “introducción”. También puede verificarse que, como se indica en el análisis anterior, los usos existentes como materia prima se mantienen constantes en la proyección de la demanda.

5 PROYECCIÓN DE PRECIO

Dado que no se cuenta con un precio de venta histórico para el hidrógeno, debido a que se trata de un producto que se comenzó a comercializar como combustible o vector energético en los últimos años, se obtiene un precio equivalente histórico. Éste se calcula a partir del precio de la energía eléctrica en Estados Unidos y se utiliza una propiedad física del hidrógeno, la densidad energética, para realizar la conversión. Cabe destacar que este precio es para el mercado total de hidrógeno.

Se elige el mercado estadounidense dado que es uno de los mayores productores y consumidores de hidrógeno, proyectándose que continúe siéndolo en el futuro. A continuación, en el Gráfico 5.1 se muestra el precio de la energía eléctrica en Estados Unidos desde el año 2000, en centavos de dólar por KWh.

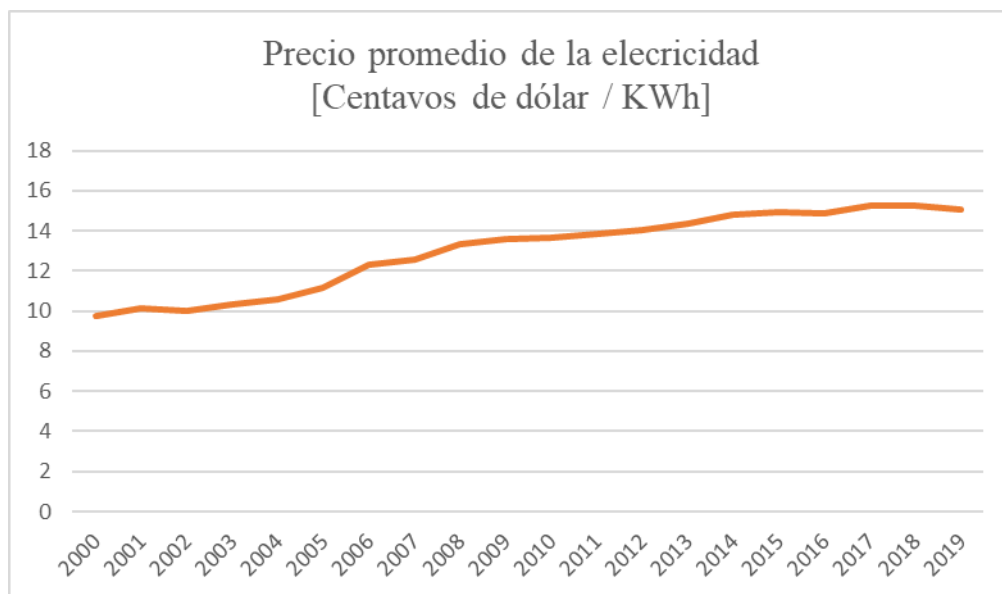


Gráfico 5.1. Precio promedio de la electricidad en Estados Unidos, periodo 2000-2019 (U.S. Energy Information Administration).

Luego, se presenta en la Tabla 5.1 la densidad energética del hidrógeno, es decir, cuanta energía puede obtenerse por unidad de masa. Se destaca que el hidrógeno tiene hasta tres veces mayor densidad energética que otros combustibles.

Material	Densidad energética (Mj/kg)	Densidad energética (KWh/kg)
Hidrógeno	143	33,59
Metano	55,6	15,45
Gas natural	53,6	14,89
Propano	49,6	13,78
Butano	49,1	13,64
Gasolina	46,4	12,89
Biodiesel	42,2	11,72
Diesel	45,4	12,61

Tabla 5.1. Densidad energética de varios combustibles (Elsevier).

Entonces, a partir del precio de la energía eléctrica y la densidad energética se obtiene un precio de referencia histórico para el hidrógeno que tiene la siguiente forma presentada en el Gráfico 5.2.

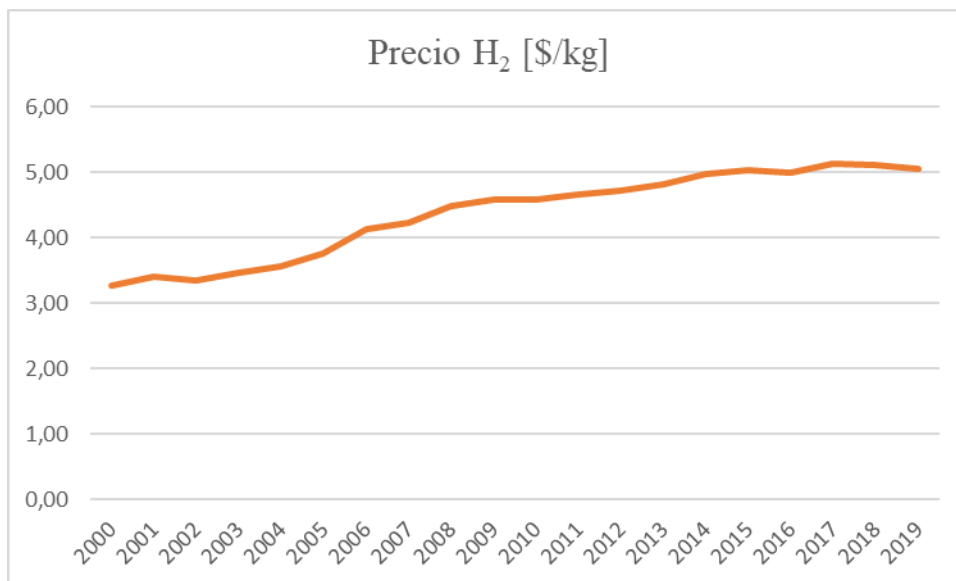


Gráfico 5.2. Precio calculado para el hidrógeno.

A continuación, se hace un análisis de regresión lineal para intentar explicar el precio del hidrógeno. Para esto se determinan las siguientes variables explicativas como posibles, cada una con su correspondiente gráfico de valores históricos.

- X1: emisiones de CO₂, en billones de toneladas. Esto se debe a que el hidrógeno representa una oportunidad en el futuro para la descarbonización de la economía. Por lo tanto, se cree que un aumento o disminución en las emisiones de dióxido de carbono debe impactar directamente en el precio.

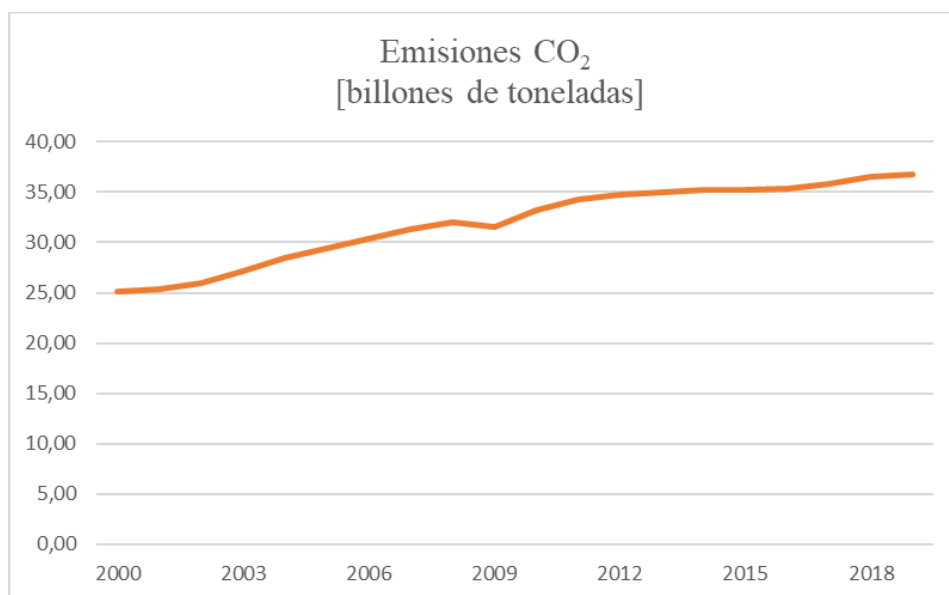


Gráfico 5.3. Emisiones de CO₂ en billones de toneladas (Statista).

- X2: población mundial. Se agrega como una variable macro con el fin de determinar si un aumento en la población genera un aumento en la demanda y por ende un incremento en el precio.

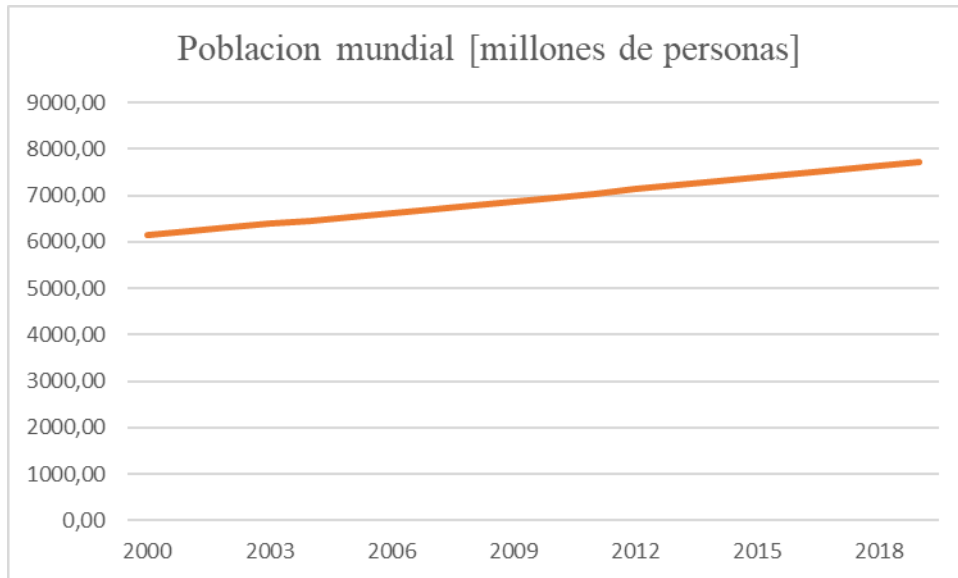


Gráfico 5.4. Población mundial, en millones de personas (Worldometers).

- X3: consumo de energías renovables, en millones de toneladas del equivalente en petróleo. El hidrógeno se utiliza en la actualidad como método para almacenamiento y transporte de energías renovables y en el futuro la producción a partir de estas energías representará un método 100% verde para cubrir demandas de transporte y calefacción, entre otras. Por lo tanto, se cree que puede haber una relación directa entre el consumo de energías renovables y el precio del hidrógeno.

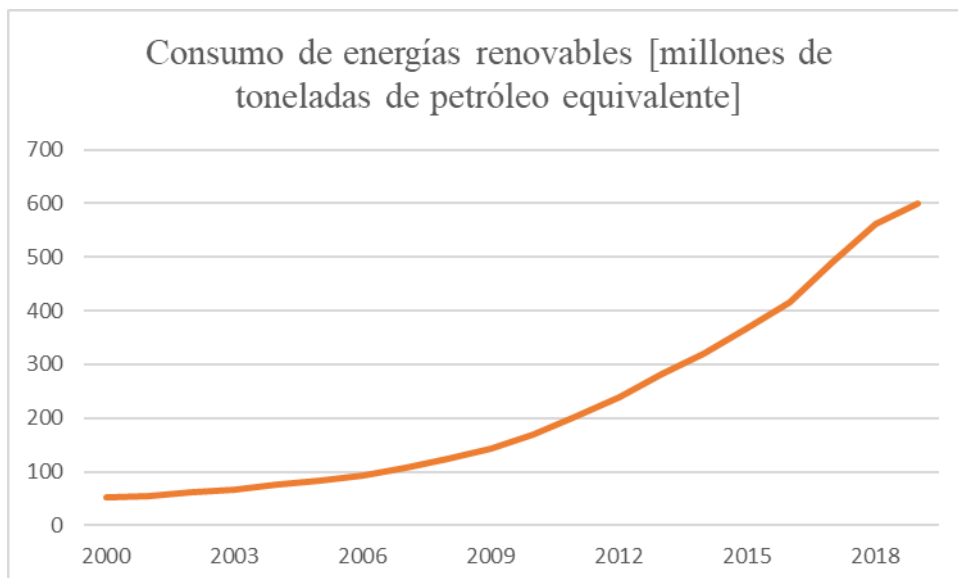


Gráfico 5.5. Consumo de energías renovables, en millones de toneladas de petróleo equivalente (Statista).

- X4: precio del petróleo, en dólares por barril de Brent. Se incluye porque representa el producto sustituto del hidrógeno de mayor uso en la actualidad.

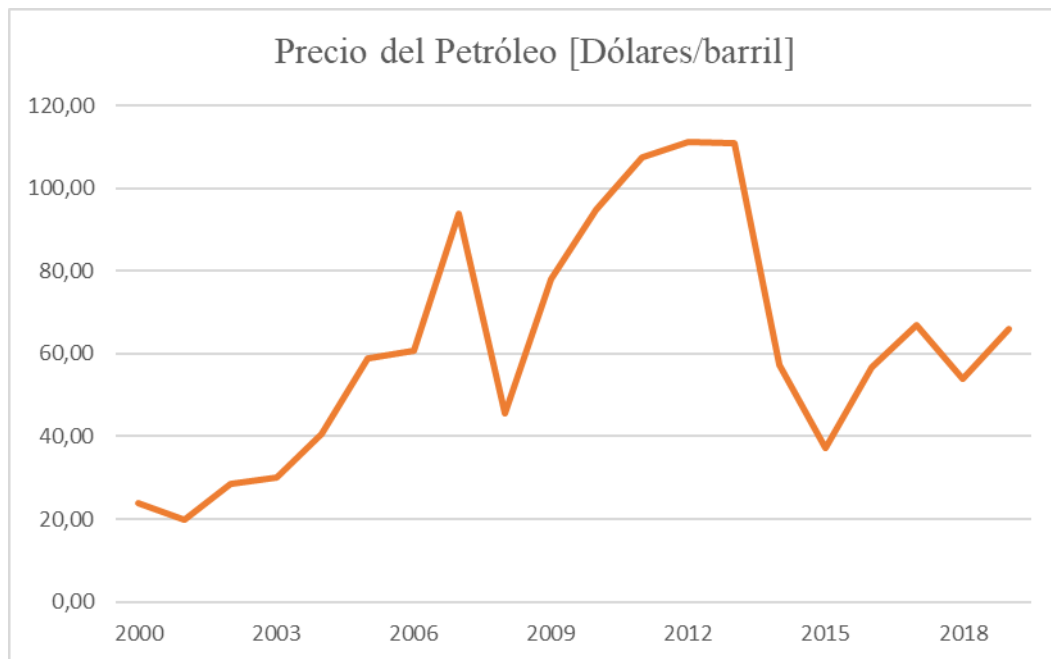


Gráfico 5.6. Precio del petróleo, en dólares por barril (Investing).

- X5: precio de la gasolina, en dólares por galón. Dado que uno de los mayores usos que se proyecta para el hidrógeno es el de combustible para vehículos, podría haber una relación directa con el precio de la gasolina.

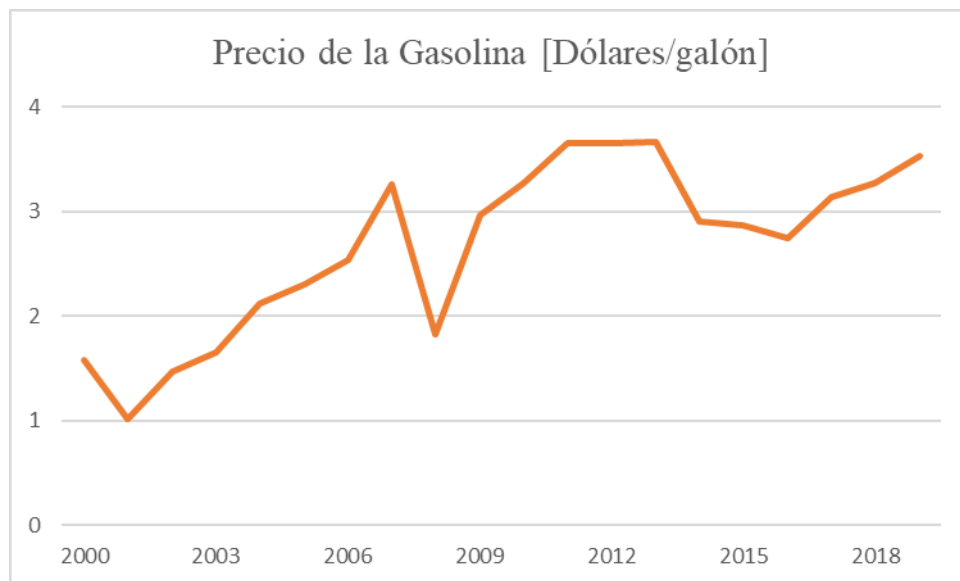


Gráfico 5.7. Precio de la gasolina, en dólares por galón (LA Almanac).

- X6: precio del litio, en dólares por tonelada. Representa, al igual que el hidrógeno, un método en desarrollo para el almacenamiento de energía.

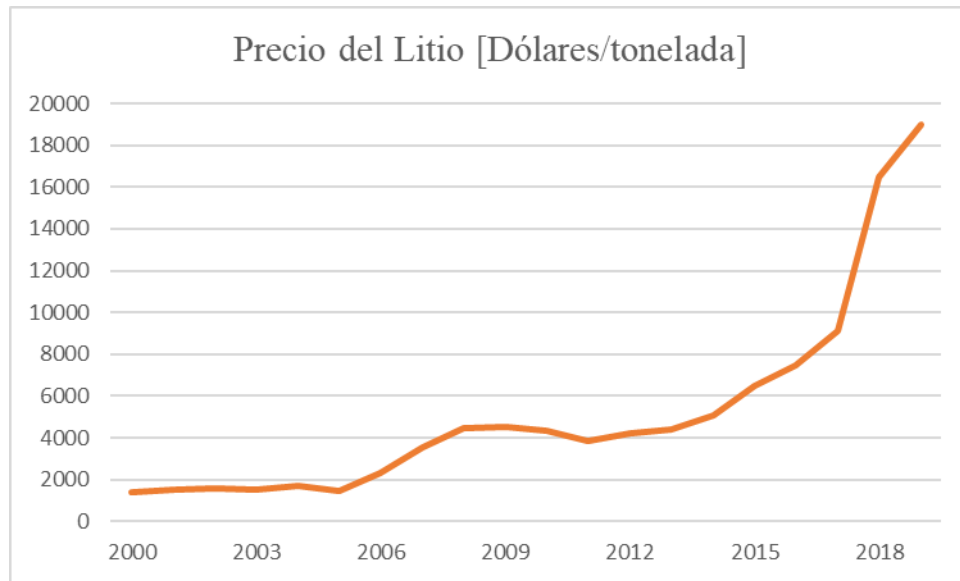


Gráfico 5.8. Precio del litio, en dólares por tonelada (Metalary).

En resumen, en la Tabla 5.2 se muestran la variable explicada Y, el precio del hidrógeno, y las posibles variables explicativas Xi.

Y	Precio H2
X1	Emisiones CO2 [billones de toneladas]
X2	Poblacion mundial [millones de personas]
X3	Consumo de energías renovables [millones de toneladas de petróleo equivalente]
X4	Precio del Petróleo [Dólares/barril]
X5	Precio de la Gasolina [Dólares/galón]
X6	Precio del Litio [Dólares / tonelada]

Tabla 5.2. Variables involucradas en el análisis de regresión lineal.

Entonces, una vez determinadas las variables, se analizan todos los posibles modelos que pueden explicar los precios del hidrógeno, obteniéndose los modelos que figuran en el Anexo C.

Luego de obtener los posibles modelos, se aplican los siguientes criterios para validarlos y determinar en cuáles profundizar.

- Coeficiente de determinación R^2 : indica el porcentaje de la variación que explica cada modelo. Por lo tanto, se busca que sea lo más cercano a 1 posible.
- Variación residual S^2 : marca qué tan grande es el error esperado del modelo. A menor valor, mejor modelo, funcionando como ordenador entre modelos.
- Principio de parsimonia: se utiliza para determinar si existe redundancia dañina entre las variables. El valor del DET para el modelo debe ser mayor a 0,1.
- PRESS: es una medida de la capacidad predictiva del modelo. Funciona como ordenador entre modelos, ya que, a menor valor, se obtienen mejores pronósticos.
- Cp: sirve para descartar modelos pobres. Si el Cp es mayor a 5 veces el valor de p, se considera que el modelo es muy incompleto y que existe información esencial en variables que no fueron incluidas.

Aplicados estos criterios, quedan los modelos presentados en la Tabla 5.3 como posibles candidatos para explicar el comportamiento del precio del hidrógeno.

Modelo	R ²	S ²	DET	S δ_i	PRESS	p	C _p
X2 X3	0,977577	0,01101	0,111212	1,793085	0,248451	3	0,88857
X1 X5	0,970665	0,01441	0,273012	1,772283	0,296431	3	5,16973
X1 X4	0,969693	0,01488	0,633386	1,791098	0,306209	3	5,77139
X1	0,966805	0,01534	1	1,966577	0,318413	2	5,56021
X1 X3	0,968013	0,01571	0,276460	2,013519	0,336044	3	6,81194
X2 X4	0,958551	0,02035	0,790424	2,452885	0,428214	3	12,67262
X2 X4 X6	0,960741	0,02056	0,201793	2,832608	0,632460	4	13,31587
X2 X5 X6	0,957846	0,02208	0,116663	2,780502	0,701532	4	15,10931
X1 X5 X6	0,970904	0,01524	0,110994	2,374237	0,743650	4	7,02151
X1 X6	0,968185	0,01562	0,469577	2,533837	0,782116	3	6,70524
X1 X4 X6	0,969772	0,01583	0,206323	2,413213	0,801350	4	7,72236

Tabla 5.3. Modelos resultantes luego de aplicar los criterios de validación.

Finalmente, a todos estos modelos resultantes del primer filtro, se les realiza el Test de ANOVA para el que se deben verificar los siguientes puntos:

- Test de hipótesis individual: para que las variables explicativas sean significativas, su probabilidad asociada debe ser menor a 0,05.
- Test de hipótesis global: el valor crítico de F también debe ser menor al 5%.
- Lógica en los signos de los coeficientes asociados a las variables: deben tener sentido con respecto a la hipótesis planteada.
- R² ajustado: a mayor valor, mejor modelo.

Finalmente se obtiene el siguiente modelo, que además de superar todos los criterios, es el que tiene menor S², menor PRESS y mayor R² ajustado.

Modelo X2 X3

Explicación del precio del hidrógeno a partir de la población mundial y el consumo de energías renovables.

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,988724733
Coefficiente de determinación R ²	0,977576598
R ² ajustado	0,974773673
Error típico	0,104932837
Observaciones	19

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	7,680546271	3,840273135	348,7701304	6,39164E-14
Residuos	16	0,176174405	0,0110109		
Total	18	7,856720676			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>
Intercepción	-9,704085354	1,002037859	-9,684350016	4,28384E-08
Poblacion	2,10862E-09	1,58784E-10	13,2797489	4,67716E-10
Consumo de energías renovables	-0,002299062	0,000468597	-4,906269757	0,000158178

Figura 5.1. Resultados del análisis de regresión para el modelo X2 X3.

De los resultados del modelo X2 X3 presentados en la Figura 5.1 se observa el cumplimiento del test de hipótesis individual y colectivo dado que el valor crítico de F y la probabilidad de las variables son menores a 0,05.

Los signos de los coeficientes son lógicos ya que en el caso de X2, un crecimiento en la población mundial genera un aumento en la demanda y por lo tanto un aumento en el precio. En consecuencia, es lógico que el coeficiente sea positivo. En el caso de X3, un aumento en el consumo de energías renovables genera un desarrollo y adopción de nuevas tecnologías, que abaratan costos para la producción de hidrógeno verde, reduciendo así el precio. De ahí se justifica el signo negativo en el coeficiente.

Por último, el valor de R^2 ajustado para este modelo es de 97,45%, el cual resulta muy alto. Entonces, gran parte del comportamiento en el precio del hidrógeno puede explicarse mediante estas variables.

La recta predictora dada por el Modelo X2X3 se define en la ecuación (5.1).

$$\text{Precio H}_2 (\$/\text{kg}) = - 9,704 + 2,11\text{E-}09 * X_2 - 0,0023 * X_3 \quad (5.1)$$

- X2: Población mundial [millones de personas]
- X3: Consumo de energías renovables [millones de toneladas del equivalente en petróleo]

En el Gráfico 5.9 se presenta una comparación entre el valor histórico del precio calculado y la recta predictora construida a partir de los datos históricos de las variables X2 y X3.

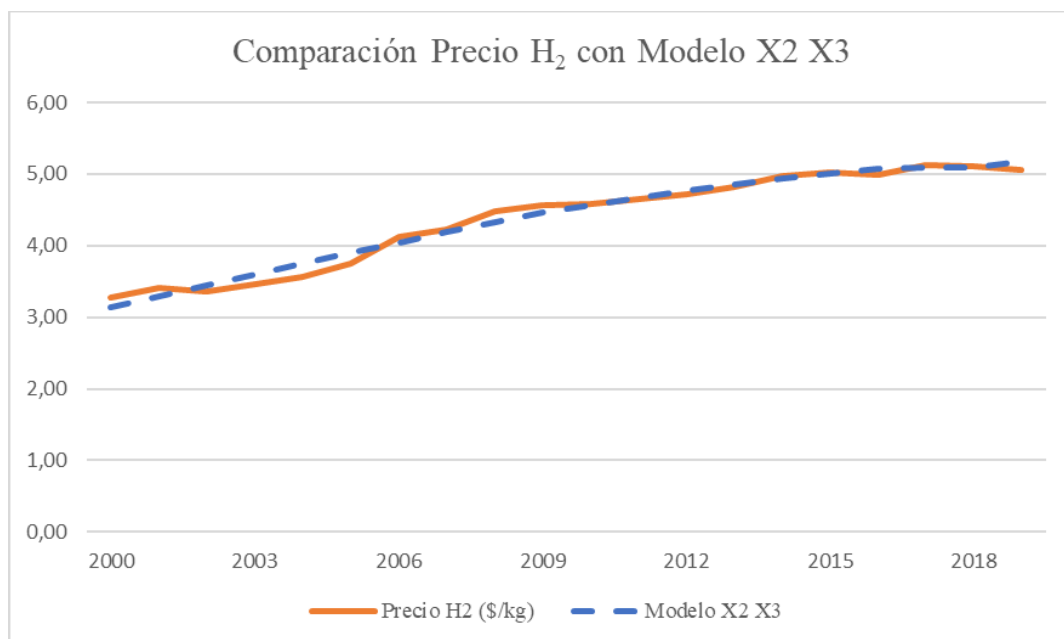


Gráfico 5.9. Comparación de los resultados del modelo X2 X3 con el precio del H₂.

Finalmente, a partir de las proyecciones del crecimiento de la población y la proyección en el consumo de energías renovables, que se muestran a continuación en los Gráficos 5.10 y 5.11, se puede proyectar el precio del hidrógeno.

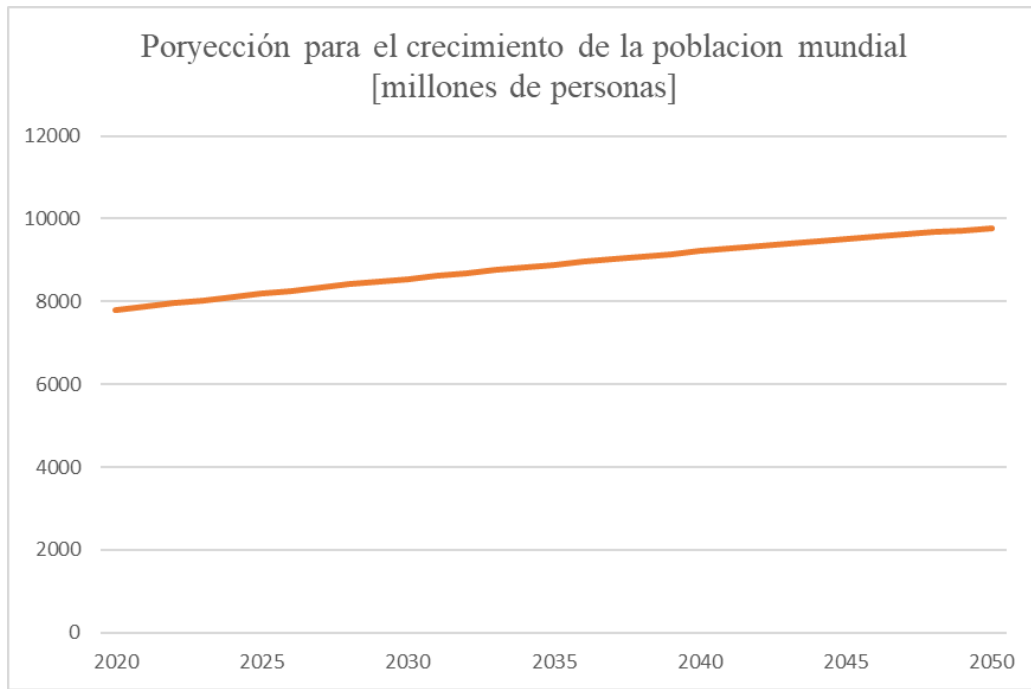


Gráfico 5.10. Proyección para el crecimiento de la población mundial, en millones de personas
(Our World in Data)

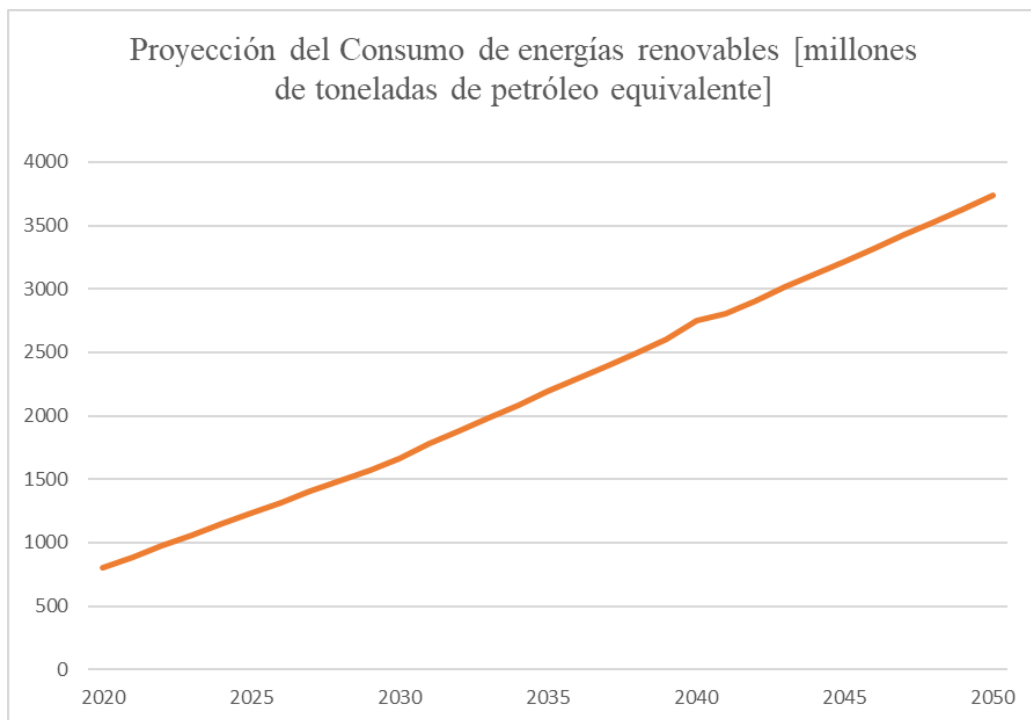


Gráfico 5.11. Proyección del consumo de energías renovables, en millones de toneladas de
petróleo equivalente (Statista)

Entonces, en el Gráfico 5.12 se obtiene la proyección para el precio del hidrógeno en los próximos treinta años.

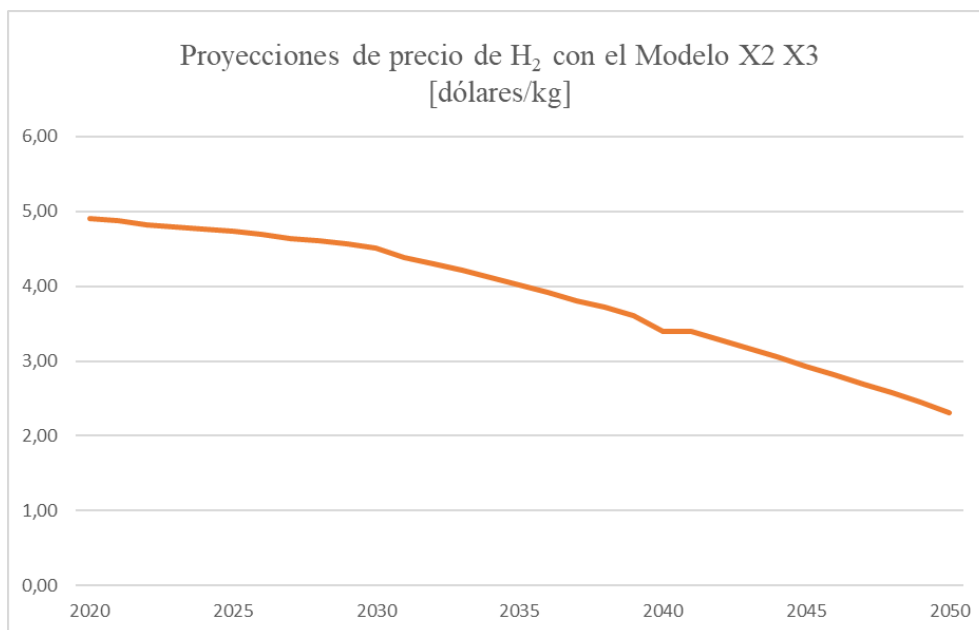


Gráfico 5.12. Proyección del precio del hidrógeno con el modelo X2 X3.

Como se menciona al inicio de la sección, el precio calculado es para la totalidad del mercado que existe en la actualidad, en su gran mayoría de hidrógeno gris, y una pequeña proporción de azul y verde. A continuación, se debe que agregar el diferencial por estar produciendo hidrógeno verde.

De acuerdo con la Comisión de Energía de California, en la actualidad el precio para hidrógeno verde destinado a estaciones de servicio para vehículos de celdas de combustible ronda los 12,20 USD/kg. Esto representa un 150% más que el calculado para el hidrógeno total del mercado, y este adicional se considera constante durante toda la proyección. De esta manera, se obtiene el precio para el hidrógeno verde en los próximos 30 años representado en el Gráfico 5.13.

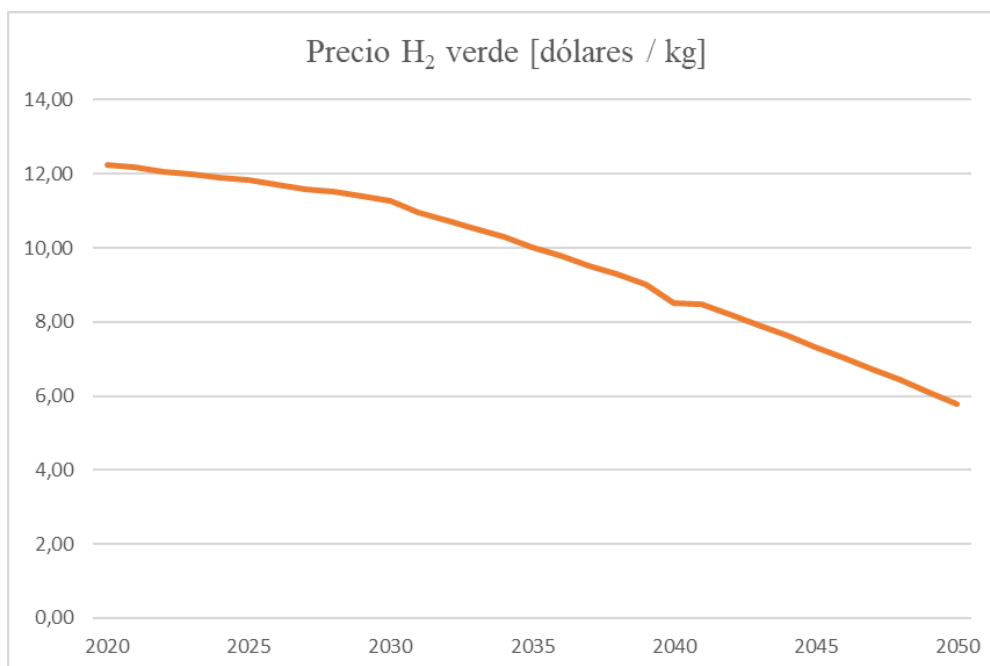


Gráfico 5.13. Precio para el hidrógeno verde proyectado.

6 PROYECCIÓN DE DEMANDA

La proyección de la demanda del hidrógeno total se divide en dos análisis. El primero se basa en datos históricos de la demanda mundial de hidrógeno convencional y proyecta el consumo de éste para distintos usos tradicionales hasta el 2050. El segundo se centra en el análisis de diferentes proyecciones de la demanda de nuevas aplicaciones de hidrógeno que no tienen data histórica y actualmente recién están comenzando a introducirse en el mercado.

6.1 Proyección de Hidrógeno para Usos tradicionales

El análisis comienza con el desagregado del consumo de hidrógeno en tres segmentos:

- Producción de amoníaco
- Utilización en refinerías y producción de metanol
- Utilización en metalurgia y otras industrias

Se cuenta con la cantidad demandada de hidrógeno mundialmente por cada segmento, como se observa en el Gráfico 6.1.1.

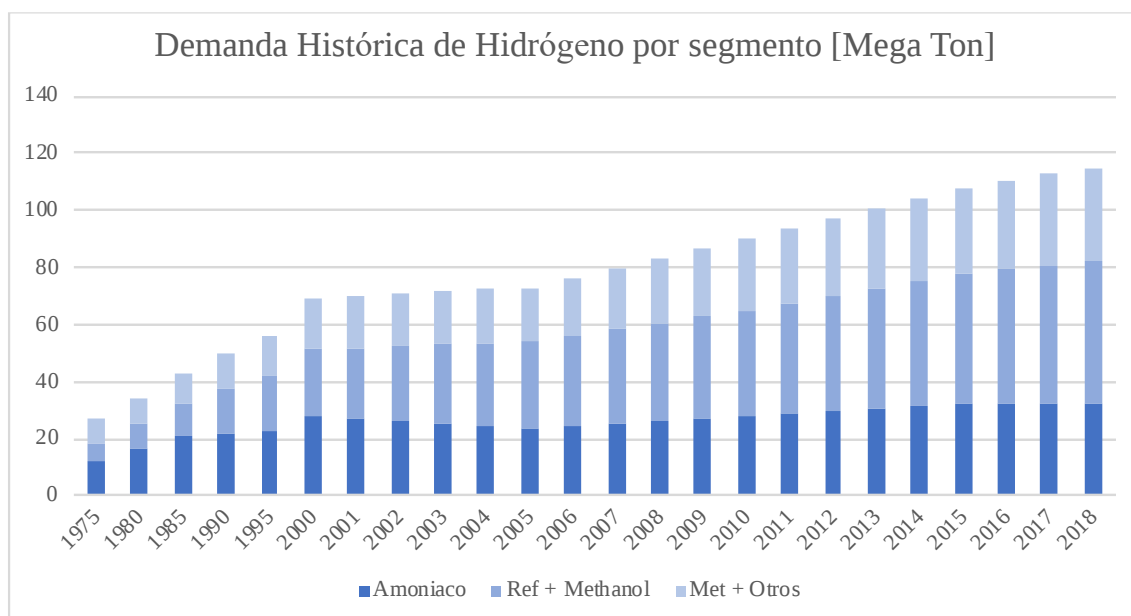


Gráfico 6.1.1. Demanda histórica del Hidrógeno por segmento [Mega Ton] (The Future of Hydrogen).

Para cada segmento se buscan variables que sean representativas para explicar la demanda del hidrógeno y se hacen regresiones lineales con todas las combinaciones posibles. Luego, a los modelos obtenidos se los filtra bajo los mismos parámetros explicados en la sección 4.

Los modelos que pasan el filtro son los que obtienen un C_p menor a 5p, poseen un DET mayor a 0,1 y un R^2 cercano a 1. A continuación, estos modelos pasan por un segundo filtro: el Test de ANOVA con un nivel de significancia del 95%. En esta prueba se verifica de la misma manera que en la sección anterior.

A partir de esta prueba, se obtiene la recta predictora conformada por los coeficientes que acompañan a cada variable explicativa y el intercepto. El modelo que cumple con las condiciones es el elegido para proyectar la demanda.

Por último, se buscan las proyecciones de las variables explicativas para completar la recta obtenida con los datos futuros y obtener la predicción del consumo de hidrógeno dentro de ese segmento.

6.1.1 Segmento N°1: Producción de amoníaco

En primer lugar, se determinan los datos históricos de consumo de hidrógeno para producción de amoníaco para realizar el análisis estadístico, éstos se muestran en el Gráfico 6.1.1.1.

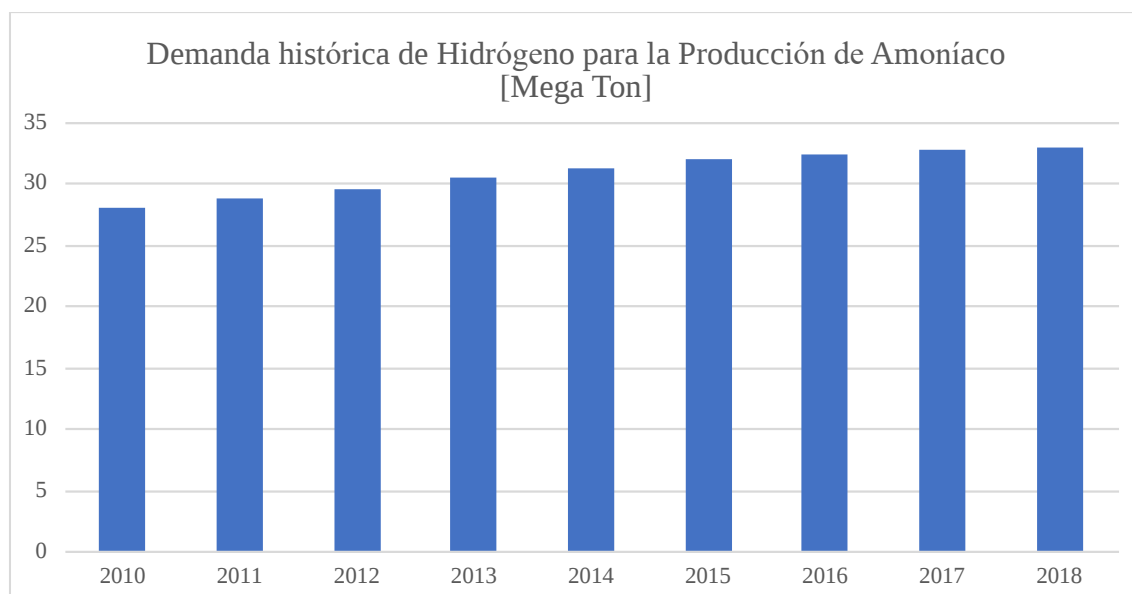


Gráfico 6.1.1.1. Consumo de Hidrógeno para Producción de Amoníaco [Mega Ton] (The Future of Hydrogen).

Luego, se buscan variables que puedan explicar la demanda de hidrógeno para la producción de amoníaco. A continuación, se listan las que se creen que pueden ser significativas con sus respectivos gráficos de valores históricos:

- X1: uso Agrícola de Urea en Estados Unidos [Ton]. Como el amoníaco es materia prima para la producción de fertilizantes nitrogenados, se elige la urea porque es uno de los más utilizados para este fin. Luego, se elige el consumo de Estados Unidos en particular porque es uno de los principales actores en este mercado. Como se observa en el Gráfico 6.1.1.2, éste se posiciona como el segundo importador de fertilizantes nitrogenados en el mundo:

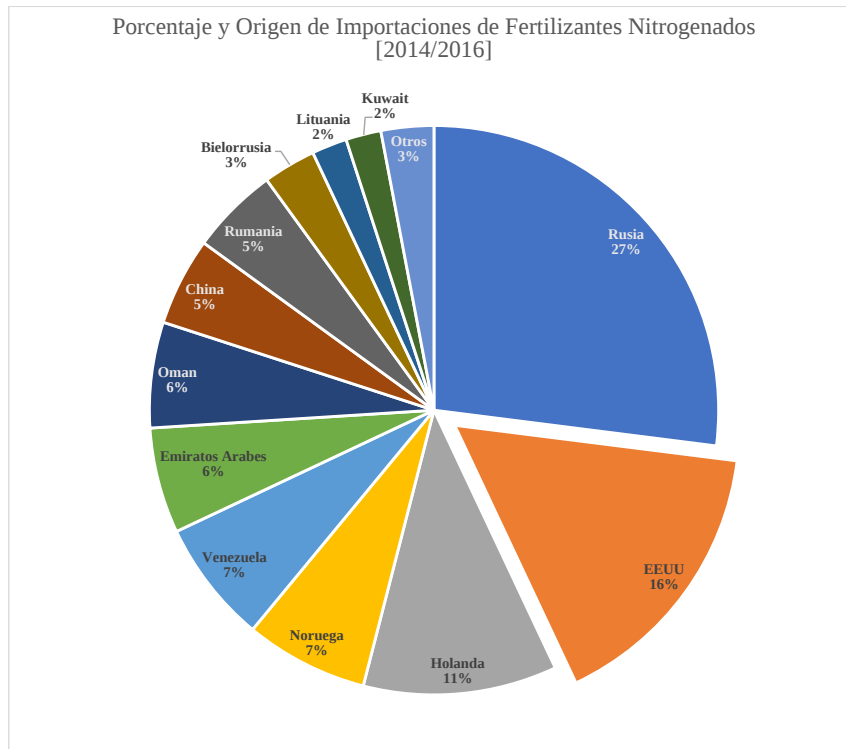


Gráfico 6.1.1.2. Porcentaje y Origen de Importaciones de Fertilizantes Nitrogenados [2014/2016] (Ministerio de Agroindustria).

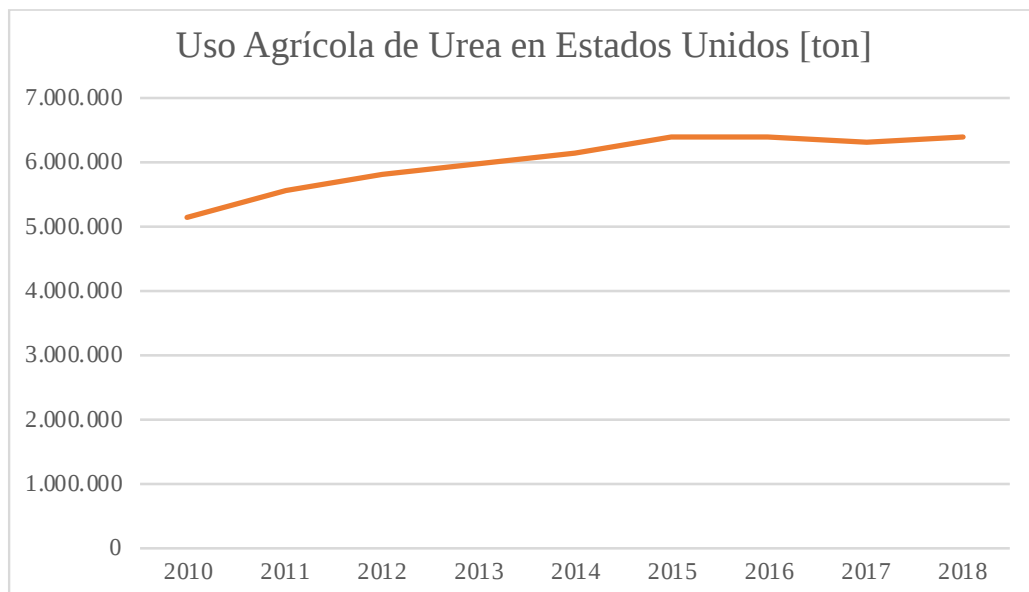


Gráfico 6.1.1.3. Uso Agrícola de Urea en Estados Unidos [Ton] (Knoema).

- X2: PBI per cápita EE. UU. [USD]. Se decide incluir una variable con una perspectiva macro que pueda influir en la demanda de hidrógeno. Siguiendo la misma línea de la variable anterior, Estados Unidos juega un papel importante en el mundo y su economía tiene repercusiones sobre esta industria.

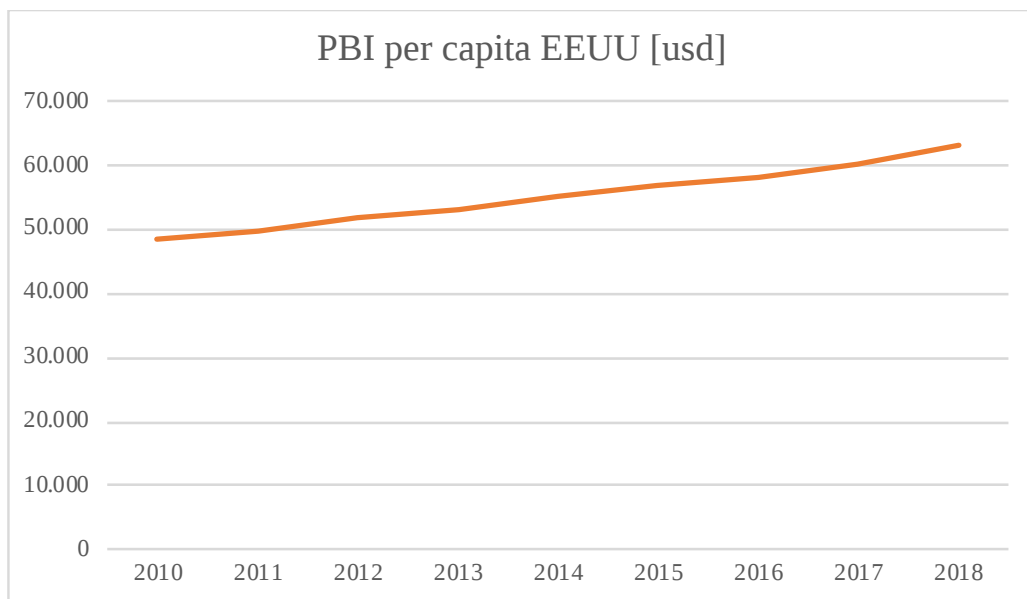


Gráfico 6.1.1.4. PBI per cápita EE. UU. [USD] (Knoema).

- X3: población EE. UU. Otra variable macro que puede influir en la demanda de hidrógeno para amoníaco.

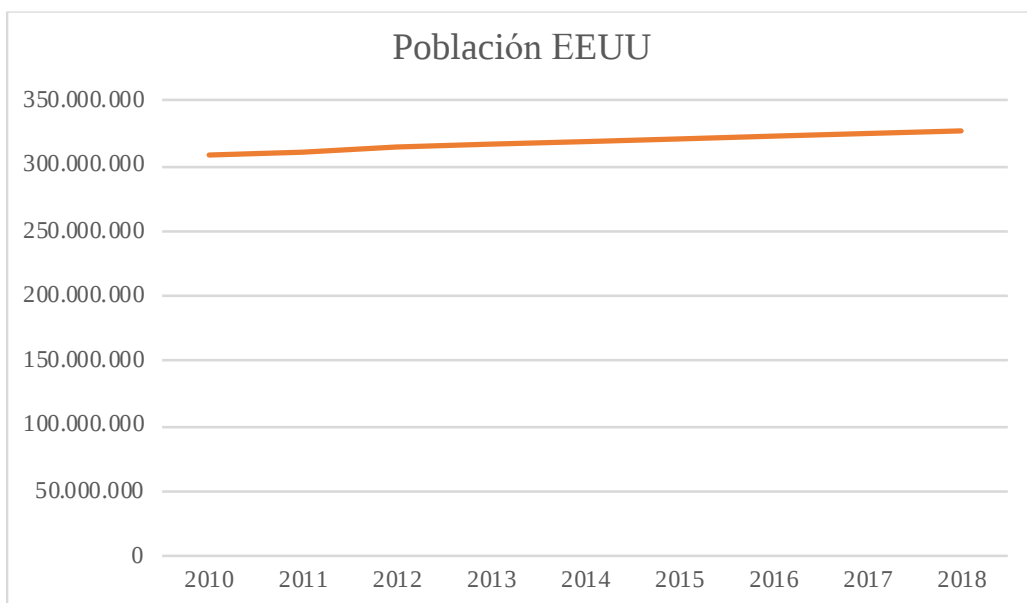


Gráfico 6.1.1.5. Población EE. UU. (Knoema).

- X4: superficie cultivada de trigo en EE. UU. [miles Ha]. Se elige porque el trigo es uno de los cultivos en los que más se utiliza la urea como fertilizante, y se sigue la misma lógica de la variable X1 para la elección de EE. UU. en particular.

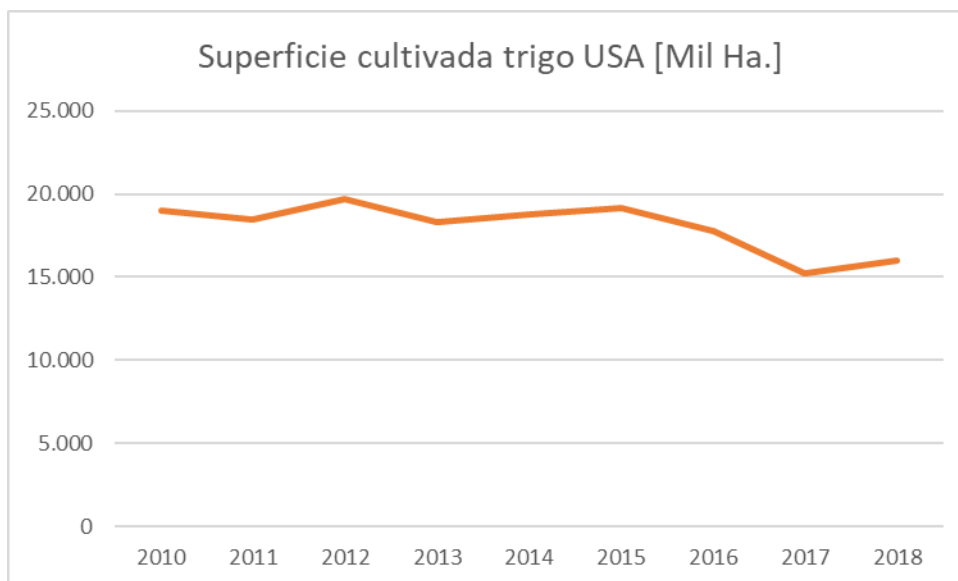


Gráfico 6.1.1.6. Superficie Cultivada de Trigo en EE. UU. [Mil Ha.] (Knoema).

- X5: uso Agrícola de Sulfato de Amonio en Estados Unidos [ton]. Como el amoníaco es materia prima para la producción de fertilizantes nitrogenados, se elige el sulfato de amonio porque, junto a la urea, es uno de los más utilizados para este fin. Se sigue la misma lógica de la variable X1 para la elección de EE. UU. en particular.

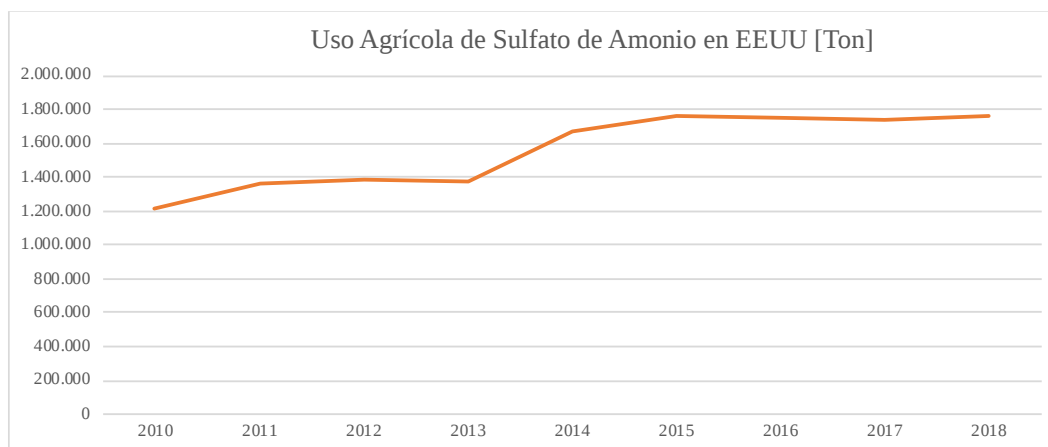


Gráfico 6.1.1.7. Uso Agrícola de Sulfato de Amonio en EE. UU. [Ton] (Knoema).

- X6: precio del petróleo [USD/Barril a diciembre]. El valor de petróleo utilizado es igual al precio del barril en dólares estadounidenses en el mes de diciembre para cada año, es decir se utiliza el “valor de cierre”. Esta variable se incluye ya que el precio del petróleo tiene influencia directa en el costo del gas natural, y éste se utiliza como principal materia prima en la producción del hidrógeno necesario en el proceso de obtención de amoníaco.

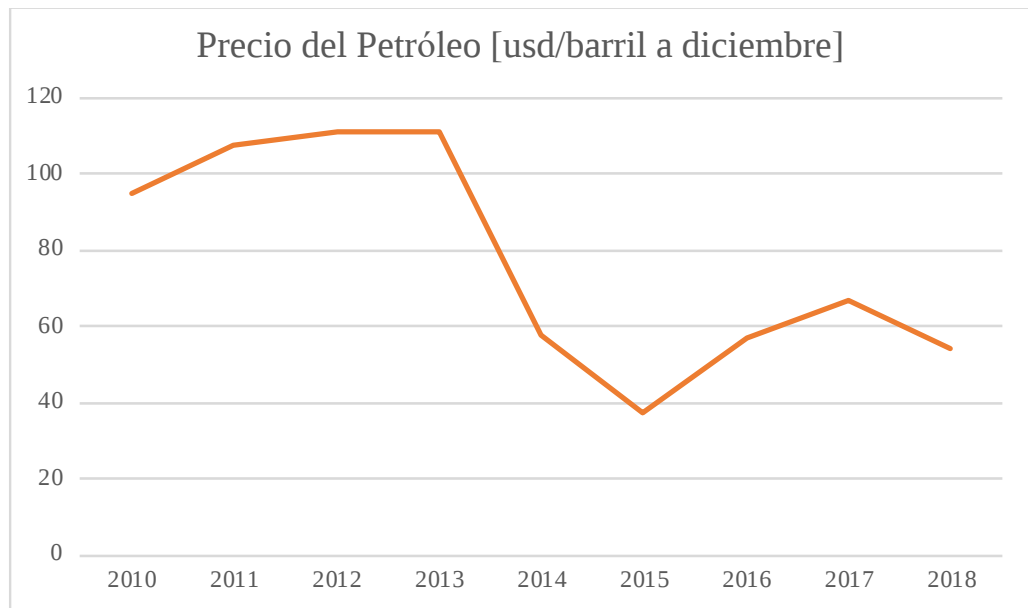


Gráfico 6.1.1.8 Precio del Petróleo [USD/Barril a diciembre] (Investing)

A modo de resumen, en la Tabla 6.1.1.1 se muestra la variable a explicar Y, es decir, la demanda del hidrógeno para la producción de amoníaco, y las posibles variables explicativas Xi.

Y	Demanda de hidrógeno para producción de amoníaco [Mega Ton]
X1	Uso Agrícola de Urea en Estados Unidos [ton]
X2	PBI per capita EEUU [usd]
X3	Población EEUU
X4	Superficie cultivada de trigo en EEUU [miles HA]
X5	Uso Agrícola de Sulfato de Amonio en Estados Unidos [ton]
X6	Precio del Petroleo [usd/barril a diciembre]

Tabla 6.1.1.1. Resumen de variables para la regresión de demanda de hidrógeno para producción de amoníaco.

Se procede a analizar los posibles modelos que podrían explicar el comportamiento de la demanda de dicho segmento. El resultado del análisis puede encontrarse en el Anexo D. Aplicando los criterios explicados anteriormente se determinan los modelos que pasan el primer filtro. Éstos se encuentran expuestos en la Tabla 6.1.1.2.

Modelo	R ²	S ²	DET	S d _i	PRESS	p	C _p
X1 X3	0,99605142	0,01689261	0,162506305	1,556702886	0,418590688	3	4,77118909
X1 X2	0,99180823	0,03504562	0,210673516	2,320854956	1,05880458	3	13,1222023
X1 X4 X6	0,990711	0,04768766	0,354071812	2,56310693	1,485146824	4	17,2816483

Tabla 6.1.1.2. Modelos que pasan las condiciones de Cp, DET y R2.

A continuación, se realiza el Test de ANOVA a los tres modelos. Los modelos que pudieron validar los supuestos fueron X1 X3 y X1 X2. Como X1 X3 posee un mayor R^2 y un menor PRESS, se decide elegir este modelo. Su resumen del Test de ANOVA para es el siguiente:

Estadísticas de la regresión					
Coefficiente de correlación múltiple	0,998023757				
Coefficiente de determinación R^2	0,996051419				
R^2 ajustado	0,994735225				
Error típico	0,129971593				
Observaciones	9				

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	25,5675332	12,7837666	756,766589	6,15635E-08
Residuos	6	0,10135569	0,016892615		
Total	8	25,66888889			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad
Intercepción	-39,5927977	4,485643781	-8,826558603	0,000117462
Uso Agrícola de Urea en Estados Unidos [ton]	1,43E-06	2,61966E-07	5,476754267	0,001548103
Población EEUU	1,94E-07	1,84761E-08	10,51485643	4,34708E-05

Figura 6.1.1.1. Resultado del Test de ANOVA del modelo X1 X3

El modelo X1 X3 explica la demanda del hidrógeno para el segmento analizado a partir del uso agrícola de urea en EE. UU. y la población de dicho país. Como se puede observar en la Figura 6.1.1.1, se verifica el valor crítico de F y las probabilidades individuales de las variables explicativas del modelo. En cuanto a los signos de los coeficientes, se verifica su lógica para ambas. A mayor consumo de urea por parte de Estados Unidos, mayor será la demanda de hidrógeno. En el caso de la población, el coeficiente positivo también tiene sentido, ya que, conforme aumente esta variable, también crecerá la demanda de hidrógeno.

Adicionalmente, el modelo también presenta un R^2 ajustado muy alto, 99,94%, es decir, que el 99,9% del comportamiento de las variables explicativas pueden explicar el comportamiento de la demanda de hidrógeno.

La recta predictora obtenida para la demanda de hidrógeno en la producción de amoníaco en megatoneladas es:

$$Y = X1 * 1,43 * 10^{-6} + X3 * 1,94 * 10^{-7} - 39,5928 \quad (6.1.1.1)$$

- X1: Uso Agrícola de Urea en Estados Unidos [ton]
- X3: Población de Estados Unidos

En el Gráfico 6.1.1.9 se puede observar como el modelo explica muy bien el comportamiento de la demanda, mediante la comparación de los datos reales para los años 2010-2018 y el resultado de la recta con los valores históricos de X1 y X3:

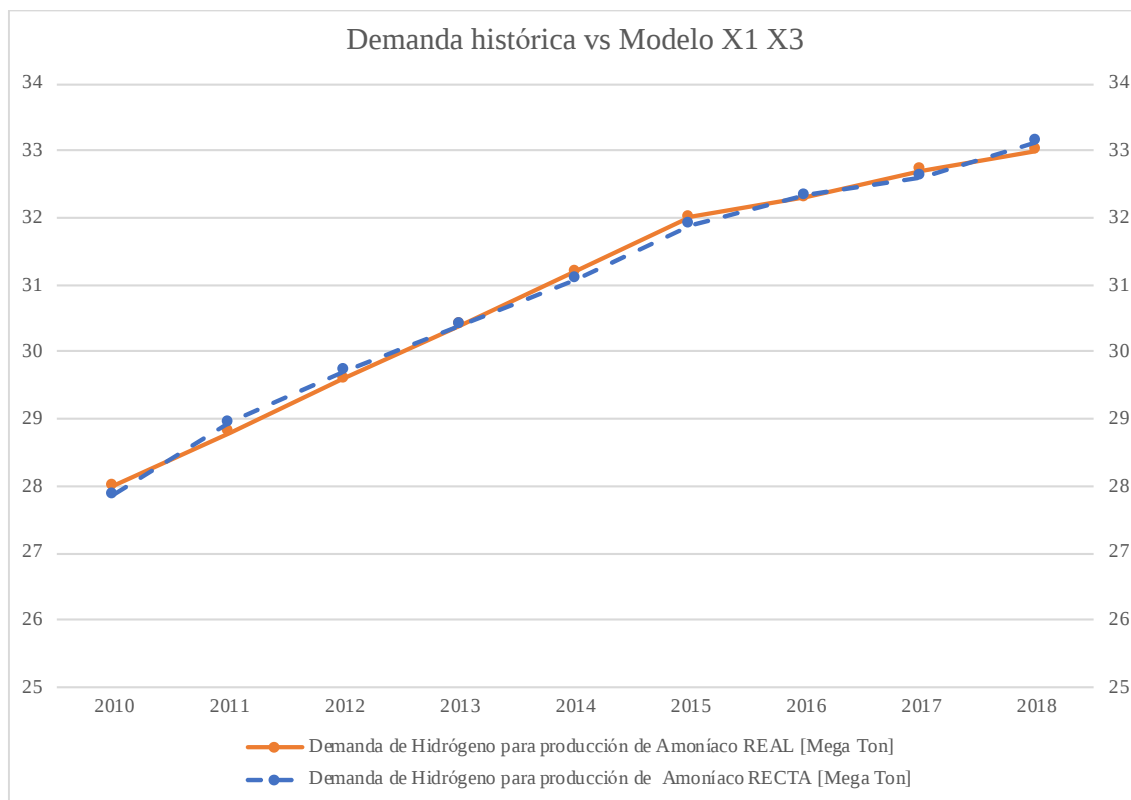


Gráfico 6.1.1.9. Comparación de la demanda histórica de hidrógeno para la producción de amoníaco y modelo X2 X3.

Finalmente, a partir de las proyecciones del uso agrícola de urea en Estados Unidos y su población, se obtiene la proyección de la demanda de hidrógeno para la producción de amoníaco. En los gráficos a continuación se presentan las proyecciones hasta 2050.

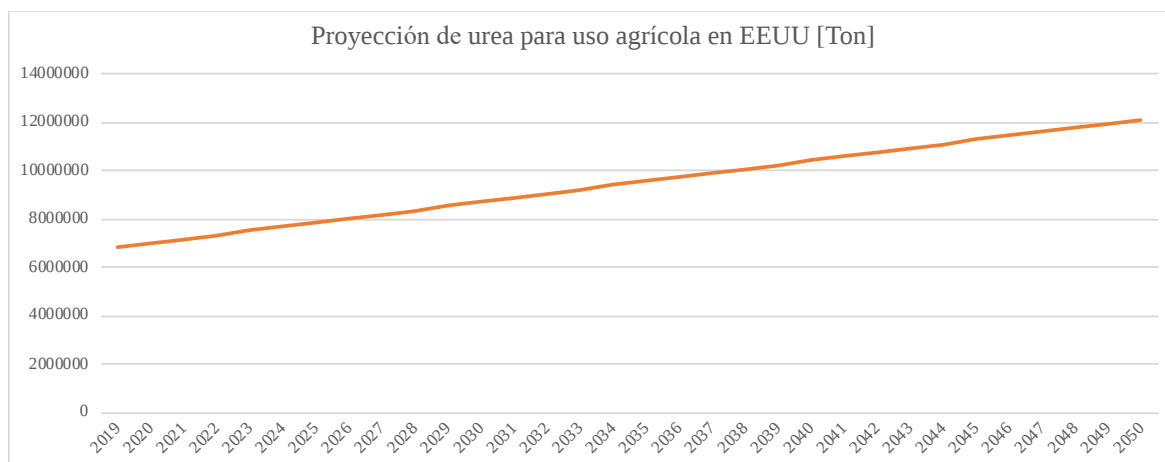


Gráfico 6.1.1.10. Proyección de urea para uso agrícola en EE. UU. [Ton].

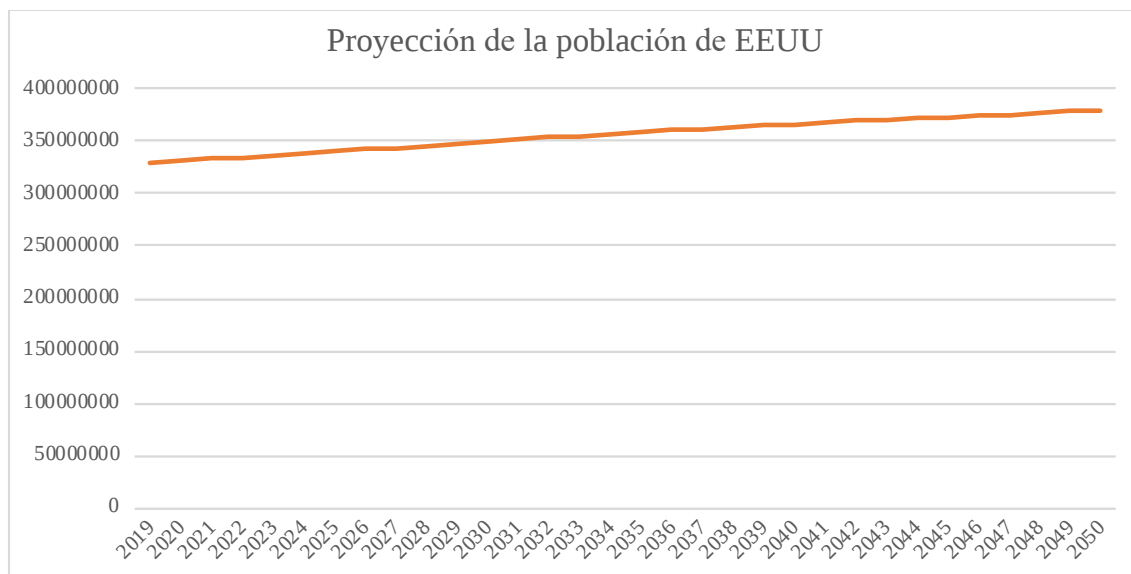


Gráfico 6.1.1.11. Proyección de la población de EE. UU.

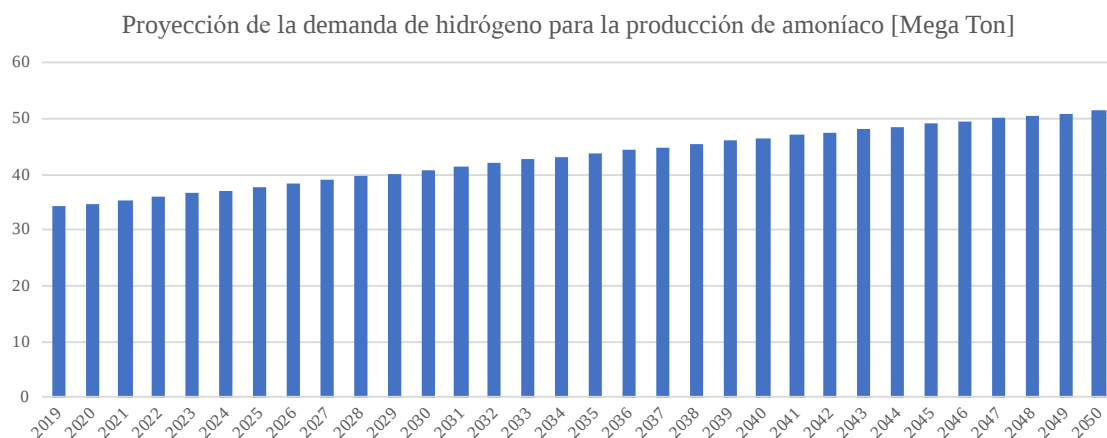


Gráfico 6.1.1.12. Proyección de la demanda de hidrógeno para la producción de amoníaco [Mega Ton].

6.1.2 Segmento N°2: Utilización en refinerías y producción de metanol

En primer lugar, se determina la demanda histórica del hidrógeno necesario en las refinerías y para la producción de metanol. Como resultado se obtiene el Gráfico 6.1.2.1

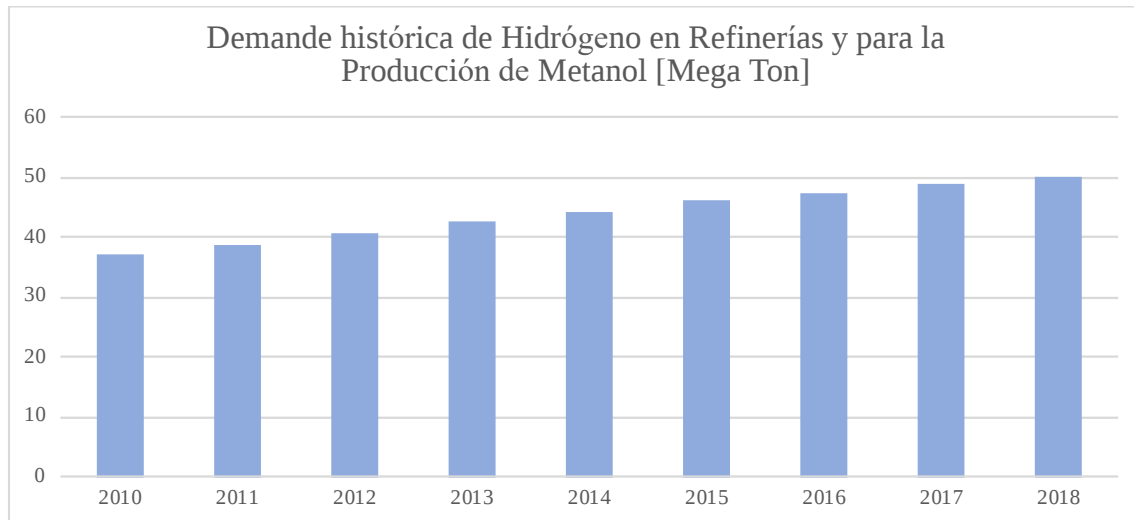


Gráfico 6.1.2.1. Demanda histórica del Hidrógeno para refinerías y metanol. (The Future of Hydrogen)

Luego, se realiza un análisis de regresión lineal para explicar el comportamiento de la demanda, mediante la utilización de las siguientes variables acompañadas de sus respectivos gráficos.

- X1: población de Estados Unidos. Como se explica en el análisis del segmento anterior, se incluye esta variable macro porque Estados Unidos juega un papel fuerte en la industria.

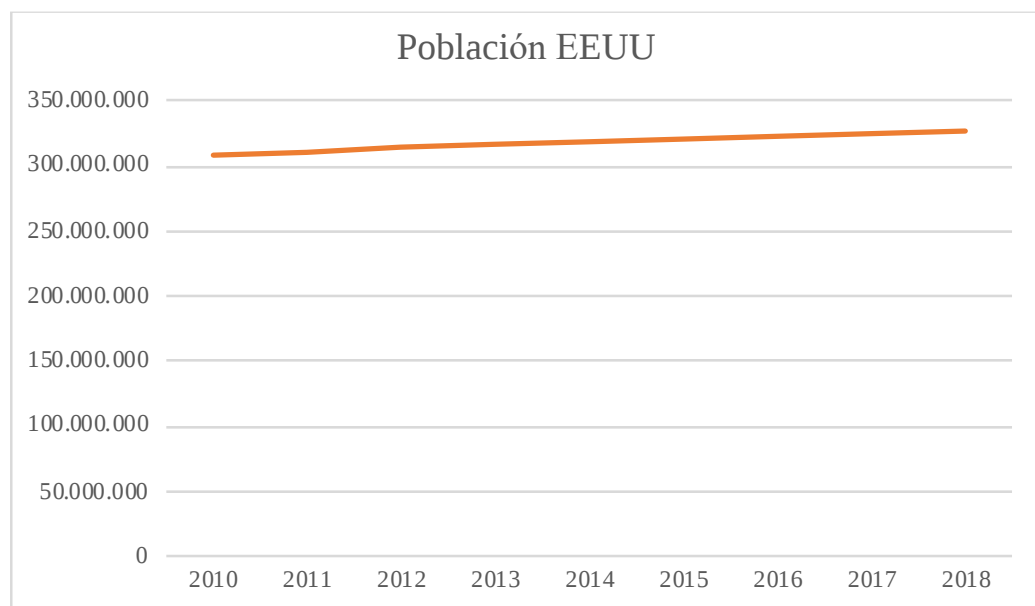


Gráfico 6.1.2.2. Población de Estados Unidos (Knoema).

- X2: consumo de gas natural seco en Estados Unidos [Billones de metros cúbicos]. Esta variable se considera relevante ya que el gas natural se utiliza como materia prima principal en la producción de hidrógeno por Steam Reforming, además de ocupar un rol importante en la industria del petróleo y las refinerías.

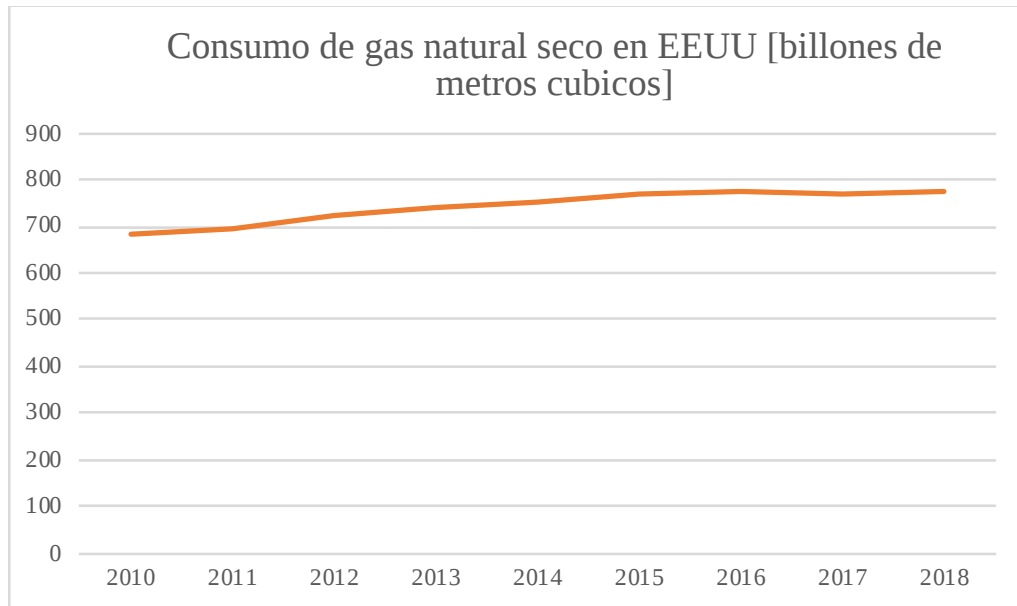


Gráfico 6.1.2.3. Consumo de gas natural seco en Estado Unidos (Knoema).

- X3: precio de la gasolina [USD/Galon a diciembre]. El valor de gasolina utilizado es igual al precio del galón en dólares estadounidenses en el mes de diciembre para cada año, es decir se utiliza el “valor de cierre”. Esta variable se incluye porque la gasolina es uno de los principales productos de las refinerías y su correspondiente aumento o disminución puede tener influencia en la demanda del hidrógeno.

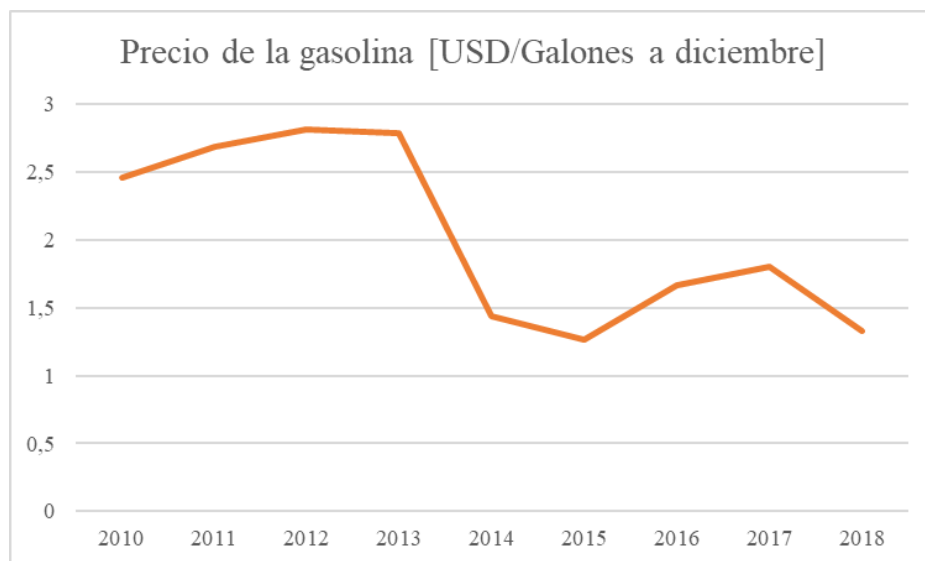


Gráfico 6.1.2.4. Precio de la gasolina (Investing).

- X4: precio del petróleo [USD/Barril a diciembre]. En este caso también se utiliza el “valor de cierre” para cada año. Al estar analizando la demanda de hidrógeno en refinerías y para producción de metanol, es fundamental incluirla en el análisis ya que el petróleo es la materia prima más importante de esta industria.

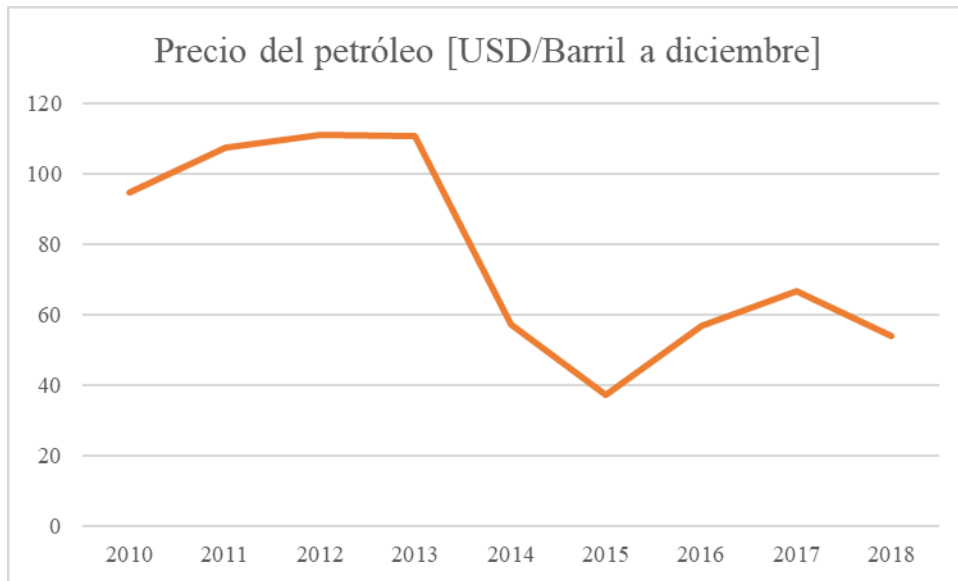


Gráfico 6.1.2.5. Precio del petróleo (Investing).

- X5: precio del gas natural [USD/MMBTU a diciembre]. De igual manera, se utiliza el “valor de cierre” de cada año y se incluye esta variable siguiendo la misma lógica que la inclusión de la variable X2.

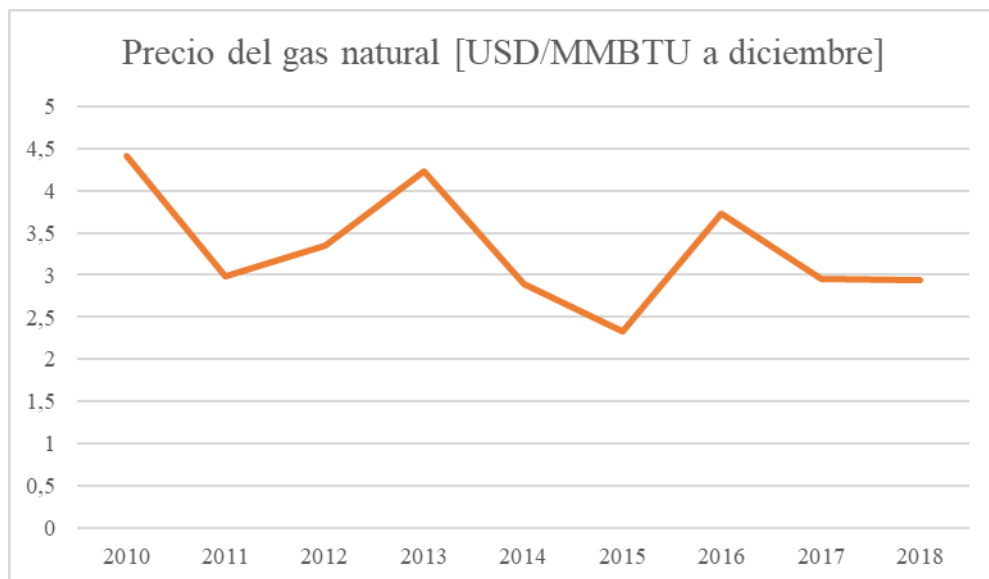


Gráfico 6.1.2.6. Precio del gas natural (Investing).

- X6: producción de gas natural seco en Estados Unidos [Billones de metros cúbicos]. Al estar analizando el segmento petrolero, el nivel de producción de gas natural en EE. UU. se considera relevante.

