Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad Espinos S.A.

21 de abril de 2021

Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Por encargo de:
Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear
de la República Federal de Alemania

Ministerio de Energía
Gobierno de Chile

Edición:
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:
Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:
Rainer Schröer

En coordinación:
Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-22-2. Primera edición digital: marzo 2021

Cita:

Título: Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad Espinos S.A.
Autor(es): GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.l, y TCI Gecomp SpA
Revisión y modificación: José Fuster Justiniano, Rodrigo Vásquez Torres, Pablo Tello Guerra
Edición: Pablo Tello Guerra.
Santiago de Chile, 2021.
73 páginas
Energía - Hidrógeno verde – Tecnologías hidrógeno – LCOH - Evaluación técnico-económica

Aclaración:
Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 21 de abril de 2021

CONTENIDO

1 Resumen ejecutivo 8
2 Estudio de prefactibilidad electrólisis 9
2.1 Datos de producción solar 9
2.1.1 Ubicación 9
2.1.2 Datos de generación solar 10
2.2 Reseña comparativa de aspectos relevantes de las diferentes tecnologías de hidrógeno 11
2.2.1 Tipos de electrolizadores 14
2.2.2 Comparativa de la tecnología de electrólisis alcalina y PEM 18
2.2.3 Listado de los principales proveedores a nivel mundial de electrólisis 27
2.3 Análisis del recurso hídrico 29
2.3.1 Tecnología de desalinizado 29
2.4 Reseña comparativa de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. . 30
2.4.1 Almacenamiento gaseoso 30
2.4.2 Almacenamiento líquido 31
2.4.3 Amoníaco 32
2.4.4 Líquidos orgánicos 33
2.4.5 Almacenamiento de hidrógeno con hidruros metálicos (almacenamiento químico) 33
2.5 Selección de la tecnología óptima, potencia requerida y características clave. 34
2.6 Identificación de componentes de Balance of Plant. Diseño conceptual de unidades de proceso y auxiliares de una instalación de electrólisis 35
2.6.1 Electrolizador 37
2.6.2 Refrigeración del electrolizador 40
2.6.3 Sistema De Compresión 40
2.6.4 Almacenamiento 42
2.7 Obra civil, eléctrica y de control necesaria para la instalación del electrolizador 42
2.7.1 Clasificación del emplazamiento 43
2.8 Dimensionamiento de rechazos generados en el proceso de electrólisis 44
2.8.1 Oxígeno como subproducto 44
2.8.2 Calor 45
2.8.3 Agua de rechazo 46
3 Integración energética: electrólisis - solar fv 47
3.1 Análisis de acoplamiento entre la tecnología fotovoltaica y electrólisis 47
3.2 Optimización de la producción de hidrógeno 50

3.3 Dimensionamiento del almacenamiento 52
3.4 Layout aproximado 54
4 Análisis del sector y viabilidad 55
4.1 Identificación de proyectos de referencia 55
4.2 Desglose de precios de CAPEX. 57
4.2.1 Cotizaciones recibidas 57
4.2.2 Selección de la cotización para el estudio económico 58
4.2.3 Presuntos del análisis económico 58
4.2.4 Aproximación técnica a partir de datos de fabricante 61
4.3 Estudio de costes operativos y LCOH 63
4.3.1 Costes operativos 63
4.3.2 LCOH 64
5 Conclusiones y recomendaciones finales 66
5.1 Tabla resumen de casos planteados 66
5.2 Recomendaciones finales 67
6 Referencias 70

Índice de figuras

Figura 1: Resumen de métodos de producción y usos finales del hidrógeno 11
Figura 2: Vías de producción de hidrógeno renovable y niveles actuales de madurez. 12
Figura 3: Esquema de la electrólisis del agua 13
Figura 4: Diagrama de flujo simplificado del proceso de electrólisis del agua. 13
Figura 5: Electrólisis AEL 14
Figura 6: Electrólisis PEM 15
Figura 7: Funcionamiento celda de electrólisis SOEC. 17
Figura 8: Esquema de funcionamiento de un electrolizador AEM. 18
Figura 9: Esquema de la instalación de pruebas de NREL. 19
Figura 10: Respuesta de la frecuencia a un incremento de carga en la red. 20
Figura 11: Respuesta de la frecuencia a una caída de carga en la red. 20
Figura 12: Gráfica comparativa de vida útil de los stacks presente y futuro. 22
Figura 13: Principales riesgos y medidas para una instalación de electrólisis. 23
Figura 14: Coste por kW instalado de las tecnologías de electrólisis comerciales presente y a futuro 24
Figura 15: Comparación coste tecnologías PEM y Alcalina. 25
Figura 16: Desglose aproximado de costes para stacks alcalinos. 26
Figura 17: Desglose aproximado de costes para stacks PEM. 26
Figura 18: Coste de hidrógeno producido en función a tasa de uso de la instalación. 27
Figura 19: Comparación de los diferentes tipos de depósitos para hidrógeno gas presurizado. 31
Figura 20: Tanque de hidrógeno líquido. 31
Figura 21: Esquema de proceso de transformación en amoniaco y su posterior reconversión en hidrógeno 32

Figura 22: Proceso de conversión de amoniaco en hidrógeno para uso en pilas de combustible. 33
Figura 23: Proceso de transformación de hidrógeno en LOHC. 33
Figura 24: Calendario Programas de Innovación Corfo 2021 34
Figura 25: Mapa conceptual de componentes de la instalación 36
Figura 26: Diagrama de flujo de un stack de electrólisis PEM. 37
Figura 27: Producción diaria promedio de hidrógeno durante BOL con electrolizador PEM de 0,5 MW. 37
Figura 28: Producción diaria promedio de hidrógeno durante BOL con electrolizador PEM de 1 MW. 38
Figura 29: Esquemas de las versiones más básicas de purificación de hidrógeno electrolítico . 39
Figura 30: Tipos de compresores empleados en hidrógeno, con rango de operación. 41
Figura 31: Compresor de diafragma 41
Figura 32: Producción diaria promedio de oxígeno durante BOL del electrolizador PEM de 0,5MW. 45
Figura 33: Producción diaria promedio de oxígeno durante BOL del electrolizador PEM de 1MW. 45
Figura 34:. Estimación de irradiancia horaria anual. 48
Figura 35: Irradiancia promedio durante los días promedio en la zona de la instalación. 49
Figura 36: Análisis de sensibilidad de almacenamiento y excedente solar frente a la potencia instalada. 51
Figura 37: Factor de compresibilidad frente a presión de hidrógeno. 53
Figura 38: Layout de la instalación sobre la parcela ocupada 54
Figura 39: Descripción de los equipos sobre el layout de planta. 54
Figura 40: Esquema de instalación del proyecto Hoasis. 55
Figura 41: Esquema de instalación del proyecto Haru Oni. 55
Figura 42: Esquema de equipos e instalación proyecto Cerro Pabellón. 56
Figura 43: Proyecto HyEx, esquema conceptual de producción y usos finales. 57
Figura 44: Esquema de la instalación adaptando los datos a las cotizaciones recibidas. 61
Figura 45: Distribución del CAPEX porcentual de la planta de electrólisis. 62
Figura 46: Total de costes del proyecto desglosado por conceptos 64
Figura 47: Desglose de coste operativos. 64
Figura 48: Costes del proyecto desglosados para un 30% de subvención. 65

Índice de tablas

Tabla 1: Ubicación y coordenadas del proyecto. 9
Tabla 2: Datos de generación solar. 10
Tabla 3: Parámetros típicos de operación de un electrolizador alcalino. 14
Tabla 4:- Ventajas y desventajas de electrolizadores alcalinos. 14
Tabla 5: Parámetros de funcionamiento típicos de electrolizadores PEM. 16
Tabla 6: Ventajas y desventajas electrolizadores PEM. 16
Tabla 7: Parámetros operativos de una celda de producción de syngas vía SOEC. 17
Tabla 8: Ventajas y desventajas electrolizadores SOEC. 17
Tabla 9: Relación de fabricantes de electrolizadores 28
Tabla 10: Características y especificaciones técnicas de los electrolizadores. 38
Tabla 11: Características y especificaciones técnicas del intercambiador de calor para la refrigeración. 40
Tabla 12: Características y especificaciones técnicas del compresor. 42

Tabla 13: Características y especificaciones técnicas del almacenamiento. 42
Tabla 14: Excedente solar y consumo electrólisis. 47
Tabla 15:- Datos de consumo de la electrólisis en función a la generación de un año promedio para el caso de 1 MW. 50
Tabla 16: Horas equivalentes de funcionamiento del electrolizador en función a la potencia nominal. 51
Tabla 17: Características y especificaciones técnicas del almacenamiento. 52
Tabla 18: Resumen de posibilidades de almacenamiento frente a área ocupada por cada posibilidad. 53
Tabla 19: Cotización proveedor 1 electrolizador PEM 57
Tabla 20: Cotización Proveedor 2 electrolizador PEM 58
Tabla 21: Cotización Proveedor 3 electrolizador AEL 58
Tabla 22: Listado de suministradores de almacenamiento y compresores. 59
Tabla 23: CAPEX desglosado de las dos instalaciones particularizadas. 62
Tabla 24: Coste nivelado del hidrógeno a lo largo del proyecto desglosado por CAPEX, OPEX y otros costes. 66

Glosario

AEL: Electrolizador alcalino
AEM: Membrana de intercambio aniónico
ASME: American Society of Mechanical Engineers
AT: Alta tensión
BIE: Boca de incendios equipada
BOL: Inicio de vida útil (Begin of life)
BOP: Balance of plant
CA: Corriente alterna
CAPEX: Capital Expenditures (gastos de capital)
CC: Corriente continua
CE: Conformité Européenne
EPC: Ingeniería, puesta en marcha y construcción
FCH JU: Fuel cell and hydrogen joint undertaking
FV: Fotovoltaica
IEA: Agencia Internacional de la Energía
IRENA: International renewable energy agency
LCOH: Coste nivelado del hidrógeno
LHV: Calor específico inferior
LOCH: Líquidos orgánicos portadores de hidrógeno
MPPT: Punto de máxima potencia
MT: Media tensión
NREL: National renewable energy laboratory
O&M: Operación y mantenimiento
OPEX: Operational Expenditures (Gastos de operación)
PED: Directiva de equipos a presión
PEM: Membrana de intercambio protónico
PR: Performance ratio
PSA: Adsorción por presión diferencial
PPA: Power Purchase Agreement
SAM: System Advisor Model
SOEC: Celda de electrólisis de óxido sólido
STC: Standard test conditions (condiciones estándares de prueba)
TMY: Datos de temperature y meteorológicos anuales
TRL: Nivel de madurez tecnológica
TSA: Adsorción por temperatura diferencial
UPS: Sistema de alimentación ininterrumpida
WACC: Coste medio ponderado de capital
WRF: Weather Research and Forecasting

1 RESUMEN EJECUTIVO

El hidrógeno verde se ha tomado la agenda energética durante los últimos dos años y tal como aparece mencionado en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde en Chile, su producción puede ser tanto para exportación como para consumo interno. En este contexto, para el proyecto de Descarbonización del Sector Energético de Chile que lleva a cabo el Programa 4e de la GIZ en el marco del trabajo conjunto con el Ministerio de Energía de Chile, resulta sumamente importante estudiar varios tamaños de proyectos para la producción de hidrógeno, teniendo en consideración otros aspectos distintos a la economía de escala asociada a proyectos de gran magnitud. Dentro de las alternativas a estudiar surgen los proyectos de generación ERNC menores a 9 MW (PMGD), los cuales en los últimos años han experimentado un crecimiento significativo.

El presente estudio fue realizado para Espinos S.A., una empresa de generación eléctrica, ubicada en la región Metropolitana de Santiago. La empresa posee una planta solar fotovoltaica PMGD ubicada en la comuna de Lampa, la cual hoy en día inyecta a la red y ha sido pionera en buscar soluciones para la transición energética por lo que existe el interés por analizar la factibilidad de producir hidrógeno verde para posibles clientes de la región que surjan en un futuro cercano.

El informe estudia a nivel conceptual-prefactibilidad la viabilidad técnico-económica de una planta de producción inicial de hidrógeno de 35.000 kg/año y en promedio 96 kg/día a partir de electrólisis integrada con la planta fotovoltaica preexistente de 3 MW conectada a la red.

Respecto a la planta de electrólisis, el estudio analizó diversas tecnologías de producción de hidrógeno y los componentes auxiliares (Balance of Plant) que mejor se adecuaban a las condiciones del proyecto. Así, luego de realizar un predimensionamiento y en base a una oferta basada en cotizaciones de diversos proveedores, se seleccionó un electrolizador PEM de 1,25 MW para cubrir la demanda inicialmente propuesta, superándola en más del doble con una producción final de 78.069 kg/año o aprox. 214 kg/día. Del mismo modo, el análisis incluyó la consideración de contar con almacenamiento en rack de botellas (o paquete de cilindros) a una presión de 200 bar para asegurar disponibilidad a la demanda diaria de dos días, asumiendo como uso final el sector alimenticio, y con alto nivel de pureza del hidrógeno (99,9995%).

Los principales resultados económicos de este proyecto entregaron que para una potencia de electrólisis finalmente de 1,25 MW, el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) es 8,93 USD/kgH_2, con un costo de inversión (CAPEX) de aproximadamente MMUSD 2,76 para la planta de electrólisis con todos los equipos auxiliares incluidos y considerando un costo de electricidad de 60 USD/ MWh que es el costo al cual se está financiando la planta solar FV. En este caso Cabe destacar, el porcentaje del CAPEX que representa el almacenamiento y compresión asociado a hidrógeno supone casi un 19% de éste. En caso de no requerir almacenamiento ni un sistema de compresión, el LCOH disminuiría a 7,97 USD/kg.

Una vez analizada la viabilidad del proyecto, se concluye que se deben considerar otros factores que pueden mejorar la viabilidad económica, tales como contar con la demanda u offtakers definidos para la venta del hidrógeno, así como la disposición a pagar por un hidrógeno verde, la optimización del modelo de almacenamiento de hidrógeno y la venta de los subproductos de electrólisis como el oxígeno y calor, en demandas geográficamente cercanas.

2 ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD ELECTRÓLISIS

2.1 DATOS DE PRODUCCIÓN SOLAR

2.1.1 UBICACIÓN

El proyecto pretende ubicarse cerca de las instalaciones que actualmente dispone la empresa Espinos S.A. Esta propuesta se desarrolla como ampliación de la instalación FV previamente existente. En la siguiente tabla se presentan las coordenadas decimales del punto central de la ubicación del proyecto:

Tabla 1: Ubicación y coordenadas del proyecto.

Nombre	Espinos S.A.
Ubicación	Lampa, Región Metropolitana, Chile.
Coordenadas	-33,3°, -70,8°

Fuente: Elaboración propia.

2.1.2 DATOS DE GENERACIÓN SOLAR

En base a los datos proporcionados por la empresa Espinos S.A., la Tabla 2 muestra la producción horaria de los días promedio, así como el total diario, mensual y anual de generación de la instalación ya existente. Se estudiará en mayor profundidad esto en el punto de análisis de hibridación

Tabla 2: Datos de generación solar.

	Producción											
	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00
Hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	7.87	10.60
7	71.93	25.37	2.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.49	73.72	142.28	126.15
8	429.61	319.70	248.87	142.99	33.33	0.74	1.22	63.49	273.67	494.35	637.36	579.34
9	1 124.86	1 015.16	917.67	756.07	497.65	398.57	413.18	533.30	876.02	1 117.75	1 305.05	1 276.11
10	1 783.73	1 700.35	1 596.42	1 380.46	1 029.54	902.07	956.57	1 081.51	1 467.78	1 702.12	1 912.42	1 891.08
11	2 267.31	2 216.43	2 121.16	1 822.18	1 459.14	1 264.14	1 344.81	1 476.66	1 873.36	2 106.91	2 332.40	2 347.15
12	2 570.32	2 555.16	2 452.73	2 152.47	1 712.02	1 551.80	1 619.52	1 749.45	2 132.53	2 321.66	2 555.20	2 616.50
13	2 693.21	2 717.96	2 577.70	2 261.61	1 829.61	1 703.91	1 724.37	1 891.60	2 198.56	2 403.75	2 631.63	2 704.23
14	2 652.46	2 697.13	2 543.03	2 203.23	1 790.22	1 717.08	1 693.21	1 861.16	2 145.38	2 349.33	2 533.71	2 623.19
15	2 461.77	2 514.21	2 339.69	1 987.72	1 581.88	1 510.84	1 523.87	1 657.38	1 944.77	2 111.96	2 287.31	2 392.35
16	2 114.83	2 155.74	1 966.00	1 629.47	1 265.46	1 206.95	1 237.46	1 361.94	1 599.53	1 731.30	1 876.97	2 017.97
17	1 606.17	1 627.54	1 434.17	1 088.25	778.06	675.91	808.62	907.98	1 099.19	1 172.24	1 304.12	1 462.00
18	937.56	933.60	742.47	405.71	95.30	21.81	102.25	313.62	460.64	516.25	626.09	787.17
19	291.47	270.74	128.81	6.49	0.00	0.00	0.00	1.84	26.37	73.51	131.44	212.44
20	44.34	18.03	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.50	34.14
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL diario (kWh)	21 050	20 767	19 072	15 837	12 072	10 954	11 425	12 900	16 105	18 175	20 291	21 080
TOTAL mensual (MWh)	652.56	581.48	591.22	475.10	374.24	328.61	354.18	399.90	483.16	563.42	608.74	653.49
											TOTAL	6 066 MWh/yr

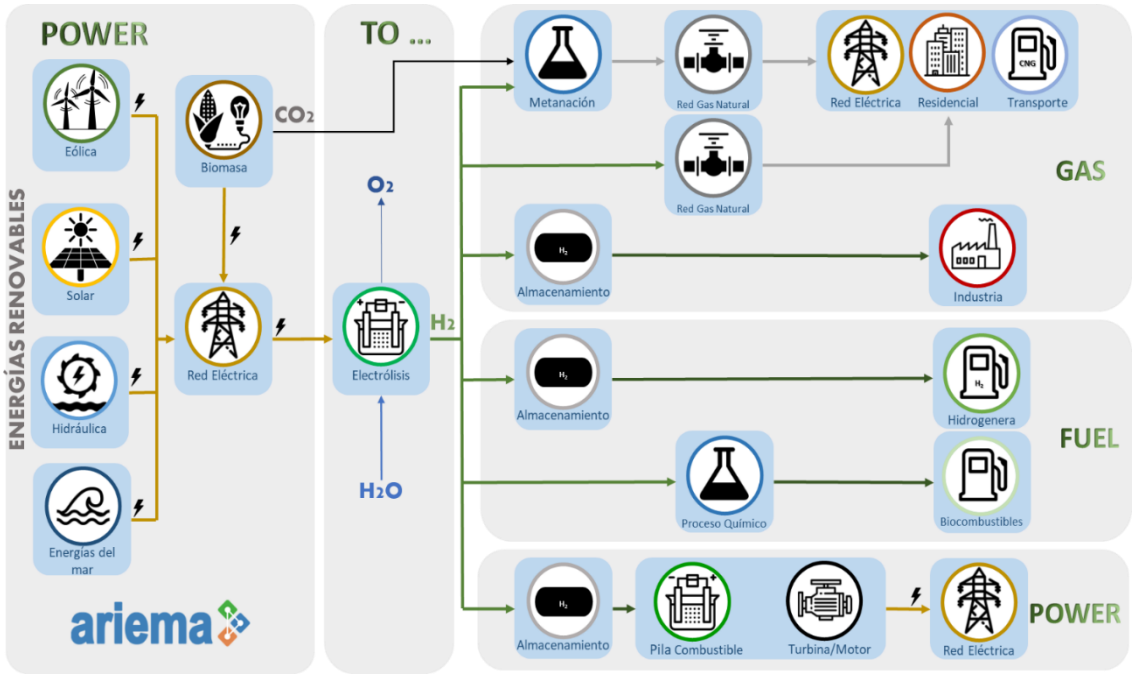
Fuente: Espinos S.A.