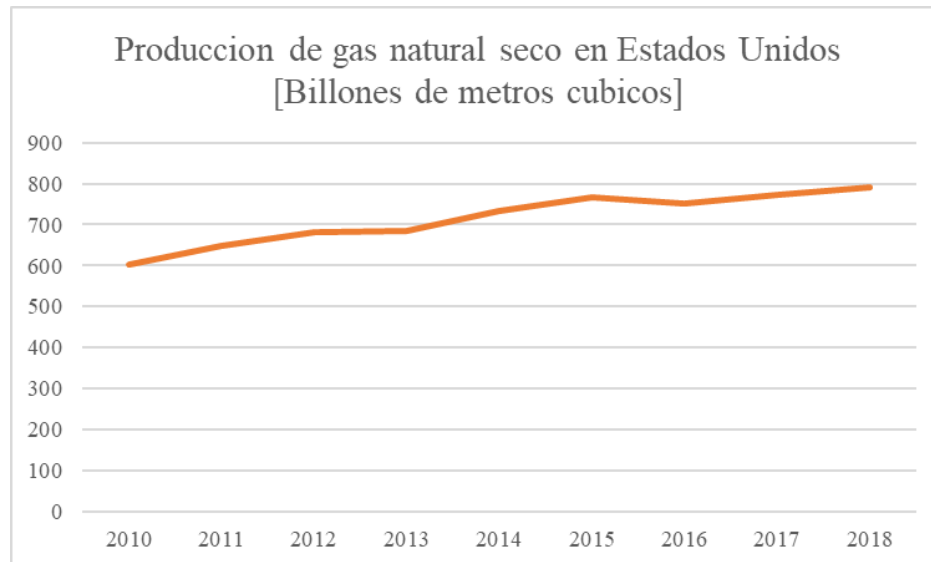


Gráfico 6.1.2.7. Precio del gas natural (Knoema).

En resumen, en la Tabla 6.1.2.1 se muestra la variable explicada Y, es decir, la demanda del hidrógeno en las refinerías y para la producción de metanol, y las posibles variables explicativas Xi.

Y	Demanda de hidrógeno en las refinerías y para al producción de metanol. [Mega Ton]
X1	Población de Estados Unidos
X2	Consumo de gas natural seco en EEUU [Billones de metros cúbicos]
X3	Precio de la gasolina [USD/Galones a diciembre]
X4	Precio del Petróleo [USD/Barriles a diciembre]
X5	Precio del gas natural [USD/MMBTU a diciembre]
X6	Producción de gas natural seco en EEUU [Billones de metros cúbicos]

Tabla 6.1.2.1. Variables involucradas en el análisis de regresión lineal.

A continuación, se procede a analizar estadísticamente los posibles modelos que podrían explicar el comportamiento de la demanda de dicho segmento. El resultado del análisis se encuentra en el Anexo D. Aplicando los criterios explicados anteriormente se determinan los modelos que pasan al siguiente filtro, obteniéndose un único modelo presentado en la Tabla 6.1.2.2.

Modelo	R^2	S^2	DET	$S d_i $	PRESS	p	C_p
X1 X2	0,9995478	0,0122821	0,1129038	1,1049249	0,1593529	3	1,8068923

Tabla 6.1.2.2. Modelo resultante del primer filtro.

Por último, se realiza la prueba ANOVA al único modelo obtenido X1 X2. Los resultados del test se muestran en la Figura 6.1.2.1.

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,999773893
Coefficiente de determinación R ²	0,999547838
R ² ajustado	0,999397117
Error típico	0,110824462
Observaciones	9

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	162,9040854	81,4520427	6631,7892	9,24448E-11
Residuos	6	0,073692369	0,012282061		
Total	8	162,9777778			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad
Intercepción	-169,442239	3,845578897	-44,0615688	9,1501E-09
Población EEUU	6,26E-07	1,89008E-08	33,11055123	5,0499E-08
Consumo EEUU de gas natural seco [billones de metros cúbicos]	0,018966651	0,003226471	5,878451109	0,00107359

Figura 6.1.2.1. Test ANOVA modelo X1 X2.

El modelo X1 X2 explica la demanda del hidrógeno para el segmento a partir de la población y el consumo de gas natural seco de Estados Unidos. Además, como se puede observar en la figura anterior, se verifica el valor crítico de F y las probabilidades individuales de las variables explicativas del modelo. En cuanto a los signos de los coeficientes, estos son lógicos ya que, a mayor población de Estados Unidos, mayor será la demanda de hidrógeno, por lo tanto, el coeficiente positivo resulta lógico. En el caso del consumo de gas natural seco, el coeficiente positivo también resulta lógico, ya que, está relacionado con la producción de hidrógeno a partir del método de Steam Reforming, el cual quema metano para la producción.

Por otra parte, el modelo también presenta un R² ajustado muy alto, 99,94%, es decir, que el 99,9% del comportamiento de las variables explicativas pueden explicar el comportamiento de la demanda de hidrógeno.

La recta predictora queda definida de la siguiente manera:

$$Y = X1 * 6,26 * 10^{-7} + X2 * 0,019 - 169,44 \quad (6.1.2.1)$$

- X1: Población de Estados Unidos.
- X2: Consumo de Gas Natural Seco en Estados Unidos [billones de metros cúbicos].

Por último, en el Gráfico 6.1.2.8 se puede observar como el modelo explica muy bien el comportamiento de la demanda.

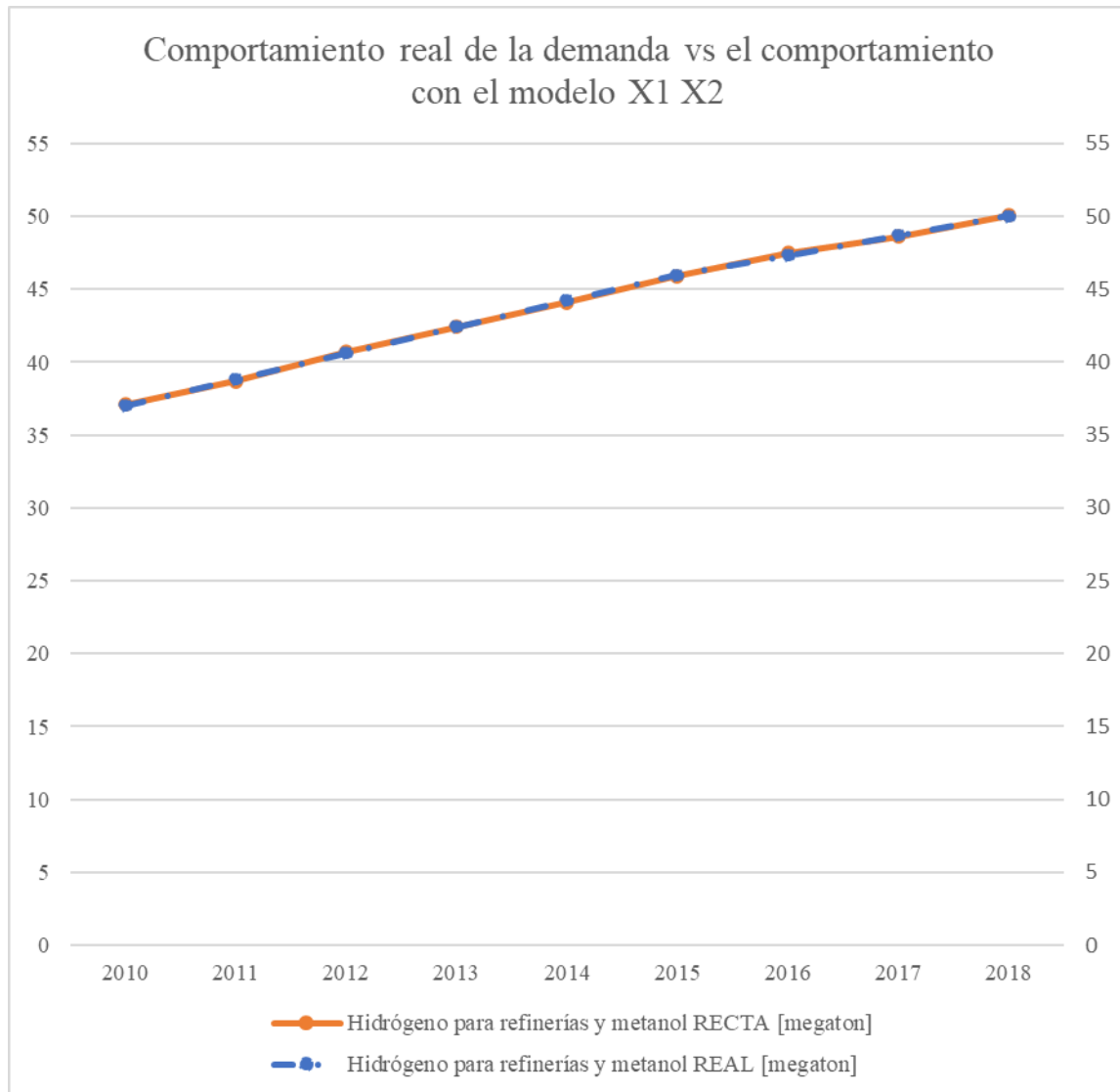


Gráfico 6.1.2.8. Comparación datos reales vs resultados del modelo X1 X2 para demanda de hidrógeno.

Finalmente, a partir de las proyecciones de la población de Estados Unidos y su consumo de gas natural seco, se obtiene la proyección de la demanda de hidrógeno de las refinерías y de la producción de metanol hasta el año 2050. En los gráficos a continuación, se pueden observar las proyecciones.

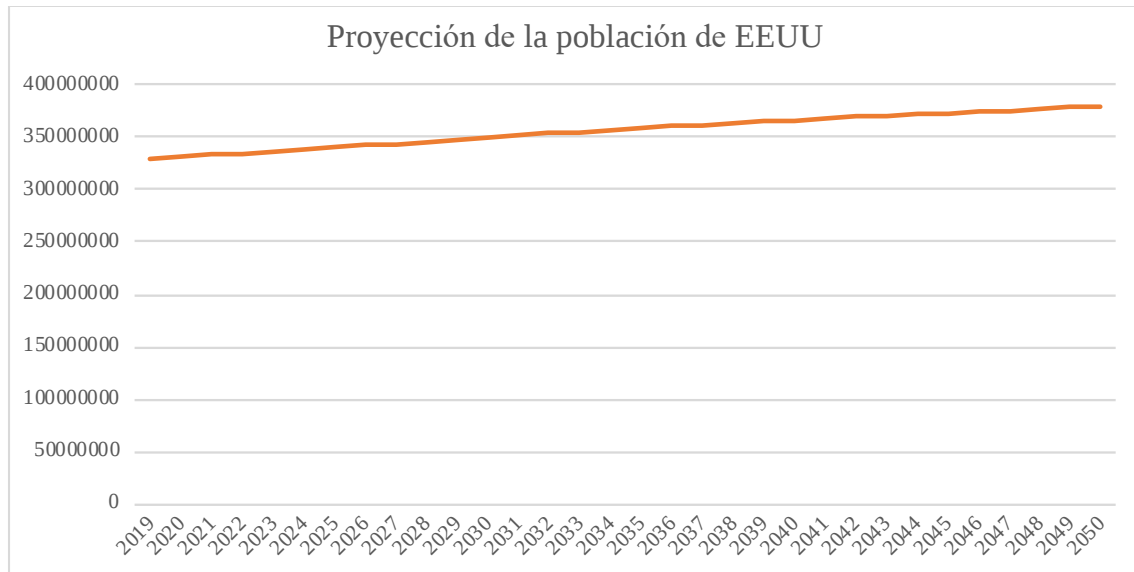


Gráfico 6.1.2.9 Proyección de la población de Estados Unidos.

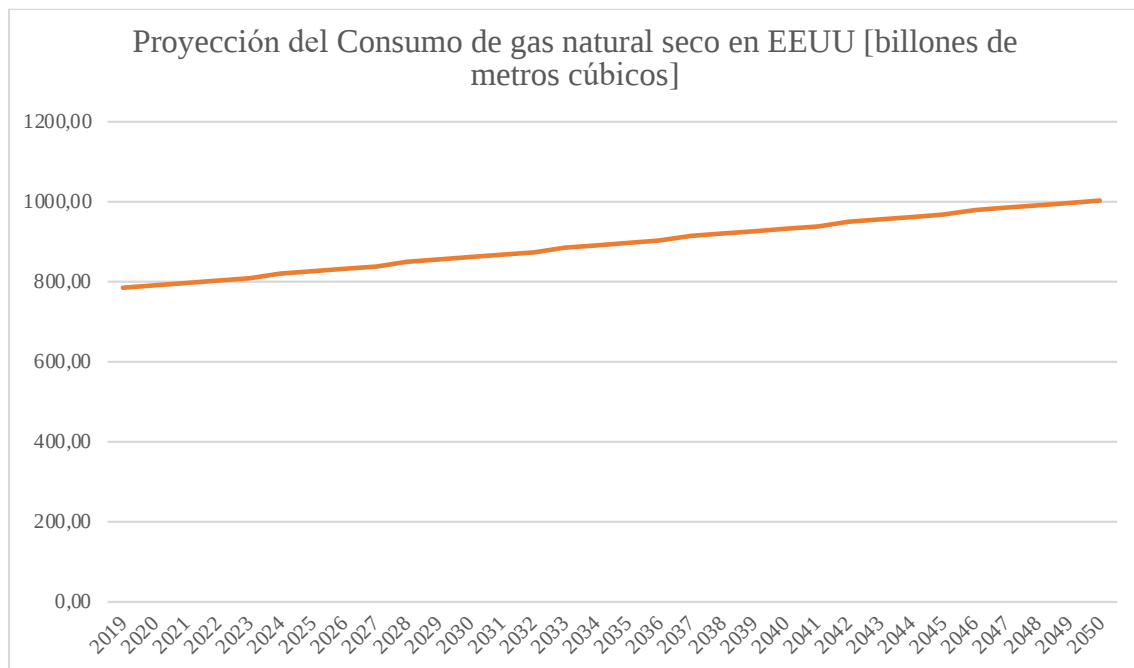


Gráfico 6.1.2.10 Proyección de consumo de gas natural seco en Estados Unidos.

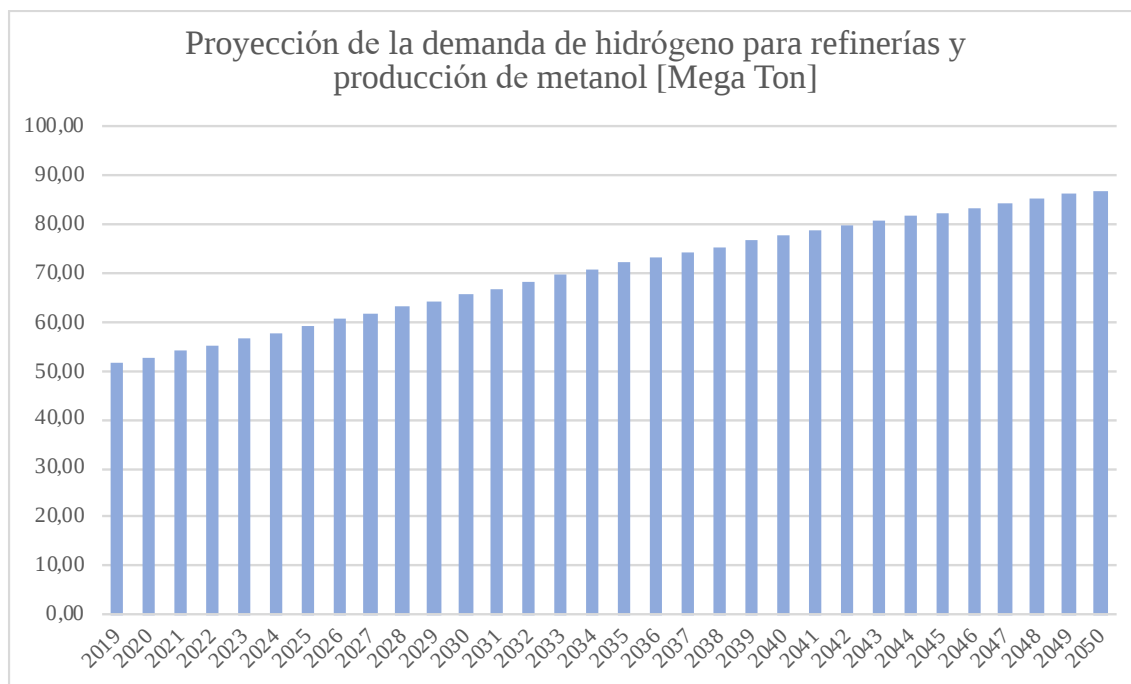


Gráfico 6.1.2.11. Proyección de la demanda de hidrógeno para refinerías y producción de metanol.

6.1.3 Segmento N°3: Utilización en metalurgia y otras industrias

Al igual que con el segmento anterior, en primer lugar, se calcula la demanda histórica de hidrógeno para la industria de la metalurgia y para el resto de las industrias que por separado no representan un gran porcentaje, motivo por el cual, se decide juntarlas para realizar el análisis. Estas industrias pequeñas son, por ejemplo, la industria química para la producción de polímeros, la industria del vidrio, la alimenticia o la producción de semiconductores en la electrónica, entre otros.

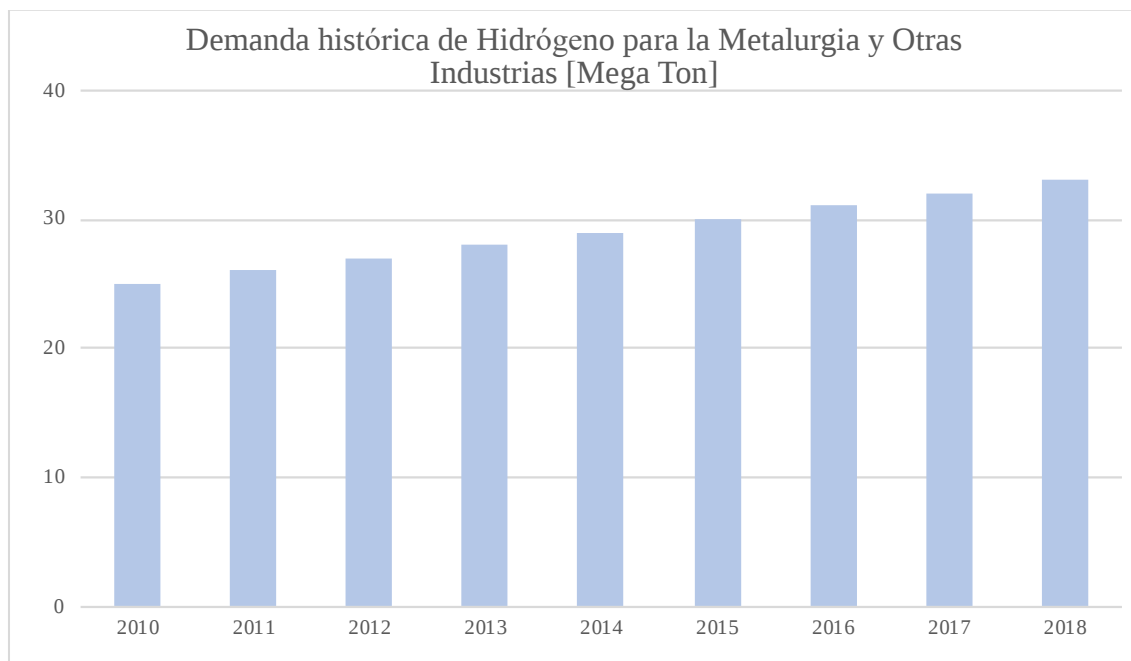


Gráfico 6.1.3.1. Demanda histórica del hidrógeno para la metalurgia y otras industrias. (The Future of Hydrogen).

En primer lugar, para el análisis de regresión lineal, se utilizan las siguientes variables explicativas para intentar de explicar el comportamiento de la demanda de hidrógeno para este segmento. Cada una de ellas está acompañada de su correspondiente gráfico de datos históricos.

- X1: PBI per cápita de Estados Unidos [USD]. Se incluye una variable con una perspectiva macro que pueda influir en la demanda de hidrógeno y como ya se menciona en los análisis anteriores, Estados Unidos tiene una influencia grande en el mercado.

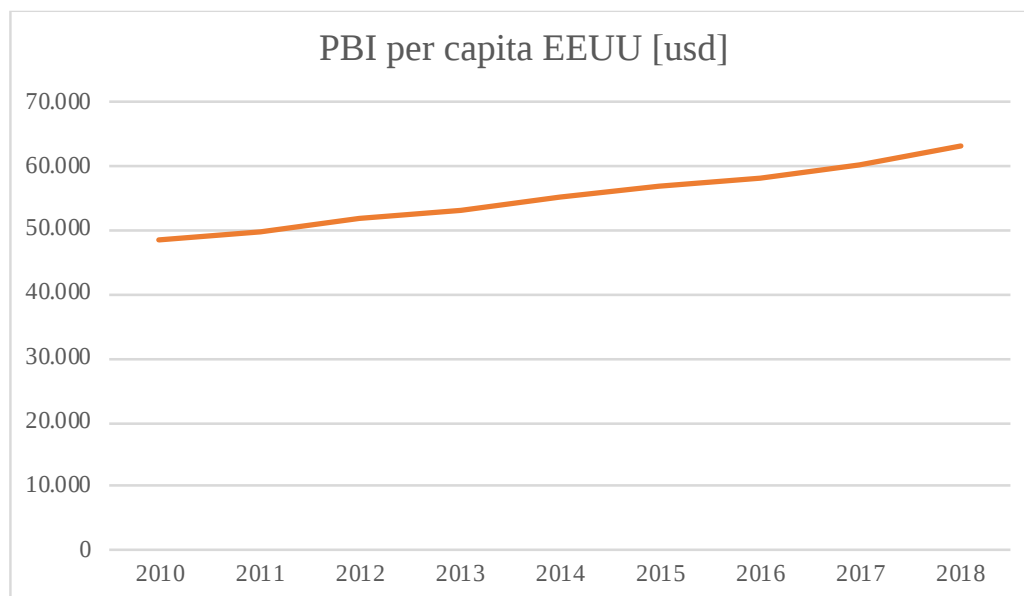


Gráfico 6.1.3.2. PBI per cápita de Estados Unidos (Knoema).

- X2: población de Estados Unidos. Su inclusión es justificada en los análisis de los segmentos previos.

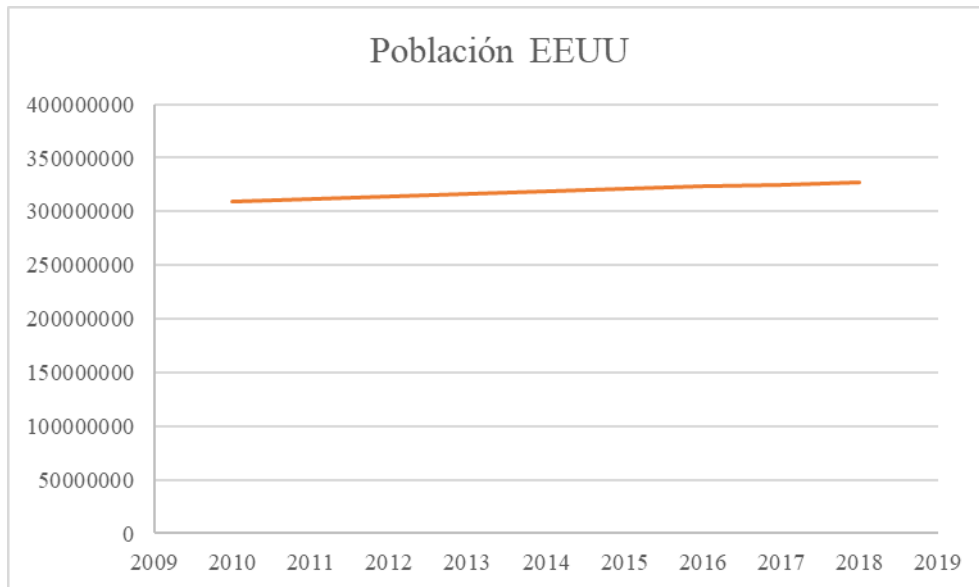


Gráfico 6.1.3.3. Población de Estados Unidos (Knoema).

- X3: producción mundial de DRI [Mega Ton]. El hidrógeno es una de las materias primas principales para el proceso de reducción directa del hierro, por lo tanto, se incluye esta variable porque se considera que un aumento o disminución en el nivel mundial de este proceso productivo puede tener impacto en la demanda de hidrógeno.

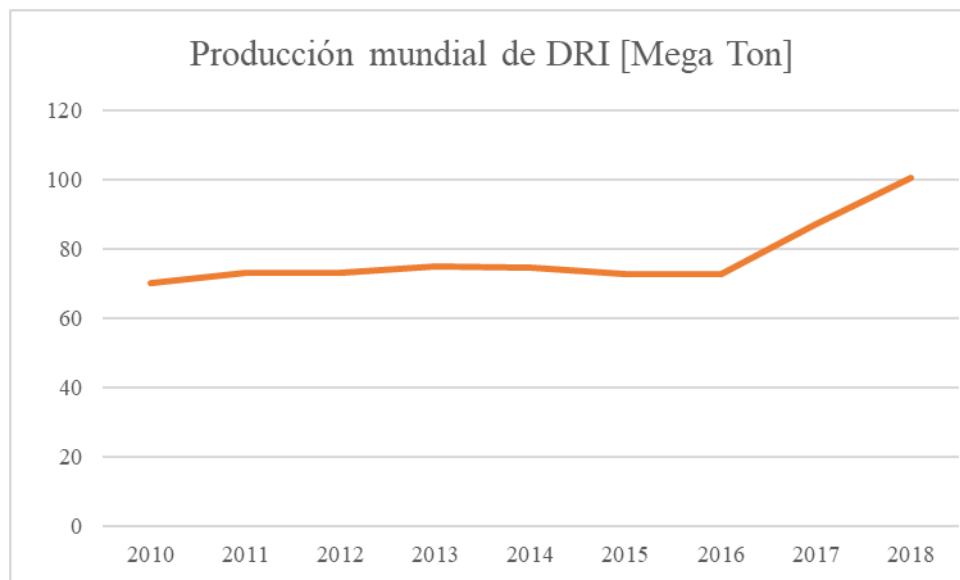


Gráfico 6.1.3.4. Producción mundial DRI (Midrex Technologies).

- X4: gasto en alimentos per cápita en Estados Unidos [USD]. Dentro este segmento, se incluye la industria alimenticia que utiliza el hidrógeno para la hidrogenación de grasas. Por lo tanto, se considera relevante esta variable ya que un aumento o disminución en el gasto en alimentos per cápita en EE. UU. puede influir en el tamaño de esta industria y su demanda de hidrógeno.

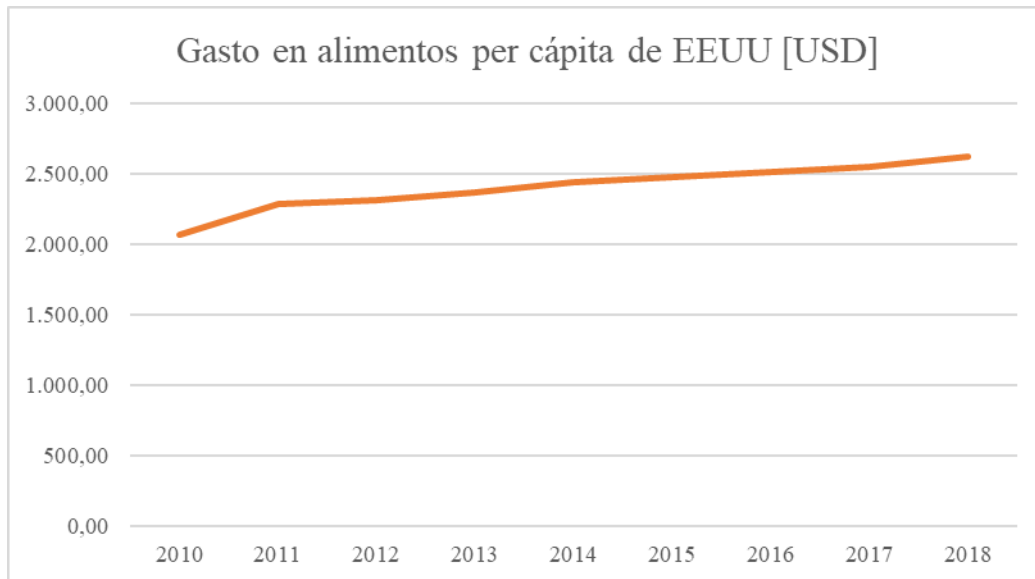


Gráfico 6.1.3.5. Gasto en alimentos per cápita de Estados Unidos (Knoema).

- X5: volumen del mercado mundial del vidrio plano [Miles de Ton]. En la industria del vidrio se utiliza una atmosfera de hidrógeno para evitar la oxidación y minimizar la cantidad de estaño en el producto final. De esta manera, el tamaño del mercado de esta industria se considera relevante para la demanda de hidrógeno por su utilización como materia prima.

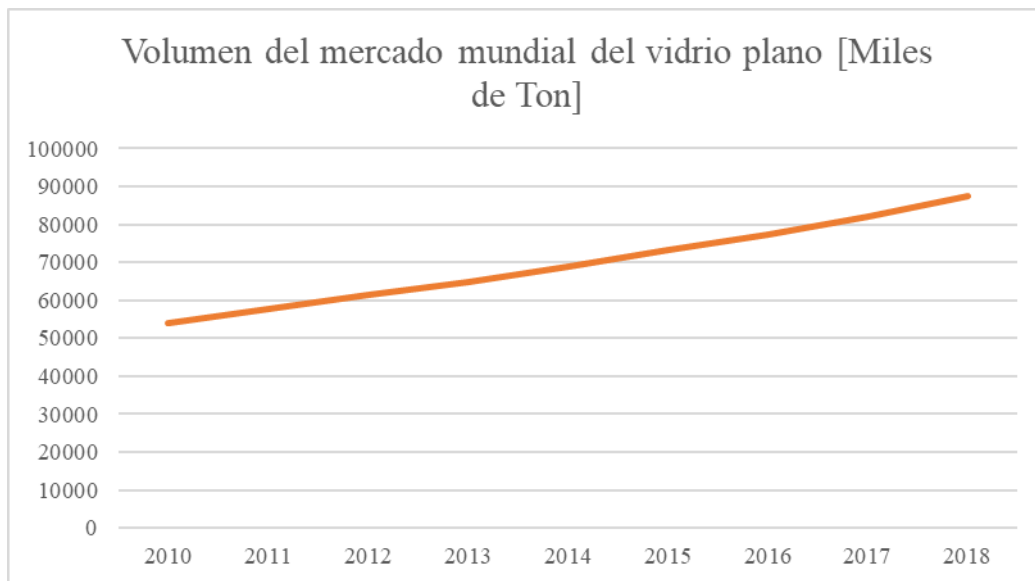


Gráfico 6.1.3.6. Volumen del mercado mundial del vidrio plano (Statista).

- X6: precio del petróleo [USD/Barril a diciembre]. Se utiliza el “valor de cierre” para cada año, como se aclaró en análisis previos. Se incluye esta variable porque se considera relevante para la industria metalúrgica.

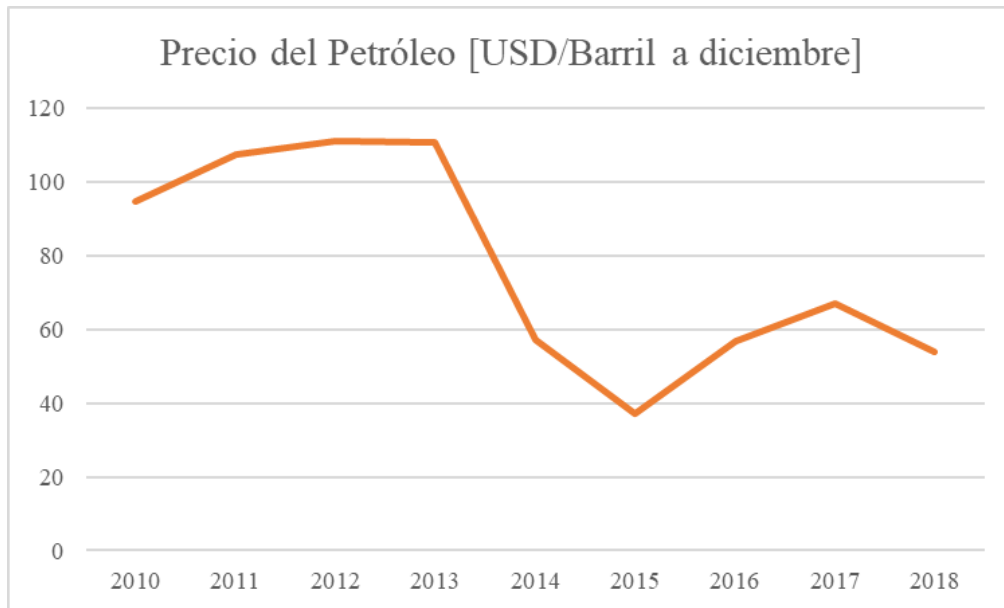


Gráfico 6.1.3.7. Precio del petróleo (Investing).

En resumen, en la Tabla 6.1.3.1 se detallan las posibles variables explicativas X_i y la variable explicada Y , demanda de hidrógeno, para la metalurgia y otras industrias.

Y	Demanda de hidrógeno en la metalurgia y otras industrias. [Mega Ton]
X1	PBI per cápita de Estados Unidos [USD]
X2	Población de Estados Unidos
X3	Producción mundial de DRI [Mega Ton]
X4	Gasto en alimentos per cápita en Estados Unidos [USD]
X5	Volumen del mercado mundial del vidrio plano [Miles de Ton]
X6	Precio del petróleo [USD/Barril a diciembre]

Tabla 6.1.3.1. Resumen de variables.

En segundo lugar, mediante un análisis estadístico a los modelos que podrían explicar el comportamiento de la demanda, se obtienen los resultados que se presentan en el Anexo D. Aplicando los criterios necesarios se obtiene el modelo de la Tabla 6.1.3.2, al cual luego se le aplica el test ANOVA.

Modelo	R ²	S ²	DET	S di	PRESS	p	Cp
X2 X3	0,9999708	0,0002919	0,4680364	0,1677916	0,0037231	3	5,8176641

Tabla 6.1.3.2. Modelo resultante del primer filtro. (Fuente: elaboración propia.)

Resumen	
<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,9999854
Coefficiente de determinación R ²	0,99997081
R ² ajustado	0,99996107
Error típico	0,01708653
Observaciones	9

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	59,9982483	29,99912415	102754,504	2,48842E-14
Residuos	6	0,001751697	0,000291949		
Total	8	60			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>
Intercepción	-110,1876023	0,407563186	-270,3571033	1,72816E-13
Población EEUU	4,35E-07	1,43124E-09	304,2264479	8,51232E-14
Producción mundial DRI [Mega Ton]	0,007229693	0,000899378	8,038549901	0,000198107

Figura 6.1.3.1. Test ANOVA modelo X2 X3.

Por lo tanto, el modelo X2 X3 explica la demanda del hidrógeno para la metalurgia y otras industrias a partir de la población de Estados Unidos y de la producción mundial de DRI, es decir, el proceso de reducción directa de hierro.

Del análisis anterior se puede observar que el modelo verifica tanto el valor crítico de F como así también las probabilidades individuales de las variables explicativas. Por otra parte, es lógico que los coeficientes de ambas variables sean positivos, ya que a medida que aumente la población de Estados Unidos va a aumentar la demanda de hidrógeno y también lo hará a medida que incremente la producción mundial de DRI.

Además, el modelo presenta un R² ajustado del 99,99%, por lo tanto, explica el comportamiento de la demanda de hidrógeno, en ese porcentaje. La recta predictora del modelo es la Ecuación 6.1.3.1

$$Y = X2 * 4,35 * 10^{-7} + X3 * 0,0072 - 110,19 \quad (6.1.3.1)$$

- X2: Población de Estados Unidos.
- X3: Producción Mundial de DRI [Mega Ton]

Luego, se procede a realizar el Gráfico 6.1.3.8 con la comparación del comportamiento histórico de la demanda respecto al comportamiento con el modelo.

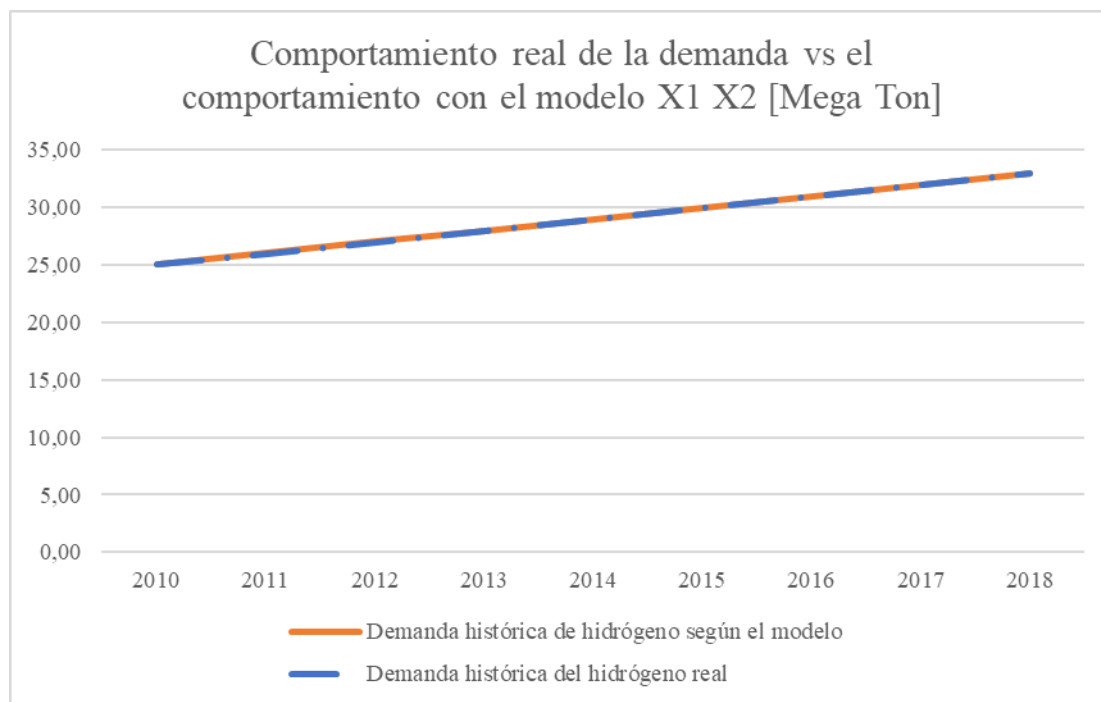


Gráfico 6.1.3.8. Comparación de datos reales vs datos según el modelo X2 X3 para demanda de hidrógeno.

Para finalizar, en los siguientes gráficos se pueden observar las proyecciones históricas de la población de Estados Unidos y la producción mundial de DRI para luego obtener la proyección de la demanda de hidrógeno a 2050 para la industria de la metalurgia y otras industrias.

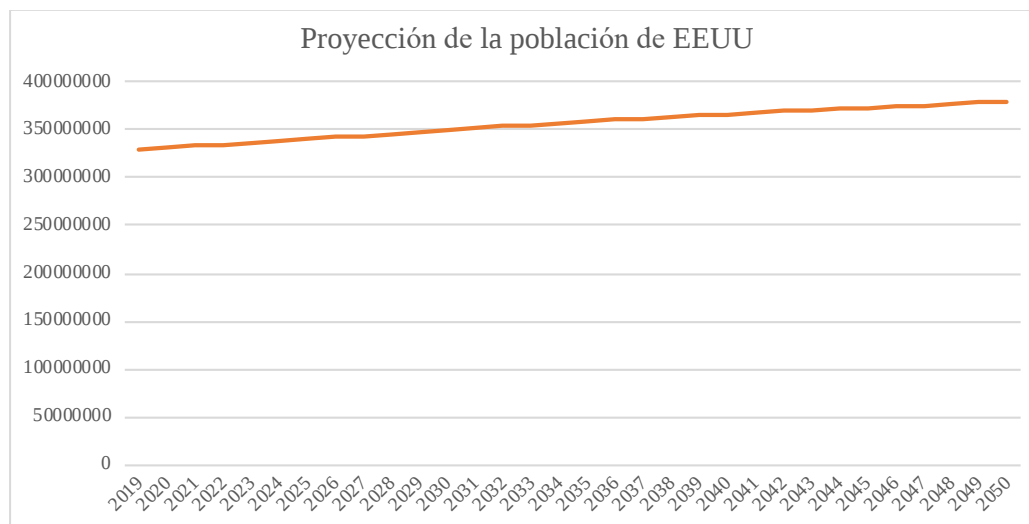


Gráfico 6.1.3.9. Proyección de la población de Estados Unidos.

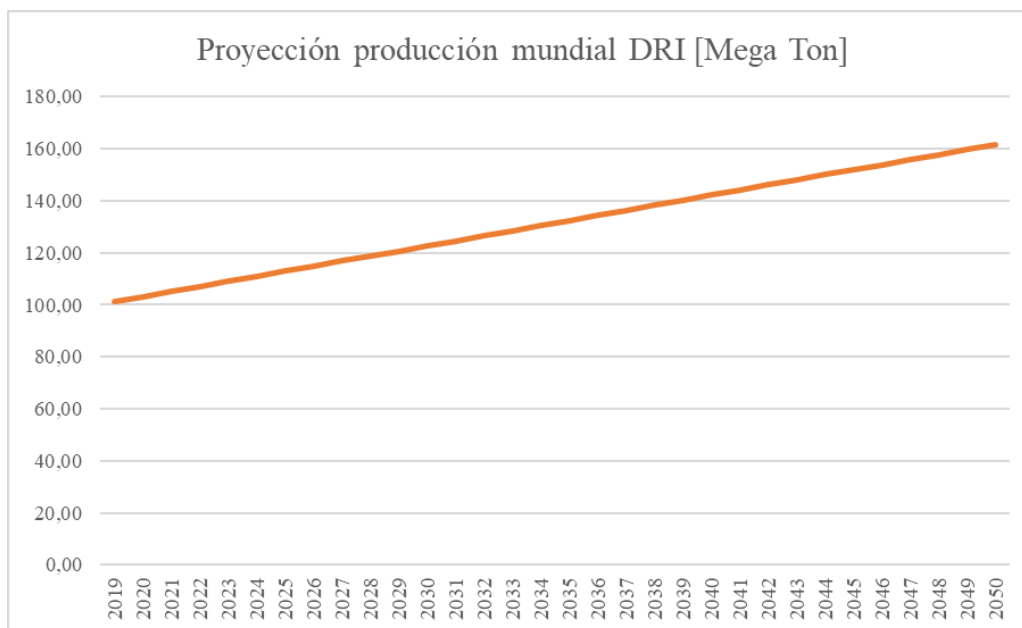


Gráfico 6.1.3.10. Proyección de la producción mundial de DRI.

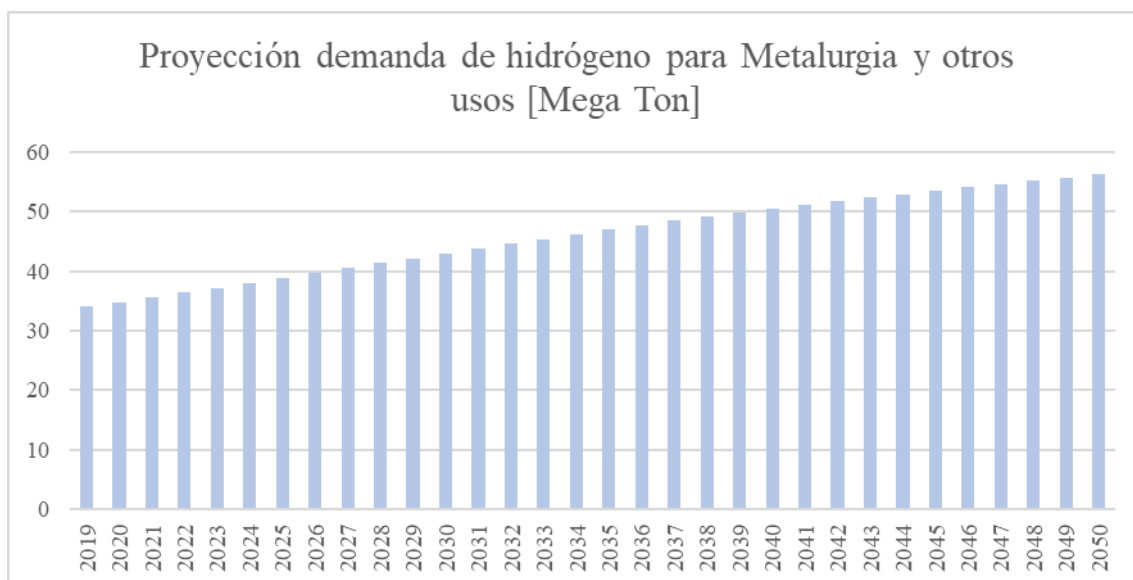


Gráfico 6.1.3.11. Proyección de la demanda de hidrógeno para Metalurgia y otros usos [Mega Ton].

6.1.4 Demanda total de hidrógeno para usos tradicionales

Por último, se calcula la demanda total del hidrogeno mediante la suma de los tres segmentos anteriormente analizados como se puede observar en el Gráfico 6.1.4.1.

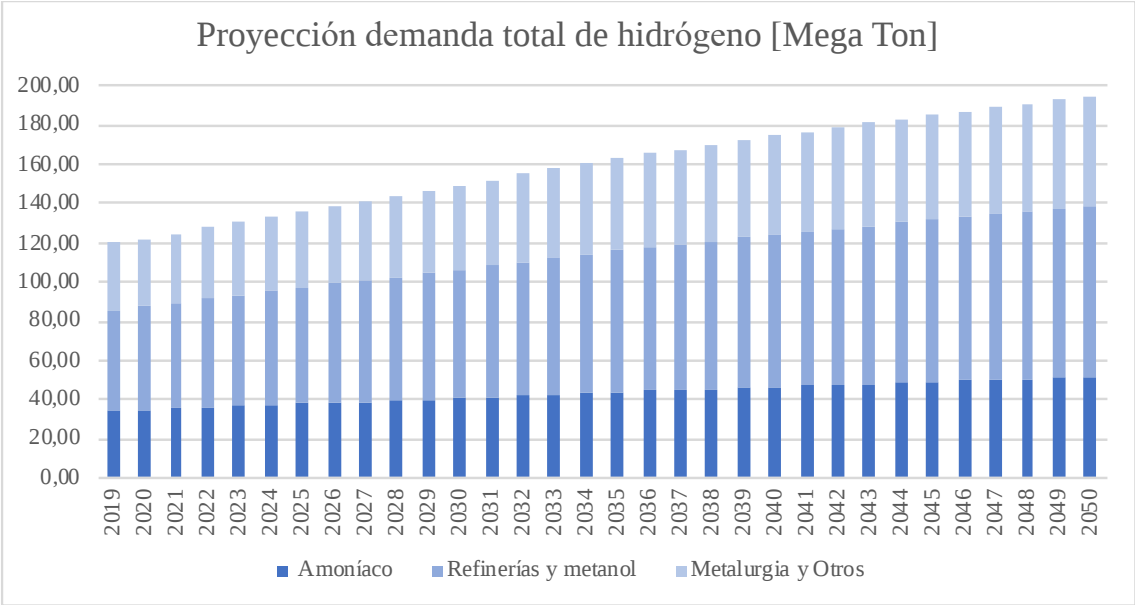


Gráfico 6.1.4.1. Proyección de la demanda total de hidrógeno.

En conclusión, se puede notar un comportamiento creciente, obteniéndose para el año 2050 una demanda de 194,75 millones de toneladas de hidrógeno.

6.2 Proyección de Hidrógeno para nuevos usos

El supuesto para la demanda calculada previamente es que se mantienen los players o agentes que hay hoy en día en el mercado global. Por consiguiente, no se tienen en cuenta tecnologías, usos y regulaciones que aparecerán en los próximos años.

Para entender los nuevos usos y la creación de mercados que hasta ahora no se han desarrollado se utiliza como referencia el informe del Hydrogen Council “Hydrogen Scaling Up”. En éste se explican y analizan las nuevas tecnologías de hidrógeno del futuro. En el Gráfico 6.2.1 se presenta la proyección de la demanda global de hidrógeno (Hydrogen Scaling Up, 2017).

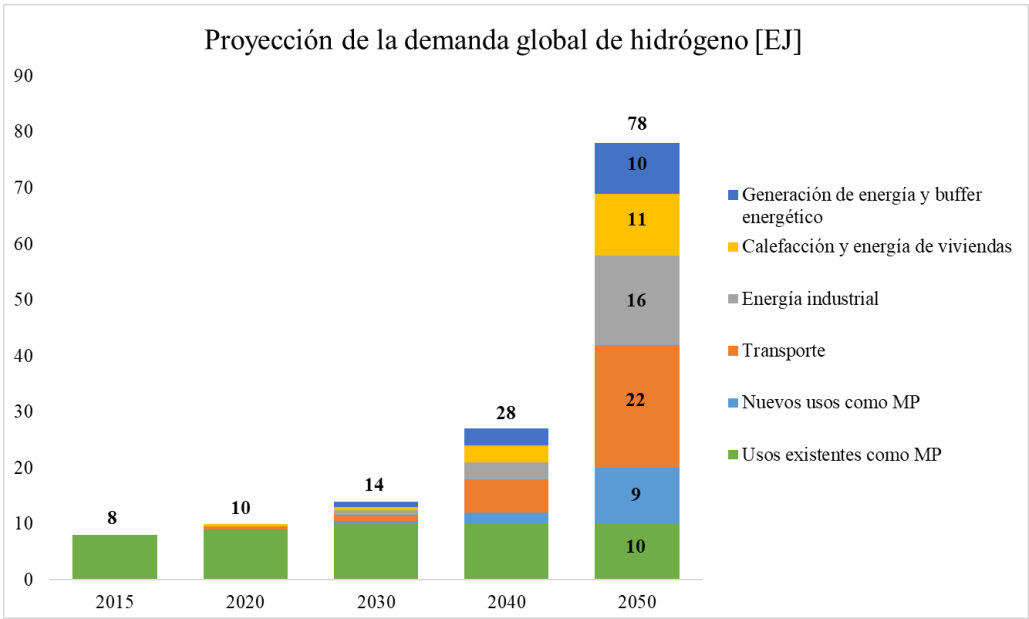


Gráfico 6.2.1. Proyección de la Demanda Global [EJ] (Hydrogen Scaling Up).

Para este análisis se analiza el comportamiento de dos demandas:

- Demanda 1: calculada anteriormente a partir de usos existentes.
- Demanda 2: utilizando el comportamiento a futuro (Hydrogen Scaling Up, 2017).

La demanda de usos tradicionales toma los valores expuestos en la Tabla 6.2.1 para cada segmento, según el cálculo anterior.

Año	Amoniaco	Refinerías y metanol	Metalurgia y otros
2020	34,73	52,67	34,68
2030	40,81	65,7	42,94
2040	46,55	77,66	50,45
2050	51,5	87,06	56,19

Tabla 6.2.1. Demanda de usos tradicionales en millones de toneladas.

La demanda 1 se comporta del 2020 al 2050 de la manera representada en el Gráfico 6.2.2.

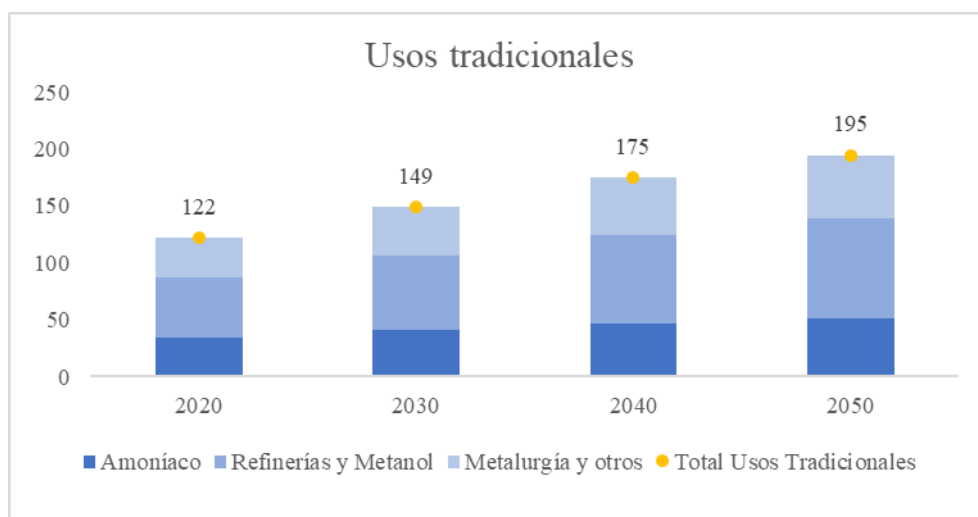


Gráfico 6.2.2. Comportamiento Demanda 1.

Del análisis de la demanda 1 se calcula la tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR por sus siglas en inglés) para los años mencionados en la Tabla 6.2.2:

Año	2020	2030	2040	2050
CAGR	0,00%	2,04%	1,57%	1,09%

Tabla 6.2.2. CAGR.

A su vez, para calcular la demanda 2, se utiliza la tasa de crecimiento anual compuesto de cada uno de los usos a futuro del 2030 al 2050, según el Hydrogen Council.

Usos	Almacenamiento	Energía para Industria	Transporte	Calefacción y energía para viviendas
CAGR	13,9%	21,5%	23,4%	19,3%

Tabla 6.2.3. Tasa de crecimiento anual compuesto de los usos futuros (Hydrogen Council).

Con un período igual a 10 años y el valor total pronosticado para el 2050, en la Ecuación 6.2.1 se presenta la fórmula utilizada.

$$CAGR = \left(\frac{VF}{VI}\right)^n - 1 \quad (6.2.1)$$

- VF = Valor final
- VI = Valor Inicial
- n = Número de años

Con los valores de la Tabla 6.2.2 y 6.2.3 se puede calcular la demanda 2 para cada uno de los nuevos usos en millones de toneladas. Ésta se presenta en la Tabla 6.2.4.

Año	Almacenamiento	Energía para industria	Transporte	Calefacción y energía para viviendas
2020	0	0	0	0
2030	8,6	4,3	4,3	4,3
2040	43,4	41,2	48,2	34,3
2050	115,8	209,6	286,8	145,3

Tabla 6.2.4. Demanda proyectada para los nuevos usos.

Si se grafican los valores expuestos previamente, el comportamiento exponencial de los nuevos usos se observa en el Gráfico 6.2.3.

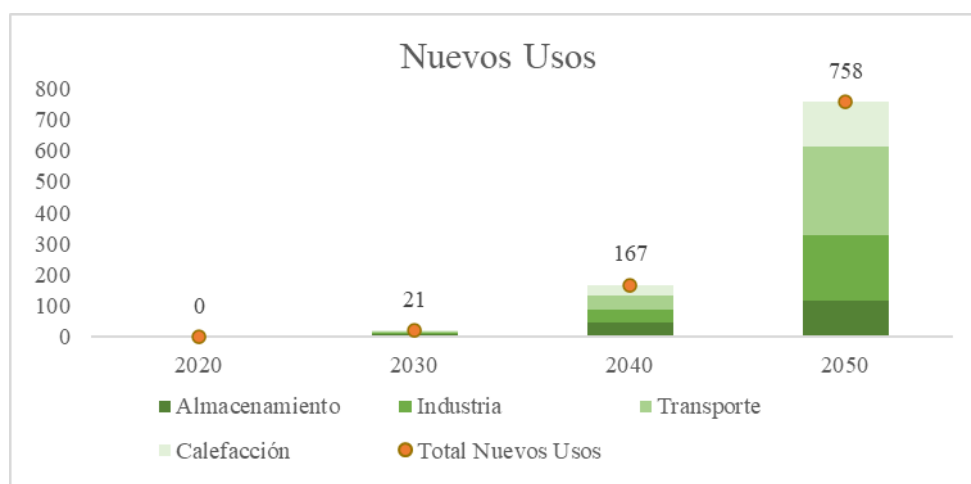


Gráfico 6.2.3. Demanda proyectada para los nuevos usos.

De esta forma, sumando la demanda 1 y la demanda 2 se calcula la demanda total pronosticada hasta el año 2050 según su uso, representada en el Gráfico 6.2.4.

En conclusión, se observa como el aumento de la demanda de hidrógeno para nuevos usos es exponencial mientras que la demanda para usos tradicionales tiene un crecimiento

lineal. Además, se muestra cómo la demanda de hidrógeno para nuevos usos en 2050 capta la mayor parte de la demanda total de hidrógeno.

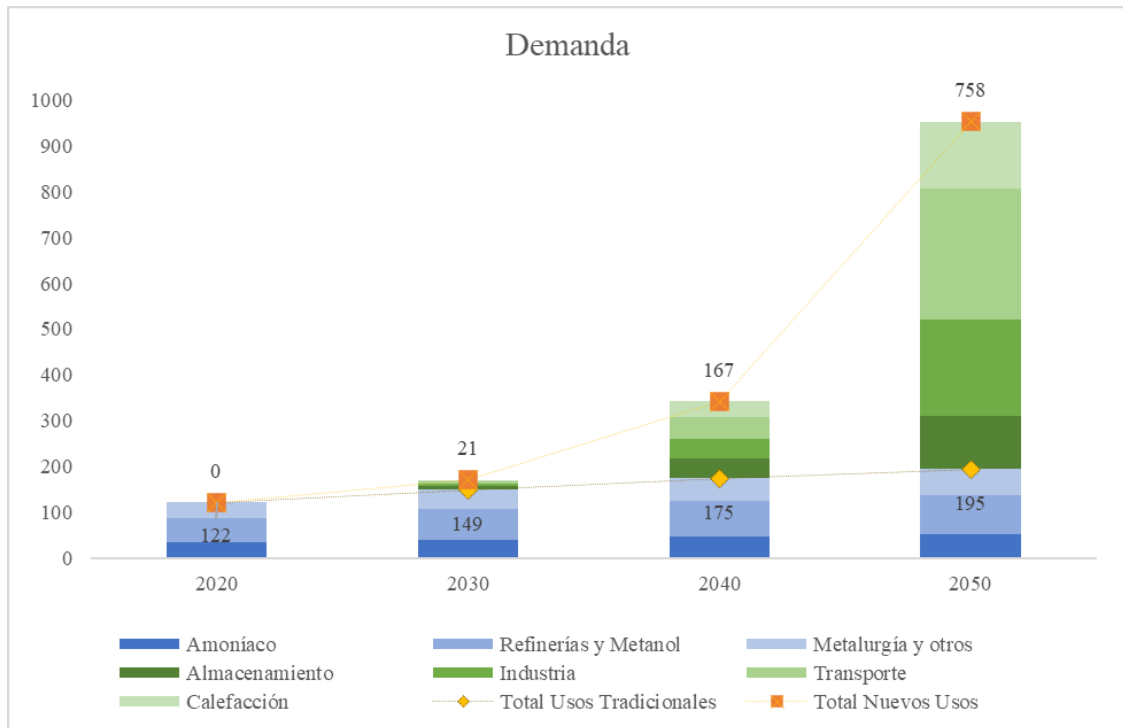


Gráfico 6.2.4. Demanda total proyectada.

7 PROYECCIÓN DE OFERTA

A continuación, se analiza la oferta del hidrógeno total con el objetivo de contrastarla con la demanda calculada previamente. La primera segmentación que se puede realizar es sobre el hidrógeno para usos tradicionales. Para ello, se toma el CAGR (Hydrogen Scaling Up, 2017) que se presenta en la Tabla 7.1.

Año	CAGR	
	Uso existente nuevo H2	Uso Existente
2020	-	-
2030	-	0,90%
2040	10,72%	(0,2%)
2050	7,70%	(2,4%)

Tabla 7.1. CAGR según usos.

En el Gráfico 7.1, se muestra la oferta para usos tradicionales y resalta que la oferta de hidrógeno verde tendrá mayor peso en dicho mercado con el paso del tiempo.

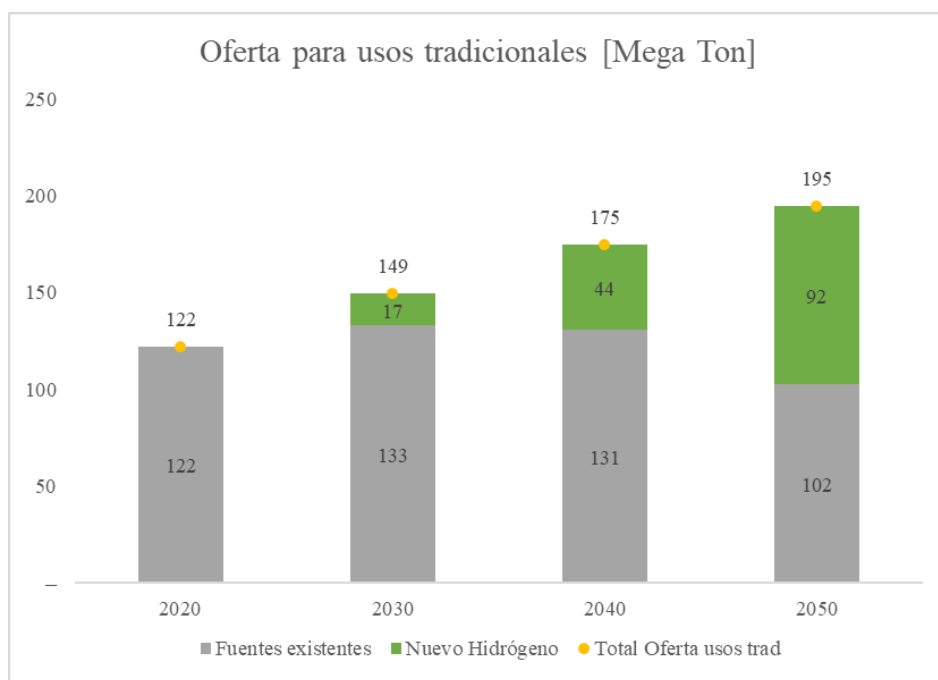


Gráfico 7.1. Oferta para usos tradicionales.

Teniendo la demanda pronosticada para los nuevos usos, se considera que por su carácter sustentable, el abastecimiento de hidrógeno total será de origen no contaminante o con bajo impacto en el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, la oferta para suplir dicha demanda se comporta como se expone en el Gráfico 7.2.

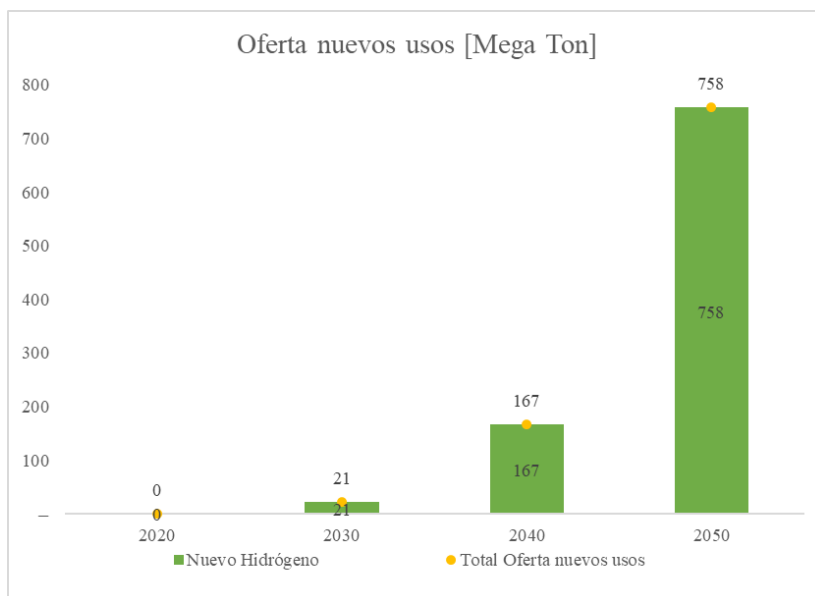


Gráfico 7.2. Oferta para nuevos usos.

Entonces, se puede observar el aumento exponencial de una oferta de hidrógeno no contaminante hacia el año 2050. Por otro lado, la oferta de hidrógeno producida mediante SRM se mantiene constante y hasta disminuye para el 2050 como se observa en el Gráfico 7.3.

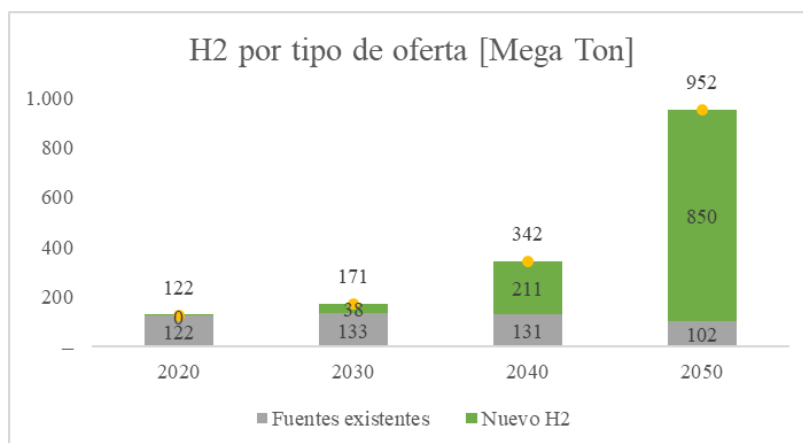


Gráfico 7.3. Hidrógeno por tipo de oferta.

7.1 Análisis de capacidades

Luego de analizar el mercado mundial del hidrógeno, se procede al análisis de las capacidades, las cuales pueden observarse en la Tabla 7.1.1.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno. Capítulo 1.

NEL M400	2020	2030	2040	2050
Eficiencia	0,58	0,65	0,67	0,71
Consumo (KWh/NM3)	4,53	4,04	3,92	3,70
Consumo (KWh/Kg)	53,86	48,06	46,63	44,00
Output (Kg/h)	34,73	34,73	34,73	34,73
Output por día (kg)	833,60	833,60	833,60	833,60
Output por año (kg)	304263,71	304263,71	304263,71	304263,71
Demanda H2 Verde (mega toneladas)	4,9	38,0	211,0	849,8
Unidades	16.050	125.054	693.541	2.792.936
Consumo energético (GWH)	263.049	1.828.792	9.839.601	37.392.371
Disponibilidad de energías renovables (GWh)	25.020.000	36.140.000	61.160.000	75.060.000
% del total disponible	1,1%	5,1%	16,1%	49,8%

Tabla 7.1.1. Análisis de capacidades.

Se toma como referencia el electrolizador NEL M400 para los cálculos, el cual se encuentra en el Anexo A. La evolución de las eficiencias de los electrolizadores se obtiene del informe de IEA, The Future of Hydrogen. Para simplificar, se asume que todos los electrolizadores trabajan 24 horas al día, los 365 días del año. Con la demanda total pronosticada de hidrógeno no contaminante y la capacidad de producción de un electrolizador de este modelo, se calcula cuantas unidades son necesarias para satisfacer dicha demanda.

Luego, en base a estas unidades, se calcula el consumo energético, el cual se compara con la disponibilidad proyectada de energías renovables a nivel mundial, obtenida de El Informe de la Energía Renovable de la WWF, y cuánto de ésta es necesario consumir cada año para satisfacer la demanda.

Se observa que el crecimiento de la demanda de hidrógeno verde crece a mayor velocidad que la disponibilidad de energías renovables al 2050.

8 SEGMENTACIÓN

La variable elegida para realizar la segmentación del mercado total del hidrógeno es el uso y aplicación de éste ya que es la más relevante y de mayor aporte de información a la hora de entender el mercado. En la sección posterior se define el mercado target para luego concluir en la sección de posicionamiento con las estrategias para satisfacer su demanda.

En el último siglo el desarrollo de nuevas tecnologías en procesos de refinerías, junto a la expansión del uso de combustibles fósiles; la creación del proceso de Haber-Bosch, y su posterior aplicación para la industria agrícola, han hecho que el hidrógeno sea un elemento de uso industrial muy solicitado. Si se considera el efecto de los fertilizantes en la agricultura y la demanda alimenticia global damos cuenta de ello.

Hoy en día se consumen alrededor de 122 millones de toneladas de hidrógeno de manera global. Sus usos mayormente se encuentran divididos entre la síntesis de amoníaco y en las refinerías captando casi el 80% de la demanda global.

Es importante también analizar los usos del hidrogeno en dos perspectivas distintas. Por un lado, en los sectores convencionales, donde éste data de principios del siglo XX. Por el otro lado, los usos relativamente nuevos, donde se han logrado avances en los últimos 10 años, y se espera que continúen con su tendencia ascendente con el paso del tiempo. En la Figura 8.1. se presenta el avance de los nuevos usos para el hidrógeno, la longitud de la flecha hace referencia al comienzo de la comercialización del uso hasta que se introduce por completo en el segmento (ventas > 1% dentro de segmento en mercados prioritarios) (Hydrogen Scaling Up, 2017).

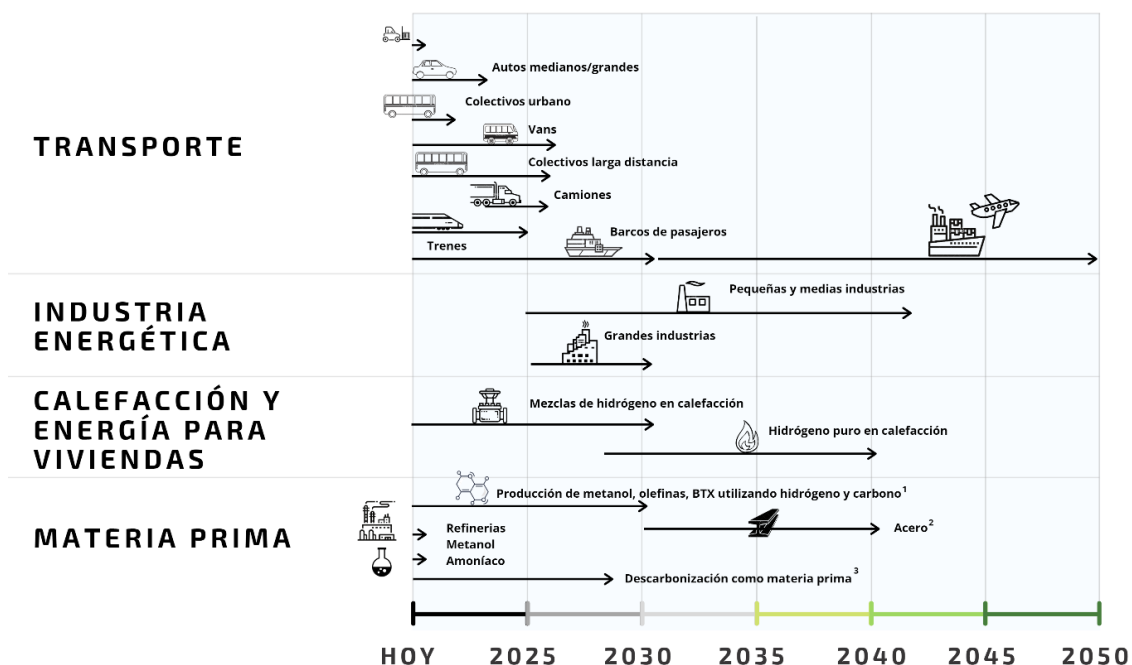


Figura 8.1. Usos del hidrógeno. 1: Se refiere a la cantidad de producción que usa hidrogeno y captura de carbono. 2: DRI con hidrógeno verde, reducción de hierro en alto horno, y en la producción de otros aceros de bajo carbono. 3: Refiere a la cantidad de materia prima que se produce a partir de fuentes no contaminantes.

De esta forma se enumeran a continuación los usos convencionales donde se destacan:

- Síntesis de amoníaco
- Procesos de refinería
- Producción de metanol
- Aprovechamiento de gas de síntesis
- Industria alimenticia
- Industria metalúrgica
- Tratamiento de carbono
- Producción de vidrio

Síntesis de amoníaco

Los mayores consumidores de hidrógeno en la actualidad son las empresas que sintetizan amoníaco, significando el 30% del uso total.

El amoníaco se obtiene a través de una reacción catalítica entre nitrógeno e hidrógeno, la cual puede observarse en la Ecuación 8.1.



El proceso de Haber-Bosch es el más utilizado para producirlo, alrededor del 90% de la producción total de amoníaco es por este medio. Los usos del amoníaco son variados, por un lado, sirve como vector energético, pero también como fertilizante en la agricultura (88% del amoníaco producido aproximadamente), como gas refrigerante, limpiadores alcalinos y para la fabricación de colorantes, fibras, plásticos, explosivos, nylon y acrílicos.

Procesos de refinería

En la refinación de petróleo, la hidrogenación cumple dos roles fundamentales. Por un lado, para obtener productos ligeros como la gasolina y el diésel. Esto se realiza a partir de la descomposición de moléculas de hidrocarburos más pesadas, mediante el proceso de craqueo. El hidrocraqueo, un craqueo catalítico en presencia de hidrógeno es un proceso de dos fases. Además de nafta craqueada para producir gasolina, el hidrocraqueo produce no solo gases ligeros útiles para el combustible de la refinería o alquilación, así como también componentes para aceites combustibles de alta calidad, aceites lubricantes y materias primas petroquímicas.

Por otro lado, también sirve para el proceso de hidrosulfuración. El hidrogeno es utilizado para reducir el contenido de azufre de los combustibles. Debido a las regulaciones sobre el contenido de azufre la demanda de hidrogeno para este proceso ha aumentado en los últimos años.

Producción de metanol

El metanol es un componente químico utilizado para producir formaldehído, ácido acético y una variedad de otros productos químicos intermedios y tiene el potencial de ser utilizado también como combustible. El metanol es uno de los combustibles que podría sustituir a la gasolina o al combustible diésel en los automóviles de pasajeros, camionetas, camiones y autobuses pesados. La producción de metanol generalmente requiere tres pasos:

1. Preparación de gas sintético (Syngas)

2. Síntesis de metanol

3. Purificación/destilación de metanol.

El gas sintético para la síntesis de metanol puede prepararse con oxidación parcial o reformado con vapor de gas natural y consiste principalmente en hidrógeno y monóxido de carbono. Actualmente, las plantas de metanol usan tecnología de síntesis en fase gaseosa utilizando ciclos de baja presión con catalizadores basados en cobre.

Aprovechamiento de gas de síntesis

La producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos conduce a una mezcla de gases formada principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono. Esta mezcla de gases se denomina Gas de Síntesis debido a su empleo en procesos de síntesis de productos químicos especiales, como por ejemplo la síntesis de metanol, síntesis Fisher-Tropsch, hidroformilación de olefinas (síntesis oxo) y síntesis de metano y etileno, entre otras.

Industria alimenticia

La hidrogenación convierte los aceites vegetales líquidos en grasas sólidas o semisólidas, como las que están presentes en la margarina. Cambiar el grado de saturación de la grasa cambia algunas propiedades físicas importantes, como el rango de fusión, provocando que los aceites líquidos se vuelven semisólidos. Se prefieren las grasas sólidas o semisólidas para hornear porque la forma en que la grasa se mezcla con la harina produce una textura más deseable en el producto horneado.

Industria metalúrgica

En la industria siderúrgica, el mineral de hierro puede ser reducido empleando un gas que contenga hidrógeno. Además, se puede emplear hidrógeno como agente reductor y en la producción de metales no férricos como el cobre, níquel o cobalto.

Tratamiento de carbono

Mediante el tratamiento de carbón en presencia de hidrógeno, en diferentes condiciones de presión y temperatura, pueden obtenerse productos líquidos y/o gaseosos mediante diferentes procesos (hidrogenación, hidropirólisis, y gasificación hidrogenante). Destaca aquí la licuefacción del carbón cuyo proceso más común es el de Bergius, que es un método de producción de hidrocarburos líquidos para uso como combustible sintético por hidrogenación de carbón bituminoso de alta volatilidad, a alta temperatura y presión. El carbón se procesa en un reactor a 400-500 ° C y una presión de hidrógeno de 20 a 70 MPa. La reacción produce aceites pesados, aceites medios, gasolina y otros gases.

Producción de vidrio

El hidrógeno se usa para producir vidrio plano de alta calidad. La utilización de un baño de estaño durante la fabricación de vidrio flotado inerte con mezclas de nitrógeno / hidrógeno ayuda a prevenir la formación de defectos en el vidrio y protege la cámara en las que éste se forma.

Para obtener vidrio plano (para el acristalamiento, las pantallas planas, etc.), el vidrio en fusión se estira a una temperatura aproximada de 1.000 °C sobre un baño de estaño también en fusión. Una atmósfera protectora formada por nitrógeno e hidrógeno también permite proteger este baño de estaño.

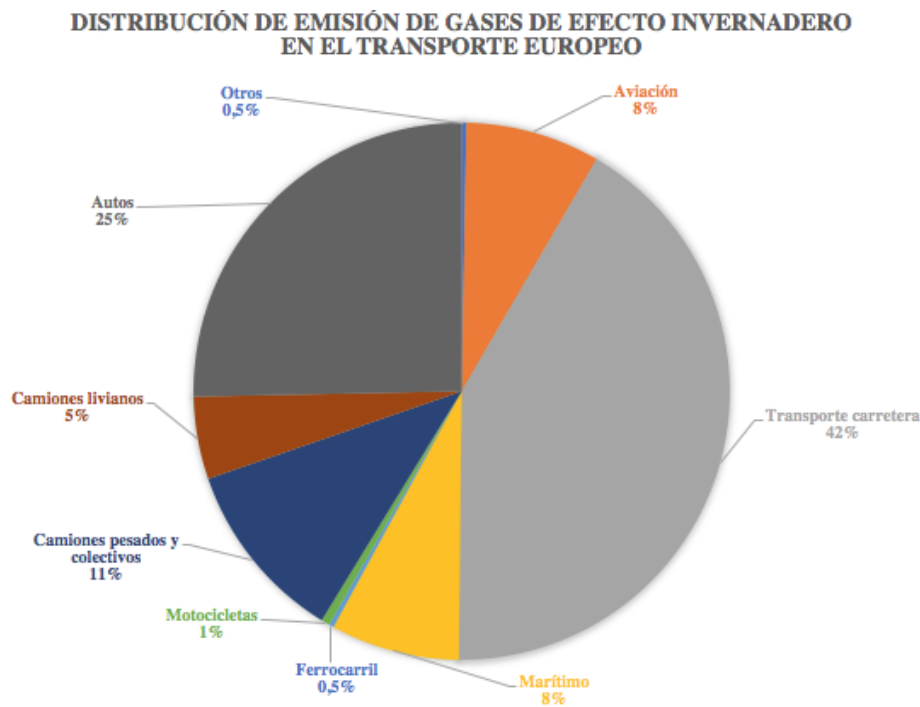
En cuanto a los usos nuevos, que están tomando relevancia durante los últimos años y se espera que crezcan al punto de tomar gran parte de la demanda total de hidrógeno se destacan:

- Transporte
- Calefacción y energía para viviendas
- Energía Industrial
- Generación y almacenamiento de energía

Transporte

El hidrogeno en la industria del transporte sirve como combustible para los distintos vehículos. En la gran mayoría de los casos, estos usos se encuentran en etapa de desarrollo, y se está trabajando para que el hidrógeno pueda actuar como reemplazante de los combustibles fósiles.

El transporte es el responsable del 23% de los gases de efecto invernadero mundiales, imponiéndose como uno de los principales focos a atacar cuando se habla de la “descarbonización” de la economía (Destination: Hydrogen, 2018). En el Gráfico 8.1. se puede ver cómo se distribuye la emisión en los distintos sectores del transporte europeo, donde los autos de uso urbano y el transporte de carretera son los principales emisores.



*Gráfico 8.1. Distribución de emisión de gases de efecto invernadero en el transporte europeo
(National emissions reported to the UNFCCC and to the EU Greenhouse Gas Monitoring
Mechanism provided by European Environment Agency (EEA))*

Automóviles

En la actualidad existen alrededor de 11 mil autos y camionetas de celdas de combustible en operación, la mayoría en el estado de California, Europa y Japón. Debido a la tendencia

ascendente del mercado global de autos, se espera que el hidrógeno pueda capturar parte de este mercado como alternativa a los combustibles contaminantes.

Entre sus ventajas en comparación con los autos convencionales, se encuentra el bajo tiempo de recarga de combustible, el menor peso del vehículo por unidad de energía almacenada y que no tiene emisiones contaminantes, ya que únicamente se produce agua y calor en la combustión.

Los vehículos basados en celdas de combustible (FCEV) tienen potencias de entre 80 y 120 kW, con una eficiencia de 43 a 60 % en la transmisión. Estos compiten con los vehículos a batería (BEV) como posible alternativa verde. Los FCEVs son confiables, y a diferencia de los BEVs, su autonomía (400 a 600 km) y tiempos de carga (3 a 5 minutos) están cerca de los valores para autos de combustión interna (ICE) (Hydrogen Scaling Up, 2017). En la Figura 8.2 se comparan la autonomía y el tiempo de recarga para los tres tipos de vehículo:

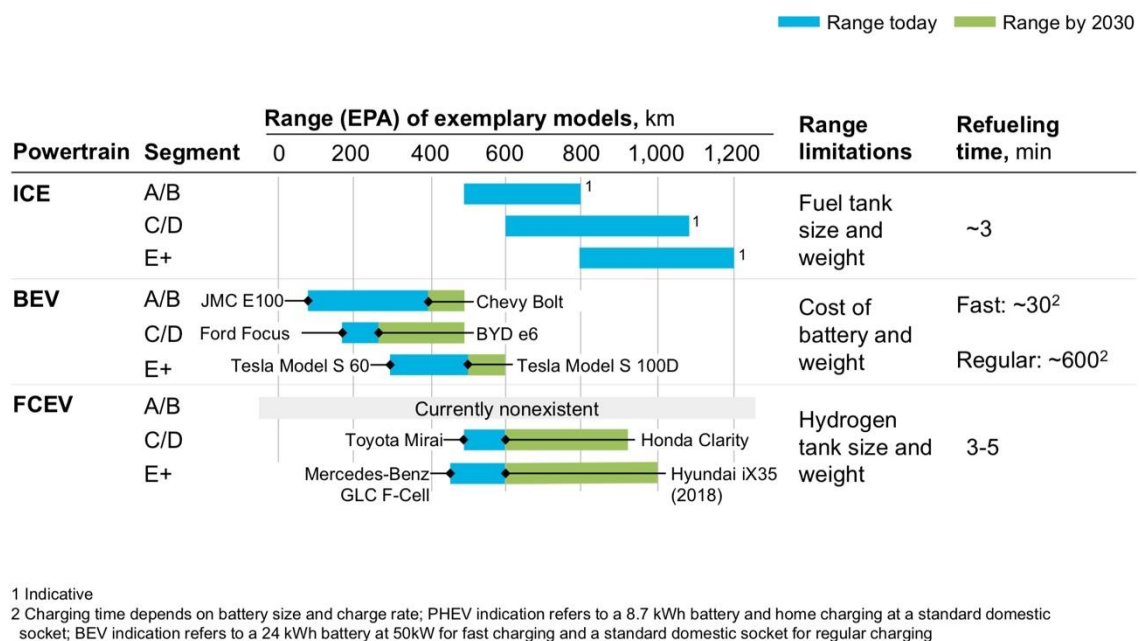


Figura 8.2. Autonomía y tiempo de recarga para ICE, BEV y FCEV (Hydrogen Scaling Up).

Entre los autos comerciales se destacan el Toyota Mirai, el Honda Clarity, el Hyundai Nexo y el Nissan X-Trail.

Camiones

Los camiones de carga en base a celdas combustibles pueden alcanzar potencias de hasta 1000 hp, con rangos de servicio entre 1200 y 1900 km, el doble que lo que ofrece un camión diésel promedio.

Buses

Los buses eléctricos en base a celdas de combustible cuentan con una potencia entre 75 y 150 kW y una capacidad de almacenamiento de 31 y 56 kg de hidrógeno. Las celdas para buses pueden alcanzar las 20.000 horas de operación.

Entre algunos proyectos, se destacan los siguientes:

- Clean Hydrogen (CHIC) in European Cities: es un proyecto a escala europea, que ofrece flotas de buses de celdas combustibles y estaciones de carga de hidrógeno en distintas ciudades de Europa, con el fin de dar a conocer esta tecnología y ofrecer una solución para disminuir emisiones contaminantes.
Durante la duración del proyecto se pudo demostrar que los vehículos de hidrógeno tenían un rango de operación similar a los diésel, tiempos de recarga más cortos y una eficiencia de combustible mayor.
- Estado de California: pruebas realizadas demostraron que los buses con celdas combustibles presentan una economía de combustible mayor que los diésel y gas natural, es decir un mayor kilometraje por unidad de energía consumida.

Trenes

Para trenes y tranvías, el hidrógeno cuenta con una ventaja significativa en relación con otros trenes eléctricos, ya que no necesitan una corriente que provea energía durante el recorrido. Esto disminuye el costo de inversión en las líneas, además del espacio necesario para la operación.

En Alemania operan trenes capaces de recorrer hasta 800 km y transportar hasta 300 pasajeros, a una velocidad máxima de 140 km/h. De igual manera, China tiene proyectos similares para transporte de pasajeros con tranvías impulsados por hidrógeno.

Barcos

En Noruega, operan ferrys que combinan la utilización de celdas combustibles y baterías. Se estima que estos barcos consumen alrededor de 150 kg de hidrógeno por día.

En Bélgica hay proyectos que utilizan motores de combustión dual que queman diésel e hidrógeno para propulsar el buque.

Aviones

En los últimos años se han realizado pruebas para incluir hidrógeno líquido y celdas de combustible en la industria aeronáutica.

Se han realizado pruebas con aviones combinando baterías y celdas de combustible de hidrógeno. Se alcanzaron alturas de 1000 metros sobre el nivel del mar, a una velocidad aproximada de 100 kilómetros por hora. Además, son capaces de transportar cargas de hasta 900 kg.

Montacargas

Los montacargas representan uno de los usos más desarrollados para vehículos impulsados por hidrógeno y celdas de combustible, ya que se estima que únicamente en Estados Unidos existen más de 20 mil unidades en almacenes y fábricas ya en utilización.