2.2 RESEÑA COMPARATIVA DE ASPECTOS RELEVANTES DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE HIDRÓGENO

El hidrógeno es el gas más abundante del universo; no obstante, únicamente se encuentra en la Tierra combinado con otros elementos en estado líquido, gaseoso o sólido. A pesar de ello , el hidrógeno se puede separar a través de numerosas vías, renovables y no renovables.

Este gas por sí solo no es una fuente de energía, sino que se considera un vector energético (*carrier*) al almacenar la energía que se ha generado por primera vez en otro lugar. El ratio de conversión energética del hidrógeno en una pila de combustible es dos o tres veces más eficiente que el de los motores convencionales (se generan aproximadamente 16,7 kWh por cada kg de hidrógeno consumido en pila de combustible, mientras que los motores de combustión no llegan a superar los 10 kWh por kg de hidrógeno consumido, de acuerdo a Vinoth I. et al 2020).

Figura 1: Resumen de métodos de producción y usos finales del hidrógeno.

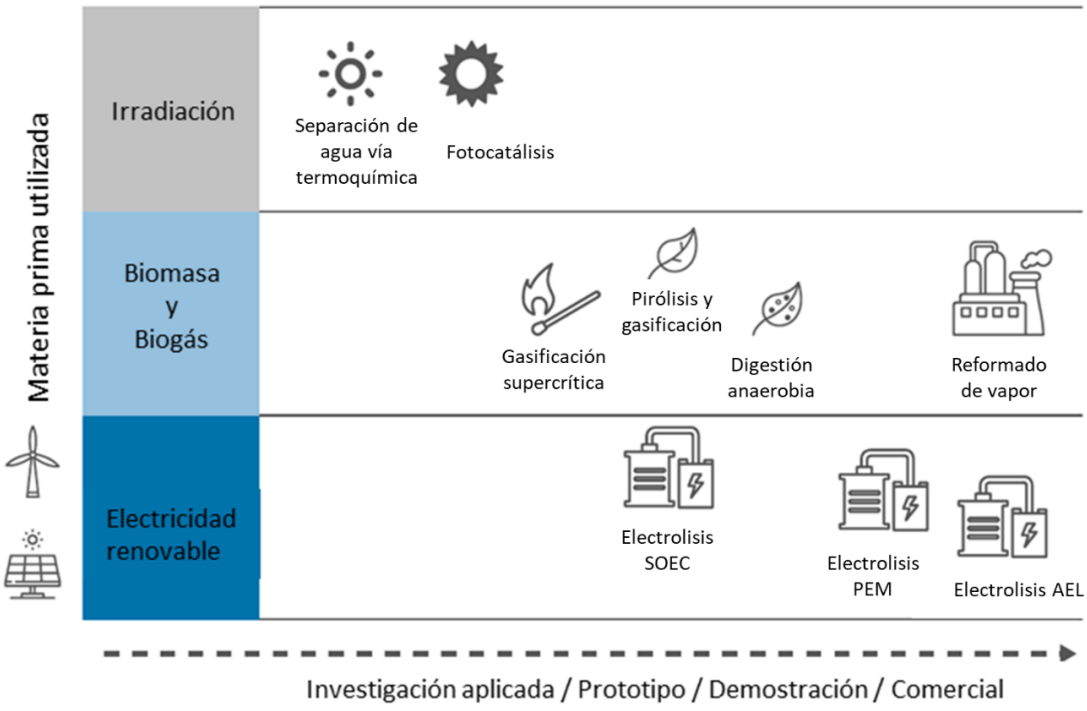


Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

El hidrógeno puede convertirse en una alternativa real a la sustitución de los combustibles fósiles, pero para ello es necesario garantizar un impacto mínimo sobre los recursos naturales y una reducción de las emisiones. Actualmente, la mayor parte del hidrógeno producido en el mundo proviene de combustibles fósiles, principalmente del gas natural; lo que se denomina “hidrógeno gris”.

El “hidrógeno verde” o “hidrógeno renovable” es aquel que se obtiene a partir de fuentes renovables, siendo aquí donde la electrólisis del agua (disociar la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno, utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables) presenta el mayor potencial (Figura 1 y Figura 2) para diversas aplicaciones como transporte, residencial, industria o almacenamiento energético para la red eléctrica. Asimismo, el hidrógeno también puede ser producido por otros métodos como la fotocatálisis o la gasificación.

Figura 2: Vías de producción de hidrógeno renovable y niveles actuales de madurez.



Fuente: IRENA 2018 (traducida por ARIEMA)

Al considerar la tecnología a seleccionar para la producción de hidrógeno, la electrólisis del agua muestra una amplia lista de ventajas:

- Actualmente, los sistemas de electrólisis de agua en funcionamiento alcanzan una **eficiencia del 75% al 85%**.
- **Modularidad**, ya que las plantas de electrólisis suelen tener varias unidades produciendo en paralelo, con ventajas de mantenimiento, resiliencia y modificaciones posteriores al diseño.
- **Modelo de trabajo silencioso**, comparado con procesos termoquímicos para producir hidrógeno. Por tanto, son ideales para su uso cerca de edificios.
- Capacidad para **eliminar la contaminación** y las **emisiones de gases de efecto invernadero** provocadas por los combustibles fósiles; para el hidrógeno producido por electrólisis, el único subproducto en el punto de uso es el oxígeno.
- **Generación distribuida de combustible**, puesto que el hidrógeno se puede producir en cualquier lugar donde haya agua y una fuente de energía. No tiene que depender de la red.
- **Tecnología probada**, dado que las plantas de electrólisis de agua tienen décadas de datos históricos y mejoras.

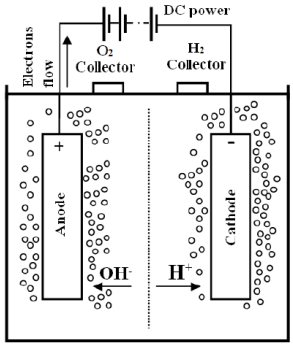
La electrólisis consiste en disociar la molécula de agua en sus componentes, hidrógeno y oxígeno, aplicando una corriente eléctrica a dos electrodos (ánodo y cátodo) (Reacción 1). Esto

supone una conversión de energía eléctrica en energía química útil para separar y obtener hidrógeno y oxígeno. En el ánodo se lleva a cabo una semirreacción de oxidación mediante la cual se carga positivamente, propiciando una atracción de los iones OH^- del agua originando oxígeno gaseoso; mientras que, por otro lado, el cátodo mediante una semirreacción de reducción se carga negativamente atrayendo los iones H^+ propiciando la formación y acumulación de hidrógeno gaseoso (Figura 3). El conjunto de las dos semirreacciones oxidación-reducción se puede representar mediante la siguiente expresión, constituyendo así la reacción global que tiene lugar en un electrolizador:

Reacción 1

$$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2$$

Figura 3: Esquema de la electrólisis del agua

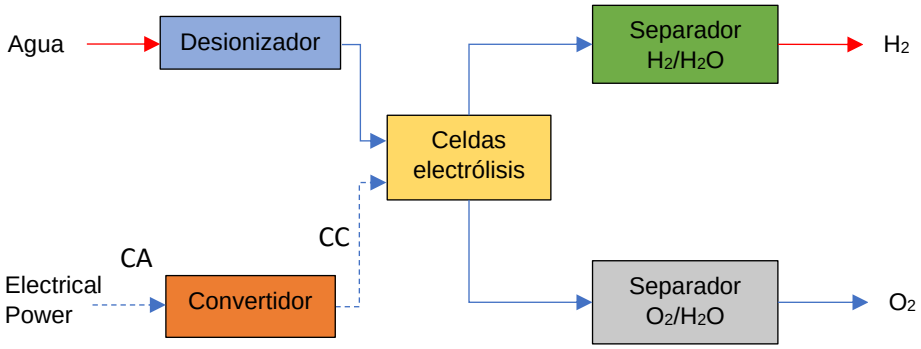


Fuente: Sizing and Economic Analysis of Hybrid PV/PEMFC Systems for Remote Areas Residential Utilization, Mohammed, A. et al. (2015)

Los electrodos están sumergidos en un medio (de aquí en adelante electrolito) que presenta permeabilidad a los iones facilitando su transferencia, y que además impide la conducción eléctrica a través de él. La naturaleza de este electrolito (ácida o alcalina) será la que determine las características de operación del electrolizador, a su vez que defina la tecnología de este.

Todos los electrolizadores se basan en celdas electroquímicas agrupadas en "stacks", con los correspondientes sistemas auxiliares, denominados conjuntamente balance de planta o BOP.

Figura 4: Diagrama de flujo simplificado del proceso de electrólisis del agua.



Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

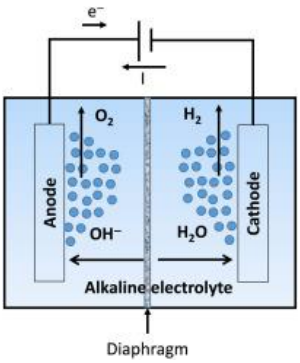
Actualmente existen dos grandes grupos de electrolizadores: los electrolizadores alcalinos (AEL) y los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM). En una fase más prematura también se encuentran otros electrolizadores como son los de óxido sólido (SOEC) y los electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM).

2.2.1 TIPOS DE ELECTROLIZADORES

2.2.1.1 ELECTROLIZADORES ALCALINOS

Se caracterizan por emplear un electrolito líquido, siendo el más común KOH (hidróxido de potasio) en concentraciones del 20 al 40%. El material más empleado para el cátodo es el óxido de cobalto, mientras que para el ánodo es el óxido de níquel. El proceso de electrólisis se lleva a cabo siguiendo la siguiente secuencia: en el cátodo el agua se divide mediante una semirreacción de reducción dando lugar a hidrógeno e iones OH^-, que atraviesan la membrana de separación de los electrodos llegando hasta el ánodo donde se recombinan para formar el oxígeno.

Figura 5: Electrólisis AEL



Fuente: Green hydrogen from anion Exchange membrane water electrolysis: a review of recent developments in critical materials and operating conditions. https://doi.org/10.1039/C9SE01240K

Es una tecnología madura y asentada a nivel de mercado, lo que la hace ser muy confiable, barata y segura. No requiere de metales nobles como catalizadores de la reacción y presenta estabilidad a largo plazo. Sus parámetros de operación son:

Tabla 3: Parámetros típicos de operación de un electrolizador alcalino.

Parámetro de operación	Valor
Temperatura	40°C a 90°C
Consumo de agua (purificada)	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Calidad agua de entrada	1-5 µS cm^{-1}
Densidad de corriente	300 a 450 mA/cm^2
Voltaje de celda	1.7 V a 2.7 V
Eficiencia de conversión (LHV)	63 % hasta 85% en pequeña escala
Consumo energético	4.2 – 4.8 kWh/Nm^3
Electrolito	KOH concentración 20 % – 40 %
Pureza del hidrógeno	99.7 % – 99.9 %
Horas de funcionamiento del stack	Hasta 100,000 h
Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)	30 bar / 30 bar

Fuente: Elaboración propia

A modo de resumen, se recogen las ventajas, desventajas y prioridades de mejora en la Tabla 4:

Tabla 4:- Ventajas y desventajas de electrolizadores alcalinos.

Ventajas	Desventajas
Tecnología de electrólisis desarrollada (vida útil de hasta 100,000 h)	Rango de producción limitado entre el 20% y el 100% - Variación dinámica del suministro eléctrico limitada, dependiendo fabricante
Baja degradación (< $3\mu V/h$)	Las membranas separadoras no evitan la mezcla de H_2-O_2 y se producen más impurezas

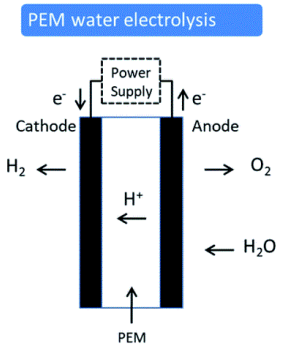
Alta producción de hidrógeno (hasta 760 Nm3/h, equipos con potencias en el rango de MW)	A rango bajo (<40%), baja producción y mayor difusividad entre gases H_2-O_2
Área de celda alta (hasta 4 m2)	Baja densidad de corriente permitida y densidad de potencia (< 1 mW/cm2)
Coste inferior a la tecnología PEM debido a mayor madurez de la tecnología	Presión de funcionamiento relativamente baja (electrolito líquido) en comparación con electrólisis PEM

Fuente: Elaboración propia

2.2.1.2 *ELECTROLIZADORES PEM*

Emplean un electrolito sólido en forma de membrana, típicamente se emplea Nafion® como material de las membranas. Debido al ambiente ácido de estos electrolizadores se requieren metales nobles como materiales para conformar los electrodos, viéndose afectado así en gran medida el coste de esta tecnología. En estos electrolizadores el agua entra por el ánodo separándose en oxígeno, protones H+ y electrones; los protones viajan a través de la membrana electrolítica y se recombinan en el cátodo con los electrones que han seguido el circuito de energía externo, generando así hidrógeno. En esta tecnología el ion que se transfiere entre electrodos es el protón, de ahí que reciba el nombre de electrolizador de membrana de intercambio de protones.

Figura 6: Electrólisis PEM



Anode: $2H_2O \rightarrow 4H^+ + O_2 + 4e^-$
Cathode: $4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$

Fuente: Green hydrogen from anion Exchange membrane water electrolysis: a review of recent developments in critical materials and operating conditions

El rango de temperatura de operación se encuentra entre los 50ºC y los 80ºC, y la presión de 20 a 50 bar. La densidad de corriente oscila entre 1.0 a 2.0 A/cm^2 a 2 V, eficiencia de conversión en el rango de 60-68 % del valor calorífico inferior y un consumo energético entre 4.4-5.0 kWh/Nm^3.

Tradicionalmente se ha visto limitada su aplicación a instalaciones de pequeña escala (instalaciones de decenas/centenas de kW), aunque en los últimos años se están introduciendo en el mercado electrolizadores de tecnología PEM de mayor escala esperándose una evolución significativa en costes y durabilidad durante la próxima década.

Los sistemas PEM ofrecen cada vez mejores eficiencias. Esto aunado a las ventajas que ofrece de alto rango de carga parcial, tiempo de respuesta muy cortos y alta pureza de hidrógeno (las membranas de intercambio de protones tienen baja permeabilidad a los gases) y balances de planta sencillos, los convierte en sistemas muy prometedores. Además, presentan un diseño compacto, operación dinámica, y la posibilidad de usar un diferencial de presión entre el cátodo y el ánodo. Este hecho implica una mayor facilidad de operación, ya que abarata el coste de los

materiales usados en el balance de planta. Si la tecnología consigue reducir costes de fabricación del stack en términos de uso de materiales nobles, manteniendo propiedades actuales, podrán dominar el mercado no solo en escalas pequeñas sino también en escala por encima del megavatio.

Tabla 5: Parámetros de funcionamiento típicos de electrolizadores PEM.

Parámetro de operación	Valor
Temperatura	50 ºC a 80ºC
Consumo de agua (purificada)	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Calidad agua de entrada	0,1 µS cm^{-1}
Densidad de corriente	1000 a 2000 mA/cm^2 (valores típicos a 2V pudiendo llegar incluso a 6000 mA/cm^2)
Voltaje de celda	1.7 V a 3.1 V
Eficiencia de conversión (LHV)	60 % a 68%
Consumo energético	4.4 – 5.0 kWh/Nm^3
Electrolito	Membrana tipo ácido perfluorosulfónico (típicamente Nafion)
Pureza del hidrógeno	> 99.9 %
Horas de funcionamiento del stack	< 50,000 h
Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)	30 bar / atmosférica

Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

A modo de resumen, se recogen las ventajas, desventajas y prioridades de mejora en la Tabla 6:

Tabla 6: Ventajas y desventajas electrolizadores PEM.

Ventajas	Desventajas
Alta conductividad de protones (0.1 S cm-1) en la membrana (20-300 µm)	Alto coste de componentes
Alta presión de trabajo (hasta 300 bar): producción de **H_2** a alta presión (compresión electroquímica), menor volumen de burbujas, mínimos problemas de membrana, menor sobrepotencial	Medio ácido corrosivo (se requieren metales nobles, tales como oro y paladio)
Stack compacto	Menor vida útil (<50,000 h)
Permite alta densidad de corriente (valores superiores a 2 A cm-2), debido a la conductividad de la membrana	La comercialización se encuentra limitada por tener un grado menor de madurez que la electrólisis AEL
Amplio rango de operación	Problemas con la alta presión (membranas cruzadas, más gruesas)
Obtiene un hidrógeno con mayor pureza por la falta de contaminación por KOH	
No requiere de tanto equipamiento de electrónica de potencia para gestionar la respuesta dinámica	

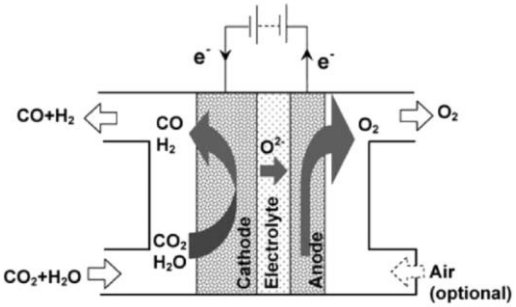
Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

2.2.1.3 ELECTROLIZADORES SOEC

Una posibilidad menos extendida a nivel comercial es la electrólisis de alta temperatura, empleando células de electrólisis de óxido sólido. Es un método que permite generar gas de síntesis (mezcla de hidrógeno y CO) a partir de agua y CO_2. La ventaja de obtener este producto es su empleo como materia prima de la reacción Fischer-Tropsch, permitiendo obtener combustibles de mayor valor añadido.

El rango de temperatura a la que funciona este sistema es entre 700 y 1000°C y permite obtener mayor eficiencia que los sistemas de baja temperatura, a coste de un mayor consumo energético por la necesidad de mantener temperaturas elevadas en el electrolizador. En este caso, la transferencia de electrones se realiza por un mecanismo de reducción del CO_2 hasta CO y H_2O a hidrógeno, reacciones que ocurren en el cátodo, para la producción de oxígeno como subproducto.

Figura 7: Funcionamiento celda de electrólisis SOEC.



Fuente: Yao Wang et al., 2016

Existen múltiples configuraciones de materiales para la catálisis, aunque habitualmente se emplean cátodos basados en Ni, por su buena conductividad eléctrica y bajo coste, o materiales cerámicos, y perovskitas como ánodos. La degradación a largo plazo es el principal problema. La durabilidad de las celdas de óxido sólido está significativamente relacionada con los materiales empleados, condiciones de temperatura y la corriente de electrólisis. Algunas de sus características técnicas se observan en la Tabla 7 mientras que las ventajas y desventajas se detallan en la Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Tabla 8.

Tabla 7: Parámetros operativos de una celda de producción de syngas vía SOEC.

Parámetro de operación	Valor
Temperatura	700°C a 1000°C
Consumo de agua	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Presión de operación	1 bar
Densidad de corriente	Hasta 2000 mA/cm^2
Voltaje de celda	1,3 V
Electrolito	Circonio estabilizado con itrio
Eficiencia de conversión (LHV)	(valores en torno a 74-81 % únicamente considerando rendimiento eléctrico)
Pureza del hidrógeno	99,9%
Consumo energético (kWh/kg)	~42
Horas de funcionamiento del stack	< 50.000 h

Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Tabla 8: Ventajas y desventajas electrolizadores SOEC.

Ventajas	Desventajas
No requiere emplear electrolito y pueden emplearse en sistemas de cogeneración en industrias que tengan focos calientes.	Es necesario controlar la corriente de alimentación constantemente para evitar pérdidas de eficiencia en el electrolizador.
Los sistemas de óxido sólido tienen eficiencia superior a los sistemas de baja temperatura, pudiendo además incrementar la eficiencia si se realizar un aprovechamiento térmico del calor producido en el stack	Presentan un alto coste energético por la elevada temperatura a la que deben operar

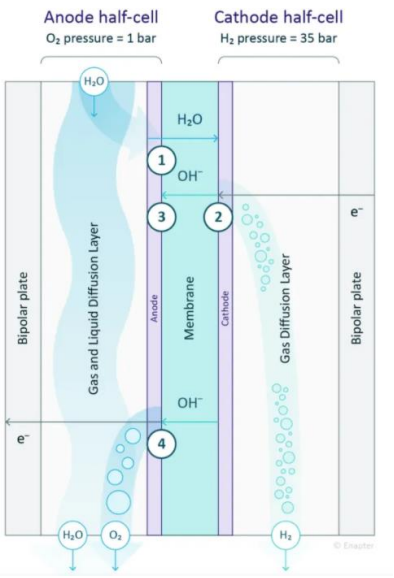
Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

2.2.1.4 *ELECTROLIZADORES AEM*

Una nueva tendencia que se ha investigado en los últimos años es la tecnología de membranas de intercambio de aniones (AEM), que son membranas poliméricas con conductividad aniónica (OH^-). Esta tecnología es un híbrido entre electrólisis alcalina y PEM, que combina las ventajas de ambos sistemas. Este tipo de membrana podría proporcionar una mayor estabilidad mecánica que permita operar bajo presiones diferenciales, lo que facilitaría el almacenamiento de hidrógeno mediante la producción de este gas a alta presión y la eliminación o reducción de la necesidad de equipos de compresión caros. Además, podría llegar a ser más barata que la tecnología PEM, ya que elimina la necesidad de metales nobles como catalizadores. Sin embargo, la introducción en el mercado de esta tecnología sigue siendo limitada, ya que presenta muchos inconvenientes que deben abordarse: su mala conductividad iónica, durabilidad limitada, sensibilidad a la degradación y su todavía alto costo debido a la baja madurez de la tecnología.

Hoy en día, la estabilidad de los grupos funcionales en la membrana selectiva anión limita la temperatura operativa a un máximo de 70°C. Los separadores porosos tradicionales como el amianto pueden trabajar con temperaturas más altas, mejorando la cinética de reacción y la conductividad, por lo que se requiere más investigación para mejorar este aspecto en el AEM.

Figura 8: Esquema de funcionamiento de un electrolizador AEM.



Fuente: Enapter

Como se ha mencionado inicialmente, la tecnología PEM y AEL son tecnologías ya en fase comercial y pre-comercial. Sin embargo, las tecnologías SOEC y AEM son tecnologías que se encuentran aún en TRL inferiores. Por este motivo, el estudio comparativo de estas tecnologías se ha centrado en las tecnologías PEM y AEL.

2.2.2 COMPARATIVA DE LA TECNOLOGÍA DE ELECTRÓLISIS ALCALINA Y PEM

2.2.2.1 *ANÁLISIS COMPARATIVO INTEGRACIÓN CON RENOVABLES, RESPUESTA DINÁMICA.*

El hidrógeno es un importante portador energético que puede producirse a partir de cualquier tipo de energía renovable o fósil, habilitando la producción de hidrógeno en cualquier país. Esto es una gran ventaja con respecto a otros portadores, ya que aporta versatilidad a esta producción. Al poder producirse a partir de energías renovables, el hidrógeno puede asegurar

suministro de energía limpia en la zona donde se genera. Los aspectos principales por considerar para verificar que se puede realizar una implantación eficaz de estos sistemas son los siguientes:

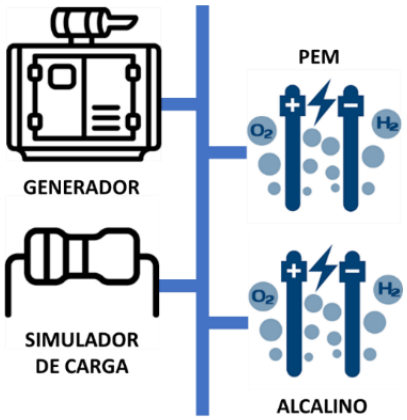
- Potencial del emplazamiento: Cada región tiene un potencial de producción de renovables que afecta a la producción de hidrógeno verde. Se puede realizar una estimación a partir de la latitud del lugar, así como de la topografía y geología local.
- Gestionabilidad: Algunos recursos renovables varían con el tiempo y, además, algunos son predecibles (ejemplo solar fotovoltaica), mientras que otros no. El mercado de las energías renovables no predecibles (ejemplo eólico) está incrementándose, por lo que es necesario hibridar estas tecnologías.
- Complementariedad: Cuando se combinan múltiples fuentes de energía, y una no es gestionable, es interesante analizar otras fuentes (ejemplo ciclos combinados) para cubrir los huecos de producción.

2.2.2.2 *Respuesta dinámica*

La producción de hidrógeno no es más que el reflejo de la capacidad de generar una reacción electroquímica más o menos intensa en el stack, la cual es comandada por la intensidad de la corriente eléctrica. Por lo tanto, la capacidad de adaptación del stack a esa variación de corriente eléctrica es la que dará finalmente la respuesta dinámica.

La rapidez del stack para adaptarse a variaciones de corriente eléctrica, es esencial para los tipos de aplicaciones de las tecnologías PEM y alcalina. Para evaluar este parámetro, se consideraron datos de NREL, sobre aplicaciones donde el electrolizador está conectado a red, y se trabaja con un generador asíncrono de 120 kW. El esquema de interconexión es el de la Figura 9.

Figura 9: Esquema de la instalación de pruebas de NREL.

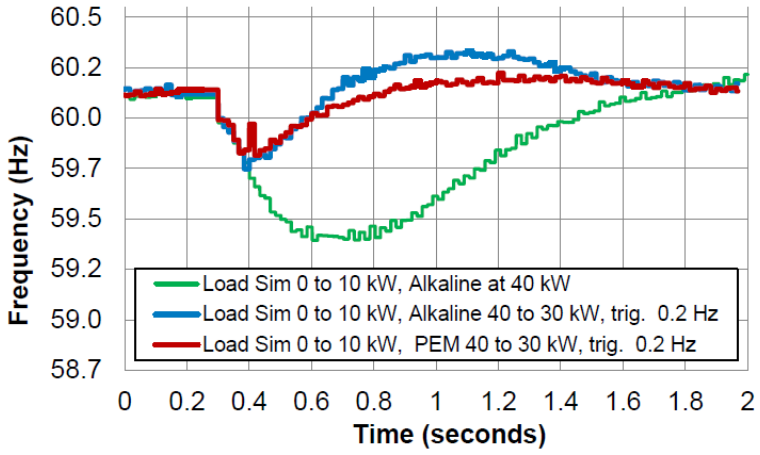


Fuente: NREL

Al extraer carga en la red de manera rápida, el eje del generador tiende a acelerar su velocidad de rotación, y por lo tanto aumenta la frecuencia de la red, la cual debiese permanecer deseablemente siempre estable. Al agregar una carga de manera rápida, el eje del generador tiende a desacelerar su velocidad de rotación, y por lo tanto a bajar la frecuencia de red.

Al agregar de forma inmediata 10 kW a la carga (ver Figura 10), se extraen los siguientes tiempos de respuesta, con una activación de la electrónica de potencia tras una variación de 0.2 Hz:

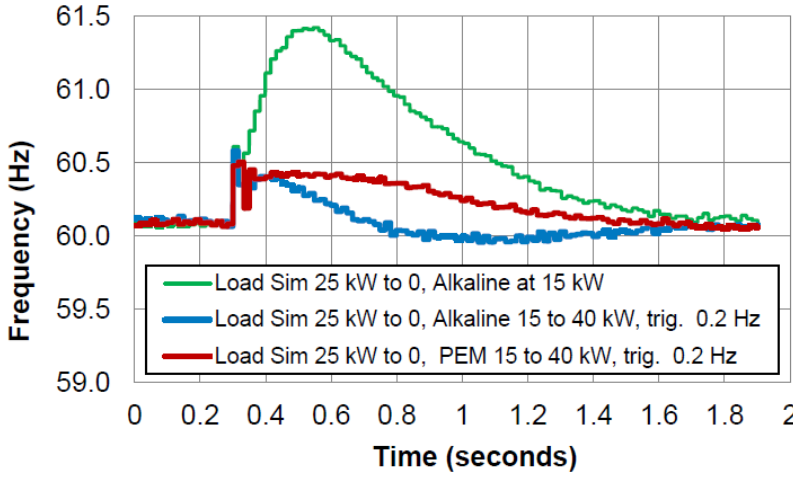
Figura 10: Respuesta de la frecuencia a un incremento de carga en la red.



Fuente: NREL

Cuando el electrolizador participa del proceso de compensación de frecuencia, mediante electrónica de potencia, el impacto en la variación de la frecuencia misma como en el tiempo en que la frecuencia retorna al valor inicial son menores. Como se puede observar, el tiempo de respuesta es independiente del tipo de electrolizador, ya que la electrónica de potencia es la que actúa en estos casos, adaptando el consumo a las condiciones. Si se elimina una carga de 25 kW, se observa un comportamiento como el de la Figura 11:

Figura 11: Respuesta de la frecuencia a una caída de carga en la red.



Fuente: NREL

Para este segundo caso, las respuestas son también del orden de segundos, sin diferencias significativas entre los tipos de electrolizadores. Si bien estas pruebas aplicaron a electrolizadores de pequeño tamaño (40 kW), los stacks de los electrolizadores tanto PEM como alcalinos del orden de MW operan con los mismos principios en sus stacks, concluyendo que ambos tipos de tecnologías se aprecian como aptas para trabajar con fuentes de energías renovables de alto dinamismo, tales como la eólica y la solar.

2.2.2.3 LÍMITES OPERACIONALES POR TECNOLOGÍAS

2.2.2.3.1 LÍMITES OPERACIONALES POR UNIDAD DE STACK

La electrólisis de agua alcalina para la producción de hidrógeno es una técnica bien establecida disponible para su capacidad de operación en un amplio rango de potencia, de entre el 20% y el 100%, siempre y cuando la electrónica de potencia (transformador y rectificador) sean capaces de trabajar en esas condiciones. Los equipos suelen limitarse en potencia al 20% debido a que

potencias inferiores aumenta la mezcla de gases en las corrientes de hidrógeno y oxígeno, suponiendo una disminución considerable de la pureza de hidrógeno, inferior al 99,9%. La pureza del hidrógeno será determinada por el fabricante en función de las características de trabajo del electrolizador (espesor de membrana, presión a la que trabajan, temperatura, etc.). Entre el 20% y el 80% de la capacidad de operación, la pureza obtenida es ligeramente inferior a la pureza nominal y por encima del 80% la pureza obtenida es la pureza nominal del electrolizador.

En el caso de la electrólisis de agua PEM, esta tecnología presenta un amplio rango de operación de entre el 10% y el 100% y la mezcla de gases a cargas parciales es menor – que la tecnología alcalina- al estar físicamente separado por una membrana de intercambio protónico sólida, siendo más complicado que aumente el nivel de impurezas a cambios en el régimen de funcionamiento.

En términos generales, el tiempo de arranque desde frío en electrolizadores alcalinos es superior a los electrolizadores PEM. Este tiempo de respuesta permite alcanzar temperatura nominal antes en los electrolizadores PEM que en los alcalinos, por lo que la tecnología PEM alcanza su eficiencia nominal antes. En este sentido, los electrolizadores alcalinos presentan una desventaja frente a la tecnología PEM cuando se arranca ambos sistemas desde frío.

Sin embargo, los electrolizadores alcalinos presentan una ventaja frente a la tecnología PEM cuando se realizan paradas de corta duración (diarias). Los electrolizadores alcalinos son capaces de mantener unas condiciones de temperatura y presión durante más tiempo que los electrolizadores PEM, permitiendo mantener una temperatura superior entre arranques diarios. Por este motivo, para proyectos en los que el electrolizador está en funcionamiento durante un elevado número de horas y con una periodicidad continua, sin paradas prolongadas en el tiempo, el arranque de los electrolizadores alcalinos será de menor duración que para los electrolizadores PEM.

2.2.2.3.2 LÍMITES OPERACIONALES POR ELECTROLIZADOR MULTISTACK

Los límites de operación anteriormente mencionados corresponden a una unidad de stack, sin embargo, en múltiples ocasiones, sobre todo para plantas de electrólisis en el rango de megavatios, las plantas están compuestas por varios stacks. Por ejemplo, en el caso de una planta de electrólisis alcalina compuesta por varios stacks, el rango de potencia difiere a lo establecido para una unidad de stack. Una planta compuesta por varios stacks presenta un rango de operación de entre el 10% y el 100%. En el caso de una planta de electrólisis PEM compuesta por varios stacks sucede lo mismo, para una planta compuesta por dos stacks el rango de operación sería de entre el 5% y el 100%.

2.2.2.4 INTEGRACIÓN DIRECTA EN CORRIENTE CONTINUA POR TECNOLOGÍAS

Actualmente, existen experiencias en ambas tecnologías (PEM y alcalina) para la conexión directa en corriente continua a plantas de producción fotovoltaica. Sin embargo, se requiere realizar una serie de modificaciones en las lógicas de funcionamiento de los equipos y ajustarlos a las condiciones particulares de los stacks. Para realizar la integración correctamente se puede seguir una de las siguientes vías:

1) Gestionar una micro red en corriente alterna que monitorice la energía renovable a inyectar y decida en tiempo real la potencia del electrolizador.
2) Realizar una conexión directa en CC, Añadir un rectificador específico CC/CC para ajustar la salida y tensión a los requerimientos del stack.

3) Añadir o eliminar celdas en el funcionamiento del stack para ajustar el stack a las condiciones de tensión del parque fotovoltaico. Este procedimiento se ha realizado en el pasado, sin embargo, actualmente está en desuso.

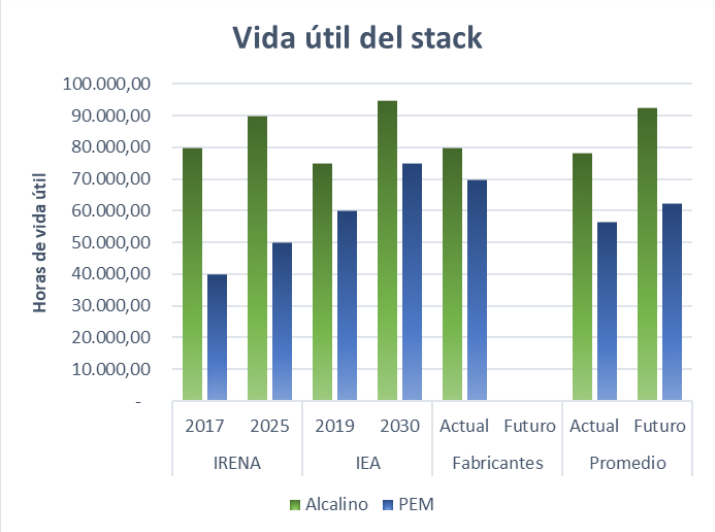
Este tipo de modificaciones no son las condiciones estándar de los equipos que actualmente son más comerciales a pequeña escala (en el rango de entre 0,5 y 1 MW) que normalmente están diseñados para conexiones en redes en alterna, la solución a priori más factible sería un sistema de monitorización y decisión en tiempo real.

2.2.2.5 ANÁLISIS COMPARATIVO DE DURACIÓN, DEGRADACIÓN DE COMPONENTES PRINCIPALES.

El tiempo de vida de las tecnologías de electrólisis es generalmente de 20 años, ya que viene determinado mayormente por los servicios auxiliares. Sin embargo, el tiempo de vida del stack es menor debido a la degradación que experimenta a lo largo de su vida útil.

De acuerdo con la Figura 12, el tiempo de vida de los stacks PEM es menor que los equipos AEL. Como se vio anteriormente, el precio del stack es un factor fundamental de cara al coste de inversión de las instalaciones de electrólisis, por lo que la necesidad de realizar una mayor cantidad de reemplazos y una mayor tasa de degradación de los equipos PEM son factores cruciales que limitan la comerciabilidad de estos equipos. Numerosas líneas de investigación están centradas en incrementar el tiempo de vida útil de estos equipos, disminuyendo la corrosión y con la implantación de nuevos materiales. De manera resumida, el tiempo de vida de la instalación general viene determinado por los servicios auxiliares, siendo dependiente del diseño del fabricante.

Figura 12: Gráfica comparativa de vida útil de los stacks presente y futuro.



Fuente: Elaboración ARIEMA Energía y Medioambiente S.L. a partir de información obtenida en IRENA, IEA y fabricantes.

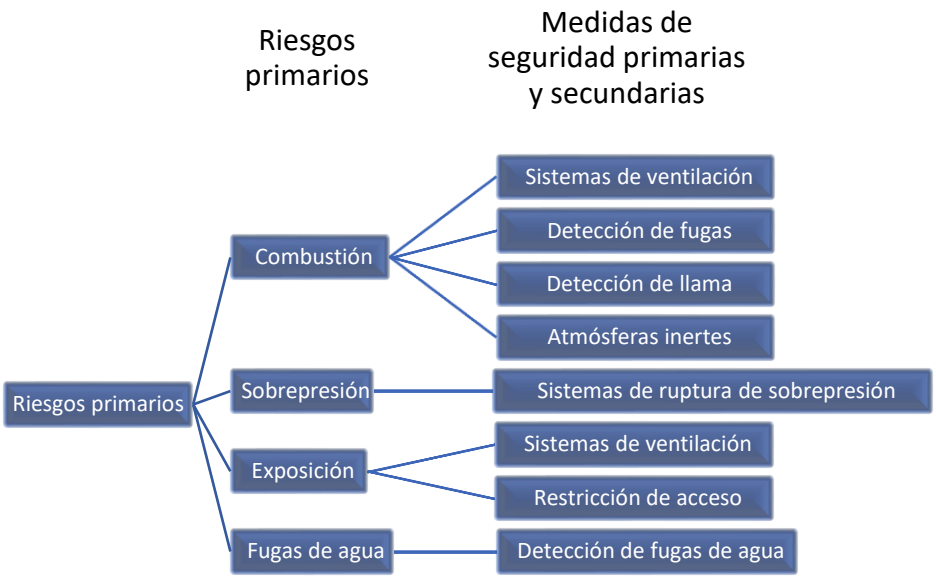
Con respecto al mantenimiento, los stacks no requieren un mantenimiento continuo, puesto que no disponen de piezas móviles, por lo que no deben tomarse consideraciones especiales respecto a este punto. El equipo más crítico de cara al mantenimiento es el compresor, en caso de requerirse uno en la instalación por la necesidad de contar con una determinada presión objetivo del hidrógeno que no puede ser alcanzada directamente por el proceso de electrólisis.