Las ventajas de usar montacargas de celdas de combustible son:

- Se mejora la eficiencia. La recarga de hidrógeno demora 2 minutos, en cambio, la de baterías más de 10.
- Potencia constante y fiable: se proporciona energía durante todo el turno de trabajo, sin pérdidas de generación de energía, al aplicar pilas de combustible. También trabajan confiablemente en temperaturas frías.

- Ahorro de costos: en operaciones grandes y de múltiples turnos, los montacargas en base a celdas de combustible son considerablemente más baratos de mantener y operar que los de baterías.
- Ahorro de espacio: la infraestructura de hidrógeno requiere menos espacio físico que un cuarto de baterías.
- Mejora ambiental: no se produce contaminación local.

Calefacción y energía para viviendas

Las viviendas representan el 30% del consumo final de energía a nivel mundial, de los cuales tres cuartas partes son destinadas a calefacción de espacios, calentamiento de agua y para artefactos de la cocina hogareña. Aproximadamente el 85% de esta energía proviene de combustibles fósiles. Además, alrededor del 28% de las emisiones globales de dióxido de carbono relacionadas a consumo de energía provienen de la utilizada en las viviendas.

A continuación, en la Tabla 8.1. se muestran los posibles métodos de aplicación del hidrógeno para brindar calefacción y energía a viviendas, con las ventajas de cada uno y los requerimientos necesarios para aplicarlos.

Método	Ventajas	Requerimientos
Mezcla con gas natural	Bajo costo. Compatible con la infraestructura existente	Mezclas entre 5% y 20% de hidrógeno. Se necesitan medidas extra para reducir significativamente CO ₂ .
Producción de metano a partir de hidrógeno verde	Descarbonización. Utilización de infraestructura existente.	Inversiones altas. Es necesario mejorar la eficiencia del proceso.
100% hidrógeno	Descarbonización. Mejor eficiencia que el metano.	Requiere inversión para cambiar la infraestructura.
Utilización de celdas de combustión	Múltiples servicios (calefacción y electricidad). Pueden cubrirse grandes demandas.	Inversión en celdas de combustible. Es necesario mejorar la eficiencia.

Tabla 8.1.. Aplicaciones del hidrógeno para calefacción y energía de viviendas (The Future of Hydrogen).

El hidrógeno es más atractivo en aquellos países con redes existentes de gas natural, que tengan estaciones claramente marcadas con inviernos fríos, como pueden ser Europa, la costa este de Estados Unidos, Japón, Corea del Sur y Argentina entre otros.

Una ventaja del hidrógeno en estos casos es que, a diferencia de la electricidad, puede almacenarse por periodos largos, y la demanda de calefacción es altamente estacional.

Energía industrial

El uso en este caso puede ser similar al de las viviendas, utilizando hidrógeno para cubrir las necesidades de energía de la industria. Esta aplicación no se refiere a su utilización en procesos químicos, como los casos industriales anteriormente mencionados, sino que se usa para producir las altas temperaturas necesarias para procesos como fundido,

gasificación o secado. La generación de altas temperaturas en el sector industrial es responsable del 3% de las emisiones de dióxido de carbono.

Generación y almacenamiento de energía

El hidrógeno puede servir como método de almacenamiento de excedentes de energías renovables, aumentando la contribución de éstas en el mercado, sirviendo como almacén de energía en épocas de poca demanda para cubrir los momentos en los que la demanda supera lo que se puede producir. Básicamente, el hidrógeno funciona como un puente entre el gap que existe entre la demanda y oferta de energías renovables en ciertos picos de su variabilidad. Como puede observarse en el Gráfico 8.2, la capacidad de almacenamiento de energía del hidrógeno es más alta que el de las baterías. Éstas pueden ser utilizadas para almacenamientos diarios o por hora mientras que el hidrógeno está pensado para el largo plazo, cubrir demandas por semanas o incluso temporadas. Además, permite transportar esa energía verde almacenada por largas distancias, por ejemplo, desde América Latina hasta Asia e incluso regiones con baja disponibilidad de energías renovables, que su transmisión no es suficiente o es costosa (Hydrogen Scaling Up, 2017).

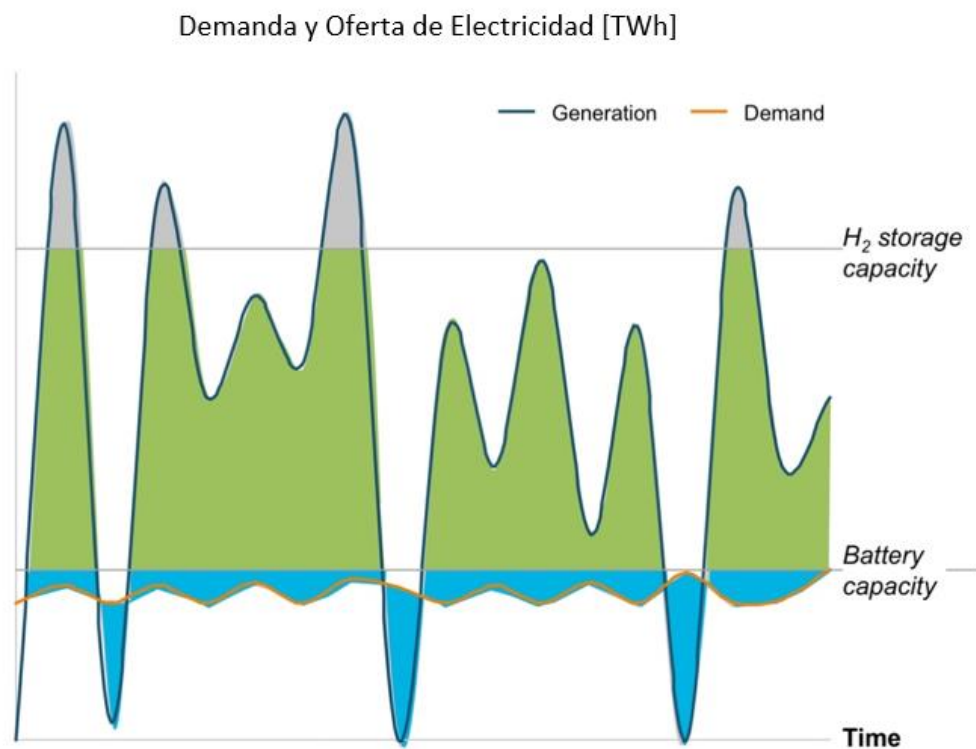


Gráfico 8.2. Almacenamiento de energía para cubrir gap entre Demanda y Oferta de Electricidad [TWh] (Scaling Up Hydrogen)

Dado que el proyecto consiste en la producción de hidrógeno verde, el uso al que se apunta es aquel que lo utiliza como medio para descarbonizar el sector del transporte, estos son los FCEVs. Se espera que este sector crezca ampliamente durante los próximos años, como se muestra en la Sección 6.2.

En conclusión, teniendo en cuenta que el producto a comercializar es hidrógeno verde, las industrias que resultan atractivas son las que están dispuestas a pagar el extra que contiene el precio porque buscan un proceso con bajo impacto ambiental por legislaciones o requerimientos de su país de origen. Si bien las industrias de usos convencionales

presentan históricamente una demanda constante, éstas tienen procesos con una huella de carbono alta de por sí que no justifica la compra de hidrógeno sustentable.

9 DEFINICIÓN DE MERCADO OBJETIVO

La demanda actual de hidrógeno no contaminante para los cálculos previos no fue considerada debido a que representa menos del 0,1% del total (The Future of Hydrogen, 2019). De las 122 megatoneladas de hidrógeno calculadas para el 2020 solamente 0,0275 megatoneladas se utilizan para el transporte. Este es el segmento en donde se posiciona lo producido por la planta generadora de hidrógeno debido a que se cumplen los requerimientos de pureza y origen sustentable que exige este sector.

Como se mencionó previamente, el hidrógeno se exporta. Para el análisis del mercado en el cual comercializa el producto, se toman los cuatro con mayor inversión en el desarrollo de la economía del hidrógeno. Estos son: Estados Unidos, Europa, China y Japón.

La primera variable a considerar es la capacidad de producir hidrógeno a partir de electrólisis por energías renovables. Según el Gráfico 3.3.1, tanto Estados Unidos como China tienen un gran potencial para ello. Por otro lado, Europa y Japón al tener una capacidad reducida de autogeneración de energías renovables, ofrecen un mercado más atractivo.

La segunda variable a tener en cuenta es la distancia entre la planta y el mercado. Aquí, los países asiáticos poseen un costo de transporte mayor que Europa y Estados Unidos. De esta forma el mercado que resulta más atractivo es el europeo.

Por lo tanto, del total de la demanda de hidrógeno, queda reducido nuestro mercado objetivo a la exportación de hidrógeno producido por fuentes renovables para el sector del transporte en la región europea.

Para el abastecer al mercado consumidor, se requiere transportar la producción. Existen tres métodos para el transporte del hidrógeno, el costo estimado de cada uno de ellos se presenta en la Tabla 9.1. Cada uno de ellos tiene sus respectivas ventajas y desventajas, si bien el transporte en amoníaco y líquido son los de menor costo ambos requieren un tratamiento adicional que implica una gran inversión extra. En el caso del transporte líquido, debe instalarse una planta de licuefacción y el barco debe estar en condiciones para mantener la temperatura de 20 K. Por otro lado, el transporte en amoníaco requiere de un tratamiento para su separación en destino, lo que puede provocar pérdida de potenciales clientes por no poseer la tecnología o una inversión adicional en el exterior para ofrecerlo como parte del servicio.

Método	Comprimido (\$/tkm H ₂) 430 bar	Líquido (\$/tkm H ₂)	Amoníaco (\$/tkm NH ₃)
Camión	2,33	0,92	0,33
Tren	0,55	0,28	0,04
Barco	0,52	0,09	0,03

Tabla 9.1. Costos de transporte (National Hydrogen Roadmap – Pathways to an economically sustainable hydrogen industry in Australia).

El costo del transporte de hidrógeno líquido por barco incluye los costos de almacenamiento en tanques de 770tpd, carga y transporte de 1250 m³ (National Hydrogen Roadmap, 2018).

10 POSICIONAMIENTO

Para realizar el análisis de posicionamiento se define el marketing mix compuesto por las 4P, a continuación se presenta cada una de ellas.

Producto

El producto a comercializar hidrógeno verde producido a partir de electrólisis mediante energías renovables. A continuación, se enumeran sus características principales.

- Huella de carbono inferior a 36,4 g de CO₂/MJ.
- Presión: los electrolizadores de mercado tienen una presión de salida de entre 20 y 30 bar, luego para su comercialización se comprime hasta 350 bar.
- Pureza: entre 99,5% y 99,999%.

Precio

El precio se define en la Sección 5, éste varía entre 12,2 u\$/kg y 5,9 u\$/kg durante la vida útil del proyecto. Como se explica anteriormente, el precio del hidrógeno verde tiene un premio extra por sobre el gris y presenta una tendencia al descenso debido a los avances tecnológicos y otras condiciones previamente mencionadas.

Plaza

El hidrógeno obtenido luego de la compresión es almacenado para su transporte en estado gaseoso a 350 bar. El producto es entregado en el puerto de destino al comprador.

Promoción

Finalmente, en cuanto a la promoción, el transporte intercontinental del hidrógeno está comprendido dentro del alcance del proyecto ya que de lo contrario sería muy difícil competir con productores cercanos al consumidor. Además, el seguro del transporte también está a cargo del proyecto.

11 PROYECCIÓN DE VENTAS

Cálculo de la oferta proyectada

A partir de lo analizado anteriormente el mercado objetivo es una porción de la demanda total de hidrógeno del sector del transporte europeo. En 2020 se estima que es de 8650 toneladas, calculándose en base a los vehículos en el mercado, el consumo en kg por km y la distancia recorrida en promedio anual. En la Tabla 11.1, se muestran las cantidades de los elementos representativos en el sector en 2020 (Fueling the Future of Mobility, 2020).

Vehículos comerciales	Colectivos	Camiones	Estaciones de servicio
1000	76	100	152

Tabla 11.1. Cantidad de vehículos (Fueling the Future of Mobility, 2020).

La demanda total de hidrogeno para el transporte en 2020 es de 0,275 Mton, por lo que Europa representa el 30% del mercado total. Para el cálculo estimativo de la oferta se hace una comparación con distintas plantas generadoras de hidrogeno electrolítico, las cuales se muestran en la Tabla 11.2.

Productor	Ubicación	Capacidad (Nm ³ /hr)	Capacidad (kg/día)
Linde	Dublin, Irlanda	100	216
Oy Woikoski	Voikoski, Finlandia	1.800	3.886
Skeljungur	Reykjavik, Islandia	2.875	6.206
Hychico	Comodoro Rivadavia, Argentina	120	259

Tabla 11.2. Capacidades de otras plantas.

De esta forma se estima una capacidad de producción del orden de los 1200 Nm³, siendo diez veces mayor que la capacidad de producción de Hychico. Sin embargo, no se supera a la mayor planta generadora de Europa.

Con esta producción diaria se busca proyectar la cantidad ofertada en el mercado, teniendo en consideración una participación constante sin pérdidas y ni ganancias del market share. En la Tabla 11.3 se muestra cómo aumenta la producción para poder abastecer el mercado.

Año	2021	2031	2041	2050
Transporte [Mton]	0,009	0,108	1,35	3,87
Consumo Proyectado [GWh]	10,05	12,56	140,10	400,56
Producción [kg/año]	186.515	233.164	2.914.798	8.333.897
Producción [kg/día]	511	639	7986	22833
% Abastecido de la demanda	2,156%	2,156%	2,156%	2,156%

Tabla 11.3. Producción pronosticada.

A partir de este análisis, se demuestra que, debido al carácter exponencial del crecimiento de la demanda, para poder mantener el market share, la producción tiene que crecer de la misma manera. Si bien se considera un aumento en la eficiencia de los electrolizadores, el crecimiento de la producción es tan grande como los consumos necesarios. Debido a esto, se decide realizar un análisis con la capacidad de consumo eléctrico como limitante.

Análisis de capacidad de abastecimiento

Para determinar la capacidad a instalar en el proyecto, se tuvieron en cuenta dos factores. Primero, las capacidades de plantas de producción de hidrógeno a partir de electrólisis existentes, las cuales se muestran anteriormente en la Tabla 11.2. Luego, se analiza el consumo eléctrico de energías no renovables de los grandes usuarios de Argentina. A modo de ejemplo, YPF consumió en el año 2019 un total de 72,146 GWh. Combinando estos dos factores, se hace el análisis para una capacidad de producción de 511 kg diarios, resultando en un consumo anual de 10GWh, basándose en el consumo de los electrolizadores de la marca NEL.

Para el año 2020, se espera una producción de 10713 GWh, como se observa en el Gráfico 11.1, por lo que el consumo del proyecto representa un 0,0093% del total de las energías renovables producidas. Se supone este porcentaje se mantiene constante en la duración del proyecto.

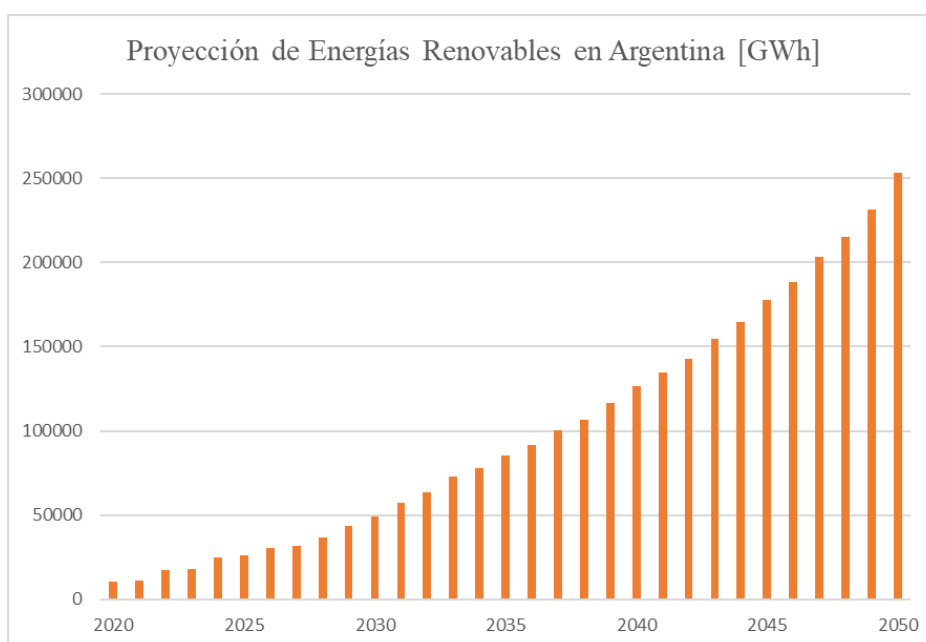


Gráfico 11.1. Proyección de Energías Renovables en Argentina [GWh].

En el Gráfico 11.2 se muestra el consumo obtenido del proyecto, siguiendo la tendencia de ser el 0,00093% del mercado de las energías renovables de Argentina.

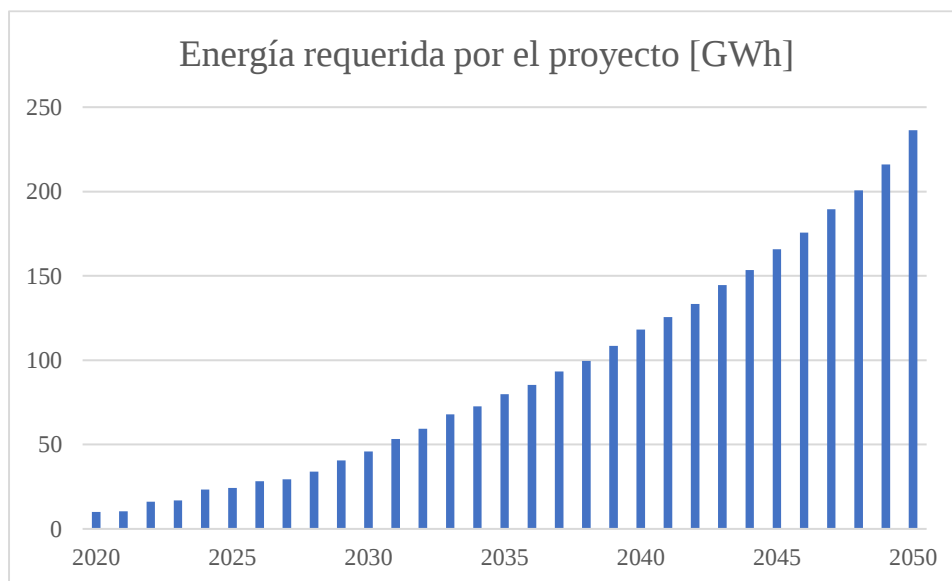


Gráfico 11.2. Energía Renovable requerida para el proyecto [GWh].

Para seguir el crecimiento del mercado energético renovable, se necesitaría que la expansión de la planta sea anual. Esto requeriría inversiones constantes en infraestructura y electrolizadores, lo cual es inviable por lo que se hace un análisis con inversiones paulatinas. Según el fabricante de los electrolizadores, la vida útil de los mismos es de aproximadamente 10 años. Teniendo en cuenta estos factores, se decide aumentar la capacidad de la planta cada 10 años para escalar de una manera adecuada las cantidades producidas. Las proyecciones energéticas se muestran en la siguiente Tabla 11.4.

Año	2021	2031	2041	2050
Transporte [Mton]	0,009	0,108	1,35	3,87
Consumo Proyectado [GWh]	10	18	36	35
Producción [kg/año]	186.647	373.293	746.586	746.586
Producción [kg/día]	511	1023	2045	2045
% Abastecido de la demanda	2,16%	0,35%	0,06%	0,02%

Tabla 11.4. Producción pronosticada.

En la tabla anterior se observa que, si bien la producción de hidrógeno tiene un aumento proyectado, el porcentaje de abastecimiento del mercado es decreciente. Esto se debe al crecimiento exponencial del mercado del transporte. Finalmente, en el Gráfico 11.3 se muestran las proyecciones de las ventas en toneladas hasta el 2050.

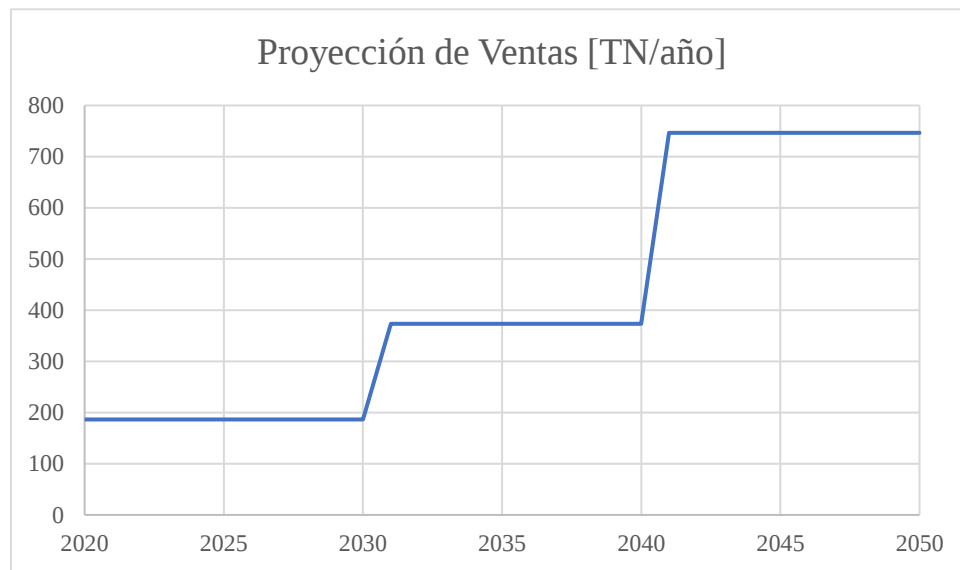


Gráfico 11.3. Proyección de ventas [Toneladas/año].

CAPÍTULO II: ESTUDIO DE INGENIERÍA

12 DEFINICIÓN DE PROCESO

12.1 Descripción del Proceso

En la Figura 12.1.1, se muestra el diagrama de operaciones para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis.

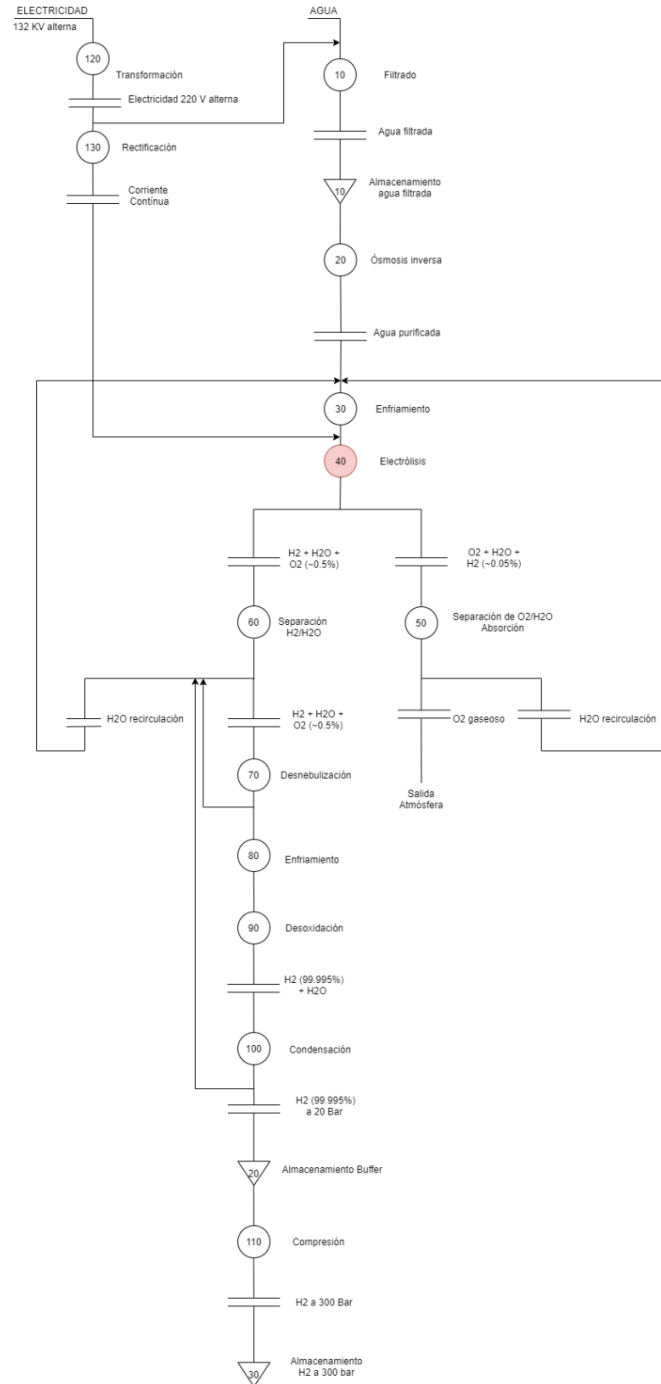


Figura 12.1.1. Diagrama de operaciones de la producción de hidrógeno.

A continuación, se detallan las principales operaciones del proceso.

Suministro de agua

El agua que se utiliza como fuente de hidrógeno, se obtiene de la red de suministro de la zona donde se ubique la planta de producción. Se necesitan aproximadamente entre 1,5 y 2 litros de agua provenientes de la red para producir 1 Nm³ de hidrógeno, aunque la cantidad específica dependerá del modelo de electrolizador que se utilice.

Los electrolizadores PEM tienen un requerimiento de conductividad en el agua que se encuentra entre 0,1 y 0,2 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Este parámetro influye directamente en la durabilidad de las celdas y, por lo tanto, es recomendable que los sistemas de control del electrolizador tengan protocolos para evitar que se produzca hidrógeno en caso de conductividad elevada.

En las tablas 12.1.1 y 12.1.2 se muestran las propiedades inorgánicas y orgánicas aproximadas del agua que se obtiene de la red de suministro.

Sustancias inorgánicas		
Parametros	Unidad	Valores
Alcalinidad total	mg/l	400
Aluminio residual	mg/l	0,2
Arsénico	mg/l	0,05
Cadmio	mg/l	0,005
Cianuro	mg/l	0,1
Cloro residual libre	mg/l	0,2
Cloruros	mg/l	250
Cobre	mg/l	1
Cromo	mg/l	0,05
Dureza total	mg/l	400
Fluoruro	mg/l	2
Hierro total	mg/l	0,1
Manganeso	mg/l	0,05
Mercurio	mg/l	0,01
Nitrato	mg/l	45
Nitrito	mg/l	0,1
Amoníaco	mg/l	0,2
Plomo	mg/l	0,01
Selenio	mg/l	0,01
Sulfatos	mg/l	200
Zinc	mg/l	5

Tabla 12.1.1. Sustancias inorgánicas presentes en el agua de red de suministro (AySA).

Sustancias orgánicas		
Parámetros	Unidad	Valores
Trihalometanos	µg/l	100
Aldrin	µg/l	0,01
Dieldrin	µg/l	0,01
Clordano	µg/l	0,1
DDT	µg/l	1
Detergentes	mg/l	0,5
Heptacloro	µg/l	0,04
Heptacloroepóxido	µg/l	0,04
Lindano	µg/l	3
Metoxicloro	µg/l	30
2,4 D	µg/l	100
Benceno	µg/l	10
Hexacloro Benceno	µg/l	0,01
Monocloro Benceno	mg/l	0,003
1,2 Dicloro Benceno	mg/l	0,0003
1,4 Dicloro Benceno	mg/l	0,0001
Clorofenoles	µg/l	1
Tetracloruro de Carbono	µg/l	3
1,1 Dicloroetano	µg/l	0,3
Tricloroetileno	µg/l	20
1,2 Dicloroetano	µg/l	10
1,1,1 Tricloroetano	µg/l	200
Cloruro de vinilo	µg/l	2
Benzopireno	µg/l	0,01
Etilbenceno	mg/l	0,7
Estireno	mg/l	0,1
Tolueno	mg/l	1
Tetracloroetano	µg/l	10

Tabla 12.1.2. Sustancias orgánicas presentes en el agua de red de suministro (AySA).

Filtrado y almacenamiento

La filtración es una operación unitaria utilizada para separar un sólido insoluble de un líquido, haciendo pasar este último por una membrana porosa que retiene a los sólidos, gracias a una diferencia de presión existente entre un lado y otro de dicha membrana. En este caso, la filtración tiene como finalidad separar las partículas en suspensión de mayor tamaño que se encuentran en el agua que se obtiene de la red de suministro.

Este módulo elimina del agua de la red para proteger el sistema:

- Partículas, con un filtro de 0,5 µm.
- Cloro libre y coloides, mediante un filtro de carbón activo.

- Sales que precipitan por la adición de un agente anticalcáreo, que protege la membrana de ósmosis inversa.
- Impide la proliferación bacteriana gracias a un carbón bactericida.

Una vez filtrada el agua, se almacena en un reservorio a la espera de pasar a la siguiente operación, la ósmosis inversa.

Ósmosis inversa

Dado que los electrolizadores precisan de agua desmineralizada y desionizada, es necesario aplicar la ósmosis inversa para eliminar estas impurezas. Este proceso consiste en la utilización de una membrana parcialmente permeable que separa los iones, moléculas y partículas de mayor tamaño del agua. En este proceso se separan del 95 al 99% de los iones y 99% de las sustancias orgánicas disueltas, microorganismos y partículas.

En la ósmosis normal, el solvente se mueve naturalmente desde un área de baja concentración de soluto, a través de una membrana, hacia un área de alta concentración de soluto. En el caso de la ósmosis inversa, lo que se hace es aplicar una presión externa para invertir la dirección natural del solvente, pasando del área de alta concentración a la de baja concentración de soluto.

La diferencia entre la ósmosis inversa y la filtración normal es que la forma en la que fluye el líquido a través de la membrana permite separar diferentes tamaños de partículas. El filtrado normal separa por tamaño, atrapando partículas de 0,01 micrómetros o mayores en la membrana. En cambio, la ósmosis utiliza diferencias de solubilidad, pudiendo separar del fluido partículas de hasta 0,001 micrómetros.

En la Figura 12.1.2 puede verse el diagrama de proceso de la ósmosis, y cómo al aplicarle una presión externa al agua concentrada, se obtiene agua purificada del otro lado de la membrana, en la ósmosis inversa.

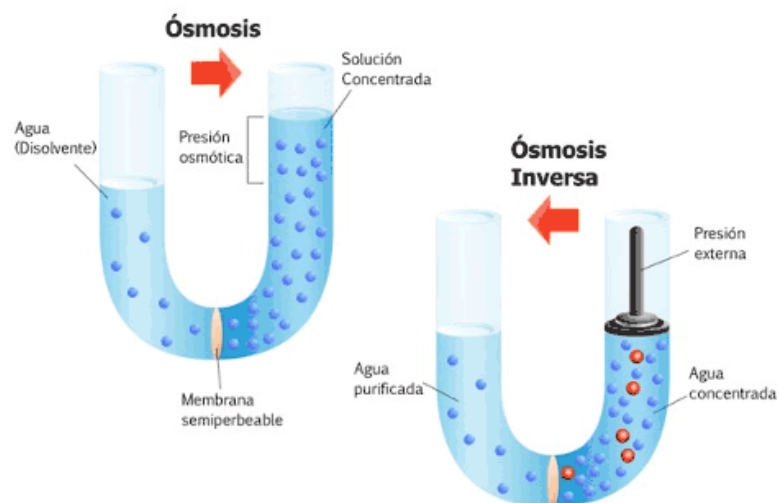


Figura 12.1.2. Diagrama de proceso de ósmosis y ósmosis inversa (Carbotecnia).

Enfriamiento de agua

El agua purificada obtenida en la etapa anterior debe enfriarse para utilizarse en el electrolizador. Esto se hace para mantener la celda electrolítica en el rango de temperaturas deseado para todas las condiciones posibles de operación.

El enfriamiento puede darse tanto dentro como fuera del electrolizador, dependiendo del modelo, y puede utilizarse exceso de agua de proceso u otro fluido refrigerante en intercambiadores de calor.

Transformación eléctrica y rectificación

La unidad de suministro de energía a la planta de electrólisis contiene una unidad transformadora, que se ocupa de ajustar el voltaje de la fuente principal al que requiere la planta. También es necesario un rectificador, que convierte la corriente alterna proveniente de la red, en corriente continua que necesita el electrolizador. Para los otros equipos se utiliza energía alterna que no pasa por el rectificador.

El rectificador es una máquina diseñada para convertir la corriente alterna en continua. Se utiliza en aquellas aplicaciones donde la tensión de red (alterna) no es adecuada para una carga dada (electrolizador). En la Figura 12.1.3, se muestran las etapas de acondicionamiento de corriente en el rectificador.

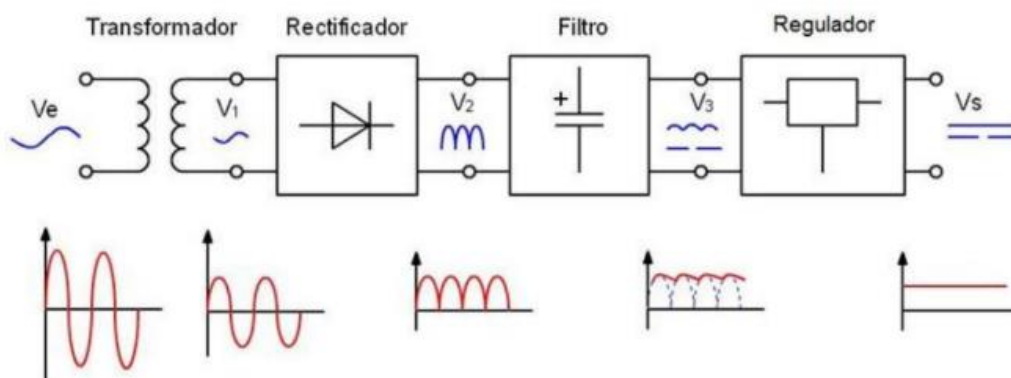


Figura 12.1.3. Etapas de acondicionamiento de corriente en un rectificador.

En la Tabla 12.1.3, se muestran las características generales de un rectificador de corriente alterna a continua. Como se ve en la tabla, las eficiencias son altas, pero se requiere de refrigeración para que el calor no genere daños en el equipo.

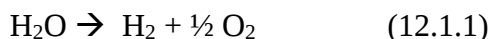
Eficiencia	> 94%
Refrigeración	Aire / Agua
Potencia Activa	90 - 500 kW
Potencia Reactiva	Varias
Distorsión Armónica total	< 10%
Factor de potencia	0,96

Tabla 12.1.3. Características generales de un rectificador AC/DC.

La necesidad de disponer de transformadores se debe al requerimiento de disponer dentro de la instalación eléctrica de diferentes tensiones. También a la topología entre el rectificador y los electrolizadores, es decir, que la tensión que demanden los electrolizadores haga necesario elevar o disminuir las tensiones de entrada del rectificador.

Electrólisis

La electrólisis consiste en pasar una corriente directa entre dos electrodos inmersos en agua, a la que se le agrega un electrolito para aumentar su conductividad eléctrica. Esta corriente separa la molécula de agua en hidrógeno, que se forma en el cátodo y oxígeno, que se forma en el ánodo, como se ve en la Ecuación 12.1.1. La cantidad de los gases que se obtiene es directamente proporcional a la corriente que pase entre los electrodos.



Es necesaria la utilización de un separador o diafragma para evitar la recombinación del hidrógeno y el oxígeno dentro de la celda.

Debido a pérdidas energéticas y térmicas, nunca la totalidad del agua que ingresa a la celda se logra separar en sus componentes, por lo que con los gases producidos hay una pequeña cantidad de agua que es necesario separar.

De igual manera, el diafragma no separa los gases absolutamente, sino que una pequeña cantidad de oxígeno está presente en el hidrógeno que se obtiene, y viceversa. Esto se indica con la pureza de los gases. El hidrógeno que se produce tiene purezas entre 99,5% y 99,999%, dependiendo del electrolizador, lo mismo ocurre con el oxígeno con purezas que varían entre 99% y 99,98%.

Separación de gases

Como se mencionó anteriormente, una proporción de agua que no se transforma, sale con los gases producidos en la electrólisis y es necesario separarla para obtener el producto final que se desea.

En el separador, las burbujas de gas fluyen hacia la parte superior y el agua sale por la parte inferior y se recircula hacia la celda electrolítica. Esta recirculación forzada ayuda a que las burbujas de gas salgan de la celda.

Hay que tener en cuenta ciertas condiciones de operación, ya que el agua que está dentro no puede caer debajo de un mínimo para evitar que el gas fluya de regreso a la celda, y también no puede sobrepasar un máximo para evitar que el exceso de agua continúe en el gas en próximas etapas.

Sin embargo, dado que el flujo de gas arrastra gotas de agua y además existe una componente de vapor de agua en equilibrio con un gas, por psicrometría, es que se necesitan sucesivas etapas para eliminar el agua del gas en su totalidad.

Desnebulización

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

Enfriamiento de hidrógeno

El hidrógeno pasa por un intercambiador de calor con el fin de reducir su temperatura hasta aproximadamente 15 °C para las operaciones posteriores. Esto hace que gran parte del agua todavía presente en el gas precipite y pueda ser eliminada luego.

Desoxidación

En esta operación se elimina oxígeno residual que haya quedado en el hidrógeno durante la separación del agua en la electrólisis. La pureza del hidrógeno viene dada por la cantidad de oxígeno que haya presente en él. Entonces se elimina oxígeno en esta etapa para aumentar la pureza.

Condensación

Esta es la última etapa de separación de agua del hidrógeno. La trampa de condensado funciona por diferencia de puntos de ebullición, entonces el agua queda en estado líquido en la parte inferior de la trampa, mientras que el hidrógeno separado fluye hacia la siguiente etapa.

Almacenamiento en buffer

Lo que se hace en esta etapa es acumular el hidrógeno, ya que existen diferencias entre los flujos de salida del electrolizador y de entrada al compresor.

Compresión

Se comprime el gas que se tiene a aproximadamente 30 bar cuando sale del electrolizador y en las siguientes etapas, hasta alrededor de 300 bar, ya que este aumento de presión permite aumentar la cantidad que se puede almacenar.

Almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno se almacena en varios cilindros dispuestos en una estructura de container y queda a la espera de ser transportado.

12.2 Elección de tecnología

12.2.1 Electrolizadores

Para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, se hace pasar la molécula de agua por un proceso electroquímico que la divide en sus componentes. La energía que se requiere tiene que ser proveniente de una fuente de corriente continua. A temperatura ambiente, la separación del agua es muy pequeña, de aproximadamente 10^{-7} moles por litro. Esto se debe a que el agua es un muy pobre conductor de electricidad. Por lo tanto, es necesario agregar un ácido o base que sirva como electrolito para aumentar la conductividad del agua.

En la actualidad existen tres tecnologías principales de electrolizadores, que se dividen de acuerdo con el electrolito usado en la celda.

- Electrolizadores alcalinos.
- Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM).
- Electrolizadores de óxido sólido (SOE).

Electrolizadores alcalinos

La electrólisis alcalina es una tecnología madura y es uno de los métodos más fáciles y simples para la producción de hidrógeno. Tiene como desventajas los altos costo de instalación, mantenimiento, el gran consumo de energía, su relativa baja durabilidad y la inseguridad relacionada a usar electrolitos corrosivos.

En el proceso de separación del agua, el hidrógeno se forma en el cátodo junto con el ion OH^- , que migra a través del electrolito y de un diafragma que separa los gases, descargando en el ánodo y formando oxígeno, como se observa en la Figura 12.2.1.1. Los materiales que conforman los electrodos pueden ser muy variados. En el cátodo, se utilizan metales como níquel, hierro, cadmio o cobre o no metales como el carbono. En el ánodo, generalmente se utiliza níquel.

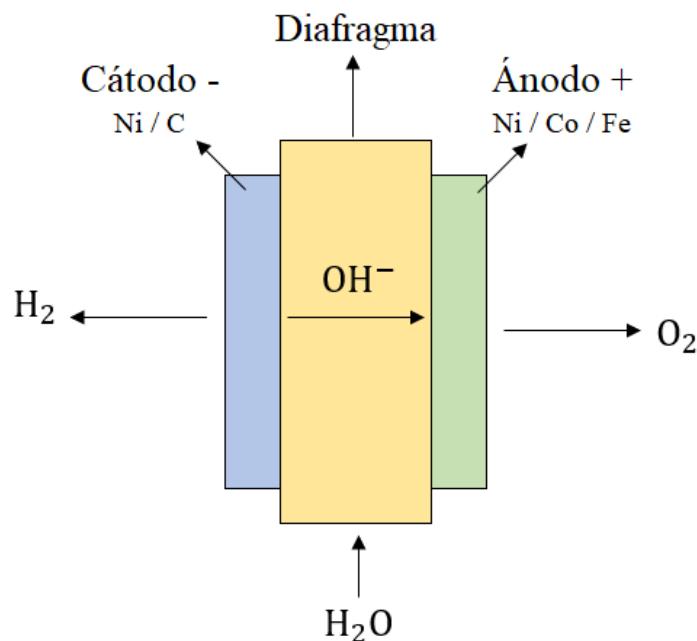


Figura 12.2.1.1. Esquema de un electrolizador alcalino.

Las ecuaciones que tienen lugar en el cátodo y ánodo se muestran en las ecuaciones 12.2.1.1 y 12.2.1.2, respectivamente.



El electrolito utilizado en estos electrolizadores es una solución acuosa, comúnmente de NaOH o KOH, en una concentración de entre 20 y 40 %. Normalmente operan a temperaturas de entre 60 y 80 °C y presiones de hasta 30 bar. Pueden producir entre 40 y 70 kg H₂ / hora, con purezas superiores a 99,5%.

Suelen tener una vida útil de 15 años, estimándose entre 60 mil y 90 mil horas de operación en las celdas, con eficiencias energéticas entre 47 y 82%. Para aplicaciones industriales, se conectan varias celdas en paralelo, trabajando como una.

Las características de los electrolizadores alcalinos se muestran en la Tabla 12.2.1.1.

Madurez	Comercial
Densidad de corriente	0,2 - 0,4 A/cm ²
Presión de salida del H ₂	0,05 - 30 bar
Temperatura de operación	60 - 80 °C
Pureza del H ₂	99,5 - 99,9 %
Eficiencia	47 - 82 %
Vida útil	60.000 - 90.000 h

Tabla 12.2.1.1. Características del electrolizador alcalino.

Electrolizadores PEM

La electrólisis PEM es una tecnología relativamente nueva que utiliza una membrana polimérica como electrolito. Esta membrana es un sólido ácido que funciona tanto como separador de los gases que se forman y es también un agente para aumentar la conductividad del agua. A diferencia de los electrolizadores alcalinos, utilizan solamente agua desmineralizada sin ningún aditivo como alimentación al electrolizador para la producción de hidrógeno.

Las ventajas que presentan este tipo de electrolizadores son una mayor seguridad y limpieza medioambiental dado que no utiliza el agregado de electrolitos corrosivos. También tienen diseños más compactos, producen hidrógeno de mayor pureza, tienen una baja mezcla de gases, bajo consumo energético, alta presión de operación y menores necesidades de mantenimiento.

La celda está conformada por la membrana, el cátodo, que es normalmente de platino y el ánodo, de iridio. Las membranas deben tener alta resistencia a la oxidación, estabilidad frente a los cambios de temperatura, alta conducción de protones y alta durabilidad. En la Figura 12.2.1.2, se muestra el esquema de un electrolizador PEM.

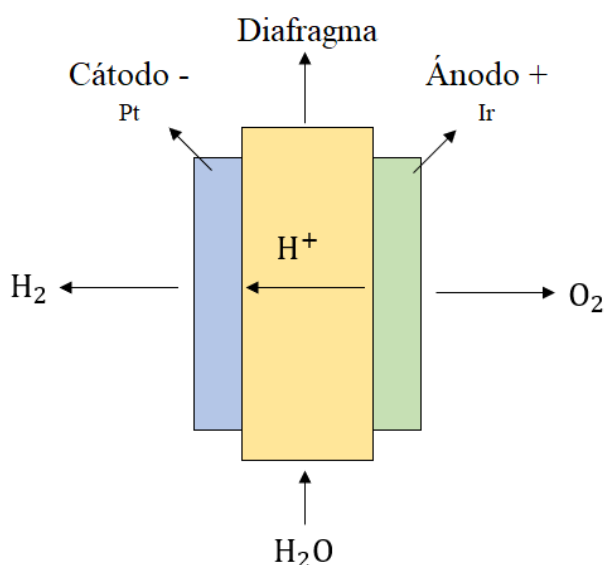


Figura 12.2.1.2. Esquema de un electrolizador PEM.

En la Ecuación 12.2.1.3, se muestra la reacción que tiene lugar en el cátodo y en la Ecuación 12.2.1.4, la del ánodo.



La pureza del hidrógeno suele ser mayor a la de los electrolizadores alcalinos, sobre 99,99 % sin la necesidad de equipos auxiliares. Comercialmente estos sistemas tienen una capacidad de 150 kW hasta 1 MW, una vida útil de 20.000 a 80.000 horas. Las eficiencias energéticas van entre 48 y 78 %.

En la Tabla 12.2.1.2, se muestran las características de los electrolizadores PEM.

Madurez	Comercial
Densidad de corriente	1- 2 A/cm ²
Presión de salida del H ₂	10 - 30 bar
Temperatura de operación	50 - 80 °C
Pureza del H ₂	99,9 - 99,999 %
Eficiencia	48 - 78 %
Vida útil	20.000 - 80.000 h

Tabla 12.2.1.2. Características del electrolizador PEM.

Electrolizadores SOE

Esta tecnología es la menos desarrollada de las mencionadas, y está ganando interés dado el potencial que tiene para aumentar la eficiencia de la electrólisis del agua por la utilización de altas temperaturas de operación, generalmente entre 700 y 1000 °C. El problema es que operar a este rango de temperaturas degrada más rápidamente los componentes de la celda. Por este motivo es que las temperaturas podrían bajarse al rango de 500 – 700°C para hacer viable la operación.

Teniendo en cuenta las demandas de energía y calor, las eficiencias energéticas de este tipo de electrolizadores rondan el 90%.

Las reacciones que ocurren en el cátodo y ánodo se muestran en las ecuaciones 12.2.1.5 y 12.2.1.6, respectivamente.



En la Figura 1.2.1.3, se muestra el esquema de un electrolizador SOE.

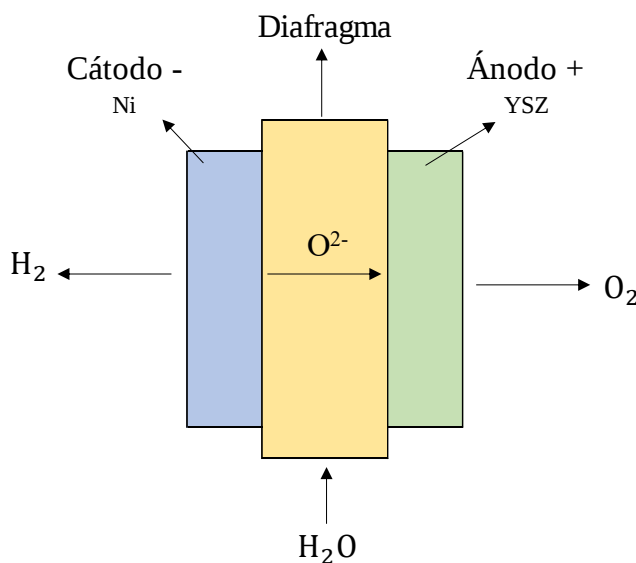


Figura 12.2.1.3. Esquema de un electrolizador SOE.

Como se mencionó anteriormente, este tipo de electrolizadores todavía se encuentra en desarrollo a nivel de laboratorio y no se produce a escalas industriales. Tienen vidas útiles de aproximadamente 1000 horas.

Comparación de tecnologías

En esta sección se comparan las tecnologías comerciales, dado que los electrolizadores SOE no se fabrican para producción a escalas industriales. Entonces, se comparan los electrolizadores alcalinos con los PEM. En la Tabla 12.2.1.3, se enumeran las ventajas y las desventajas de cada uno.

Alcalino	PEM
Ventajas	
Tecnología establecida	Alta densidad de corriente
Estabilidad de largo plazo	Alta eficiencia de voltaje
Relativo costo bajo	Sistema compacto
Celdas en el rango de los MW	Gases de alta pureza
	Rápida respuesta
	Excelente comportamiento a carga parcial
	Operación dinámica
Desventajas	
Baja densidad de corriente	Costo mayor
Mezcla de gases	Posible menor duración
Poco dinámico	Celdas debajo del rango de los MW
Bajas presiones de operación	Tecnología más reciente
Electrolito líquido corrosivo	

Tabla 12.2.1.3. Comparación de electrolizadores alcalino y PEM.

La electrólisis de agua alcalina representa una tecnología más madura, como se mencionó anteriormente. En la actualidad es más utilizada para aplicaciones industriales de gran escala de producción de hidrógeno, en el rango de los MW. Existen electrolizadores alcalinos capaces de producir hasta 60 kg/h de hidrógeno.

Los electrolizadores alcalinos, poseen una lenta respuesta, lo que genera limitaciones en términos a flexibilidad e integración a proyectos renovables. A esto hay que sumarle, la utilización de electrolitos corrosivos, como el KOH, los cuales requieren un tratamiento diferenciado para su disposición final.

En el caso de los electrolizadores PEM, al ser una tecnología más nueva, existen más oportunidades de mejora y avances ya realizados en los últimos tiempos. Esto significa que, si bien la electrólisis alcalina es favorable económicamente, es una tecnología madura la cual es poco factible que presente grandes avances, mientras que los PEM se encuentran en pleno crecimiento mostrando mejoras notables en eficiencias y costos de fabricación, esperando ser la tecnología líder del segmento en un futuro cercano.

Las ventajas que presentan actualmente los electrolizadores PEM por sobre los alcalinos, son la mayor densidad de corriente y voltaje, lo que la hace una operación más dinámica. Además de ser más compactos, producir gases de mayor pureza, y como ya se mencionó, presentar más opciones de mejoras en el futuro. Por estos motivos es que se elige la tecnología PEM para realizar la electrólisis en el proyecto.

12.2.2 Definición de electrolizador

Una vez elegida la tecnología se prosigue con la elección de la marca y modelo de electrolizador que se encuentre disponible en el mercado. En un principio, se consideró buscar fabricantes dentro de Argentina, pero al no existir ninguno, se prosiguió con la búsqueda por cercanía, descartando también a Sudamérica. Por ello en el siguiente análisis se toman en cuenta a las 4 empresas más importantes en la producción de electrolizadores PEM: Siemens, ITM Power, Hydrogenics y NEL. Todas ellas ubicadas en distintos países con fuertes inversiones en el sector energético y sobre todo en tecnologías de hidrógeno.

Uno de los requisitos fundamentales que debe tener un electrolizador es el grado de pureza que se puede lograr. Cualquier electrolizador que presente una pureza del hidrogeno menor al 99,995% queda descartado del análisis.

Además, otro filtro orientativo es la capacidad productiva de los electrolizadores. A modo de aproximación, se desestiman equipos que superen los 400 Nm³/h debido a que superarían en un 50% la producción del proyecto. De igual manera ocurre con el límite inferior de 100 Nm³/h ya que la cantidad de equipos aumentarían considerablemente.

A continuación, se analizan los modelos de cada marca que cumplen con las condiciones previamente mencionadas.

Siemens

Siemens (Erlangen, Alemania) ha desarrollado grandes plantas de electrólisis de agua para la gestión de la energía. La mayoría de estos proyectos se han basado en la tecnología PEM, desarrollada por ellos mismos, llamada Silyzer. Estos electrolizadores se encuentran actualmente en el mercado, siendo el Silyser 300 el más reciente, pero dado las capacidades productivas se toma el Silyser 200 como punto de análisis. La Figura 12.2.2.1 muestra una descripción general y la Tabla 12.2.2.1 proporciona algunas características técnicas.

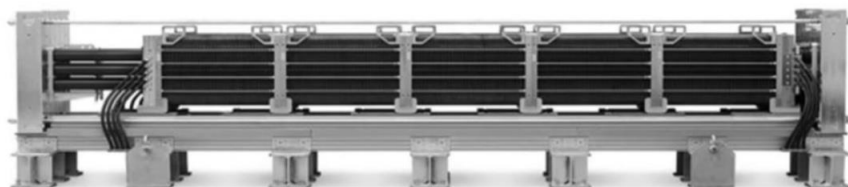


Figura 12.2.2.1. Silyzer 200.

Modelo	Silyzer 200
Potencia	1,25 MW
Producción de H ₂	225 Nm ³ /h
Consumo	50 kWh/kg
Presión de operación	Hasta 35 bar
Pureza	99.999%
Requerimiento de Agua	1,5 lt/Nm ³

Tabla 12.2.2.1. Principales características del Silyzer 200.

Hydrogenics

Hydrogenics (Canadá y Bélgica, Oevel) es el líder mundial en diseño, fabricación, construcción e instalación de soluciones industriales y comerciales de generación de hidrógeno, celdas de combustible y almacenamiento de energía a escala. Con respecto a los electrolizadores PEM, se puede analizar una opción que se alinea a los requerimientos del proyecto. En la Tabla 12.2.2.2. se muestran las principales características del modelo HyLYZER.

Modelo	HyLYZER
Potencia	1,5 MW
Producción de H ₂	300 Nm ³ /h
Consumo	5-5,4 kWh/Nm ³
Presión de operación	30 barg
Pureza	99.998%
Requerimiento de Agua	1,4 lt/Nm ³

Tabla 12.2.2.2. Principales características del HyLYZER.

Al igual que muchos otros fabricantes de electrolizadores de agua PEM, Hydrogenics proporciona soluciones comerciales de plantas de electrólisis de agua PEM en contenedores para varios usuarios finales (por ejemplo, industria química o farmacéutica, electrónica y semiconductores, procesamiento mental, plantas de energía).

ITM Power

ITM Power (Sheffield, Reino Unido) fabrica soluciones integradas de energía de hidrógeno, que son de respuesta rápida y a alta presión, que cumplen los requisitos para el equilibrio de la red y los servicios de almacenamiento de energía, y para la producción de combustible limpio para el transporte, calor renovable y productos químicos. ITM Power ofrece soluciones basadas en una plataforma modular (contenedor de carga estándar) y se puede expandir en cualquier momento después de la instalación inicial, lo que permite un despliegue por etapas de producción de hidrógeno. La Tabla 12.2.2.3 proporciona algunas especificaciones de los módulos de electrólisis.

Modelo	Hgas2SP
Potencia	1,34 MW
Producción de H ₂	22,5 kgH ₂ /h
Consumo	5-5,4 kWh/Nm ³
Presión de operación	20 barg
Pureza	99.998%
Requerimiento de Agua	1,4 lt/Nm ³

Tabla 12.2.2.3. Principales características del Hgas2SP.

NEL

NEL (Oslo, Noruega) es una compañía global dedicada al hidrógeno, que ofrece soluciones óptimas para producir, almacenar y distribuir hidrógeno a partir de energía renovable. Su área de trabajo cubre toda la cadena de valor, desde las tecnologías de producción de hidrógeno hasta la fabricación de estaciones de combustible de hidrógeno. El modelo M250 se muestra en la Figura 12.2.2.2 y las especificaciones se pueden ver en la Tabla 12.2.2.4.

Modelo	M250
Potencia	1,25 MW
Producción de H ₂	246 Nm ³ /h
Consumo	4,5 kWh/Nm ³
Presión de operación	30 barg
Pureza	99.998%
Requerimiento de Agua	0,9 lt/Nm ³

Tabla 12.2.2.2. Principales características del M250.



Figura 12.2.2.2. Modelo M250 de NEL.

Elección de modelo

De esta forma, teniendo todos los modelos que se encuentran en el rango de producción de 150 y 400 Nm³/h, se busca analizar qué electrolizador tiene menor consumo, tanto de agua como de electricidad. En la Tabla 12.2.2.5, se muestran resumidas las características de todos los electrolizadores que cumplen con los requerimientos esenciales.

	NEL - M250	ITM Power - Hgas2SP	Siemens - Silyzer 200	Hydrogenics - HyLYZER
Potencia	1,25 MW	1,34 MW	1,25 MW	1,5 MW
Producción de H ₂	246 Nm ³ /h	270 Nm ³ /h	225 Nm ³ /h	300 Nm ³ /h
Consumo	4,5 kWh/Nm ³	5-5,4 kWh/Nm ³	4,5 kWh/Nm ³	5-5,4 kWh/Nm ³
Requerimiento de Agua	0,9 lt/Nm ³	1,4 lt/Nm ³	1,5 lt/Nm ³	1,4 lt/Nm ³

Tabla 12.2.2.5. Tabla comparativa de todos los modelos.

El modelo de NEL junto al modelo de Siemens son los que menor consumo por Nm³ de H₂ tienen, 4,5 kWh por Nm³ de hidrógeno.

Por otro lado, el modelo M250 de NEL, respecto al resto, tiene un consumo de agua mucho menor por Nm³ de H₂, representa un 60% del modelo de Siemens.

De esta forma queda establecido el modelo M250 del fabricante Noruego NEL. A continuación, se analiza en mayor detalle su funcionamiento con cada uno de los procesos como se muestran en la Figura 12.2.2.3.

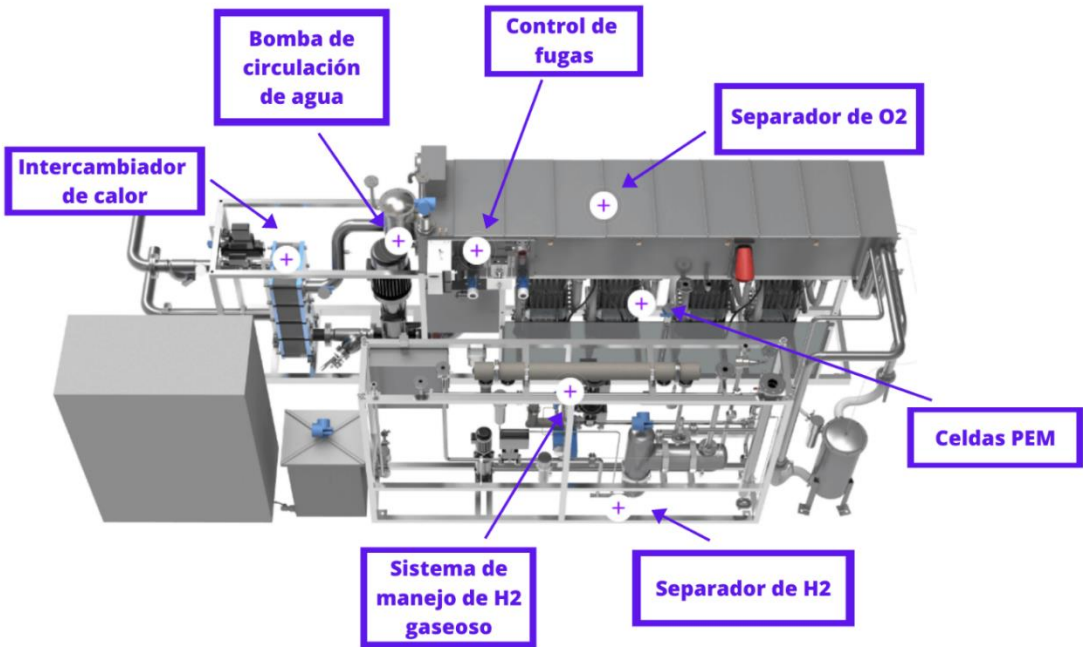


Figura 12.2.2.3. Modelo de la serie M de NEL con principales partes.

En la entrada del módulo, Figura 12.2.2.3, se encuentra el sistema de purificación de agua por osmosis inversa, Este proceso viene incluido por el fabricante como se puede ver en las especificaciones técnicas del electrolizador M250 en el Anexo F. El agua desionizada se dirige al intercambiador de calor de la Figura 12.2.2.4. Este permite acondicionar el agua desionizada removiendo el calor en exceso para entrar en rangos operativos (5 a 40 °C).

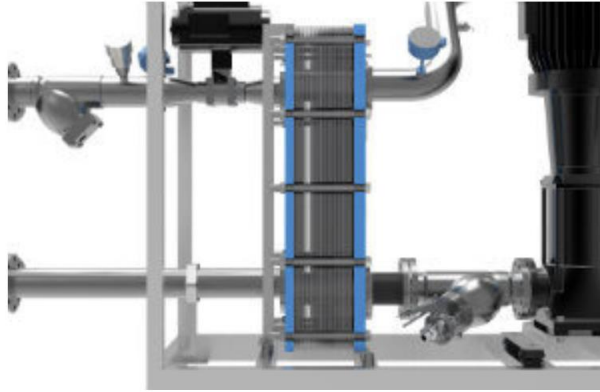


Figura 12.2.2.4. Intercambiador de calor se la serie M.

La bomba de circulación de agua mostrada en la Figura 12.2.2.5 cumple el rol de impulsar el agua desionizada hacia las celdas PEM de las pilas electrolizadoras.

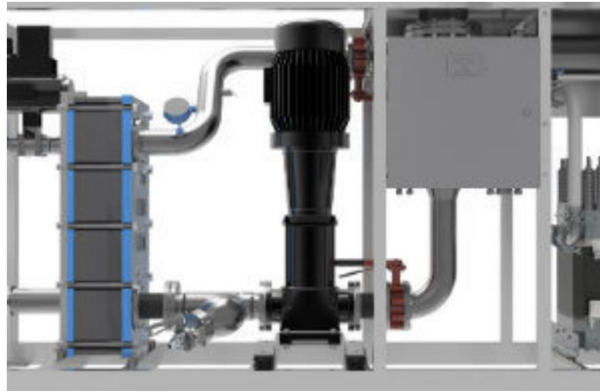


Figura 12.2.2.5. Bomba de circulación de agua de la serie M.

Donde ocurre el proceso químico de la electrolisis mencionado anteriormente es realizado en las celdas PEM, mostradas en la Figura 12.2.2.6.

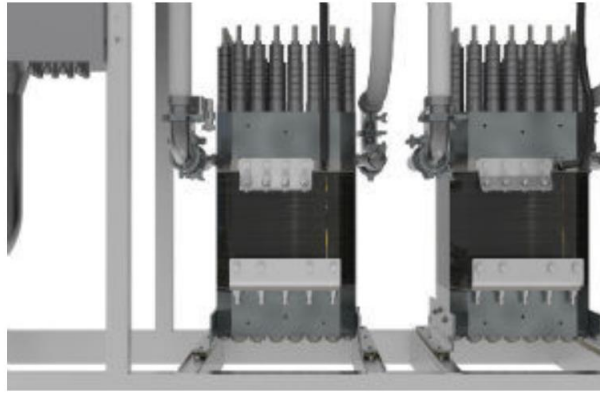


Figura 12.2.2.6. Celdas PEM.

Además, para mantener las eficiencias y los grados purzas lo más alto posible, se cuenta con un sistema de detección de pérdidas de hidrógeno a lo largo del proceso, que se puede observar en la Figura 12.2.2.7.

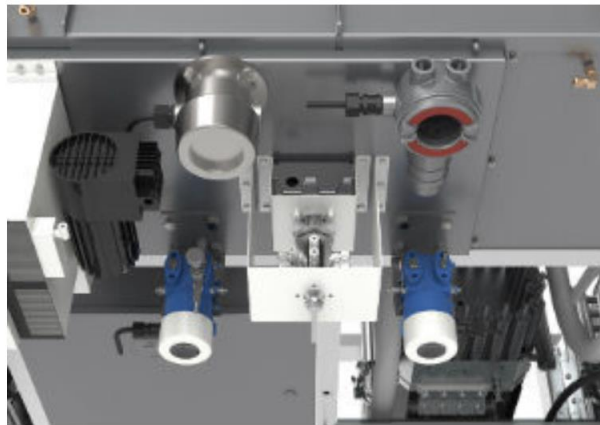


Figura 12.2.2.7. Sistema de detección de perdidas.

Luego de la separación de O_2 y de H_2 en la celda, la fase del primer componente se aloja en la Figura 12.2.2.8.



Figura 12.2.2.8. Separación de O_2 .

Análogamente, se redistribuye el H_2 por otro camino, hacia el separador de hidrógeno, mostrado en la Figura 12.2.2.9.



Figura 12.2.2.9. Separador de hidrógeno.

Se cuenta con un sistema de manejo del gas de hidrógeno llamado HGMS, mostrado en la Figura 12.2.2.10. De esta forma el fabricante se asegura un control integrado de cada etapa aumentando la eficiencia y mejorando el diseño. Gracias a esto se puede medir y corregir el flujo, la presión y la temperatura a la que está sometido cada proceso, permitiendo un mejor control sobre los parámetros deseados del producto final. Para ello se utiliza un desnebulizador y un condensador para un mejor aprovechamiento del agua como también un equipo de desoxidación para eliminar toda mezcla con el oxígeno.

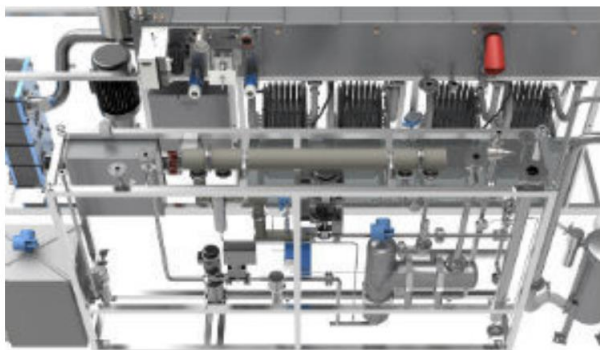


Figura 12.2.2.10. Sistema de manejo del gas de hidrógeno (HGMS).

12.2.3 Descripción y definición de compresores

Para el proceso de compresión se deben analizar las tecnologías de compresión existentes y los modelos que se encuentran en el mercado.

Hoy en día, comercialmente existen dos tipos de compresores para comprimir hidrógeno a altas presiones, los de tipo booster y los de diafragma. Los primeros basan su funcionamiento en los compresores alternativos, el movimiento de un pistón genera la compresión del gas de trabajo. Existe una mezcla de fluido de compresión y lubricante (aire o aceites) que hace que no se cumplan los requerimientos de pureza de hidrógeno buscados (99,995 %) por lo que se descartan estos tipos de compresores.

De esta manera, se destina el análisis a los compresores tipo diafragma. Además del grado de pureza, también permiten grandes caudales y altas presiones.

Funcionamiento

El principio de funcionamiento de estos equipos también se basa en un pistón alternativo, pero la diferencia radica en que transmite su movimiento a un diafragma flexible, compuesto por tres membranas de diferentes metales, a través de un aceite hidráulico. Debido a la fuerza ejercida por el aceite sobre el diafragma, este se dobla y oscila, aumentando y disminuyendo el volumen de la cámara de compresión y, variando consecuentemente, la presión del gas de trabajo.

A diferencia de los de tipo booster, la existencia de esta triple membrana hace que el hidrógeno no entre en contacto con el aceite de lubricación ni con el hidráulico, de esta manera se obtiene el gas comprimido con una pureza muy elevada.

Por otro lado, la presión a la que se puede someter al hidrógeno es importante para el análisis. La capacidad de este tipo de máquinas puede alcanzar presiones elevadas, sobrepasando los 300 bar. En la Figura 12.2.3.1 se muestra un esquema de un compresor tipo diafragma.

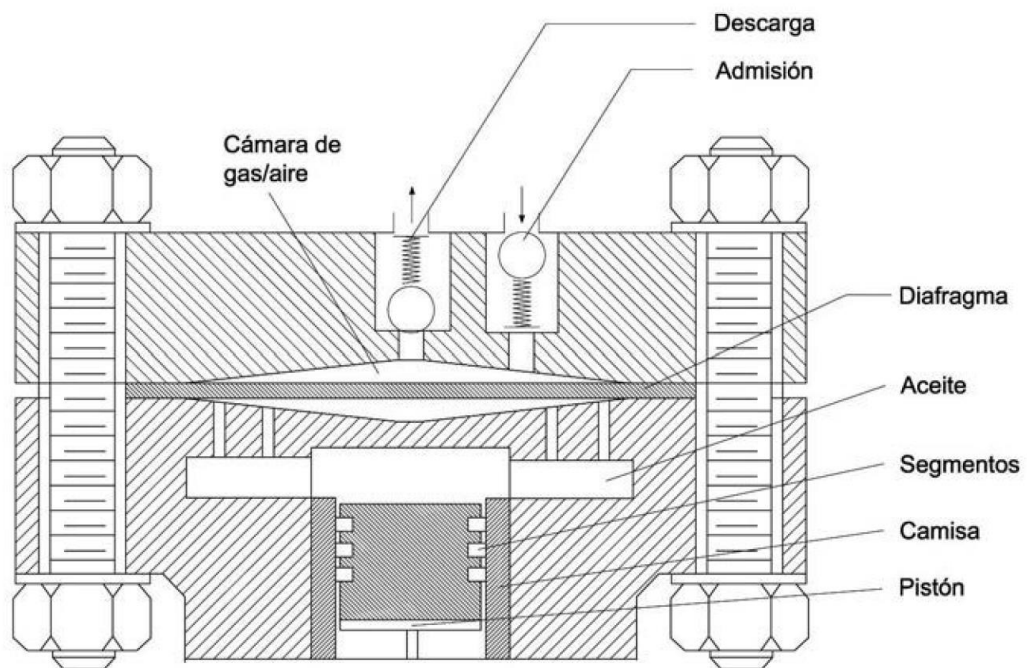


Figura 12.2.3.1. Esquema de compresor tipo diafragma.

A continuación, se analiza el caudal, la presión de salida y el consumo de los compresores tipo diafragma existentes en el mercado.

Método de selección

Para determinar la maquinaria para el proyecto, se realiza el análisis de los catálogos de los principales fabricantes de compresores tipo diafragma. Entre ellos se encuentran, PDC Machines, Burckhardt Compression y Howden.

Como se mencionó anteriormente, el análisis está enfocado en la instalación de los compresores en la planta para la disposición final del producto a una presión de 300 bar en tanques de 11890 Nm³ (1000 kg). Para establecer el flujo mínimo se debe tomar la salida del electrolizador. De esta forma, se toma que la capacidad mínima del compresor debe ser de 246 Nm³/h. Debido a esto en un primer filtro, se elimina del análisis al fabricante Howden ya que las capacidades máximas no superan los 5 Nm³/h.

En primer lugar, se descartaron los modelos que no sean capaces de alcanzar los 300 bar de presión, debido a que es la mínima presión requerida.

PDC Machines

Los modelos de este fabricante son capaces de mover una gran cantidad de flujo a altas presiones. A continuación, en la Tabla 12.2.3.1 se muestran los modelos de compresores de hidrógeno que oferta el fabricante PDC Machines.

Modelo	Presión de salida [Bar]	Capacidad Máxima [Nm ³ /h]	Potencia [kW]
PDC - 3	200-484	20	10
PDC - 4	200-484	160	22
PDC - 4 (150)	200-484	241	30
PDC - 5	200-484	563	55
PDC - 13	200-484	3000	175

Tabla 12.2.3.1. Características de modelos PDC Machines.

Se observa que, para compresión de hidrógeno, todos los compresores alcanzan los 300 bar, con lo cual, en este catálogo los únicos parámetros discriminantes serán los consumos y tiempos de llenado a partir de datos del caudal.

El modelo PDC-5, en la Figura 12.2.3.2 es el que mejor se adapta a los requerimientos de la planta, con una capacidad máxima de 563 Nm³/h y una potencia de 55 kW.



Figura 12.2.3.2. Compresor PDC Machines.

A continuación, se analiza para este modelo el tiempo de llenado con la Ecuación (12.2.3.1) y el consumo con la Ecuación (12.2.3.2)

$$t = \frac{11890 \text{ Nm}^3}{563 \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right)} = 21,1 \text{ hrs} \quad (12.2.3.1)$$

$$\text{Consumo} = \frac{55 \text{ kW} \cdot 3600 \text{ s}}{563 \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right)} = 351,7 \left(\frac{\text{kJ}}{\text{Nm}^3} \right) \quad (1.2.3.2)$$

Burckhardt Compression

Estos modelos presentan características similares a los anteriores. En este caso la capacidad, según fabricante, es medida en kg/hr. En la Tabla 12.2.3.2 se muestran las principales características.

Modelo	Presión de salida [Bar]	Capacidad Máxima [kg/h]	Potencia [kW]
MD6.5-M	450	62	168
MD10-D	450	28	89
MD10-M	450	101	261
MD12 - D	450	34	107
MD12 - M	450	125	315

Tabla 12.2.3.2. Características de modelos Burckhardt Compression..

Los modelos que mejor se adaptan a los requerimientos son el MD6.5-M, con una capacidad máxima de 740 Nm³/h y el MD12-D cuya capacidad es de 405 Nm³/h.

De esta forma se hacen los mismos cálculos anteriormente realizados para el tiempo de llenado con las Ecuaciones 12.2.3.3 y 12.2.3.6 y el consumo específico con las Ecuaciones 12.2.3.4 y 12.2.3.5.

Modelo MD6.5-M

$$t = \frac{11890 \text{ Nm}^3}{740 \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}\right)} = 16,1 \text{ hrs} \quad (12.2.3.3)$$

$$\text{Consumo} = \frac{168 \text{ kW} \cdot 3600 \text{ s}}{740 \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}\right)} = 817,3 \left(\frac{\text{kJ}}{\text{Nm}^3}\right) \quad (12.2.3.4)$$

Modelo MD12-D

$$t = \frac{11890 \text{ Nm}^3}{405 \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}\right)} = 29,35 \text{ hrs} \quad (12.2.3.5)$$

$$\text{Consumo} = \frac{107 \text{ kW} \cdot 3600 \text{ s}}{405 \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}\right)} = 951,1 \left(\frac{\text{kJ}}{\text{Nm}^3}\right) \quad (12.2.3.6)$$

De esta forma se concluye que debido al consumo específico de cada uno de los modelos estudiados, se toma el del fabricante PDC Machines, por un menor consumo y por lo tanto un abaratamiento en los costos de producción

12.2.4 Definición de tecnologías auxiliares

Suministro de electricidad

La electricidad para el funcionamiento de la planta es de vital importancia. Pero lo es aún más considerando que junto al agua, son las dos materias primas del proceso. Siendo la electricidad el principal insumo que utilizan los electrolizadores para particionar las moléculas de agua y formar hidrógeno, se realiza un análisis de cómo debe ser tomada y si se requiere de algún proceso.

La energía eléctrica es tomada desde la red, para ello se debe estimar la capacidad de la planta. Debido a la potencia requerida, se toma una línea de 132 kV para obtener el insumo eléctrico. De esta forma se debe armar una subestación transformadora, cuyo sistema esquemático se observa en la Figura 12.2.4.1 Esta cumple la función de reducir la tensión de entrada a una que cumpla con el requerimiento de la maquinaria.

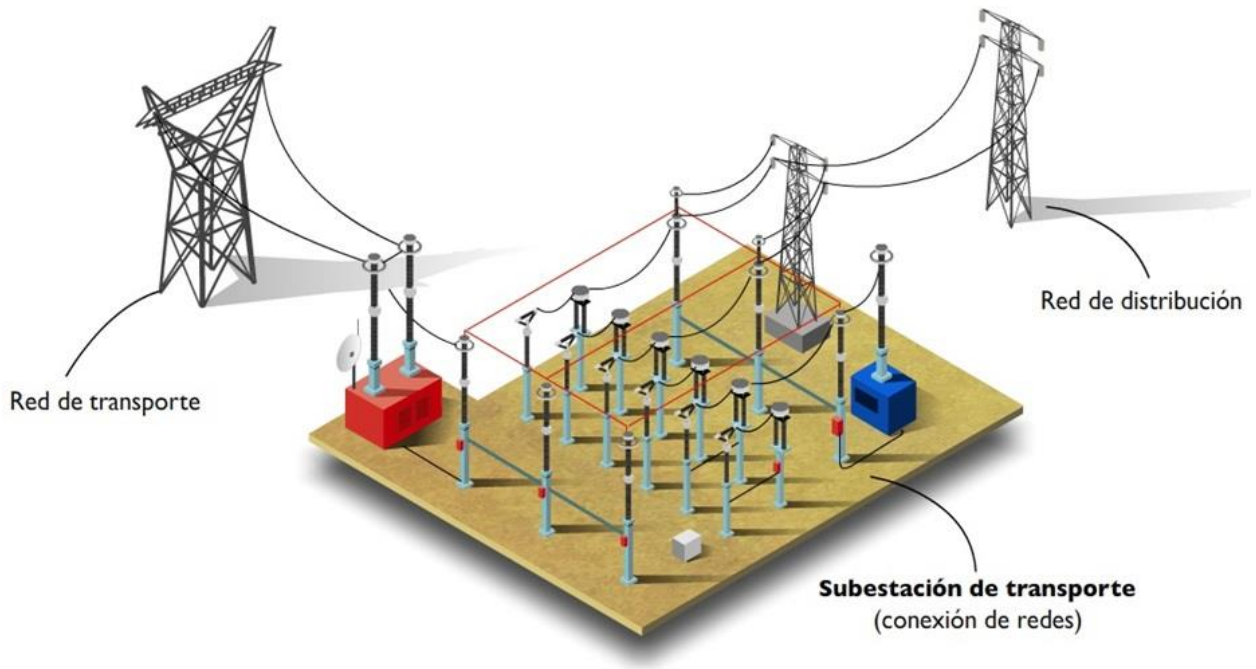


Figura 12.2.4.1. Esquema de subestación transformadora.

Del balance de línea, desarrollado en la sección 2.1, se obtiene que la capacidad de la planta es de 6 MW, de los cuales, 5 MW son de la potencia dimensionada para los electrolizadores. Pero esta potencia se alcanza luego de la segunda ampliación, por lo que en la Tabla 12.2.4.1 se muestra la evolución del requerimiento energético de la planta.

Año	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Potencia requerida [MW]	1,5	3	6

Tabla 12.2.4.1. Evolución del requerimiento energético.

La máquina que presenta un mayor consumo es el electrolizador, por lo que tiene gran injerencia en la transformación y la rectificación. Como se mencionó anteriormente la potencia nominal para el electrolizador NEL M250 es de 1,25 MW y además presenta los siguientes requerimientos eléctricos:

- Instalación típica de: 6.6 a 35 kV, tres fases 50 Hz/60 Hz.
- Bajo voltaje y requerimiento de tres fases para el balance de planta y equipos complementarios.

Debido a la escalabilidad del proyecto, también se deben considerar expansiones de la subestación para no ocupar una potencia no utilizable, por lo tanto, no operativa. Por lo que se busca ir incrementando el consumo energético con un aumento de la capacidad de la subestación transformadora.

Por otro lado, para dimensionar la potencia de los transformadores se analiza la división de la potencia total requerida a la mitad. Esto quiere decir que, ante el fallo, o necesidad de mantenimiento, la planta pueda operar a la mitad de la capacidad sin la necesidad de

realizar un paro total por falta de insumo eléctrico. A su vez, como otra alternativa para la mitigación de riesgos se busca dimensionar los equipos de tal forma que se puedan puentear con una Estación Transformadora Móvil cuando se realicen mantenimientos programados.

De esta manera, para la primera etapa, con un requerimiento de 1,5 MW, se busca tener dos transformadores de potencia de 750 kVA. La tensión primaria nominal es de 132 kV y se cuenta con dos tensiones de salida que cumplen con el rango del rectificador, una tensión secundaria de 33 kV y una terciaria de 6,6 kV. En conclusión, se deben instalar dos transformadores de 750 kVA en paralelo, con una relación de transformación de $3 \times 132 / 33-6,6$ kV, 50 Hz / 60 Hz. Este tipo de maquinaria se realiza a pedido para fabricantes de transformadores, algunos de ellos pueden ser Tubos Transelectric, Fohama, Mirón o Artrans. Para el emplazamiento se deben construir estructuras de hormigón armado, bases de hormigón y se montará de manera aérea, sobre aislación suspendida usando aisladores del tipo orgánico antivandálico.

A medida que se implemente el crecimiento modular se agregan transformadores. Para la segunda etapa el requerimiento es de 3 MW para dos electrolizadores M250, por lo que los requerimientos de tensión se mantienen iguales. En este caso se agrega un transformador de 1,5 MW. Solo se adiciona uno, debido a que ya existen dos transformadores con una potencia total igual a la agregada, disminuyendo las posibilidades de fallas y de paro total.

Para una última etapa se planta la misma metodología de agregar un transformador de igual potencia a la suma de los ya instalados, en este caso, 3 MW.

Rectificador

El funcionamiento de las celdas del electrolizador se realiza con corriente continua, por lo que se debe rectificar la corriente del transformador para que sea compatible. El diagrama de funcionamiento se observa en la Figura 12.2.4.2.

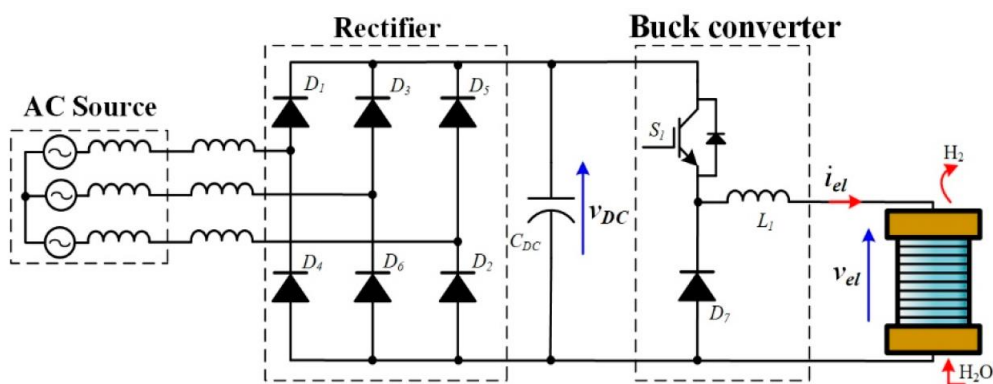


Figura 12.2.4.2. Rectificador de diodos de 6 pulsos con convertidor.

Para la implementación se utiliza la combinación de un rectificador de puente de diodos de seis pulsos conectado a un convertidor CC-CC reductor. Para convertir el voltaje de corriente alterna en un voltaje de corriente continua, se utiliza un puente rectificador de diodos de seis pulsos, que permite proporcionar un voltaje de CC promedio de acuerdo con la especificación de voltaje de la fuente de alimentación de CA, es decir, la proveniente del transformador. Dado que este rectificador trifásico no puede ser controlado debido al uso de diodos, se debe emplear un convertidor CC-CC reductor para controlar la corriente a través del interruptor de alimentación único, es decir IGBT, desde el punto de vista del caudal de hidrógeno y la eficiencia energética.

Dado que un convertidor CC-CC reductor permite disminuir el voltaje, se pueden obtener altas corrientes optimizando la energía y la eficiencia. Este tipo de rectificador busca mantener un alto voltaje de tensión para aplicaciones de alta potencia. Además, el nivel de potencia está limitado debido al uso de un solo interruptor de alimentación. Desde el punto de vista de la confiabilidad, en caso de fallas del interruptor de alimentación, el convertidor no las tolera.

Otra característica importante es la respuesta dinámica de la corriente debido a la alta frecuencia de conmutación, mayor a 20 kHz, en comparación con la frecuencia habitual para rectificadores basados en tiristores, que es alrededor de unos pocos kHz. Desde el punto de vista de la calidad de la potencia, una gran parte del capacitor de continua es necesario para minimizar la ondulación debido al rectificador, implicando una corriente en forma de pulso. A su vez, la generación de potencia reactiva se puede reducir mientras se mejora el factor de potencia. Para mejorarlo aún más, se pueden utilizar filtros pasivos en el lado de la fuente de alimentación.

En el caso de electrolizador M250 de NEL, el fabricante brinda una solución para la rectificación y para lograr el correcto funcionamiento de las celdas. Estos requerimientos se ven en la Tabla 12.2.4.2 y son solucionados con un rectificador con entrada de 6.6 a 35 kV, tres fases 50 Hz/60 Hz.

Densidad de corriente	1-2 A/cm ²
Voltaje de celda	1.8-2.2 V
Eficiencia de voltaje en la celda	60-85%
Consumo específico	4.5 kWh/Nm ³

Tabla 12.2.4.2. Características del electrolizador M250.

Filtro de carbón activo

Este equipo se utiliza para realizar un primer filtrado al agua que proviene de la red de suministro, aunque el electrolizador contenga su propio sistema de limpieza de agua. De acuerdo con las características del agua de la zona, el filtro que mejor aplica es el de carbón activado.

El carbón activo es un polvo negro fino hecho del hueso del carbón. El carbón se activa a través de un proceso a temperaturas muy altas por lo cual cambia su estructura interna,

reduciendo el tamaño de sus poros y aumentando su superficie, generando un carbón más poroso que el regular. La textura porosa del carbón vegetal tiene una carga eléctrica negativa, lo que hace que atraiga moléculas cargadas positivamente, como toxinas y gases.

Este filtrado se utiliza principalmente para la eliminación de cloro y compuestos orgánicos en el agua. El sistema de funcionamiento es a través de retención de contaminantes al pasar el agua por el lecho filtrante compuesto de carbón activo. El agua fluye a través del medio filtrante hasta alcanzar la salida.

El modelo elegido es el HC1500 de la marca Hidrocheck, que se ve en la Figura 12.2.4.3. Este filtrador soporta un caudal máximo de agua de 1500 l/h, con un rendimiento cercano al 99%. Soporta una presión mínima de entrada de agua de 1 bar y máxima de 3 bar. Poseen aproximadamente 25 kg de carbón activado.



Figura 12.2.4.3. Filtros de carbón activado Hidrocheck HC1500.

Bomba de agua

Una bomba de agua tiene como finalidad transformar energía mecánica en energía del fluido incompresible que mueve. Se utiliza para mover el agua desde la red de suministro a través del filtro y hacia el tanque de agua.

Tiene un caudal de 31 l/min, opera con un voltaje de entre 220 y 230 V y 50 Hz. Estas bombas tienen una potencia de 340 W y giran con una velocidad de 2850 rpm. La bomba que se elige es marca Mc. Carthy, modelo IDB-35, como se ve en la Figura 12.2.4.4.