Las instalaciones de electrólisis son relativamente seguras y todos los materiales utilizados en los stacks donde se realiza la electrólisis se diseñan para resistir las exposiciones térmicas, mecánicas y químicas esperadas. A nivel general, las tuberías y conducciones de estas instalaciones están diseñadas para trabajar en ambientes de elevada presión (valores de 30-40

bar de operación), conforme a las directivas pertinentes, para asegurar un correcto funcionamiento a altas presiones. Los contenedores donde suelen disponerse los distintos módulos que conforman el electrolizador deben llevar un sistema de venteo adecuado para que, en caso de que se produzca alguna fuga en el sistema, o por razones de seguridad se activen los sistemas de ruptura de la presión, se evite una elevada concentración de hidrógeno dentro del contenedor. De esta forma, se evita acumulación de atmósferas potencialmente explosivas dentro del recipiente. Los límites de concentración de hidrógeno en el aire que implican riesgo de ignición están entre el 4% y el 75% en volumen.

Frente a riesgos de sobrepresión, como se comentó previamente, todas las zonas del equipo que presentan algún riesgo deben tener un sistema de ruptura de sobrepresión, para evitar malfuncionamientos del equipo. Esto se diseña bajo la directiva PED en Europa y bajo la directiva ASME en USA. En Latinoamérica se suele emplear ASME, los equipos tienen que ir con sello U. En proyectos de hidrógeno en particular, para Chile, es posible que se permita utilizar la normativa extranjera. Esto ocurre cuando se ingresa un proyecto como proyecto especial a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y se referencia adecuadamente la norma internacional utilizada y aplicada.

Figura 13: Principales riesgos y medidas para una instalación de electrólisis.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

De cara a evitar daños de tipo humano, o fallos eléctricos dentro de la instalación, por último, los equipos deben tener instalados sistemas de detección de fuego, de fugas de agua y se debe restringir el acceso al sistema de electrólisis, únicamente permitiendo acceso de personal cualificado en actividades de mantenimiento y servicio.

La pureza del hidrógeno obtenido en la electrólisis es muy elevada para ambas tecnologías. Posterior a la reacción, llegan pequeñas cantidades de oxígeno gaseoso al lado del hidrógeno, especialmente en celdas alcalina, ya que en las PEM existe una membrana física y un diferencial de presión que impide que esto ocurra. Las impurezas de oxígeno generalmente se eliminan en un reactor catalítico rico en platino (reactor de desoxidación), donde se realiza reacción de O_2 con H_2 para eliminar todo el O_2 en forma de agua, por lo que, a nivel de tecnología, la diferencia de pureza es corregida por el sistema de purificación posterior. No existen diferencias

significativas entre las purezas que se pueden obtener a la salida de la instalación en ambas tecnologías.

Finalmente, para eliminar las gotas de agua que pueda arrastrar la corriente de H_2, se realiza una purificación en el punto de rocío a -40ºC. Esta eliminación de agua generalmente se logra mediante el uso de lechos absorbentes con estructuras porosas de óxido de aluminio o de sílice.

2.2.2.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE ESPACIO OCUPADO

De acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), los tamaños típicos para instalaciones basadas en tecnologías PEM del orden de 0.048 metros cuadrados por cada kW_e consumido, mientras que para tecnologías alcalinas este valor es el doble, llegando a 0.095 metros cuadrados por kW_e. Es necesario aclarar que estos valores son estimativos, y el tamaño final de la instalación depende del fabricante, servicios auxiliares necesarios o layout de la instalación entre otros.

Es importante remarcar que, al ser instalaciones modulares y poder variar el BoP en función a la aplicación, la presencia o no de ciertos servicios auxiliares (purificación de hidrógeno y agua) puede modificar críticamente el tamaño de la instalación.

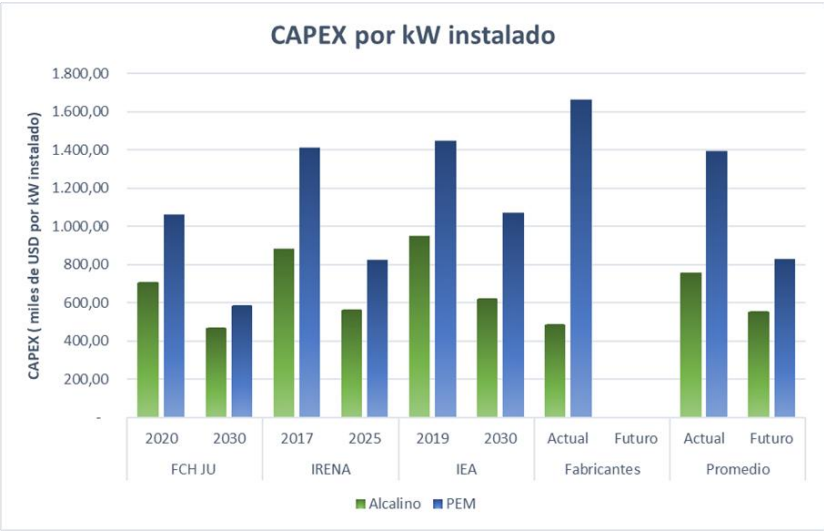
2.2.2.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTES

2.2.2.8 CAPEX

Por lo general, el coste de inversión inicial necesario (CAPEX) para una instalación basada en tecnología AEL es más bajo que para una tecnología PEM, debido principalmente a ser una tecnología más implantada en el mercado, con un mayor recorrido en investigación y una mayor madurez tecnológica. Existen sistemas AEL de plantas de tamaños grandes (mayores a 1 MW instalado) desde principios del siglo XX. Esto ha motivado una mejora y reducción de costes durante el último siglo, mientras que la tecnología PEM es relativamente nueva, ofreciendo mucho margen de mejora.

Si bien es cierto que la tecnología PEM hoy en día es más cara, el potencial de reducción de costes que ofrece es mayor, al ser una tecnología relativamente novedosa, lo que implica un amplio campo de líneas de investigación a seguir.

Figura 14: Coste por kW instalado de las tecnologías de electrólisis comerciales presente y a futuro



Fuente: Elaboración ARIEMA Energía y Medioambiente S.L. a partir de información obtenida en FCH JU, IRENA e IEA.

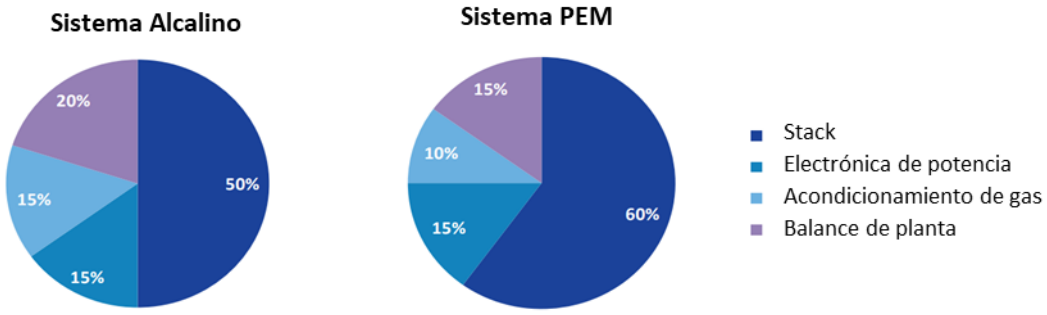
Hasta la fecha, los sistemas PEM representan hasta el doble de coste que los sistemas AEL, sin embargo, los expertos predicen que los sistemas AEL han alcanzado su pico en términos de reducción de costes, por lo que la reducción a futuro será muy baja en comparación con los PEM.

En la Figura 14 se observa el coste por kW extraído de diversas fuentes de confianza para valores de instalaciones del orden de decenas MW. Sin embargo, el coste mostrado por los fabricantes corresponde a una planta de 0,5-1 MW. Se observa claramente que ambas tecnologías presentan expectativas de reducción de precio importantes en un futuro. Es más notoria la reducción de precios en la tecnología PEM, donde se estima una reducción de precio entre el 33 y el 50% en 10 años. La tecnología AEL presenta una reducción menos significativa, pero se observan caídas en el precio de la misma manera. FCH JU prevé que, en el año 2030, la tecnología PEM pueda llegar a casi equiparar el precio por KW instalado de AEL en algunos casos.

Se destaca que la información proporcionada por fabricantes muestra que el descenso en el precio de la tecnología PEM está ocurriendo más rápido de los previsto por fuentes oficiales mientras que la tecnología AEL se encuentra en valores similares.

En la Figura 15, se recoge un desglose porcentual habitual de costes de CAPEX de las dos principales tecnologías del mercado. En ambos casos, se observa que el principal gasto en el que se incurre al realizar una inversión de este tipo es el stack.

Figura 15: Comparación coste tecnologías PEM y Alcalina.



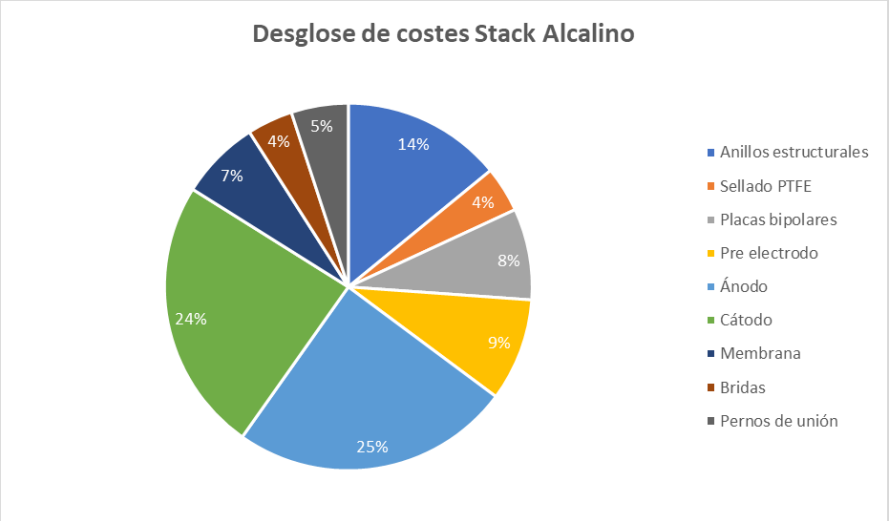
Fuente: FCH Europa (traducido por ARIEMA)

A nivel comparativo, el CAPEX de una instalación de tecnología alcalina es menor, ya que, aunque el tamaño de los stacks es mayor, requiriendo mayor cantidad de material, el precio de los materiales empleados es muy inferior por no usarse materiales preciosos (oro) en los electrodos.

2.2.2.8.1 COSTE DE STACK ALCALINO

Para el caso de la tecnología alcalina, el elevado coste de stack viene derivado de que su funcionamiento se produce a muy baja densidad de carga. La forma de alcanzar estos valores de densidad de carga tan bajos es empleando electrodos de una elevada área, llegando a implicar el 50% del coste total del equipo, a pesar de emplear materiales relativamente baratos.

Figura 16: Desglose aproximado de costes para stacks alcalinos.



Fuente: FCH Europa (traducido por ARIEMA)

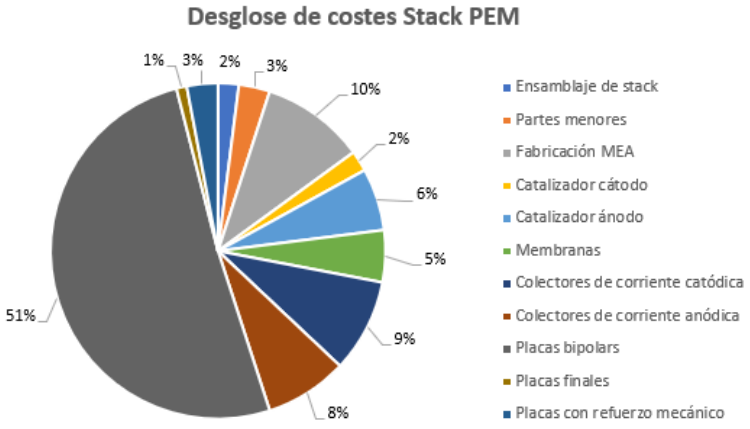
Como se mencionó los electrolizadores alcalinos son una tecnología madura, que cuenta con muchos años de I+D+i, por lo que no se esperan reducciones elevadas en su coste por innovación. La principal línea de investigación que propone una reducción de costes a futuro se basa en incrementar la densidad de corriente a la que puede funcionar la celda, reduciendo así el tamaño de los AEL, y por consiguiente de los stack alcalinos. Va a ser necesario el desarrollo de nuevos materiales para incrementar las densidades de carga desde valores de 0,5 A/cm^2 a 1 A/cm^2 en 2030 para alcanzar los pronósticos deseados y actualmente publicados en Green Deal.

2.2.2.8.2 Coste stack PEM

Observando el caso de los electrolizadores PEM, el precio del stack llega a alcanzar valores en torno al 60% del costo total, el cual se justifica principalmente por dos factores:

- Las complicadas geometrías que presentan los electrodos, para forzar rutas de flujo del agua.
- Los materiales de construcción de estos electrolizadores son de alto valor, principalmente Titanio (Ti) por ejemplo para las placas bipolares y Platino (Pt) para la fabricación de MEA entre otros, los cuales incrementan el precio.

Figura 17: Desglose aproximado de costes para stacks PEM.



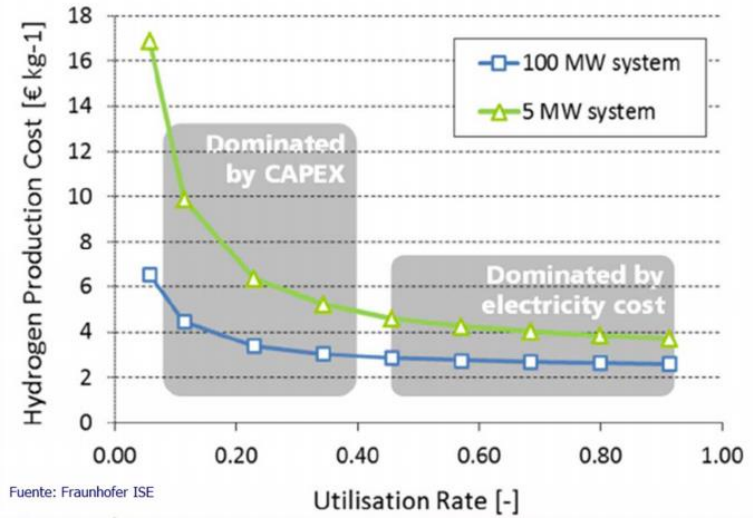
Fuente: FCH Europa (Traducido por ARIEMA)

Existen alternativas que emplean materiales notablemente más baratos, como acero inoxidable. El problema de estoes la necesidad de recubrir el electrodo con materiales nobles que sean capaces de aguantar la corrosión, generalmente, Au, Ti y Pt. En fases muy tempranas de investigación, y de cara a mejorar el precio de estos sistemas, se encuentran materiales de menor precio como el Niobio que pueden resultar muy interesantes en la fabricación de los stacks de membrana polimérica.

2.2.2.9 OPEX

En lo que respecta al OPEX, ambas tecnologías tienen proporcionalmente, unos costes de OPEX sobre CAPEX similares. El factor principal que determina el coste del hidrógeno producido es el factor de capacidad. Factores de capacidad bajos (funcionamientos durante < 2.000 horas anuales), diluyen en menor proporción los costes de CAPEX, incrementando el precio del hidrógeno vendido. Producciones por encima de las 4.000 horas anuales hacen más dependiente el coste de hidrógeno al coste de la electricidad.

Figura 18: Coste de hidrógeno producido en función a tasa de uso de la instalación.



Fuente:

https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/EVENTOS/DOCUMENTOS/electricidad_con_renovables_y_ri._pte_hpc.pdf

En la Figura 18 se hace una estimación del coste del hidrógeno en función al tamaño y al factor de capacidad de la instalación. Este coste, a mayor factor de capacidad de la instalación, es más dependiente del coste al que se adquiera la electricidad, por lo que es muy dependiente del país donde se encuentre la instalación, debido a la variabilidad de precio en función a la fuente de energía.

2.2.3 LISTADO DE LOS PRINCIPALES PROVEEDORES A NIVEL MUNDIAL DE ELECTRÓLISIS

Se presenta a continuación un listado de fabricantes con capacidad de producción por encima del MW de potencia, así como las tecnologías suministradas:

Tabla 9: Relación de fabricantes de electrolizadores.

Grado de interés	Empresa	Logo	País	Know-how electrólisis	Experiencia acumulada
1	ITM Power		Reino Unido	Alcalina	
	Nel Hydrogen		Noruega	PEM y Alcalina	More than 3.000 electrolyzers
	Cummins		Canadá	PEM y Alcalina	
	McPhy		Francia	Alcalina	
2	H_2B2		España	PEM	7,5 MW
	H-TEC		Alemania	PEM	
	Areva H_2 Gen		Francia	PEM	
3	Thyssenkrupp		Alemania	Alcalina	
	Hydrogen Pro		Noruega	Alcalina	
	Peric		China	Alcalina	250 MW
	SIEMENS		Alemania	PEM	
	John Cockerill		Bélgica	Alcalina	
	Elchemtech		Corea del Sur	PEM	
	Hoeller		Alemania	PEM	

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Algunas de las características más importantes a conocer de los equipos son las siguientes:

- Tecnología de electrólisis: PEM o Alcalino.
- Eficiencia del equipo (%): es crucial para determinar la producción del equipo, así como para poder relacionar el hidrógeno producido con el consumo eléctrico del electrolizador.

- CAPEX (USD): Costes de la inversión inicial a realizar.
- OPEX (USD): Costes de mantenimiento, consumo de agua, electricidad y otros consumibles del equipo por año de funcionamiento.
- Coste de cambio de stack (USD)
- Horas de vida del stack (horas): Tiempo para el reemplazo del stack.
- Vida útil de la planta (años): Vida total de la planta, con servicios auxiliares incluidos.
- Degradación del stack en pérdida de voltaje o eficiencia por el número de horas de funcionamiento.

En la sección 4, Análisis del sector y viabilidad, se muestra la información recibida por parte de los fabricantes y los presuntos tomados para realizar el análisis económico.

2.3 Análisis del recurso hídrico

El estudio del recurso hídrico se ha realizado a partir de los datos suministrados por Espinos S.A. donde el agua procedente de pozo presenta una conductividad de 326 µS cm^{-1}, valor dentro del rango de agua característica de uso doméstico. Los sistemas PEM de electrólisis, requieren valores en torno a 0,1 µS cm^{-1}, y los alcalinos de 1-5 µS cm^{-1} para su correcto funcionamiento, por lo que es necesario realizar un proceso de desalinizado. Adicionalmente, debe de reducirse tanto la presencia de materia orgánica en el agua como las partículas en suspensión que puedan promover sedimentaciones en las celdas y reducir el área activa del electrolizador.

Se destaca que la pureza de agua presente, a pesar de ser elevada, no supone ningún inconveniente para el sistema de electrólisis, ya que el proceso de purificación del agua a implementar es una solución sencilla.

2.3.1 Tecnología de desalinizado

El sistema de desalinizado y tratamiento de agua necesario depende del nivel de pureza que necesite el stack de electrólisis, siendo más sensibles a la pureza del agua de abastecimiento los electrolizadores PEM. Por ello, se recomienda realizar un sistema de tratamiento más restrictivo, ya que el control de la conductividad del agua va a influir directamente en la durabilidad del stack. Es fundamental a su vez el empleo de sistemas de control y protocolos de seguridad para evitar operación del electrolizador en condiciones no óptimas. Por lo general, es fundamental el control de 4 parámetros en el agua de entrada:

- **Iones:** Pueden interferir con el proceso de electrólisis y dañar las células electroquímicas.
- **Materia particulada:** Puede depositarse en líneas y membranas, dañar las células electroquímicas e interferir con el funcionamiento del instrumento.
- **Materiales orgánicos:** Altas cargas de orgánicos potencialmente podrían crear depósitos en la superficie de los electrodos, y por lo tanto afectar a la corriente local.
- **Carga bacteriana:** Los niveles de bacterias deben mantenerse al mínimo, evitando así la formación de biopelícula dentro del instrumento.