Figura 12.2.4.4. Bomba de agua Mc. Carthy, modelo IDB-35.

Tanque de almacenamiento de agua

El tanque de agua sirve debido a que la velocidad de salida del filtrador y la de entrada del electrolizador difieren, entonces es necesario acumularla. También es útil como reservorio de agua filtrada en caso de falla del sistema de suministro. Está hecho de material resistente a la corrosión, a la intemperie y al granizo. Es necesaria una capacidad de 50 mil litros, por lo que tiene un diámetro de 3 metros y una altura de 7,2 metros. A continuación, en la Figura 12.2.4.5 se observa un tanque de estas características.



Figura 12.2.4.5. Tanque de almacenamiento de agua.

Apilador de contenedores

Es un vehículo utilizado para manejar contenedores el cual es utilizado en la planta de hidrógeno para llevar contenedores vacíos al área de llenado, aquellos llenos al área de carga de camiones y para subirlos y bajarlos de los camiones. Estos apiladores soportan una carga de entre 4 y 5 toneladas, por lo que son aptos para mover los contenedores. El modelo elegido es Reach Stacker de la marca Secco, que se muestra en la Figura 12.2.4.6.



Figura 12.2.4.6. Reach Stacker marca Secco.

Tanque buffer

Este equipo tiene como finalidad acumular el hidrógeno a la salida del electrolizador, para obtener la cantidad suficiente que es requerida para la compresión. Se utiliza un tanque que tiene un volumen de 100 m³, 4 metros de diámetro por 9 de largo, y puede almacenar hasta 450 kg de hidrógeno. Se utiliza un tanque similar al de la Figura 12.2.4.7.



Figura 12.2.4.7. Tanque buffer.

12.3 Transporte

12.3.1 Hidrógeno gaseoso comprimido e hidrógeno líquido

El hidrógeno se encuentra en estado gaseoso a temperatura ambiente. Debido a la baja densidad energética por unidad de volumen que posee, es necesario comprimirlo para almacenarlo a altas presiones, en el rango de 200 y 700 bar. Por este motivo, se necesita el uso de contenedores a presión.

Actualmente los tanques de almacenamiento de alta presión tienen un revestimiento en su interior hecho de un polímero, y se aplica sobre el mismo una barrera de difusión de hidrógeno. Dicha barrera tiene baja permeabilidad al hidrógeno, buena adhesión al revestimiento polimérico y una rigidez similar a la del polímero para evitar la rotura cuando se presuriza el tanque.

El hidrógeno líquido, o criogénico, se obtiene a partir de la licuación del gas. La licuación es el proceso de pasar un gas a líquido mediante la modificación de sus condiciones de presión y temperatura. Utiliza una combinación de compresores, intercambiadores de calor y válvulas de expansión para lograr el enfriamiento necesario.

En el diagrama del proceso que se ve en la Figura 12.3.1.1, se ve que el gas sufre una compresión isotérmica a temperatura ambiente, después un enfriamiento a presión constante en un intercambiador de calor y finalmente una expansión isoentálpica. En este último proceso parte del gas se licúa y el resto es recirculado por el intercambiador de calor, y devuelto al compresor para cerrar el ciclo.

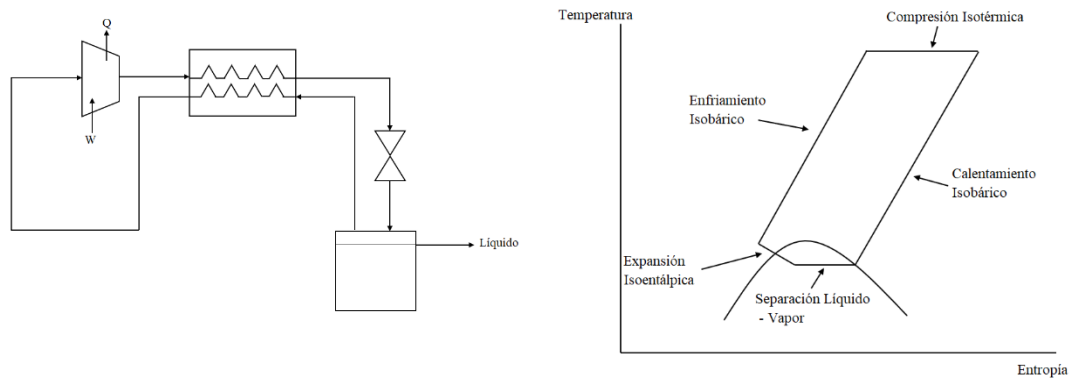


Figura 12.3.1.1. Ciclo de licuefacción del hidrógeno.

Una de las mayores preocupaciones que genera el almacenamiento líquido son las pérdidas por evaporación flash. Dado que el hidrógeno se almacena como líquido criogénico, se encuentra cercano a su punto de ebullición, entonces cualquier transferencia de calor al líquido supone alguna evaporación. Estas evaporaciones generan una pérdida neta en la eficiencia del sistema, debido al trabajo necesario para licuar ese hidrógeno, pero las pérdidas pueden ser mayores si el hidrógeno es liberado en lugar de ser recuperado.

Los contenedores criogénicos están diseñados para minimizar la transferencia de calor hacia el líquido. Pero incluso teniendo un buen aislamiento, parte del hidrógeno se evapora. Este hidrógeno puede ser capturado y devuelto al proceso de licuación, únicamente si el almacenamiento ocurre en el mismo lugar donde es licuado. Es decir, que cuando ocurran pérdidas por evaporación de hidrógeno en el transporte en buques, éstas son irrecuperables.

Otro problema con este sistema de almacenamiento y transporte es la energía que requiere licuar el hidrógeno. Se consume entre el 30 y 40% de la energía contenida en el hidrógeno para licuarlo. También supone un gasto considerable, mantener el hidrógeno debajo de la temperatura de ebullición, 23°K, durante el almacenado y transporte.

En la Tabla 12.3.1.1, se muestran las ventajas y desventajas del hidrógeno gaseoso comprimido y el hidrógeno líquido.

Hidrógeno comprimido	Hidrógeno líquido
Ventajas	
Tecnología con más experiencia.	Tanque estándar almacena hasta 6 veces más hidrógeno que el comprimido a 700 bar.
Transporte por carretera, barco, avión y gaseoductos.	Más conveniente en el almacenamiento a largo plazo.
Almacenamiento entre 200 y 700 bar.	
Desventajas	
A bajas presiones, la cantidad almacenada es pequeña.	Licuefacción consume entre el 30-40% de la energía almacenada en el hidrógeno.
Se consume alrededor de 15% de la energía almacenada en el hidrógeno comprimiendo hasta 350 bar.	Evaporación flash genera pérdidas de eficiencia y problemas de seguridad.
Tecnología a muy altas presiones aún en desarrollo.	Gran inversión adicional

Tabla 12.3.1.1. Comparación del hidrógeno gaseoso comprimido y el hidrógeno líquido.

En conclusión, debido a la inversión que significa implementar una planta de licuefacción de hidrógeno, además de la energía que se consume en el proceso y en el mantenimiento del hidrógeno a las temperaturas y condiciones necesarias para que permanezca en ese estado durante el transporte, se determina almacenar y transportar el hidrógeno en estado gaseoso para el proyecto.

12.3.2 Almacenamiento y Transporte

A partir de la decisión de comercializar el hidrógeno en estado gaseoso, se procede a definir los tanques para su almacenamiento y posterior transporte. Dado que, como se explica en la sección anterior, esta modalidad permite almacenar una menor cantidad de hidrógeno en kilogramo se procede a elegir la opción del mercado que presente la mayor presión de almacenamiento para aprovechar su capacidad al máximo. Por esta razón, se elige la solución comercializada por la empresa noruega Hexagon Composites. Ésta es líder mundial en la provisión de cilindros compuestos para aplicaciones de gas, opera en algunas de las instalaciones más avanzadas en diseño, testeo y manufactura con unidades de producción instaladas en Alemania, Noruega, EEUU, Canadá y Brasil. Como se puede ver en las Figuras 12.3.2.1 y 12.3.2.2 los cilindros que comercializan se denominan “Tipo 4”, están contruidos en base a una mezcla de fibras de vidrio y carbón, y resinas plásticas que los hacen mucho más livianos que los convencionales hechos de acero o incluso aluminio. Pueden pesar hasta un 70% menos que éstos últimos. Además, tienen una vida útil más larga ya que no se corroen ni son susceptibles a fatiga.



Figura 12.3.2.1. Detalle de cilindros comercializados por Hexagon Composites.



Figura 12.3.2.2. Detalle fibras cilindros Tipo 4.

La solución elegida se denomina X-STORE® GAS CONTAINER MODULE (Modelo de 40 pies), ésta se puede visualizar en las Figuras 12.3.2.3 y 12.3.2.4.



Figura 12.3.2.3. X-STORE® GAS CONTAINER MODULE



Figura 12.3.2.4. Vista interior de X-STORE® GAS CONTAINER MODULE

Este tipo de almacenamiento está compuesto por una estructura container de 40 pies que contiene 103 cilindros Tipo 4 de 347 l de volumen, los cuales pueden almacenar hidrógeno gaseoso a una presión de 350 bar, totalizando una capacidad por container de 1115 kg de hidrógeno.

El hidrógeno producido se almacena en estos containers, que luego son recogidos por camiones tipo semi como el que se ve en la Figura 12.3.2.5, con rumbo al puerto para su posterior carga en el barco. Una vez que el container arriba al cliente en Europa se debe vaciar para volver a la planta en Argentina y repetir el ciclo de llenado, almacenamiento y transporte. Por esta razón, en la sección posterior de Balance de línea, se debe dimensionar el número de tanques necesarios para cubrir 3 meses de ventas ya que el tiempo estimado de regreso de Europa de un container es de 2 meses.



Figura 12.3.2.5. Camión semi para transporte terrestre de container.

En el capítulo posterior de análisis económico financiero, se define si es más conveniente incluir la compra de containers a Hexagon como parte de la inversión inicial del primer año o realizar un contrato para el alquiler de estos.

El transporte decide tercerizarse, es decir, el camión semi y el chofer que lo conduce corresponden a un tercero al que se le paga por el servicio de traslado al puerto. El transporte marítimo también es tercerizado, en barcos cargueros como se ven en la Figura 12.3.2.6.



Figura 12.3.2.6. Barco carguero para el transporte marítimo de los containers.

Para evitar traspasos entre diferentes actores y reducir costos, se contrata un operador logístico que provea un servicio integral de transporte terrestre, operación de contenedores y vaciado en destino. La búsqueda e investigación del mercado de soluciones logísticas de este calibre es tratado en el capítulo posterior en vistas de realizar una comparación financiera de los proveedores disponibles.

13 INGENIERÍA

13.1 Balance de línea

En este apartado se analiza el balance de línea. Para ello, se parte de las ventas previamente proyectadas y se utilizan las tecnologías definidas anteriormente para el armado del balance de masas. Se comienza desde la salida del proceso que está conformado por las ventas y un stock de seguridad de cinco días. Luego se sigue en sentido inverso calculando el requerimiento de masa de cada equipo y teniendo en cuenta las pérdidas que existen, que se muestran en el Anexo E. El desafío está en que existe una transformación química en la electrólisis ya que ingresa agua y se obtienen oxígeno e hidrógeno. Para su representación, se utiliza la relación estequiométrica de la disociación del agua, teniendo en cuenta los pesos moleculares de cada componente, la cual se muestra en la ecuación 13.1.1:



A modo de aclaración, la densidad del agua se toma como 1000 kg/m³ ya que se considera que es agua pura. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se obtienen tres escenarios distintos: el primero para instalación de la planta (2021 a 2030), el segundo para la primera ampliación (2031 a 2040) y finalmente el tercero para la segunda ampliación (2041 a 2050). De cada escenario y teniendo en cuenta que la planta trabaja 24 horas los 7 días de la semana, se obtienen los siguientes consumos de agua:

Q1: 236,4 litros/hora.

Q2: 472,7 litros/hora.

Q3: 945,5 litros/hora.

En este análisis, se define cuantas unidades de cada máquina van a ser requeridas para poder lograr la producción objetivo en cada período. Dichos resultados se observan en la Tabla 13.1.1.1 que pertenece a la Sección 13.1.1 Dimensionamiento de equipos y cuello de botella.

Para poder realizar el cálculo de los tanques de almacenamiento, se parte de la hipótesis de que se tienen ventas mensuales para lograr dimensionar la cantidad a comprar/alquilar. En base a esto y teniendo en cuenta que cada tanque puede almacenar 1000 kg de hidrógeno, se obtiene que se necesitan 16, 32 y 63 tanques por mes para los períodos 1, 2 y 3 respectivamente. Para poder realizar una correcta rotación de tanques, ya que estos tienen que ir hasta Europa, vaciarse y volver, para cada período se deciden comprar/alquilar 3 meses de stock de tanques, como se menciona anteriormente. De esta manera, la planta nunca se queda sin stock de tanques para guardar la producción de hidrógeno.

Otro punto importante para destacar es el tanque de agua, el cual se utiliza a modo de stock de seguridad de manera de que, si existe algún corte en el suministro de agua, la planta pueda seguir funcionando mientras el stock de agua exista. Para ello, se define un

stock de seguridad de dos días para el agua y, como la necesidad aumenta conforme pasan los períodos, se toma el último período para dicho cálculo. Como el requerimiento de agua para dichos años es de 945.5 litros por hora, para cubrir el stock de seguridad de dos días se necesitan al menos 45.384 litros de agua por lo que se elige un taque de 50.000 litros.

Al existir diferencias entre los caudales de salida del electrolizador y de entrada al compresor, es necesario incluir tanques buffers. Dichos tanques, tienen un volumen de 100m^3 , en los cuales se pueden almacenar 450 kg de hidrógeno a 30 bar de presión. Para el análisis del dimensionamiento de dichos tanques, se analiza el input (la salida del electrolizador) y el output (la succión del compresor) para cada período. En base a esto, se grafica la ocupación (en kg de hidrógeno) en función del tiempo para los tres períodos. Para el período del año 2021 al 2030, el resultado se muestra en el Gráfico 13.1.1. Luego, para el período 2031 al 2040, en el Gráfico 13.1.2 y el período 2041 al 2050 en el Gráfico 13.1.3.

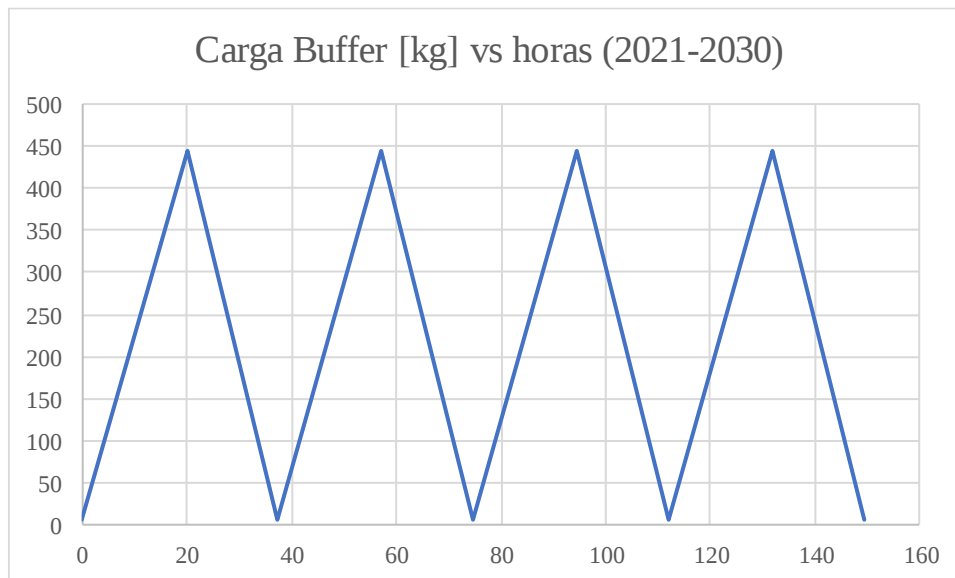


Gráfico 13.1.1. Carga Buffer 2021-2030.

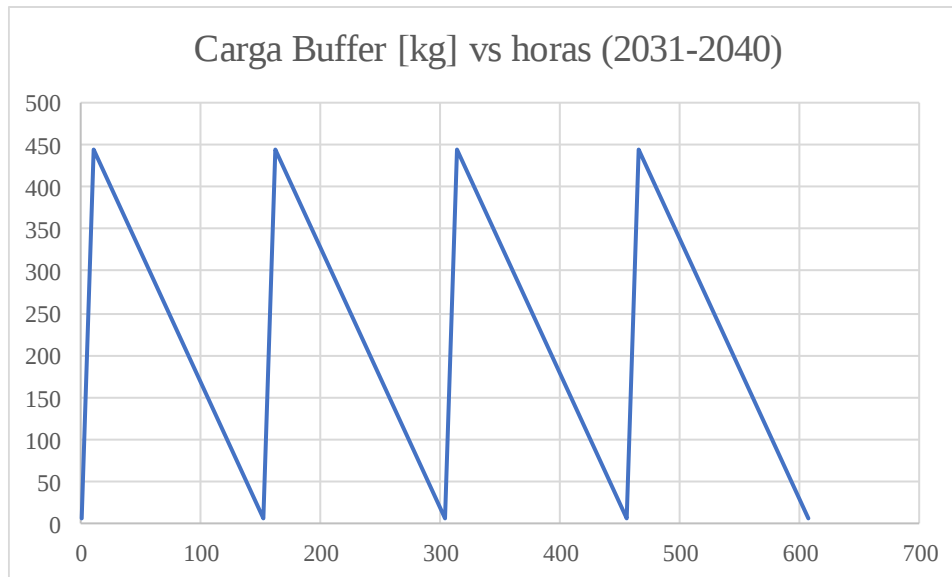


Gráfico 13.1.2. Carga Buffer 2031-2040.

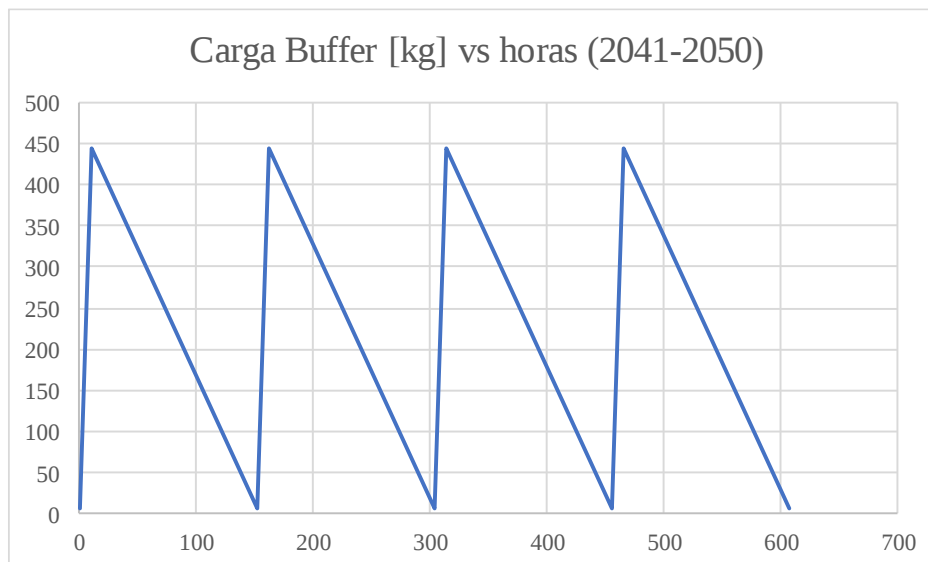


Gráfico 13.1.3. Carga Buffer 2041-2050.

En los tres períodos, se observa un comportamiento “serrucho”, ya que el caudal del compresor es mayor que el de entrada de los electrolizadores, por lo que el compresor funciona de manera intermitente. A modo de aclaración, el gráfico del segundo período es igual al del tercero, pero en dicho período existen dos compresores y dos tanques.

13.1.1 Dimensionamiento de equipos y cuello de botella

Para dimensionar la cantidad de equipos necesarios, se analiza para los tres períodos las capacidades teóricas y reales de cada máquina junto con las necesidades del proceso. De esta manera, se obtienen las cantidades presentadas en la Tabla 13.1.1.1. Para encontrar el cuello de botella para cada período, se analizan las ocupaciones de todas las máquinas que componen la producción.

		Años 2021 a 2030	Años 2031 a 2040	Años 2041 a 2050
Tanque almacenamiento	Cantidad	16	32	63
	Ocupación	98,19%	98,19%	99,75%
Compresor	Cantidad	1	1	2
	Ocupación	45,91%	91,83%	91,83%
Tanque Buffer	Cantidad	1	1	2
	Ocupación	46,38%	92,75%	92,75%
Electrolizador	Cantidad	1	2	4
	Ocupación	99,25%	99,25%	99,25%
Tanque Agua	Cantidad	1	1	1
	Ocupación	22,25%	44,50%	89,00%
Bomba	Cantidad	1	1	1
	Ocupación	10,73%	21,46%	42,92%
Filtro Inicial	Cantidad	1	1	1
	Ocupación	15,77%	31,53%	63,06%

Tabla 13.1.1.1. Cantidad, ocupación y cuello de botella.

Cabe destacar que en el tercer período figuran 4 electrolizadores, pero en realidad en la segunda expansión se instala un nuevo electrolizador NEL 500, el cual tiene el doble de capacidad que los NEL 250 previamente instalados, por lo que existen 3 electrolizadores. Esta decisión, se basa en que el precio de dos NEL 250 es mayor que el de un NEL 500.

En el tercer período, la ocupación de los tanques de almacenamiento es mayor que la de los electrolizadores, pero estos no pueden ser considerados cuello de botella ya que no representan la mayor inversión y en caso de ser necesario, se pueden comprar o alquilar nuevas unidades. Por lo tanto, para los tres períodos analizados, los cuellos de botella son los electrolizadores.

13.1.2 Definición de cantidades de insumos

El análisis de necesidad de agua se obtiene del balance de masas. Partiendo de la producción de hidrógeno proyectada para cada año, se analiza la cantidad de producto que se requiere que ingrese a cada máquina para producir lo necesario, considerando lo que se pierde como parte del proceso. Entonces, se obtiene una necesidad anual de agua para cada uno de los períodos analizados. Dado que las producciones anuales dentro de un mismo período permanecen constantes, lo mismo ocurre con la necesidad de agua.

La necesidad de energía eléctrica sale de la cantidad de máquinas que se requieren en cada período, principalmente de electrolizadores y compresores, dado que para el resto de las máquinas es muy baja en comparación al de estos. El electrolizador tiene un consumo de energía de 50,4 kWh/kg de hidrógeno y el compresor un consumo 1,12 kWh/kg de hidrógeno.

En la Tabla 13.1.2.1, se muestra la necesidad de ambos insumos para cada uno de los períodos analizados.

	Años 2021 a 2030	Años 2031 a 2040	Años 2041 a 2050
Agua (lts/año)	2.070.485	4.140.970	8.281.940
Electricidad (MW/año)	1,13	2,26	4,52

Tabla 13.1.2.1. Consumo estimado por año de agua y electricidad.

13.2 Puesta en marcha

La puesta en marcha de la planta es un período en el que se calibran todas las máquinas para que, una vez finalizado, se pueda producir hidrógeno a plena capacidad del electrolizador. Para ello, es de vital importancia la ejecución de un plan preciso en el que todos los componentes queden óptimamente ensamblados y así comenzar satisfactoriamente la producción.

Este período, comienza una vez que las principales máquinas son instaladas. Si bien deben calibrarse los transformadores, los compresores y el filtro de agua, dada la complejidad del electrolizador se lo toma como el elemento más crítico. Aquí, la empresa proveedora NEL que lo instala realiza pruebas al mismo durante un período que dura aproximadamente 30 días. En dicho lapso, se mide la pureza del hidrógeno a distintas cargas del electrolizador de manera que el output tenga la pureza deseada. Esto se debe a que el agua que ingresa al electrolizador tiene características diferentes según el lugar en donde se instale la planta, por lo que se necesita una calibración muy precisa para lograr los requerimientos de pureza que tiene el proyecto (99,995%).

Durante este tiempo, se entrena a los operarios a realizar las tareas requeridas para el correcto funcionamiento de la planta. Entre ellas, se destacan el acople entre la salida del compresor y los tanques de almacenamiento, el movimiento mediante el reach stacker de los tanques o entender el correcto funcionamiento de los controles en el tablero de control.

13.3 Cronograma de ejecución.

Para la construcción del cronograma de ejecución se tienen en cuenta las actividades necesarias para el desarrollo del proyecto, tanto para el inicio como para las inversiones posteriores.

En primer lugar, se divide en tres etapas, comenzando por la etapa cero, en la cual se estudia el desarrollo del proyecto, la contratación del personal y la construcción de la planta. En las etapas posteriores se plantean las actividades correspondientes a la ampliación de la capacidad.

La etapa cero se compone de todas las actividades previas a la producción, ya que la etapa uno comienza con el montaje de los equipos y la puesta en marcha para iniciar la actividad denominada Producción Etapa I. Ésta corresponde a la capacidad de producción de 184 toneladas de hidrógeno anuales.

Luego la etapa dos comienza con la primera expansión de la capacidad de la planta con la compra de los equipos necesarios para la primera ampliación y continua con la actividad de Producción Etapa II, la cual corresponde a la capacidad instalada 368 toneladas de hidrógeno anuales.

Finalmente, la última etapa, consta de la compra de los equipos necesarios para la segunda expansión y de la actividad denominada Producción Etapa III. A continuación, en la Figura 13.2.1.1 se observa el cronograma de ejecución anteriormente mencionado.

Cronograma de Ejecución			Etapa 0						Etapa 1						Etapa 2						Etapa 3								
AÑO			2020						2021						2022-2030						2031								
Actividad			Bimestre						Bimestre						Bimestres						Bimestre								
Precedencia			Duración						Bimestre						Bimestres						Bimestre								
			1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	54	1	2	3	4	5	6	54	1	2	3	4	5	6	54
A	Desarrollo del Proyecto																												
B	Compra e importación de equipos	A																											
C	Contratación de personal	A																											
D	Construcción de la Planta	A																											
E	Montaje	B, D																											
F	Puesta en Marcha	E																											
G	Producción Etapa 1	F																											
H	Mantenimiento I (Parada de Planta)	G																											
I	Mantenimiento II (Parada de Planta)	G																											
J	Compra e importación de nuevos equipos	G																											
K	Montaje de nuevos equipos	J																											
L	Puesta en Marcha	K																											
M	Producción Etapa 2	L																											
N	Mantenimiento I (Parada de Planta)	M																											
O	Mantenimiento II (Parada de Planta)	M																											
P	Compra e importación de nuevos equipos	M																											
Q	Montaje de nuevos equipos	P																											
R	Puesta en Marcha	Q																											
S	Producción Etapa 3	R																											

Figura 13.2.1.1. Cronograma de ejecución.

En la Figura 13.2.1.1 se observan las actividades junto con sus precedencias y sus duraciones. Luego las etapas se dividen en bimestres. Es necesario mencionar que también se incluyen los mantenimientos necesarios para los equipos utilizados, que se desarrolla a continuación. Además, es importante mencionar que los tiempos calculados son estimativos y a lo largo de la ejecución del proyecto pueden variar.

13.4 Renovación de equipos

13.4.1 Mantenimiento

Para esta sección, se va a analizar el tiempo de vida útil según el fabricante de cada uno de los principales equipos de la planta.

El electrolizador, tiene un tiempo de uso de 80.000 horas según su fabricante. Esto representa aproximadamente 10 años de uso. Luego de este lapso, el fabricante puede realizar un mantenimiento del equipo en el cual, se reemplazan los electrodos y la membrana. También, se renueva el sistema de filtrado y purificación de la unidad. Se revisan exhaustivamente todos los componentes del electrolizador y se garantiza un tiempo de 60.000 horas de uso. Finalizado dicho mantenimiento, el personal se encarga de calibrar el electrolizador y dejarlo listo para su uso a full carga.

Los tanques de almacenamiento tienen mantenimientos anuales y quinquenales. Los primeros, son pruebas hidráulicas, las que consisten en una verificación de las válvulas de seguridad y comprobación de inexistencia de fisuras y/o pérdidas en los tubos sometidos a presión. Por otro lado, el mantenimiento que se realiza cada 5 años se denomina prueba acústica. Este test, consiste en emitir ondas que son captadas por sensores y, de acuerdo a la vibración leída, se obtiene el estado del tanque. Este tipo de pruebas da una información muy precisa acerca de defectos críticos que puede llegar a tener el tanque.

Los compresores utilizados son del tipo de diafragma y poseen un plan de mantenimiento que consta de revisiones cada 10.000 horas de uso. Aquí, se le realizan unas pruebas a los compresores en las cuales se mide si la compresión se encuentra dentro de los parámetros de funcionamiento y luego se realizan pruebas para revisar que no haya pérdidas, teniendo una duración una duración no mayor a 12 horas. Cada 40.000 horas, se realiza un mantenimiento profundo de los compresores. Aquí, se desarma por completo la unidad y se verifica el estado de todas las piezas, efectuando el reemplazo de alguna si es necesario. La duración de este proceso es de 15 días aproximadamente y, al igual que el mantenimiento cada 10.000 horas, es realizado por personal de la empresa proveedora. Luego de la revisión de las 40.000 horas, se garantizan otras 30.000 horas sin necesidad de cambios de piezas, realizando la revisión periódica cada 10.000 horas.

El mantenimiento de la subestación transformadora debe ser realizado por personal especializado utilizando equipamientos destinados a ese uso. Debido a esto, esta tarea se terceriza con empresas que destinen sus actividades a este tipo de servicio. La frecuencia recomendada para realizar el mantenimiento es de un año. Se obtiene información sobre el estado en el que se encuentran los equipamientos para tomar acciones si se detecta alguna avería o desviación en el correcto funcionamiento, evitando una posterior falla grave. Las tareas que se realizan son el mantenimiento al gabinete de media tensión, al gabinete de baja tensión, al banco de capacitores y al sistema de tierras físicas. Por último, al transformador se le realizan inspecciones físicas, pruebas de resistencia de aislamiento, relación de transformación, factor de potencia y resistencia a tierra.

En cuanto al tanque buffer, el mantenimiento se realiza cada 1 año y consiste en una prueba en la que se mantiene la capacidad máxima del tanque durante 4 horas para ver si existen pérdidas. Cada 5 años se realiza una prueba acústica como la que se le efectúa a los tanques de almacenamiento.

14 LAY-OUT

14.1 Plano de distribución planta

Luego de dimensionar el tamaño de la planta mediante la definición del número de maquinarias necesarias para la capacidad instalada, en esta sección se presenta el layout óptimo. El plano de distribución de la planta fue diseñado siguiendo ciertos principios para que la disposición de los equipos, máquinas y departamentos de servicio sea la más eficiente posible. Éstos son lograr la mínima distancia recorrida, ordenar la maquinaria siguiendo el flujo natural del proceso, garantizar la higiene y seguridad de la operación, etc.

Para la construcción del plano se toman como referencia las publicaciones de proveedores de electrolizadores que proponen ciertas distribuciones para la ubicación de los productos que comercializan.

La planta se diseña teniendo en cuenta las dimensiones máximas que llega a tomar en el 2041 para evitar la necesidad de tener que hacer reformas de ampliación. En la Figura 14.1.1 se presenta la disposición final de la planta productora de hidrógeno. Los equipos en escala de grises son instalados en el primer año, luego en verde los que se adicionan en la primera inversión y en celeste los de la segunda.

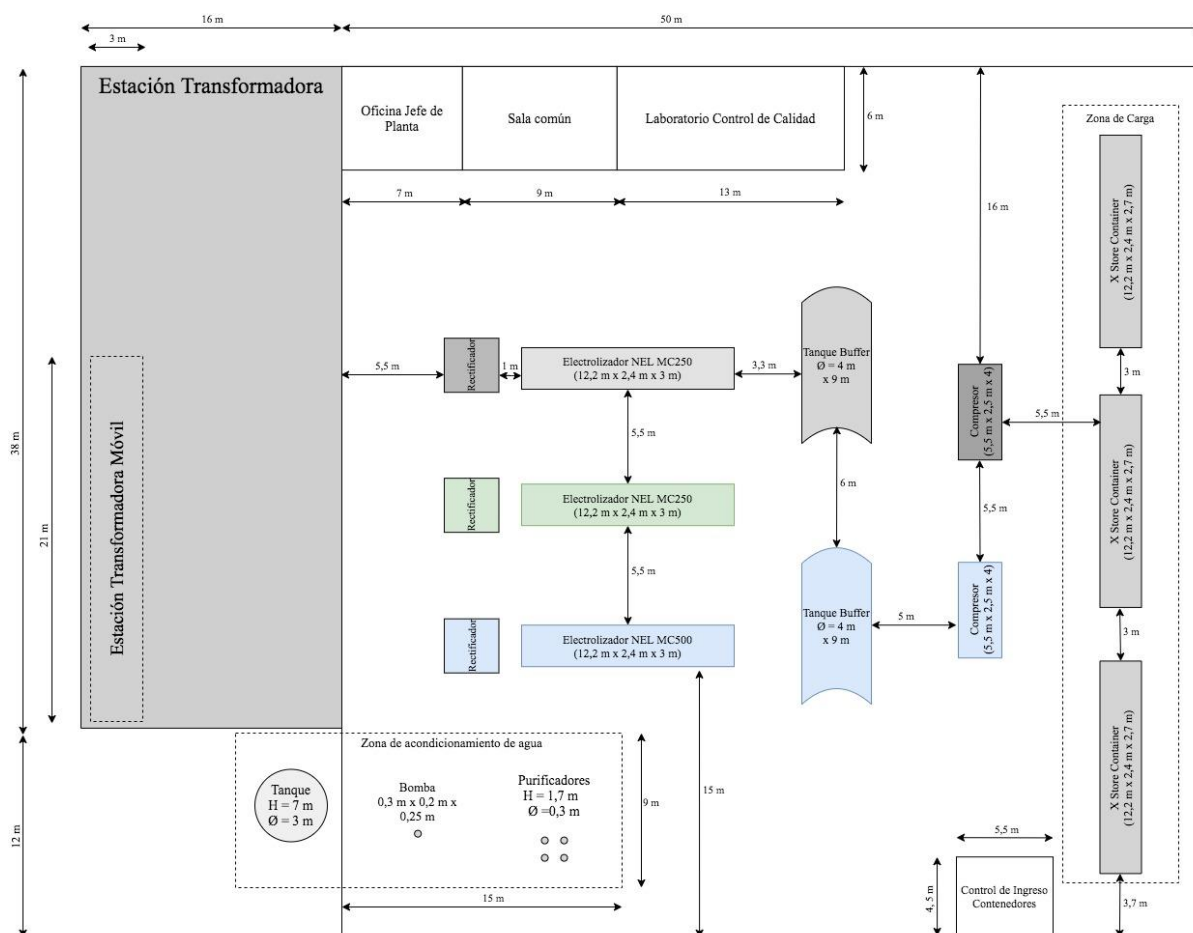


Figura 14.1.1. Plano de Planta de Producción de Hidrógeno.

Este primer plano muestra en detalle la planta de producción de hidrógeno y la zona de carga de containers. Una vez cargados, se ubican en la zona de almacenamiento de contenedores, allí conviven los containers llenos con los vacíos. Los containers vacíos son aquellos que regresan del exterior, ya que como se explica en la Sección 14.3.2 de Transporte, éstos deben ser reutilizados. En la Figura 14.1.2 se presenta el plano general de la empresa, donde se puede observar esta zona junto a la playa de estacionamiento de los camiones. Para el dimensionamiento de la zona de almacenamiento de contenedores se tiene en cuenta la máxima cantidad de containers que se necesita dentro de los 30 años de evaluación. Luego de la segunda reinversión, este número es igual a 63. Por razones de eficiencia de carga y descarga de camiones, explicadas en la sección posterior, se dimensiona el espacio para poder alojar 9 contenedores más. En la Figura 14.1.3 se presenta la zona de almacenamiento en detalle.

El plano general de la Figura 14.1.2 también muestra las dimensiones de las oficinas para el personal, cocina y comedor, vestuario y recepción.

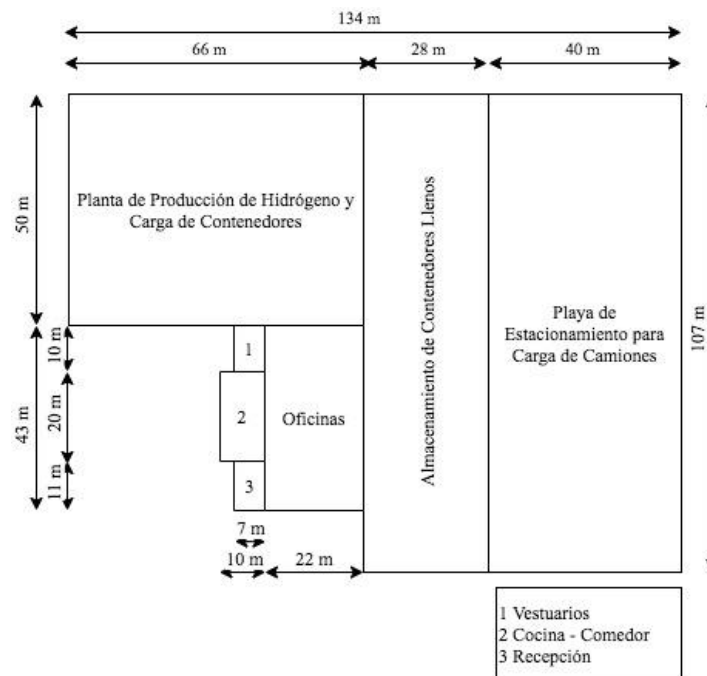


Figura 14.1.2. Plano instalación general.

[illegible]

Figura 14.1.3. Detalle zona de almacenamiento de contenedores.

14.2 Flujo de materiales

En esta sección se presenta el flujo de materiales en la planta de producción de hidrógeno en una primera instancia, y luego en la zona de almacenamiento de contenedores.

En la Figura 14.2.2 se observa el flujo de agua, corriente e hidrógeno. La corriente proviene de la red a 132 kV y luego de pasar por el transformador baja su tensión a 6,6/33 kV. Por otro lado, la corriente que alimenta la planta es alterna y los electrolizadores necesitan corriente continua para su funcionamiento, por esta razón previo al ingreso a éstos se la hace pasar por un rectificador. Para el funcionamiento de la bomba y los compresores, la corriente que los alimenta es alterna.

El hidrógeno producido en los electrolizadores a 30 bar alimenta los tanques buffer, que luego pasa por el compresor el cual eleva la presión a 300 bar para llenar los contenedores.

En la Figura 14.2.1 se presentan las referencias utilizadas para los flujos presentes en la Figura 14.2.2.

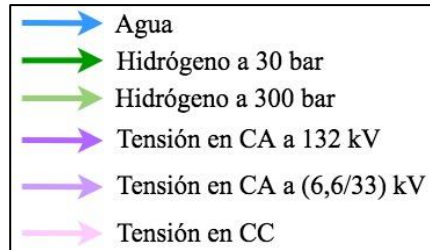


Figura 14.2.1. Referencias de flujo.

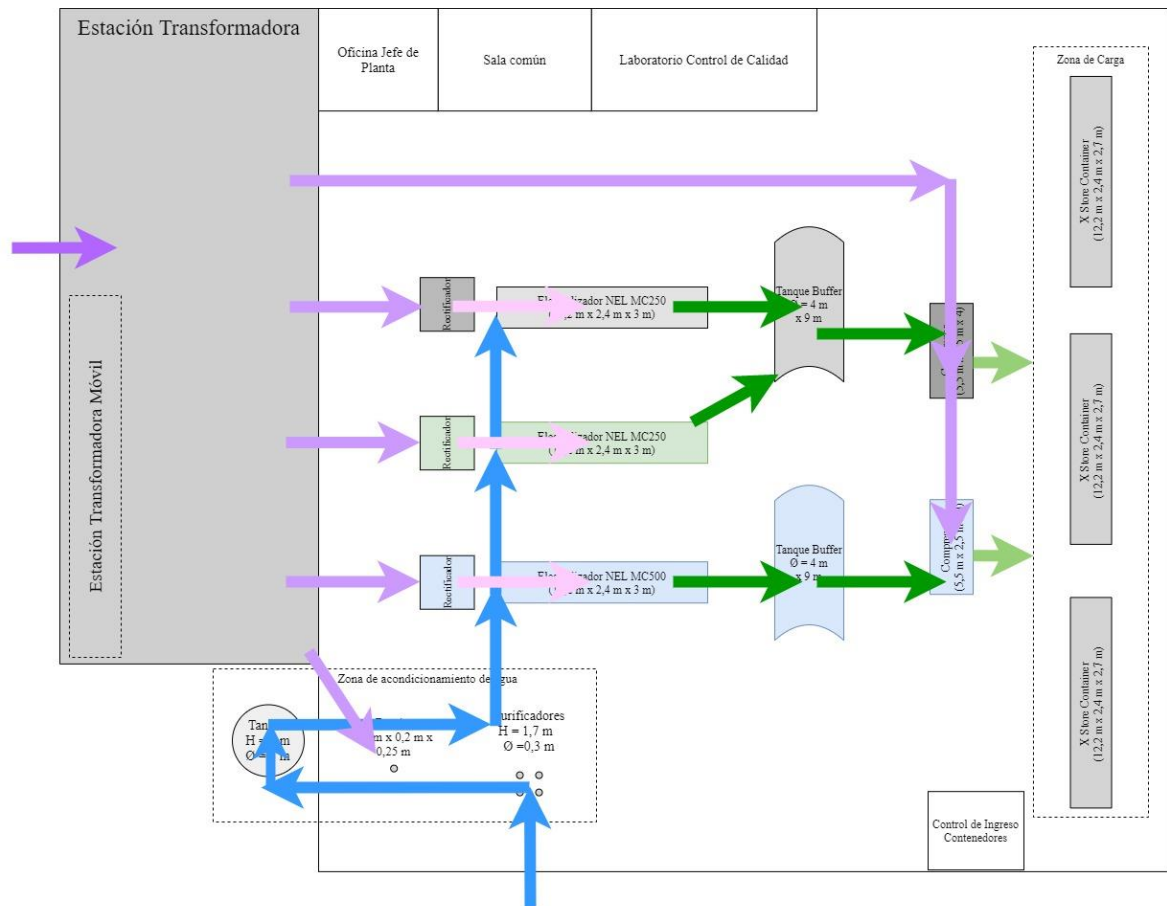


Figura 14.2.2. Flujo de materiales en planta de producción de hidrógeno.

En la Figura 14.2.3 se presenta el ciclo de carga y descarga que realizan los camiones y los contenedores. Como se observa en la referencia, el movimiento de los contenedores se divide en dos partes. Por un lado, los contenedores se trasladan para su carga a la zona correspondiente y luego son devueltos a la zona de almacenamiento. Por otro lado, cada vez que un camión ingresa a la instalación trae consigo un contenedor vacío que debe ser devuelto y éste es cargado con un contenedor lleno para su transporte al puerto. La zona de almacenamiento es diseñada para poder almacenar 63 contenedores más una “fila buffer” de 9 contenedores. Ésta se incluye para reducir el movimiento de contenedores y poder respetar la lógica FIFO. Suponiendo que se encuentran los 63 contenedores llenos en la zona de almacenamiento y arriba un contenedor vacío, éste se ubica en la primera posición de la fila buffer y se toma el primer contenedor lleno de la fila contigua. Este proceso se repite hasta terminar de completar la fila buffer de contenedores vacíos y en ese momento ya se encontrará vacía la fila contigua, pasando a ser la nueva fila buffer.

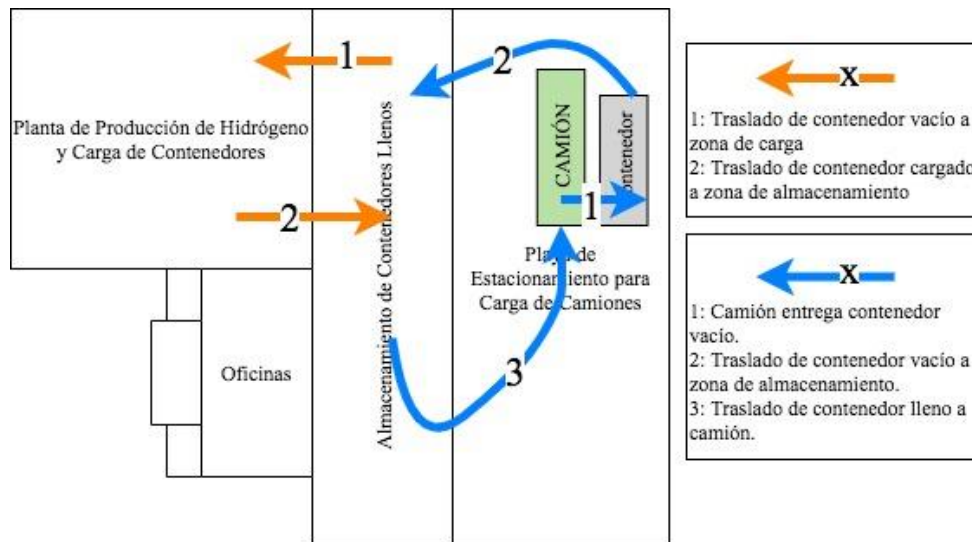


Figura 14.2.3. Flujo de contenedores.

15 LOCALIZACIÓN

Durante esta sección se procede a realizar el análisis para el emplazamiento geográfico de la planta productora de hidrógeno, es decir, su localización. El estudio se desarrolla de la siguiente manera:

- *Selección del país:* el análisis contempla únicamente el territorio argentino. Además, Argentina tiene un gran potencial como productor debido a su alta disponibilidad de energías renovables.
- *Análisis macro:* selección regional. Luego de analizar la disponibilidad de energías renovables en Argentina, se eligen las regiones que presentan un mejor desempeño en esta área y son candidatas para la localización de la planta. Posteriormente, mediante una matriz de decisión se filtran las regiones bajo ciertas variables indispensables.
- *Análisis micro:* se divide en dos partes. La primera analiza el comportamiento de las regiones filtradas bajo las variables pasa/no pasa. Luego, mediante una matriz de ponderación de variables deseables se obtiene la región definitiva. Finalmente, se procede a elegir el terreno.

15.1 Macro Localización

Con el objetivo de definir las regiones, se estudia la distribución de energías renovables en el territorio argentino y sus diferentes niveles de disponibilidad. Las energías renovables que se analizan son: eólica y solar. En la Figura 15.1.1 y 15.1.2 se presenta la distribución en Argentina de cada una de ellas.

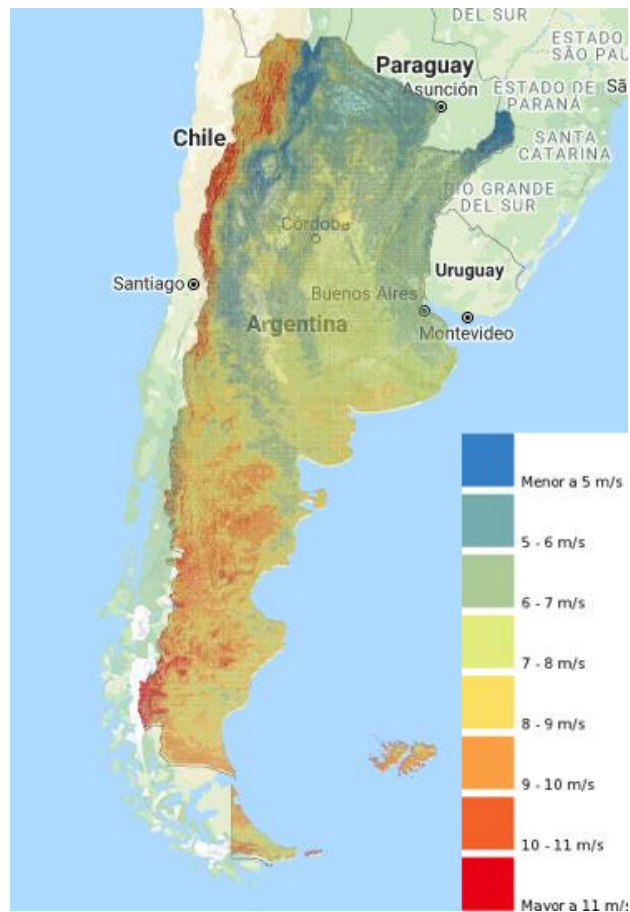


Figura 15.1.1 Velocidad de viento promedio anual (100 m altura) (IRENA: Secretaria de Energía - Presidencia de la Nación).

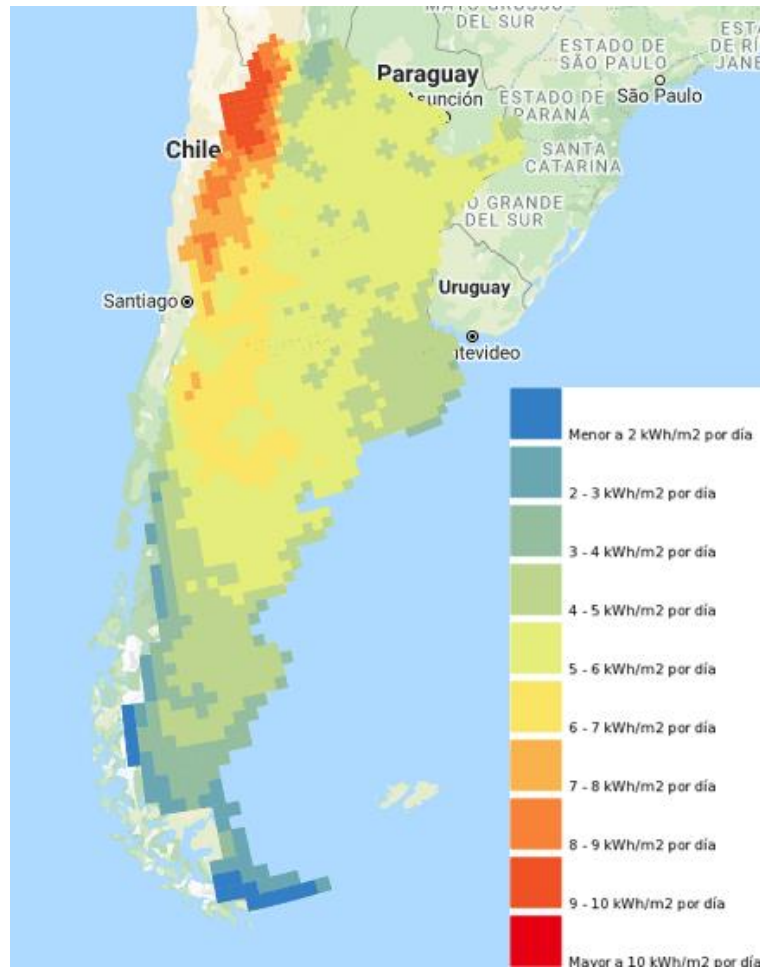


Figura 15.1.2 Irradiación normal directa promedio anual (NREL: Secretaría de Energía - Presidencia de la Nación).

Además, en la Figura 15.1.3 se pueden observar los proyectos RenovAr distribuidos a lo largo de todo el territorio nacional. Allí se muestran los proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables como la eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás, hidroeléctrica y biogás de relleno sanitario.

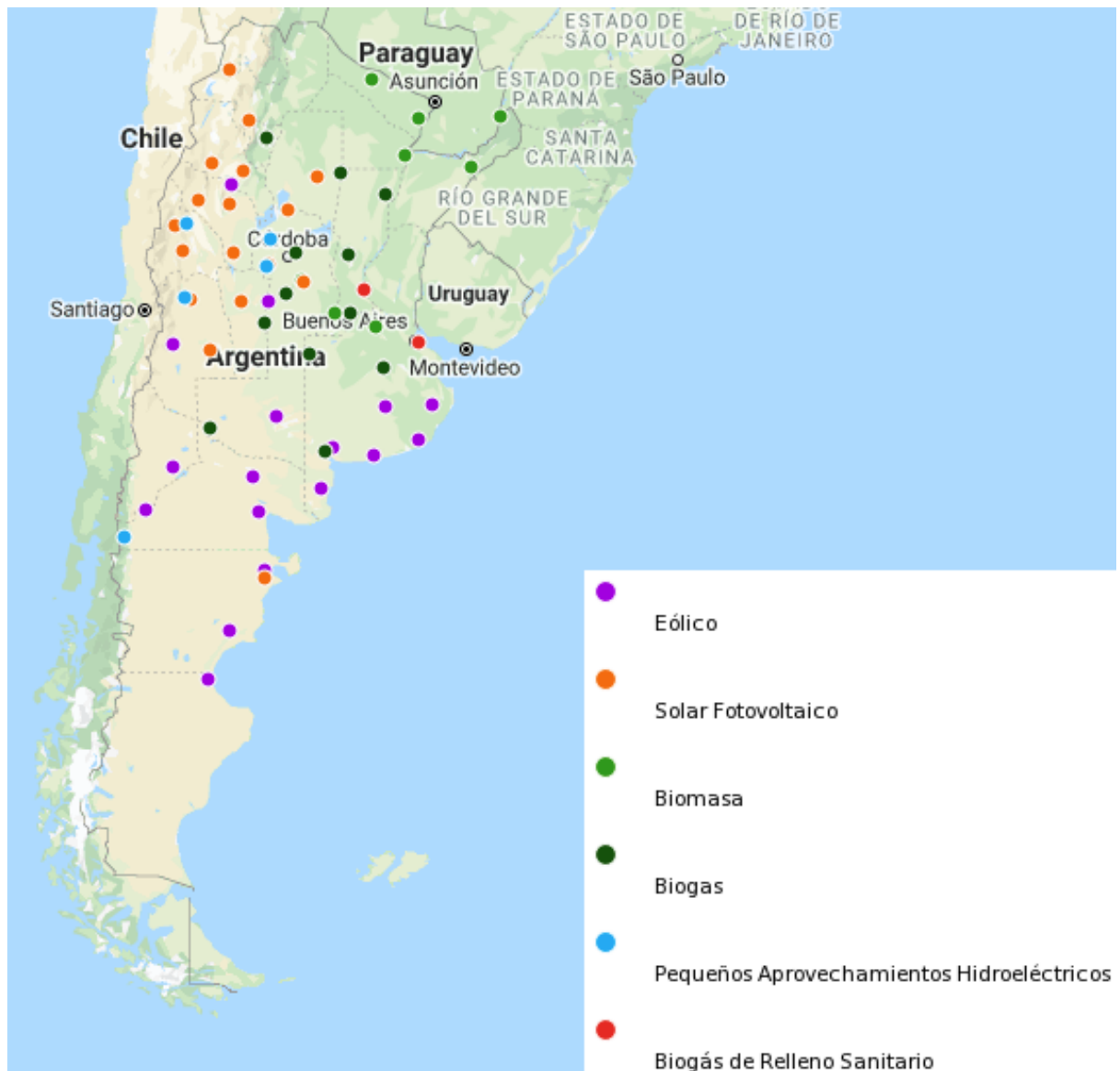


Figura 15.1.3 Proyectos RenovAr (Secretaría de Energía – Presidencia de la Nación).

A partir de lo expuesto anteriormente, se define con qué criterio se secciona al país mediante la elección de un mínimo de entre 9 y 10 m/s de velocidad del viento y radiación solar de entre 8 y 9 kWh/m² por día. Además, se tienen en cuenta el número de proyectos RenovAR para la elección de las regiones.

En base a estos criterios, se enumeran las regiones que mejores prestaciones tienen, y además dentro de éstas se detallan las provincias con mayor potencial.

1. Cuyo (La Rioja, San Juan).
2. Noroeste (Jujuy, Salta y Catamarca oeste).
3. Patagonia (Rio Negro y Chubut).
4. Centro (Buenos Aires y Córdoba).

A continuación, se definen las variables indispensables para el funcionamiento de la planta, que permiten construir la matriz.

1. *Disponibilidad de energías renovables. Cercanía a la interconexión nacional.*

Esta variable determina, para cada zona, los nodos disponibles y las limitaciones definidas por el MATER (Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable) para el año 2020.

A continuación, se presenta el mapa publicado por CAMMESA para cada región. Las referencias se presentan en la Figura 15.1.4.

REFERENCIAS	
Centrales y Estaciones Transformadoras	Líneas
 Estación Transformadora de 500 kV.	 Líneas de 500 kV
 Estación T. de Tensión menor a 500 kV.	 Líneas de 330 kV ó 345 kV
 Central Térmica (Vapor, TG, Diesel ó Biogas)	 Líneas de 220 kV
 Central Hidráulica	 Líneas de 150 kV
 Central Nuclear	 Líneas de 132 kV
 Central Fotovoltaica	 Líneas de 66 kV
 Central Eólica	 Líneas de 33 kV
 Conversoras	

Figura 15.1.4. Referencias Mapa CAMMESA.

Si bien todas las regiones pasan el criterio de disponibilidad de energías renovables, para la micro localización se tiene en cuenta la cercanía a una línea de voltaje menor a 500 kV ya que, para el uso requerido se necesitaría una estación transformadora demasiado grande para poder utilizar esa energía. En cuanto a disponibilidad de energías renovables, es importante la presencia de centrales eólicas y fotovoltaicas ya que sino ésta no es captada y por lo tanto no puede ser aprovechada.

Región 1 – Cuyo (La Rioja, San Juan)

Como ya se había observado con menor detalle en los mapas anteriores, esta región presenta una mayor disponibilidad de energía solar. En la Figura 15.1.5, se muestran las centrales fotovoltaicas que se utilizan para captar la radiación eléctrica y transformarla en energía solar.

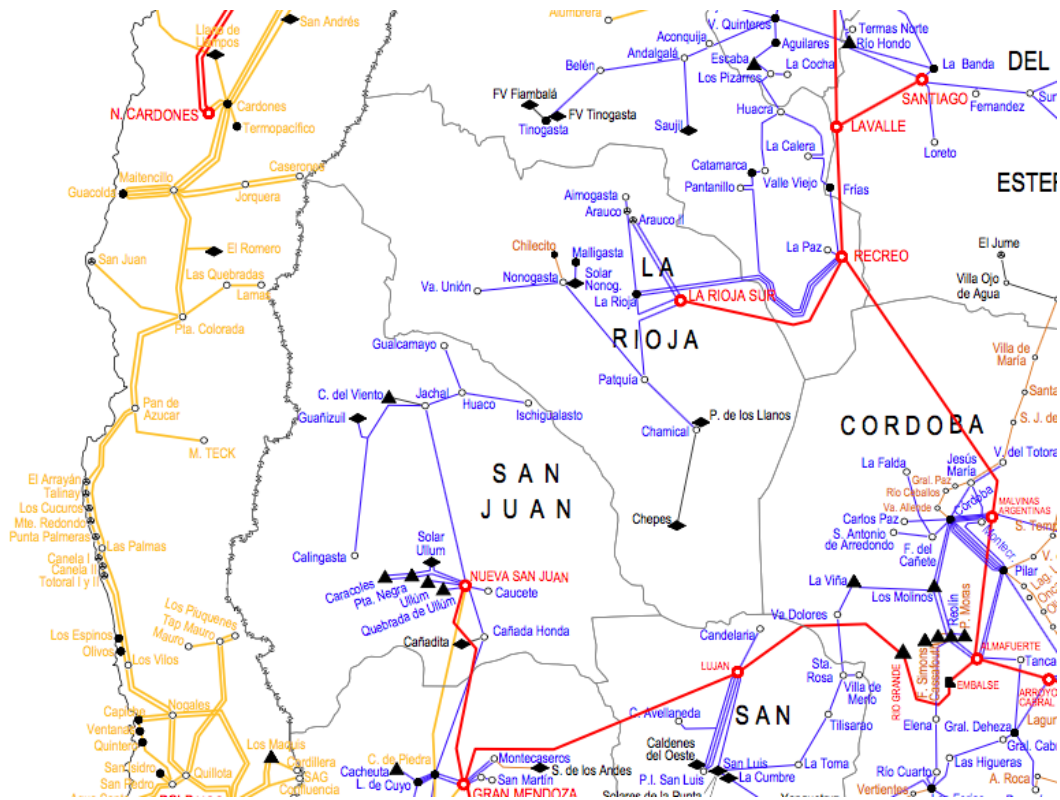


Figura 15.1.5. Mapa CAMMESA Región 1.

Región 2 - Noroeste (Jujuy, Salta y Catamarca oeste)

Si bien esta región tiene un gran potencial para la obtención de electricidad mediante energía solar, cuenta con un número reducido de plantas fotovoltaicas. Lo que se observa en la Figura 15.1.6 es la presencia de centrales hidráulicas.

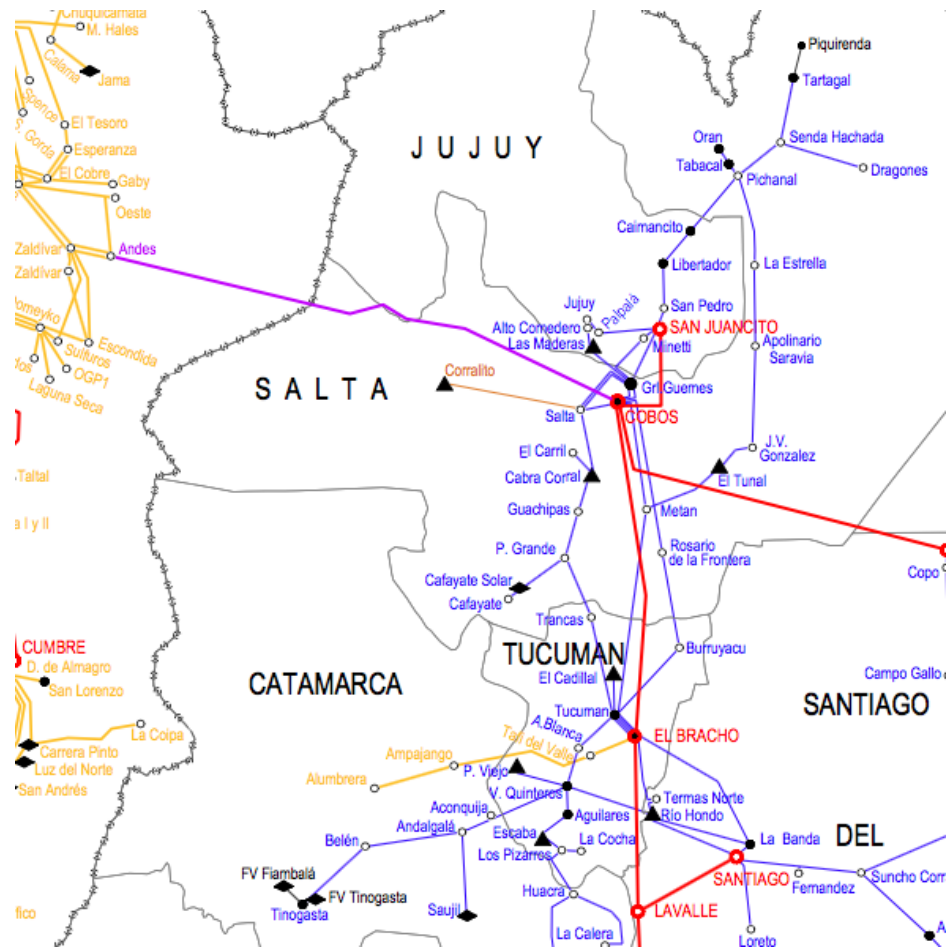


Figura 15.1.6. Mapa CAMMESA Región 2.

Región 3 – Patagonia (Río Negro y Chubut)

Esta región, presentada en la Figura 15.1.7, se caracteriza por su disponibilidad de energía eólica. Como se observa en los detalles del mapa de Puerto Madryn y Comodoro Rivadavia de las Figuras 15.1.8 y 15.1.9 cuenta con la presencia de centrales eólicas. Igualmente, de elegir esta región, para la micro localización se debe considerar la instalación de la planta en la zona Este del territorio. Si bien existe alta disponibilidad de energía eólica en el límite con Chile, no se cuenta con centrales eólicas ni cercanía a líneas de voltaje. En consecuencia, el costo del tendido eléctrico sería considerablemente mayor.

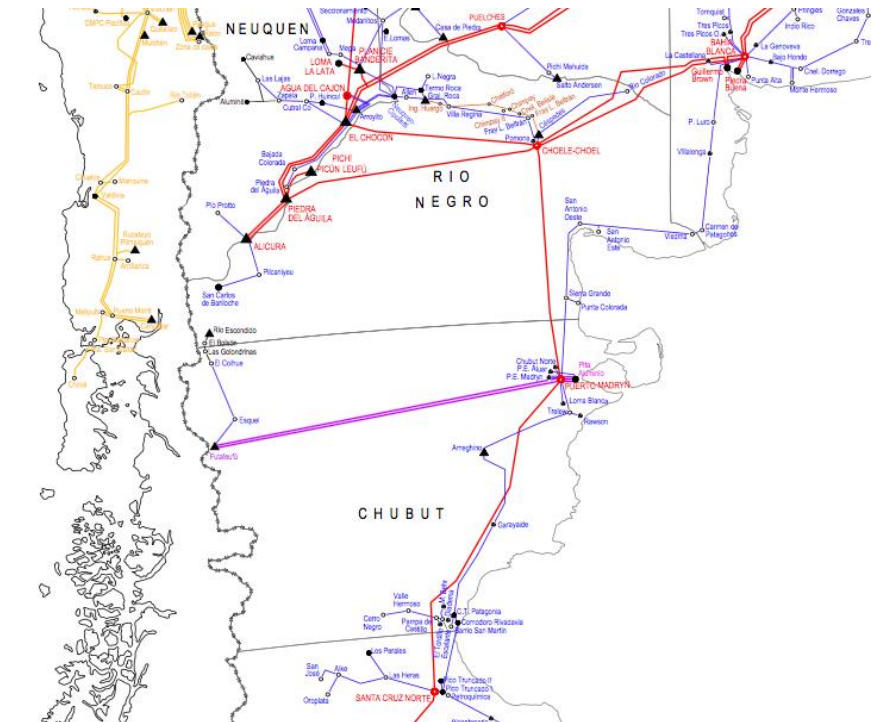


Figura 15.1.7. Mapa CAMMESA Región 3.

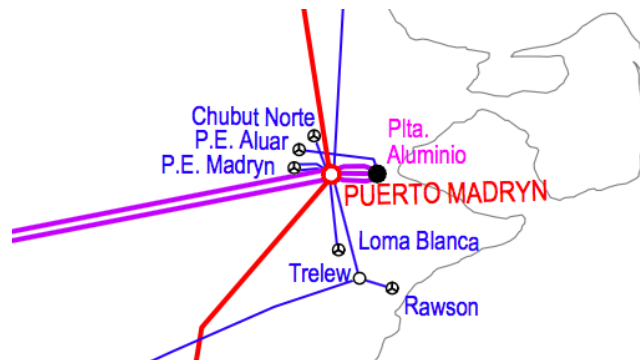


Figura 15.1.8. Detalle mapa CAMMESA Puerto Madryn.



Figura 15.1.9. Detalle mapa CAMMESA Comodoro Rivadavia.

Región 4 – Centro (Buenos Aires y Córdoba)

Como se observa en la Figura 15.1.10 esta región tiene una alta densidad de líneas, y un número alto de PDI (Puntos de Interconexión), esto quiere decir que existe una muy buena disponibilidad de puntos para conectarse a la red sin la necesidad de una transformación significativa para su uso. Esto se debe a que es una región más urbanizada y la demanda de energía es mayor que en las otras.

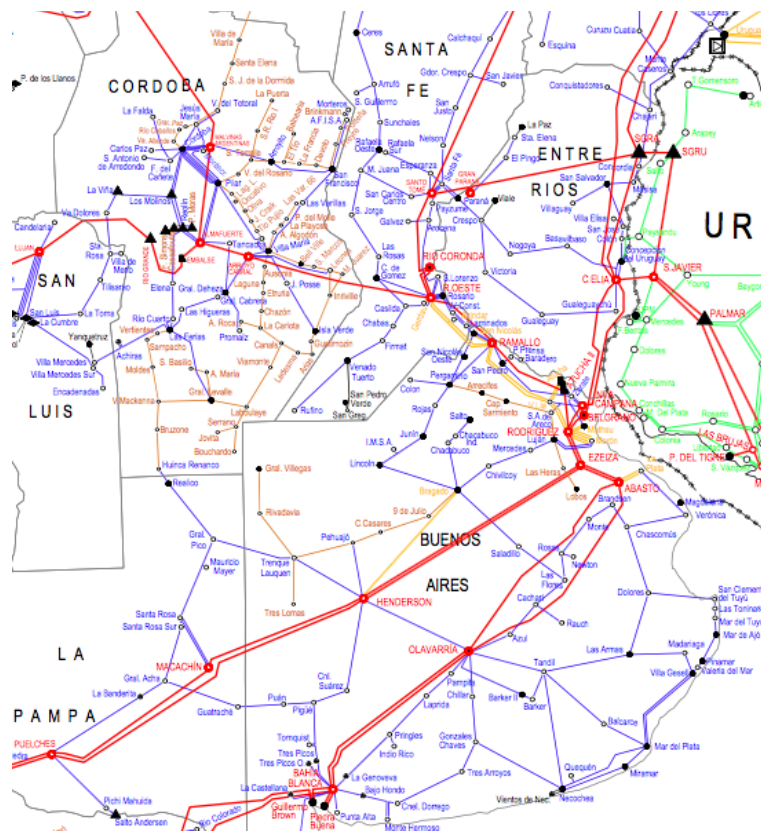


Figura 15.1.10. Mapa CAMMESA Región 4.

2. Disponibilidad de agua.

Se define la disponibilidad de agua como una variable determinante para la localización ya que es la materia prima principal del proceso productivo. A continuación, se analiza su acceso y saneamiento para cada provincia de la región, valores informados al 2017. Se utiliza un semáforo de colores que indica mayor (rojo) o menor (verde) intensidad de problemas asociados al acceso de agua y/o saneamiento en un distrito.

En primer lugar, en la Figura 15.1.11, se presenta la situación general para toda la Argentina.

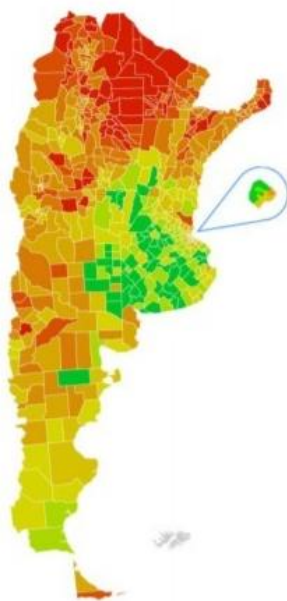


Figura 15.1.11. Mapa de intensidad de problemas asociados al acceso y saneamiento del agua (Plataforma del agua).

Región 1 – Cuyo (La Rioja, San Juan)

En las Figuras 15.1.12 y 15.1.13 se presenta la situación de cada provincia de esta región respecto al acceso al agua. Si bien esta región presenta una mayor cantidad de departamentos con problemas asociados al acceso de agua, en ambas provincias hay departamentos con un número medio (naranja), sobre todo en San Juan.

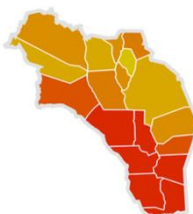


Figura 15.1.12. Mapa La Rioja (Plataforma del agua).

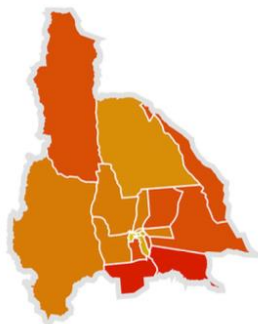


Figura 15.1.13. Mapa San Juan (Plataforma del agua).

Región 2 – Noroeste (Jujuy, Salta, Catamarca Oeste)

En las Figuras 15.1.14, 15.1.15 y 15.1.16 se presenta la situación de cada provincia de esta región respecto al acceso al agua. Esta región es la que presenta peores condiciones, pero como Catamarca posee algunos departamentos con problemas promedio se considera que la región pasa este filtro.

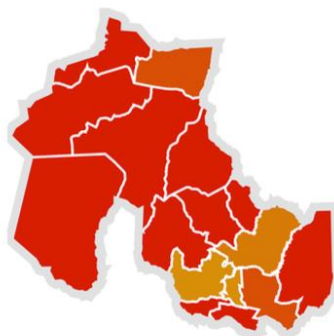


Figura 15.1.14. Mapa Jujuy (Plataforma del agua).

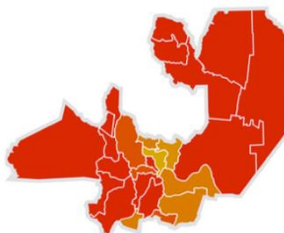


Figura 15.1.15. Mapa Salta (Plataforma del agua).

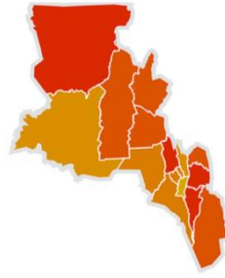


Figura 15.1.16. Mapa Catamarca (Plataforma del agua).

Región 3 – Patagonia (Río Negro y Chubut)

En las Figuras 15.1.17 y 15.1.18 se presenta la situación de cada provincia de esta región respecto al acceso al agua. La Patagonia presenta condiciones normales de acceso a agua y saneamiento, además la zona Este presenta mejores resultados y es dónde debería emplazarse la planta por cuestiones de disponibilidad eléctrica.

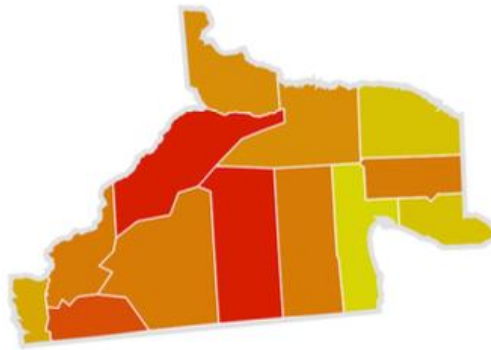


Figura 15.1.17. Mapa Río Negro (Plataforma del agua).

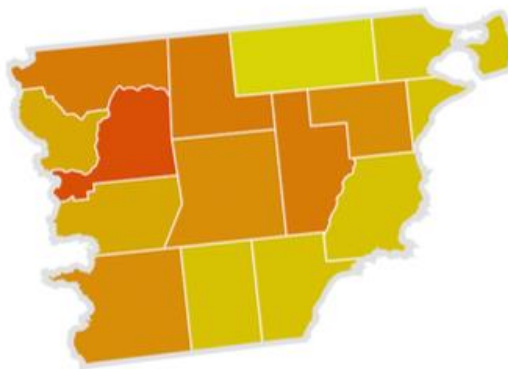


Figura 15.1.18. Mapa Chubut (Plataforma del agua).

Región 4 – Centro (Buenos Aires, Córdoba)

En las Figuras 15.1.19 y 15.1.20 se presenta la situación de cada provincia de esta región respecto al acceso al agua. Esta es la región que presenta mejores condiciones de acceso y saneamiento ya que tiene muy pocos departamentos en la peor situación, la mayoría se encuentra cercano al óptimo (verde). Igualmente, es importante remarcar que esto se debe a que se trata de dos provincias urbanizadas, donde se realizaron mayores inversiones por la infraestructura y cantidad de habitantes que poseen. Si bien es un aspecto positivo, indica que es una región con menor disponibilidad de terrenos debido a su alta densidad demográfica.

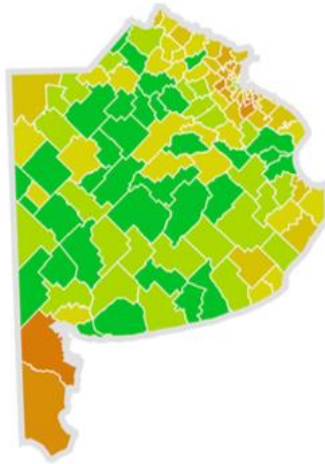


Figura 15.1.19. Mapa Buenos Aires (Plataforma del agua).

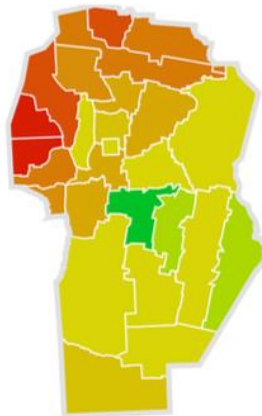


Figura 15.1.20. Mapa Córdoba (Plataforma del agua).

3. Cercanía al puerto.

Dado que el hidrógeno obtenido se va a exportar, éste debe ser trasladado desde la planta productora al puerto más cercano. De esta manera, el transporte dentro del territorio argentino pasa a ser un componente clave dentro de la estructura de costos del proyecto ya que su distribución tiene características especiales por su preservación y manipuleo que incrementan su precio y se desea disminuir el trayecto al mínimo posible.

En primer lugar, en la Figura 15.1.21 se presenta la distribución de los puertos en todo el territorio argentino.



Figura 15.1.21. Puertos Argentinos (Argentina.gob.ar).

Luego, se realiza un análisis por región donde se estudia la existencia de puertos, su localización o, si no cuenta con uno, la distancia al más cercano.

Región 1 – Cuyo (La Rioja, San Juan)

Esta región no cuenta con puertos dentro de su extensión, los más cercanos son los puertos del río Paraná a una distancia de, en promedio, aproximadamente 900 km. Si bien en el mapa presentado anteriormente se observan una línea de numerosos puertos sobre este río, se toman en consideración los siguientes puertos por su disponibilidad y carácter público:

- Puerto Reconquista
- Puerto Rosario

- Puerto Santa Fe
- Puerto Constitución

Región 2 – Noroeste (Jujuy, Salta, Catamarca oeste)

Esta región tampoco presenta puertos dentro de su extensión, y los más cercanos son los puertos de Formosa, Chaco y Corrientes.

- Puerto Formosa: a una distancia promedio de 1000 km.
- Puerto Barranquera: a una distancia promedio de 850 km.
- Puerto Corrientes: a una distancia promedio de 850 km.

Región 3 – Patagonia (Río Negro y Chubut)

Esta región si cuenta con puertos dentro de su extensión, además de estar cerca de puertos en Santa Cruz. A continuación, se listan los puertos de Río Negro, Chubut y Santa Cruz.

- Puerto San Antonio Este (Río Negro)
- Puerto Comodoro Rivadavia (Chubut)
- Puerto Madryn (Chubut)
- Puerto Caleta Olivia y Caleta Paula (Santa Cruz): a 60 km de Comodoro Rivadavia.

Región 4 – Centro (Buenos Aires y Córdoba)

Esta región es la que mayor número de puertos posee, todos en la provincia de Buenos Aires. Éstos son los puertos de: Bahía Blanca, Buenos Aires, Campana, Dock Sud, Mar del Plata, La Plata, San Nicolás.

4. *Disponibilidad de terrenos.*

Esta variable se incluye debido a las dimensiones que debe tener la planta productora de hidrógeno, y la necesidad de un territorio considerable en la región elegida. Gracias a la amplitud del territorio nacional y su distribución demográfica mayormente concentrada en ciertas provincias, se considera que todas las regiones poseen territorios disponibles. En la Figura 15.1.22 se observa el mapa de Argentina con la distribución de habitantes/km² según el último Censo del 2010.

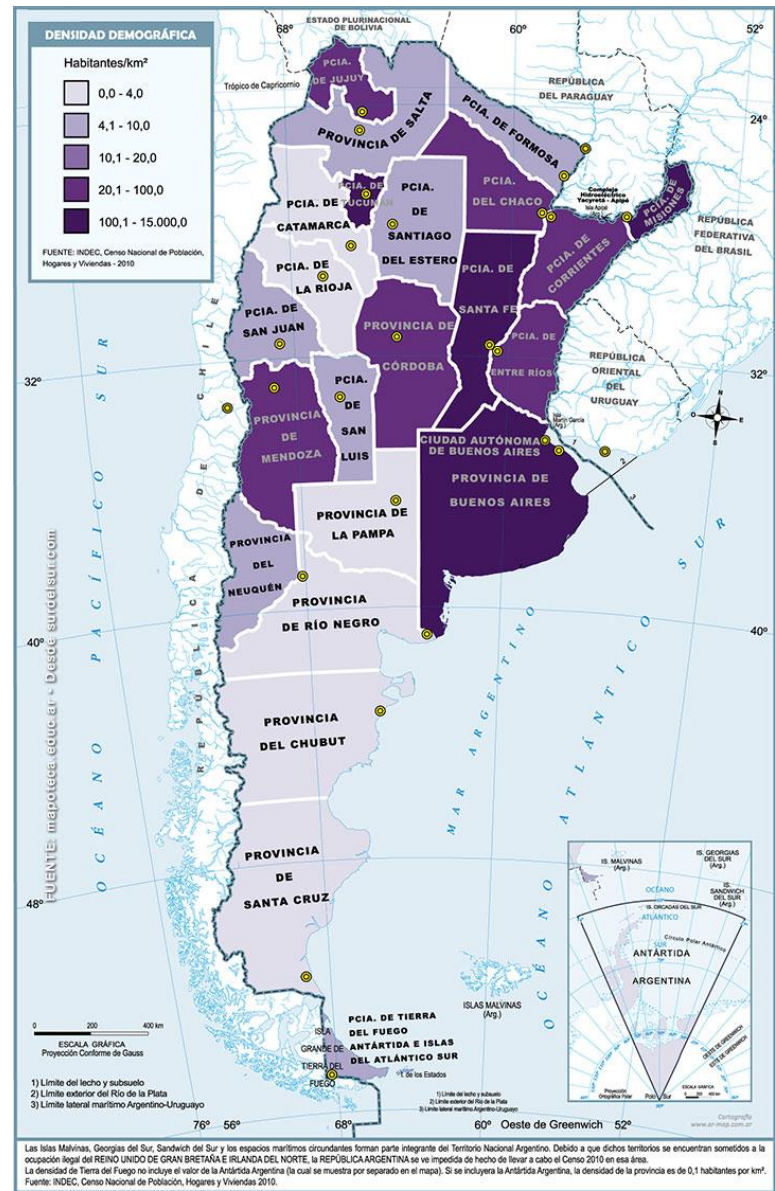


Figura 15.1.22. Distribución de habitantes/km² (Sur el Sur Censo 2010).

Finalmente, a modo de conclusión, se presenta la Tabla 15.1.1 con los resultados de cada variable necesaria para las regiones definidas:

Necesidades		Regiones			
		Cuyo	Noroeste	Patagonia	Centro
Obligatorias	Cercanía a interconexión nacional	SI	SI	SI	SI
	Disponibilidad de agua	SI	SI	SI	SI
	Cercanía al puerto	NO	NO	SI	SI
	Disponibilidad de terrenos	SI	SI	SI	SI

Tabla 15.1.1. Matriz de ponderación.

Las regiones del Noroeste y Cuyo, quedan eliminadas debido a su performance para la variable “Cercanía al puerto”. Si bien también debe tenerse en cuenta la cercanía a la interconexión debido al costo del transporte de la energía renovable, se estima que todas las regiones presentan disponibilidad de terrenos cerca de la interconexión. Por lo tanto, no habría una diferencia significativa entre éstas como si la hay para el costo del transporte del producto final al puerto.

Las regiones descartadas se encuentran entre 800 y 1000 km del puerto más cercano, provocando un aumento notable del costo de transporte terrestre, ya que el mismo ronda los 60\$/km. Como se explica previamente, el transporte dentro del territorio nacional debe minimizarse porque ya se cuenta con un alto costo de distribución por la exportación.

15.2 Micro Localización – Parte I

En esta primera parte de la micro localización, se analiza en detalle la región Centro y Patagonia en cuanto a su performance en variables deseables para el territorio. Éstas son:

1. Mano de obra calificada.
2. Precio de terrenos.
3. Costo de materia prima (agua y electricidad).
4. Consideraciones legales y políticas.
5. Posibilidad de expansión renovable.

A continuación, se detalla cómo se analiza cada variable, su desempeño en cada una de las regiones y se concluye con una matriz de ponderación que da como resultado la región finalmente elegida.

1. Mano de obra calificada

Como se puede ver en la Sección 12.1 Descripción del Proceso, éste no es mano de obra intensivo, ya que no se presentan etapas de trabajo exclusivamente manual. Pero, se debe tener en cuenta la necesidad de control y manipuleo de la maquinaria de alta tecnología. Por esta razón, es importante la presencia de mano de obra calificada en la zona a elegir. Esta variable es evaluada mediante diferentes indicadores educativos utilizando la información relevada en último censo de Argentina. Éstos son:

- *Tasa de escolarización secundaria (%)*: muestra las condiciones de escolarización de la población en edad de asistir a educación secundaria, expresado como proporción de la población de 13 a 17 años que asiste a un establecimiento educativo.
- *Índice de capacitación de la población (%)*: mide la proporción de la población de 15 años o más que alcanzó el nivel educativo secundario completo u otro mayor (y que no asiste a un establecimiento educativo formal). Este indicador posibilita conocer el potencial de desarrollo económico productivo, según la formación de la población en edad legal de iniciarse en la actividad laboral.

- *Inversión en infraestructura educativa:* muestra la cantidad de escuelas construidas por el Estado Nacional cada 1000 habitantes en edad educativa sin escolarización formal. Si bien este no es un indicador de educación en sí mismo, sino uno de economía pública, se considera relevante su inclusión ya que da cuentas de la promoción del progreso e integración social del territorio.

A continuación, en la Figura 15.2.1 se puede observar la performance de las provincias que componen las dos regiones que se están evaluando.

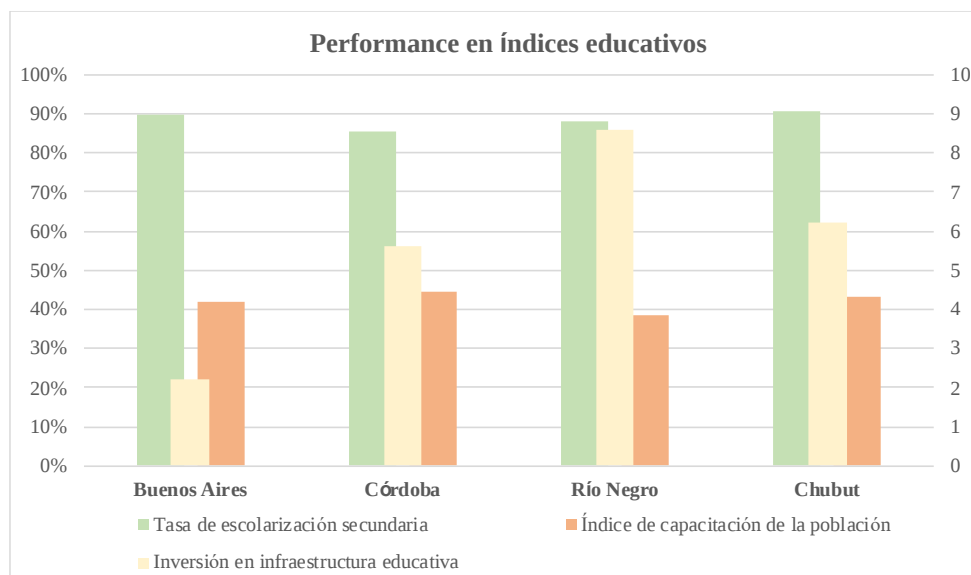


Figura 15.2.1. Comparación de índices educativos (ATLAS ID)

En cuanto a la tasa de escolarización secundaria, las dos regiones presentan un desempeño parejo de en promedio 88,6%, para el que Córdoba es el mínimo de 85,6% y Chubut el máximo de 90,7%. Para el índice de capacitación de la población tampoco se encuentran diferencias significativas, en promedio es igual a 42,13%, donde Río Negro es el mínimo de 38,5% y Córdoba el máximo de 44,6%. La inversión en infraestructura educativa si presenta diferencias. La provincia de Buenos Aires es la que menos escuelas construyó, 2,2 escuelas cada 1000 habitantes en edad educativa sin escolarización formal, mientras que Río Negro construyó 8,6. En general, la región de la Patagonia supera en este índice a la región Centro. En promedio la Patagonia construyó 7,4 escuelas y el Centro, 3,9. Por esta razón, se concluye que la mano de obra calificada tiene un mejor desempeño en la región patagónica que en la región centro.

2. Precio de terrenos

Esta variable se incluye para evaluar el costo del terreno para la instalación de la planta productiva. Dada la dificultad de encontrar un precio concreto del metro cuadrado disponible para una instalación industrial en las diferentes provincias, se simplifica de la siguiente manera. Al estudiar el grado de urbanización de una región, cuanto mayor sea la infraestructura de viviendas instalada menor es la disponibilidad de terrenos para la instalación de una planta industrial. En consecuencia, para las provincias que presenten

un alto grado de urbanización se podría decir que tienen un precio de terreno más elevado ya que al haber una oferta menor de terrenos libres la presión de la demanda aumentará el precio. Cabe aclarar que es una simplificación, dado que el precio de un terreno es también afectado por otras variables que para el análisis a continuación se mantienen constantes.

Para este estudio se utiliza el informe “Argentina Urbana: Lineamientos estratégicos para una política nacional de urbanización” confeccionado por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios luego del censo nacional del año 2010. En éste se establece una jerarquía urbana mediante la aplicación de un índice de centralidad urbana que se construyó sobre la base de las siguientes variables:

- Infraestructura de servicios primarios (educación y salud)
- Transporte y comunicaciones
- Actividades financieras y comerciales
- Población
- Estructura ocupacional

En la Tabla 15.2.1 se presenta la jerarquización del sistema urbano nacional.

Categoría	Rango Jerárquico	Cantidad de Localidades	Cantidad de Población	Promedio de Población	Porcentaje de Población Urbana	Acumulado del % de Población Urbana	Referencia
1	Nodo internacional	1	13.096.874	13.096.874	40,3	40,3	
2	Nodos nacionales	4	4.204.674	1.051.169	12,9	53,3	
3	Nodos regionales	18	5.115.304	284.184	15,7	69	
4	Nodos subregionales	82	4.317.358	52.651	13,3	82,3	
5	Nodos microregionales A	160	2.632.644	16.454	8,1	90,4	
6	Nodos microregionales B	508	2.829.277	5.569	8,7	99,1	
7	Nodos microregionales C	89	287.568	3.231	0,9	100	
Total		862	32.483.699		100		

Tabla 15.2.1. Jerarquización del Sistema Urbano Nacional (Argentina Urbana).

Luego, en la Figura 15.2.2 se muestra la clasificación de los centros urbanos dentro de esta jerarquización para el que se pueden ver las referencias en la Tabla 15.2.1. Si se observa el mapa, a simple vista es clara la densidad de nodos que se presentan en la región centro en comparación con la región patagónica. Las provincias de Buenos Aires y Córdoba contienen nodos regionales, subregionales y un alto número de nodos micro regionales. Por otro lado, Río Negro y Chubut presentan un bajo número de nodos indicando que la urbanización de estas provincias es considerablemente más baja. De esta manera, se concluye que la oferta de terrenos es mayor en la región Patagonia y por lo

tanto su precio será menor al del Centro. Por lo tanto, la performance de la Patagonia sobre esta variable es mejor que la de Centro.

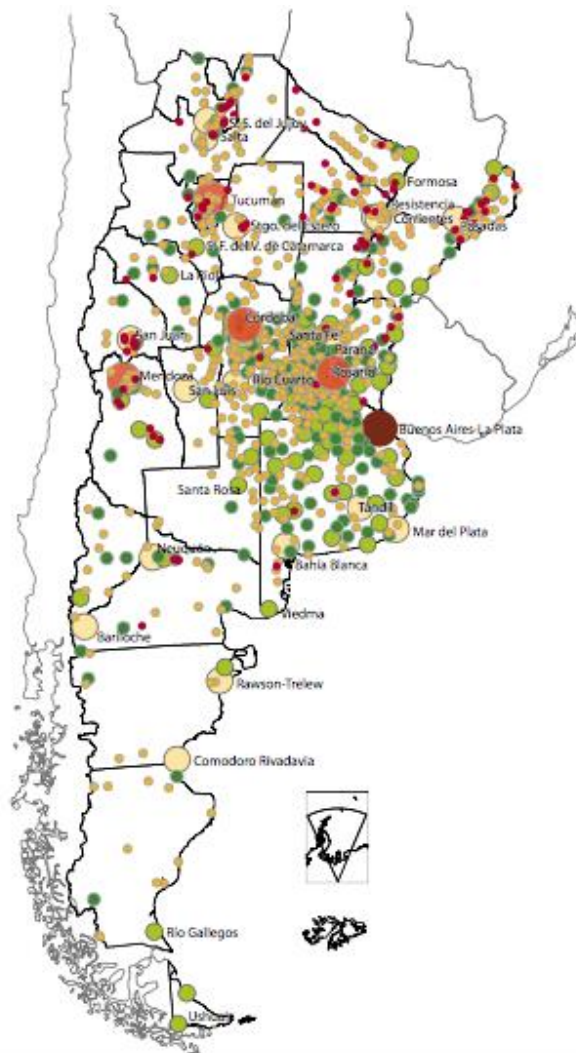


Figura 15.2.2. Jerarquización del Sistema Urbano (Argentina Urbana)

3. Costo de materia prima (agua y electricidad)

Esta variable se incluye para evaluar el desempeño de la región en cuanto al costo de provisión de agua y electricidad.

Costo del agua

En Argentina no existe una tarifa homogénea del m^3 del agua consumido ya que depende de su proveedor. Por esta razón, se analiza para cada provincia cuál es la empresa que lo provee y sus tarifas asociadas.

- *Córdoba (Centro)*: el proveedor es “Aguas Cordobesas” y la tarifa no residencial tipo B1 para “utilización del agua como elemento parte del proceso de producción” es igual a \$18,68 el m³.
- *Buenos Aires (Centro)*: el proveedor más importante es “ABSA: Aguas Bonaerenses” que abastece a 58 partidos de la provincia de Buenos Aires. Por otro lado, AYSA es el proveedor de toda la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y 17 partidos de la provincia. El valor promedio del m³ para uso no residencial es de \$23,89 el m³.
- *Río Negro (Patagonia)*: “Aguas Rionegrinas” es una empresa estatal que presta el servicio de agua potable y cloacas a 31 localidades y 31 parajes de la provincia. El valor del m³ de agua para uso no residencial es de \$17,71.
- *Chubut (Patagonia)*: el análisis de precios se concentra en el Este de la provincia debido a que es la zona con mejor condición de distribución y disponibilidad de energías renovables. Por esta razón, las ciudades de referencia para el precio de la distribución del agua son Puerto Madryn y Comodoro Rivadavia. El precio por m³ para este último es de \$49,16 y para Puerto Madryn de \$34,63.

4. Consideraciones legales y políticas.

Como ya es desarrollado en el análisis de mercado del capítulo anterior, para propiciar el crecimiento de la producción de hidrógeno verde es fundamental el apoyo del Estado mediante políticas y directivas que incentiven el desarrollo de la tecnología y la inversión. Por esta razón se incluye esta variable en el análisis, en vistas de encontrar una locación que presente un respaldo en este sentido.

El diputado chubutense Gustavo Menna junto a un grupo de legisladores de distintas provincias, presentó un proyecto de ley para actualizar el Régimen Legal de Promoción del Hidrógeno y promover su desarrollo mediante la implementación de incentivos fiscales. El objetivo es posibilitar el desarrollo de la actividad, haciendo énfasis en la generación de hidrógeno verde a partir de electrolisis, la cual emplea como matriz energética alguna fuente renovable. Dentro de dicho objetivo, se busca incentivar la participación privada donde el beneficio sea significativo en términos de desarrollo de la industria nacional y donde haya utilización de mano de obra local y captación de recursos humanos nacionales altamente calificados en materia de innovación y tecnología.

El proyecto además de redefinir algunos objetivos del régimen vigente desde 2006 tiene como premisa no solo establecer un régimen de promoción fiscal, sino que también busca la continuidad y sostén del Fondo Nacional de Fomento de Hidrógeno. Por otra parte, la creciente conciencia social sobre la necesidad de asegurar un desarrollo humano sostenible tanto desde el punto de vista ambiental como financiero está fomentando fuertes medidas regulatorias para la reducción de la huella de carbono, principalmente en el transporte, la industria y la generación de energía.

La actualización del régimen ataca a la reducción o eliminación de algunos impuestos. Específicamente, promueve la desgravación o reducción de derechos de importación o exportación, la exención del IVA, ganancia presunta o los impuestos de los combustibles líquidos, entre otros.

En la presentación del proyecto se destaca el potencial existente en la Patagonia y en Chubut para el desarrollo de esta industria, tomando como ejemplo el trabajo de la empresa Hychico, instalada en Comodoro Rivadavia desde 2009, la cual se dedica a producir hidrógeno verde a partir de energía eólica para su propio abastecimiento. Por otra parte, debido a las condiciones naturales y a su ubicación única, la Patagonia argentina es uno de los lugares con mayor potencial en el mundo para la producción a gran escala de hidrogeno verde, no solo por sus recursos eólicos constantes, sino que también por su disponibilidad de agua.

5. Posibilidad de expansión renovable.

La última variable para analizar es la posibilidad de expansión renovable, esto refiere a la instalación de una central de energía renovable para su consumo. La ventaja de esta inversión es el beneficio del auto abastecimiento de la materia prima principal del proceso, generando reducción de costos y además, asegurando la estabilidad del suministro.

Como se menciona con anterioridad, a lo largo del territorio nacional hay una gran cantidad de parques de generación de energía renovable, en su mayoría son eólicos.

Los parques eólicos se destacan por su alto factor de capacidad logrado por la cinética producida por las masas de aire en movimiento, fundamentalmente en el sur del país. Un ejemplo, es el parque eólico Manantiales Behr, de YPF Luz, el cual alcanza un 62% de factor de capacidad.

La región Centro y Sur del país son llamadas “Tierra de Gigantes”, por el gran número de aerogeneradores que allí se encuentran. En la Patagonia hay 14 parques eólicos operativos, ubicados 10 en Chubut, 2 en Santa Cruz y 2 en Río Negro. En el centro también existen estos proyectos, 12 ubicados en Buenos Aires, 1 en Córdoba y 1 en La Pampa.

Las regiones andinas y subandinas, desde Jujuy hasta Neuquén, poseen un gran potencial para el desarrollo de energía solar. Entre los más grandes proyectos de solar fotovoltaica se destacan el parque solar Cafayate y el parque solar Iglesia – Estancia Guañizuil, ambos de 80 MW de potencia instalada. Por otra parte, el proyecto Cauchari en Jujuy es uno de los más prometedores en esta tecnología debido a que ya están en construcción 300 MW y se proyectan 200 MW adicionales.

Además de los proyectos de energía solar y eólica mencionados, también existen emprendimientos con otras fuentes de generación, como proyectos de biogás (8), de biomasa (4) y minihidro (1).

Además, es importante mencionar que en 2019 Argentina quedó en el ranking número nueve de los países más atractivos para la inversión y el desarrollo de energías renovables, realizado por la consultora EY. Las provincias de Santa Cruz, Chubut, Río Negro y Buenos Aires concentran el mayor potencial eólico y Jujuy es una de las zonas del planeta con mayor radicación solar.

A continuación, en la Figura 15.2.3 se puede observar la evolución desde el 2016 hasta el 2019 por tipo de energía renovable en Argentina.



Figura 15.2.3. Evolución por tipo de energía (Cammesa).

Desde la sanción de la Ley 27.191, la generación de energías renovables fue aumentando progresivamente, con un especial crecimiento la solar y la eólica, lo cual puede observarse en la figura anterior. Es totalmente notorio que el tipo de energía que mayor evolución tuvo fue la eólica alcanzando un 5,4% para el año 2019.

Por otra parte, en la siguiente Figura 15.2.4, se observa la distribución de la potencia instalada a lo largo de todas las regiones del país.

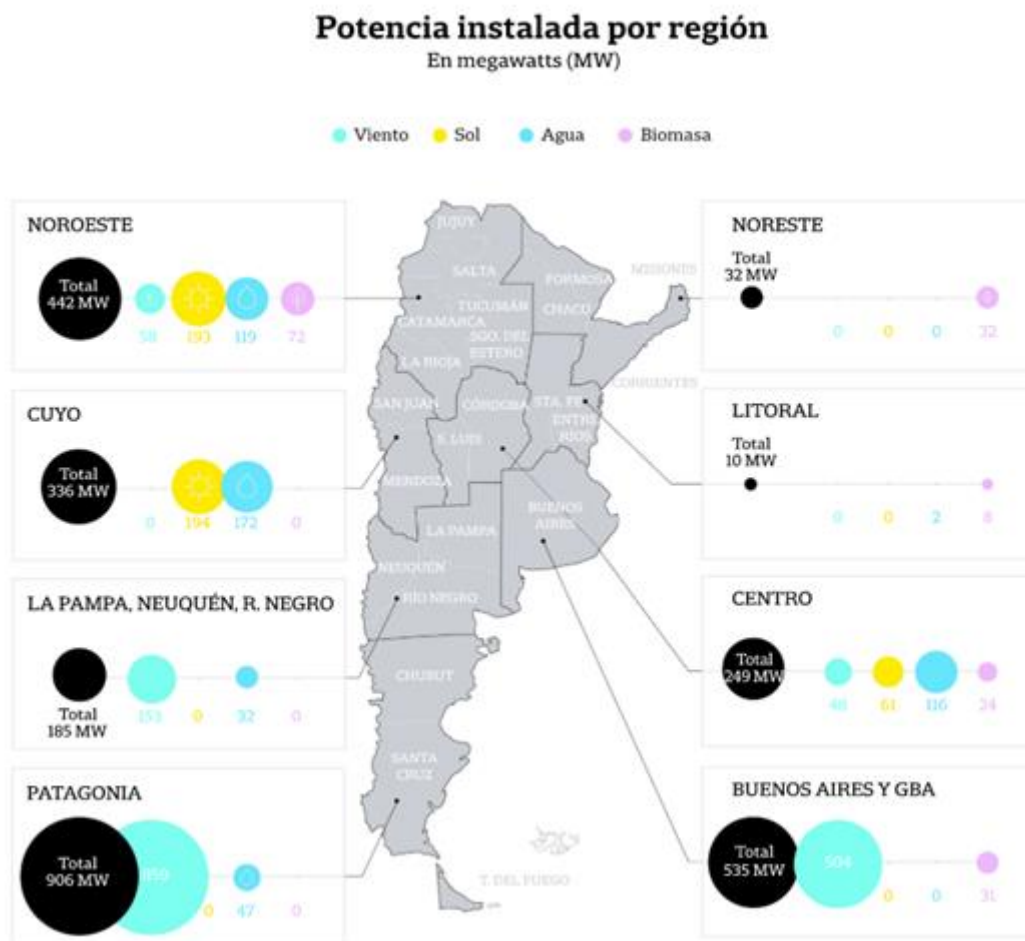


Figura 15.2.4. Potencia instalada por región (Cammesa).

Del análisis de la Figura 15.2.4 se concluye que la Patagonia es la región con mayor potencia instalada, 906 MW, y su principal fuente es la energía eólica. A esta región le sigue Buenos Aires con 535 MW, también con su principal fuente de energía la eólica.

La Patagonia por sus condiciones naturales únicas, es uno de los lugares del país y del mundo en donde se puede alcanzar la mayor escala de producción por su alta disponibilidad, confiabilidad, constancia y potencia de energía renovable eólica.

En conclusión, para la variable a analizar, la Patagonia es la región con mejor prestación para realizar una posible expansión renovable por su alto potencial y disponibilidad.

Finalmente, en la Tabla 15.2.2 se presenta la matriz de ponderación con los valores que toma cada región para cada variable, justificados por el análisis previo.

Necesidades		Peso Relativo	Regiones			
			Patagonia		Centro	
			Puntaje	Total	Puntaje	Total
Deseables	MO calificada	5%	8	0,4	4	0,2
	Precio terrenos	35%	9	3,15	3	1,05
	Costo de materia prima	25%	5	1,25	8	2
	Consideraciones legales y políticas	15%	7	1,05	6	0,9
	Posibilidad de expansión renovable	20%	9	1,8	5	1
Total		1		7,65		5,15

Tabla 15.2.2. Matriz de ponderación.

Como se observa en la matriz, la región que mejores condiciones presenta para la localización de la planta es la Patagonia. A continuación, se desarrolla la elección del emplazamiento específico dentro de la misma.

15.3 Micro Localización - Parte II

Dentro de la región patagónica, las dos provincias estudiadas son Río Negro y Chubut. Para la localización puntual de la planta se tienen en cuenta, no solo el puntaje para las variables deseables, sino también su performance para las variables obligatorias analizadas al principio. Es fundamental la cercanía al puerto y a la interconexión.

En primer lugar, en la provincia de Río Negro existe una línea de 132 kV en las cercanías del Puerto San Antonio Este por lo que se cumplirían las dos condiciones para elegir esta zona. El problema es que no se cuenta con una central de transformación de energía renovable, éstas se encuentran en la región del noroeste de la provincia que está muy lejos del puerto. Por este motivo, sumado a su performance inferior en la disponibilidad del agua, se decide focalizar la micro localización en Chubut.

De la provincia de Chubut, se selecciona la ciudad de Comodoro Rivadavia ya que cuenta con un puerto propio, tres centrales eólicas y líneas de tensión adecuadas para la conexión. Además, allí se encuentra localizada la empresa Hychico, que es el único proyecto de características similares en Argentina y se puede aprovechar su experiencia para la instalación de la planta.

En cuanto a la localización específica de la planta, la búsqueda del terreno debe estar limitada por la seguridad y facilidad de acceso a rutas acondicionadas para el transporte del producto al puerto. Por otra parte, se tiene en cuenta la cercanía al mismo ya que el costo de transporte es una variable significativa. A continuación, en las Figuras 15.3.1 y 15.3.2 se presenta el terreno seleccionado. Consta de dos hectáreas, ubicado en el Barrio Industrial de la Ciudad a 1.000 metros de la rotonda e intersección de la Ruta Nac. N° 3 y la Ruta Prov. N° 26. Cuenta con agua corriente y electricidad. Si bien para el layout presentado solo se necesitan 2 hectáreas, existe terreno disponible en los alrededores cercanos para una posible compra y futura expansión renovable con la instalación de un parque eólico propio.

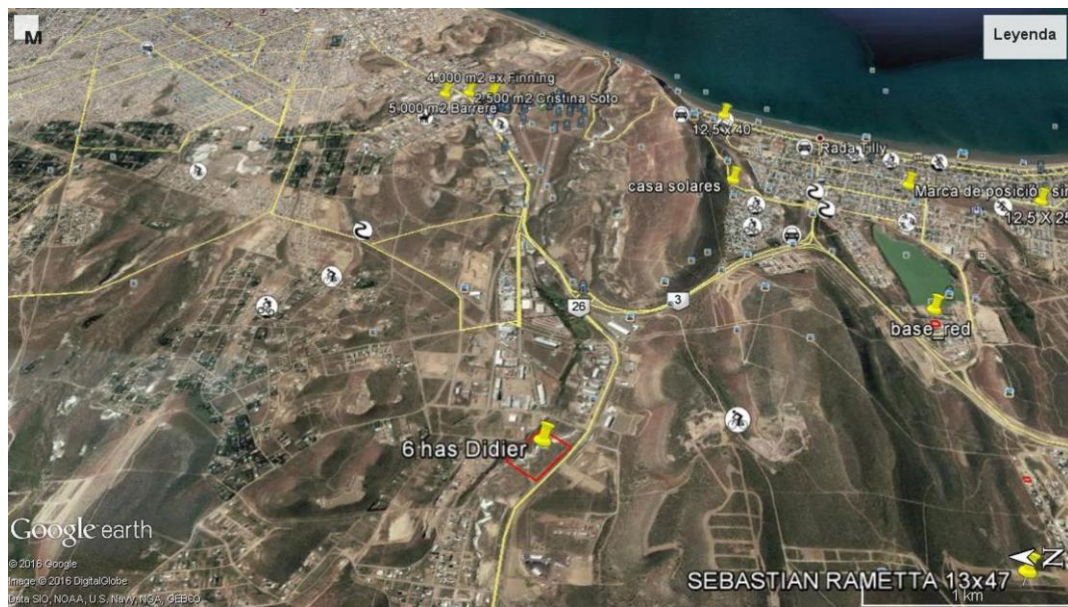


Figura 15.3.1. Ubicación del terreno.



Figura 15.3.2. Ubicación del terreno.

16 MARCO LEGAL

16.1 Promoción del hidrógeno

En este apartado se desarrolla el marco legal que existe en Argentina para la promoción de la producción de hidrógeno. A continuación, se listan los proyectos existentes:

- **Ley 26.123 – Promoción del hidrógeno:** se sancionó en el año 2006 y declara de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible. Sus objetivos son:
 - a) Desarrollar y fortalecer la estructura científico- tecnológica destinada a generar los conocimientos necesarios para el aprovechamiento de los recursos energéticos no convencionales.
 - b) Incentivar la aplicación de tecnologías que permitan la utilización del hidrógeno, en especial para el desarrollo de proyectos experimentales y las transferencias de tecnologías adquiridas.
 - c) Incentivar la participación privada en la generación y producción del hidrógeno propendiendo a la diversificación de la matriz energética nacional, priorizando aquellos emprendimientos en donde el beneficio sea significativo en términos de desarrollo de la industria nacional, utilización de mano de obra local y captación de recursos humanos nacionales de alta especialización e innovación tecnológica.
 - d) Promover la formación de recursos humanos y el desarrollo de ciencia y tecnología en materia de energía de hidrógeno, comprendiendo la realización de programas de promoción de emprendimientos de innovación tecnológica.
 - e) Promover la cooperación regional, especialmente con los países que integran el MERCOSUR e internacional, en el campo de la generación y utilización del hidrógeno, mediante el intercambio de conocimientos científicos y técnicos y, propender a la transferencia de tecnologías desarrolladas, observando los compromisos de no contaminación asumidos por la República Argentina.
 - f) Fomentar el desarrollo de un plan educativo nacional para concientizar a la población en la necesidad de disminuir la contaminación ambiental y de los usos y alcances del hidrógeno como combustible y vector energético.
 - g) Impulsar el estudio de la obtención del hidrógeno a partir del uso de energías renovables y no renovables, el montaje de plantas pilotos para la generación de energía a partir del hidrógeno mediante procesos no contaminantes.
 - h) Incentivar el desarrollo y producción de equipos individuales e industriales que utilicen el hidrógeno como portador único o combinado de energía.

- i) Impulsar la investigación, el desarrollo e industrialización de celdas de combustibles para la generación de energía eléctrica a partir del hidrógeno y sustancias que lo contengan.
- j) Incentivar la instalación de plantas generadoras de energía eléctrica de baja y media tensión mediante el uso del hidrógeno como combustible.
- k) Promover la vinculación y coordinación entre sectores del Estado nacional, industrias, instituciones de investigación y desarrollo y universidades para el establecimiento a nivel nacional y regional de la industria del hidrógeno.
- l) Fomentar la investigación y desarrollo de tecnologías que permitan la utilización del hidrógeno como combustible de uso vehicular.

Además, en uno de sus artículos declara la creación del Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (FONHIDRO) y en otro define un régimen fiscal promocional para los sujetos que se dediquen a la producción y uso del hidrógeno. A continuación, se mencionan los beneficios:

- En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la Ley 25.924 (Promoción de inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura) y sus normas reglamentarias.
- Los bienes afectados a las actividades promovidas por la presente ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la Ley 25.063, o el que en el futuro lo complemente, modifique o sustituya, hasta el tercer ejercicio cerrado, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.
- El hidrógeno producido por los sujetos titulares de los proyectos registrados por la autoridad de aplicación utilizado como combustible vehicular, no estará alcanzado por el Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural establecido en el Capítulo I, Título III de la ley 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el Impuesto al Gas Oil, Ley 26.028, ni por la tasa de Infraestructura Hídrica establecida por el decreto 1381/01.

Si bien esta ley todavía no se encuentra reglamentada, sienta las bases del interés de Argentina en el desarrollo de hidrógeno para su utilización como combustible.

- Proyecto presentado en el **2018** por el senador Julio Cobos para la **actualización de la Ley 26.123** y proyecto presentado en el **2019** por el diputado Gustavo Menna: **modificaciones sobre la Ley 26.123**, para favorecer el desarrollo de la actividad con especial hincapié en Chubut. Ambos proyectos plantean la actualización de la ley y ésta segunda tiene como principal objetivo posibilitar el desarrollo de la actividad, haciendo énfasis en la generación de hidrógeno de fuente “limpia” o “verde”, producido a partir de procesos de electrólisis que emplean como matriz energética aquellas de fuente renovable.

- **Memorándum de Cooperación en Hidrógeno entre Argentina y Japón** firmado en el 2019. Promoverá las inversiones en este campo y generará el marco propicio para la integración de Argentina en las cadenas globales de valor energéticas sustentables.

16.2 Producción del hidrógeno

En esta sección, se desarrolla el marco legal existente en Argentina, y en Chubut en particular, en cuanto a las bases y condiciones sobre las cuales debe llevarse a cabo la actividad industrial. A continuación, se enumeran las que se consideran más relevantes para el proyecto.

- **Ley de Seguridad e Higiene (19.587):** mediante sus normas y procedimientos busca proteger la integridad física y mental del trabajador, preservando los riesgos de salud que puede tener en su puesto de trabajo y su ambiente físico.
- **Ley General del Ambiente (25.675):** establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sostenible en Argentina. Además, en la provincia de Chubut rige la Ley XI-35 de Código Ambiental Provincial que tiene por objeto la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente de la Provincia, estableciendo los principios rectores del desarrollo sustentable y propiciando las acciones a los fines de asegurar la dinámica de los ecosistemas existentes, la óptima calidad del ambiente, el sostenimiento de la diversidad biológica y los recursos escénicos para sus habitantes y las generaciones futuras.
- **Ley de Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios (25.612):** establece los presupuestos mínimos de protección ambiental sobre la gestión integral de residuos de origen industrial y de actividades de servicio, que sean generados en todo el territorio nacional y derivados de procesos industriales o de actividades de servicios. Si bien esta ley no está reglamentada, es de relativa aplicación y debe tenerse en cuenta para la disposición correcta de los residuos.
- **Promoción industrial en Chubut:** la localización elegida para la planta productiva presenta ciertos incentivos para propiciar la industria. A continuación, se listan las normativas pertinentes referentes a beneficios fiscales:
 - **Ley IX N° 134:** beneficios tributarios en el marco del Programa Provincial de Apoyo a Jóvenes Empresarios.
 - **Ley IX N°129:** Régimen de Promoción del Desarrollo Económico.
 - **Ley XXIV N° 41:** Ley de Promoción Económica para las inversiones en la Provincia de Chubut.

16.3 Regulaciones transporte

El hidrógeno transportado como gas comprimido para uso industrial y profesional es según el Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos (GHS), un gas comprimido extremadamente inflamable que forma fácilmente mezclas explosivas con el aire. También se aclara que se requiere una energía de ignición muy baja para que el hidrógeno se encienda.

El transporte en ruta está reglamentado en la **Ley Nacional de Tránsito Nro. 24.449 y la Resolución 195/97 de Transporte de Materiales Peligrosos**. Para el transporte en mar es necesario asegurarse de cumplir con la legislación aplicable en el Convenio MARPOL 73/78, Código Marítimo Internacional de Mercancías Peligrosas.

Es necesario que el vehículo que transporta el hidrógeno porte las etiquetas que se muestran en la Figura 16.3.1, como indicación de que traslada una sustancia peligrosa. En la Figura 16.3.2 se muestra un ejemplo de un camión de transporte de hidrógeno comprimido, con las correspondientes etiquetas que indican el riesgo.



Figura 16.3.1. Etiquetas e indicaciones para los vehículos que transporten hidrógeno comprimido.

Los pictogramas indican las cualidades de gas comprimido inflamable y peligroso que se mencionaron anteriormente del hidrógeno. Además, se incluye como indicaciones de peligro que hay riesgo de explosión en caso de calentamiento. Se aconseja como prudente mantener al gas alejado de fuentes de calor, chispas, llama abierta o superficies calientes, evitar fumar en sus cercanías y almacenar en lugares ventilados.

Como precauciones especiales, es preferible evitar los vehículos donde el espacio de la carga no esté separado del compartimiento del conductor. También hay que asegurar que el conductor esté enterado de los riesgos potenciales de la carga y que conoce qué hacer en caso de un accidente o emergencia.



Figura 16.3.2. Etiquetas en un camión de hidrógeno comprimido.

Adicionalmente, existe otro peligro que reviste esta sustancia mediante su inhalación. Los síntomas más frecuentes cuando ocurren altas concentraciones es dificultad respiratoria y consecuente anoxia, pérdida de conciencia o de movilidad, entre otras. Las concentraciones más altas pueden causar muerte.

16.4 Impacto ambiental y tratamiento de residuos

Como ya se menciona en el capítulo previo, la producción de hidrógeno por electrólisis y mediante la utilización de fuentes renovables de energía, no produce emisiones contaminantes. Por lo tanto, al no generarse NO_x , CO, partículas o Carbono Orgánico Total no es necesario aplicar medidas preventivas en este sentido.

En cuanto a producción de ruidos y vibraciones, el proceso de electrólisis es silencioso, al tratarse de una reacción electroquímica, en un equipo sin partes móviles, como lo es el electrolizador. Por otro lado, los compresores necesarios sí producen ruidos y vibraciones. En este punto es donde se debe hacer mayor hincapié en las medidas a adoptar. De acuerdo con la Ley N° 19.587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo se establece que cuando el nivel sonoro supere el nivel límite en el ámbito de trabajo, se debe proceder a reducirlo adoptando las siguientes medidas:

- Procedimiento de ingeniería en la fuente de sonido, las vías de transmisión o en el recinto receptor. Existen cinco formas principales de reducir el sonido:

aislamiento acústico, que supone una barrera acústica que se coloca entre la fuente y el receptor; absorción de sonido, que implica que la fuente de sonido este rodeada de absorbentes ligeros y porosos; aislamiento de vibraciones, se utiliza para impedir la transferencia de vibraciones de una parte de la estructura a la otra; amortiguación de vibraciones, implica una estructura equipada con una superficie de amortiguación externa compuesta de material elástico con una alta histéresis; y por último, la amortiguación de la fuente de sonido, que si bien puede influir en el comportamiento operativo, puede ser la opción más viable económicamente.

- Protección auditiva del trabajador. Los aparatos de protección disminuyen la intensidad del sonido que llega al tímpano de los operarios. Los protectores vienen en dos formas: tapones, que son pequeños rollos que se introducen en el canal auditivo, sellándose bien para que toda la circunferencia del canal este bloqueada; y tapa oídos, que cubran totalmente al oído y formen un sello de aire para que este bloqueada toda la circunferencia del canal auditivo. Ejemplos de los aparatos de protección se observan en la Figura 16.4.1.



Figura 16.4.1. Equipos de protección auditiva para trabajadores.

En cuanto al estudio de la generación de residuos y sus correspondientes tratamientos, éste se divide, por un lado, en los efluentes líquidos y por otro, en los sólidos.

Para el caso de los efluentes líquidos, el proceso desecha agua perdida en procesos de filtrado como también agua de rechazo del electrolizador. Esta agua no es contaminante, ya que la única característica diferente que presenta es una mayor conductividad al pasar por el electrolizador, pero esto no representa la necesidad de realizar un tratamiento para su desecho. Por lo tanto, el agua se puede desechar a la colectora cloacal o al cuerpo superficial.

Luego en cuanto a los residuos sólidos, la principal generación se da en el electrolizador, en los períodos de mantenimiento cuando hay que reemplazar partes, como por ejemplo los electrodos y diafragma o membranas de ósmosis inversa. Los residuos para desecho son en su mayoría metálicos, los electrodos son de platino, aunque también existen residuos de material plástico provenientes de las membranas.

Estos residuos deben ser tratados de manera independiente, teniendo en cuenta que si su composición se puede llegar a asimilar a un residuo peligroso su tratamiento es diferencial. Con el objetivo de determinar la clasificación de los componentes a desecho,

se estudia el Anexo de la Ley 24.051 y su decreto reglamentario N° 381/93. Como el mantenimiento de los electrolizadores son realizados por su proveedor, el retiro y posterior tratamiento de los componentes a desechar corren por su cuenta ya que ellos mismos los acondicionan para su reciclaje o reutilización.

Por último, al estudiar el impacto ambiental de la construcción de la planta se observan posibles afecciones sobre la flora autóctona como también el consumo de un recurso natural finito como es el agua potable. Igualmente, si se realiza un estudio del proceso completo, al producir hidrógeno mediante electrolisis se ventea oxígeno al aire libre por lo que también tiene un impacto positivo sobre el ambiente. De esta manera, el balance total del impacto generado es positivo.

17 ORGANIZACIÓN DEL PERSONAL

El proceso productivo es máquina dependiente, por lo tanto, la estructura organizativa no es muy grande. Las máquinas necesitan de operarios para controlar el correcto funcionamiento e ir realizando las configuraciones necesarias.

Por un lado, están los operarios (MOD) y, por otra parte, están los empleados relacionados con las tareas administrativas, contables y legales (MOI). La planta está en funcionamiento las 24 horas del día, los siete días de la semana, ya que el proceso productivo no puede frenar y además es necesario para abastecer la demanda. Tanto la MOD como la MOI es de carácter local y están capacitados en materia de innovación y tecnología.

Los empleados se encuentran afiliados a FeTERA (Federación de Trabajadores de la Energía de la República Argentina).

17.1 Dimensionamiento de MOD

En primer lugar, para dimensionar la mano de obra directa es necesario mencionar que la planta funciona durante las veinticuatro horas del día, los siete días de la semana. Por lo tanto, el horario laboral se divide en tres turnos de ocho horas cada uno. Por otra parte, cada operario trabaja un turno de ocho horas, seis días a la semana, ya que poseen un franco semanal rotativo. Por esta razón, se calculan cuatro dotaciones de personal.

Al tratarse de un proceso altamente automatizado, no se cuentan con tareas manuales, por lo tanto, el requerimiento de los operarios no se calcula en base a su capacidad y requerimiento en las etapas del proceso. De igual manera, existen tareas manuales por fuera del proceso productivo como el movimiento de contenedores, conexión de estos al compresor, control de la operación, etc. En conclusión, en la Tabla 17.1.1 se presentan los operarios necesarios para las respectivas tareas. La cantidad de operarios necesaria varía para los diferentes períodos luego de cada reinversión (mencionados en la sección 13.1).

# Operación	Período 1 (op/turno)	Período 2 (op/turno)	Período 3 (op/turno)	Descripción
1 Control	2	3	4	Control funcionamiento operativo de maquinaria, control de temperaturas, presión, sala de suministro eléctrico, etc.
2 Movimiento	1	1	1	Debe estar habilitado para manejo de vehículos especiales (Reach Stacker).
3 Conexión	1	1	1	Conexión del contenedor al compresor para su carga, correspondiente control.

Tabla 17.1.1. Tabla de requerimiento de MOD.

Debido a la polivalencia de los operarios y la baja frecuencia de las tareas de movimiento y conexión (una vez por mes cuando los camiones retiran la carga), no es necesario contratar operarios que se dediquen exclusivamente a eso. En conclusión, se necesitan en total 2 operarios por turno para el primer período, 3 para el segundo y 4 para el tercero.

17.2 Mano de Obra Indirecta

En cuanto a la mano de obra indirecta, se procede a dimensionar el personal mediante el Organigrama Funcional. En primer lugar, el Gerente General es el responsable de la empresa y a su cargo se encuentran toda la planta. Luego, hay que diferenciar claramente al área de producción del área administrativa y comercial con un gerente en cada sector. Por debajo de cada gerente se encuentran los puestos de los jefes de cada sector, los cuales son creados especialmente para administrar correctamente los requerimientos de cada área. Finalmente, en el último estrato se encuentran los analistas, ejecutivos, técnicos o los administrativos según cada sector. Estos trabajadores se van a mantener constantes a lo largo de la vida del proyecto.

Las funciones de cada uno de ellos son las siguientes:

- Gerente General (1): definición de la misión y visión de la empresa. Realizar un plan de acción para lograr los objetivos y coordinar las distintas áreas para la planificación estratégica.
- Gerente de Producción (1): responsable de gestionar los materiales y los trabajadores, asegurando una producción eficiente.
- Jefe de Planta (1): responsable de la producción, coordinación y supervisión de los operarios de acuerdo con las directrices generales marcadas por la gerencia.
- Jefe de Laboratorio (1): responsable de realizar y supervisar las actividades de control con el fin de garantizar los niveles de calidad fijados.

- Técnico Químico (1): encargado de testear, operar y plantear mejoras en los procesos químicos analizando posibles modificaciones.
- Gerente de Compras y Administración (1): responsable de la planificación y búsqueda de los mejores suministros y proveedores. Además, es el encargado de programar, dirigir, controlar y supervisar las actividades del personal.
- Coordinador de Finanzas (1): controlar el cumplimiento de las políticas y procedimiento financieros. Generación de los presupuestos de la empresa.
- Analista de Finanzas (1): analiza los estados financieros de la empresa y elabora los informes pertinentes.
- Jefe de Ventas (1): encargado de la planificación y organización del equipo de ventas, estableciendo los objetivos según el presupuesto fijado.
- Ejecutivo de Ventas (2): responsable de las técnicas y estrategias adecuadas en la tratativa comercial, proponiendo soluciones concretas a los problemas de los clientes.
- Jefe de Recursos Humanos (1): encargado de mediar entre los empleados y sus superiores, llevando un control sobre el personal. Además, en caso de ser necesario, es el encargado de reclutar nuevo personal.
- Administración (2): realización de tareas de oficina, tareas de soporte y apoyo. Encargados de las comunicaciones y de cualquier otro tipo de información.
- Jefe de Compras (1): análisis de precios de materias primas y componentes, control documental, búsqueda de proveedores y negociación con ellos.
- Analista de Compras (2): generación y seguimiento de órdenes de compra, seguimiento de entregas y asegurar el cumplimiento.

17.3 Estructura de la organización

A continuación, en la Figura 17.3.1 se observa la estructura de la organización compuesta por la mano de obra directa e indirecta como se mencionó en las secciones previas.

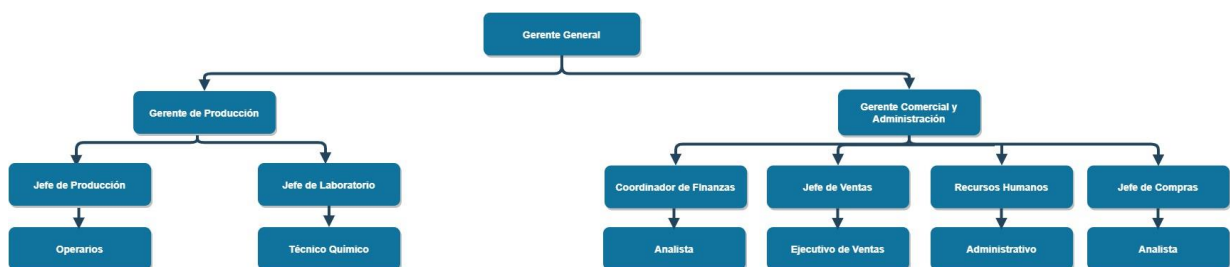


Figura 17.3.1. Organigrama Empresarial.

17.4 Tercerizaciones de Personal

Para realizar la tercerización es necesario tener en cuenta el know how técnico de la empresa contratada, realizar un contrato claro y basado en performance, tener compatibilidad entre los sistemas de información de las empresas y contratar a terceros con los mismos valores y cultura organizacional.

Las tareas de limpieza, seguridad, asesoría legal y contable son las tareas para tercerizar, ya que son funciones en las cuales la empresa no se destaca ni cuenta con expertise, por lo tanto, un tercero puede generar un mayor valor agregado. Además, resulta más económico, ya que se evita contratar más personal, capacitarlo e invertir en herramientas de trabajo para dichas tareas.

Para la seguridad y vigilancia se contrata a la empresa EXPASA, y para la maestranza y limpieza industrial la empresa MEFA. Ambas se encuentran radicadas en la ciudad de Comodoro Rivadavia y cuentan con años de experiencia en el rubro al cual corresponden. En cuanto a la asesoría legal y contable se contrata al estudio Aprosoff Juárez Martínez.

Por último, la logística también es una actividad para tercerizar, como se menciona con anterioridad retira los containers de la fábrica y los lleva al puerto para realizar la exportación pertinente. Es importante mencionar que la empresa debe contar con habilitación especial para transportar carga peligrosa.

CAPÍTULO III: Estudio económico financiero

En la siguiente sección, se desarrolla el estudio económico financiero para la planta productora de hidrógeno verde localizada en la Ciudad de Comodoro Rivadavia. Para el análisis realizado se tuvieron en cuenta los inputs generados en los dos capítulos previos, Mercado e Ingeniería. Del estudio de Mercado se obtienen las proyecciones de ventas y el precio de venta para los 30 años de duración del proyecto. Por otra parte, del estudio de Ingeniería se toma el plan de producción, del cual se desprenden los recursos necesarios, cómo también el cronograma de inversiones.

El objetivo de este capítulo es obtener un dimensionamiento económico financiero del proyecto, como también un análisis de su rentabilidad mediante el cálculo de indicadores que determinen la conveniencia de invertir o no en él.

En una primera instancia se desarrollan los costos y las inversiones necesarias para el plan de producción. Luego se realiza el cuadro de resultados, seguido por el cuadro de fuentes y usos. A continuación, se procede a calcular el flujo de fondos y el balance correspondiente.

Por último, para determinar la decisión de invertir o no en el proyecto, se desarrollan los indicadores de pertinentes, como por ejemplo, el VAN.

18 INFLACIÓN Y TIPO DE CAMBIO

Dado que los cuadros a desarrollar deben presentarse en pesos argentinos, en primer lugar, es necesario conocer la proyección de la inflación de Argentina para los 30 años que dura el proyecto. Por otro lado, el precio de venta del hidrógeno a comercializar, como la mayoría de las inversiones, se encuentran en dólares estadounidenses por lo que también se proyecta el tipo de cambio hasta el 2050. En el Anexo G se observan las tablas con ambas proyecciones.

18.1 Inflación

Para la proyección de la inflación, se toma como valor inicial del año 0 (2020) un 42% obtenido del INDEC y para los años subsiguientes a partir del año 1 se utiliza la fórmula (18.1.1).

$$Inflación_n = \frac{Inflación_{n-1}}{tasa_n} \quad (18.1.1)$$

Donde n refiere al año y la tasa es la variación que se asume para la evolución de la inflación que varía con los años según la Tabla 18.1.1.

Año n	0-10	11-30
Tasa	1,17	1,02

Tabla 18.1.1. Tasa

Por último, para la inflación acumulada se utiliza la expresión (18.1.2).

$$Inflación\ acum_n = (1 + Inf\ acum_{n-1}) * (1 + Inf_n) - 1 \quad (18.1.2)$$

18.2 Tipo de cambio

Para la proyección del Tipo de cambio nominal se utiliza la expresión (18.2.1) con la inflación calculada como se explica en el inciso anterior. Para el año 0 (2020) se toma un tipo de cambio igual a 75,75 \$/USD obtenido como promedio del tipo de cambio de compra y venta informado por el Banco Central al 1 de septiembre. El cálculo se extiende por los 30 años de duración del proyecto para realizar la proyección.

$$TC_n \left[\frac{\$}{USD} \right] = TC_{n-1} * (1 + Inf_n) \quad (18.2.1)$$

19 INVERSIONES

19.1 Inversión en Capital de Trabajo

El Capital de Trabajo se calcula a partir del Activo y Pasivo de Trabajo, y permite determinar la capacidad del proyecto para llevar a cabo las actividades productivas con normalidad en el corto plazo. Éste se calcula año a año según la expresión (19.1.1):

$$\text{Capital de Trabajo} = \text{Activo de Trabajo} - \text{Pasivo de Trabajo} \quad (19.1.1)$$

El Activo de Trabajo se compone de la suma de la Disponibilidad mínima en Caja y Bancos, los Créditos por ventas y los Bienes de cambio. El Pasivo de Trabajo es igual al Pasivo corriente obtenido del Balance que resulta de la suma de las Deudas comerciales, Cuentas a pagar, Salarios y Cargas sociales a pagar y Deudas fiscales.

A continuación, en el Gráfico 19.1.1 se presenta la evolución del Capital de Trabajo para los 30 años de duración de proyecto.

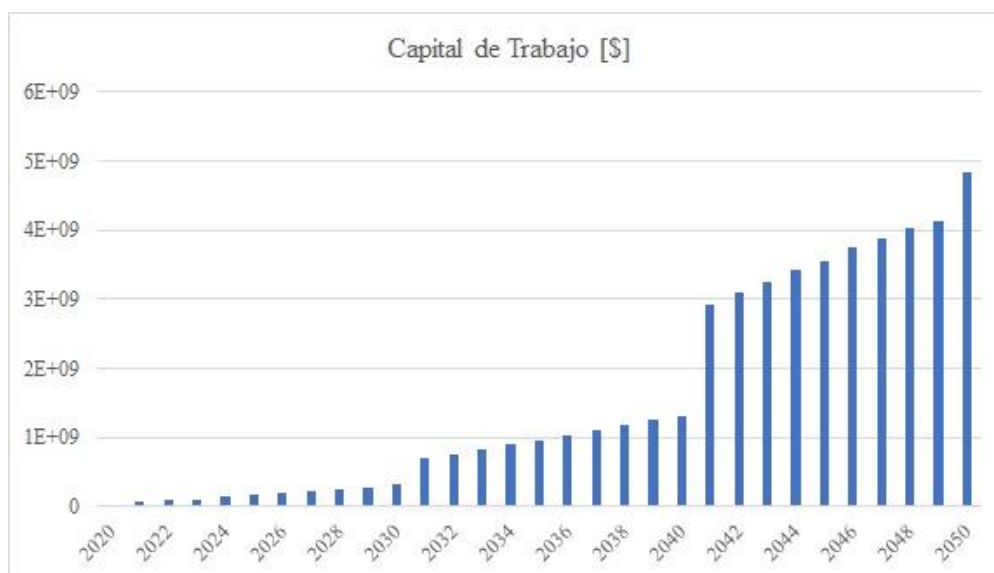


Gráfico 19.1.1. Capital de Trabajo.

19.2 Inversión en Activo Fijo

Las inversiones en Activo Fijo necesarias para llevar a cabo el proyecto se dividen en dos: la gran inversión inicial que se da en el año 0 (2020) y posteriores reinversiones en el año 11 (2031) y 21 (2041) por la compra de electrolizadores y el compresor para ampliar la capacidad de la planta. También existen inversiones más pequeñas a lo largo del proyecto para la renovación de ciertos activos como computadoras y el reach stacker para el movimiento de containers.

En la Tabla 19.2.1 se presentan las inversiones necesarias para comenzar el proyecto en el año 0, éstas totalizan \$ 255.471.450 (ARS).

	USD	ARS
Terreno	-	150.000
Obra Civil	1.000.000	75.750.000
Instalación eléctrica	-	15.000.000
Subestación Transformadora	400.000	30.300.000
Electrolizador NEL 250	1.500.000	113.625.000
Tanque buffer hidrógeno	100.000	7.575.000
Compresor	75.000	5.681.250
Bomba agua	-	4.300
Tanque agua	-	250.000
Filtro carbón para agua	-	85.900
Reach Stacker	-	6.000.000
Computadoras	-	500.000
Mobiliario oficinas	-	300.000
Imprevistos	-	250.000

Tabla 19.2.1. Inversión en Activo Fijo del año 0.

La compra del terreno se asume dentro de la promoción industrial propia de Comodoro Rivadavia donde se incentiva el asentamiento de proyectos de esta índole, pudiendo adquirir terrenos a valor fiscal. Adicionalmente, se tienen en cuenta los gastos aparejados a la obra civil para construir la planta y la infraestructura eléctrica necesaria.

El electrolizador, el tanque buffer de hidrógeno y el compresor son importados, la condición de pago es DDP (Delivered Duty Paid). Esto significa que el vendedor debe disponer la maquinaria en el lugar indicado por el comprador, en este caso la planta en Comodoro Rivadavia y es responsable de cubrir todos los gastos y riesgos asociados.

La bomba, el tanque y filtro de carbón para la gestión del agua previo a su ingreso al electrolizador se comercializan en Argentina, como también el resto de las inversiones que se listan en la Tabla 19.2.1.

Efecto de los avances tecnológicos

Como se desarrolla en el Capítulo I: Estudio de Mercado, en el futuro se estiman avances tecnológicos que mejoren el desempeño de las maquinarias utilizadas para la producción de hidrógeno verde, como así también mayores inversiones en la industria que provoquen la disminución del CAPEX necesario para llevar a cabo el proyecto. Además, como se puede observar en el Gráfico 19.2.1 el precio del hidrógeno por kg proyectado hasta el 2050 tiene un comportamiento descendente. Por lo tanto, las inversiones asociadas a la producción de hidrógeno verde acompañan esta tendencia.

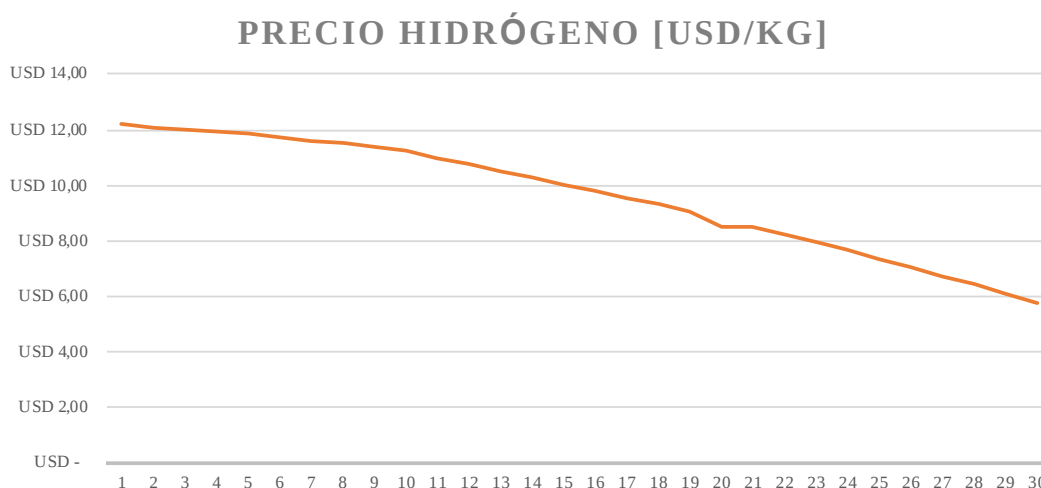


Gráfico 19.2.1. Proyección Precio Hidrógeno [USD/kg]

Con el objetivo de encontrar los futuros precios de los electrolizadores, compresores y tanques de hidrógeno se determina un porcentaje de disminución por avances tecnológicos. Éste se calcula como la variación porcentual anual del precio del hidrógeno y se presenta en la Tabla 19.2.2.

Año	Factor Disminución	Año	Factor Disminución	Año	Factor Disminución
2021	99,4%	2031	97,3%	2041	99,7%
2022	99,0%	2032	98,0%	2042	96,7%
2023	99,4%	2033	97,9%	2043	96,6%
2024	99,4%	2034	97,9%	2044	96,5%
2025	99,4%	2035	97,3%	2045	95,7%
2026	98,9%	2036	97,8%	2046	96,2%
2027	98,9%	2037	97,2%	2047	95,3%
2028	99,4%	2038	97,7%	2048	95,9%
2029	98,9%	2039	97,0%	2049	94,9%
2030	98,9%	2040	94,1%	2050	94,6%

Tabla 19.2.2. Porcentaje de Disminución por avances tecnológicos.

Por lo tanto, para obtener los futuros precios en USD nominales de las inversiones que son afectadas por los avances tecnológicos se utiliza la expresión (19.2.1).

$$\text{Precio maquinaria}_n [\text{USD}] = \text{Precio maquinaria}_{n-1} * (\text{Factor}_n) * (1 + \text{IPC}_{\text{USA}_{n-1}}) \quad (19.2.1)$$

A continuación, en la Tabla 19.2.3 se presentan los valores obtenidos para las reinversiones del año 11 y 21 de la vida del proyecto. Éstos se encuentran en USD nominales y en \$ ARS al Tipo de Cambio del año correspondiente.

	Año 11 (2031)		Año 21 (2041)	
	USD	ARS	USD	ARS
Electrolizador NEL 250	1.706.055	642.802.398	-	-
Electrolizador NEL 500	-	-	3.277.624	2.084.692.663
Compresor	-	-	81.941	52.117.317
Tanques de hidrógeno	-	-	109.254	69.489.755

Tabla 19.2.3. Futuros precios de la inversión.

19.3 Cronograma de inversiones

En conclusión, a continuación, se presenta la Figura 19.3.1 con las inversiones del año 0, 11 y 21 como también la renovación de las computadoras cada 5 años y el reach stacker cada 10.

	2020 Año 0	2021 Año 1	2022 Año 2	2023 Año 3	2024 Año 4	2025 Año 5	2026 Año 6	2027 Año 7	2028 Año 8	2029 Año 9	2030 Año 10
T.C. (\$/USD)	76	101	129	159	191	222	253	282	309	333	355
TOTAL Bienes de Uso	\$ 255.471.450	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.634.869	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 2.910.293
	USD 3.372.560	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 7.359	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 8.205
Terreno	\$ 150.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Obra Civil	\$ 75.750.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Instalación eléctrica	\$ 15.000.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Electrolizadores	\$ 113.625.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tanques de hidrógeno	\$ 7.575.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Compresores	\$ 5.681.250	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Subestación transformadora	\$ 30.300.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bomba	\$ 4.300	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tanque agua	\$ 250.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Filtro carbón para agua	\$ 85.900	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Container (en caso de compra)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Reach Stacker	\$ 6.000.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Computadoras	\$ 500.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	1.634.869	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	2.910.293
Mobiliario oficinas	\$ 300.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Imprevistos	\$ 250.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

	2031 Año 11	2032 Año 12	2033 Año 13	2034 Año 14	2035 Año 15	2036 Año 16	2037 Año 17	2038 Año 18	2039 Año 19	2040 Año 20
T.C. (\$/USD)	377	400	423	448	473	498	525	552	579	607
TOTAL Bienes de Uso	\$ 680.717.551	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 4.323.219	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 6.195.046
	USD 1.806.686	USD 0	USD 0	USD 0	USD 9.149	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 10.200
Terreno	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Obra Civil	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Instalación eléctrica	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Electrolizadores	\$ 642.802.398	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tanques de hidrógeno	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Compresores	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Subestación transformadora	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bomba	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tanque agua	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Filtro carbón para agua	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Container (en caso de compra)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Reach Stacker	\$ 37.915.153	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Computadoras	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	4.323.219	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	6.195.046
Mobiliario oficinas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Imprevistos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

	2041 Año 21	2042 Año 22	2043 Año 23	2044 Año 24	2045 Año 25	2046 Año 26	2047 Año 27	2048 Año 28	2049 Año 29	2050 Año 30
T.C. (\$/USD)	636	665	695	725	755	786	817	849	880	912
TOTAL Bienes de Uso	\$ 2.285.864.427	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	USD 3.593.913	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Terreno	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Obra Civil	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Instalación eléctrica	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Electrolizadores	\$ 2.084.692.663	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tanques de hidrógeno	\$ 69.489.755	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Compresores	\$ 52.117.317	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Subestación transformadora	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bomba	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tanque agua	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Filtro carbón para agua	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Container (en caso de compra)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Reach Stacker	\$ 79.564.693	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Computadoras	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mobiliario oficinas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Imprevistos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Figura 19.3.1. Cronograma de Inversiones.

19.4 Amortizaciones

Para calcular las amortizaciones de los bienes se toma el valor final de cada uno de los activos en el año correspondiente a su inversión y se realiza el cálculo presentado en la ecuación (19.4.1).

$$Amortización = \frac{VO - VO * VR}{VUC} \quad (19.4.1)$$

Siendo:

- VO: Valor Original del año que se realiza la inversión.
- VR: Valor Residual, se toma igual a cero.
- VUC: Vida Útil Contable, depende del bien a amortizar.

A continuación, en la Tabla 19.4.1 se pueden observar la vida útil contable de cada uno los bienes.

	VUC
Obra Civil	30
Instalación eléctrica	10
Subestación Transformadora	10
Electrolizadores	9
Tanque buffer hidrógeno	9
Compresor	9
Bomba agua	10
Tanque agua	10
Filtro carbón para agua	10
Reach Stacker	5
Computadoras	5
Mobiliario oficinas	5
Imprevistos	5

Tabla 19.4.1. Vida Útil Contable de activos a amortizar.

Luego, en la Figura 19.4.1, se pueden observar las amortizaciones calculadas, las cuales van a impactar directamente en el Cuadro de Resultados, en el Cuadro de Fuentes y Usos y en el Balance.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno. Capítulo 3

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
AMORTIZACIONES		\$ 22.596.937	\$ 22.596.937	\$ 22.596.937	\$ 22.596.937	\$ 22.596.937	\$ 22.596.937	\$ 21.513.911	\$ 21.513.911	\$ 21.513.911	\$ 21.513.911	\$ 7.415.994
Total amortizaciones		\$22.596.937	\$22.596.937	\$22.596.937	\$22.596.937	\$22.596.937	\$22.596.937	\$21.513.911	\$21.513.911	\$21.513.911	\$21.513.911	\$7.415.994
Obra Civil	30	\$0	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000
Instalación eléctrica	10	\$0	\$1.500.000	\$1.500.000	\$1.500.000	\$1.500.000	\$1.500.000	\$1.500.000	\$1.500.000	\$1.500.000	\$1.500.000	\$1.500.000
Electrolizadores	9	\$0	\$12.625.000	\$12.625.000	\$12.625.000	\$12.625.000	\$12.625.000	\$12.625.000	\$12.625.000	\$12.625.000	\$12.625.000	\$0
Tanques de hidrógeno	9	\$0	\$841.667	\$841.667	\$841.667	\$841.667	\$841.667	\$841.667	\$841.667	\$841.667	\$841.667	\$0
Compresores	9	\$0	\$631.250	\$631.250	\$631.250	\$631.250	\$631.250	\$631.250	\$631.250	\$631.250	\$631.250	\$0
Subestación transformadora	10	\$0	\$3.030.000	\$3.030.000	\$3.030.000	\$3.030.000	\$3.030.000	\$3.030.000	\$3.030.000	\$3.030.000	\$3.030.000	\$3.030.000
Bomba	10	\$0	\$430	\$430	\$430	\$430	\$430	\$430	\$430	\$430	\$430	\$430
Tanque agua	10	\$0	\$25.000	\$25.000	\$25.000	\$25.000	\$25.000	\$25.000	\$25.000	\$25.000	\$25.000	\$25.000
Filtro carbón para agua	10	\$0	\$8.590	\$8.590	\$8.590	\$8.590	\$8.590	\$8.590	\$8.590	\$8.590	\$8.590	\$8.590
Container (si compramos)	9	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reach Stacker	5	\$0	\$1.200.000	\$1.200.000	\$1.200.000	\$1.200.000	\$1.200.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Computadoras	5	\$0	\$100.000	\$100.000	\$100.000	\$100.000	\$100.000	\$326.974	\$326.974	\$326.974	\$326.974	\$326.974
Mobiliario oficinas	5	\$0	\$60.000	\$60.000	\$60.000	\$60.000	\$60.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Imprevistos	5	\$0	\$50.000	\$50.000	\$50.000	\$50.000	\$50.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Amortizaciones Acumuladas		\$ 22.596.937	\$ 45.193.873	\$ 67.790.810	\$ 90.387.747	\$ 112.984.683	\$ 134.498.594	\$ 156.012.504	\$ 177.526.415	\$ 199.040.325	\$ 206.456.319	
		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
AMORTIZACIONES		\$ 3.107.059	\$ 82.112.578	\$ 82.112.578	\$ 82.112.578	\$ 82.112.578	\$ 83.634.172	\$ 76.051.142	\$ 76.051.142	\$ 76.051.142	\$ 76.051.142	
Total amortizaciones		\$3.107.059	\$82.112.578	\$82.112.578	\$82.112.578	\$82.112.578	\$83.634.172	\$76.051.142	\$76.051.142	\$76.051.142	\$76.051.142	
Obra Civil	30	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	
Instalación eléctrica	10	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Electrolizadores	9	\$0	\$71.422.489	\$71.422.489	\$71.422.489	\$71.422.489	\$71.422.489	\$71.422.489	\$71.422.489	\$71.422.489	\$71.422.489	
Tanques de hidrógeno	9	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Compresores	9	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Subestación transformadora	10	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Bomba	10	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Tanque agua	10	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Filtro carbón para agua	10	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Container (si compramos)	9	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Reach Stacker	5	\$0	\$7.583.031	\$7.583.031	\$7.583.031	\$7.583.031	\$7.583.031	\$0	\$0	\$0	\$0	
Computadoras	5	\$582.059	\$582.059	\$582.059	\$582.059	\$582.059	\$2.103.653	\$2.103.653	\$2.103.653	\$2.103.653	\$2.103.653	
Mobiliario oficinas	5	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Imprevistos	5	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Amortizaciones Acumuladas		\$ 209.563.378	\$ 291.675.956	\$ 373.788.534	\$ 455.901.112	\$ 538.013.689	\$ 621.647.862	\$ 697.699.004	\$ 773.750.146	\$ 849.801.287	\$ 925.852.429	
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
		Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30	
AMORTIZACIONES		\$ 2.525.000	\$ 263.582.353	\$ 263.582.353	\$ 263.582.353	\$ 263.582.353	\$ 263.582.353	\$ 247.669.415	\$ 247.669.415	\$ 247.669.415	\$ 247.669.415	
Total amortizaciones		\$2.525.000	\$263.582.353	\$263.582.353	\$263.582.353	\$263.582.353	\$263.582.353	\$247.669.415	\$247.669.415	\$247.669.415	\$247.669.415	
Obra Civil	30	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	\$2.525.000	
Instalación eléctrica	10	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Electrolizadores	9	\$0	\$231.632.518	\$231.632.518	\$231.632.518	\$231.632.518	\$231.632.518	\$231.632.518	\$231.632.518	\$231.632.518	\$231.632.518	
Tanques de hidrógeno	9	\$0	\$7.721.084	\$7.721.084	\$7.721.084	\$7.721.084	\$7.721.084	\$7.721.084	\$7.721.084	\$7.721.084	\$7.721.084	
Compresores	9	\$0	\$5.790.813	\$5.790.813	\$5.790.813	\$5.790.813	\$5.790.813	\$5.790.813	\$5.790.813	\$5.790.813	\$5.790.813	
Subestación transformadora	10	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Bomba	10	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Tanque agua	10	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Filtro carbón para agua	10	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Container (si compramos)	9	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Reach Stacker	5	\$0	\$15.912.939	\$15.912.939	\$15.912.939	\$15.912.939	\$15.912.939	\$0	\$0	\$0	\$0	
Computadoras	5	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Mobiliario oficinas	5	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Imprevistos	5	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Amortizaciones Acumuladas		\$ 928.377.429	\$ 1.191.959.783	\$ 1.455.542.136	\$ 1.719.124.490	\$ 1.982.706.843	\$ 2.246.289.197	\$ 2.493.958.612	\$ 2.741.628.027	\$ 2.989.297.442	\$ 3.236.966.856	

Figura 19.4.1. Amortizaciones.

20 ESTRUCTURA DE CAPITAL

20.1 WACC

En este apartado se analiza qué porcentaje de deuda y Patrimonio Neto deben financiar las inversiones en Activo Fijo. Para dicho cálculo, se utiliza el WACC, que es el costo de capital a la tasa de descuento a la cual deben actualizarse los flujos de fondo del proyecto.

El cálculo sale de la ecuación 20.1.1:

$$WACC = k_e \left(\frac{E}{E+D} \right) + k_d (1-\alpha) \left(\frac{D}{E+D} \right) \quad (20.1.1)$$

Donde:

k_e es el costo del capital propio.

k_d es el costo de la deuda.

D es el valor de mercado de la deuda que devenga intereses.

E es el valor de mercado del Patrimonio Neto.

α es la tasa de impuesto a las ganancias.

20.1.1 Costo del Capital propio (k_e)

El costo de Capital Propio (k_e) se calcula con la fórmula de la ecuación 20.1.1.

$$k_e = r_f + \beta_l * (r_f) + r_p \quad (20.1.1.1)$$

r_f : Risk free rate o tasa libre de riesgo.

β_l : Apalancamiento para medir el riesgo no diversificable del mercado.

r_f : Risk premium o prima de riesgo.

r_p : Es la tasa de riesgo país.

La tasa libre de riesgo y la prima de riesgo se obtiene de Aswath Damodaran sobre “*Historical returns: Stocks, T.Bonds & T.Bills with premiums*” la cual se muestra en la Tabla 20.1.1.1.

Arithmetic Average	Risk Premium	
	Return on 10-year T. Bond	Stocks - T.Bonds
1928-2019	5,15%	6,43%

Tabla 20.1.1.1. tasa libre de riesgo y prima de riesgo.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno. Capítulo 3

El riesgo país se calcula analizando los datos históricos y regresionando teniendo en cuenta los errores y las estacionalidades presentes en los datos. Los datos iniciales se obtienen de Rava bursátil.

El apalancamiento β_l surge de Damondaran y se utilizó la categoría green and renewable energies.

20.1.2 Costo de la Deuda (k_d)

El costo de la deuda bancaria varía según el monto a financiar, es decir, varía según qué porcentaje sea aportado por capitales propios y qué porcentaje es financiado externamente. Dicho costo de la deuda incide en el cálculo del WACC, dando como proporción óptima a financiar, un 70% del monto de la inversión. En la Figura 20.1.2.1 se observa el detalle del cálculo del WACC.

% Financiado con Deuda	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
% Financiado con Equity	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%
IG	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Costo Deuda Bancaria (Kd)	5%	6%	6%	7%	7%	8%	8%	9%	12%	14%
After tax	4%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%	8%	10%
D/E	0%	11%	25%	43%	67%	100%	150%	233%	400%	900%
BI	0,603	0,650	0,708	0,784	0,884	1,025	1,236	1,587	2,290	4,400
Tasa libre de riesgo (Rf)	5,15%	5,15%	5,15%	5,15%	5,15%	5,15%	5,15%	5,15%	5,15%	5,15%
Risk premium	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%
Riesgo país	12,53%	12,53%	12,53%	12,53%	12,53%	12,53%	12,53%	12,53%	12,53%	12,53%
Ke	21,55%	21,85%	22,23%	22,71%	23,36%	24,26%	25,62%	27,88%	32,39%	45,95%
WACC	21,55%	20,05%	18,62%	17,26%	15,97%	14,76%	13,61%	12,77%	13,20%	13,41%

Figura 20.1.2.1: cálculo del WACC.

21 FINANCIAMIENTO

En el tiempo de vida del proyecto hay tres grandes inversiones, las mismas ocurren en los años 2020, 2031 y 2041 para ampliar la capacidad de producción. Por lo tanto, se decide financiar dichas inversiones con tres préstamos para cubrir el 70% del monto a invertir. Este porcentaje deriva del cálculo del WACC mencionado en el inciso 20.1.

Se decide utilizar el sistema francés ya que todos los bancos en Argentina realizan sus préstamos bajo esta metodología. Para estimar sus valores, se buscan préstamos que hayan sido tomados por algún participante de la industria. Como conclusión de la investigación, en Argentina los préstamos a largo plazo son muy escasos pudiendo llegar a conseguir un horizonte temporal máximo de diez años, otorgado por el Banco de la Nación Argentina en conjunto con el Ministerio de Producción. En consecuencia, se busca un ente financiero interesado en desarrollos industriales como el Bando Interamericano de Desarrollo (BID). De esta forma, el préstamo para la inversión inicial en el año 0 (2020) toma las siguientes características:

- Organizador: BID Invest.
- Administrador: BID invest.
- Fecha de desembolso: 04/11/2020.
- Plazo de vencimiento: 10 años a partir de la fecha del primer desembolso.
- Amortización de capital: amortiza en 10 cuotas anuales consecutivas e iguales con vencimiento a contar a partir de la fecha de vencimiento del primer desembolso.
- Intereses: devenga un interés pagadero anualmente a partir del desembolso a una tasa anual equivalente a la suma del LIBOR + una tasa fija del 4,50%.
- Destino de los fondos: destinado a la financiación de pasivos contraídos para la construcción y puesta en marcha de la planta.

Debido al carácter variable de la tasa LIBOR, en este análisis se la considera constante al valor actual (21/09/2020) que es: 2,18%, quedando una tasa total de 6,68%.

El segundo préstamo, se toma en el año 2031. Dicho desembolso tiene las mismas características que el mencionado anteriormente, salvo que se estima que la tasa no sea la misma. En el análisis de escenarios posterior, se analizará la variabilidad de la tasa.

El último préstamo, se toma en el año 2041. La duración del contrato no puede superar los 10 años debido a que se sobre pasaría la duración propia del proyecto, motivo por el cual se decide pagar a 5 años.

22 CUADRO DE RESULTADOS

22.1 Ventas

El volumen vendido se calcula basándose en las proyecciones de precio y cantidad desarrolladas en el Capítulo I: Estudio de Mercado. En la Tabla 22.1.1 se puede observar la facturación en pesos argentinos, mediante la utilización del tipo de cambio anteriormente mencionado.

Año	Volumen [kg]	Precio [USD nominal/kg]	Ventas [USD]	Ventas [pesos]
2021	184.124	12,72	2.341.867	241.077.214
2022	184.124	12,87	2.368.955	318.687.529
2023	184.124	13,07	2.406.690	408.666.359
2024	184.124	13,28	2.444.939	508.212.540
2025	184.124	13,49	2.483.706	615.171.077
2026	184.124	13,64	2.511.693	723.961.044
2027	184.124	13,79	2.539.708	834.478.775
2028	184.124	14,01	2.579.547	948.945.166
2029	184.124	14,16	2.607.843	1.057.429.088
2030	184.124	14,32	2.636.136	1.162.297.358
2031	368.249	14,24	5.243.604	2.510.001.923
2032	368.249	14,26	5.250.049	2.724.143.191
2033	368.249	14,27	5.254.240	2.950.792.065
2034	368.249	14,27	5.256.074	3.190.098.130
2035	368.249	14,20	5.227.948	3.424.137.529
2036	368.249	14,19	5.224.144	3.687.121.283
2037	368.249	14,09	5.188.921	3.940.834.274
2038	368.249	14,06	5.178.972	4.226.600.044
2039	368.249	13,95	5.136.076	4.498.048.071
2040	368.249	13,42	4.940.903	4.637.282.482
2041	736.497	13,68	10.073.857	10.119.232.200
2042	736.497	13,52	9.960.654	10.694.850.715
2043	736.497	13,36	9.837.594	11.276.171.142
2044	736.497	13,18	9.704.298	11.859.972.343
2045	736.497	12,89	9.492.012	12.353.652.097
2046	736.497	12,68	9.335.556	12.923.359.339
2047	736.497	12,35	9.096.217	13.377.786.766
2048	736.497	12,10	8.914.805	13.913.074.106
2049	736.497	11,74	8.646.426	14.303.570.836
2050	736.497	11,35	8.361.923	14.646.319.947

Tabla 22.1.1. Proyección de facturación.

22.2 Costo de MP y MOD

22.2.1 Materia prima

La materia prima necesaria para la fabricación del hidrógeno verde está compuesta por agua y energía renovable. A continuación, se detalla cómo fue proyectado cada uno de estos componentes.

Agua

En primer lugar, la proyección de la cantidad requerida para el volumen de hidrógeno correspondiente a cada año se obtiene del balance de masas del Capítulo II: Estudio de Ingeniería. En la Tabla 22.2.1.1 se presenta el volumen necesario en metros cúbicos para cada año.

	2021 a 2030	2031 a 2040	2041 a 2050
Agua m ³ / año	2071	4142	8284

Tabla 22.2.1.1: Consumo de agua proyectado.

En segundo lugar, se toma como precio inicial del agua del año 0 (2020) 49,16 \$ARS/m³ y para los años posteriores se lo afecta por la inflación acumulada del año previo. En la Tabla 22.2.1.2 se muestran los valores utilizados.

Año	Precio [\$/m ³]	Año	Precio [\$/m ³]	Año	Precio [\$/m ³]
2021	69,81	2031	406,32	2041	864,92
2022	94,87	2032	441,13	2042	925,70
2023	123,97	2033	478,17	2043	989,47
2024	156,48	2034	517,54	2044	1.056,31
2025	191,56	2035	559,32	2045	1.126,26
2026	228,25	2036	603,58	2046	1.199,37
2027	265,62	2037	650,41	2047	1.275,71
2028	302,80	2038	699,89	2048	1.355,32
2029	339,01	2039	752,08	2049	1.438,23
2030	373,67	2040	807,07	2050	1.524,49

Tabla 22.2.1.2. Proyección de precio del agua en \$ por metro cúbico.

Energía

La energía necesaria para la fabricación del hidrógeno en primera instancia es obtenida del balance de masas del Capítulo I: Estudio de Ingeniería. Ésta tiene dos componentes principales: el consumo de los electrolizadores y el de los compresores. Para la definición de las cantidades se tienen en cuenta las eficiencias de cada equipo. Conforme pasan los años, para producir un kilogramo de hidrógeno se requiere una menor cantidad de energía eléctrica dado que la eficiencia de los electrolizadores aumenta. Esto se debe al mantenimiento que se realiza periódicamente, explicado con mayor detalle en el inciso

22.3, asimismo, dicha eficiencia coincide con la de los nuevos equipos adquiridos en las reinversiones.

La proyección de la eficiencia surge del informe de la IEA (International Energy Agency) “Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells” y se puede observar en la Tabla 22.2.1.3.

Por otra parte, el compresor que se compra inicialmente mantiene su consumo durante todo el proyecto mientras que el que se adquiere en la reinversión del año 2041 presenta un consumo menor por las futuras mejoras tecnológicas que se esperan en su eficiencia. El consumo que se muestra en la Tabla 22.2.1.3 para los años 2041-2050 es igual al promedio de los dos equipos.

Años	2021-2030	2031-2040	2041 - 2050
Consumo electrolizador [kWh/kg]	50,4	44,9	42,8
Consumo compresor [kWh/kg]	1,12	1,03	1,03
Eficiencia	73%	82%	86%

Tabla 22.2.1.3. Proyección de eficiencia y consumo energético.

Finalmente, el consumo total anual se calcula según la expresión (22.2.1.1)

$$\text{Consumo energético} \left[\frac{\text{MW}}{\text{año}} \right] = \frac{\text{Consumo electrolizador} \left[\frac{\text{kW}}{\text{kg}} \right] + \text{Consumo compresor} \left[\frac{\text{kW}}{\text{kg}} \right]}{1000} * \text{Volumen producido [kg]} \quad (22.2.1.1)$$

En la Tabla 22.2.1.4 se presenta el consumo energético para todos los años.

Años	2021-2030	2031-2040	2041 - 2050
Consumo energético total [MW]	9.615	17.176	32.710

Tabla 22.2.1.4. Consumo total anual energético.

En cuanto al precio de la energía, es importante tener en cuenta que ésta es adquirida mediante un contrato entre privados regulado por el MATER (Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable) y que éstos tienen una duración de cinco años. En la Tabla 22.2.1.5 se presentan los valores.

Años	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
Precio energía [USD nominales/MWh]	67	64	60	54	47	39

Tabla 22.2.1.5. Proyección del precio de la energía.

Finalmente, en la Tabla 22.2.1.6 se muestra el Costo Total de la Materia Prima para los cincuenta años del proyecto en pesos argentinos nominales.

Año	Costo Total de Materia Prima [\$ARS nominales]	Año	Costo Total de Materia Prima [\$ARS nominales]	Año	Costo Total de Materia Prima [\$ARS nominales]
2021	66.513.903	2031	497.868.572	2041	1.540.378.129
2022	86.928.952	2032	539.683.794	2042	1.646.512.575
2023	109.733.580	2033	584.122.248	2043	1.757.735.406
2024	134.338.281	2034	631.276.752	2044	1.874.143.257
2025	160.083.574	2035	681.238.670	2045	1.995.826.684
2026	179.233.390	2036	656.237.014	2046	1.766.143.472
2027	204.326.925	2037	706.158.015	2047	1.876.364.027
2028	228.777.367	2038	758.823.286	2048	1.991.167.122
2029	252.176.077	2039	814.306.672	2049	2.110.605.554
2030	274.220.568	2040	872.679.425	2050	2.234.726.005

Tabla 22.2.1.6. Costo Total de Materia Prima.

22.2.2 Mano de Obra

En cuanto a la Mano de Obra, existen dos clases de operarios: común y calificado. Como se explica en el Capítulo II: Estudio de Ingeniería, el operario común es aquel que se encarga de controlar el tablero de los equipos y comunicarse con el operario calificado, quien tomara una posición de supervisor, en caso de anomalías. Se contratan mensualmente seis operarios comunes ya que la planta trabaja en tres turnos de 8 horas por día los siete días de la semana y se necesitan dos por turno. Luego, ya que el supervisor trabaja únicamente 8 horas y el resto del día se encuentra en guardia pasiva, se definen dos operarios calificados mensuales. En la Tabla 22.2.2.1 se presenta el sueldo total anual para el año 2020. Luego, para los años consecutivos se procede a afectar por la inflación para obtener el costo total de la mano de obra en pesos argentinos nominales. Cabe aclarar que no se considera un aumento de la cantidad de mano de obra necesaria en los años de expansión ya que al ser una planta altamente automatizada el requerimiento de personal no se ve afectado.

Operador	Mensual							Sueldo Total Anual 2020 [\$]
	Cantidad	Remunerativo	No remunerativo	SAC proporcional mensual	Vacaciones	Carga Social	Sueldo	
	# op/mes	\$/op	\$/op	8,33%	1,40%	52%	\$/op	
Común	6	75.000	15.000	7.500	1.260	51.355	150.115	10.808.294
Calificado	2	105.000	15.000	10.000	1.680	68.473	200.153	4.803.686
							Total	15.611.980

Tabla 22.2.2.1. Sueldo Total Anual 2020 para la Mano de Obra Directa.

Finalmente, en la Tabla 22.2.2.2 se muestra el Costo Total de la Mano de Obra Directa para los cincuenta años del proyecto en pesos argentinos nominales.

Año	Costo Total MOD [\$ARS nominales]	Año	Costo Total MOD [\$ARS nominales]	Año	Costo Total MOD [\$ARS nominales]
2021	22.169.013	2031	129.036.655	2041	274.676.120
2022	30.127.120	2032	140.090.251	2042	293.978.448
2023	39.370.593	2033	151.855.422	2043	314.232.135
2024	49.694.965	2034	164.358.601	2044	335.456.712
2025	60.833.248	2035	177.625.897	2045	357.670.609
2026	72.486.872	2036	191.683.009	2046	380.891.097
2027	84.355.307	2037	206.555.142	2047	405.134.230
2028	96.160.163	2038	222.266.926	2048	430.414.790
2029	107.661.745	2039	238.842.330	2049	456.746.240
2030	118.667.959	2040	256.304.589	2050	484.140.678

Tabla 22.2.2.2. Costo Total Anual Mano de Obra Directa.

22.3 Gastos Generales de Fabricación

Los gastos generales de fabricación se dividen en dos grupos: Fijos y Variables. A continuación, se desarrolla cada uno de ellos.

22.3.1 Gastos Generales de Fabricación Variables

Los Gastos Generales de Fabricación Variables son iguales a la suma del alquiler de los containers X-STORE, el costo del transporte del hidrógeno desde la planta hasta el puerto de Comodoro Rivadavia y el transporte marítimo desde el puerto al país de destino en Europa.

Alquiler de containers

Ya que en la actualidad no existe el servicio de alquiler de los containers X-STORE necesarios para almacenar y transportar el hidrógeno verde, se calcula aproximadamente cuál es el valor mínimo que debería tomar para que financieramente sea igual de conveniente comprarlos que alquilarlos. Para ello, se realiza el flujo de fondos de la compra y mantenimiento de los containers y el flujo de fondos de alquilarlos. Luego, se calcula el VAN de cada uno de ellos con una tasa del 10% y se optimiza el valor del alquiler para que ambos VANs sean iguales. El precio de compra de los containers es de 75.000 USD/container para el año 0, para su proyección se lo multiplica por la inflación para obtener su valor real, teniendo en cuenta la mejora tecnológica. Para obtener su precio en pesos argentinos nominales se lo multiplica por el tipo de cambio del año correspondiente.

Entre ambas opciones, se elige la opción de alquilar, ya que el VAN del proyecto resulta mayor en este escenario. Además, se desliga de los riesgos de daños en el transporte y los costos asociados al regreso de estos desde Europa, entre otras cosas.

Finalmente, el precio del alquiler calculado es de USD 9820 anuales para el año 0. Este valor se afecta por el porcentaje de caída de los costos por avances tecnológicos explicado en el inciso 19.2 y se lo multiplica por el tipo de cambio correspondiente a cada año. Además, los primeros veinticinco años del proyecto el contrato de alquiler se renueva cada cinco años fijando un precio inicial que se mantiene por la duración del contrato y los últimos cinco años se renueva anualmente.

Transporte terrestre

El transporte desde la planta hasta el puerto de Comodoro Rivadavia se realiza en camión, cada uno de ellos transporta un container de hidrógeno por viaje y su costo es de 55 \$/km para el año 0. Se toma una distancia de 10 km al puerto y para los años posteriores se afecta el precio inicial por la inflación obteniendo el costo en pesos argentinos nominales. La cantidad de viajes anuales depende de la cantidad de hidrógeno vendido, el cual se refleja en los containers transportados que aumentan con las dos ampliaciones programadas.

Transporte marítimo

Para el transporte en barco desde el puerto de Comodoro Rivadavia hasta los países de destino en Europa, se toma como referencia un precio igual a 0,52 USD/ton.km obtenido del informe de CSIRO “National Hydrogen Roadmap”. Luego, para su proyección se lo afecta por el porcentaje de caída de los costos por avances tecnológicos explicado en el inciso 19.2 y se lo multiplica por la proyección del tipo de cambio. La cantidad a transportar será igual a las toneladas proyectadas para la venta y se toma una distancia aproximada de 11.000 km. A continuación, en la Tabla 22.3.1.2 se presentan los valores obtenidos para cada año.

Año	Costo total transporte [\$ARS]	Año	Costo total transporte [\$ARS]	Año	Costo total transporte [\$ARS]
2021	110.145.107	2031	1.146.787.891	2041	4.623.348.232
2022	145.604.270	2032	1.244.626.307	2042	4.886.340.995
2023	186.714.452	2033	1.348.179.289	2043	5.151.938.890
2024	232.195.833	2034	1.457.515.181	2044	5.418.670.218
2025	281.063.825	2035	1.564.444.800	2045	5.644.226.207
2026	330.768.575	2036	1.684.598.725	2046	5.904.518.185
2027	381.262.718	2037	1.800.516.957	2047	6.112.140.285
2028	433.560.953	2038	1.931.079.696	2048	6.356.706.249
2029	483.125.874	2039	2.055.100.840	2049	6.535.119.228
2030	531.038.850	2040	2.118.715.268	2050	6.691.716.929

Tabla 22.3.1.2. Costo Total Anual Transporte Marítimo en pesos.

22.3.2 Gastos Generales de Fabricación Fijos

En cuanto a los Gastos Generales de Fabricación Fijos, éstos están comprendidos por los gastos fijos asociados al reach stacker, como por ejemplo, mantenimiento, combustibles o neumáticos, y los mantenimientos tanto de los electrolizadores como de los compresores. En primer lugar, para los gastos del reach stacker se tiene en cuenta el costo del año 0, y luego, se lo afecta por la inflación para el resto de los años del proyecto. Por otra parte, para el mantenimiento anual de cada electrolizador se calcula un 6% del CAPEX. Éste es igual al valor del equipo afectado por el porcentaje de caída de los costos por avances tecnológicos, explicado en el inciso 19.2, al cual luego se lo multiplica por el tipo de cambio para tener el valor en pesos argentinos. Por último, para el caso de los compresores se realiza el mismo calculo anteriormente mencionado utilizando un 2% del CAPEX.