Los equipos necesarios para el tratamiento de agua en una instalación de electrólisis son los siguientes:

- Pretratamiento: Es un primer tratamiento que elimina materia particulada, cloro libre, coloides y evita la formación de precipitaciones de sales en la membrana de ósmosis inversa, en caso de emplear aguas duras, como es el caso en cuestión. Se debe realizar un tratamiento en un lecho de carbón activo para evitar la proliferación de bacterias.

- Ósmosis inversa: La ósmosis inversa constituye el segundo paso y elimina del 95 al 99% de los iones y el 99% de todas las sustancias orgánicas disueltas. Este proceso genera el mayor rechazo de agua del tratamiento, suponiendo aproximadamente 3 litros de agua de rechazo por cada litro purificado. Aunque esta agua no supone ningún tipo de perjuicio ambiental, en ciertas zonas, como en el caso estudiado, donde existe escasez de agua o difícil acceso al agua, es fundamental incorporar sistemas de recirculación parcial de agua para mezclar con agua nueva de reabastecimiento, y así disminuir el aporte de agua nueva al sistema.
- Deionización: Elimina los iones restantes mediante resinas de intercambio iónico, alcanzando los niveles de pureza necesarios en el stack, por debajo de 0.1 µS cm^{-1} en el caso de electrolizadores PEM y de 1-5 µS cm^{-1} en el caso de electrolizadores alcalinos.

El proceso de tratamiento del recurso hídrico propuesto está basado en el know-how de ARIEMA, y permite asegurar que las condiciones de trabajo del stack de electrólisis pueden cumplirse. Hay que remarcar que habitualmente, el módulo de tratamiento de agua es suministrado en el electrolizador por el fabricante del mismo equipo, por lo que la tecnología de tratamiento puede variar y depende del proveedor y la tecnología de electrólisis. Esta información ha sido solicitada a los fabricantes de electrolizadores a los que se les ha pedido cotización.

2.4 Reseña comparativa de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno.

Las opciones de almacenamiento de hidrógeno son hidrógeno gas, hidrógeno líquido, amoniaco y líquidos orgánicos. A continuación, se muestra con detalle estas opciones:

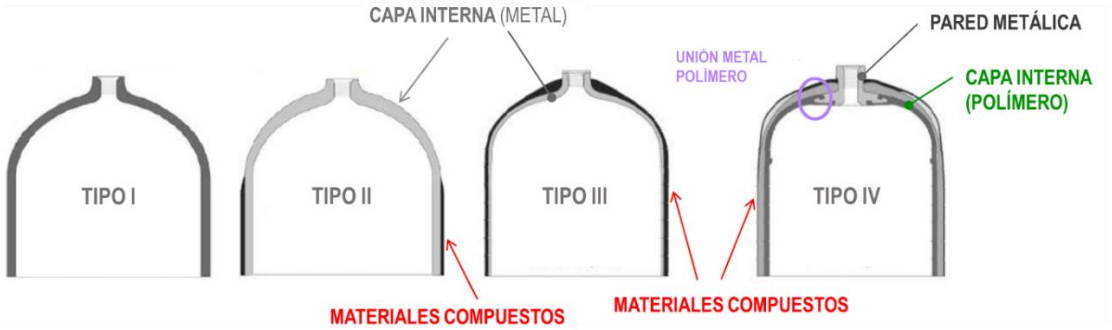
2.4.1 Almacenamiento gaseoso

Actualmente es el método más empleado para almacenar hidrógeno. Se distinguen cuatro depósitos a presión:

- Tipo I: depósitos de metal puro (generalmente de acero inoxidable o acero al carbono, aunque también pueden encontrarse de aluminio). Son depósitos muy pesados de paredes gruesas que suelen operar hasta presiones de 200 bar. Se emplean como sistema de almacenamiento económico en aplicaciones estacionarias, donde el volumen y el peso del depósito no son factores limitantes, como por ejemplo en los laboratorios.
- Tipo II: la pared metálica interna (acero o aluminio) se refuerza con materiales compuestos de fibra de vidrio o de carbono. Pueden operar a presiones muy elevadas, existiendo en mercado depósitos de este tipo que alcanzan los 1000 bar de presión de operación. El peso de estos depósitos es aún muy elevado, limitando su uso a aplicaciones estacionarias.
- Tipo III: pared metálica interna muy delgada (normalmente de aluminio, por ser más ligero) recubierta por material compuesto en todas direcciones. En estos depósitos el material compuesto es quien soporta los esfuerzos mecánicos y la función de la capa interior metálica es impedir el paso del hidrógeno. Los más resistentes emplean fibra de carbono y operan hasta a 700 bar.
- Tipo IV: su estructura es similar a los depósitos de tipo III pero la capa interna, en contacto con el hidrógeno, es de material plástico en lugar de metálico. También logran alcanzar altas presiones de operación (700 bar).

Los depósitos de tipo III y IV son más ligeros, pero más costosos, son los que se suelen emplear en aplicaciones móviles., mientras que los depósitos de tipo I y II se utilizan más para almacenamiento a gran escala de forma estacionaria o para estaciones de repostaje para vehículos.

Figura 19: Comparación de los diferentes tipos de depósitos para hidrógeno gas presurizado.



Fuente: Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives (2017) (Traducido por ARIEMA)

2.4.2 Almacenamiento líquido

El hidrógeno líquido a presión atmosférica tiene una temperatura de evaporación de -253°C, por lo que debe almacenarse en depósitos criogénicos con elevado aislamiento térmico para evitar la evaporación del hidrógeno almacenado. Es habitual que, con el paso del tiempo, este tipo de depósitos sufran pérdidas de hidrógeno por esta causa. Además, en el primer contacto del hidrógeno líquido del depósito con los demás elementos de su línea (tuberías, bombas o el intercambiador de calor), el hidrógeno se evapora hasta que las temperaturas de estos elementos se igualan a la del hidrógeno líquido. Este primer hidrógeno evaporado se suele ventear, suponiendo una pérdida de hidrógeno extra.

Un factor clave a la hora de elegir un tipo u otro de almacenamiento es el espacio disponible y las distancias de seguridad marcadas de acuerdo con cada alternativa. Para una misma cantidad de hidrógeno almacenado, los elementos necesarios de un sistema de almacenamiento líquido son menos voluminosos y ocupan menor espacio que el almacenamiento gaseoso; sin embargo, las distancias de seguridad que se deben mantener respecto a este tipo de almacenamiento son superiores.

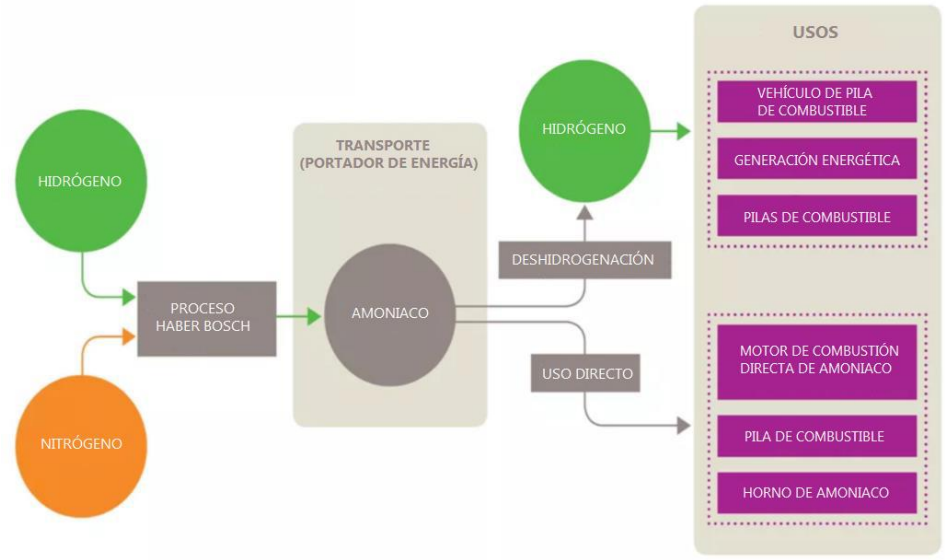
Figura 20: Tanque de hidrógeno líquido.

Fuente: https://H_2stationmaps.com/hydrogen-stations

2.4.3 AMONÍACO

Una de las opciones más utilizadas para almacenar hidrógeno es la conversión de hidrógeno puro en amoniaco mediante el proceso Haber - Bosch. El amoniaco es un compuesto ampliamente conocido en la industria química por lo que facilita su uso como sistema de almacenamiento, y también de transporte, de hidrógeno.

Figura 21: Esquema de proceso de transformación en amoniaco y su posterior reconversión en hidrógeno



Fuente: The Royal Society 2018 (https://www.ammoniaenergy.org/articles/ammonias-role-in-the-hydrogen-society/)

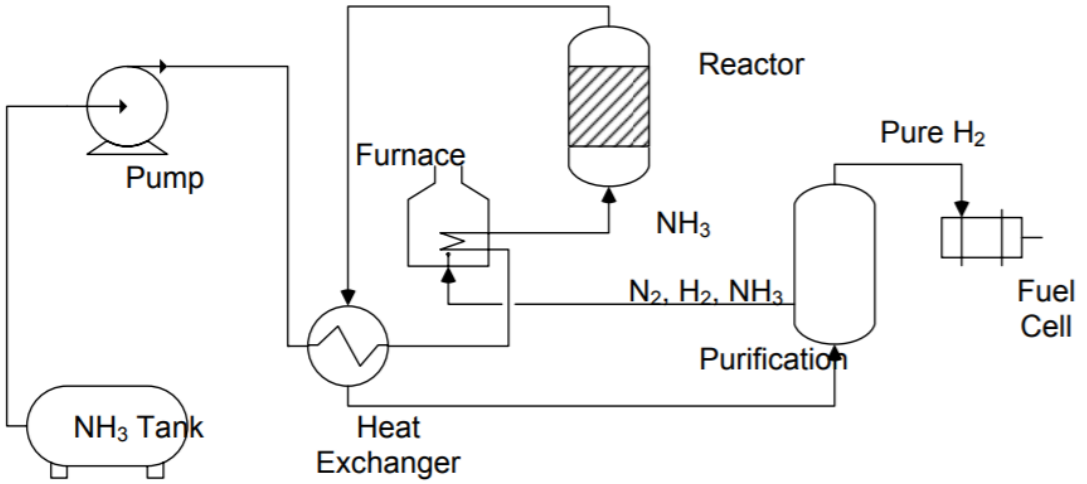
(Traducido por ARIEMA)

El amoníaco tiene varias ventajas como su densidad volumétrica (5 kg de hidrógeno están contenidos en 56 litros (15 gal.) de amoniaco a temperatura ambiente), su facilidad para ser licuado o su fácil almacenamiento a baja presión (20-30 bar). Sin embargo, para poder reconvertir el hidrógeno a partir de amoníaco, se requiere un consumo de energía significativo, Otras consideraciones incluyen cuestiones de seguridad y toxicidad, tanto reales como percibidas, así como la incompatibilidad de las pilas de combustible de membrana de electrolito polimérico (PEM) con hidrógeno que contenga trazas de amoniaco (> 0,1 ppm). Las pilas de combustible de alta temperatura admiten amoníaco sin problemas.

En términos generales, el amoniaco es un combustible versátil que puede usarse directamente en pilas de combustible de óxido sólido de alta temperatura, o ser convertido mediante deshidrogenación para pilas de combustible de baja temperatura. Por otro lado, también podría usarse directamente motores de combustión interna.

La siguiente figura muestra el proceso de conversión de amoniaco a hidrógeno puro. El amoníaco líquido se bombea desde un tanque de almacenamiento a través de un intercambiador de calor para capturar el calor residual de los gases que salen del reactor de craqueo. Los gases precalentados luego pasan por un horno o combustor catalítico para calentarlos a las temperaturas necesarias para la reacción. La corriente que sale de la reacción se dirige a un sistema de separación que está optimizado para producir una corriente de hidrógeno muy pura (99,99%) dejando suficiente hidrógeno con el nitrógeno y amoniaco sin reaccionar para proporcionar calor para la reacción de craqueo endotérmico. Esta corriente se quema para suministrar calor a la reacción y eliminar el amoniaco sin reaccionar.

Figura 22: Proceso de conversión de amoniaco en hidrógeno para uso en pilas de combustible.



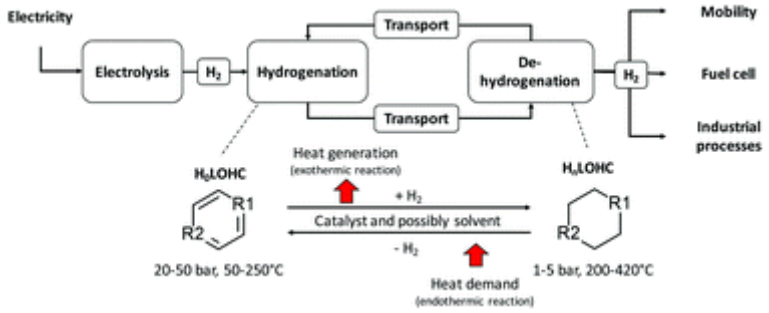
Fuente: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/01/f19/fcto_nh3_H2_storage_white_paper_2006.pdf

2.4.4 Líquidos orgánicos

Los LOHC (*Liquid organic hydrogen carrier*) se encuentran en estado líquido en condiciones ambientales y tienen propiedades similares a la gasolina y el diésel. La manipulación y el almacenamiento de los líquidos orgánicos se realiza en el mismo tipo de depósitos que los utilizados para la gasolina y el diésel.

Una vez almacenado el hidrógeno en LOHC, para su reconversión a hidrógeno puro existen dos vías principales de procesado, la deshidrogenación impulsada por la combustión de hidrógeno y la deshidrogenación impulsada por el calor residual. Los sistemas que funcionan con calor residual funcionan mucho mejor en términos de eficiencia.

Figura 23: Proceso de transformación de hidrógeno en LOHC.



Fuente: https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2019/ee/c8ee02700e#!divAbstract

En términos generales, el metanol es la opción de LOHC más económica para el almacenamiento y el transporte, seguida del dibenziltolueno y el tolueno.

Tanto el amoniaco y los líquidos orgánicos (LOHC) permiten almacenar y transportar hidrógeno de forma más sencilla, sin embargo, suponen un sobrecoste por reconversión.

2.4.5 Almacenamiento de hidrógeno con hidruros metálicos (almacenamiento químico)

Se emplean depósitos que contienen compuestos metálicos (metales de transición o tierras raras) que conforman redes cristalinas. Los átomos de hidrógeno se empaquetan dentro de la estructura metálica, debido a ello se pueden lograr unas mayores cantidades de hidrógeno por unidad de volumen que con hidrógeno líquido (del orden del doble). Para liberar el hidrógeno contenido en los depósitos se requiere suministro de calor al sistema, normalmente se emplea el calor residual de otros procesos asociados.

El material apropiado a emplear en depósito de hidruros metálicos debe mantener los niveles de temperatura y presión óptimos para su aplicación; poseer un peso relativamente liviano y no ser muy voluminoso; no debe presentar un coste en exceso; debe favorecer la cinética de absorción y desorción, presentar buena estabilidad (en el tiempo y a ciclos) y tolerar ciertas impurezas.

Presenta una eficiencia menor que otros métodos de almacenamiento, además de un estado de madurez tecnológica considerado intermedio. Sus principales desventajas son el coste y su peso, este tipo de almacenamiento emplea metales muy pesados lo cual no la hace la mejor opción para sistemas móviles.

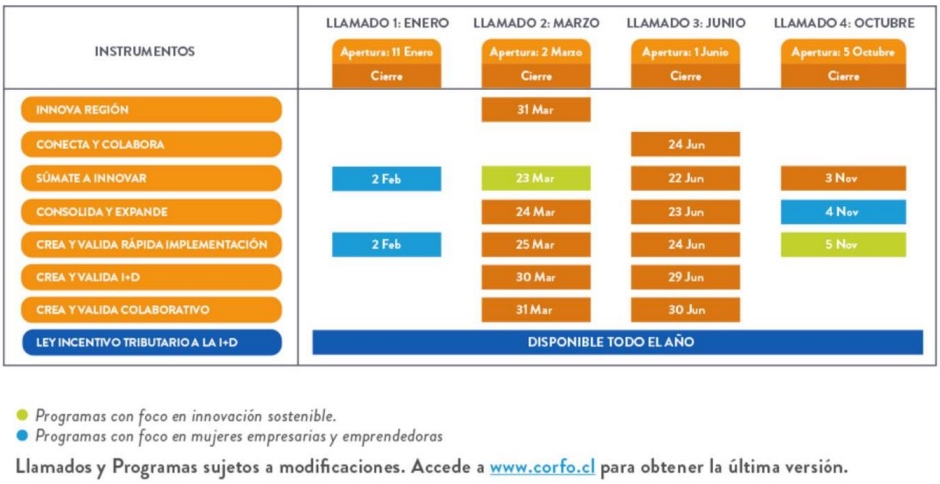
2.5 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA ÓPTIMA, POTENCIA REQUERIDA Y CARACTERÍSTICAS CLAVE.

El presente estudio ha analizado la tecnología óptima, potencia requerida y características clave del electrolizador basándose en la premisa de cumplir con una demanda de 35.000 kg/año de hidrógeno a partir de la planta fotovoltaica existente de 3 MW. Aunque la instalación tiene la opción de conectarse a la red eléctrica, el presente proyecto solo ha considerado el uso de la planta fotovoltaica ya que es suficiente para alcanzar la demanda prevista.

Para una planta de estas características, de rango de potencia entre 500 kW y pocos MW, la tecnología con mayores ventajas es la tecnología PEM. Algunas de estas ventajas son:

- Según información interna de ARIEMA, algunos de los fabricantes mencionados en la Tabla 9 se dedican a la fabricación de instalaciones multimegavatio (>5MW) como HydrogenPro, Johhn Cockerill, Thyssen Krupp y Siemens por lo que el número de fabricantes dedicados a estas potencias son menores y preponderantemente de tecnología PEM. Este hecho hace que la tecnología recomendada para la potencia requerida sea la tecnología PEM.
- Asimismo, debido a que la tecnología PEM posee un TRL ligeramente inferior a la tecnología alcalina podría ser susceptible de recibir financiamiento a nivel internacional por su nivel de madurez. A continuación, se exponen algunas de las convocatorias de CORFO anunciadas para 2021:

Figura 24: Calendario Programas de Innovación Corfo 2021.



Programas con foco en innovación sostenible.
Programas con foco en mujeres empresarias y emprendedoras

Llamados y Programas sujetos a modificaciones. Accede a www.corfo.cl para obtener la última versión.

Fuente: CORFO

- La tecnología PEM posee una alta densidad de corriente y alta eficiencia a cargas parciales, alto rango de carga parcial, tiempo de respuesta corto y alta pureza de hidrógeno. Su competidor principal, la tecnología alcalina, también puede proporcionar

unas características similares, por lo que este punto no será el decisor para la selección de la tecnología PEM.
- Menor superficie que la tecnología alcalina, diseño de celda compacto y operación dinámica. Es un punto relevante en muchas ubicaciones, pero para el proyecto propuesto, no es un punto decisor.
- Mantenimiento del equipo más sencillo de realizar en comparación con la tecnología alcalina.