En la Tabla 5.3.2.1 se observa el costo total de Gastos Generales de Fabricación Fijos.

Año	Reach Stacker [\$ARS]	Mantenimiento Electrolizadores [\$ARS]	Mantenimiento Compresores [\$ARS]	GGFF [\$ARS]
2021	51.120	9.412.407	156.873	9.620.400
2022	69.471	12.442.556	207.376	12.719.403
2023	90.785	15.955.610	265.927	16.312.323
2024	114.593	19.842.204	330.703	20.287.500
2025	140.277	24.018.199	400.303	24.558.779
2026	167.149	28.265.699	471.095	28.903.943
2027	194.517	32.580.656	543.011	33.318.184
2028	221.738	37.049.782	617.496	37.889.016
2029	248.260	41.285.333	688.089	42.221.681
2030	273.639	45.379.717	756.329	46.409.685
2031	297.548	97.998.310	816.653	99.112.511
2032	323.037	106.359.054	886.325	107.568.417
2033	350.167	115.208.134	960.068	116.518.368
2034	378.998	124.551.389	1.037.928	125.968.316
2035	409.591	133.689.018	1.114.075	135.212.685
2036	442.006	143.956.725	1.199.639	145.598.370
2037	476.300	153.862.472	1.282.187	155.620.959
2038	512.530	165.019.660	1.375.164	166.907.354
2039	550.752	175.617.838	1.463.482	177.632.072
2040	591.018	181.053.984	1.508.783	183.153.786
2041	633.382	395.086.414	3.292.387	399.012.182
2042	677.891	417.560.358	3.479.670	421.717.918
2043	724.595	440.256.922	3.668.808	444.650.324
2044	773.537	463.050.343	3.858.753	467.682.633
2045	824.760	482.325.142	4.019.376	487.169.278
2046	878.305	504.568.291	4.204.736	509.651.332
2047	934.208	522.310.556	4.352.588	527.597.352
2048	992.503	543.209.845	4.526.749	548.729.096
2049	1.053.221	558.456.056	4.653.800	564.163.078
2050	1.116.390	571.838.052	4.765.317	577.719.759

Tabla 22.3.2.1. Costo Anual de Gastos Generales de Fabricación Fijos en pesos.

Para su inclusión en el Cuadro de Resultados, se utiliza el método de Absorción, en donde se divide el total de los Costos Fijos por el nivel de producción y se lo multiplica por las ventas del año correspondiente.

22.4 Gastos de Administración y Comercialización

Los Gastos de Administración y Comercialización están compuestos por todos los costos asociados a actividades no relacionadas al nivel de producción. Dentro de éstos se encuentran incluidos los siguientes gastos:

- Agua de uso general
- Luz
- Gas

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno. Capítulo 3

- Impuestos asociados al terreno
- Telefonía e Internet
- Limpieza
- Servicio Contable y Administrativo
- Servicio Legal
- Mantenimiento administrativo
- Mano de Obra Indirecta

Para los gastos anteriormente mencionados se toma un valor de referencia del año 2020 y luego se lo afecta por la inflación para el resto de los años obteniendo el costo total anual en pesos argentinos nominales.

A continuación, se detalla el cálculo de la Mano de Obra Indirecta. Es importante mencionar que para el caso del personal de vigilancia existen tres turnos por día de ocho horas los siete días de la semana, trabajando una persona por turno. En cambio, para el resto del personal existe un solo turno de ocho horas diarias. En la Tabla 22.4.1 se presenta el sueldo total anual para el año 2020.

Operador	Cantidad	Mensual						Sueldo Total Anual
		Remunerativo	No remunerativo	SAC proporcion al mensual	Vacaciones	Carga Social	Sueldo	
	#personas/mes	\$/op.	\$/op.	8,33%	1,40%	52%	\$/op	
Sereno vigilancia	3	65.000	14.000	6.583	1.106	45.078	131.767	4.743.640
Personal Calidad	1	100.000	15.000	9.583	1.610	65.620	191.813	2.301.766
Gerente de Administración	1	145.000	10.000	12.916	2.170	88.445	258.531	3.102.380
Gerente de Producción	1	145.000	10.000	12.916	2.170	88.445	258.531	3.102.380
Gerente General	1	180.000	-	15.000	2.520	102.710	300.230	3.602.764
							Total	\$ 16.852.933

Tabla 22.4.1. Costo Anual de Mano de Obra Indirecta en pesos.

Finalmente, en la Tabla 22.4.2 se observa el costo total de Gastos Generales de Administración y Comercialización.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno. Capítulo 3

Año	Agua uso general	Luz	Gas	Impuestos asociados terreno	Telefonía/ Internet	Limpieza (tercerizado)	Servicio contable /administrativo	Servicio legal	Mantenimiento administrativo	Mano de Obra Indirecta	Total
2021	4.194	249.329	219.087	14.200	34.080	2.726.400	852.000	426.000	170.400	19.440.519	24.136.209
2022	5.699	338.832	297.734	19.297	46.314	3.705.108	1.157.846	578.923	231.569	26.419.167	32.800.489
2023	7.447	442.791	389.083	25.218	60.524	4.841.893	1.513.092	756.546	302.618	34.524.982	42.864.194
2024	9.400	558.907	491.115	31.831	76.395	6.111.610	1.909.878	954.939	381.976	43.578.662	54.104.713
2025	11.507	684.176	601.190	38.966	93.518	7.481.423	2.337.945	1.168.972	467.589	53.346.079	66.231.365
2026	13.712	815.242	716.358	46.430	111.433	8.914.615	2.785.817	1.392.909	557.163	63.565.411	78.919.088
2027	15.957	948.723	833.649	54.032	129.678	10.374.224	3.241.945	1.620.973	648.389	73.973.116	91.840.685
2028	18.190	1.081.489	950.311	61.594	147.825	11.826.015	3.695.630	1.847.815	739.126	84.325.066	104.693.060
2029	20.366	1.210.844	1.063.977	68.961	165.506	13.240.508	4.137.659	2.068.829	827.532	94.411.068	117.215.250
2030	22.448	1.334.629	1.172.746	76.011	182.426	14.594.079	4.560.650	2.280.325	912.130	104.062.671	129.198.114
2031	24.409	1.451.243	1.275.216	82.652	198.366	15.869.247	4.959.140	2.479.570	991.828	113.155.220	140.486.890
2032	26.500	1.575.560	1.384.454	89.733	215.358	17.228.645	5.383.952	2.691.976	1.076.790	122.848.374	152.521.341
2033	28.725	1.707.880	1.500.724	97.269	233.444	18.675.555	5.836.111	2.918.056	1.167.222	133.165.524	165.330.510
2034	31.090	1.848.500	1.624.288	105.277	252.665	20.213.227	6.316.633	3.158.317	1.263.327	144.129.850	178.943.175
2035	33.600	1.997.714	1.755.403	113.775	273.061	21.844.872	6.826.523	3.413.261	1.365.305	155.764.248	193.387.762
2036	36.259	2.155.810	1.894.324	122.779	294.671	23.573.650	7.366.766	3.683.383	1.473.353	168.091.254	208.692.250
2037	39.072	2.323.073	2.041.299	132.306	317.533	25.402.662	7.938.332	3.969.166	1.587.666	181.132.971	224.884.081
2038	42.045	2.499.780	2.196.572	142.369	341.687	27.334.936	8.542.168	4.271.084	1.708.434	194.910.996	241.990.070
2039	45.180	2.686.199	2.360.380	152.987	367.168	29.373.420	9.179.194	4.589.597	1.835.839	209.446.351	260.036.315
2040	48.483	2.882.593	2.532.952	164.172	394.012	31.520.972	9.850.304	4.925.152	1.970.061	224.759.409	279.048.110
2041	51.958	3.089.213	2.714.511	175.939	422.254	33.780.348	10.556.359	5.278.179	2.111.272	240.869.828	299.049.862
2042	55.610	3.306.301	2.905.268	188.303	451.927	36.154.196	11.298.186	5.649.093	2.259.637	257.796.485	320.065.007
2043	59.441	3.534.089	3.105.426	201.276	483.063	38.645.045	12.076.577	6.038.288	2.415.315	275.557.411	342.115.932
2044	63.456	3.772.797	3.315.180	214.871	515.691	41.255.296	12.892.280	6.446.140	2.578.456	294.169.732	365.223.899
2045	67.658	4.022.631	3.534.711	229.100	549.840	43.987.216	13.746.005	6.873.002	2.749.201	313.649.611	389.408.975
2046	72.050	4.283.786	3.764.189	243.974	585.537	46.842.929	14.638.415	7.319.208	2.927.683	334.012.193	414.689.964
2047	76.636	4.556.442	4.003.774	259.502	622.805	49.824.409	15.570.128	7.785.064	3.114.026	355.271.556	441.084.343
2048	81.418	4.840.766	4.253.612	275.695	661.668	52.933.475	16.541.711	8.270.855	3.308.342	377.440.662	468.608.206
2049	86.399	5.136.909	4.513.834	292.561	702.147	56.171.782	17.553.682	8.776.841	3.510.736	400.531.318	497.276.211
2050	91.581	5.445.008	4.784.562	310.108	744.260	59.540.818	18.606.505	9.303.253	3.721.301	424.554.133	527.101.530

Tabla 22.4.2. Costo Anual de Gastos de Administración y Comercialización en pesos.

22.5 Gastos Financieros

Los Gastos Financieros están compuestos por los intereses generados por los tres préstamos bancarios tomados en el año 0, 11 y 21 del proyecto multiplicados por el tipo de cambio. En la sección 21 se explican detalladamente los mismos. En el cálculo de los intereses, se encuentra incluida la perdida por tipo de cambio.

22.6 Impuesto a las Ganancias

El impuesto a las ganancias se contabiliza como el 30% del EBT de cada año. Como en los primeros diez años del proyecto no se generan ganancias, no se debe abonar este impuesto. Por otra parte, la AFIP brinda la posibilidad de descontar dicho quebranto en

ejercicios futuros. Para ello se cuenta con cinco años para deducir las pérdidas de ganancias, en consecuencia, recién se paga el impuesto en el año 21 (2041).

22.7 Impuesto sobre los Ingresos Brutos

En cuanto al impuesto sobre los Ingresos Brutos, éste tomará un valor del 4% sobre la facturación anual, ya que esa es la alícuota fijada en la provincia de Chubut. El pago se efectúa a mes vencido.

22.8 Impuestos Aduaneros/Retenciones

Para la exportación del hidrógeno hay que tener en cuenta los impuestos aduaneros o las retenciones impositivas. En este caso, existe una alícuota del 12% sobre el precio FOB del producto, lo cual puede observarse en la Figura 22.8.1. Ésta se encuentra regulada en el decreto 793/18. Sin embargo, debido al artículo 1 del decreto, el hidrógeno se encuentra exento de este gravamen a partir del 31 de diciembre de 2020. Debido a que la actividad productiva comienza en el 2021 por ley corresponde a un 0% de retenciones.

Posición arancelaria	Descripción
28	PRODUCTOS QUÍMICOS INORGÁNICOS; COMPUESTOS INORGÁNICOS U ORGÁNICOS DE LOS METALES PRECIOSOS, DE LOS ELEMENTOS RADIACTIVOS, DE METALES DE LAS TIERRAS RARAS O DE ISÓTOPOS
28.04	HIDRÓGENO, GASES NOBLES Y DEMÁS ELEMENTOS NO METÁLICOS.
2804.10.00	- Hidrógeno
2804.10.00.000H	- Hidrógeno
DE: 0.00%	DE Dec.793/18: +12.00%
RE: 1.00%	RI: 1.00%

Figura 22.8.1. Derechos de Exportación Aduaneros. (CIVUCE).

22.9 Liquidación del Proyecto

Luego de 30 años de proyecto se decide realizar una liquidación total, en la cual se procede a la venta de todos los activos, al cobro de los créditos por ventas y se pagan las deudas comerciales. El valor total esta dado por:

- Indemnizaciones MOD y MOI: se paga a todo el personal el último salario por la cantidad de años trabajados.
- Inversiones: amortizaciones acumuladas al 2050.
- Créditos por ventas: son los créditos de los últimos tres meses del último año.
- Deudas comerciales: se abonan las deudas correspondientes al último mes del último año.

En la Tabla 22.9.1 se observa el detalle de los costos.

Costo de Cierre	Total: \$ 10.489.801.299
Indemnizaciones MOD	\$ 1.210.351.694

Indemnizaciones MOI	\$ 1.306.559.137
Inversiones	\$ 4.688.959.990
Créditos por ventas	\$ 3.611.421.357
Deudas comerciales	\$ (327.490.878)

Tabla 22.9.1. Costo de Cierre.

22.10 Cuadro de resultados

Finalmente, se obtiene el Cuadro de Resultados, incluyendo todos ítems mencionados en la sección 22. En los Gráficos 22.10.1 y 22.10.2 se observan el EBITDA y el Resultado Neto en pesos respectivamente.

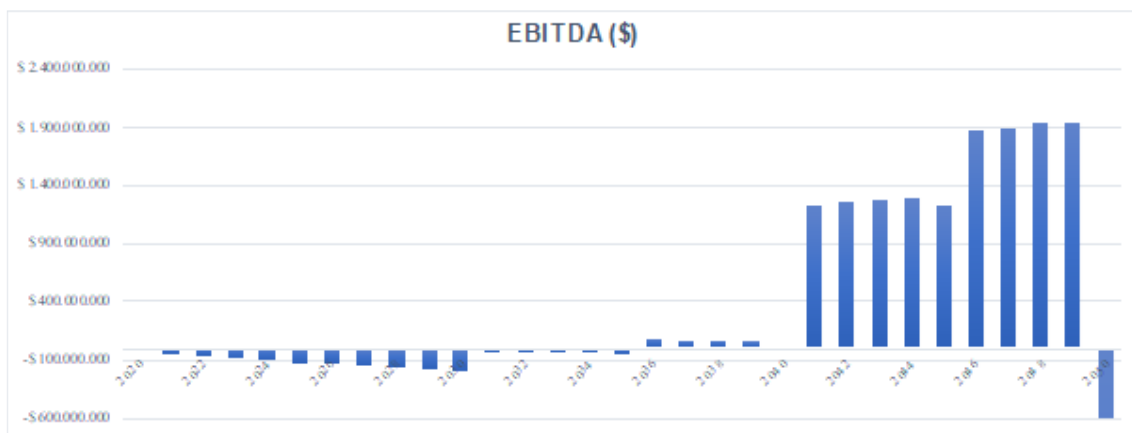


Gráfico 22.10.1. EBITDA del proyecto en pesos.



Gráfico 22.10.2. Resultado Neto del proyecto en pesos.

23 PUNTO DE EQUILIBRIO

A partir, de los costos y de las ventas se construye el diagrama de equilibrio, en el cual se puede observar la evolución a lo largo de los años del proyecto. El punto de equilibrio muestra cual es el volumen mínimo que se necesita para no ganar ni perder dinero. Se puede observar en qué medida se absorben los costos y se empieza a ganar beneficios, es decir, cuál es la mayor utilidad posible acorde con la producción factible de obtener.

Para obtener el punto de equilibrio correspondiente a cada año, se utiliza:

- Precio de venta del hidrógeno verde (\$ARS/kg)
- Costo variable (\$ARS/kg): éste se calcula mediante la expresión (23.1)

$$\text{Costo variable [\$ARS/kg]} = \frac{\text{Costos variables tot fabricación [\$ARS]} + \text{Ingresos Brutos [\$ARS]} + \text{MP [\$ARS]} + \text{MOD [\$ARS]}}{\text{Ventas [kg]}} \quad (23.1)$$

- Costos fijos (\$ARS): éste se calcula mediante la suma de los *Costos Fijos totales de fabricación*, los Costos Fijos totales de administración y comercialización y las amortizaciones. Los Costos Fijos Totales de Administración y Comercialización son iguales a la suma de los costos de: agua de uso general, luz, gas, impuestos asociados al terreno, telefonía e internet, limpieza, servicio contable y administrativo, servicio legal, mantenimiento administrativo, Mano de Obra Indirecta y el Costo de cierre.

Luego el punto de equilibrio se calcula siguiendo la expresión (23.2).

$$\text{Punto de equilibrio [kg]} = \frac{\text{Costos fijos [\$ARS]}}{\text{Precio [\$ARS/kg]} - \text{Costo variable [\$ARS/kg]}} \quad (23.2)$$

Es importante observar la relación que existe entre el precio del hidrógeno y el costo variable, ambos por kilogramo, antes de analizar el punto de equilibrio obtenido para cada año. En la Tabla 23.1 se presentan los valores obtenidos de cada variable necesaria para calcular el volumen de equilibrio, y se puede ver claramente como los primeros siete años del proyecto los costos variables superan al precio de venta. Por esta razón, en esta primera parte la cantidad de equilibrio toma valores negativos, como se observa en rojo en la Tabla 23.1. De esta manera, la interpretación de los resultados indica que los primeros siete años no es conveniente producir un volumen mayor a 0.

	Costos Fijos [\$]	Costo Variable [\$ /kg]	Precio [\$ /kg]	Q equilibrio [kg]
2021	60.714.187	1.395	1.309	(708.488)
2022	74.047.618	1.839	1.731	(683.132)
2023	89.528.085	2.346	2.220	(706.604)
2024	106.781.410	2.902	2.760	(753.941)
2025	125.377.838	3.492	3.341	(827.947)
2026	143.629.586	4.029	3.932	(1.477.981)
2027	163.309.891	4.627	4.532	(1.716.943)
2028	183.062.569	5.230	5.154	(2.412.303)
2029	202.188.682	5.805	5.743	(3.288.130)
2030	206.434.503	6.354	6.313	(4.965.056)
2031	267.505.296	6.191	6.816	427.972
2032	388.442.652	6.716	7.398	569.973
2033	412.464.028	7.273	8.013	557.236
2034	437.931.635	7.862	8.663	546.879
2035	464.183.144	8.460	9.298	553.743
2036	494.102.031	8.730	10.013	385.280
2037	515.610.541	9.359	10.702	384.028
2038	547.033.049	10.047	11.478	382.323
2039	579.016.665	10.732	12.215	390.386
2040	607.012.783	11.255	12.593	453.575
2041	750.834.510	11.053	13.740	279.424
2042	1.201.231.751	11.733	14.521	430.759
2043	1.250.007.854	12.430	15.311	434.020
2044	1.300.136.220	13.144	16.103	439.397
2045	1.348.044.347	13.812	16.774	455.167
2046	1.400.207.215	13.654	17.547	359.642
2047	1.433.302.950	14.170	18.164	358.821
2048	1.486.793.928	14.758	18.891	359.718
2049	1.536.021.153	15.232	19.421	366.695
2050	12.074.570.384	15.674	19.886	2.866.534

Tabla 23.1. Evolución de cantidad de equilibrio.

A partir del año 11 (2031) el precio de venta del hidrógeno supera a los costos variables, y como se observa en el Gráfico 23.1, el punto de equilibrio toma valores positivos. El volumen vendido supera la cantidad de equilibrio en el intervalo del año 2041 y 2049.

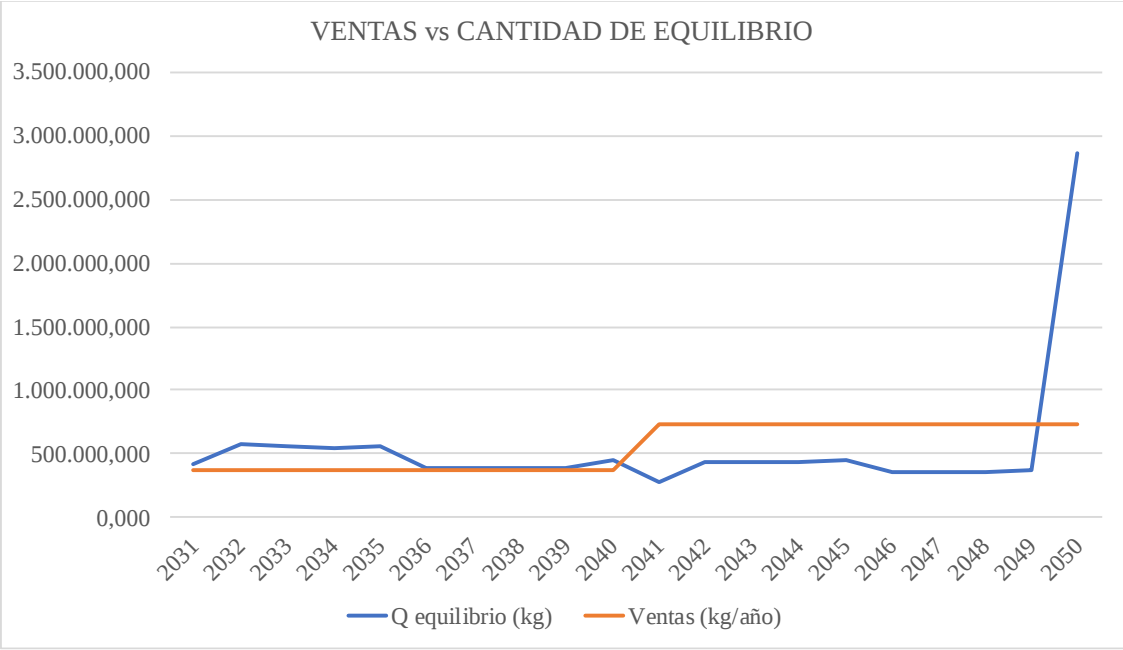


Gráfico 23.1. Ventas y cantidad de equilibrio por año.

24 BALANCE

En este apartado se analiza el balance y sus componentes, el mismo se realiza en pesos argentinos.

24.1 Activo

El activo está formado por:

- Activo corriente:
 - Disponibilidad de caja y bancos: está compuesto por el delta de las disponibilidades y los aportes de capital que se desembolsan por período.
 - Créditos por venta: se considera que el cliente al cual se le vende paga a 90 días.
 - Bienes de cambio: está formado por el stock de seguridad en kg de hidrógeno por su precio de venta en pesos.
 - Crédito fiscal IVA: es el saldo de IVA al cierre del período.
 - Intereses a devengar: es igual al saldo que queda por pagar de los intereses de los préstamos solicitados a la fecha.
- Activo no corriente:
 - Bienes de uso (valor original): consta de las inversiones en bienes de uso y los cargos diferidos. Es un valor que se acumula a lo largo de los años del proyecto.
 - Bienes de uso (amortizaciones acumuladas): son las amortizaciones acumuladas de los bienes a lo largo de todo el proyecto.

24.2 Pasivo

El pasivo está formado por dos componentes:

- Pasivo corriente:
 - Deudas comerciales: proviene de asumir que las compras de materia prima se pagan a 30 días.
 - Cuentas por pagar: viene de los gastos administrativos mencionados en la sección 5.4, los cuales se pagan a mes vencido.
 - Salarios y cargas sociales a pagar: tanto la mano de obra directa como la indirecta se pagan a mes vencido.
 - Deudas fiscales: surge de las deudas por pago a mes vencido de los impuestos al terreno y los ingresos brutos.
- Pasivo no corriente:
 - Deudas bancarias: es el saldo pendiente a pagar de las financiaciones provistas por el banco, sin contar los intereses y pesificado.
 - Intereses a devengar: es igual al saldo pendiente a pagar de intereses de los préstamos bancarios.

24.3 Patrimonio Neto

Está constituido por:

- Utilidad del período: es el resultado neto del período.
- Resultados no asignados: la suma entre la utilidad del período anterior y el actual.
- Capital:
 - Aportes: es el aporte de capital de la empresa para solventar los resultados del período.

A continuación, se presenta el balance en el Gráfico 24.3.1.

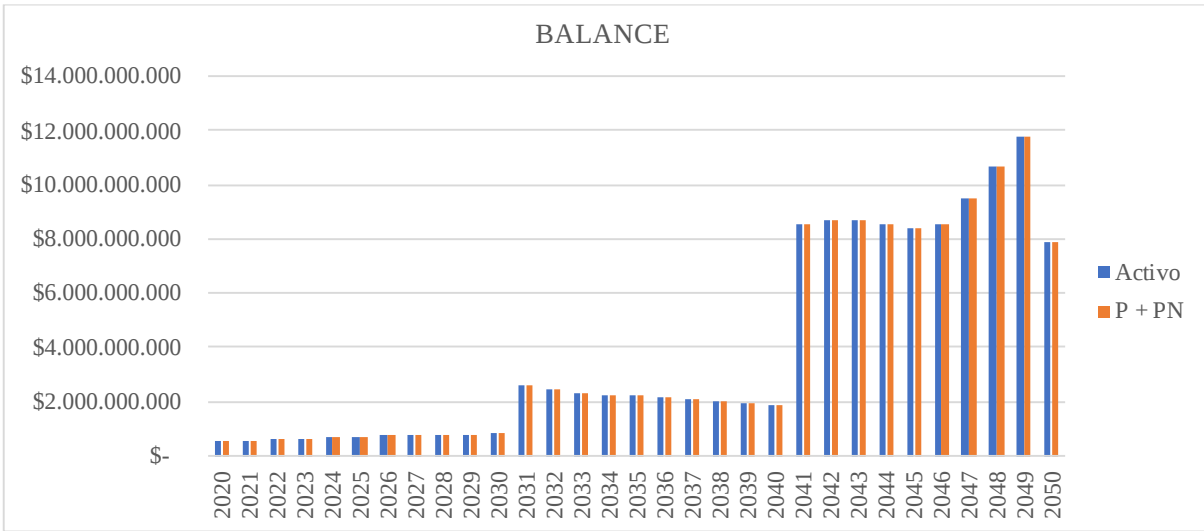


Gráfico 24.3.1: Balance en pesos

25 ESTADO DE ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS

El Estado de Origen y Aplicación de Fondos es una herramienta netamente financiera en la cual se evalúa la capacidad para generar fondos del proyecto o la necesidad de un aporte de capital. Se utiliza para entender el origen de los recursos y a donde son aplicados los mismos. Los orígenes de fondo tienen como resultado un incremento en el Patrimonio neto y en el Pasivo o una disminución de los activos. Por el contrario, una aplicación de fondos genera un aumento de los activos o una disminución en el Pasivo o Patrimonio neto.

26 FLUJO DE FONDOS

El flujo de fondos analiza los ingresos y egresos asociados al proyecto a lo largo de la duración del mismo. De aquí surgen los principales indicadores de análisis de rentabilidad y de ayuda para la toma de decisiones.

26.1 Cálculo del WACC

Para descontar el flujo de fondos del proyecto se calcula el WACC según la expresión 26.1.1, las variables utilizadas son las mismas que se encuentran explicadas en la sección 3.

$$WACC = k_e * \left(\frac{E}{E+D} \right) + k_d * (1 - IG) * \left(\frac{D}{E+D} \right) \quad (26.1.1)$$

En el Gráfico 26.1.1 se presenta el WACC correspondiente a cada año junto con los valores que toman las variables necesarias para su cálculo. El Pasivo y el Patrimonio Neto se encuentran en dólares, ya que las tasas y primas se hallan en dicha moneda.

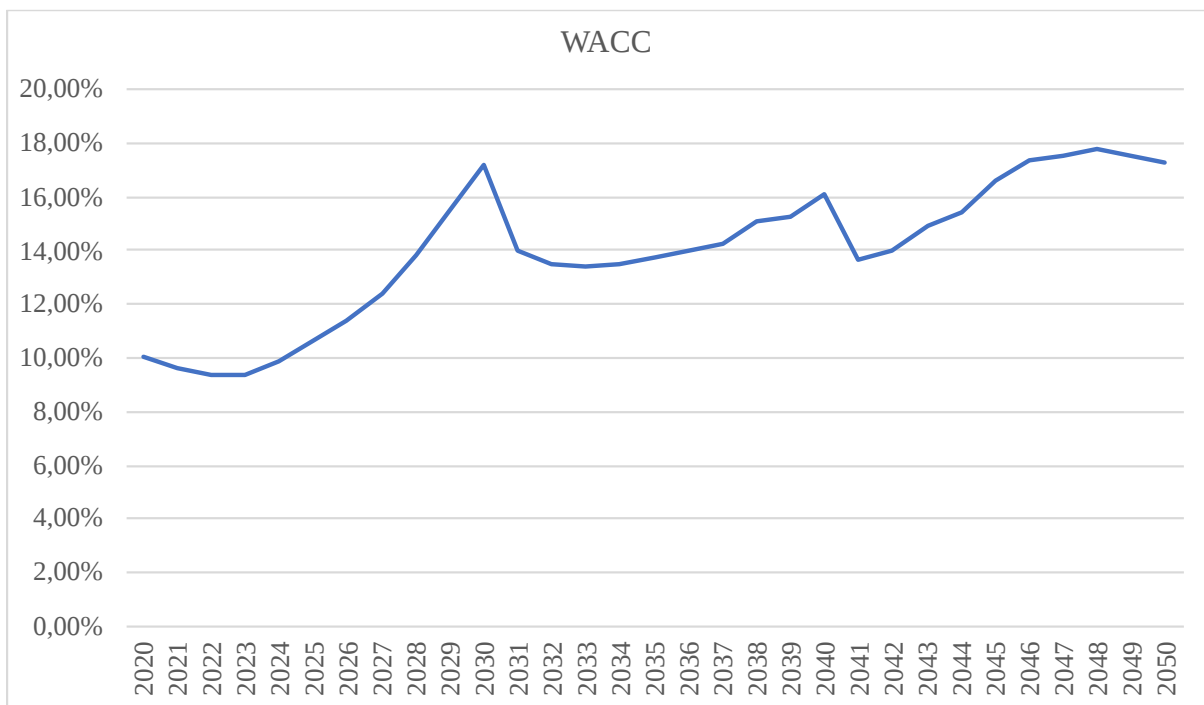


Gráfico 26.1.1: WACC.

26.2 Flujo de fondos del proyecto

26.2.1 Flujo de Fondos del Proyecto con IVA

Para la confección del Flujo de Fondos del Proyecto con IVA se tuvieron en cuenta los siguientes ítems:

- Ingreso neto: ventas menos el impuesto a Ingresos Brutos.
- Egresos: éstos se componen de los costos de producción (materia prima, mano de obra directa y gastos generales de fabricación), costos de administración y comercialización y costo de cierre.
- Inversiones: se imputan según el cronograma del inciso 19.3.
- Variación de Capital de trabajo: variación interanual del capital de trabajo definido por la resta del activo y pasivo de trabajo.
- Flujo de Fondos del IVA: egresos correspondientes al pago del IVA, detallado en el inciso 26.2.2

Finalmente, en el Gráfico 26.2.1.1 se presenta el Flujo de Fondos del Proyecto con IVA. También se lo calcula en dólares mediante la utilización de la proyección del tipo de cambio ya explicada, y se incluye el Flujo de Fondos Acumulado.



Gráfico 26.2.1.1. Flujo de Fondos del proyecto con IVA en pesos

26.2.2 Flujo de Fondos del IVA

A lo largo del proyecto se paga IVA en la compra de bienes de uso para la inversión inicial y correspondientes reinversiones, como también en la compra de materia prima, servicios contratados e intereses del financiamiento. Cada uno de esos egresos está gravado con su alícuota correspondiente, éstas se pueden observar en el Gráfico 26.2.2.1.

Por otro lado, como el producto a comercializar es exportado no se encuentra gravado con IVA, por lo tanto, durante toda la duración del proyecto siempre se cuenta con saldo a favor. Se asume que éste se recupera en un 100% en el ejercicio siguiente.

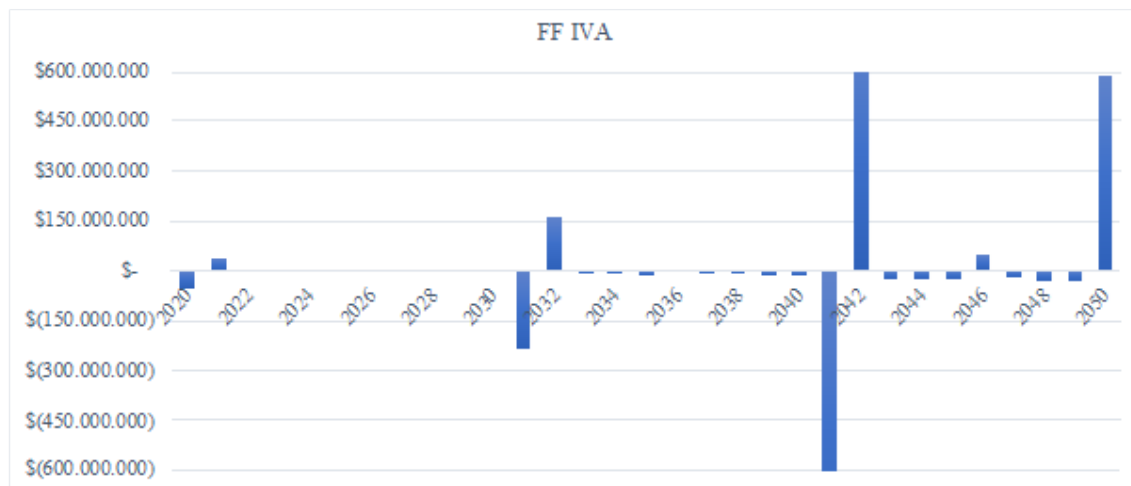


Gráfico 26.2.2.1: Flujo de Fondos del IVA del proyecto en pesos.

26.3 Flujo de fondos de la deuda

El Flujo de Fondos de la deuda muestra las cancelaciones del capital financiado en cada uno de los tres préstamos que se toman, teniendo en cuenta los intereses generados. En el Gráfico 26.3.1 se muestra el Flujo de fondos de la deuda, si bien el financiamiento se realiza en dólares, se muestran las deudas contraídas y los intereses pesificados.

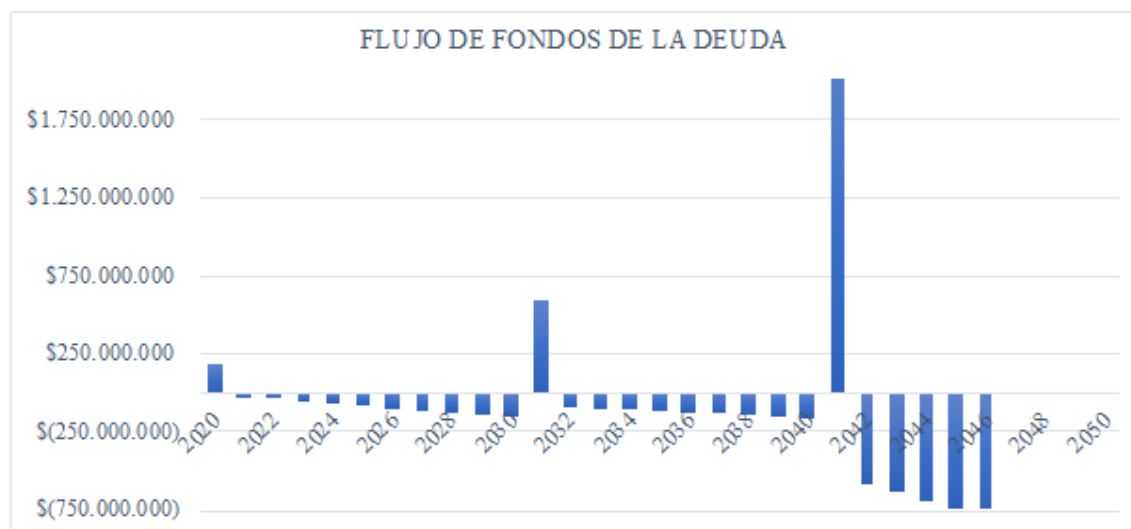


Gráfico 26.3.1. Flujo de Fondos de la deuda del proyecto en pesos.

26.4 Flujo de fondos de los inversores

El dinero disponible para los inversores luego del pago de gastos, inversiones y pago de deudas se muestra en el Flujo de fondos del inversor. En el Gráfico 26.4.1 se observa el flujo en pesos.

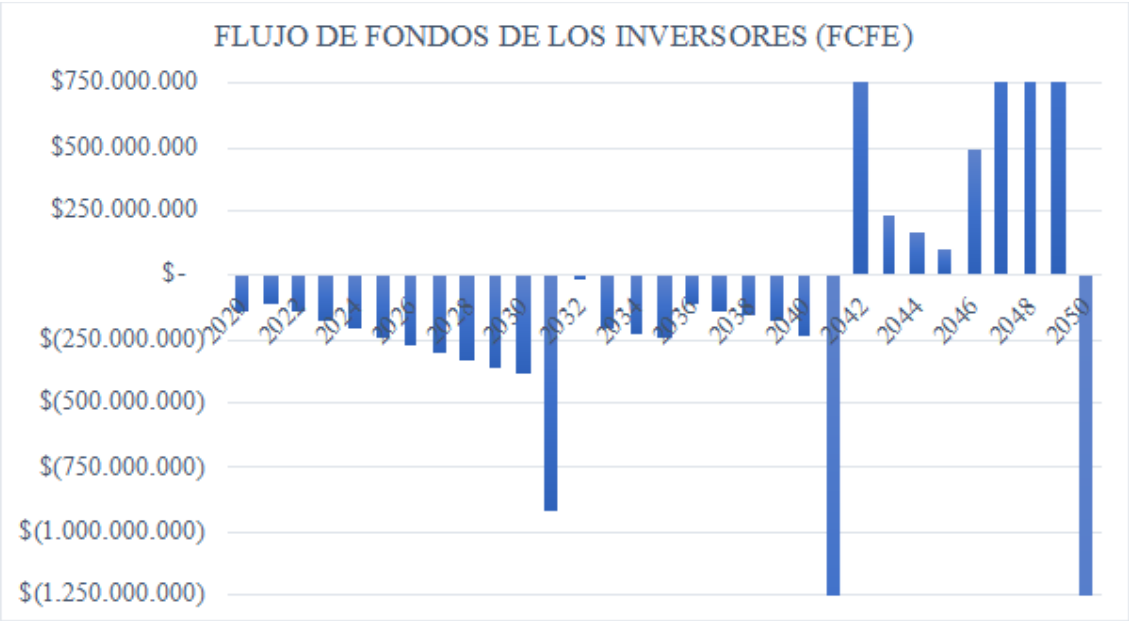


Gráfico 26.4.1: Flujo de Fondo de los inversores del proyecto en pesos.

27 ANALISIS DE RENTABILIDAD

En primer lugar, se calcula el VAN y la TIR. Para el cálculo del VAN se procede a dolarizar el Flujo de Fondos según la proyección del tipo de cambio. A continuación, para descontar el Flujo de Fondos se utiliza la evolución del WACC, presentado en el inciso 26.1, lo cual puede observarse en el Gráfico 27.1.



Gráfico 27.1. Flujo de Fondos dolarizado.

En consecuencia, de los datos anteriores se obtienen los indicadores de la Figura 27.1.

VAN (USD)	(USD 9.586.860)
TIR	0,31%
Período de repago	> 30

Figura 27.1. VAN, TIR y Período de repago.

Como el VAN del proyecto en dólares es negativo, la inversión produce pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida. En consecuencia, el proyecto debería rechazarse. Analizando el Flujo de Fondos se observa que las primeras ganancias anuales se generan a partir del año 2042. Debido al alto impacto de los costos en la producción y a los altos costos de transporte dados por la distancia al mercado consumidor, la recomendación es no realizar el proyecto con las condiciones dadas actualmente, sino que debería reevaluarse a futuro. En un posterior análisis de Riesgos y Escenarios, se analizan las condiciones propicias para que el proyecto resulte rentable y atractivo para grupos inversores.

Por otra parte, la TIR es menor a la tasa de descuento para todos los años, por lo tanto, el proyecto también se rechaza mediante este indicador.

En cuanto al período de repago, se observa que el mismo es mayor a la duración del proyecto, 30 años, esto concuerda con los indicadores anteriormente mencionados, ya que no resultaría financieramente estable.

A partir del Flujo de fondos de los inversores, presentado en la sección 26.4 se obtienen los indicadores de la Figura 27.2.

TOR	-1,78%
Período de repago	>30

Efecto Palanca = TOR / TIR	-5,65
-----------------------------------	--------------

Figura 27.2. TOR, Período de repago y Efecto Palanca.

El TOR obtenido es negativo, en consecuencia, el efecto palanca no puede interpretarse como se hace usualmente y no existe apalancamiento alguno en el proyecto. Por lo tanto, no es posible concluir si la elección de financiamiento es la correcta.

28 OTROS INDICADORES

En esta sección se analizan diferentes razones o índices financieros, que muestran relaciones entre distintos rubros de los estados financieros.

28.1 Índices de liquidez

El activo líquido es aquel que puede convertirse fácilmente en efectivo. Los índices de liquidez muestran la relación que existe entre el nivel de los activos y los pasivos corrientes. Es decir, indican que tan cubiertos quedan los pasivos corrientes por los activos que se espera que se conviertan en efectivo en el corto plazo.

Liquidez Corriente

Relaciona la totalidad de los activos corrientes con los pasivos corrientes, como se ve en la fórmula 28.1.1.

$$\text{Liquidez Corriente} = \frac{\text{Activo Corriente}}{\text{Pasivo Corriente}} \quad (28.1.1)$$

La evolución del índice de liquidez corriente durante la duración del proyecto se muestra en el Gráfico 28.1.1.

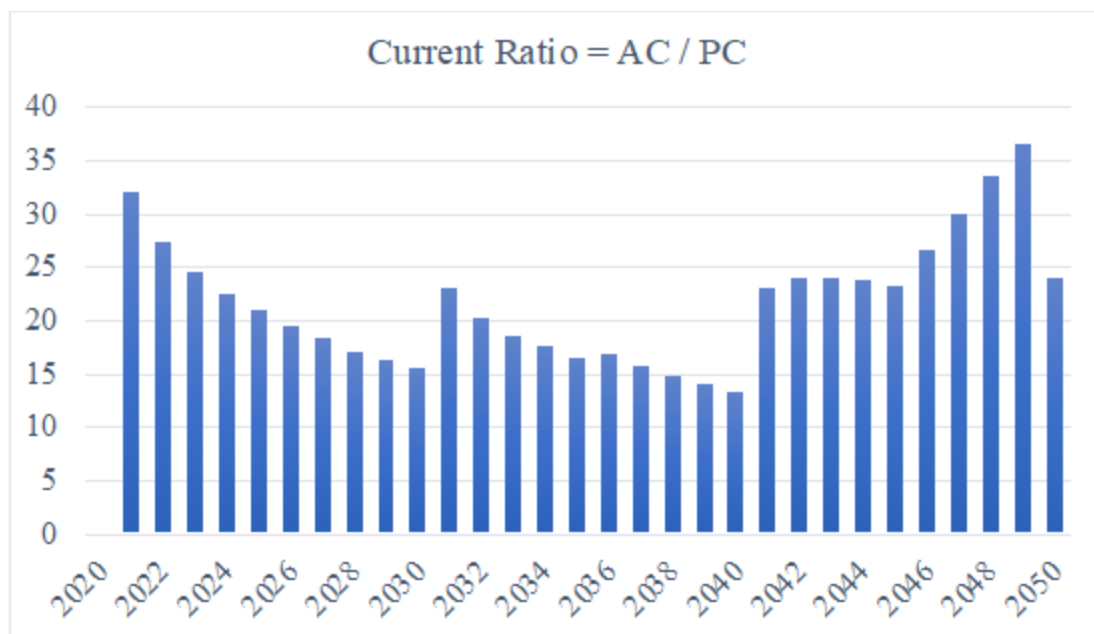


Gráfico 28.1.1. Índice de liquidez corriente.

Liquidez Seca

Indica la capacidad del activo corriente, sin tener en cuenta los inventarios, de cubrir las deudas corrientes, tal como muestra la fórmula 28.1.2 y su desarrollo en el tiempo en el Gráfico 28.1.2.

$$Liquidez\ Seca = \frac{(Activo\ Corriente - Bienes\ de\ cambio)}{Pasivo\ Corriente} \quad (28.1.2)$$

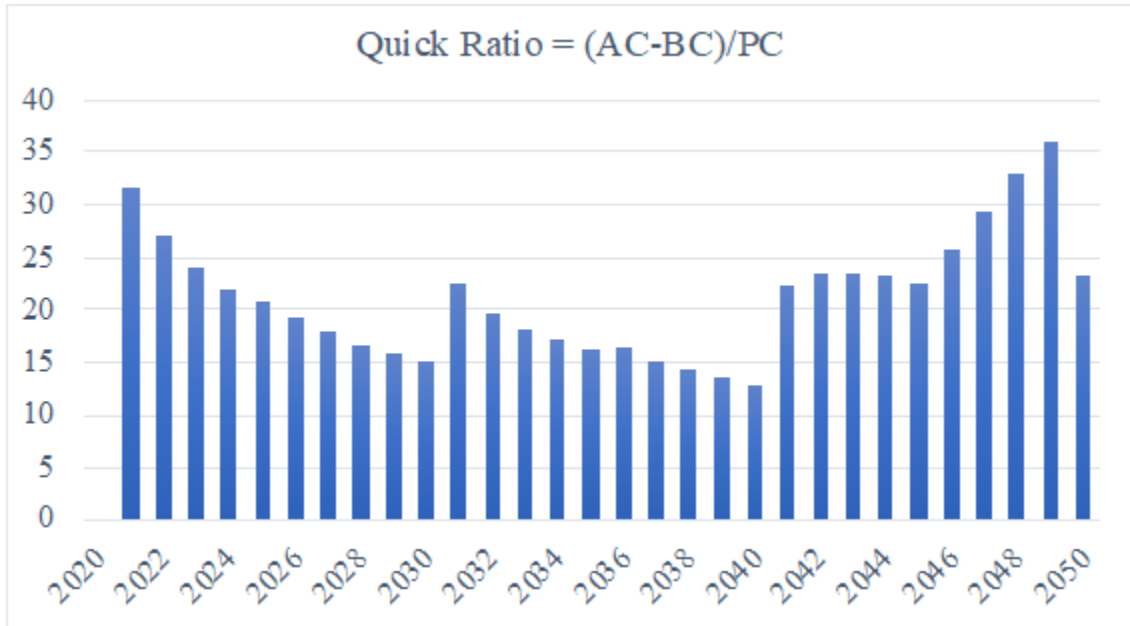


Gráfico 28.1.2. Índice de liquidez seca.

Liquidez Absoluta

Este indicador muestra la capacidad de la empresa de responder a sus deudas corrientes, únicamente con sus disponibilidades, es decir, sin considerar Bienes de cambio no vendidos y créditos por cobrar.

La fórmula para calcular la liquidez absoluta es la 28.1.3 y el Gráfico 28.1.3 muestra el avance de este durante la duración del proyecto.

$$Liquidez\ Absoluta = \frac{Disponibilidades}{Pasivo\ Corriente} \quad (28.1.3)$$

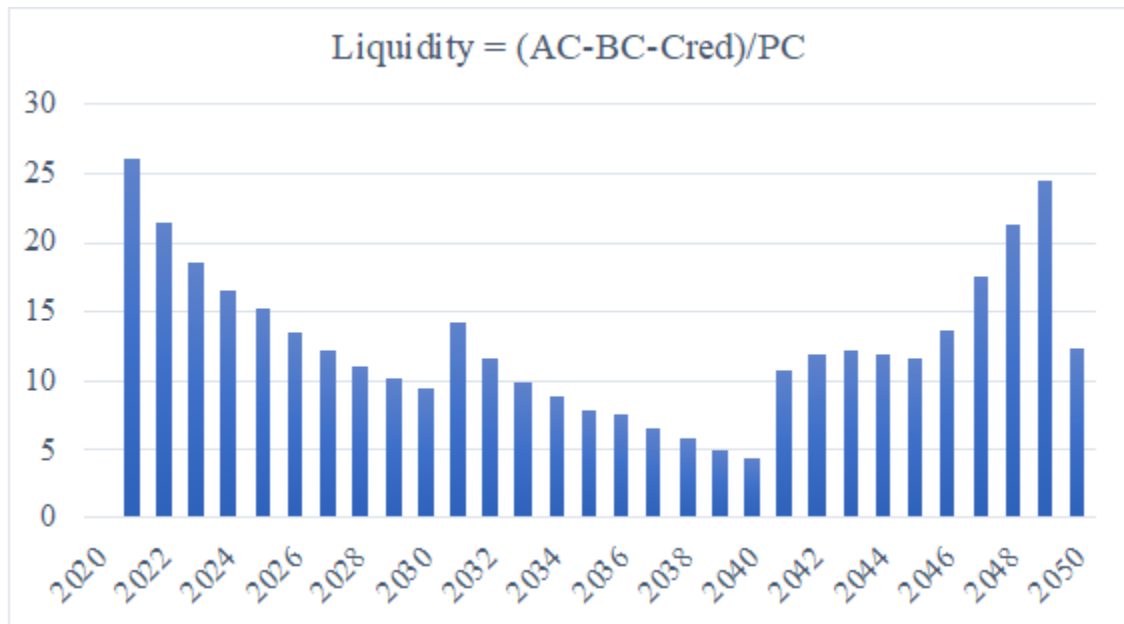


Gráfico 28.1.3. Índice de liquidez absoluta.

Los tres índices muestran que la capacidad para cubrir las deudas corrientes crece en los años en los cuales hay inversiones y aumenta la producción, y decrece en los años siguientes, a excepción de los últimos años del proyecto donde los índices vuelven a crecer. Este crecimiento final se debe a que son los años donde el proyecto comienza a generar ganancias sostenidamente, aumentando los activos corrientes.

28.2 Índices de Rotación de Activos

Miden la efectividad con la que se administran las inversiones en activos, relacionando el nivel de estos con los montos económicos que los justifican.

Rotación de inventarios

Expresa el número de veces que se han renovado las existencias durante el año. Se calcula como se muestra en la fórmula 28.2.1.

$$\text{Rotación de Inventarios} = \frac{\text{Costo de ventas}}{\text{Inventario Promedio}} \quad (28.2.1)$$

En el siguiente Gráfico 28.2.1 se muestra la variación de este indicador con el paso del tiempo. Su comportamiento prácticamente constante, salvando los años con inversiones, se debe a la estrecha relación entre la evolución de las ventas y el stock de seguridad, calculado como un porcentaje de estas.

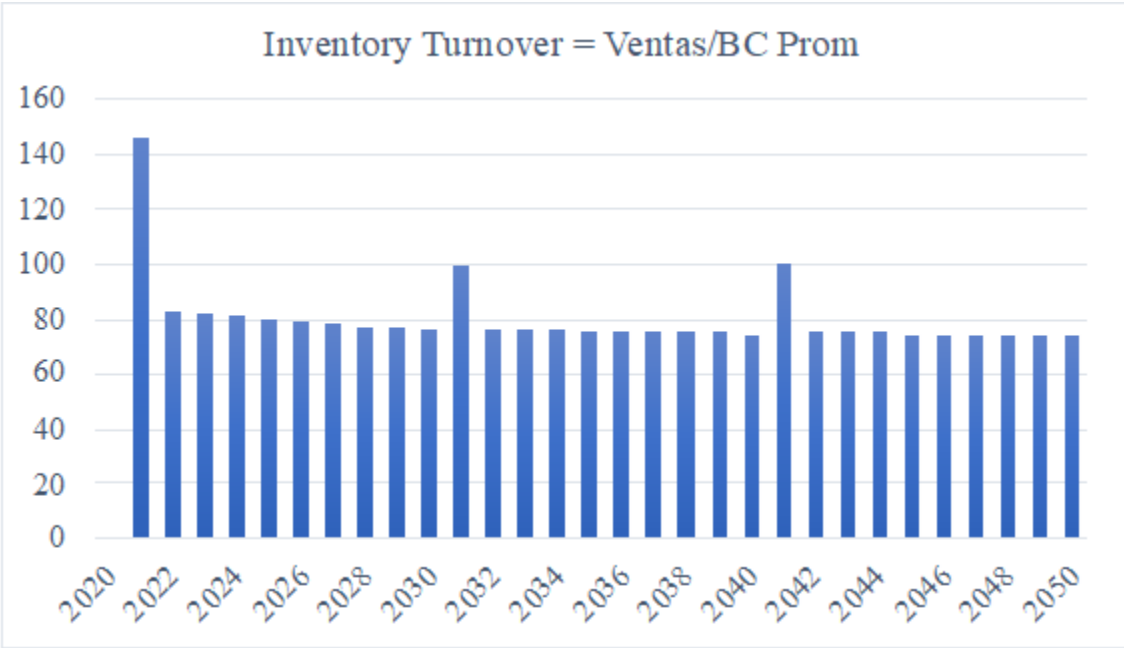


Gráfico 28.2.1. Rotación de inventarios.

Rotación de Activos Fijos

Este índice muestra la renovación de los bienes de uso fijos en el año, comparando su valor con las ventas del periodo, es decir, calculándolo según la expresión 28.2.2.

Rotación de Activos Fijos = $\frac{Ventas}{Bien\ de\ Uso\ Promedio}$ (28.2.2)

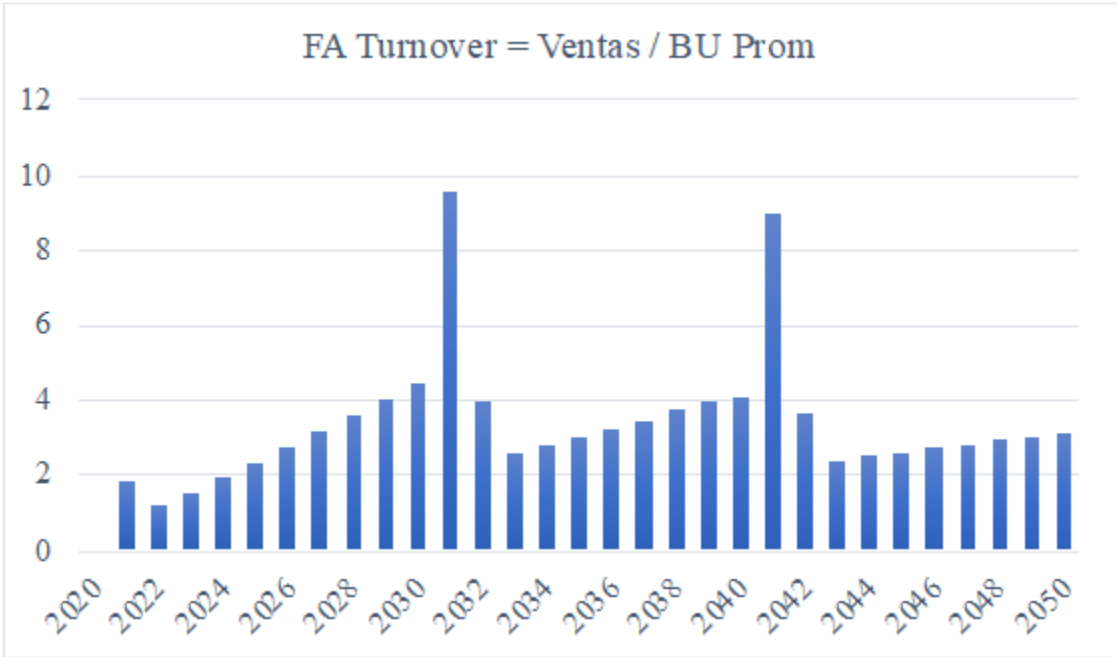


Gráfico 28.2.2. Rotación de activos fijos.

La evolución del Gráfico 28.2.2 muestra picos en los años en los años donde aumentan los bienes de uso, y un leve aumento anual en los años en los que no hay inversión.

Rotación de Activos Totales

Es un indicador muy similar al anterior, en este caso, considerando todos los activos disponibles. Se obtiene de la fórmula 28.2.3 y su evolución se muestra en el Gráfico 28.2.3.

$$\text{Rotación de Activos Totales} = \frac{\text{Ventas}}{\text{Bienes de Uso Promedio}} \quad (28.2.3)$$

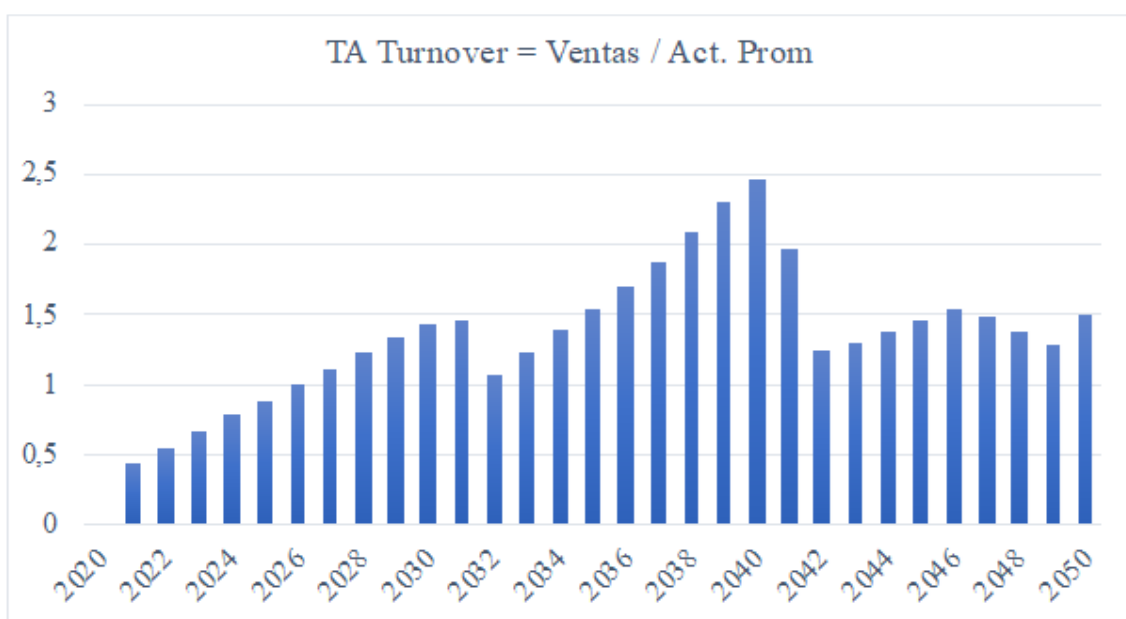


Gráfico 28.2.3. Rotación de activos totales.

28.3 Índices de Endeudamiento

El fin de estos indicadores es mostrar que tanta deuda tomo la empresa para cubrir sus activos, y a su vez, mostrar cuanto aportan los propietarios. También se quiere mostrar el rendimiento de la deuda tomada.

Endeudamiento total

Relaciona el Pasivo Total con el total Activo Total, para mostrar que tanto del total de los activos son cubiertos por la deuda tomada. Se calcula con la fórmula 28.3.1.

$$\text{Endeudamiento Total} = \frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Activo Total}} \quad (28.3.1)$$



Gráfico 28.3.1. Endeudamiento total.

La evolución del endeudamiento total indica que durante los primeros años una gran parte del activo se cubre con deuda, mientras que con el transcurso de los años la relación baja y se cubren los activos con capital propio.

Rotación de Intereses a Utilidades

Miden el punto hasta el cual los resultados de la empresa pueden disminuir hasta llegar a ser incapaces de cubrir los cargos financieros de la deuda bancaria. Se obtiene como indica la ecuación 28.3.2.

$$\text{Rotación de Intereses a Utilidades} = \frac{EBIT}{\text{Intereses}} \quad (28.3.2)$$

El Gráfico 28.3.2, muestra que los primeros años, al ser el EBIT negativo, no pueden cubrir los intereses de la deuda. Sobre el final del proyecto el índice pasa a ser positivo, es decir que el resultado pasa a cubrir los intereses de la deuda, con un pico en el año en el que se toma el último préstamo.

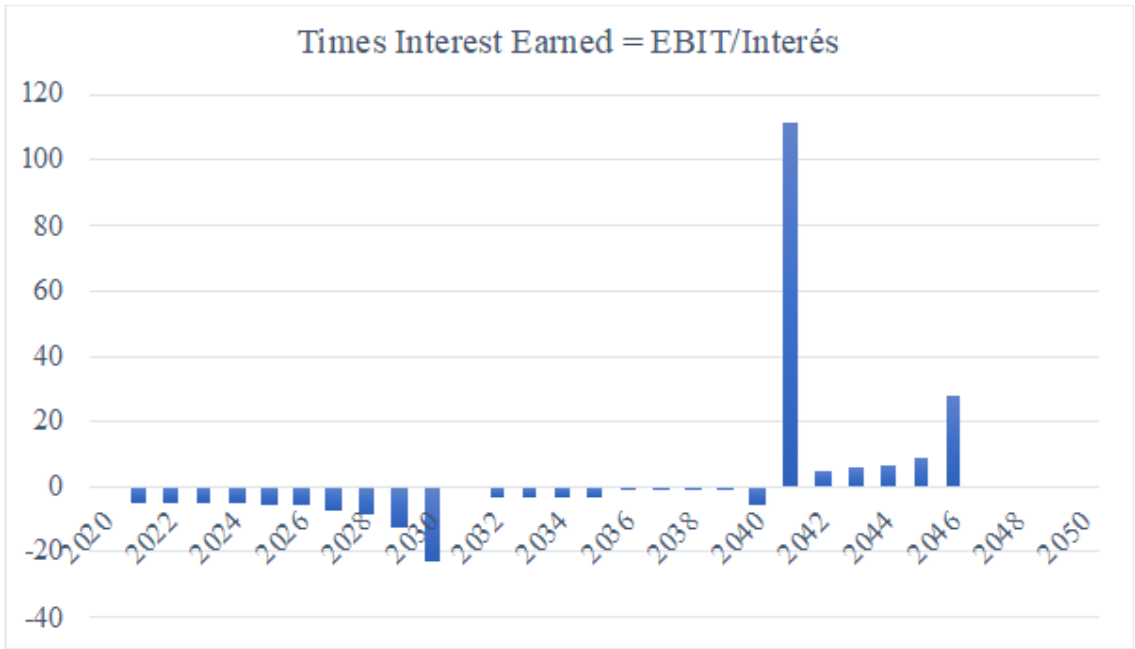


Gráfico 28.3.2. Rotación de Intereses a Utilidades.

28.4 Índices de Rentabilidad

Estos indicadores muestran los efectos combinados de la liquidez, administración de los activos y de la administración de las deudas. Combinan los indicadores anteriores para obtener resultados más globales.

Margen de Utilidad sobre Ventas

Lo que muestra el índice, calculado como muestra la expresión 28.4.1 y representado en el Gráfico 28.4.1, es cuanto de los ingresos por ventas queda como resultado, después de descontar los costos.

$$\text{Margen de Utilidades sobre Ventas} = \frac{\text{Utilidad Neta}}{\text{Ventas}} \quad (28.4.1)$$

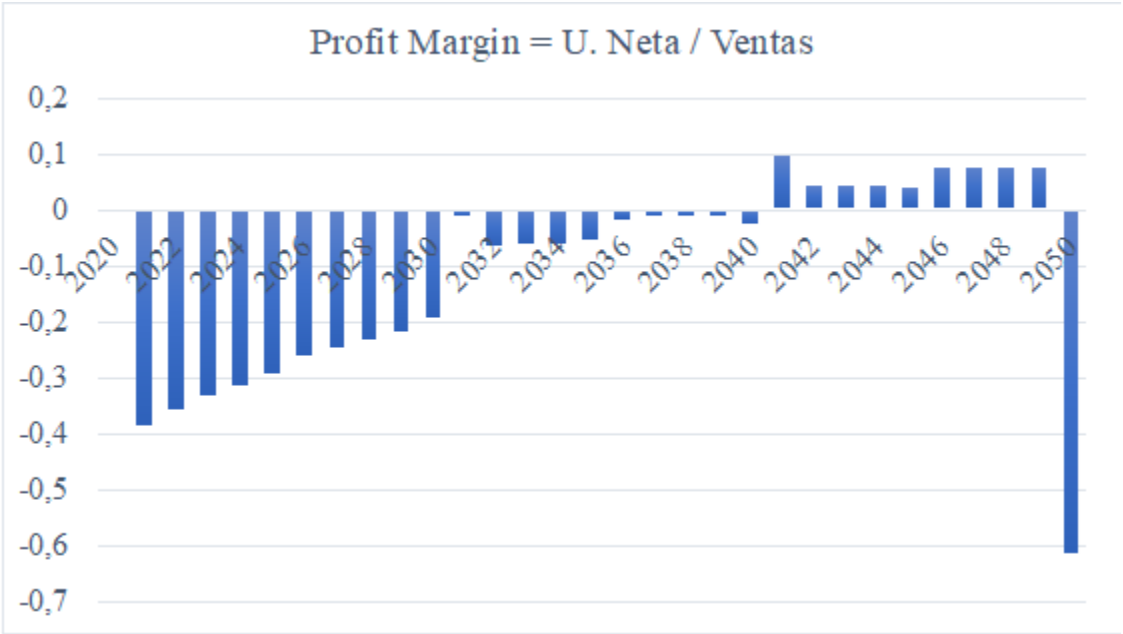


Gráfico 28.4.1. Margen de Utilidad sobre Ventas.

Rendimiento Neto sobre los Activos Totales (ROA)

Representa el rendimiento neto obtenido sobre la inversión total en la empresa, antes de descontar intereses e impuestos. Se calcula como el EBIT sobre el Activo Promedio, tal cual muestra la expresión 28.4.2.

$$\text{Rendimiento Neto sobre los Activos Totales} = \frac{EBIT}{\text{Activo Promedio}} \quad (28.4.2)$$

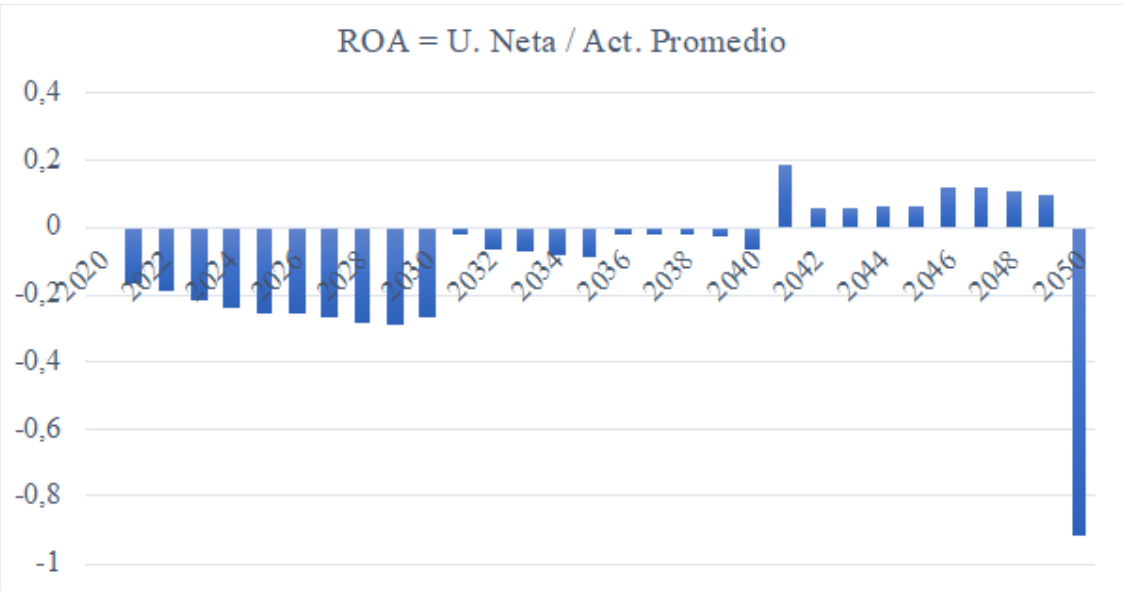


Gráfico 28.4.2. Rendimiento Neto sobre los Activos Totales.

Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto (ROE)

Puede considerarse el rendimiento para los inversores, calculado como lo indica la expresión 28.4.3.

$$\text{Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto} = \frac{\text{Utilidad Neta}}{\text{Patrimonio Neto Promedio}} \quad (28.4.3)$$

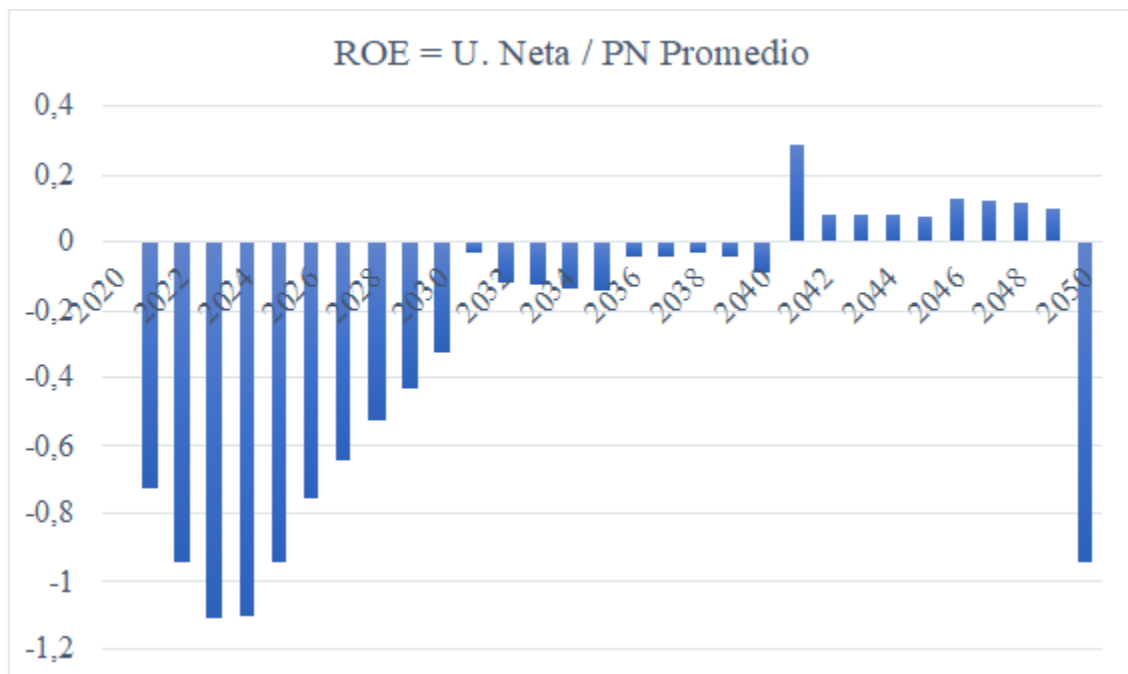


Gráfico 28.4.3. Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto.

Estos indicadores muestran un gran resultado negativo durante los primeros años, debido a la utilidad negativa obtenida, y luego un valor cercano a cero para el resto del proyecto, que significa que el resultado es bajo en comparación con los activos o el capital dependiendo el caso.

CAPÍTULO IV: Análisis de Riesgos

29 INTRODUCCIÓN

En el capítulo anterior del análisis económico financiero del proyecto se pueden observar los siguientes indicadores. En primer lugar, el VAN resulta negativo y en concordancia la TIR también toma un porcentaje menor a cero. Además, el período de repago del proyecto resulta mayor a su vida útil. Asimismo, desde el punto de vista del inversor la TOR resulta negativa y el período de repago también resulta mayor a 30 años. En la Tabla 29.1 se encuentran plasmados los valores específicos de dichos indicadores.

Datos Originales	
VAN (USD)	-9.586.860
TIR	0,31%
Período de Repago	> 30
TOR	-1,78%
P.R. Inversores	>30

Tabla 29.1. Índices Económicos Financieros.

A continuación, en el Gráfico 29.1 se puede observar el Flujo de Fondos Acumulado del Proyecto en dólares, donde se visualiza que el mismo es menor a cero casi a lo largo de todo el proyecto.

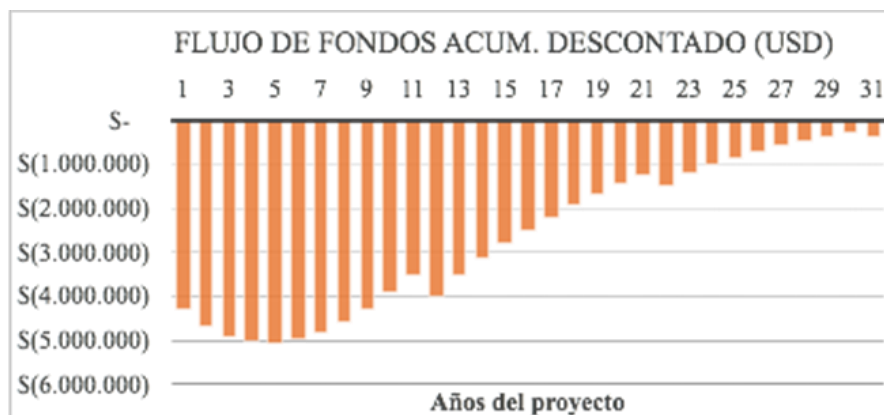


Gráfico 29.1. Flujo de Fondos del Proyecto Acumulado en dólares.

Dado lo mencionado anteriormente, el proyecto no es rentable. En consecuencia, el análisis realizado en este capítulo busca encontrar escenarios que sean favorables para la rentabilidad de la inversión y así poder realizar el proyecto. Con el objetivo de estudiar cómo están distribuidos los costos para evaluar las variables que tienen mayor impacto negativo en el VAN, se realiza el Gráfico 29.2.

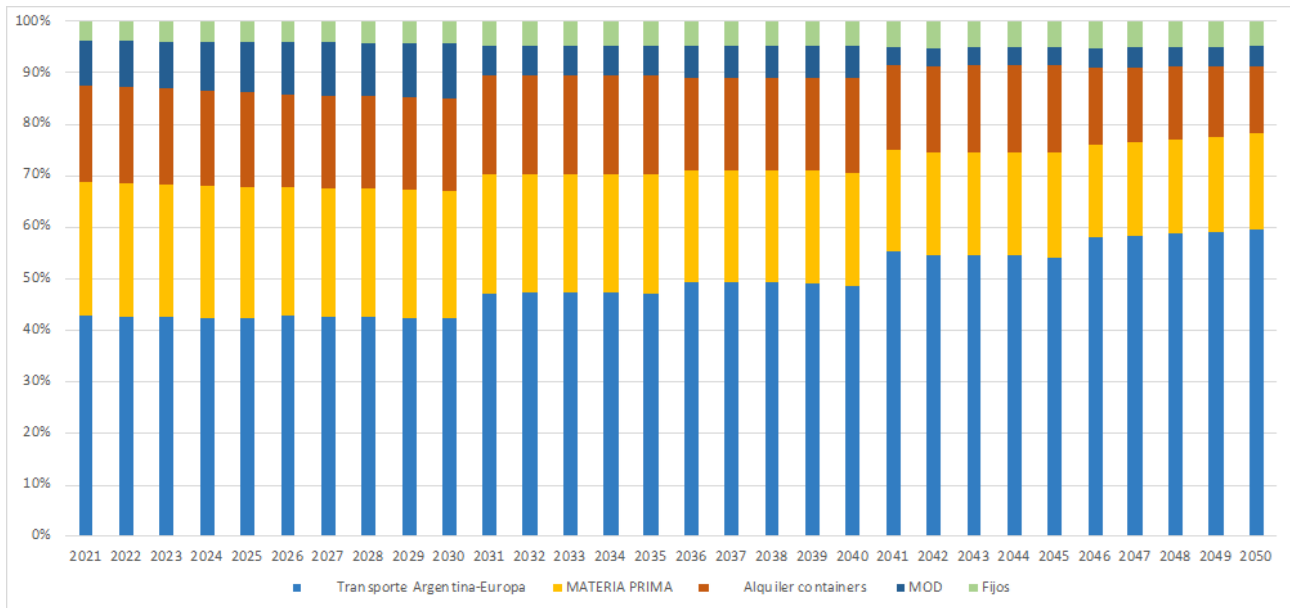


Gráfico 29.2. Distribución de los Costos del Proyecto.

Se observa que el costo del transporte de Argentina-Europa es el que más peso tiene a lo largo de todo el proyecto. Luego, le sigue el costo de la materia prima y el alquiler de containers. Por último, se encuentran los costos fijos y la mano de obra directa.

En primer lugar se definen las variables de entrada y salida de la Simulación de Montecarlo. Luego, en base a la variabilidad que presenta el VAN y los valores que toman las variables de entrada para los escenarios favorables, se procede a analizar instrumentos financieros para encontrarse dentro de estas situaciones.

Por último, se realiza un análisis de opciones reales para lograr una toma de decisiones más eficiente y un mejor management, de acuerdo a diferentes posibilidades futuras.

30 VARIABLES DE RIESGO

30.1 Identificación de variables

A continuación, se listan las variables principales mencionadas en los capítulos pasados, y se analiza la importancia de cada una para los indicadores económico - financieros.

Inflación

Debido al contexto macroeconómico que el país presenta, y su fuerte impacto en la inflación, es necesario considerarla a la hora de analizar los riesgos de un proyecto. Debido a su alta volatilidad, es una variable difícil de predecir al evaluar su comportamiento durante la vida útil del proyecto.

Para encontrar la distribución de esta variable, se parte de la proyección de la inflación calculada en el capítulo anterior, y a su variabilidad se le asigna una distribución triangular cuyo valor mínimo es -37%, moda 0% y máximo 29%. Estos valores surgen de analizar los últimos 18 años y tener en cuenta las variaciones mínimas y máximas con respecto a la proyección calculada.

En el Gráfico 30.1.1 se muestra la distribución mencionada:

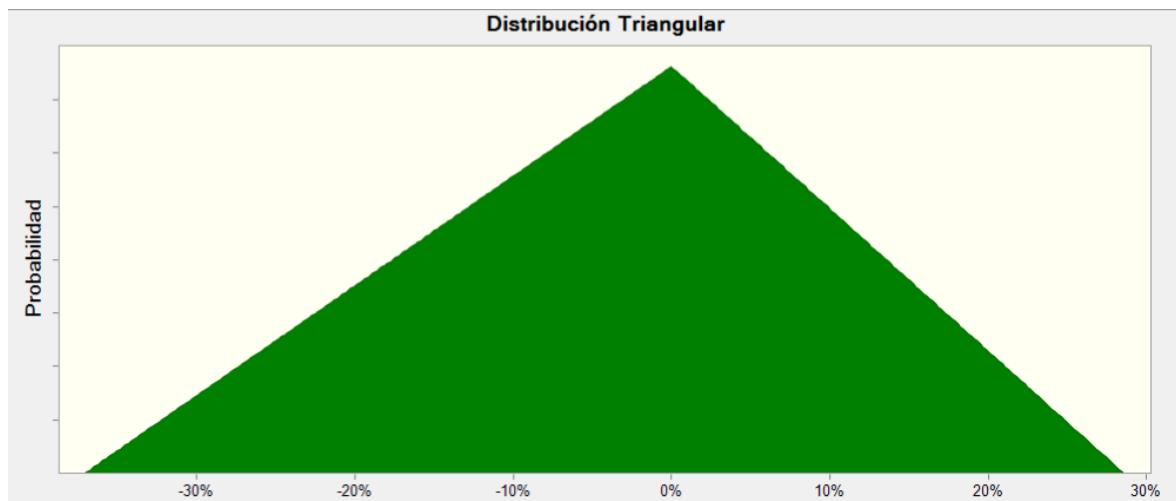


Gráfico 30.1.1. Distribución de probabilidad de la Inflación.

Tipo de cambio

El tipo de cambio es importante a la hora de evaluar los riesgos del proyecto ya que las inversiones en electrolizadores, maquinaria y sus mantenimientos son en moneda dura. También, impacta en el precio del hidrógeno ya que, al exportar el producto, se vende a un precio dolarizado por lo que el proyecto se ve directamente afectado por el tipo de cambio.

La distribución de su variabilidad es triangular, de mínimo -1,5%, moda 0% y máximo 1,5%, la cual se muestra en el Gráfico 30.1.2. Ésta se basa en la proyección calculada en el Capítulo III de Análisis Económico - Financiero, por lo que la moda se encuentra centrada en cero.

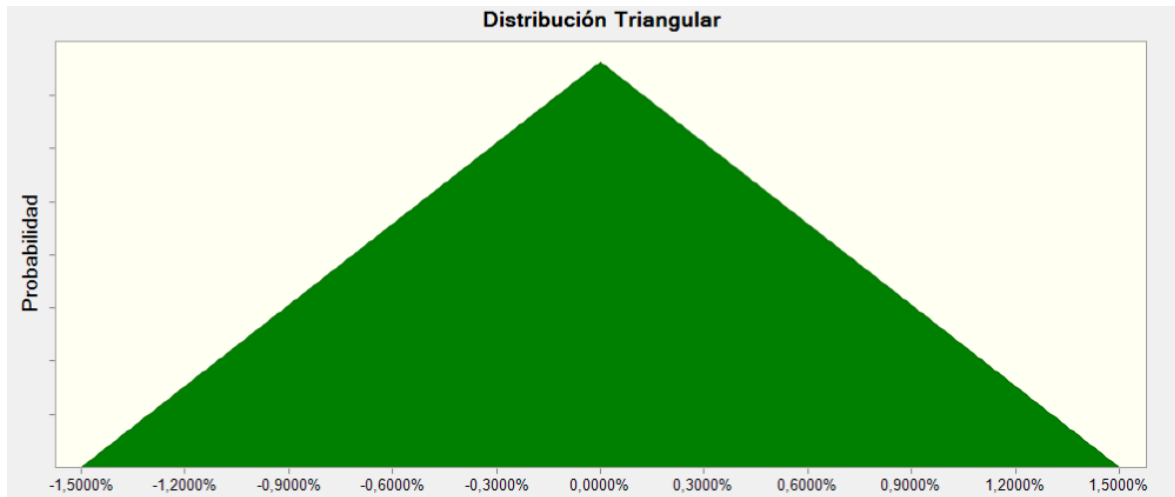


Gráfico 30.1.2. Distribución de probabilidad de la variabilidad del tipo de cambio.

Tasa LIBO préstamo

Durante el transcurso del proyecto, se toman 3 préstamos en dólares a una tasa mixta conformada por una tasa fija 4,5% + una tasa variable LIBO cuyo valor al momento de evaluar el proyecto es de 2,18%. Dado que el plazo de los préstamos es de 10 años cada uno, la variabilidad de la tasa LIBO afecta al valor del proyecto.

La distribución de la tasa es triangular, de moda 0%, mínimo -1% y máximo 3%, como se observa en el Gráfico 30.1.3.

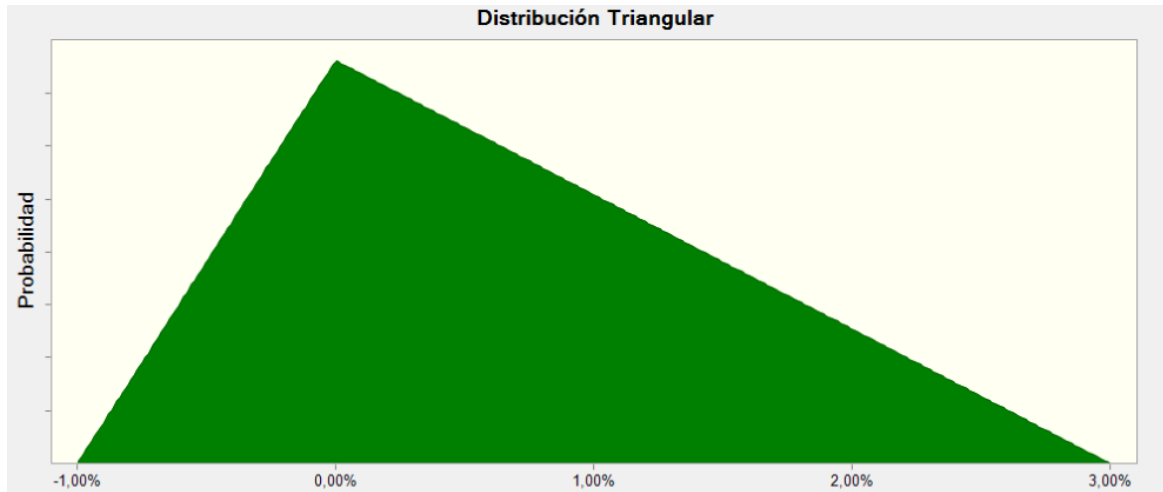


Gráfico 30.1.3. Distribución de probabilidad de la Tasa LIBO.

Costo mano de obra directa

La mano de obra directa se compone de seis operarios estándar y dos operarios calificados. Al no existir un gremio que vincule a los operarios de plantas de hidrógeno, el cálculo del salario se basa en el gremio petrolero por lo que es necesario darle una variabilidad en caso de que la estimación realizada fuera incorrecta.

La distribución de la variabilidad del costo de la mano de obra directa es triangular, de moda 0%, mínimo -1% y máximo 2%, la cual se muestra en el Gráfico 30.1.4.

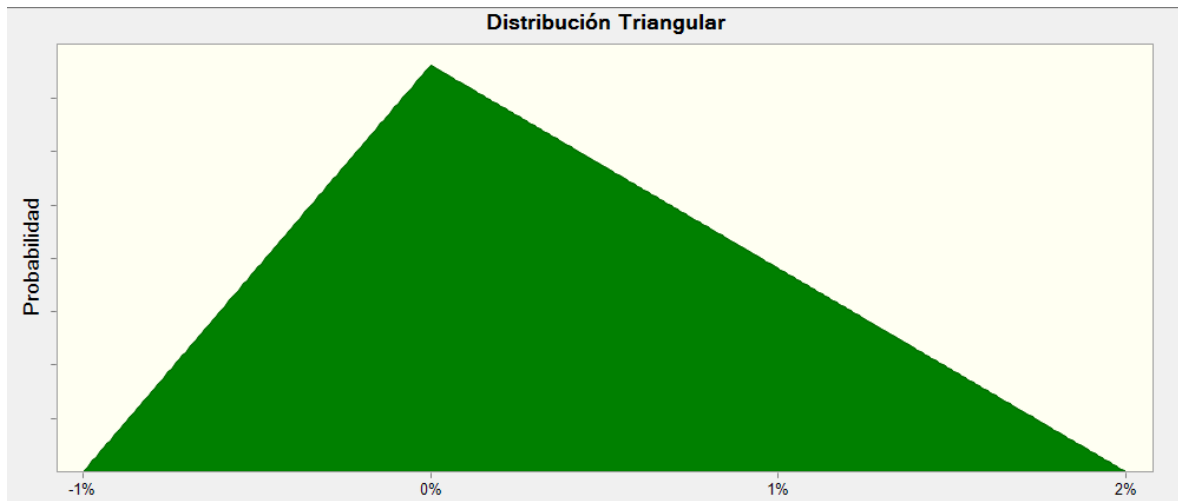


Gráfico 30.1.4. Distribución de probabilidad de la variabilidad del costo de MOD.

Costo de la energía

Uno de los costos principales del proyecto es la materia prima, como se observa en el Gráfico 1.1. Dentro de ésta, la energía eléctrica representa más de un 90% del total por lo que el análisis de su costo a futuro resulta importante a la hora de evaluar los riesgos del proyecto. El precio se fija mediante un contrato entre privados y existe una variabilidad en el mismo. Ésta se ve reflejada en una distribución triangular de moda 0%, mínimo -1% y máximo 0,5%, la cual se observa en el Gráfico 30.1.5.

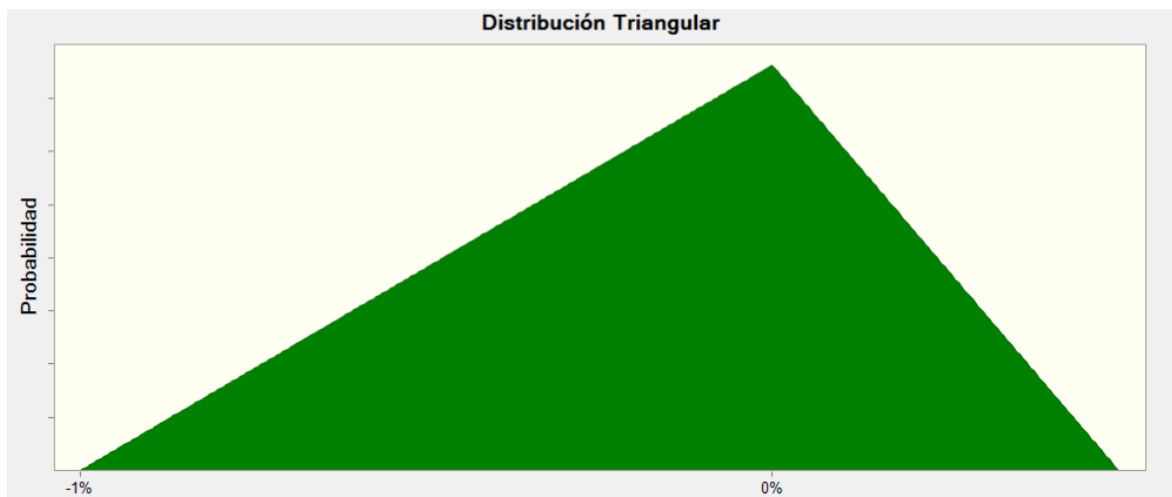


Gráfico 30.1.5. Distribución de probabilidad de la variabilidad del costo de la energía.

Costo agua

La componente restante del costo de materia prima es el agua. Ésta representa menos del 10%, pero se incluye en el análisis dado que el objetivo de éste es encontrar una combinación para la cual el proyecto sea rentable. Luego, en el análisis de sensibilidad correspondiente, se evalúa cuánto influyen en el valor actual los cambios de esta variable.

La distribución de la variabilidad del costo es triangular, cuya moda es 0%, mínimo -10% y máximo 10%, como se observa en el Gráfico 30.1.6.

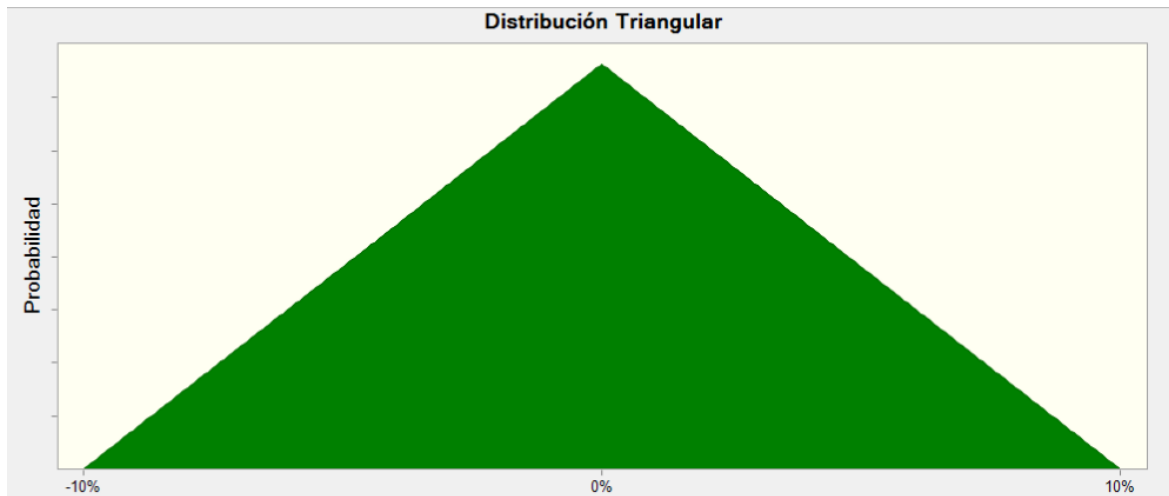


Gráfico 30.1.6. Distribución de probabilidad de la variabilidad del costo del agua.

Transporte en barco

El principal costo asociado a la venta del hidrógeno es el transporte marítimo desde Comodoro Rivadavia hasta Europa, esto se refleja en el Gráfico 29.2. Su proyección está basada en un precio de referencia obtenido del informe CSIRO “National Hydrogen Roadmap” y el factor de caída de precio de tecnologías, su variabilidad tiene una distribución triangular de moda 0%, mínimo -3% y máximo 0,5%.

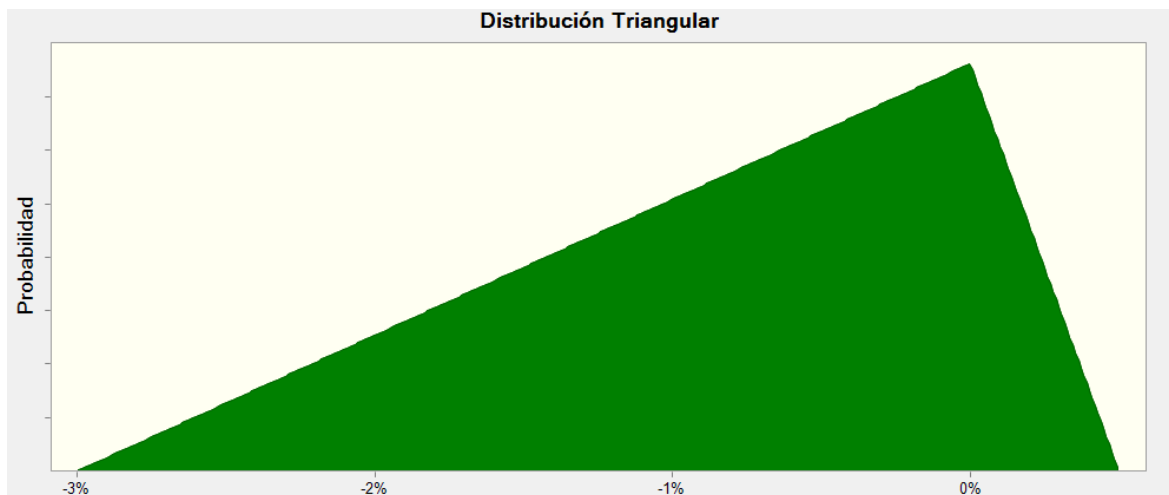


Gráfico 30.1.7. Distribución de probabilidad de la variabilidad del transporte marítimo.

Costo de alquiler de containers

Dentro de los costos totales para la producción de hidrógeno, el alquiler de los containers para su almacenamiento y transporte se encuentra en tercer lugar en cuanto a su magnitud, como se puede observar el Gráfico 29.2. Su cálculo se detalla en el capítulo anterior y tiene una distribución triangular de moda 9.820, mínimo 4.500 y máximo 10.800, representada en el Gráfico 30.1.8.

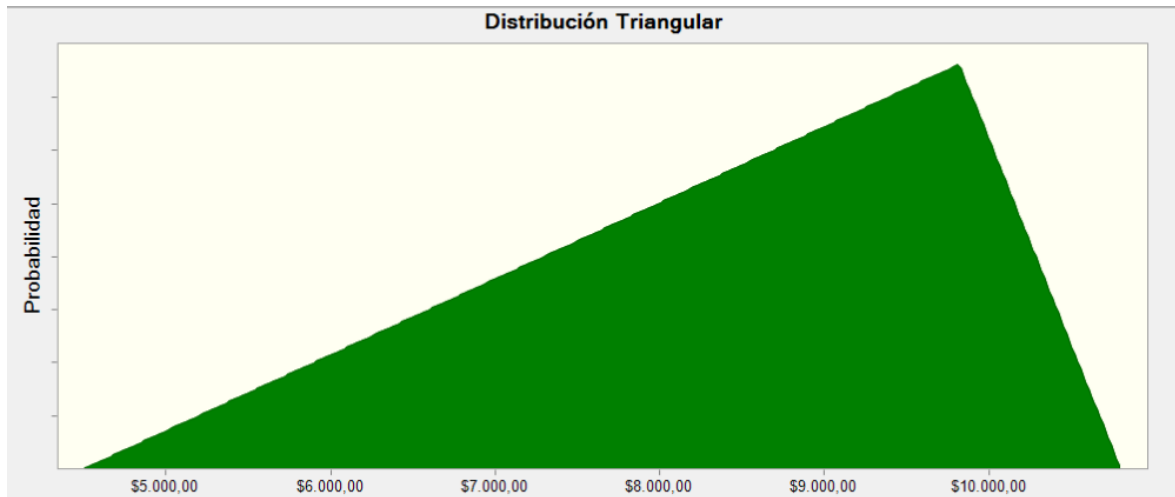


Gráfico 30.1.8. Distribución de probabilidad de la variabilidad del alquiler de containers.

Precio del hidrógeno

Los ingresos del proyecto corresponden a la venta de hidrógeno por lo cual, el precio es una variable a tener en cuenta a la hora del análisis de riesgo. En el Capítulo I de Estudio de Mercado, se proyecta dicho precio hasta el año 2050 utilizando regresiones múltiples, teniendo en cuenta variables relevantes por lo que la distribución de la variabilidad del precio del hidrógeno se encuentra centrada en 0. Dicha distribución es triangular, de moda 0%, mínimo -1% y máximo 1%, la cual se muestra en el Gráfico 30.1.9.

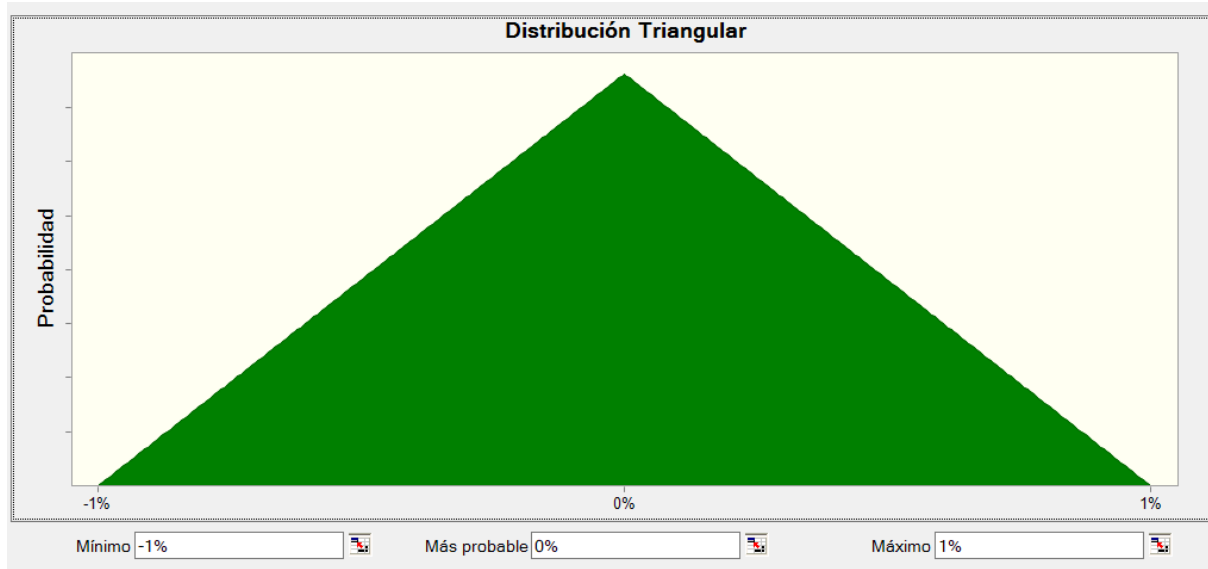


Gráfico 30.1.9. Distribución de probabilidad de la variabilidad del precio del hidrógeno.

Caída de precio por tecnología

Una de las variables más importantes del proyecto es el factor de caída del precio por la tecnología, el cual indica cuanto van a caer los costos asociados a la producción de hidrógeno por el avance tecnológico. En el próximo inciso se desarrollan tres posibles escenarios del comportamiento de esta variable y para la simulación se asigna una

variabilidad con una distribución triangular de moda 0%, mínimo -2% y máximo 1%, y esto representa una variación año a año sobre la predicción del comportamiento tecnológico. En el Gráfico 30.1.10 se observa la distribución de la variable.

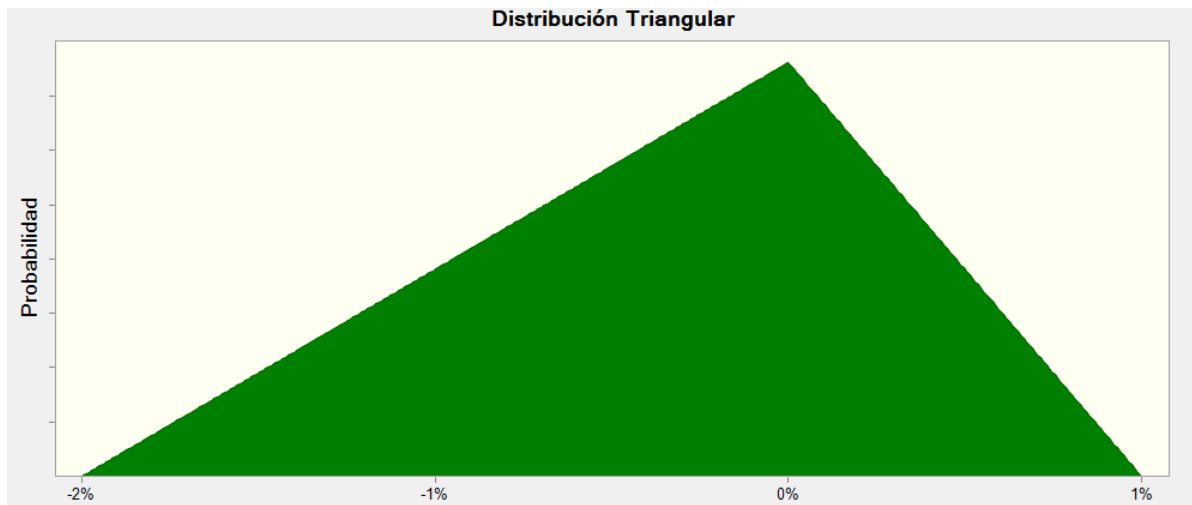


Gráfico 30.1.10. Distribución de probabilidad de la variabilidad del factor de caída de precio por avance tecnológico.

30.2 Correlación entre variables

Es importante definir la correlación que existe entre las variables previamente mencionadas, éstas se presentan en los gráficos a continuación. En la Tabla 30.2.1 se muestra un resumen de todas las correlaciones.

En primer lugar, se define una correlación entre la inflación y el tipo de cambio, de acuerdo al análisis de los datos históricos, con un coeficiente de correlación positivo de 0,91.

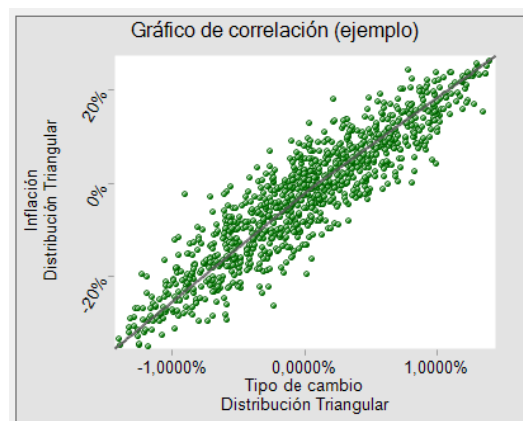


Gráfico 30.2.1. Correlación entre inflación y tipo de cambio.

En segundo lugar, se correlaciona la inflación con el costo de la mano de obra directa y el costo de agua. Debido a las paritarias que se realizan anualmente, los sueldos siguen el comportamiento de la inflación para que no se pierda poder adquisitivo. Sin embargo, el aumento presenta cierto retraso respecto al crecimiento de la inflación, por este motivo la

correlación es de 0,87. El costo del agua también se encuentra correlacionado debido a que los precios de servicios deben aumentar según el IPC, por lo tanto, su coeficiente es de 0,7.

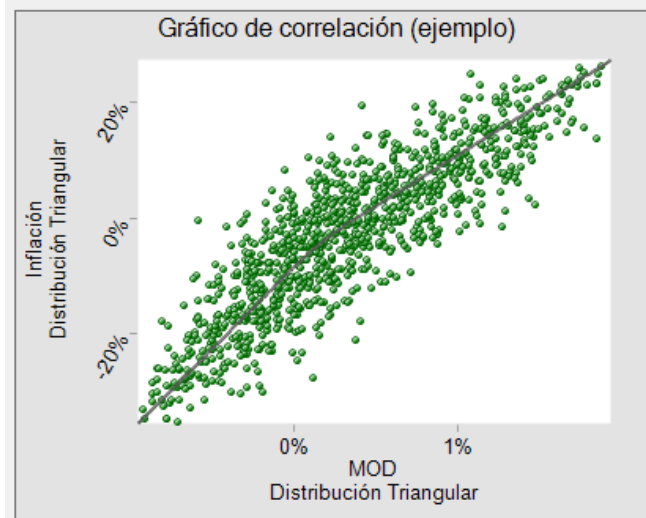


Gráfico 30.2.2. Correlación entre inflación y costo de mano de obra directa.

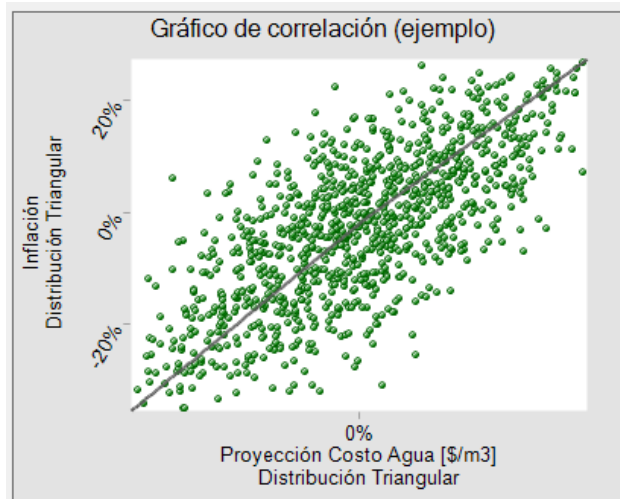


Gráfico 30.2.3. Correlación entre inflación y costo del agua.

Por último lugar, las variables que para su proyección dependen del factor de caída de precios por avances tecnológicos están correlacionadas con ésta última. Es decir, el transporte marítimo, el costo de la energía y el costo de alquiler están correlacionadas positivamente en un 0,85 con el factor.

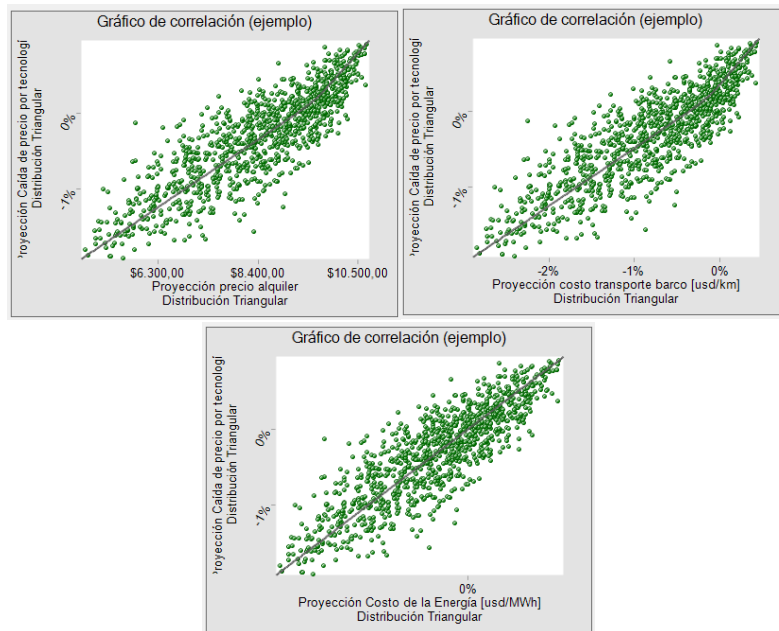


Gráfico 30.2.4. Correlación entre factor de caída de precios por avances tecnológicos y el costo del alquiler, transporte en barco y energía.

A continuación, en la Tabla 30.2.1 se presenta un resumen de las correlaciones entre variables.

	Inflación	Tipo de Cambio	Costo MOD	Costo agua	Costo energía	Factor caída precio por avances tecnológicos	Costo Alquiler	Transporte barco	Precio hidrógeno	Tasa LIBO
Inflación	1	0,91	0,87	0,7	-	-	-	-	-	-
Tipo de Cambio	0,91	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo MOD	0,87	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Costo agua	0,7	-	-	1	-	-	-	-	-	-
Costo energía	-	-	-	-	1	0,85	-	-	-	-
Factor caída precio por avances tecnológicos	-	-	-	-	0,85	1	0,85	0,85	-	-
Costo Alquiler	-	-	-	-	-	0,85	1	-	-	-
Transporte barco	-	-	-	-	-	0,85	-	1	-	-
Precio hidrógeno	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Tasa LIBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1

Tabla 30.2.1. Correlación entre variables.

31 SIMULACIÓN

A continuación, se presenta el análisis del proyecto, situado en tres escenarios de avances tecnológicos distintos. La diferencia entre los escenarios radica en el comportamiento que toma la variable del factor de caída del precio por avance tecnológico. En el Gráfico 31.1 se pueden observar las tres tendencias. El escenario base, el cual es el más conservador, tiene un comportamiento lineal. Por otra parte, el escenario solar, es el más optimista con una caída exponencial negativa, y luego, el eólico se encuentra entre medio de los dos anteriores, con una caída exponencial negativa menor. Este análisis se realiza debido al estadio de la madurez de la tecnología involucrada en la producción de hidrógeno verde, pudiendo comparar la etapa en la que se encuentra dicho mercado con los inicios de las tecnologías asociadas a energías renovables similares, como es la eólica y la solar.

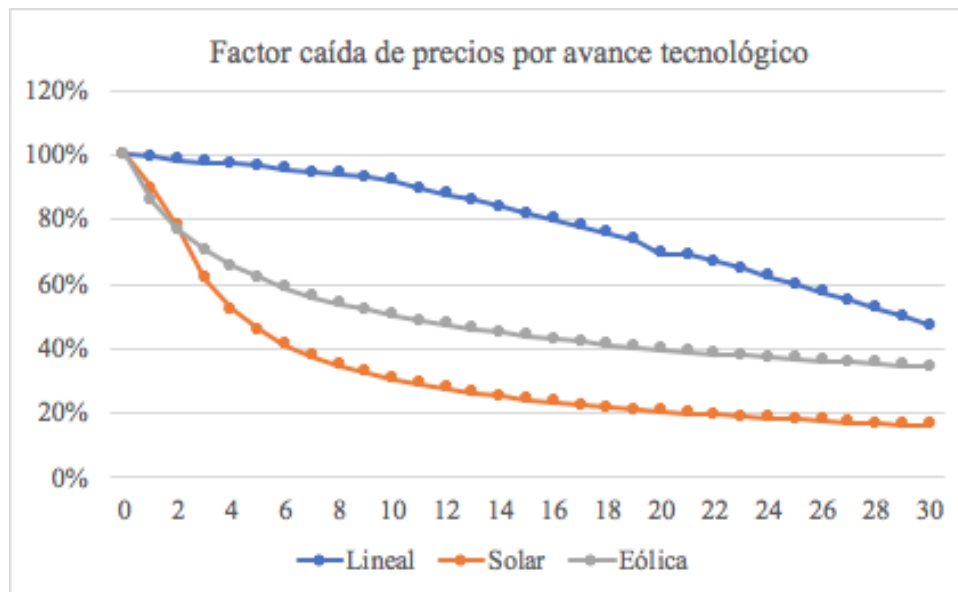


Gráfico 31.1. Factor de caída del precio por avance tecnológico en los 3 escenarios.

Para cada uno de ellos, en primer lugar, se realiza el tornado chart para analizar las variables de riesgo no sistemático y su incidencia en el VAN. Luego, del spider chart se obtiene mayor información de su impacto, pudiendo observar si la relación es lineal o proporcional para conocer la velocidad de su efecto. Por último, se procede a realizar la simulación para obtener la distribución de las variables de salida: VAN, TIR y Período de Repago. La cantidad de corridas realizadas garantiza un nivel de confianza del 95%.

Para todos los escenarios se valida que los resultados arrojados sean válidos y coherentes con la realidad.

31.1 Escenario base

El escenario base es el planteado en el capítulo anterior, donde el factor de caída de precios por avances tecnológicos tiene un comportamiento lineal y está calculado en base a la variación porcentual anual del precio del hidrógeno. Bajo estas condiciones se obtienen los resultados previamente mencionados donde el proyecto no resulta rentable.

Tornado chart

En el Gráfico 31.1.1 se presenta el Tornado Chart para este escenario. La longitud de las barras asociadas a cada variable indica cuanta variación pueden llegar a tener sobre el VAN. Es importante mencionar que en este análisis no se estudia la interacción entre las variables, sino que se las analiza a cada una de ellas por separado. Por lo tanto, las variables que se encuentren al final del gráfico con incidencia muy baja, pero tengan correlación con otras de impacto alto son tenidas en cuenta para la simulación.

Al observar el gráfico, se destaca el precio del hidrógeno lo cual resulta lógico porque la venta del hidrógeno es el ingreso del proyecto. Luego, en orden descendente de longitud se encuentran variables como el costo de transporte y alquiler que concuerdan con el análisis de distribución de costos realizado en la introducción. Por último, las variables que tienen incidencia prácticamente nula respecto de las demás, se encuentran al final del gráfico y son la tasa LIBO y el costo del agua.

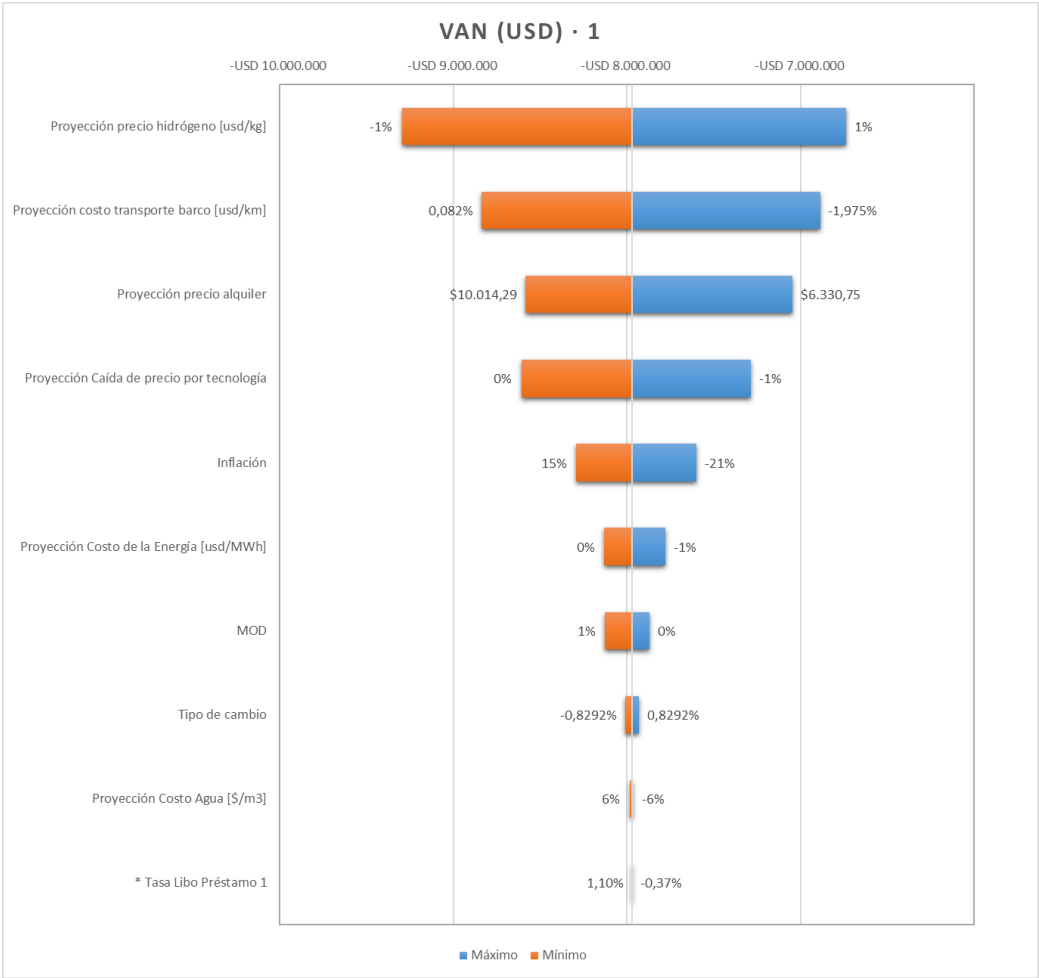


Gráfico 31.1.1. Tornado chart escenario base.

Spider Chart

La variable con mayor relevancia es el precio del hidrógeno, ya que es la recta con mayor pendiente respecto al resto de las variables, lo cual puede observarse en el Gráfico 31.1.2.

El resto de las variables tienen un comportamiento casi horizontal, implicando su poca correlación con el VAN. Estos resultados coinciden con el análisis arrojado por el Tornado Chart.

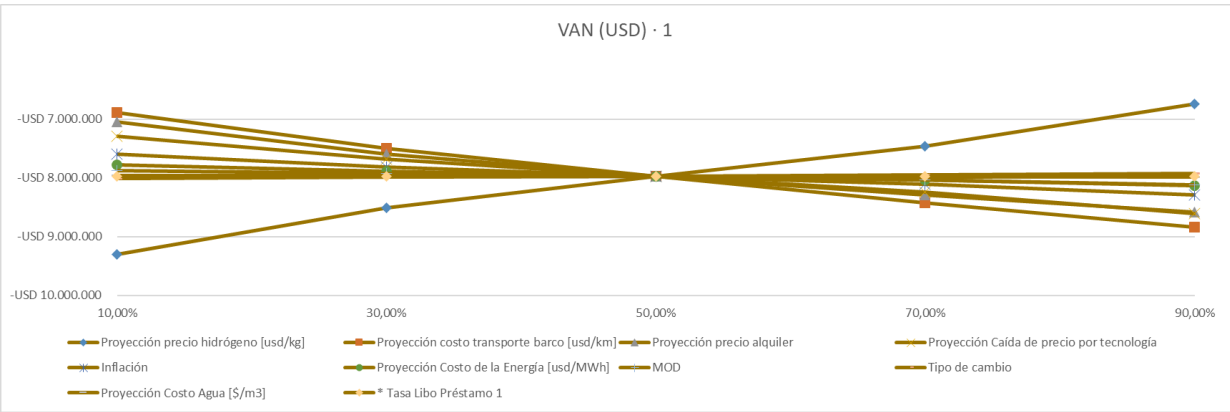


Gráfico 31.1.2. Spider Chart escenario base.

Simulación

A continuación, en el Gráfico 31.1.3 se presenta la distribución obtenida para el Valor Actual Neto. La probabilidad de que el VAN sea menor a 0 es del 100%, ya que los valores obtenidos van desde aproximadamente -12.000.000 USD a -4.000.000 USD. De esta manera, se observa que bajo estas condiciones en ninguno de los escenarios arrojados por la simulación el proyecto resulta rentable.

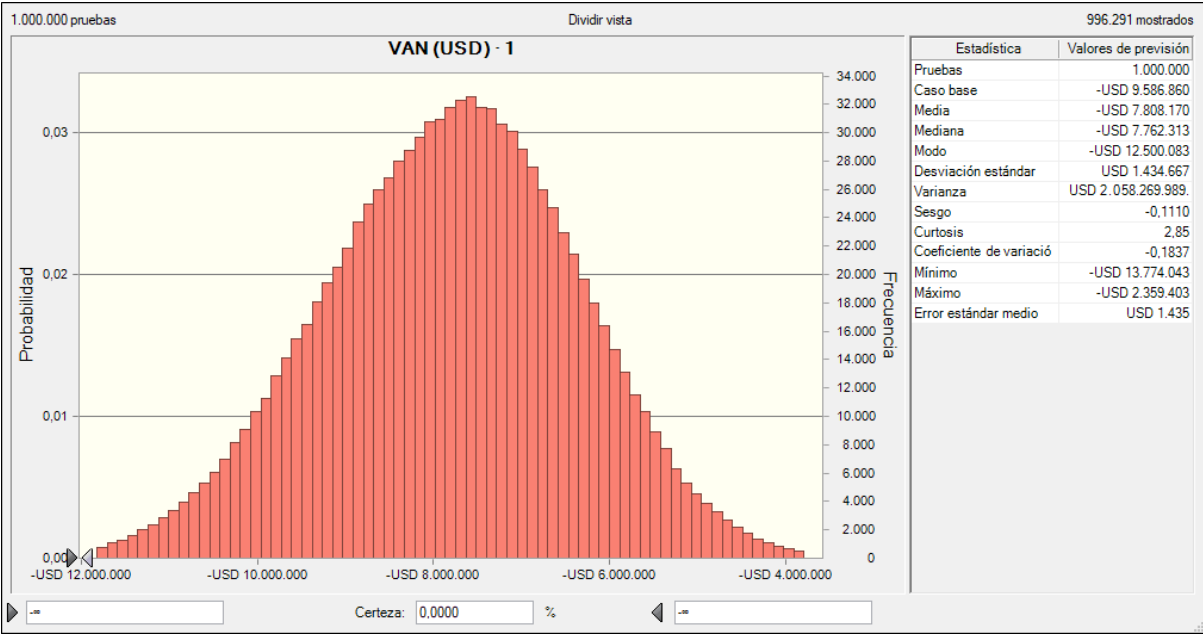


Gráfico 31.1.3. Distribución VAN.

En el Gráfico 31.1.4 se presenta la distribución obtenida para la TIR. En concordancia, con los resultados obtenidos para el VAN se puede notar que la TIR resulta menor que la WACC del año cero, por lo tanto, se vuelve a concluir que el proyecto no resulta viable.

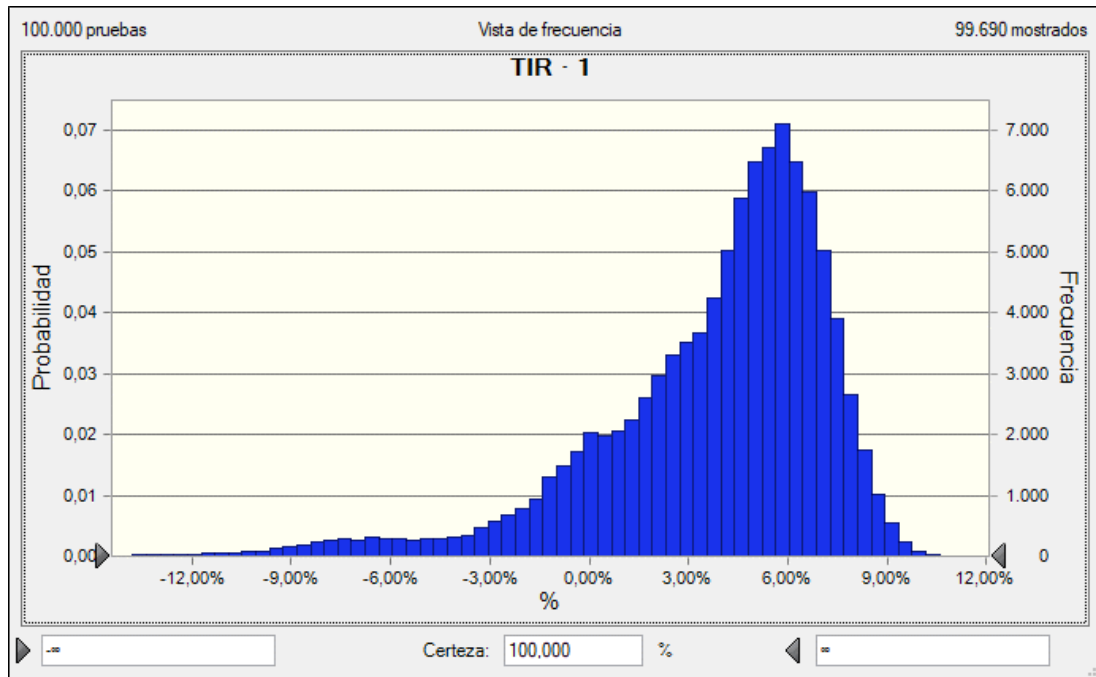


Gráfico 31.1.4. Distribución TIR.

En concordancia con la distribución obtenida para el VAN, en el histograma del Gráfico 31.1.5 se observa como en el 48% de los casos el período de repago es mayor a la vida útil del proyecto, éstos se acumulan en el período de repago del año 31.

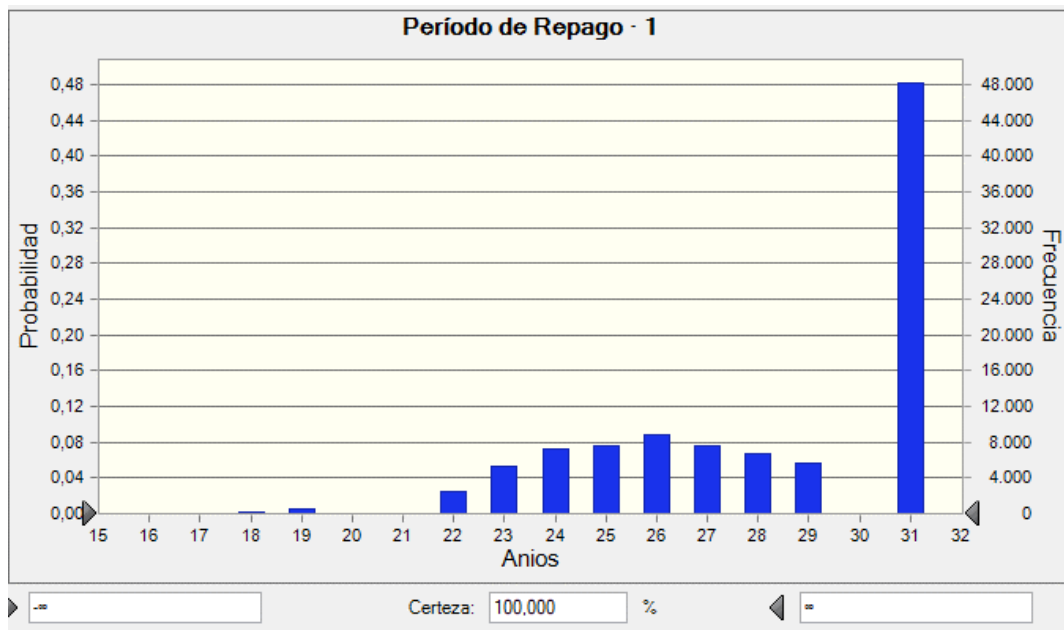


Gráfico 31.1.5. Período de repago.

31.2 Escenario Eólico

El escenario eólico presenta un análisis de la rentabilidad del proyecto, cambiando el comportamiento del factor de caída de precios por avances tecnológicos ya que éste ahora presenta un comportamiento basado en la disminución de los costos de la energía eólica a lo largo de los últimos 30 años. Los datos para la construcción de la tendencia son tomados de Renewable Power Generation Costs in 2017 y en el Gráfico 31.1 se puede observar el comportamiento.

Tornado chart

En el Gráfico 31.2.2 se presenta el tornado chart para el escenario eólico, en éste se puede observar que las variables de mayor incidencia coinciden con las del escenario anterior. Además, para las que se encuentran al final del gráfico con un impacto insignificante se sigue la misma lógica de inclusión en el análisis por sus correlaciones con otras variables de alto impacto.

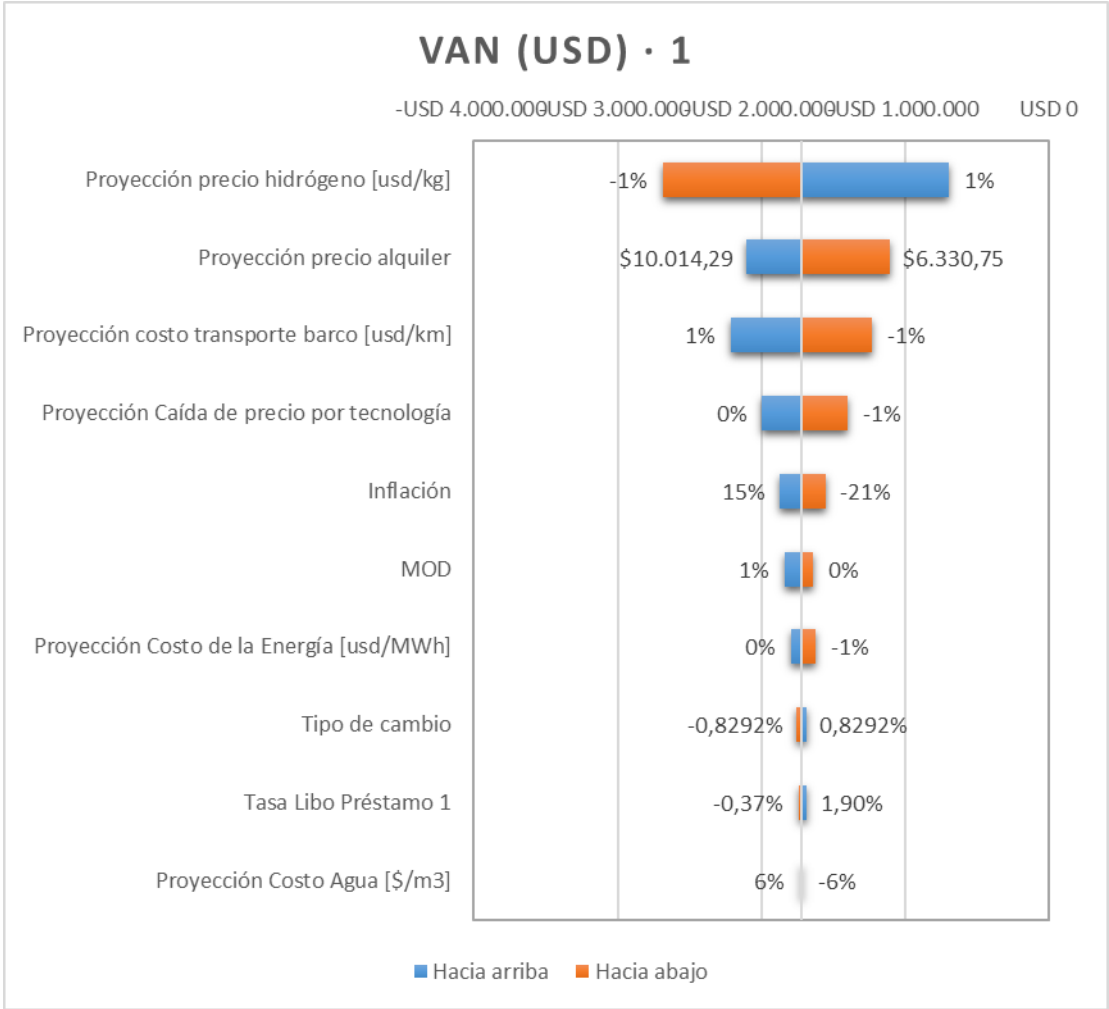


Gráfico 31.2.2. Tornado chart.

Spider Chart

Nuevamente, en el Gráfico 31.2.3 del spider chart, se observa como el precio del hidrógeno es el que presenta mayor incidencia sobre el valor actual neto mientras que las demás variables tienen un comportamiento más horizontal presentando una repercusión menor.

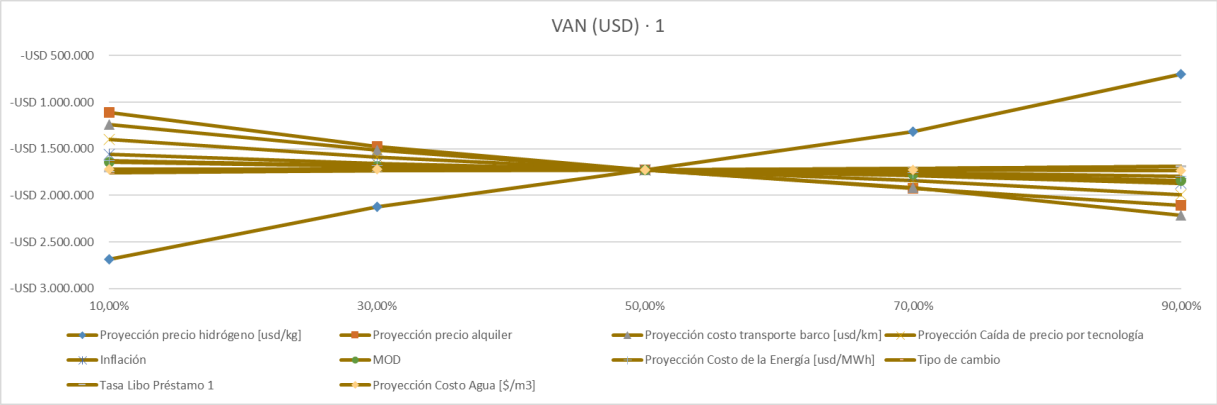


Gráfico 31.2.3. Spider chart.

Simulación

A continuación, en el Gráfico 31.2.4 se presenta la distribución obtenida para el Valor Actual Neto. Bajo estas condiciones de aceleramiento tecnológico, si existen escenarios para los que el VAN es mayor a 0. Éstos se indican en el grafico en color azul, con una probabilidad de 3,5%. De igual manera, la media de la distribución se encuentra en -1.640.019 USD por lo que los escenarios tienen una mayor probabilidad de ser negativos.

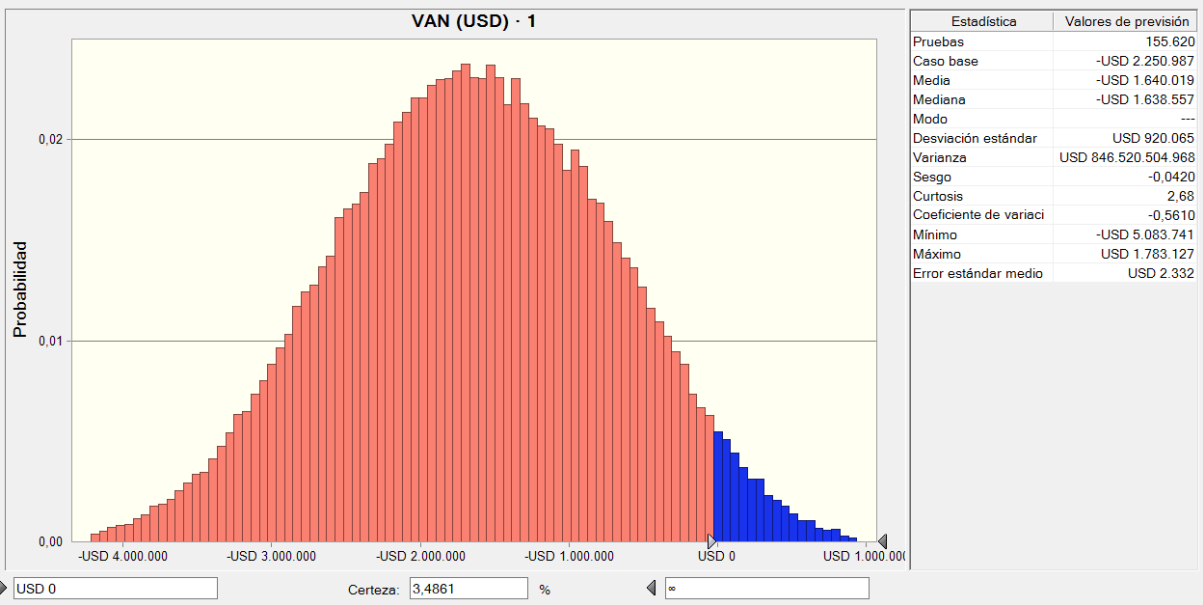


Gráfico 31.2.4. Distribución del VAN.

En el Gráfico 31.2.5 se presenta la TIR, que en concordancia con el VAN parte de su distribución toma valores menores a la WACC del 10,5% del año cero, por lo tanto esos

escenarios no resultan viables, lo cual se da en el 25% de los casos simulados. En el 75% restante se cumple que la TIR es mayor a la WACC del año cero.

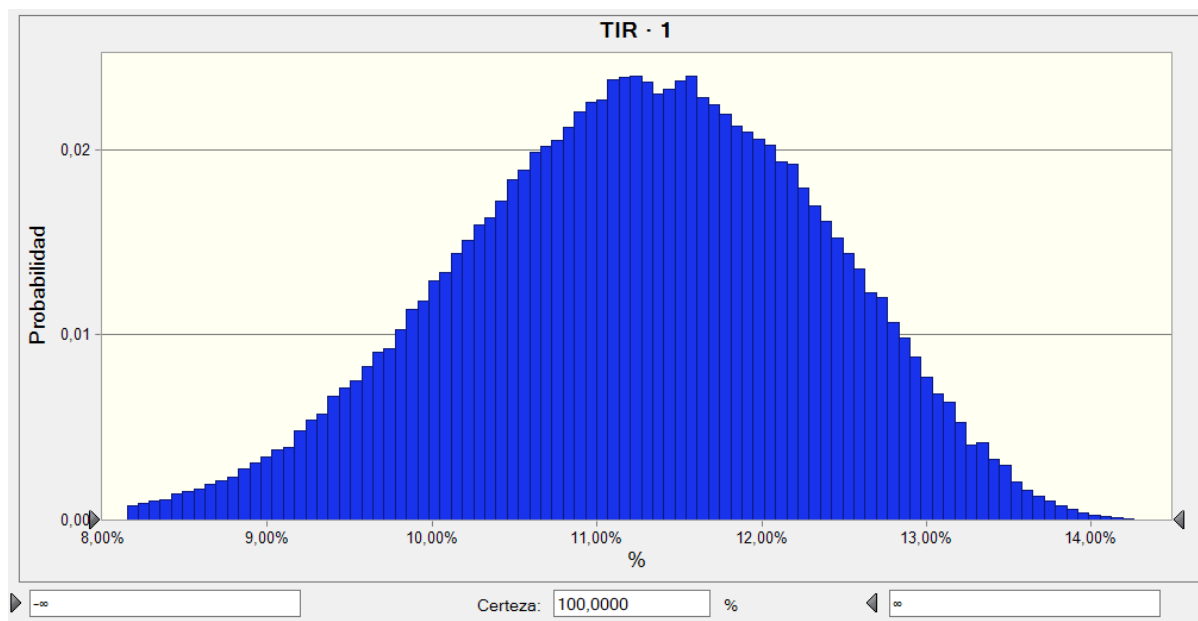


Gráfico 31.2.5. Distribución de la TIR.

Por último, en cuanto al Período de Repago se observa que el mismo es menor a la vida útil del proyecto y aproximadamente en el 60% de los casos se repaga en menos de 14 años, lo cual puede visualizarse en el Gráfico 31.2.6.

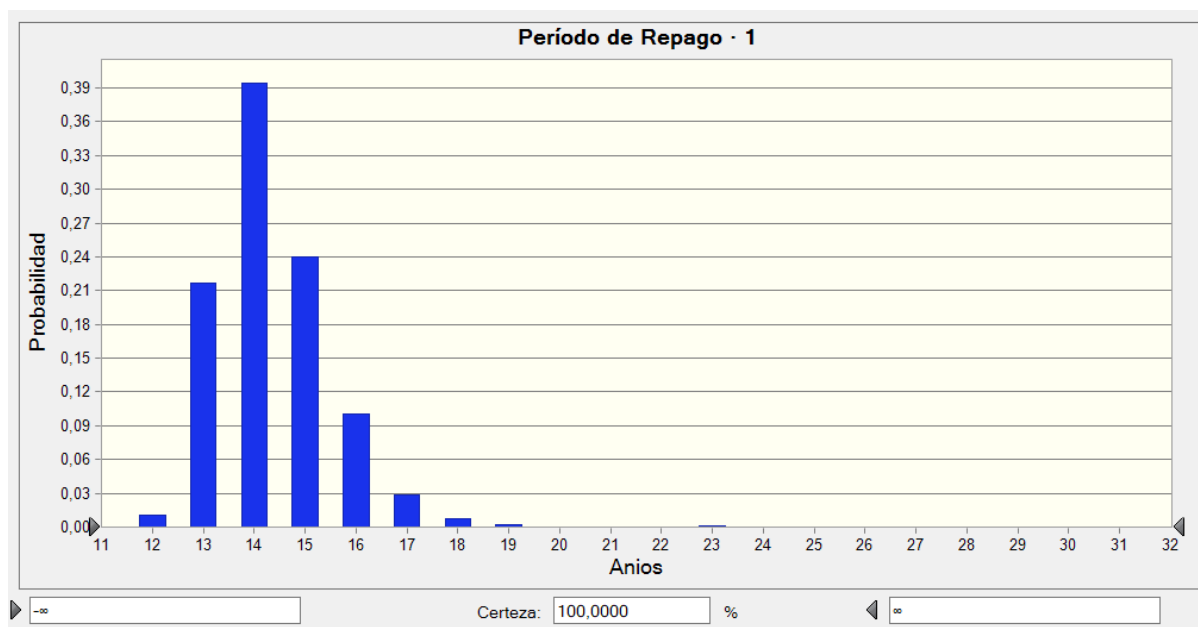


Gráfico 31.2.6. Distribución del Período de Repago.

31.3 Escenario Solar

El escenario solar presenta un análisis de la rentabilidad del proyecto, que al igual que el escenario anterior cambia el comportamiento del factor de caída de precios por avances

tecnológicos. La tendencia de éste se encuentra basado en la disminución de los costos de la energía solar durante los últimos 18 años. Los datos para su construcción son tomados de Renewable Power Generation Costs in 2017 y en el Gráfico 31.1 se observa el comportamiento.

Tornado chart

A continuación, se presenta en el Gráfico 31.3.1 el Tornado Chart para el escenario solar. Las variables continúan con el mismo orden que el escenario anterior, sin embargo, en este caso se puede observar que la longitud de la variable precio del hidrógeno es significativamente mayor que el resto. Nuevamente, para las que se encuentran al final del gráfico con un impacto insignificante se sigue la misma lógica de inclusión por sus correlaciones con otras variables de alto impacto.

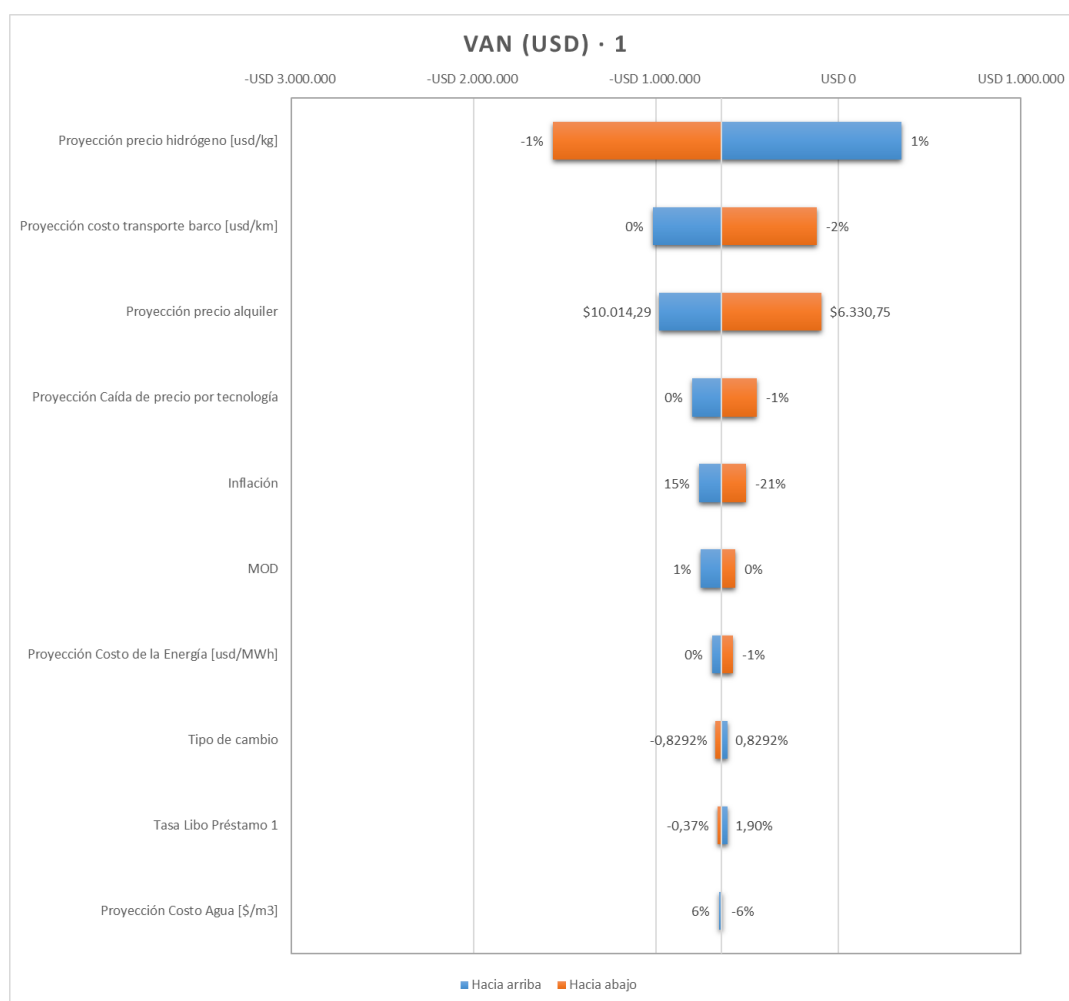


Gráfico 31.3.1. Tornado chart.

Spider Chart

En cuanto al análisis del Spider Chart del Gráfico 31.3.2, el precio del hidrogeno continúa siendo el de mayor incidencia, pero en este caso también se observa que el costo del transporte tiene una mayor pendiente que el resto de las variables. Por último, cabe

mencionar que las variables restantes tienen un comportamiento horizontal, es decir, su repercusión en el VAN es prácticamente nula respecto a las dos anteriores.

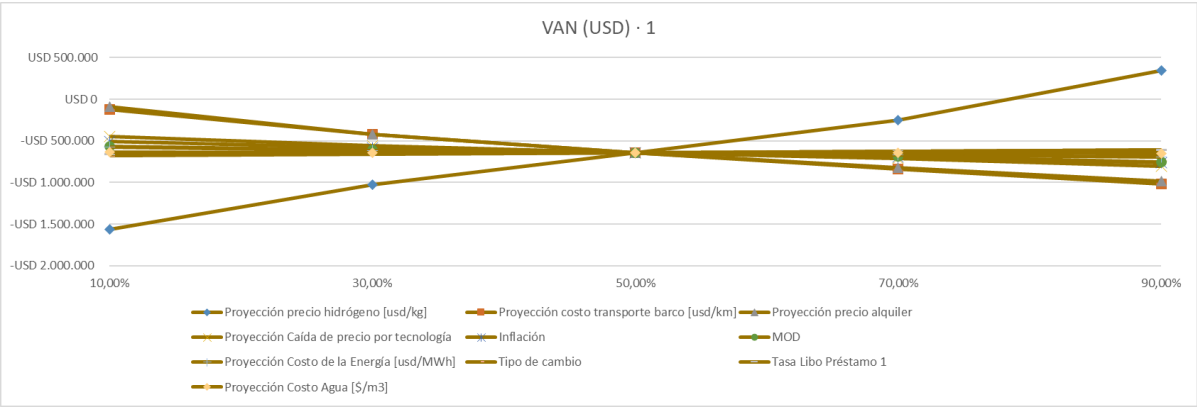


Gráfico 31.3.2. Spider chart.

Simulación

En primer lugar, se presenta la distribución obtenida para el Valor Actual Neto en el Gráfico 31.3.3. En éste se observa que, aunque se tenga una curva exponencial negativa en el factor tecnológico, los costos disminuyen, pero la distribución del VAN se encuentra centrada en un valor negativo. La probabilidad de encontrar escenarios con VAN positivo en este caso es de 30,5%. Además, la media de la distribución se encuentra en – 559. 333 USD.

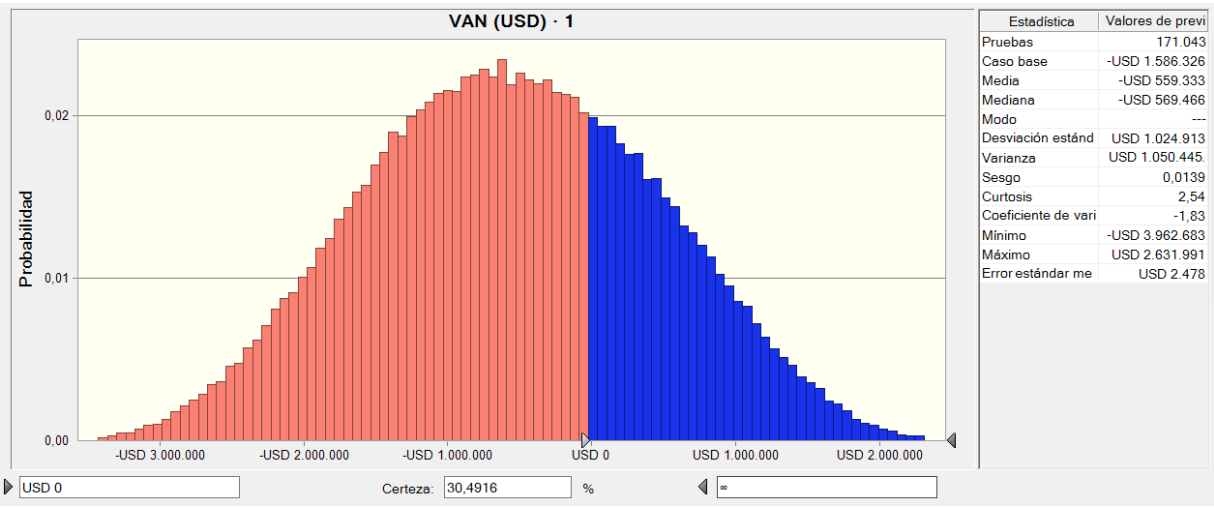


Gráfico 31.3.3. Distribución del VAN.

En cuanto a la TIR del proyecto, se puede observar en el Gráfico 31.3.4 que la misma tiene una certeza del 100% de ser positiva y sus valores se encuentran entre el 10,5% y el 15,5%. Debido a que la WACC del año 0 es igual a 10% se concluye que la TIR es mayor a ésta para todos los escenarios.

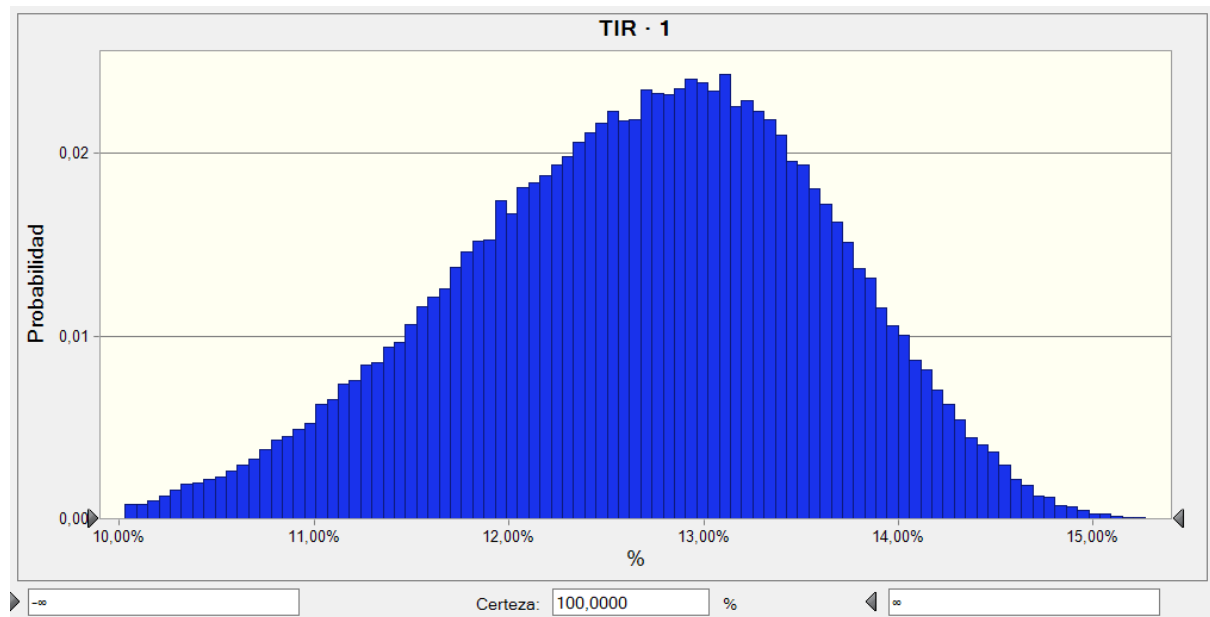


Gráfico 31.3.4. Tasa Interna de Retorno.

Por último, en el Gráfico 31.3.5 se observa el período de repago, en el cual se visualiza que para todas las corridas es menor a la vida útil del proyecto. Por lo tanto, el proyecto podrá repagar sus deudas en tiempo y forma.

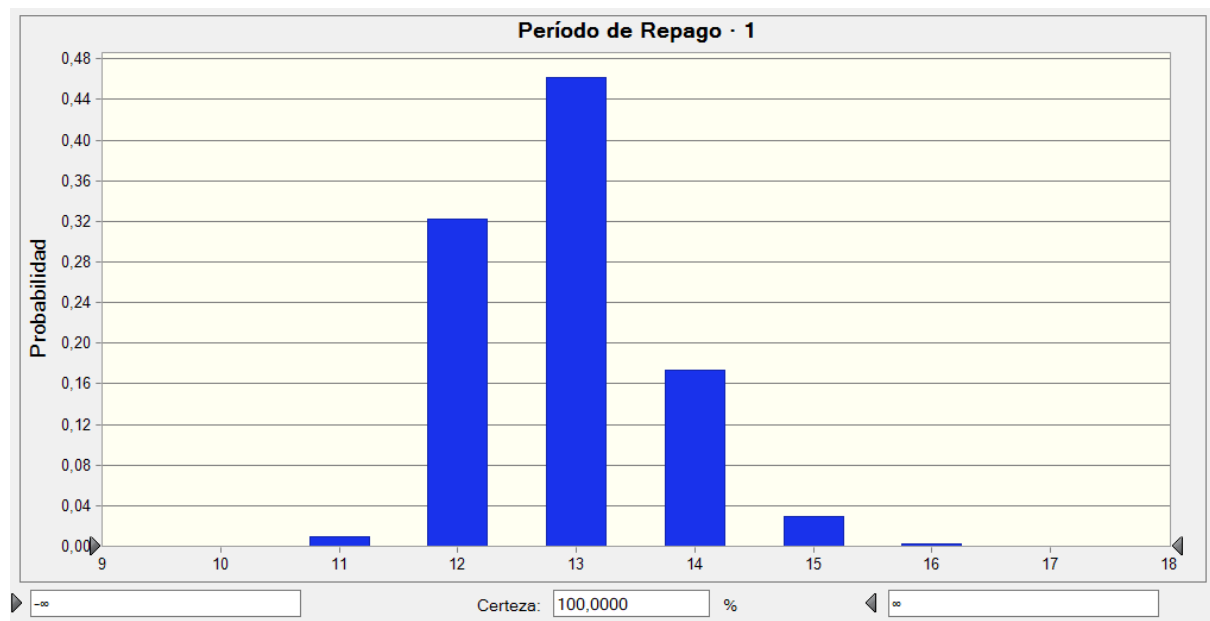


Gráfico 31.3.5. Período de repago.

31.4 Análisis de sensibilidad

A continuación, se realiza el análisis de sensibilidad para los tres escenarios, el mismo muestra en qué medida afectan las distintas variables del proyecto al Valor Actual Neto.

Escenario Base

En el Gráfico 31.4.1, en primer lugar, se puede observar que la variable que mayor influencia tiene sobre el VAN es el precio del hidrógeno. Ésta presenta una correlación positiva del 42,8%, lo cual tiene sentido ya que la venta del hidrógeno representa los ingresos del proyecto. A continuación, le sigue el transporte marítimo con una correlación negativa del 26,7%, lo cual refleja correctamente la realidad ya que es el costo que mayor peso tiene en el Flujo de Fondos. Luego le siguen en orden descendente con correlaciones negativas, el precio del alquiler en un 15,2% y el factor de caída del precio por el avance tecnológico en un 10,9%.

Ésta última tiene una relación inversa con el VAN, ya que, a mayor factor menor disminución de los costos e inversiones y en consecuencia mayor impacto negativo en el VAN.

El resto de las variables tienen un impacto insignificante respecto de las mencionadas con anterioridad.

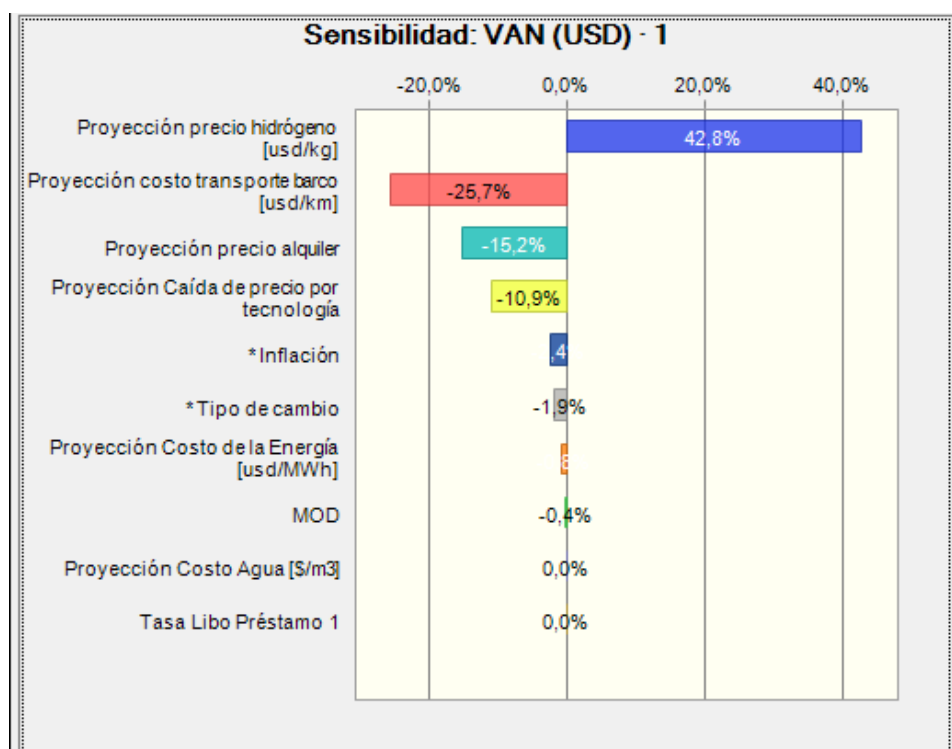


Gráfico 31.4.1. Análisis de sensibilidad.

Escenario Eólico

Para el escenario eólico en el Gráfico 31.4.2 se puede observar la sensibilidad del VAN ante cambios en las variables. En primer lugar, la variable que mayor implicancia tiene es el precio del hidrógeno con una correlación positiva del 52%. A ésta le sigue el factor de caída del precio por avances tecnológicos con una correlación negativa del 12,9%. A diferencia del caso base, el factor de caída de precio escalo hacia el segundo lugar, lo cual tiene sentido ya que refleja el comportamiento exponencial negativo el cual tiene un mayor impacto en el Valor Actual Neto.

Además, con una correlación también negativa, pero del 11,9% se encuentran las variables del precio de alquiler y el costo del transporte marítimo. Y con una correlación negativa del 9,8% se posiciona el costo de la energía. Por último, el resto de las variables tienen un impacto insignificante respecto de las anteriores.

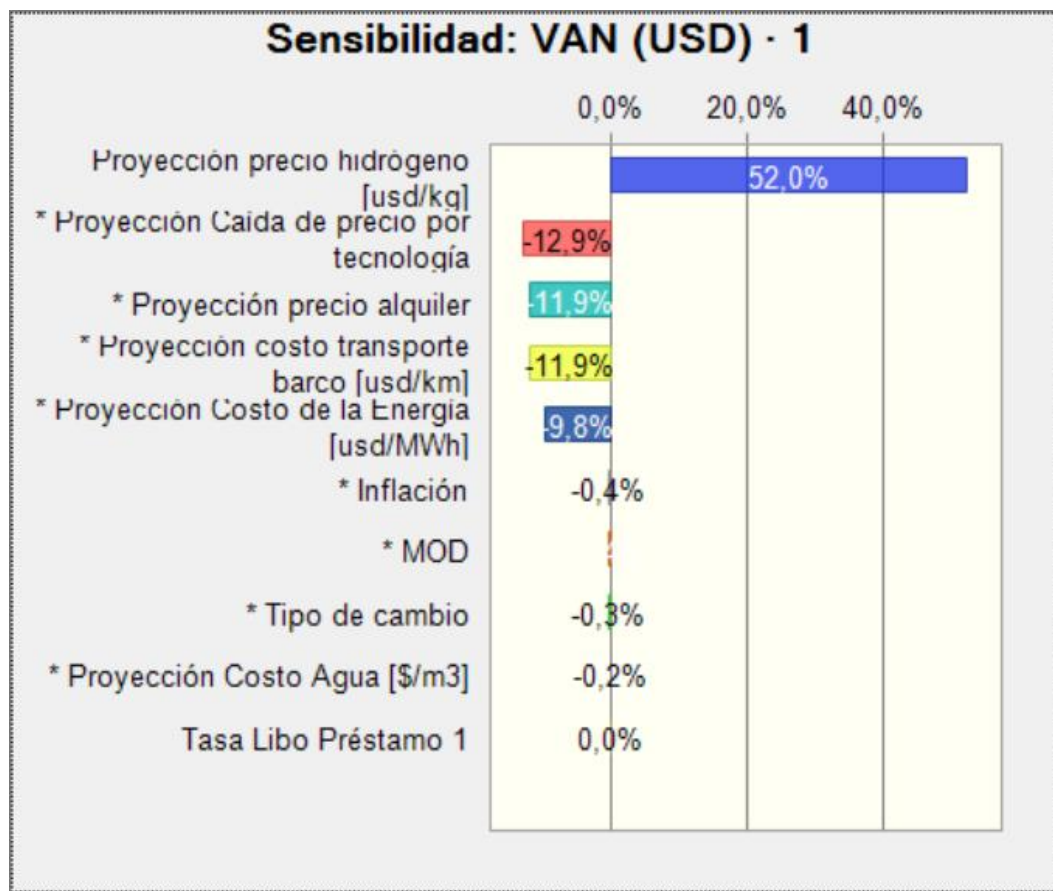


Gráfico 31.4.2. Análisis de sensibilidad.

Escenario Solar

Por último, en el escenario solar nuevamente la primera variable del Gráfico de Sensibilidad 31.4.3 es el precio del hidrógeno. En este caso con una correlación positiva del 58,8%. En segundo, tercero y cuarto lugar se encuentran la caída del precio por avances tecnológicos, el transporte marítimo y el alquiler de containers respectivamente. Estas tres variables se encuentran todas con una correlación negativa de aproximadamente el 10%.

A diferencia de los escenarios anteriores, el factor de caída de precio escalo hacia el segundo lugar, lo cual tiene sentido ya que refleja el comportamiento exponencial negativo pronunciado que tiene mayor impacto en el Valor Actual Neto.

El resto de las variables tienen un impacto insignificante respecto de las mencionadas con anterioridad.

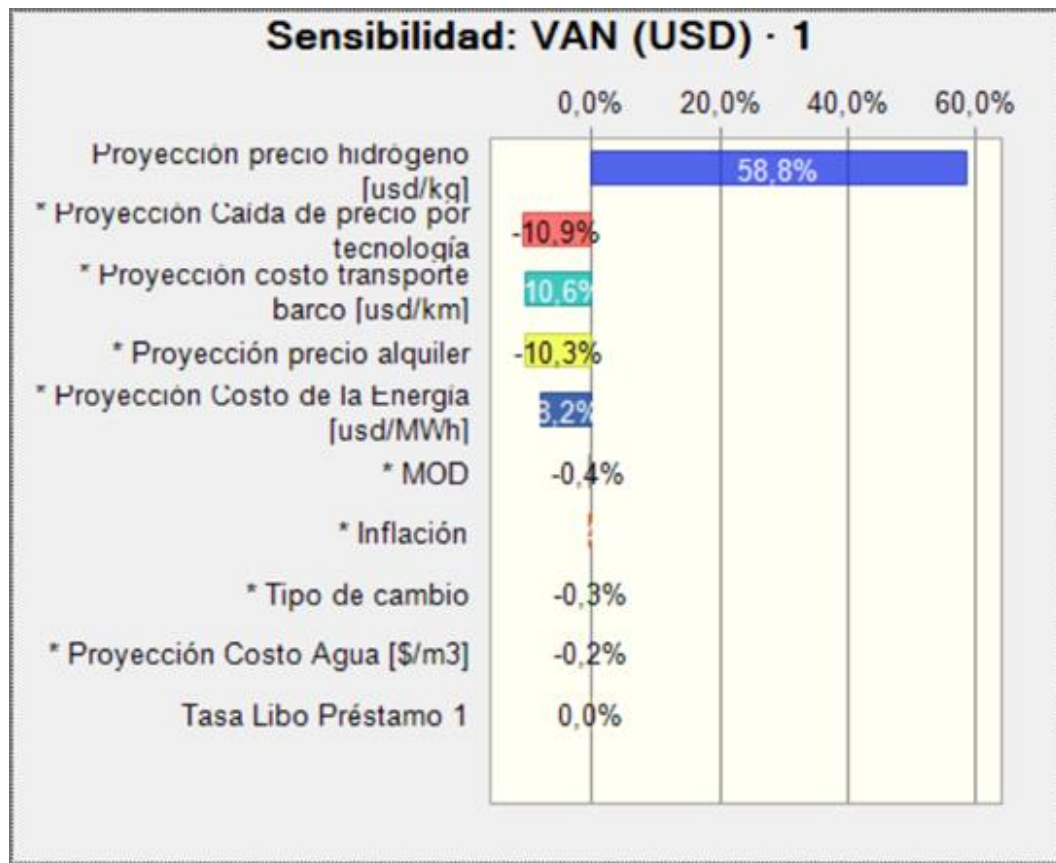


Gráfico 31.4.3. Análisis de sensibilidad.

32 ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO

En esta sección se analizan herramientas de mitigación de riesgo para posicionar el proyecto en la zona positiva de la distribución del Valor Actual Neto en los escenarios solar y eólico, ya que el base o lineal presenta una distribución completamente negativa. En la Tabla 34.1.1. se muestra como aun realizando las mitigaciones, el VAN del escenario base es negativo.

34.1 Mitigación

En primer lugar, se toman las primeras 4 variables del análisis de sensibilidad, ya que, éstas resultan las de mayor incidencia sobre el VAN. Luego se aplican diferentes instrumentos financieros u operacionales para mitigar los distintos riesgos asociados al proyecto

Precio del hidrógeno

En primer lugar, se decide realizar un contrato de compra venta del hidrógeno a 30 años, con el precio para cada año como se muestra en el Gráfico 34.1.1. Esto implica que la curva encontrada en el Capítulo I de Mercado se incremente en un 1%. El precio es el máximo de la distribución ya que se busca maximizar el beneficio del proyecto. Mediante la aplicación de esta herramienta la curva de distribución del VAN se afina, ya que se reduce la variabilidad del precio y por consiguiente la del VAN.

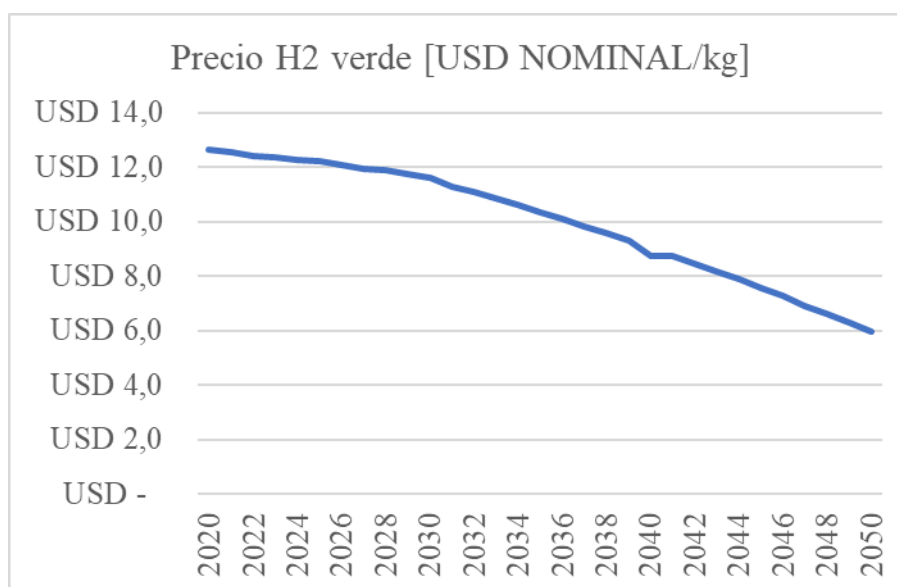


Gráfico 34.1.1. Precio del Hidrógeno Verde con Contrato.

Otra alternativa es realizar una opción de venta, en la cual se puede fijar el precio del hidrógeno como se observa en el gráfico anterior. Sin embargo, en este caso, si el precio del hidrógeno llegase a subir aún más por distintas situaciones del mercado, no se ejecuta la opción. En esta herramienta de mitigación hay que pagar una prima para acceder al derecho de vender y en el caso de que no se ejecute se pierde la misma. La posición frente al precio del hidrógeno es Long, ya que al aumentar el precio aumenta el beneficio y al

disminuir disminuye. En el caso que el precio de ejercicio sea mayor al precio de mercado se ejecuta la opción.

A continuación, en el Gráficos 34.1.2 se muestra cómo se desplaza la curva del VAN a la izquierda por el pago de la prima y como se truncan los valores del VAN para los que el precio del hidrógeno toma valores no deseables. Luego, en el Gráfico 34.1.3 se observa el Retorno vs. Precio del Hidrógeno.

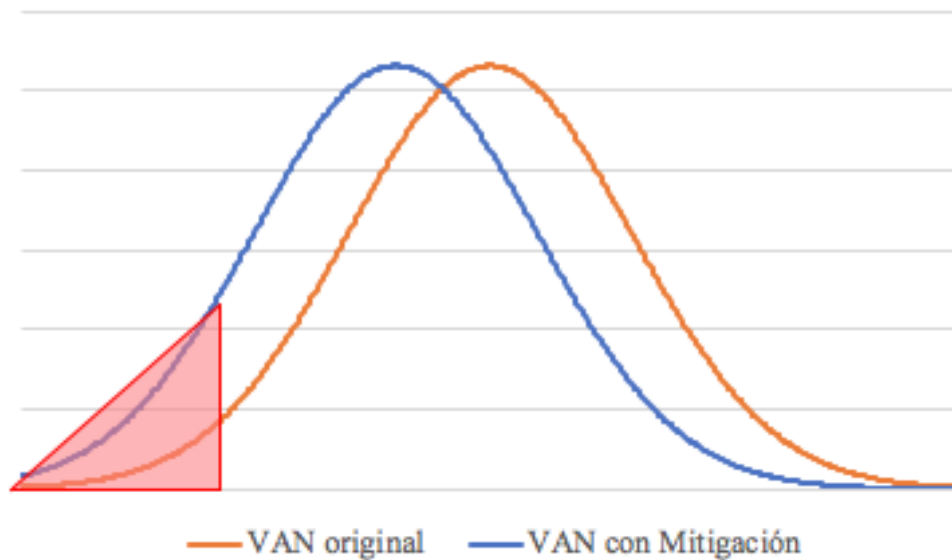


Gráfico 34.1.2. Desplazamiento de la curva del VAN

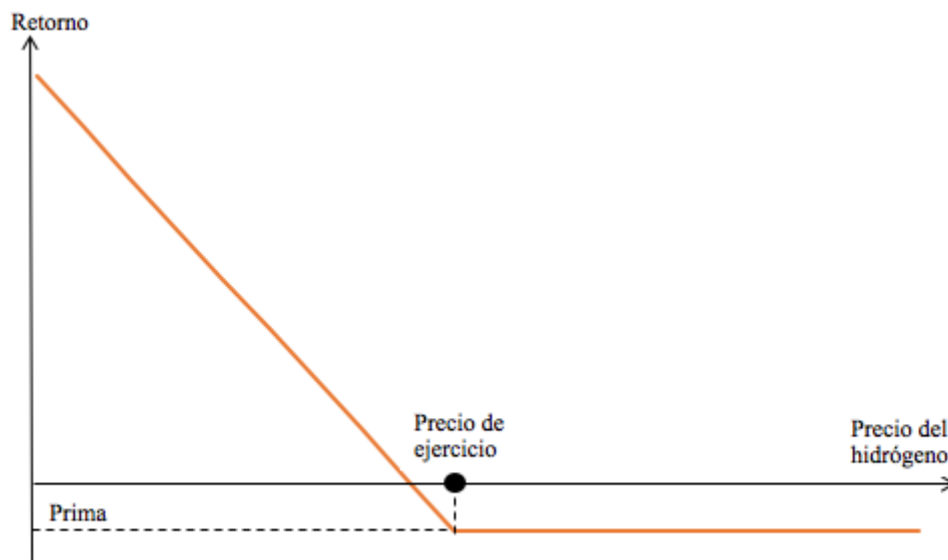


Gráfico 34.1.3. Put comprado Retorno Vs. Beneficio.