Como se ha introducido, en el presente caso, se recomienda preferentemente la tecnología PEM por ser la tecnología predominante en la potencia en estudio, aunque si se atiende a otras características como restricciones de espacio o los requerimientos técnicos, se podrían seleccionar tanto la tecnología PEM como la alcalina. Una vez queda la tecnología PEM como la óptima para el diseño del equipo, las condiciones que determinan la potencia necesaria son las siguientes:

- La producción anual se ha estimado en 35.000 kg/año o el equivalente de 96 kgH2/día. De cara al posterior estudio económico, se considera que no existe problema para encontrar un usuario final del hidrógeno, y se va a emplear en industria alimentaria (inicialmente), por lo que el hidrógeno debe tener calidad suficiente para su empleo en industria. El hidrógeno se utiliza en la industria alimentaria para convertir las grasas insaturadas en aceites y grasas saturadas. Por ejemplo, se utiliza hidrógeno para producir aceites vegetales hidrogenados como la margarina y la mantequilla.
- El almacenamiento por motivos económicos va a estimarse en 2 días de producción nominal.
- Se establece consumo del grupo electrolizador preliminar en 55 kWh/kg de acuerdo con datos internos de ARIEMA para los cálculos iniciales de potencia del electrolizador. En el punto 4, se contrastará con información provista por proveedores.
- El almacenamiento va a realizarse a media presión (200 bar), puesto que su uso final no requiere valores muy elevados de presión, llegando a una solución de compromiso entre volumen de almacenamiento y costes energéticos de la compresión.
- Únicamente se produce suministro desde la instalación solar fotovoltaica porque es suficiente para cubrir la demanda esperada. Ninguna parte del consumo del electrolizador procede de la red.

Gracias a los datos solares de producción fotovoltaica, se comenzó realizando una primera estimación de la potencia de electrólisis necesaria para alcanzar la producción esperada. Para ello, se utilizó el valor preliminar de consumo del grupo electrolizador enunciado más arriba. La potencia estimada resultante es de 0,55 MW. Sin embargo, dado que esta potencia no corresponde con una potencia comercial (0,5 MW, 1 MW, 1,25 MW, etc.) los análisis realizados se basan en dos potencias: 0,5 MW y 1 MW. Posteriormente, se profundizará en el diseño del electrolizador, así como requisitos adicionales a considerar para la correcta casación con la demanda.

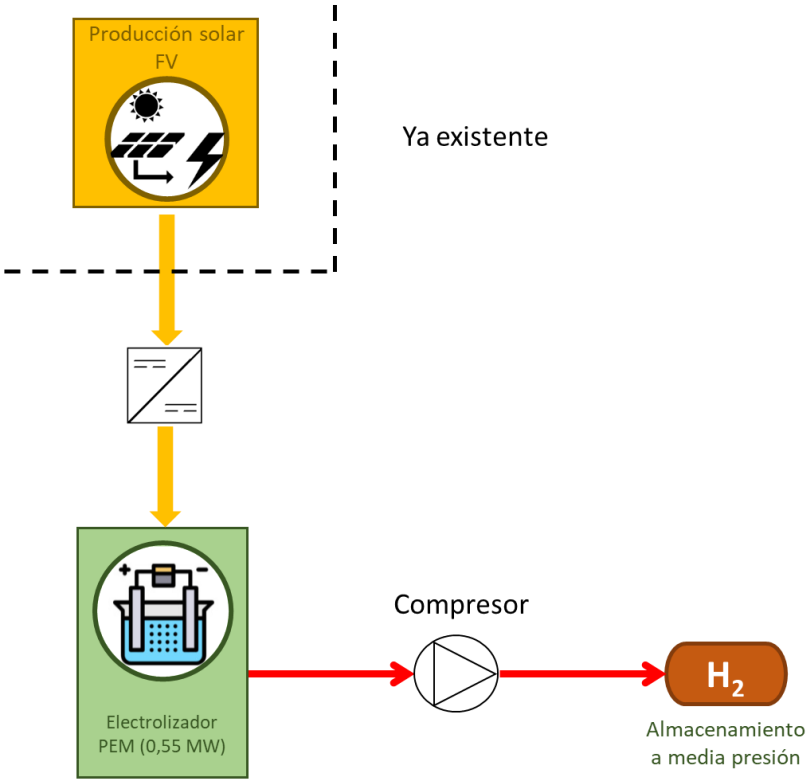
2.6 Identificación de componentes de Balance of Plant. Diseño conceptual de unidades de proceso y auxiliares de una instalación de electrólisis

El proyecto en estudio se centra en la producción de hidrógeno para, inicialmente, su venta a la industria alimenticia. Para poder asegurar que la producción es suficiente para abastecer las necesidades durante todo el año, es necesario contar con un almacenamiento “buffer” de aproximadamente dos días.

Para analizar el almacenamiento requerido, se ha realizado un estudio horario de producción a lo largo de un año promedio en la región estudiada. Es necesario tener en cuenta la necesidad de que el almacenamiento disponga de un volumen de "gas colchón", concepto que se refiere a gas mínimo presente en un recipiente de almacenamiento para asegurar la presión de suministro. Puesto que la finalidad del hidrógeno es, como se ha citado anteriormente, su venta a potenciales usuarios finales como el sector alimenticio, es suficiente con almacenar el hidrógeno a 200 bar, presión estándar a la que el hidrógeno es transportado por carretera en *tube trailers* o remolque de tubos.

Con lo comentado previamente, el sistema resultante sigue el siguiente esquema:

Figura 25: Mapa conceptual de componentes de la instalación.

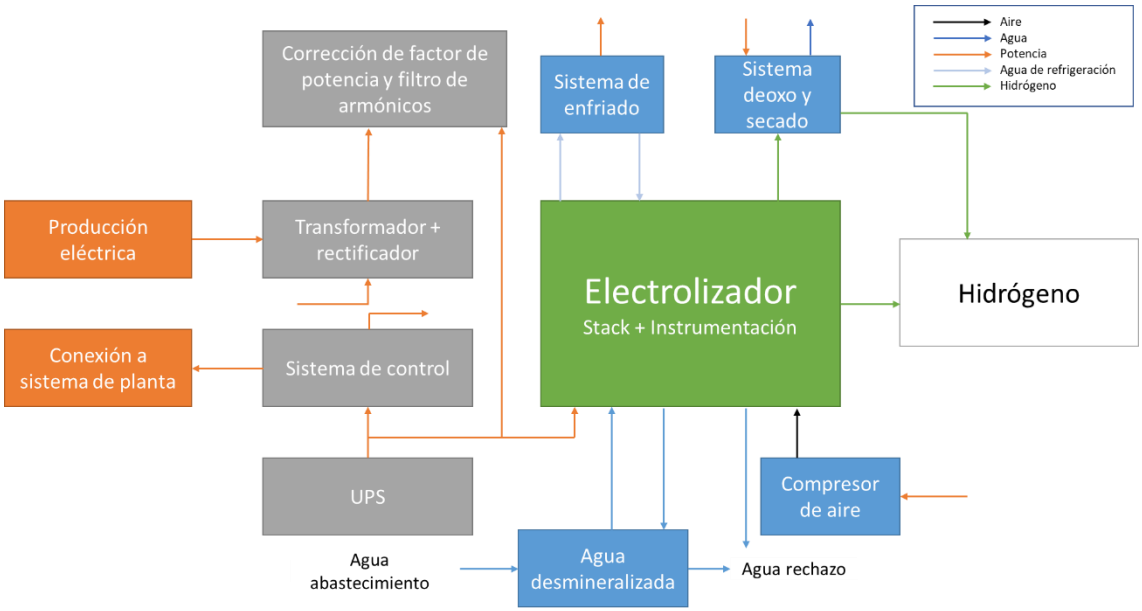


Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

En laFigura 26 se incluye un esquema simplificado con los diferentes elementos presentes en el Balance of Plant de un electrolizador.

En sistemas de baja potencia, la demanda de energía de los componentes y procesos auxiliares puede ser comparable con la del stack.

Figura 26: Diagrama de flujo de un stack de electrólisis PEM.

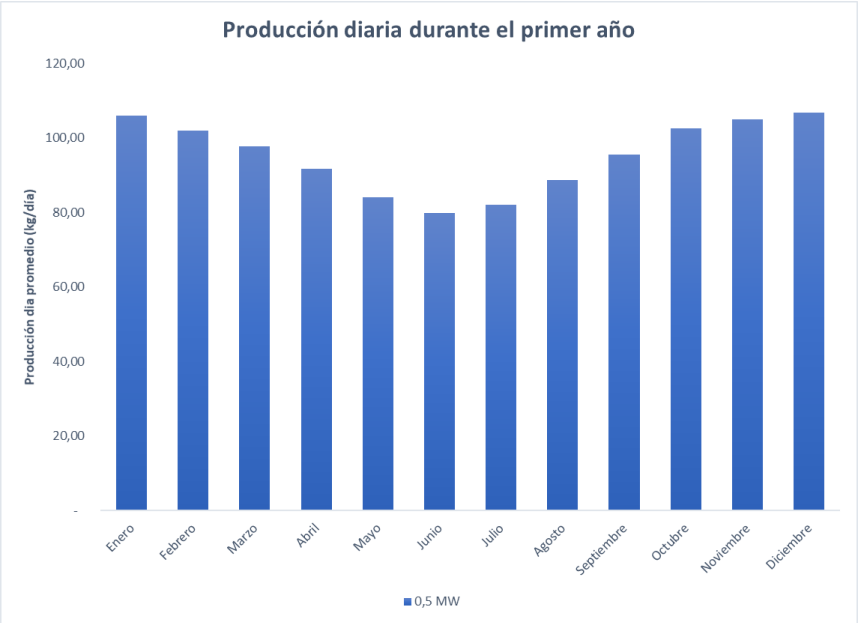


Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

2.6.1 ELECTROLIZADOR

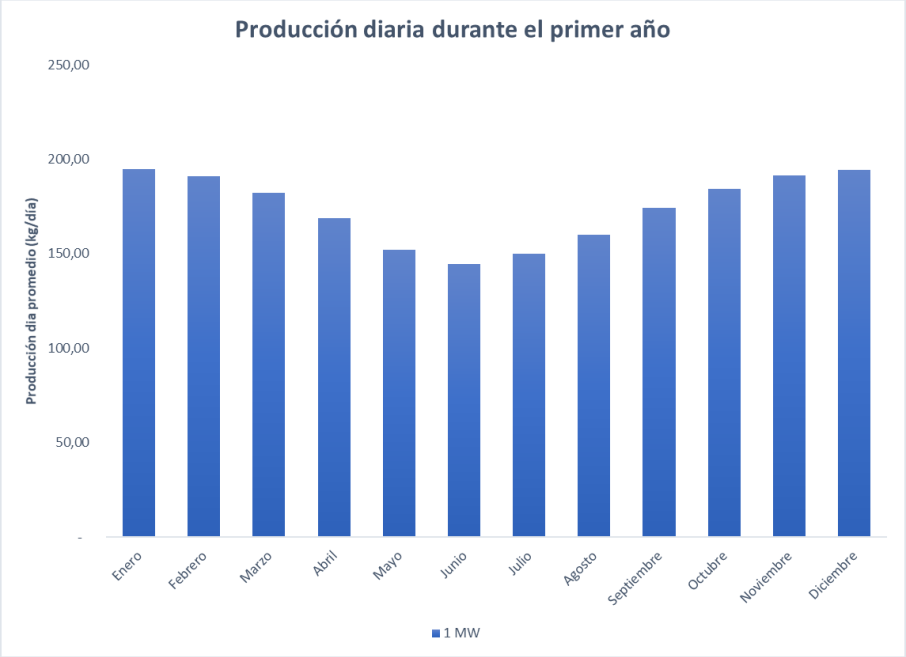
Como se ha comentado previamente, para realizar el diseño del electrolizador se ha considerado un electrolizador PEM. La potencia por instalar necesaria, como se especificó previamente, es de entre 0,5 y 1 MW. El estudio de los días promedio de producción permite obtener la siguiente gráfica (ver Figura 27), que representa la producción de hidrógeno durante el primer año de funcionamiento, sin considerar por lo tanto pérdidas por degradación del stack:

Figura 27: Producción diaria promedio de hidrógeno durante BOL con electrolizador PEM de 0,5 MW.



Fuente: Elaboración propia

Figura 28: Producción diaria promedio de hidrógeno durante BOL con electrolizador PEM de 1 MW.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Tabla 10: Características y especificaciones técnicas de los electrolizadores. [1]

Características y especificaciones		
Potencia nominal	0,5 MW	1 MW
Producción nominal (H_2)	9 kg/h	18 kg/h
Producción nominal (O_2)	80 kg/h	144 kg/h
Temperatura de funcionamiento	70	70
Consumo específico electrolizador (kWh/kg, BOL)	55	55
Tecnología	PEM	PEM
Presión salida hidrógeno	30 bar	30 bar
Presión salida oxígeno	Atmosférica	Atmosférica
Pureza a la salida hidrógeno	99,99%	99,99%
Rango de operación (sobre potencia nominal)	5-100%	5-100%
Requisito pureza agua	0,1 µS/cm	0,1 µS/cm

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Para calcular la producción de hidrógeno se utiliza el consumo específico del electrolizador y a partir de la producción de hidrógeno se calcula la producción de oxígeno por relación molecular.

El alcance de los equipos auxiliares de proceso depende mayoritariamente del proveedor del equipo electrolizador. Habitualmente, aquellos incluidos en el electrolizador son provistos por el fabricante del stack y sus características se detallan a continuación

2.6.1.1 Elementos Balance of Plant del electrolizador

- Tratamiento de agua:

La tecnología PEM necesita agua ultrapura para alimentar la pila como se especificó en la sección de Estudio de recurso hídrico, por lo que se necesita una purificación intensiva y todos los materiales deben ser compatibles para no liberar impurezas al agua. Las especificaciones del agua para esta tecnología son del orden de diez veces más exigentes, en comparación con la

[1] En la Sección 4 se mostrarán las características y especificaciones técnicas aportadas por los fabricantes.

electrólisis alcalina. El agua pasará un filtrado de partículas que eliminará los excedentes de impurezas. Este proceso de filtrado una vez implementado en el sistema permite llevar a cabo un circuito de recirculación de agua, reutilizando así el agua obtenida mediante sistemas de separación líquido/gas que será filtrada previamente a su utilización en el stack.

- Acondicionamiento de potencia eléctrica

Las redes eléctricas utilizan corriente alterna (CA) para la generación y la distribución de energía, por lo que el acondicionamiento de la potencia eléctrica procedente de servicios públicos siempre deberá incluir transformadores CA / CC en una primera etapa, combinados con rectificadores CC / CC para el ajuste y el control de la potencia entrante a la etapa de producción de hidrógeno. Cuando la energía de entrada procede de microrredes y / o fuentes renovables, estos equipos se vuelven particularmente relevantes y deben adaptarse a las especificaciones de la fuente primaria en términos de energía CA / CC, rango de variabilidad y respuesta transitoria necesaria.

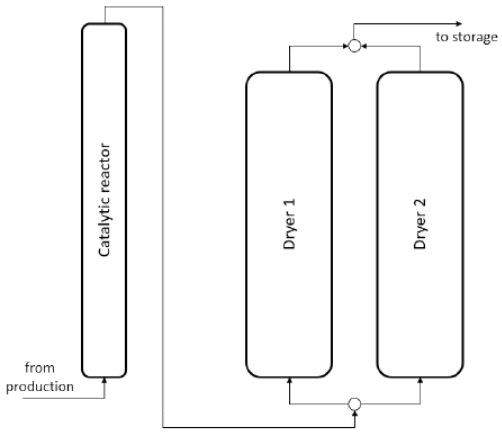
- Gestión térmica

Todos los procesos de electrólisis del agua muestran eficiencias por debajo del 100% y prácticamente toda la energía que no se transfiere al flujo de salida de hidrógeno se libera como calor residual (en torno al 10-30%). La práctica más extendida es aprovechar este calor residual en otros procesos como por ejemplo en sistemas de cogeneración o ciclos térmicos incorporando un intercambiador de calor.

- Purificación de gas

Durante la electrólisis del agua pequeñas cantidades de oxígeno gaseoso (generalmente en celdas alcalinas) y vapor de agua pueden llegar al lado del hidrógeno. Por tanto, para que el electrolizador produzca hidrógeno a la pureza deseada es necesario incluir etapas de purificación de oxígeno y vapor de agua. Las impurezas de oxígeno generalmente se eliminan en un reactor catalítico rico en platino (reactor de desoxidación), donde todo el oxígeno reacciona con el flujo de hidrógeno generando agua, para ser eliminado aguas abajo.

Figura 29: Esquemas de las versiones más básicas de purificación de hidrógeno electrolítico



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Para la eliminación de agua generalmente se emplean lechos absorbentes con estructuras porosas de óxido de aluminio o de sílice, que extraen la humedad del gas que fluye. Los secadores alternativos de dos lechos (ver Figura 29) son los sistemas más comunes de secado en la producción de hidrógeno.

2.6.2 REFRIGERACIÓN DEL ELECTROLIZADOR

En un stack de electrólisis PEM, aproximadamente el 30-40% de la potencia nominal se disipa en forma de calor, aunque este valor varía en función del rango de temperatura en el que el electrolizador esté trabajando. Para evitar la degradación de los componentes del stack, así como de los equipos de los servicios auxiliares, es necesario llevar a cabo la refrigeración del stack. Para ello y puesto que el stack trabaja en régimen continuo, lo más sencillo es incorporar un intercambiador de calor que acondicione la temperatura de alimentación al stack, además de intercambiadores en las corrientes de salida, para enfriar y purificar el H_2 y O_2 de salida.

Como se comentó anteriormente, además, el stack de electrólisis debe trabajar a temperaturas en torno a 70ºC, siendo estas condiciones fundamentales para poder asegurar una eficiencia adecuada del equipo. Temperaturas inferiores implican pérdida de eficiencia en el proceso, y temperaturas superiores implican degradación y pérdida de vida útil.

Se considera una temperatura del agua de 14ºC y se ha considerado un salto de temperatura aproximado de 20ºC para asegurar que la transferencia energética en el intercambiador es adecuada y minimizar las necesidades de agua de refrigeración.

Tabla 11: Características y especificaciones técnicas del intercambiador de calor para la refrigeración.

Características y especificaciones		
Potencia nominal	0,5 MW	1 MW
Necesidad de refrigeración (funcionamiento nominal)	0,2 MW	0,4 MW
Temperatura agua de entrada	14	14
Temperatura agua de salida	34	34
Caudal requerido de agua	0,43 m^3/h	1,72 m^3/h
Área de intercambio de calor	A definir por el proveedor	A definir por el proveedor

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Los valores se han calculado a partir de la eficiencia tipo del electrolizador y un cálculo preliminar sencillo de necesidades del intercambiador. El valor final depende del fabricante, ya que se suele suministrar el intercambio de calor junto con el electrolizador en la misma cotización.
Para optimizar la refrigeración, el sistema suele disponer de un control integrado de la temperatura que optimiza el funcionamiento de este sistema. Debe considerarse que los valores listados en la tabla previa son a funcionamiento nominal y pueden variar en función de las especificaciones de los intercambiadores o las condiciones del agua disponible.

El empleo del agua caliente en otras aplicaciones implica una mejora del rendimiento global del sistema, por lo que es interesante estudiar posibles usos del agua temperada.

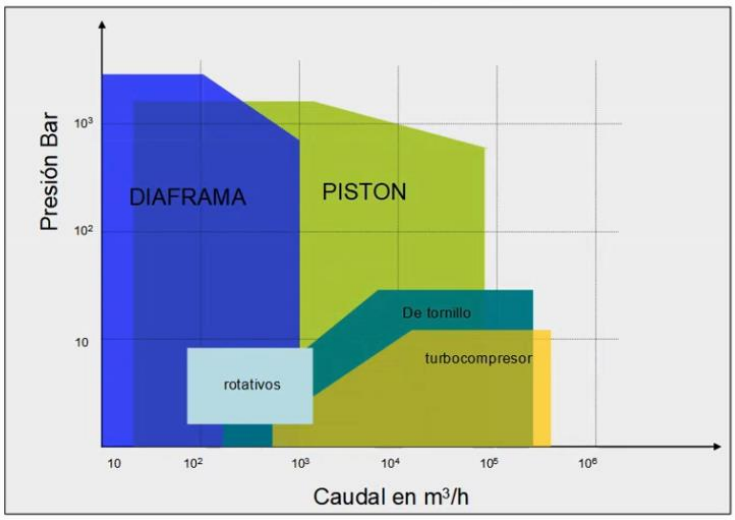
Se ha solicitado información sobre este subsistema a los fabricantes de electrolizadores, teniendo en cuenta que el precio de este subsistema está incluido en el precio del electrolizador.

2.6.3 SISTEMA DE COMPRESIÓN

Para realizar la compresión es necesario usar una máquina capaz de aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, tal como lo son los gases y los vapores. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el gas en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido a la sustancia que pasa por él convirtiéndose en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética impulsándola a fluir.

Habitualmente en sistemas de compresión, la atención se centra en compresores mecánicos como los de la siguiente figura.

Figura 30: Tipos de compresores empleados en hidrógeno, con rango de operación.

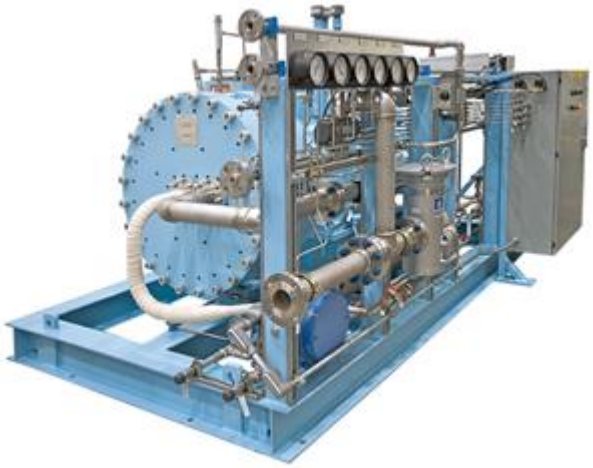


Fuente: Elaboración propia de ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Atendiendo a la Figura 30, se puede observar que, en función al caudal generado, en estas condiciones los compresores preferidos son los de diafragma o de pistón. Para este tamaño, **se considera compresor de diafragma como preferido** en esta aplicación.

Los compresores de diafragma mecánico son los más utilizados en el mercado para el uso en estaciones de servicio y su funcionamiento se basa en un pistón alternativo, 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. La gestión de las válvulas de entrada y salida permiten que la entrada y salida del gas se de forma alternativa durante la compresión del propio gas. El compresor estimado para esta aplicación cumple con los siguientes requisitos técnicos (ver

Figura 31: Compresor de diafragma.



Fuente: PDC Machines

Tabla 12):

Tabla 12: Características y especificaciones técnicas del compresor.

Características y especificaciones		
Potencia nominal	0,5 MW	1 MW
Tipo de sistema de compresión	Compresor de diafragma mecánico	Compresor de diafragma mecánico
Presión mínima	30 bar	30 bar
Presión de salida	Hasta 200 bar	Hasta 200 bar
Capacidad de compresión	9 kg/h / 101Nm^3/h	18 kg/h / 202Nm^3/h
Consumo específico	~ 0,7 kWh / kg H_2 (comprimiendo hasta máxima presión)	~ 0,7 kWh / kg H_2 (comprimiendo hasta máxima presión)
Número de compresores	A definir por el proveedor	A definir por el proveedor

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

2.6.4 Almacenamiento

El almacenamiento de hidrógeno es un elemento clave y su dimensionamiento se basará en equilibrar el suministro y/o producción de hidrógeno, con la demanda. Siempre debe existir un mínimo de almacenamiento para garantizar suficiente presión en el recipiente y la cantidad almacenada prevista, siguiendo los requisitos iniciales del proyecto es de dos días.

De las posibilidades planteadas en la sección 2.4, solo es viable en términos energéticos el almacenamiento gaseoso en este caso puesto que el valor económico de los hidruros metálicos es muy elevado y la cantidad de almacenamiento es elevada, no se plantea como una opción técnicamente viable. Por lo tanto, se va a considerar el almacenamiento de hidrógeno comprimido en rack de botellas. Además, se definieron las condiciones que van a ser limitantes para el diseño de este. En este caso en concreto, se ha dimensionado un almacenamiento para dos días en rack de botellas presurizados a 200 bar. El hidrógeno comprimido se entregará posteriormente a los usuarios finales mediante camiones ya que se presupone que los off takers se encontrarán en los alrededores de la instalación. El estudio del transporte del hidrógeno está fuera del alcance de este estudio por lo que no se entra en detalle en este respecto.

Tabla 13: Características y especificaciones técnicas del almacenamiento.

Características y especificaciones		
Potencia nominal	0,5 MW	1 MW
Tipo de depósitos	Tipo I	Tipo I
Presión de almacenamiento	200 bar	200 bar
Presión de salida	200 bar	200 bar
Capacidad de almacenamiento	2 días de almacenamiento (30m^3 a 200 bar)	2 días de almacenamiento (60m^3 a 200 bar)
Dimensiones del almacenamiento	A definir por el fabricante	A definir por el fabricante

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

2.7 Obra civil, eléctrica y de control necesaria para la instalación del electrolizador

La tecnología de electrólisis PEM se basa en equipos compactos y contenerizados donde sus dimensiones son inferiores en huella de planta a las de otras tecnologías para una misma

potencia de diseño como se indicó en la sección de comparación de tecnologías PEM y alcalina, por lo que los requerimientos de superficie disminuyen, y, por tanto, su impacto visual.

La distribución final de la planta variará en función del proveedor del stack de electrólisis que se seleccione, considerando la selección en base a criterios de modularidad, compacidad y eficiencia, así como que sea económico y de más fácil implantación. Tal y como se ha especificado con anterioridad, la potencia a gestionar por el equipo de electrólisis es de entre 0.5 y 1 MW.

La instalación del electrolizador no necesita la construcción de un edificio, únicamente habrá obras destinadas a instalar o adecuar las siguientes instalaciones:

- Instalación eléctrica:
  - Las protecciones y circuitos de control de la interconexión se alimentarán en C.C. mediante un sistema de rectificador y baterías de capacidad y autonomía necesarias.
  - Las instalaciones de puesta a tierra estarán constituidas por 1) Electrodo de puesta a tierra; 2) Líneas de tierras; 3) Alumbrado.
  - Clasificación del emplazamiento: explicado más adelante.
- Instalación fontanería y suministro agua:
  - Definición del transporte del agua hasta la instalación donde se ubique el electrolizador.
  - Instalación de fontanería para alimentar los consumos de agua potable de aseos. Opcional.
- Instalación contra incendios:
  - Instalaciones de protección contra incendios (Extintores portátiles, Alumbrado de emergencias y señalización, Instalación de detección y alarma, BIEs, etc.).
  - Se deberá revisar las condiciones exigibles a los materiales.
  - Instalación de red de evacuación de aguas pluviales.
- Sistemas auxiliares
  - Se podrían instalar también contenedores destinados a la administración y Gestión de la planta de hidrógeno.

Asimismo, cabe destacar que el electrolizador cuenta con un sistema de control propio. Se recomienda realizar adicionalmente, para facilitar al usuario el funcionamiento de la planta, un control realtime para la toma de decisiones sobre el sistema de producción de hidrógeno a partir del sistema fotovoltaico.

2.7.1 CLASIFICACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para establecer los requisitos que han de satisfacer los distintos elementos constitutivos de la instalación eléctrica en emplazamientos con atmósferas potencialmente explosivas, estos emplazamientos se pueden agrupar, siguiendo la normativa europea ATEX[2], en dos clases según la naturaleza de la sustancia inflamable, denominadas como Clase I si el riesgo es debido a gases, vapores o nieblas y como Clase II si el riesgo es debido a polvo. La instalación en estudio se califica como zona de emplazamiento Clase I en donde se distinguen tres zonas:

Zona 0: Emplazamiento en el que la atmósfera explosiva constituida por una mezcla de aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor, o niebla, está presente de modo permanente, o por un espacio de tiempo prolongado, o frecuentemente. Esta zona se sitúa en el interior de los

[2] Se puede utilizar también otra normativa equivalente como la NFPA 2.

equipos de producción de gas hidrógeno, tuberías, compresores, etc. que contienen gas, básicamente la totalidad de equipos.

Zona 1: Emplazamiento en el que cabe contar, en condiciones normales de funcionamiento, con la formación ocasional de atmósfera explosiva constituida por una mezcla con aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o niebla. Esta zona se sitúa en los puntos de salida de aire de los puntos de venteo. Todos esos puntos serán conducidos al exterior o a zonas que no disponga de instalaciones eléctricas próximas, a una distancia inferior a 1,5 m.

Zona 2: Emplazamiento en el que no cabe contar, en condiciones normales de funcionamiento, con la formación de atmósfera explosiva constituida por una mezcla con aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o niebla o, en la que, en caso de formarse, dicha atmósfera explosiva sólo subsiste por espacios de tiempo muy breves. Esta zona se sitúa en los puntos de salida de aire, separadas de los puntos de venteo hasta 3 m.

2.8 DIMENSIONAMIENTO DE RECHAZOS GENERADOS EN EL PROCESO DE ELECTRÓLISIS

El proceso de electrólisis, como se expuso anteriormente, disocia la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno, aplicando una corriente eléctrica a dos electrodos (ánodo y cátodo). El producto principal obtenido en la electrólisis es el hidrógeno, por poseer el contenido energético más alto de todos los combustibles. Sin embargo, durante la reacción electroquímica que tiene lugar, también se produce oxígeno como subproducto y se libera calor residual como consecuencia de una eficiencia del sistema inferior al 100%. Asimismo, como se destacaba en la sección de Estudio de recurso hídrico, en el proceso de purificación de agua se obtiene un rechazo de aproximadamente cuatro litros de agua por cada litro purificado cuya composición dependerá de la del agua ingresada originalmente.

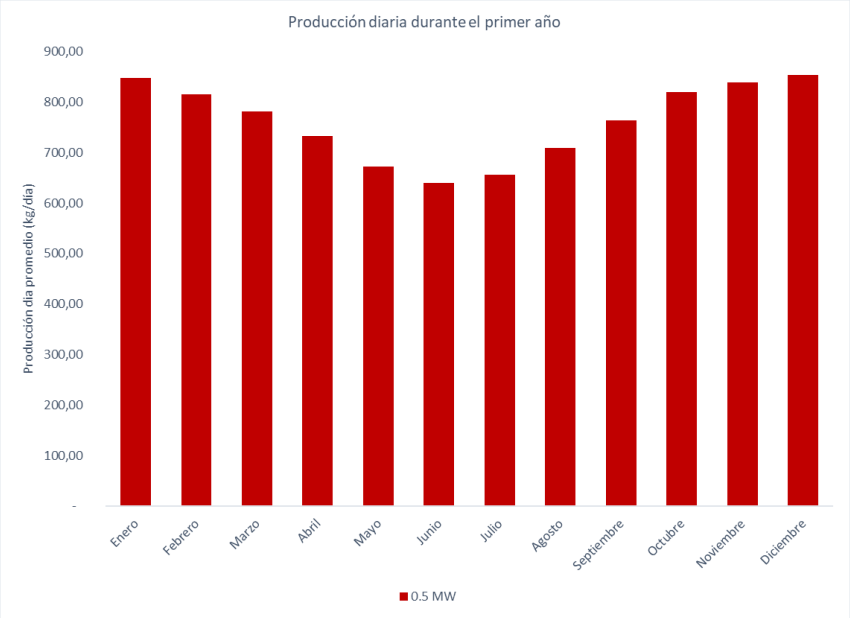
A continuación, se explican en mayor profundidad los tres rechazos principales generados en el proceso de electrólisis:

2.8.1 OXÍGENO COMO SUBPRODUCTO

La producción diaria de oxígeno se estima en la Figura 33. Inicialmente, el oxígeno es considerado como un subproducto y se ventea, porque la electrólisis en sí misma no es una tecnología atractiva para producir oxígeno y no puede competir con otras como el separador de aire o un proceso de adsorción por temperatura o presión (TSA o PSA). Sin embargo, cabe la posibilidad de almacenarlo, y usarlo o venderlo a potenciales usuarios finales en las cercanías de la instalación. Algunos de los principales usuarios finales que pueden demandar oxígeno son: centros acuícolas para la aireación de los tanques y mejora de la reproducibilidad de los peces, altos hornos, tratamiento de aguas, aplicaciones médicas, industria metalúrgica, industria química, sector automoción, etc. Dependiendo del uso final seleccionado, será necesario incluir equipamiento extra para su uso (compresor, sistema de purificación, etc.).

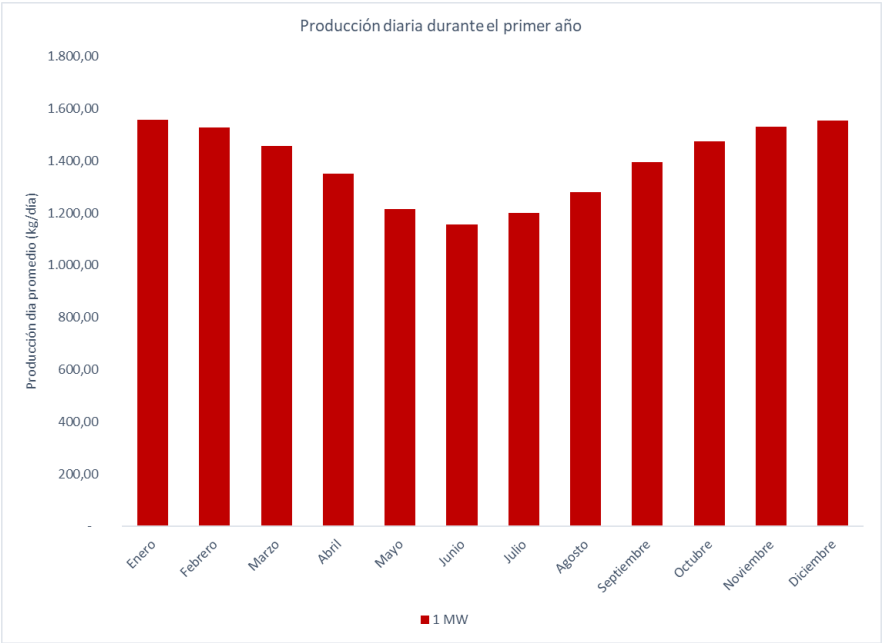
La decisión de utilizar el oxígeno producido o no dependerá de la demanda de oxígeno en la propia instalación o alrededores. Para el venteo de oxígeno se deberá cumplir con el requerimiento establecido en el Artículo 48 del DS 148, que se refiere al emplazamiento de una instalación de eliminación de residuos peligrosos.

Figura 32: Producción diaria promedio de oxígeno durante BOL del electrolizador PEM de 0,5MW.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Figura 33: Producción diaria promedio de oxígeno durante BOL del electrolizador PEM de 1MW.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

2.8.2 CALOR

En la sección 2.6 de Identificación de componentes de Balance of Plant se detalla información sobre la gestión térmica del electrolizador. Se debe instalar un sistema de refrigeración con el objetivo de mantener el stack a la temperatura de funcionamiento deseada, conteniendo la mayor cantidad de calor como sea posible en el circuito cerrado sin obstaculizar el rendimiento del stack. Considerando el poder calorífico inferior (PCI) del hidrógeno (33,33 kWh/kg) y el consumo eléctrico medio de un electrolizador PEM de 55 kWh/kg se obtiene que la eficiencia media del electrolizador es del 60%, lo que deriva en que el 40% se convierta en calor. Este es un cálculo preliminar que deberá ser adaptado posteriormente en función del consumo eléctrico que indique cada fabricante.

Sin embargo, no todo el calor producido es útil. Según el estudio de W. J. Tiktak, bajo carga nominal es posible contener al menos el 92% de todo el calor producido. El principal factor que contribuye a una pérdida irreversible de calor es el vapor de agua en el flujo de producto del electrolizador.

El calor residual que se genera en el proceso puede ser utilizado en otros procesos como por ejemplo en sistemas de cogeneración o ciclos térmicos incorporando un intercambiador de calor.

Cabe destacar que el comportamiento térmico de la electrólisis PEM es un campo de estudio aún no analizado en profundidad. Sin embargo, algunos estudios muestran que puede ser una línea de investigación importante y complementaria a la producción de hidrógeno si se estudia de forma paralela la recuperación de calor y su potencial aplicación.

2.8.3 AGUA DE RECHAZO

En el sistema de producción de hidrógeno en estudio hay dos etapas en la que existe agua de rechazo. La primera de ellas se explica en detalle en la sección 2.3 Estudio del recurso hídrico. El segundo punto donde se produce agua de rechazo es en el stack de electrólisis, donde el flujo de agua no convertida en el stack se recircula junto con oxígeno a un separador agua/oxígeno para separar ambos compuestos. El agua obtenida de la separación del oxígeno se mezcla con el agua procedente de la purificación de agua corriente y se bombea de nuevo hacia la entrada del stack. De esta forma, se evitan pérdidas en el sistema global y se reduce el consumo de agua necesaria para realizar el proceso de electrólisis.

Asimismo, cabe destacar que el agua de rechazo procedente de los tratamientos de agua para conseguir la pureza adecuada en el electrolizador se podría utilizar para múltiples usos como regadío, limpieza de paneles o uso en otros procesos industriales. El agua de rechazo tiene mayor mineralización pero mantiene una calidad adecuada para usos como los mencionados anteriormente.

3 INTEGRACIÓN ENERGÉTICA: ELECTRÓLISIS - SOLAR FV

3.1 ANÁLISIS DE ACOPLAMIENTO ENTRE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ELECTRÓLISIS

Como se explicó en la sección 2.5., el objetivo de este proyecto es producir aproximadamente 35.000 kg/año de hidrógeno a partir de la planta fotovoltaica existente de Espinos S.A. de 3 MW. Para ello se ha seleccionado inicialmente el uso de la tecnología PEM y el análisis de dos potencias de electrólisis: 0,5 MW y 1 MW. A continuación, se expone qué porcentaje de la producción solar se destina a electrólisis en cada caso y cuánto corresponde a excedente solar que podrá ser vendido a la red.

Según se aprecia en laTabla 14, una vez descontado el consumo de la electrólisis, el excedente solar es aproximadamente un 42% para el caso en el que se trabaja con 1 MW, y un 68% de la producción al contar con 0,5 MW.

Tabla 14: Excedente solar y consumo electrólisis.