Factor de caída del precio por avance tecnológico

En cuanto al factor de caída del precio por avance tecnológico, si bien es una variable que tiene alta incidencia en el VAN del proyecto, para la misma no se pueden realizar acciones

de contingencia para mitigar el riesgo, ya que, depende de las condiciones de la madurez del hidrógeno como energía renovable.

Precio de Alquiler de Containers

Es importante tener en cuenta que el análisis inicial del Capítulo III: Estudio Económico - Financiero, ya se había contemplado un contrato de alquiler de containers a 10 años con el proveedor para reducir la incertidumbre de su precio. Por lo tanto, la estrategia sigue siendo la misma, pero en este caso se analiza la posibilidad de fijar el precio en un valor menor de 4.500 USD el cual será actualizado por el factor de caída de precio por avance tecnológico cada 5 años y en los últimos 5 años del proyecto la actualización es anual.

Por lo tanto, en el caso del escenario eólico la curva de precio del alquiler por container será la observada en el Gráfico 34.1.4.

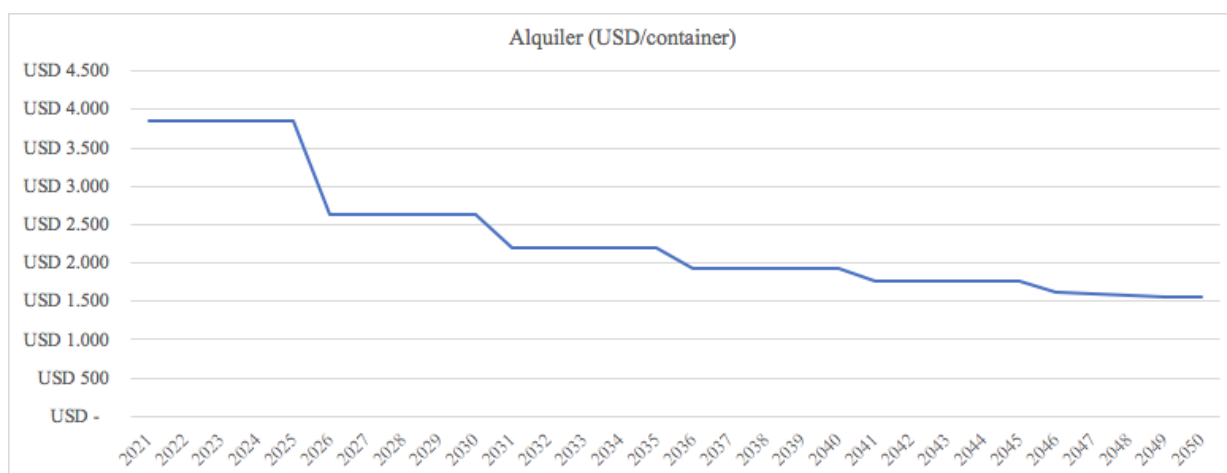


Gráfico 34.1.4. Precio del Alquiler Eólico.

En el escenario solar, la curva del precio del alquiler por container es la que visualiza en el Gráfico 34.1.5.

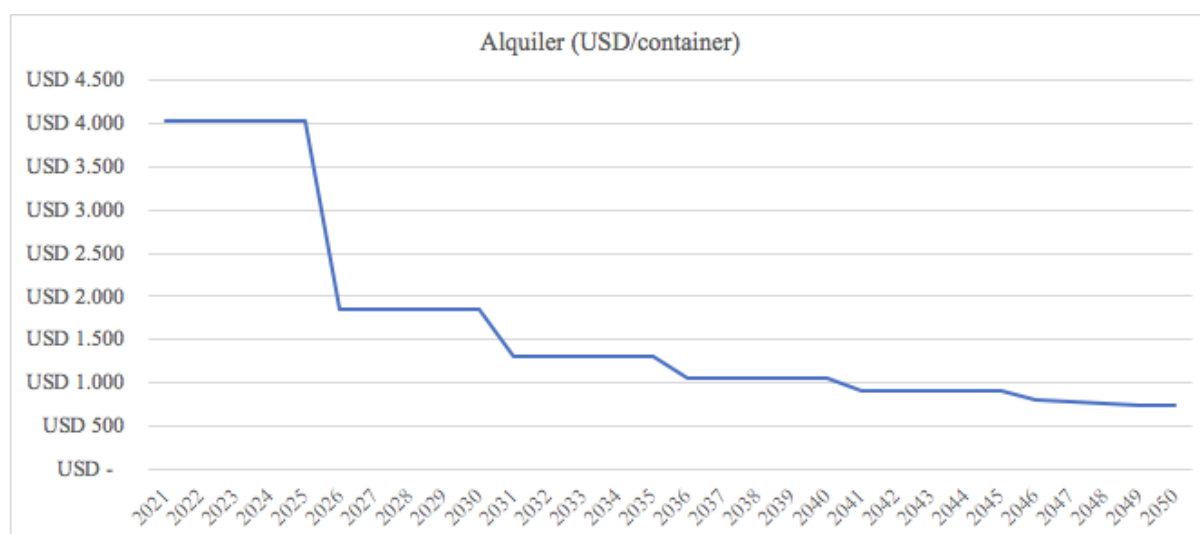


Gráfico 34.1.5. Precio del Alquiler Solar.

Costo del Transporte Marítimo

En cuanto al costo del transporte en barco, al igual que con el precio del alquiler de los containers se realiza un contrato durante la vida útil del proyecto. En este caso, se corre la curva calculada en el Capítulo III Económico - Financiero un -3%. Además, este contrato se actualiza año a año en función del factor de avance tecnológico.

Por lo tanto, en el escenario eólico, se puede observar en el Gráfico 34.1.6 los valores que toma el precio del transporte por tonelada sobre kilómetros durante todo el proyecto.

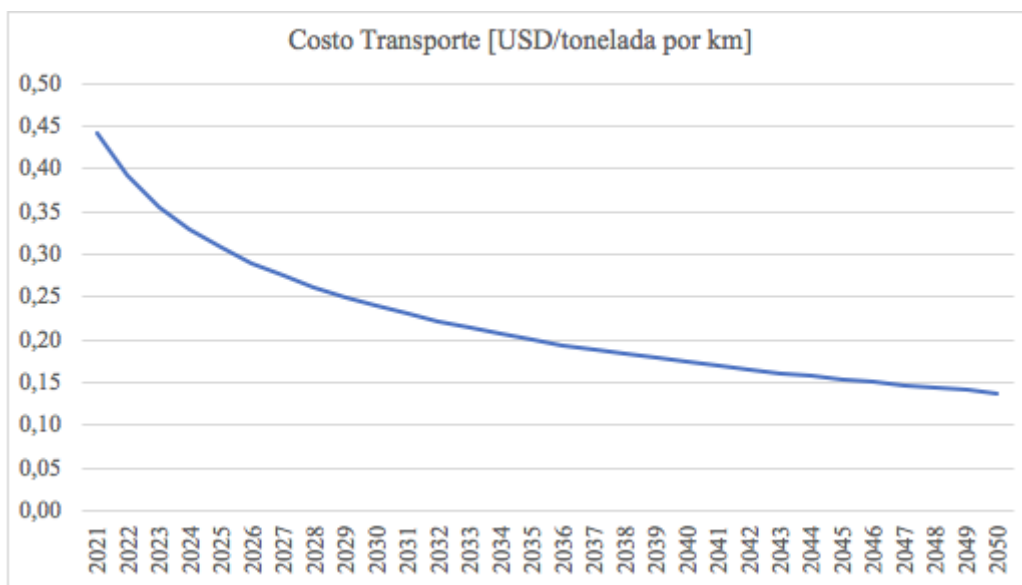


Gráfico 34.1.6. Precio del Transporte en Barco Eólico.

Por último, en el escenario solar, la curva del precio es la del Gráfico 34.1.7.

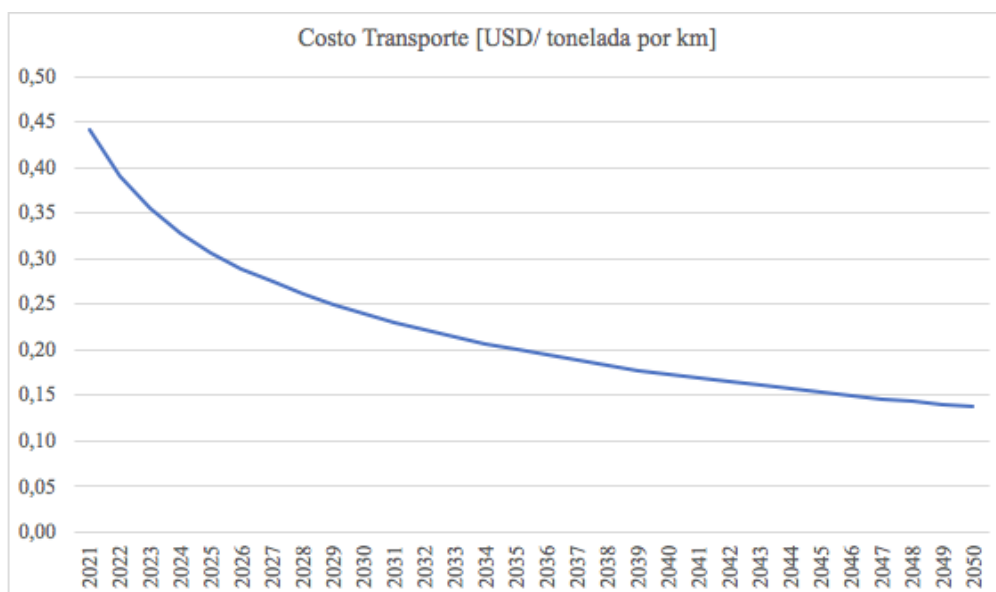


Gráfico 34.1.7. Precio del Transporte en Barco Solar.

Costo de la Energía Renovable

El último riesgo a mitigar es el costo de la energía renovable, el cual es un contrato entre privados. Ya que representa el principal componente del costo de materia prima, es importante reducir su variabilidad y asegurar un precio a futuro. Por esta razón, se decide realizar la compra de un futuro anualmente, cubriendo el riesgo de que si el precio aumenta el proyecto se ve afectado negativamente. Sin embargo, en el caso de que el precio de mercado baje deberá pagarse el precio fijado en el contrato. El precio fijado en el contrato de futuro es el que se utiliza en el Capítulo III Económico – Financiero corrido en un -1%. A continuación, en el Gráfico 34.1.8 se presenta el costo de la Energía en dólares por MWh en el escenario eólico y en el Gráfico 34.1.9 en el escenario solar.

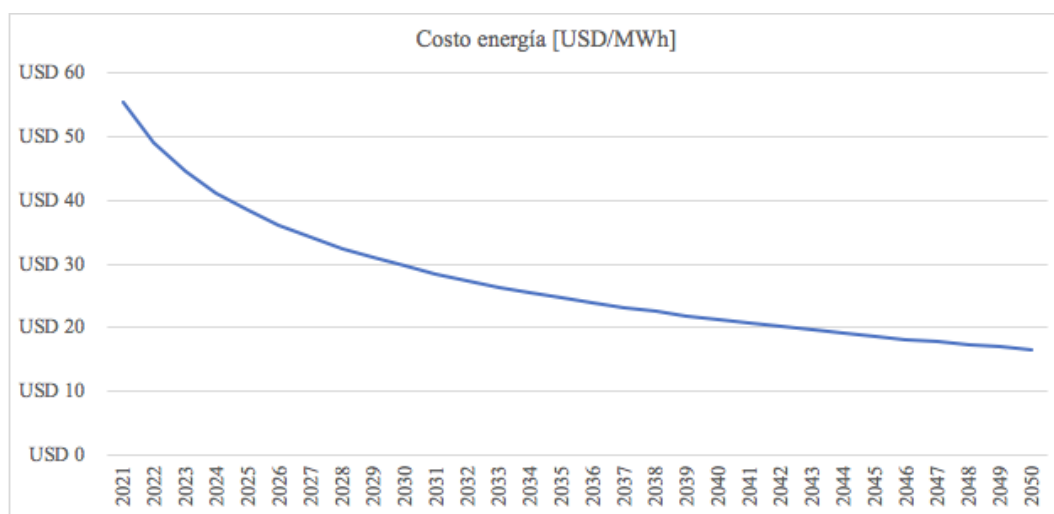


Gráfico 34.1.8. Precio de la Energía Renovable Eólico.

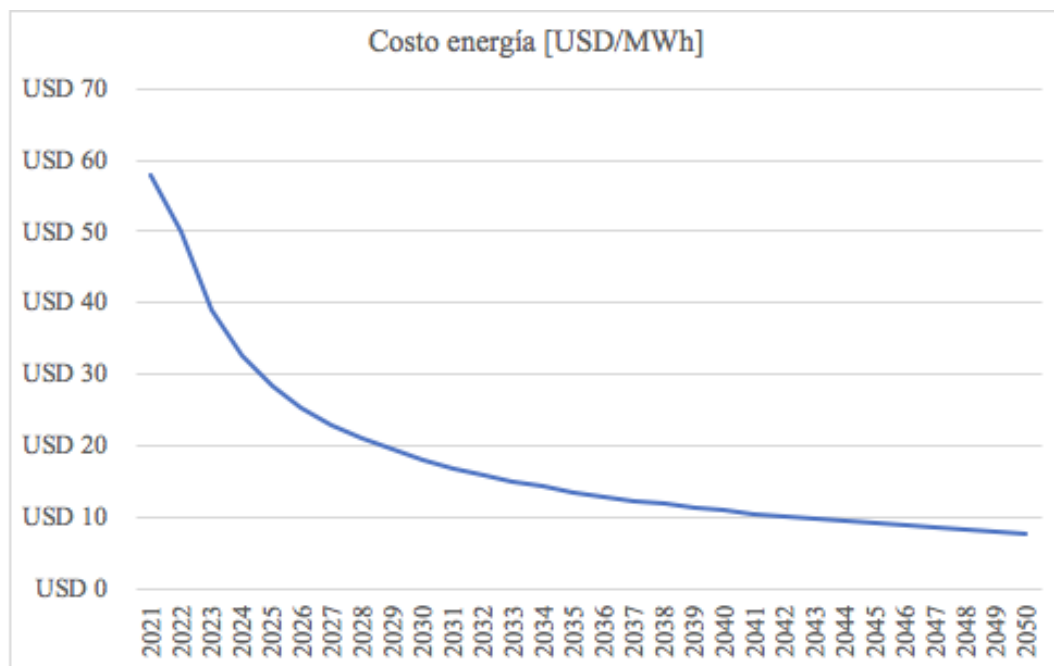


Gráfico 34.1.9. Precio de la Energía Renovable Solar.

En conclusión, se analiza el valor del VAN con todas las herramientas de mitigación implementadas en los tres escenarios, base, solar y eólico, obteniéndose los siguientes resultados en la Tabla 34.1.1.

VAN Escenario Base	(USD 2.081.781)
VAN Escenario Eólico	USD 1.881.726
VAN Escenario Solar	USD 2.531.339

Tabla 34.1.1. VAN Eólico y Solar con Mitigaciones.

Finalmente, se puede observar cómo lógicamente en el escenario base el VAN continúa siendo negativo coherente con los datos arrojados por la simulación y como en los otros dos escenarios el VAN resulta positivo logrando el objetivo de la mitigación.

35 OPCIONES REALES

35.1 Compra de containers

Dentro del proyecto, surgen dos posibilidades con respecto a los containers para el transporte: la compra o el alquiler. Se analiza la opción del alquiler y luego se la compara con la de compra. En el primer caso, el alquiler se ve reflejado en el flujo de fondos mientras que, en el caso de compra, las inversiones se reflejan en el flujo y los costos de mantenimiento en el cuadro de resultados.

Para este análisis se tiene en cuenta el escenario solar debido a lo visto en la Sección 31 de Simulación, en el cual se observa que el escenario que mayor probabilidad de tener un VAN positivo es el solar.

Una vez establecida la situación inicial, se toma la variabilidad de tres factores para realizar el estudio mencionado:

- Precio del hidrógeno: se utiliza la misma variación del análisis de Montecarlo previo de la Sección 31. Con un mínimo de -1%, moda de 0% y máximo de 1%. En cuanto a las probabilidades de ocurrencia, se utilizaron tres rangos con las probabilidades de la distribución triangular. Se obtiene que para el mínimo corresponde un 20%, para la moda un 50% y el máximo un 30%.
- Precio del transporte marítimo: en este caso, también se utilizan las distribuciones de la Sección 31 de la Simulación de Montecarlo, la cual es una distribución triangular de mínimo -3%, moda 0% y máximo 1%. Se procedió al cálculo de las probabilidades mediante los rangos, obteniendo un 30% para el mínimo, un 50% para la moda y un 20% para el máximo.
- Precio compra/alquiler: para el caso del alquiler, se utiliza la distribución de la simulación de Montecarlo de la Sección 31 en la que el mínimo era de 4.500 USD, moda de 9.820 USD y el máximo de 10.800 USD. Dichos valores se utilizan para calcular los precios de compra de los containers los cuales son 20.300 USD el mínimo, 75.000 USD la moda y 83.300 USD el máximo. Para el cálculo de las probabilidades, se calculan los rangos obteniendo un 3% para el mínimo, un 18% al rango central y un 79% para el rango superior.

Cálculo del VAN de la opción alquilar

Se calcula el VAN para cada una de las “ramas” del árbol que se muestra en la Figura 35.1.1 con las probabilidades mencionadas anteriormente.

Precio Alquiler		Precio de H2		Transporte				VAN	
\$4.500 \$6.390 3%		-1% 20%		-3%	30%	0,17%	\$	(905.884)	
				0%	50%	0,28%	\$	(2.164.994)	
				1%	20%	0,11%	\$	(2.717.574)	
		0% 50%		-3%	30%	0,41%	\$	627.465	
				0%	50%	0,69%	\$	(515.705)	
				1%	20%	0,28%	\$	(1.056.323)	
		1% 30%		-3%	30%	0,25%	\$	2.192.621	
				0%	50%	0,41%	\$	1.194.014	
				1%	20%	0,17%	\$	735.238	
\$6.390 \$7.650 \$8.910 18%		-1% 20%		-3%	30%	1,07%	\$	(1.214.178)	
				0%	50%	1,79%	\$	(2.466.767)	
				1%	20%	0,71%	\$	(3.016.212)	
		0% 50%		-3%	30%	2,68%	\$	394.513	
				0%	50%	4,47%	\$	(825.284)	
				1%	20%	1,79%	\$	(1.361.905)	
		1% 30%		-3%	30%	1,61%	\$	2.015.696	
				0%	50%	2,68%	\$	977.294	
				1%	20%	1,07%	\$	489.598	
\$8.910 \$10.800 79%		-1% 20%		-3%	30%	4,76%	\$	(1.974.169)	
				0%	50%	7,94%	\$	(3.214.948)	
				1%	20%	3,18%	\$	(3.763.202)	
		0% 50%		-3%	30%	11,91%	\$	(372.086)	
				0%	50%	19,85%	\$	(1.586.326)	
				1%	20%	7,94%	\$	(2.116.050)	
		1% 30%		-3%	30%	7,14%	\$	1.433.722	
				0%	50%	11,91%	\$	241.920	
				1%	20%	4,76%	\$	(276.967)	
							VAN	\$	(945.945)

Figura 35.1.1. Cálculo del VAN opción alquilar.

Cabe destacar que para el cálculo de cada VAN se toma un valor de precio a alquilar particular. En el rango inferior (4500; 6390) se toma el valor superior, la probabilidad del 3% equivale a los valores totales dentro del rango. De esta forma, se calcula el VAN de mayor incidencia negativa en el proyecto, asegurándose una base mínima de VAN positivo.

Para el rango medio (6390; 8910) se utiliza el valor medio del rango con la probabilidad del rango total de un 18%. En el rango superior (8910; 10800) se toma el valor superior con una probabilidad del 79%. Al igual que para el primer rango, se busca el valor que minimice el VAN dentro del rango. Como resultado de esta opción, el VAN es -945.945 USD.

Cálculo del VAN de la opción comprar

Para el cálculo del VAN de la opción comprar, se calcula el VAN de cada “rama” del árbol de probabilidades que se observa en la Figura 35.1.2.

Precio Compra		Precio de H2		Transporte		VAN	
\$20.300 \$45.500 3%	-1%	20%	-3%	30%	0,17%	\$ (1.958.879)	
			0%	50%	0,28%	\$ (3.141.005)	
			1%	20%	0,11%	\$ (3.702.239)	
	0%	50%	-3%	30%	0,41%	\$ (484.802)	
			0%	50%	0,69%	\$ (1.583.383)	
			1%	20%	0,28%	\$ (2.093.079)	
	1%	30%	-3%	30%	0,25%	\$ 1.143.202	
			0%	50%	0,41%	\$ 112.153	
			1%	20%	0,17%	\$ (364.599)	
\$45.500 \$51.800 \$70.700 18%	-1%	20%	-3%	30%	1,07%	\$ (2.266.725)	
			0%	50%	1,79%	\$ (3.466.883)	
			1%	20%	0,71%	\$ (4.039.892)	
	0%	50%	-3%	30%	2,68%	\$ (773.507)	
			0%	50%	4,47%	\$ (1.885.492)	
			1%	20%	1,79%	\$ (2.403.145)	
	1%	30%	-3%	30%	1,61%	\$ 874.647	
			0%	50%	2,68%	\$ (168.812)	
			1%	20%	1,07%	\$ (651.404)	
\$70.700 \$83.300 79%	-1%	20%	-3%	30%	4,76%	\$ (3.853.287)	
			0%	50%	7,94%	\$ (5.168.049)	
			1%	20%	3,18%	\$ (5.809.872)	
	0%	50%	-3%	30%	11,91%	\$ (2.264.505)	
			0%	50%	19,85%	\$ (3.445.067)	
			1%	20%	7,94%	\$ (4.000.732)	
	1%	30%	-3%	30%	7,14%	\$ (519.024)	
			0%	50%	11,91%	\$ (1.621.464)	
			1%	20%	4,76%	\$ (2.132.875)	
VAN						\$ (2.673.303)	

Figura 35.1.2. Cálculo del VAN opción comprar.

En este caso, se realiza el mismo análisis que para la opción de alquilar, resultando en un VAN de -2.673.303 USD

Si bien no es recomendable invertir en ninguna de las dos opciones, este análisis demuestra que, para los valores de alquilar mencionados anteriormente, el VAN aumenta con respecto a comprar.

35.2 Retrasar el proyecto

Se desarrolla el análisis en base a los tres escenarios previamente mencionados. Para estimar cuál es el retraso para visualizar una diferencia clara entre los escenarios, se realiza una proyección de las diferencias. Estas se observan en el Gráfico 35.2.1.

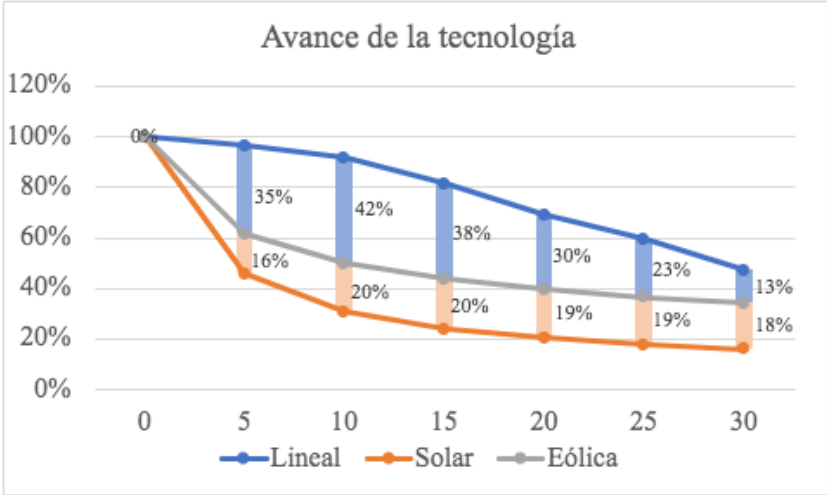


Gráfico 35.2.1. Brecha en la tendencia del avance tecnológico.

	Solar/Lineal	Eólico/Lineal	Eólico/Solar
Diferencia	61%	42%	20%
Año	10	10	13

Tabla 35.2.1. Máximas diferencias entre los escenarios.

Las mayores diferencias se presentan en los años 10 y 13, como puede observarse en la Tabla 35.2.1. Retrasar el proyecto a esos años significa que el escenario ya se encuentra consolidado, lo cual hace que sea atractivo para nuevos competidores. Esperar para invertir en este momento no es conveniente debido a la pérdida de ventajas competitivas.

Para encontrar la cantidad de años a esperar para invertir, se busca el momento en el que los escenarios comienzan a tener tendencias diferentes entre sí y que éstas se mantengan en el tiempo como se muestra en el Gráfico 35.2.1. Se identifica fácilmente el escenario lineal a partir del año 1 respecto de los otros dos. En cambio, en los primeros tres años la diferencia entre el escenario eólico y solar es muy pequeña por lo que sería muy difícil diferenciar en que escenario se encuentra el proyecto. Como se muestra en el Gráfico 35.2.1 a partir del año 5 comienza a haber una tendencia marcada y estable, aumentando año a año de un 16% a un 20%.

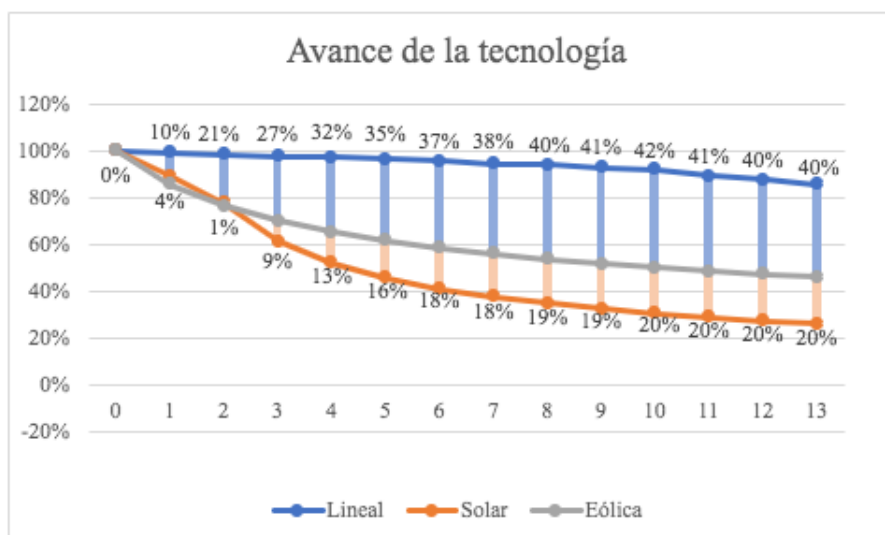


Gráfico 35.2.2. Brecha en la tendencia del avance tecnológico hasta el año 13.

Para ello, se evalúa el VAN del caso base que se compone de los tres escenarios posibles: comportamiento lineal, solar y eólico. Dado que no se tiene una certeza de que es lo que va a suceder, se pondera con la misma probabilidad a cada uno de los escenarios previamente mencionados, obteniendo el cálculo que se muestra en la Figura 35.2.1.

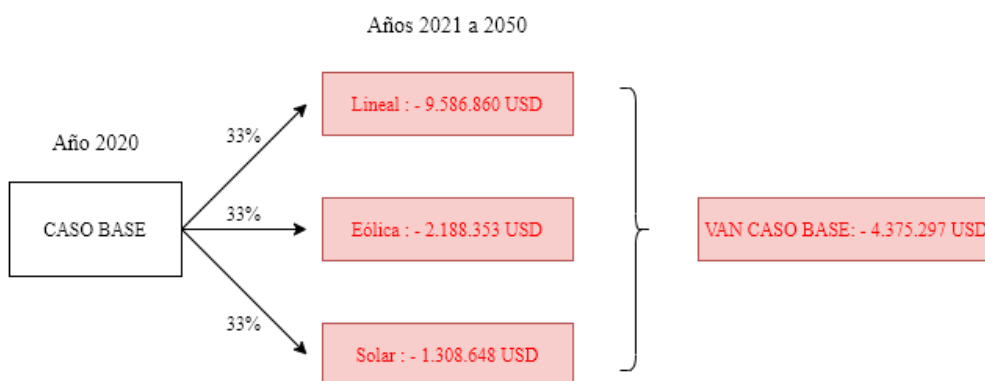


Figura 35.2.1. Cálculo del VAN del caso base.

En el escenario en el que la evolución tecnológica tiene un comportamiento lineal, el VAN calculado es de -9.586.860 USD. Si se toma la tendencia eólica dicho valor actual neto es de -2.188.353 USD y en el caso solar de -1.308.648 USD. Con la suposición de que estos escenarios son igualmente probables, se obtiene un valor para el caso base de -4.375.297 USD.

Se propone la opción de retrasar la inversión inicial 5 años, como se explicó previamente, con el fin de conocer el comportamiento que tendrá la tecnología y tomar una decisión con mayor certeza. Para ello, se calcula el VAN de cada escenario, que se muestra en la Figura 35.2.2.

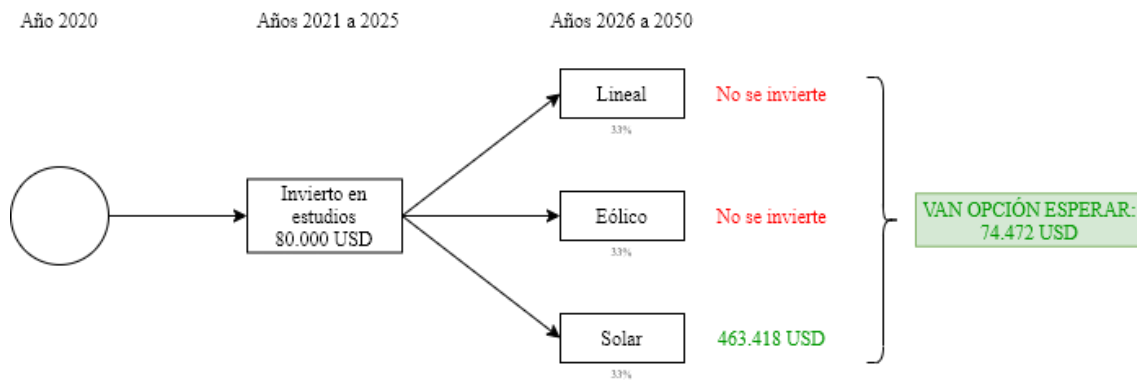


Figura 35.2.2. Cálculo del VAN de la opción de esperar.

Durante la espera de 5 años existen costos que son inherentes al proyecto que forman parte de la opción de esperar. Dichos costos incluyen un estudio de mercado de 10.000 USD para poder entender y determinar en qué escenario se sitúa la tecnología en 2025. También, se debe gestionar un adelanto para la compra del terreno y no perder la posibilidad de licitar en un pliego municipal, el cual se estima en un valor de 5.000 USD. Además, se considera que para no perder la competitividad en el mercado y establecer un vínculo estrecho con el proveedor de la tecnología a utilizar, se invierten 45.000 USD. Dentro de esto, se encuentran los derechos de utilización, know-how e instalación de electrolizadores y compresores. Por último, como se menciona anteriormente, se debe tener en cuenta un costo de 20.000 USD para la promoción del producto en el mercado europeo, para no perder la cuota de mercado ante el ingreso de nuevos competidores.

En el año 2025 se tiene conocimiento del comportamiento que tiene la caída del precio de la tecnología por lo que se decide únicamente invertir cuando el proyecto tiene $VAN > 0$. En el año 2020, año en el que se tiene que tomar la decisión, los VANs de los escenarios lineal y eólico son negativos, mientras que el VAN del escenario solar es positivo y vale 463.418 USD.

De esta forma, en el año en el que se toma la decisión de esperar o no, el único escenario atractivo para esperar y realizar una inversión es el solar. Finalmente, la opción vale 74.472 USD, considerando la probabilidad de un 33% de ocurrencia del escenario solar y los costos de esperar mencionados previamente.

36 CONCLUSIÓN

Como se presentó anteriormente, el proyecto depende de diversos factores con una amplia incertidumbre, cuya variabilidad está relacionada con el paso del tiempo y depende principalmente del avance de la tecnología del hidrógeno. Debido a esto, se construyen tres escenarios posibles con el objetivo de analizar tres evoluciones diferentes para los avances tecnológicos. A continuación, se presentan las conclusiones para cada uno de ellos.

- Escenario lineal: A partir de la simulación de Montecarlo, se obtiene una distribución para el valor del proyecto negativa para todos los casos analizados dadas las distribuciones de las variables utilizadas.
- Escenario eólico: En este caso, se obtiene un valor del proyecto positivo en el 3,5% de los casos y mediante la utilización de las herramientas de mitigación estudiadas, se llega a un VAN de 1.881.726 USD, por lo que sería conveniente invertir.
- Escenario solar: Para este caso, se obtiene un valor del proyecto positivo en el 30,5% de los casos. Luego de utilizar las herramientas de mitigación, se llega a un VAN de 2.531.339 USD por lo que sería rentable invertir.
- En el análisis de opciones reales, se analiza la posibilidad de comprar o alquilar en el año 0 y se llega a la conclusión de que ninguna de las dos es rentable. Por otro lado, se observa que al retrasar el proyecto cinco años se logra obtener información sobre la tendencia que tiene el desarrollo tecnológico y se decide invertir únicamente en el caso de que dicho avance sea siguiendo el escenario solar.

Cabe destacar que en el caso de esperar cinco años y que convalidar que la tendencia es la del escenario solar, invertir se vuelve rentable con todas las distribuciones de las variables propuestas al principio de este análisis.

37 ANEXO

Anexo A

Especificaciones técnicas de los electrolizadores.



Figura 37.1. Especificaciones técnicas de un electrolizador HySTAT 15 (Hydrogenics).

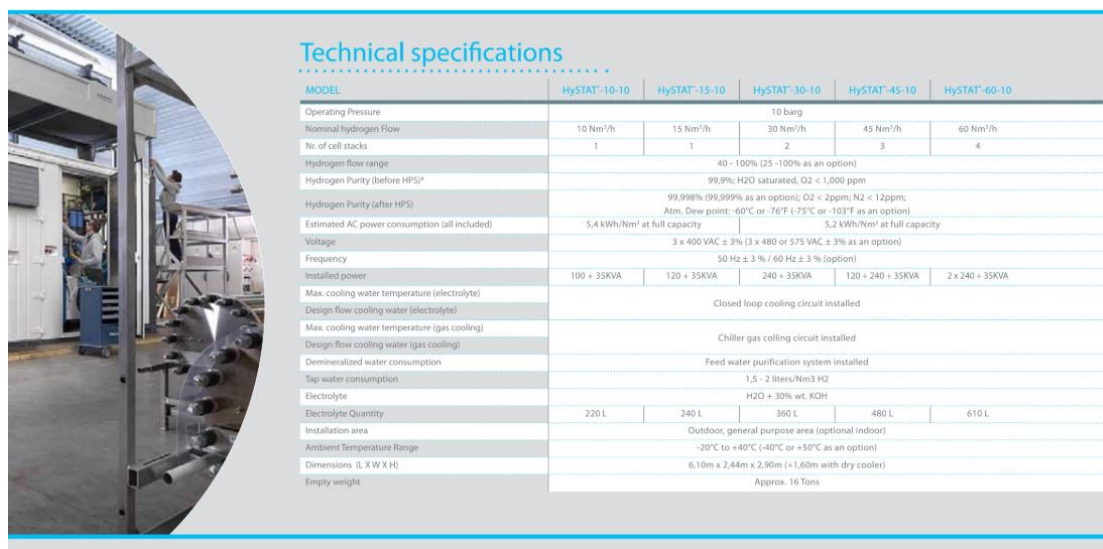


Figura 37.2. Especificaciones técnicas de un electrolizador HySTAT type V (Hydrogenics)

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

SPECIFICATIONS	MC100	MC200	MC400
Net Production Rate	103 Nm ³ /h	207 Nm ³ /h	413 Nm ³ /h
Production Capacity Dynamic Range	10-100%	10-100%	10-100%
Average Power Consumption at Stack ¹	4.53 kWh/Nm ³	4.53 kWh/Nm ³	4.53 kWh/Nm ³
Purity – with optional high purity dryer	99.9998%	99.9998%	99.9998%
O ₂ -Content in H ₂	< 1 ppm v	< 1 ppm v	< 1 ppm v
H ₂ O-Content in H ₂	< 2 ppm v	< 2 ppm v	< 2 ppm v
Delivery Pressure	30 barg	30 barg	30 barg
Dimensions			
Rectifier Transformer Area – W x D X H	3.5 m x 3 m x 3 m	3.5 m x 3 m x 3 m	4 m x 3.5 m x 3.5 m
Electrolyser Container – W x D X H	12.2 m x 2.5 m x 3 m	12.2 m x 2.5 m x 3 m	12.2 m x 2.5 m x 3 m
Power Supply Container – W x D X H	12.2 m x 2.5 m x 3 m	12.2 m x 2.5 m x 3 m	12.2 m x 2.5 m x 3 m
Ambient Temperature ²	(-20)-40° C	(-20)-40° C	(-20)-40° C
Electrolyte	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane
Feed Water Consumption	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³

Figura 37.3. Especificaciones técnicas de electrolizadores NEL.

SPECIFICATIONS	M100	M200	M400	M4000
Net Production Rate	103 Nm ³ /h	207 Nm ³ /h	413 Nm ³ /h	4,000 Nm ³ /h
Production Capacity Dynamic Range	10-100%	10-100%	10-100%	10-100%
Average Power Consumption at Stack ¹	4.53 kWh/Nm ³	4.53 kWh/Nm ³	4.53 kWh/Nm ³	4.53 kWh/Nm ³
Purity – with optional high purity dryer	99.9998%	99.9998%	99.9998%	99.9998%
O ₂ -Content in H ₂	< 1 ppm v	< 1 ppm v	< 1 ppm v	< 1 ppm v
H ₂ O-Content in H ₂	< 2 ppm v	< 2 ppm v	< 2 ppm v	< 2 ppm v
Delivery Pressure	30 barg	30 barg	30 barg	30 barg
Footprint	~100 m ²	~100 m ²	~160 m ²	~540 m ²
Ambient Temperature	10-40° C	10-40° C	10-40° C	10-40° C
Electrolyte	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane
Feed Water Consumption	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³

Figura 37.4. Especificaciones técnicas de electrolizadores NEL.

Anexo B

Agentes del MEM:

- Generadores
 - Actividad reconocida por la ley 24.065 como de INTERÉS GENERAL.
 - La Generación constituye una Actividad de Riesgo.
 - Colocan su producción en forma total o parcial en el sistema de Transporte y/o Distribución.
 - Libre competencia, precios no regulados.
 - Libre ingreso al MEM.
 - Pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados con Distribuidores y Grandes Usuarios.
- Transportistas
 - Actividad reconocida por la ley 24.065 como SERVICIO PÚBLICO.
 - Transmiten y/o transforman la energía eléctrica desde el punto de entrega del Generador hasta el punto de recepción por el Distribuidor o Gran Usuario.
 - Son un monopolio natural, tienen precios y calidad del servicio regulados.
 - Tienen que permitir el libre acceso a terceros en sus redes.
 - Los transportistas no pueden Comprar ni Vender electricidad.
 - Expansión de la Capacidad de Transporte mediante Concurso Público o Contrato entre Partes.
- Distribuidores
 - Su actividad es reconocida por la ley 24.065 como SERVICIO PÚBLICO.
 - Responsables de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.
 - Son un monopolio natural, tienen precios y calidad del servicio regulados
 - Deben abastecer toda la demanda y sus incrementos. No puede alegar falta de suministro
 - Tienen que permitir el libre acceso a terceros sus redes.
- Grandes Usuarios
 - Contratan en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de energía eléctrica.
 - Pactan libremente el Precio de abastecimiento de energía eléctrica.
 - Existen tres categorías según Potencia y Energía consumida:
 - Grandes Usuarios Mayores (GUMA):
 - 30 kW > Pot. Máx>100 kW y sin medición por banda horaria.
 - Grandes Usuarios Menores (GUME):
 - 30 kW > Pot. Máx> 2000 kW.
 - Grandes Usuarios Particulares (GUPA):
 - 30 kW > Pot. Máx>100 kW y sin medición por banda horaria.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

- Autogeneradores
 - Tienen las mismas características que un GUMA cuando compran y que un generador cuando venden
 - Además, genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios.
- Cogeneradores
 - Genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

Anexo C

Modelos obtenidos del análisis de regresión para explicar el precio del hidrógeno.

Modelo	R ²	S ²	DET	$\Sigma \beta_i $	PRESS	p	C _p
X2 X3	0,977577	0,011011	0,111212	1,793085	0,248451	3	0,888567
X2 X3 X4	0,977714	0,011673	0,044143	1,835058	0,269016	4	2,803392
X1 X2 X3	0,977666	0,011698	0,001438	1,938632	0,293161	4	2,833005
X2 X3 X5	0,977915	0,011568	0,02882	1,914168	0,295429	4	2,679263
X1 X5	0,970665	0,014405	0,273012	1,772283	0,296431	3	5,169733
X1 X2	0,970872	0,014303	0,053048	1,952439	0,297604	3	5,041377
X1 X4	0,969693	0,014882	0,633386	1,791098	0,306209	3	5,771392
X1 X3 X5	0,970684	0,015355	0,056802	1,888978	0,315093	4	7,157497
X1 X4 X5	0,970668	0,015363	0,039043	1,870857	0,317988	4	7,1674
X1	0,966805	0,015341	1	1,966577	0,318413	2	5,560207
X2 X3 X4 X5	0,97801	0,01234	0,002471	2,071364	0,328538	5	4,619896
X1 X3 X4	0,969709	0,015866	0,089469	1,889017	0,331804	4	7,761719
X1 X2 X3 X4	0,97801	0,012341	0,000439	1,99073	0,332387	5	4,620108
X1 X3	0,968013	0,015707	0,27646	2,013519	0,336044	3	6,811941
X1 X2 X4	0,971004	0,015187	0,01633	2,055051	0,344258	4	6,959364
X1 X2 X5	0,971943	0,014696	0,010209	2,060086	0,350754	4	6,37764
X1 X3 X4 X5	0,970722	0,01643	0,00485	2,049355	0,353798	5	9,133971
X1 X2 X4 X5	0,972795	0,015268	0,000936	2,265682	0,371939	5	7,850436
X1 X2 X3 X5	0,978396	0,012124	0,000275	2,14923	0,399351	5	4,381054
X2 X4	0,958551	0,020353	0,790424	2,452885	0,428214	3	12,67262
X1 X2 X3 X4 X5	0,978465	0,013015	2,35E-05	2,327821	0,445991	6	6,33823
X2 X6	0,953433	0,022867	0,326148	2,471592	0,471587	3	15,84267
X2 X5	0,953489	0,022839	0,415779	2,478452	0,498186	3	15,80816
X2 X4 X5	0,96005	0,020925	0,04536	2,748159	0,539841	4	13,74437
X2	0,943841	0,025954	1	2,783927	0,550338	2	19,78347
X2 X3 X6	0,979776	0,010593	0,017862	2,296921	0,582647	4	1,525997
X2 X3 X4 X6	0,980008	0,011219	0,007052	2,347513	0,608249	5	3,382559
X2 X3 X5 X6	0,980349	0,011028	0,004568	2,401459	0,62734	5	3,171681
X2 X4 X6	0,960741	0,020563	0,201793	2,832608	0,63246	4	13,31587
X2 X3 X4 X5 X6	0,980512	0,011778	0,00039	2,566553	0,663052	6	5,070187
X2 X5 X6	0,957846	0,02208	0,116663	2,780502	0,701532	4	15,10931
X1 X5 X6	0,970904	0,01524	0,110994	2,374237	0,74365	4	7,021512
X2 X4 X5 X6	0,961691	0,021499	0,011208	3,148864	0,745295	5	14,72772
X1 X6	0,968185	0,015622	0,469577	2,533837	0,782116	3	6,705241
X1 X4 X5 X6	0,971042	0,016251	0,011537	2,545913	0,799609	5	8,935838
X1 X4 X6	0,969772	0,015833	0,206323	2,413213	0,80135	4	7,722356
X1 X2 X3 X6	0,97978	0,011347	0,000217	2,596774	0,812589	5	3,523789
X1 X2 X3 X4 X6	0,980045	0,01206	6,63E-05	2,690842	0,846352	6	5,359405
X1 X2 X3 X5 X6	0,980485	0,011794	4,16E-05	2,800366	0,883744	6	5,087297
X1 X2 X3 X4 X5 X6	0,980626	0,012685	3,53E-06	3,00484	0,944935	7	7
X1 X2 X6	0,971007	0,015186	0,012329	2,72809	1,044484	4	6,957917
X1 X2 X4 X6	0,971165	0,016182	0,003765	2,830498	1,090643	5	8,859618
X1 X2 X5 X6	0,972054	0,015683	0,00237	2,900427	1,11099	5	8,30905
X1 X2 X4 X5 X6	0,972813	0,016431	0,000207	3,15926	1,136255	6	9,838772
X1 X3 X5 X6	0,971043	0,016251	0,009344	2,643319	1,15265	5	8,93559
X1 X3 X4 X6	0,969978	0,016848	0,014775	2,711635	1,197841	5	9,59525
X1 X3 X4 X5 X6	0,971098	0,017467	0,000794	2,875143	1,224777	6	10,90124
X1 X3 X6	0,968252	0,016629	0,045677	2,88317	1,252629	4	8,663895
X3 X5	0,870768	0,063459	0,653542	4,181004	1,41515	3	67,04343
X3 X4	0,868679	0,064485	0,95054	4,406212	1,440136	3	68,33745
X3 X4 X5	0,873146	0,066444	0,056841	4,575354	1,692353	4	67,57051
X4 X5	0,762531	0,116608	0,221804	5,316397	2,470203	3	134,0832
X3	0,730426	0,124586	1	6,654494	2,782211	2	151,9681
X5	0,649482	0,161995	1	7,172173	3,328802	2	202,1032
X3 X4 X6	0,869494	0,068357	0,160148	5,794281	4,066697	4	69,83267
X3 X5 X6	0,872039	0,067024	0,110773	5,603135	4,315917	4	68,25631
X3 X4 X5 X6	0,874136	0,070634	0,009559	6,08584	4,69525	5	68,95765
X5 X6	0,807745	0,094406	0,76009	6,092542	4,803528	3	106,0785
X4 X5 X6	0,813339	0,09777	0,08278	6,558483	5,308549	4	104,614
X4 X6	0,755869	0,119879	0,980637	6,608738	5,931426	3	138,2091
X4	0,305347	0,321041	1	9,796014	6,532112	2	415,2527
X3 X6	0,737847	0,128729	0,172674	8,233456	6,834232	3	149,3718
X6	0,549928	0,208005	1	9,374588	9,462842	2	263,7649

Figura 37.5. Modelos resultantes del análisis de regresión lineal para el cálculo de P.

Anexo D

Modelos obtenidos para la regresión del Segmento N°1 de la proyección de Q:

Modelo	R ²	S ²	DET	S d _i	PRESS	p	C _p
X1 X3 X6	0,997509303	0,012786682	0,06864477	1,4342659	0,35678536	4	3,90193135
X1 X3	0,996051419	0,016892615	0,1625063	1,55670289	0,41859069	3	4,77118909
X1 X3 X5	0,996673253	0,017078778	0,01494753	1,80635039	0,49801271	4	5,54735888
X1 X2 X3 X5	0,998635327	0,011676545	9,7294E-06	1,61366923	0,51123173	6	5,68580794
X1 X3 X4 X6	0,99778531	0,014212156	0,00850396	1,67048954	0,59917134	5	5,35872336
X1 X3 X5 X6	0,997804195	0,014090966	0,00150531	1,89339376	0,62961887	5	5,32155561
X1 X2 X3 X6	0,997967524	0,013042851	0,00049983	1,91267349	0,63102103	5	5,00010945
X1 X3 X4 X5	0,998476684	0,013033942	0,00015514	2,0130173	0,72932384	6	5,99803273
X3 X4	0,98907604	0,04673432	0,43818523	2,25093973	0,78528576	3	18,499409
X1 X3 X4	0,996099237	0,020025652	0,0286699	2,09731114	0,7952292	4	6,67707887
X3 X5	0,986877347	0,056140654	0,14060063	2,21489429	0,87023524	3	22,8266488
X3 X4 X5	0,990878755	0,046826445	0,03847071	2,34176305	0,88239959	4	16,9514913
X1 X2 X3	0,996349512	0,018740796	0,00119654	2,18485317	0,93401695	4	6,18451368
X1 X3 X4 X5	0,996673923	0,021344178	0,0023861	2,43903978	0,94851677	5	7,54604179
X1 X2 X3 X5	0,99691469	0,019799117	0,00010951	2,43365577	0,95826058	5	7,07218721
X2 X3 X5	0,990055721	0,051051721	0,00126068	2,67667798	0,99377281	4	18,5713027
X1 X2 X3 X4	0,998053025	0,016658893	5,3175E-05	2,42328204	1,0530455	6	6,83183435
X1 X2	0,991808226	0,035045622	0,21067352	2,32085496	1,05880458	3	13,1222023
X3 X4 X6	0,989173471	0,055580995	0,14725097	2,730297	1,09505023	4	20,3076553
X3	0,976311911	0,086863847	1	2,61312061	1,12475825	2	41,6204478
X1 X2 X5	0,993039824	0,035731997	0,019878	2,55885715	1,14971219	4	12,6982987
X1 X2 X6	0,993173088	0,035047851	0,08820712	2,53126359	1,17247899	4	12,436023
X3 X4 X5 X6	0,991834968	0,052396822	0,00603613	2,99881608	1,17871336	5	17,0695709
X2 X3 X6	0,988243523	0,060355141	0,00451062	3,03758349	1,21023862	4	22,1378827
X2 X3 X4	0,993577384	0,032972281	0,00431662	2,61411953	1,25443152	4	11,6403279
X2 X3 X4 X5	0,994125868	0,037695612	0,00034491	2,8586715	1,39169911	5	12,5608597
X2 X3	0,984392421	0,066771535	0,01033229	2,94865973	1,39370521	3	27,7172232
X1 X2 X4 X6	0,99594302	0,026034544	0,01661642	2,63528462	1,3955557	5	8,98452925
X3 X6	0,980265459	0,084427289	0,43659284	2,93206293	1,41869764	3	35,8394825
X1 X2 X3 X4	0,996555014	0,022107241	0,0001821	2,92687414	1,47257927	5	7,78006534
X1 X4 X6	0,990711001	0,047687659	0,35407181	2,56310693	1,48514682	4	17,2816483
X3 X5 X6	0,987922129	0,062005107	0,02207145	2,93315149	1,58324595	4	22,7704173
X2 X3 X4 X6	0,993879116	0,039279073	0,00143297	3,06338533	1,59763716	5	13,046491
X1 X4 X5	0,985526253	0,074304999	0,0848957	2,6352181	1,68067965	4	27,4857317
X1 X2 X3 X4	0,996952652	0,026074008	1,449E-05	3,36968058	1,70583013	6	8,9974743
X1 X2 X4	0,992673197	0,037614181	0,05063953	3,06111931	1,74362087	4	13,419857
X1 X2 X4 X5	0,994353416	0,036235381	0,00462637	3,03838526	1,78040524	5	12,1130219
X2 X5 X6	0,981405426	0,095460409	0,03069889	2,88976479	1,81991997	4	35,5959173
X2 X5	0,976311767	0,101341769	0,17484928	3,127436	1,98293306	3	43,6207305
X1 X4	0,977821149	0,094884411	0,76989309	3,10982688	2,03531207	3	40,6501219
X1 X2 X4 X5	0,996489994	0,030032647	0,00029568	3,49156737	2,09591947	6	9,90803
X4 X5	0,942085992	0,247764704	0,70543145	3,88351356	2,63837741	3	110,980362
X1 X2 X5 X6	0,993212481	0,043557015	0,00210196	3,72729062	2,69177812	5	14,3584923
X2 X4 X5 X6	0,98287983	0,109863933	0,00894961	4,15294282	2,89795522	5	34,6941479
X2 X4 X5	0,977105026	0,117537709	0,05196637	3,74940792	2,97022041	4	44,0595209
X1 X4 X5 X6	0,992172544	0,050230524	0,00659876	3,87062989	2,97577771	5	16,4051894
X4 X5 X6	0,952364942	0,2445478	0,12390619	4,37529835	3,00521751	4	92,7503953
X2	0,948344546	0,18941973	1	3,96783912	3,02800259	2	96,6629238
X2 X4	0,961479273	0,164797377	0,42212496	4,24168811	3,21911019	3	72,8125121
X2 X6	0,955578518	0,190041681	0,44333164	4,39302274	3,3602999	3	84,4257678
X5	0,911136201	0,325862141	1	5,02346554	3,60178833	2	169,892542
X2 X3 X4 X5	0,994132086	0,050207615	4,0322E-05	4,49175324	3,67897146	6	14,5486226
X2 X3 X5 X6	0,990075908	0,063685106	0,00014753	4,35562034	3,84312523	5	20,5315725
X2 X4 X6	0,962536361	0,192329999	0,14114777	4,7493017	3,96656303	4	72,7320614
X1 X5	0,947227295	0,225769452	0,12153773	5,47836617	4,07456127	3	100,861783
X1	0,923290779	0,281291494	1	5,46355334	4,7388575	2	145,971157
X5 X6	0,935748084	0,274879217	0,20055672	5,54468519	4,88735643	3	123,453979
X1 X6	0,936196308	0,272961648	0,45989741	5,79001025	6,14800396	3	122,57183
X4 X6	0,786749641	0,912316629	0,87559462	7,21732579	9,67191758	3	416,697309
X1 X5 X6	0,948978229	0,261934435	0,01374452	7,86549185	10,5656619	4	99,4157747
X1 X2 X3 X4	0,99898379	0,013042494	9,2558E-07	5,58198809	14,323641	7	7
X6	0,613413684	1,417605884	1	10,653129	15,6188277	2	755,839217
X4	0,44332359	2,041323559	1	11,4709141	20,8848064	2	1090,59295

Figura 37.6. Modelos obtenidos de la regresión lineal para el cálculo de Q-1.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

Modelos obtenidos de la regresión del segmento N°2 de la proyección de Q:

Modelo	R ²	S ²	DET	S d _i	PRESS	p	C _p
X1 X2 X5	0,999762181	0,007751855	0,086606247	0,815173131	0,098018068	4	1,528235358
X1 X2 X6	0,999750175	0,008143196	0,003843749	0,865693977	0,104562213	4	1,655869567
X1 X2	0,999547838	0,012282061	0,112903835	1,104924949	0,159352925	3	1,806892259
X1 X5 X6	0,99963595	0,011866417	0,017692695	1,037058984	0,167764622	4	2,870182844
X1 X2 X4 X5	0,99976222	0,009688199	0,028628191	1,087975296	0,182288014	5	3,527812928
X1 X2 X3 X5	0,999762766	0,009665971	0,027489967	1,123407688	0,182749244	5	3,522013198
X1 X2 X5 X6	0,999763859	0,009621451	8,06703E-05	1,084816734	0,187247149	5	3,510397131
X1 X2 X3 X6	0,999752148	0,010098603	0,001256137	1,1967841	0,204973872	5	3,634894166
X1 X2 X4 X6	0,999750853	0,010151337	0,001334192	1,195097662	0,210151833	5	3,648653264
X1 X2 X3	0,999595461	0,013186159	0,043693698	1,307375923	0,212675533	4	3,300611266
X1 X2 X4	0,999581129	0,013653323	0,044710719	1,319367552	0,219720734	4	3,45297477
X1 X2 X3 X4 X5	0,999777862	0,012067855	0,000533663	1,337457272	0,232435681	6	5,361528566
X1 X2 X3 X4 X6	0,999757536	0,013172074	2,37654E-05	1,505616699	0,280853778	6	5,57761039
X1 X2 X4 X5 X6	0,999764295	0,012804901	2,38002E-05	1,38231767	0,28090371	6	5,505759314
X1 X2 X3 X5 X6	0,999764179	0,012811168	2,49597E-05	1,464879625	0,305223345	6	5,506985762
X1 X6	0,99891138	0,02957015	0,060290405	1,447880351	0,324493062	3	8,573018514
X1 X2 X3 X4	0,999614224	0,015718228	0,000849247	1,648059629	0,324754666	5	5,101148127
X1 X3 X5 X6	0,999643623	0,014520401	0,005692436	1,489887558	0,343856382	5	4,788614961
X1 X4 X5 X6	0,99964932	0,014288246	0,00608681	1,578421978	0,398662213	5	4,728041748
X1 X3 X6	0,998914012	0,035398368	0,019919434	1,741563643	0,47371829	4	10,54503135
X1 X3 X4 X5 X6	0,999658644	0,018544494	0,000124153	1,826300039	0,476304487	6	6,628926093
X1 X4 X6	0,998912575	0,03544521	0,020929029	1,819556091	0,495061674	4	10,56030865
X1 X3 X4 X6	0,999020099	0,03992553	0,000461494	2,279645251	0,725045627	5	11,41723705
X1	0,996943672	0,071159084	1	2,375366627	0,890735574	2	27,49153724
X1 X5	0,997278838	0,073914823	0,771146268	2,885160536	1,111614758	3	25,92841636
X1 X4	0,99738695	0,070978168	0,43659284	2,713067311	1,179955101	3	24,77908299
X1 X3	0,997254022	0,074588893	0,40540803	2,758281698	1,189385572	3	26,19223056
X2 X5 X6	0,996465654	0,115203985	0,01849787	3,403331262	1,724560439	4	36,57330326
X1 X3 X4	0,997536517	0,080298596	0,009649236	3,365326109	1,738100065	4	25,18905486
X1 X3 X5	0,99739575	0,084886987	0,255178078	3,529653134	2,006916586	4	26,68553982
X1 X4 X5	0,997500121	0,081484941	0,280548338	3,465547254	2,027118893	4	25,57597638
X2 X3 X5 X6	0,996596995	0,138653557	0,005937367	4,081695945	2,409929571	5	37,17702735
X1 X3 X4 X5	0,99769514	0,093910254	0,006063647	3,919324163	2,503272438	5	25,50275279
X2 X4 X5 X6	0,996806085	0,130134293	0,006134046	4,865854998	3,698308523	5	34,95420914
X1 X2 X3 X4 X5 X6	0,999811869	0,015330564	2,29107E-07	4,261426493	5,717368869	7	7
X5 X6	0,984675732	0,416252518	0,598744818	6,829579159	5,838571058	3	159,9108443
X2 X3 X4 X5 X6	0,997654801	0,127405133	9,86791E-05	5,57402187	5,932020127	6	27,93159421
X3 X5 X6	0,984707001	0,4984838	0,192742395	8,757032936	9,964136734	4	161,5784295
X4 X5 X6	0,984687691	0,499113207	0,206684062	9,035044565	11,05536101	4	161,7837078
X6	0,958040826	0,97691613	1	9,853814933	11,94577747	2	441,0640167
X3 X4 X5 X6	0,985832041	0,577265623	0,00463387	9,860196807	12,79106874	5	151,618236
X2 X6	0,959802145	1,09189285	0,064021353	10,17630917	13,30154487	3	424,3396039
X2	0,916929644	1,934088861	1	12,76457323	21,17931764	2	878,1131148
X3 X6	0,958834184	1,118185532	0,336193387	12,43513205	23,1473384	3	434,629903
X2 X3	0,921300711	2,137705859	0,404240905	13,14543118	24,10428893	3	833,6447084
X4 X6	0,959237973	1,107217416	0,358294921	12,57171277	24,35388442	3	430,3372565
X2 X3 X6	0,960360494	1,29207173	0,021255345	12,83216533	24,40067255	4	420,4038504
X2 X4 X6	0,960992732	1,271463556	0,022938408	12,80216004	25,59951689	4	413,6825795
X2 X5	0,919173629	2,195483723	0,777216638	14,37328453	26,32089052	3	856,2575219
X2 X4	0,918094774	2,224788607	0,399909099	14,2606329	26,87545786	3	867,7267219
X2 X3 X4	0,936447866	2,071517105	0,009597342	14,36076891	30,7959977	4	674,6167351
X2 X3 X5	0,921725945	2,551386313	0,254521193	16,1152506	32,05739802	4	831,1240923
X3 X4 X6	0,959648516	1,315279034	0,008090366	15,17267905	33,1055148	4	427,9728165
X2 X3 X4 X6	0,962745703	1,517905646	0,000425583	15,46991278	36,31165269	5	397,0469181
X2 X4 X5	0,919429298	2,626246792	0,257751612	19,41220206	51,79382488	4	855,5395281
X2 X3 X4 X5	0,936683015	2,579815378	0,006031541	20,11946525	57,75503513	5	674,1168915
X3	0,610172703	9,076169521	1	27,82726546	99,423047	2	4139,217205
X4	0,582731	9,715082052	1	28,30068217	108,2821472	2	4430,947356
X3 X4	0,613026371	10,51135036	0,024107518	33,02025604	136,897691	3	4110,880128
X3 X5	0,610707758	10,57433076	0,62964026	33,60390409	152,7193965	3	4135,529086
X4 X5	0,585062036	11,27094454	0,644791274	34,57625037	166,7029328	3	4408,16633
X5	0,243771031	17,60693099	1	37,46523422	190,6770021	2	8034,398797
X3 X4 X5	0,613463022	12,59938753	0,015152048	40,82478437	213,6561971	4	4108,238128

Figura 37.7. Modelos resultantes del análisis de regresión lineal para el cálculo de Q-2.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

Modelos obtenidos en la regresión del segmento N°3 para la proyección de Q:

Modelo	R2	S2	DET	S di	PRESS	p	Cp
X1 X2 X3	0,9999738	0,0003141	0,0012499	0,1583634	0,0035428	4	6,9061309
X2 X3	0,9999708	0,0002919	0,4680364	0,1677916	0,0037231	3	5,8176641
X1 X2 X3 X	0,9999892	0,0001616	1,021E-06	0,1588669	0,0037281	5	4,2534283
X2 X3 X5	0,9999797	0,000244	0,000446	0,1995387	0,0063598	4	5,1423053
X1 X2 X3 X	0,9999783	0,0003262	9,523E-05	0,2145844	0,0090198	5	7,567728
X1 X2	0,9999173	0,0008271	0,0103323	0,2638375	0,010773	3	21,979717
X2 X3 X4	0,9999744	0,0003067	0,0360751	0,2535504	0,0118236	4	6,71992
X1 X2 X5	0,9999225	0,0009306	1,583E-05	0,2922244	0,0133813	4	22,42113
X2 X4 X5	0,9999208	0,0009507	0,0004146	0,3262414	0,0169523	4	22,929334
X1 X2 X3 X	0,9999901	0,0001987	3,939E-08	0,3097199	0,0211111	6	6
X2 X5	0,9998857	0,0011431	0,0061922	0,365185	0,0231633	3	31,524604
X1 X2 X4 X	0,9999381	0,0009279	9,146E-07	0,3979578	0,0310322	5	19,683315
X2 X3 X4 X	0,9999797	0,0003045	1,815E-05	0,3864327	0,0349498	5	7,1313251
X2	0,9996564	0,0029453	1	0,4120985	0,0398087	2	98,781386
X1 X2 X4	0,9999227	0,0009273	0,0007879	0,4205767	0,0452423	4	22,340376
X2 X4	0,9996565	0,0034354	0,0782455	0,6989586	0,1283167	3	100,75867
X3 X4 X5	0,9993969	0,0072366	0,0360502	0,9373283	0,1300886	4	181,13805
X3 X5	0,9986939	0,0130611	0,3968678	1,1045949	0,1995785	3	391,48033
X1 X3 X5	0,9988115	0,0142619	0,0009536	1,4549094	0,3486184	4	357,95543
X1 X3 X4 X	0,9994045	0,0089321	7,828E-05	1,5482645	0,3812004	5	180,84934
X5	0,9958431	0,0356304	1	1,7712014	0,5377916	2	1250,4918
X4 X5	0,9975538	0,0244625	0,099891	1,8217409	0,57621	3	735,83295
X1 X3	0,9970252	0,0297482	0,3830463	2,0920617	0,7982284	3	895,47489
X1 X5	0,9958784	0,0412165	0,0026487	2,1731927	0,8060152	3	1241,8486
X1	0,9925965	0,0634582	1	2,086246	1,0444416	2	2231,0436
X1 X4 X5	0,9977514	0,0269838	0,000255	2,6404711	1,6290455	4	678,15253
X1 X3 X4	0,9973589	0,0316936	0,032058	2,8847246	1,8313812	4	796,69436
X1 X4	0,9942928	0,0570719	0,0964047	2,9519487	1,832038	3	1720,7269
X4	0,9212905	0,6746531	1	8,7839723	15,69134	2	23767,408
X3 X4	0,9368042	0,6319583	0,5418576	9,0479082	16,124453	3	19083,849
X3	0,5496206	3,8603951	1	18,482611	48,302601	2	136021,77

Figura 37.8. Modelos resultantes del análisis de regresión lineal para el cálculo de Q-3.

Anexo E

Cálculos de Balance de línea

Operación		Pérdidas
Almacenamiento 200 bar	Porcentaje de fuga	1%
Compresión	Porcentaje de fuga	1%
Buffer	Porcentaje de fuga	1%
Condensación	pérdidas	1%
	Cuanta agua entra [kgH ₂ O/kgH ₂]	3%
Desoxidación	Salida de O ₂	90%
	Pérdidas en el proceso	3%
Enfriamiento	pérdidas	1%
Desnebulización	pérdidas	3%
	Cuanta agua saca desnebulizador	50%
Separación H ₂	pérdidas	2%
	Cuanta agua saca separador	80%
Separación O ₂	pérdidas de H ₂ y H ₂ O	1%
	Efectividad	2%
	pérdidas	3%
Electrólisis	pérdidas	1%
Enfriamiento	pérdidas	1%
Agua purificada	pérdidas	1%
Osmosis inversa	pérdidas	1%
Almacenamiento agua filtrada	pérdidas	1%
Agua Filtrada	pérdidas	1%
Filtrado	pérdidas	1%
Agua	pérdidas	1%

Figura 37.9. Pérdidas en el proceso de producción de hidrógeno por operación.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

				AÑO 2025		
				H2	H2O	O2
ELECTROLIZADOR	Almacenamiento 200 bar	sale	kg/año	184.115,04	-	9,21
		perdida	kg/año	1.859,75	-	0,09
		entrada	kg/año	185.974,79	-	9,30
	Compresión	sale	kg/año	185.974,79	-	9,30
		perdida	kg/año	1.878,53	-	0,09
		entrada	kg/año	187.853,32	-	9,39
	Buffer	sale	kg/año	187.853,32	-	9,39
		perdida	kg/año	1.897,51	-	0,09
		entrada	kg/año	189.750,83	-	9,49
	Condensación	sale	kg/año	189.750,83	5.692,52	9,49
		perdida	kg/año	1.916,68	57,50	0,10
		entrada	kg/año	191.667,51	5.750,03	9,58
	Desoxidación	sale	kg/año	191.667,51	5.750,03	9,58
		SALE O2	kg/año	No aplica	No aplica	86,25
		perdida	kg/año	5.927,86	177,84	-
		entrada	kg/año	197.595,37	5.927,86	95,84
	Enfriamiento	sale	kg/año	197.595,37	5.927,86	95,84
		perdida	kg/año	1.995,91	59,88	0,97
		entrada	kg/año	199.591,28	5.987,74	96,81
	Desnebulización	sale	kg/año	199.591,28	5.987,74	96,81
		SALE H2O	kg/año	No aplica	6.302,88	No aplica
		perdida	kg/año	5.117,73	315,14	2,48
		entrada	kg/año	204.709,01	12.605,77	99,29
	Separación H2	sale	kg/año	204.709,01	12.605,77	99,29
		SALE H2O	kg/año	No aplica	56.025,62	No aplica
		perdida	kg/año	4.177,73	1.400,64	2,03
		entrada	kg/año	208.886,74	70.032,03	101,32
	Separación O2	sale	kg/año	2.109,97	-	1.687.872,36
		SALE H2O	kg/año	No aplica	68.631,39	No aplica
		perdida	kg/año		1.400,64	
		entrada	%agua en o2	2.109,97	70.032,03	1.687.872,36
	Electrólisis	sale	kg/año	210.996,71	140.064,06	1.687.973,68
		perdida	kg h2/año		20.596,31	
		entrada	kg H2O/año	-	2.059.630,75	-
	Enfriamiento	sale	kg H2O/año	-	2.059.630,75	-
		perdida	kg H2O/año	-	19.424,02	-
		Entrada agua recirculacion	kg H2O/año	-	136.652,42	-
		entrada	kg H2O/año	-	1.942.402,35	-
	Agua purificada	sale	kg H2O/año	-	1.942.402,35	-
		perdida	kg H2O/año	-	19.620,23	-
		entrada	kg H2O/año	-	1.962.022,58	-
	Osmosis inversa	sale	kg H2O/año	-	1.962.022,58	-
		perdida	kg H2O/año	-	19.818,41	-
		entrada	kg H2O/año	-	1.981.840,99	-
	Almacenamiento agua filtrada	sale	kg H2O/año	-	1.981.840,99	-
		perdida	kg H2O/año	-	20.018,60	-
		entrada	kg H2O/año	-	2.001.859,59	-
	Agua Filtrada	sale	kg H2O/año	-	2.001.859,59	-
		perdida	kg H2O/año	-	20.220,80	-
		entrada	kg H2O/año	-	2.022.080,39	-
	Filtrado	sale	kg H2O/año	-	2.022.080,39	-
		perdida	kg H2O/año	-	20.425,05	-
		entrada	kg H2O/año	-	2.042.505,44	-

Figura 37.10. Cálculo de balance de masa para el proceso de producción.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

Anexo F

Catálogo de electrolizadores

MODEL	MC250	MC500
Class	1.25 MW	2.5 MW
Description	Fully-automated MW-class on-site hydrogen generator utilizing a modular containerized design for ease of installation and integration Tri-mode operation (selectable): • Command-following mode allows operation based on available input power • Load following mode automatically adjusts output to match demand • Tank filling mode operates with power-conservation mode during standby	
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) – caustic-free	
HYDROGEN PRODUCTION		
Net production rate Nm³/h @ 0° C, 1 bar SCF/h @ 70° F, 1 atm kg/24 h	246 Nm³/h 9,352 SCF/h 531 kg/24 h	492 Nm³/h 18,704 SCF/h 1,062 kg/24 h
Delivery pressure – nominal	30 barg (435 psig); full differential pressure H ₂ over O ₂	
Average power consumption at stack per volume of H ₂ gas produced ¹	4.5 kWh/Nm³	
Average power consumption at stack per mass of H ₂ gas produced ²	50.4 kWh/kg	
Purity (concentration of impurities)	99.95% [H ₂ O < 500 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable]	
Purity (concentration of impurities with optional high purity dryer)	ISO 14687:2019(E) Type I, Type II Grade D and SAE J-2719 Type I Grade L 99.9995% [H ₂ O < 5 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable]	
Start-up time (from off state)	< 5 min	
Ramp-up time (minimum to full load)	< 10 Sec	
Ramp rate (% of full-scale)	≥ 15% per sec (power input mode)	
Production capacity dynamic range	10 to 100%	
DI WATER REQUIREMENT		
Consumption rate at maximum production	222 l/h (58 gal/h)	444 l/h (116 gal/h)
Temperature	5 to 40°C (41 to 104°F)	
Input water quality	Required: ASTM Type II Deionized Water, < 1 µS/cm (> 1 MQ-cm) Preferred: ASTM Type I Deionized Water, < 0.1 µS/cm (> 10 MQ-cm)	
Water purification system (included)	Reverse Osmosis/Electronic DI (RO/EDI)	
MODEL	MC250	MC500
ELECTRICAL SPECIFICATIONS		
Electrical requirements	Typical installation: 6.6 to 35 kV, three phase 50 Hz/60 Hz Low voltage, three phase required for balance of plant and ancillary equipment	
Power quality	Designed to German TAB specification (THDI, < 7%, power factor > 0.9)	
PHYSICAL CHARACTERISTICS		
Electrolyser container ² W x D x H	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40 ft x 8 ft x 9.9 ft)	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40 ft x 8 ft x 9.9 ft)
Rectifier/transformer container ² W x D x H	6.1 m x 2.5 m x 2.6 m (20 ft x 8 ft x 8.5 ft)	Two containers: 6.1 m x 2.5 m x 2.6 m (20 ft x 8 ft x 8.5 ft)
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE		
Standard siting location	Outdoor, pad mounted Flatness 35/25 per ACI-117-10 Bottom access for AC and DC electrical connections	
Storage/transport temperature	5 to 60°C (41 to 140°F)	
Ambient temperature	-20 to 40°C (-4 to 104°F)	
Altitude range-sea level	1,000 m (3,281 ft)	
OPTIONS		
• Medium voltage input 4.16 to 6.6 kV	• Thermal control unit	• High purity hydrogen dryer with dew point meter

Figura 37.11. Catálogo de electrolizador M250 de NEL.

PDC

5

Series

Suction Pressure Range
Sub atmosphere and above

Discharge Pressure
Psig/Barg

Representative
Transfill Applications:
6,000/413

Representative
Industrial Applications:
6,500/448

Representative Hydrogen
Energy Applications:
14,500/1,000

Flow Rate
Up to Scfm/ Nm³/hr:
350/560

Horse Power
Up to Hp/kW:
75/55

PDC-5-150-350 two-stage compressor, tetrafluoroethylene (TFE) gas, Chemical Industry, 21 barg/304 psig discharge pressure, 160 Nm³/hr flow rate, 37 kW/50 HP motor.

PDC-5-1000-2500 two-stage compressor, carbon monoxide gas, Specialty Gas Industry, 165 barg/2,400 psig discharge pressure, 245 Nm³/hr flow rate, 55 kW/75 HP motor.

Figura 37.12. Catálogo de compresor PDC-5 de PDC Machines.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

Anexo G

A continuación, en la Figura 37.12 se presenta la proyección de la inflación y del tipo de cambio para los 30 años del proyecto.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	
T.C. (\$/USD)	75,75	100,73	128,80	159,07	190,53	222,15	252,96	282,15	309,09	333,36	354,68	376,78	399,63	423,22	447,54	472,56
Inflación	42%	36%	31%	26%	22%	19%	16%	14%	12%	10%	9%	9%	8%	8%	8%	8%
Inflación Acumulada	42%	93%	152%	218%	290%	364%	440%	516%	590%	660%	727%	797%	873%	953%	1038%	1128%
IPC USA	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
IPC USA ACUMULADO	4,4%	4,4%	6,7%	9,1%	11,5%	13,9%	16,5%	19,0%	21,6%	24,3%	27,0%	29,8%	32,7%	35,6%	38,6%	41,6%

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30
T.C. (\$/USD)	498,26	524,62	551,61	579,20	607,35	636,04	665,22	694,87	724,93	755,38	786,16	817,24	848,57	880,10	911,79
Inflación	8%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Inflación Acumulada	1223%	1324%	1430%	1542%	1659%	1783%	1913%	2049%	2191%	2340%	2495%	2657%	2826%	3001%	3183%
IPC USA	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
IPC USA ACUMULADO	44,8%	48,0%	51,2%	54,5%	57,9%	61,4%	65,0%	68,6%	72,3%	76,1%	80,0%	83,9%	88,0%	92,1%	96,3%

Figura 37.12. Proyección Tipo de Cambio e Inflación.

BIBLIOGRAFÍA

ABSA. (s.f.). Obtenido de:

<https://www.aguasbonaerenses.com.ar/oficina-virtual/mi-factura/cuadro-tarifario/>

Agencia CyTA. (12 de Enero de 2015). Obtenido de

<https://www.agenciacyta.org.ar/2015/01/%e2%80%9cargentina-podria-convertirse-en-un-gran-exportador-de-hidrogeno%e2%80%9d/>

AGUAS RIONEGRINAS. (s.f.). Obtenido de:

<https://www.aguascordobesas.com.ar/InfoUtil/ver/34/valores-vigentes>

AIR PRODUCTS. (s.f.). Obtenido de:

<http://www.airproducts.com/>

Ámbito Financiero. (Septiembre de 2020). Obtenido de

<https://www.ambito.com/contenidos/mercados.html>

Argentina.gob.ar. (s.f.). Obtenido de:

<https://www.argentina.gob.ar/puertos-vias-navegables-y-marina-mercante/Mapa-de-Puertos-Argentinos>

Argentina, U. I. (2019). *Evolución del costo de la energía*.

ATLAS ID. (s.f.). Obtenido de:

<https://atlasid.planificacion.gob.ar/>

AYSA. (s.f.). Obtenido de:

<https://www.aysa.com.ar/usuarios/Conoce-tu-factura>

Banco Interamericano de Desarrollo . (s.f.). Obtenido de

<https://www.idbinvest.org/es/projects/hychico>

Brauns, J. (2020). *Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable*. Clausthal-Zellerfeld,: MDPI.

Bruce S, Temminghoff M, Hayward J, Schmidt E, Munnings C, Palfreyman D, Hartley P . (2018). *National Hydrogen Roadmap*. Australia: CSIRO.

CAFCP. (2020). Obtenido de

<https://cafcp.org>

Colella, W. G. (2014). *Techno-economic Analysis of PEM Electrolysis for Hydrogen Production*. Colorado: Strategic Analysis.

CAMMESA. (2017). *Mercado a término renovable*.

CAMMESA. (2019). *Informe renovables*.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

Commission, E. (2019). *The European Green Deal*. Bruselas.

Damodaran, A. (enero de 2020). *Damodaran online*. Obtenido de http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

(2018). *Destination: Hydrogen*. Committee.

Energía Estratégica. (17 de Julio de 2019). Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/estado-y-situacion-de-hidrogeno-en-el-mundo/>

estrucplan. (s.f.). Obtenido de:

<https://estrucplan.com.ar/marco-legal-provincia-de-chubut/>

Fuel Cells and Hydrogen. (2020). Obtenido de <https://www.fch.europa.eu/news/clarification-compliance-certify-green-hydrogen-criteria-fch-ju-projects>

(2010). *Fuel Cell Technologies Program*. U.S Department of Energy .

(2020). *Fueling the Future of Mobility*. Deloitte.

Gallandat, N. (2017). *An Analytical Model for the Electrolyser Performance Derived from Materials Parameters*. Lausanne: Scientific Research Publishing.

Gobierno Chubut. Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable. (s.f.). Obtenido de <http://www.ambiente.chubut.gov.ar/wp-content/uploads/2019/05/LEY-XI-N%C2%BA-35-DIGESTO-CODIGO-AMBIENTAL.pdf>

HEXAGON. (s.f.). Obtenido de:

<https://www.hexagonxperion.com/products/transport-modules-for-gases/transport-modules-for-hydrogen-h2.html>

Honorable Cámara de Diputados de la Nación. (s.f.). Obtenido de:

<https://www.hcdn.gob.ar/proyectos/textoCompleto.jsp?exp=1769-D-2019&tipo=LEY>

(2017). *Hydrogen Scaling Up*. Hydrogen Council.

H2 Live. (2020). Obtenido de

<https://h2.live/en>

IEA. (2020). Obtenido de

<https://www.iea.org/data-and-statistics>

IFADATA. (2020). Obtenido de

<https://www.fertilizer.org/>

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

INDEC. (s.f.). Obtenido de

<https://www.indec.gob.ar/>

Industrial, S.-D. E. (2017). *Site-Dependent Environmental Impacts of Industrial*. Jülich,: MDPI.

InfoLEG. *Información Legislativa y Documental*. (s.f.). Obtenido de:

<http://www.infoleg.gob.ar/>

IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017, *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi.

Knoema. (2020). Obtenido de

<https://www.knoema.com>

Koponen, J. (2015). *Review of water electrolysis technologies and design of renewable hydrogen production systems*. Lappeenranta.

LA Almanac. (2020). Obtenido de

<http://www.laalmanac.com>

León, E. T. (2015). *Electrólisis PEM de baja temperatura y sus aplicaciones industriales*. Sevilla.

Louzaú, N. (26 de Febrero de 2020). *La Nación*. Obtenido de:

<https://www.lanacion.com.ar/economia/energia-renovable-a-pesar-su-crecimiento-hay-nid2333550>

(2017). *Manufacturing Competitiveness Analysis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems*. CEMAC.

Markets and Markets. (Noviembre de 2018). Obtenido de

<https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/hydrogen-generation-market-494.html>

Metalary. (2020). Obtenido de

<https://www.metalary.com>

Midrex. (2018). *World Direct Reduction Statistics*.

Ministerio de Planificación Federal, I. P. (2011). *Argentina Urbana*. Ciudad de Buenos Aires: Diseño Editorial.

(2018). *National Hydrogen Roadmap*. CSIRO.

Nel Hydrogen. (s.f.). Obtenido de:

<https://nelhydrogen.com/>

Ni, M. (2008). *Energy and exergy analysis of hydrogen production by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer plant*. Hong Kong: ELSEVIER.

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

Our World in Data. (2020). Obtenido de

<https://ourworldindata.org>

Pampa Energía. (2020). Obtenido de

<https://ri.pampaenergia.com>

(2020). *Path to hydrogen competitiveness*. Hydrogen Council.

Plataforma del Agua. (2017). Obtenido de

<http://www.plataformadelagua.org.ar/mapa>

Population Pyramid. (2020). Obtenido de

<https://www.populationpyramid.net>

Pyle, W. (1998). *Hydrogen Purification*.

Rashid, M. M. (2015). *Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis*. Abha: IJEAT.

Rava Bursátil. (s.f.). Obtenido de

http://www.rava.com/?gclid=Cj0KCQjwnqH7BRDdARIsACTSAdvUi6Aovni5TlaP3qQ1dpETmrla5_tjlaIUnMiqpSsNW5W-9MDIjkaAh-REALw_wcB

RenovAr. (s.f.). Obtenido de:

<https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/energia-electrica/renovables/renovar>

(2019). *Revisiones de energías renovables y sostenibles*. Clarivate Analytics.

Revista Petroquímica. (18 de Septiembre de 2019). Obtenido de

<https://www.revistapetroquimica.com/la-argentina-cerca-de-la-electrificacion-total/>

Run Rún Energético. (29 de Julio de 2019). Obtenido de

<https://www.runrunenergetico.com/ypf-luz-sumara-400-mw-de-energia-eolica-en-2020/>

S.A., C. (2020). *Estados Financieros Consolidados*.

Sciences, N. A. (2004). *The Hydrogen Economy Opportunities, Cost, Barriers and R&D Needs*. Washington.

Secretaría de Energía. (s.f.). Obtenido de:

<http://datos.minem.gob.ar/dataset/generacion-transporte-electrico/archivo/a56ef1d6-4453-460c-a70b-12e3ee99be8f>

Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno.

Servicoop Puerto Madryn. (s.f.). Obtenido de:

<https://servicooponline.com/deuda-2/>

Smolinka, T. (2010). *PEM Water Electrolysis - Present Status of Research and Development*. München: Fraunhofer.

Sociedad Cooperativa Popular Limitada de Comodoro Rivadavia. (s.f.). Obtenido de:

<https://scpl.coop/index.php/site/ver-publicacion?id=1095>

Statista. (2020). Obtenido de

<https://www.statista.com>

Steven Cohen, S. P. (2009). *Hydrogen Generation From Electrolysis*. Wallingford.

(2017). *STUDY ON EARLY BUSINESS CASES FOR H2 IN ENERGY STORAGE AND MORE BROADLY POWER TO H2 APPLICATIONS*. Brussels: FCH.

Suermann, M. (2017). *High pressure polymer electrolyte water electrolysis: Test bench development and electrochemical analysis*. Zürich,: ELSEVIER.

Sur del Sur. (s.f.). Obtenido de:

<https://surdelsur.com/es/poblacion-argentina/>

(2015). *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells*. Paris: IEA.

(2019). *The Future of Hydrogen*. IEA.

Thompson, G. (8 de Julio de 2019). *Wood Mackenzie*. Obtenido de

<https://www.woodmac.com/news/we-need-to-talk-about-hydrogen/>

Tiktak, W. (2019). *Heat Management of PEM Electrolysis*. Amsterdam.

Warren, B. (4 de Noviembre de 2019). *EY*. Obtenido de

https://www.ey.com/en_uk/power-utilities/renewable-energy-country-attractiveness-index

Wirkert, F. (2019). *A modular design approach for PEM electrolyser systems with homogeneous operation conditions and highly efficient heat management*. Gelsenkirchen: ELSEVIER.

Worldometers. (2020). Obtenido de

<https://www.worldometers.info>

WWF. (2011). *El informe de la Energía Renovable*.

Yodwong, B. (2020). *AC-DC Converters for Electrolyzer Applications: State of the Art and Future Challenges*. MDPI.

Zhang, H. (2012). *Efficiency Calculation and Configuration Design of a PEM Electrolyzer System for Hydrogen Production*. Xiamen: International Journal of ELECTROCHEMICAL SCIENCE.