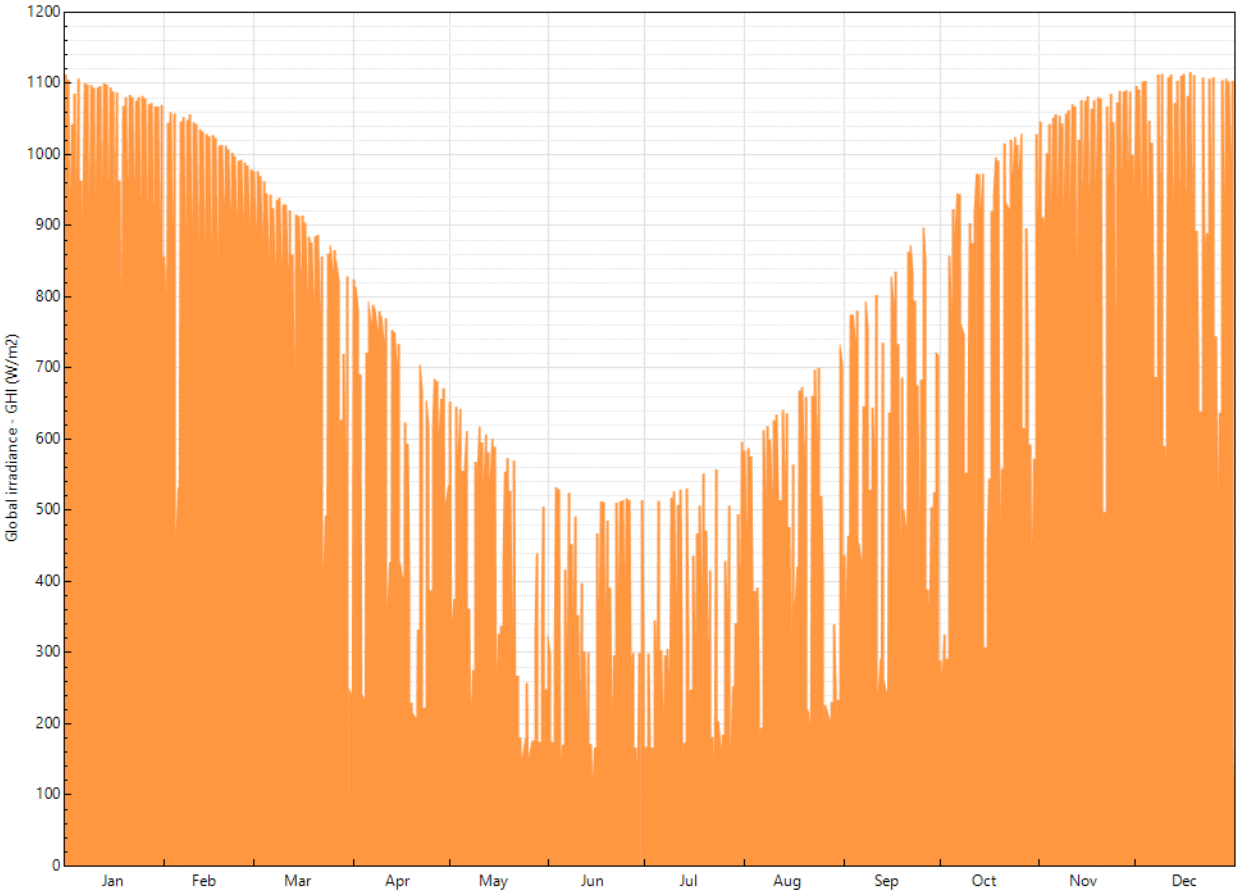
Potencia	**0,5 MW**	**1 MW**
Excedente solar	67,7%	41,6%
Consumo electrólisis	32,3%	58,4%

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Cabe destacar que estos porcentajes corresponden al primer año de vida de la instalación y que en los años posteriores se producirá una degradación del stack que incrementará el aprovechamiento porcentual de la energía generada en la planta solar (mayor consumo por parte del electrolizador al requerir más potencia para generar la misma cantidad de hidrógeno). A su vez, puesto que se produce una degradación de la energía generada por los paneles fotovoltaicos, la energía total es menor anualmente, pudiendo aprovecharse mayor cantidad en los años siguientes al primero. En etapas posteriores de ingeniería (básica y de detalle) se requerirá realizar un estudio pormenorizado del consumo eléctrico en cada año de vida de la planta.

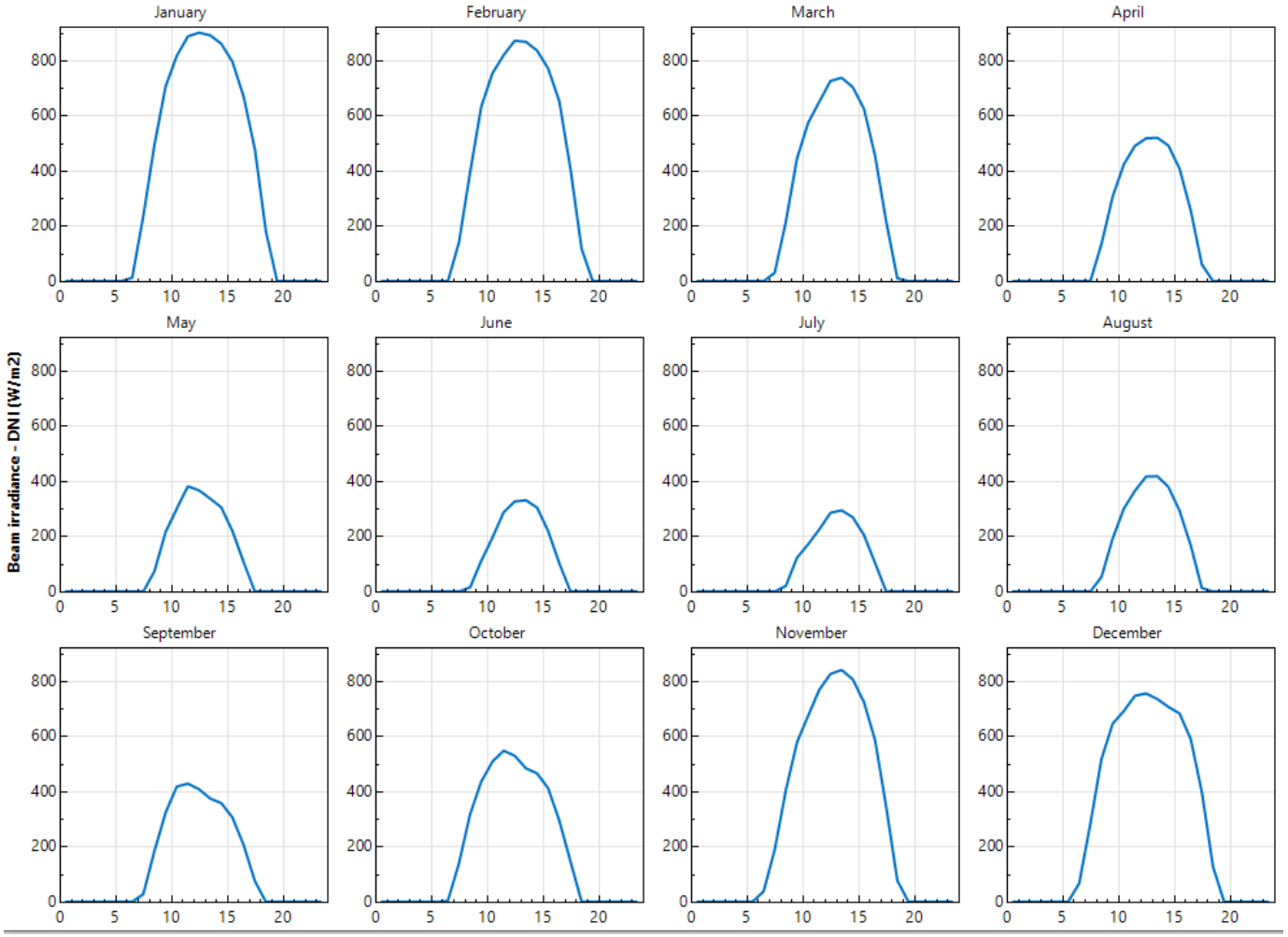
En las siguientes figuras, se puede observar una estimación de producción solar diaria y en los días promedio realizada con el software SAM en la zona de la instalación.

Figura 34:. Estimación de irradiancia horaria anual.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Figura 35: Irradiancia promedio durante los días promedio en la zona de la instalación.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Como se puede observar en las figuras previas, hay una variación en cuanto a radiación directa entre invierno y verano, llegando a valores de diferencia de hasta 400 W/m^2. En el caso de Chile, la generación estimada es muy superior entre los meses de octubre y marzo (meses de invierno). Se observan ciertos momentos puntuales a lo largo del año en los que la producción disminuye de forma importante, pero se atribuye a fenómenos puntuales, como días nubosos.

Tabla 15:- Datos de consumo de la electrólisis en función a la generación de un año promedio para el caso de 1 MW.

Año	Consumo electrolisis [kWh]
Enero	12973
Febrero	12656
Marzo	12155
Abril	11246
Mayo	9988
Junio	9506
Julio	9841
Agosto	10488
Septiembre	11562
Octubre	12300
Noviembre	12919
Diciembre	13087
Consumo anuall (MWh/año)	4.217
Excedente anual (MWh/año)	**1.849**
Produccion anual (kg/año)	67.156
Producción día promedio (kg/día)	**184**

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

En la tabla anterior se puede observar el régimen de alimentación del electrolizador con respecto a la producción fotovoltaica. En esta tabla, se ha realizado un ajuste horario en función a las necesidades del electrolizador, ajustando la producción para limitar los excedentes de producción solar no aprovechables por el electrolizador, y limitando el régimen de funcionamiento en horas anuales donde no se llegue al 5% de potencia del electrolizador (límite operacional inferior marcado previamente). Finalmente, se observa la producción de días promedio y la producción final anual. Como se puede observar, se consigue llegar a valores muy superiores de producción que los estimados en primera instancia (35.000 kg por año).

3.2 Optimización de la producción de hidrógeno

Este proyecto presenta una demanda constante a lo largo del año y distribuida de manera uniforme, por lo que sobredimensionar demasiado el electrolizador puede llevar a incrementar demasiado el espacio y el coste del almacenamiento, inicialmente previsto como rack de botellas. Por lo tanto, se han seguido 3 criterios para optimizar la producción:

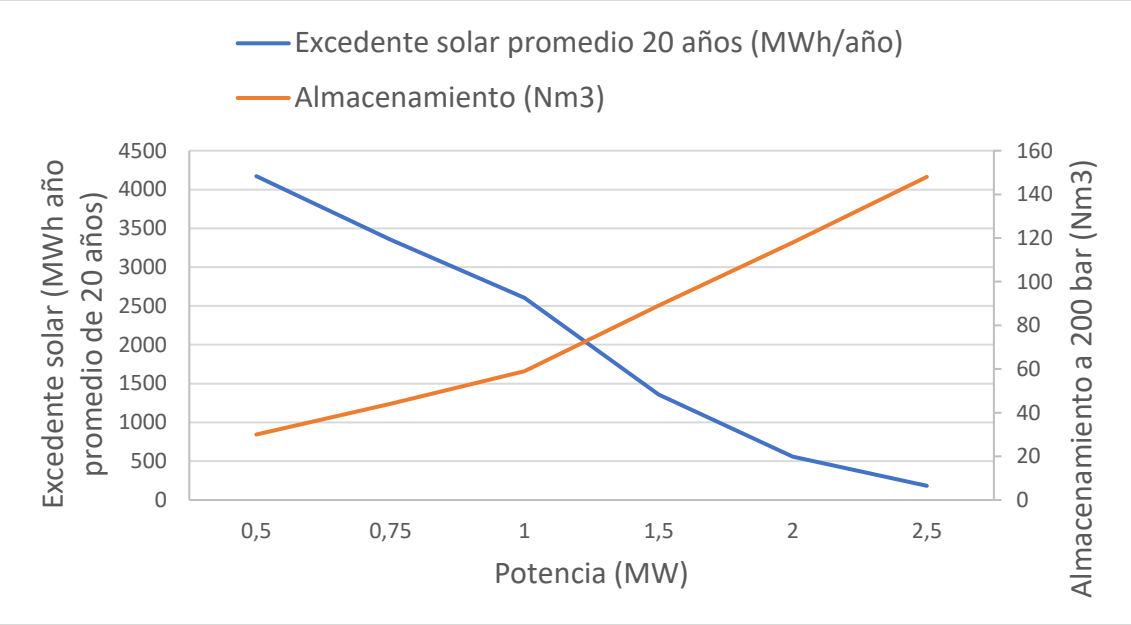
1) Adecuar la producción a la demanda de 35.000 kg/año.
2) Minimizar el almacenamiento (2 días de almacenamiento).
3) Incrementar el número de horas equivalentes de funcionamiento de la electrólisis. Este valor proporciona una indicación sobre qué carga soporta el electrolizador a lo largo del año. Valores elevados implican un mejor acople con la instalación solar, pero conlleva una mayor degradación del stack.

El primer punto establece que el valor mínimo es de 0,55 MW de electrólisis instalados a una eficiencia de 55 kWh/kg. Sin embargo, este valor no es un estándar industrial, por lo que se va a comenzar el estudio con una planta de 0,5 MW. El valor que minimiza el excedente solar a su

vez se puede establecer en 2,8 MW, que supondría un valor de excedente de únicamente 154 MWh al año. Al igual que ocurre con la planta de 0,55 MW se va a establecer un valor máximo de 2,5 MW, pues es un valor de potencia nominal estándar en el mercado.

Por lo tanto, para el análisis de sensibilidad, se van a plantear casos desde 0,5 a 2,5 MW (valor mínimo de electrolizador que puede ser viable comercialmente, y valor estándar que mejor puede aprovechar la instalación fotovoltaica).

Figura 36: Análisis de sensibilidad de almacenamiento y excedente solar frente a la potencia instalada.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Visualizando la Figura 36, se pueden ver diferentes soluciones en función a la potencia seleccionada. El valor de potencia va a determinar el almacenamiento necesario (que incurrirá en el CAPEX final de la instalación) y permitirá estimar el excedente solar que genera la instalación. Valores por encima de 2,5 MW podrían incluso ser contraproducentes, ya que se produce un peor acople con el sistema fotovoltaico. Este fenómeno se debe a que, al incrementar la capacidad nominal del electrolizador, también incrementa el valor mínimo de aporte energético que necesita el equipo para poder funcionar. Si este valor es superior a la potencia generada en la producción fotovoltaica, supone un tiempo en el que el electrolizador no puede funcionar.

Adicionalmente, se incluye el análisis de horas equivalentes de funcionamiento del electrolizador en función a la potencia:

Tabla 16: Horas equivalentes de funcionamiento del electrolizador en función a la potencia nominal[3].

Potencia (MW)	**0,5**	**0,75**	**1**	**1,5**	**2**	**2,5**
Horas equivalentes	3787	3616	3463	3139	2754	2353

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Los electrolizadores comerciales se encuentran en torno a potencias estándares, habitualmente de 0,5 MW, 1 MW, 1,25 MW y 1,5 MW. Sin embargo, esto depende en gran medida del fabricante del electrolizador, y de su diseño de stack, ya que la potencia del stack suele ser

[3] Calculado como dividendo del consumo anual del electrolizador (MWh/año) entre la potencia del electrolizador (MW).

múltiplo de la potencia unitaria de celda, valores que son dependientes del fabricante en particular. Por otro lado, la degradación que se comentó en la sección 3.1, incrementará el consumo energético del stack con el paso de vida útil de la instalación.

Como es de esperar, el mayor número de horas equivalentes se obtiene a la potencia más baja, ya que el electrolizador trabaja más horas en su potencia nominal. Sin embargo, la producción de hidrógeno total es menor, por lo que se debe buscar el óptimo.

3.3 DIMENSIONAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO

A partir de la información introducida en la sección 0 Almacenamiento, se detallan algunas de las condiciones que se han tenido en cuenta para el dimensionamiento del almacenamiento en este proyecto:

- Se debe realizar una primera carga sin consumo del almacenamiento para obtener un valor buffer para alcanzar la presión mínima que el rack de botellas debe mantener. Como mínimo, deberían mantenerse valores superiores a la atmosférica, superior a 0,5-1 bar, para evitar que el recipiente trabaje en vacío y asegurar que se la presión sea superior a la atmosférica para permitir el dispensado por flujo natural.
- No se consideran desfases importantes entre carga del almacenamiento y consumo del hidrógeno, por lo que no se va a exceder nunca la capacidad del almacenamiento. Un almacenamiento de dos días sobre la producción nominal se considera suficiente.
- Se seleccionan los depósitos tipo I como los más adecuados para la aplicación propuesta basada en almacenamiento estacionario a presión. Se emplean racks de botellas de 16 botellas por rack, y con un volumen aproximado por botella de 200L

Anteriormente en el punto de diseño (sección 0), se realizó una primera aproximación del dimensionado del rack de botellas para almacenar el hidrógeno a 200 bar:

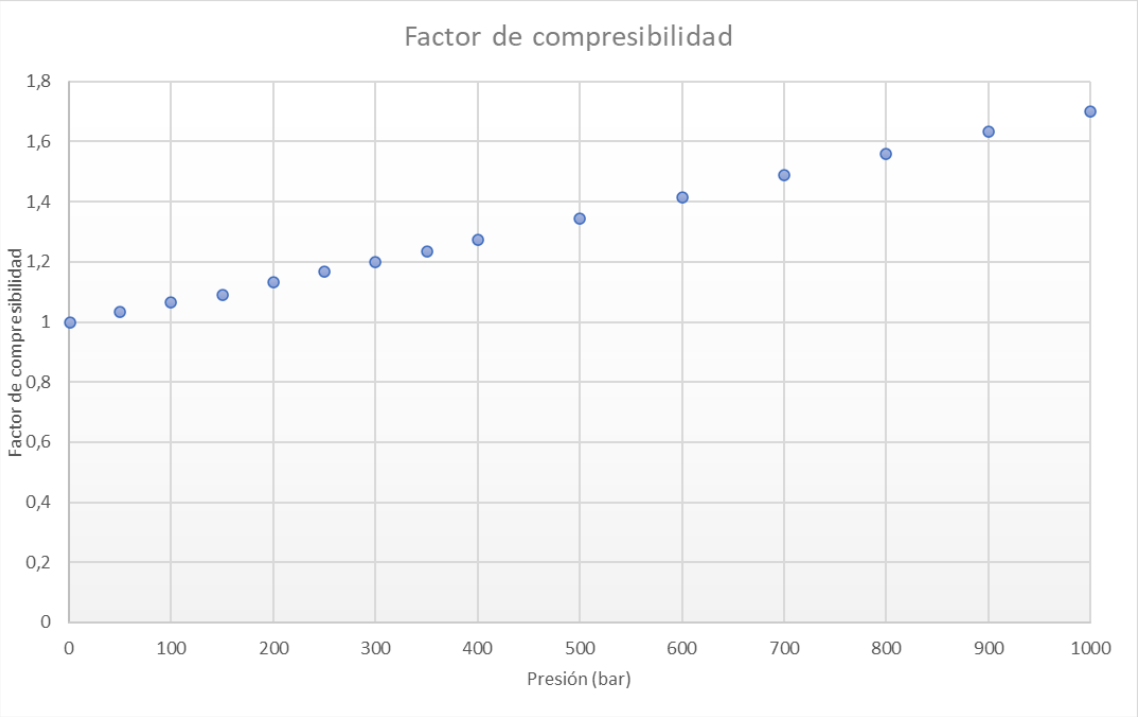
Tabla 17: Características y especificaciones técnicas del almacenamiento.

Características y especificaciones		
Potencia nominal	0,5 MW	1 MW
Tipo de depósitos	Tipo I	Tipo I
Presión de almacenamiento	200 bar	200 bar
Presión de salida	200 bar	200 bar
Capacidad de almacenamiento	2 días de almacenamiento ($30m^3$ a 200 bar)	2 días de almacenamiento ($60m^3$ a 200 bar)
Dimensiones del almacenamiento	A definir por el fabricante	A definir por el fabricante

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Uno de los valores clave que determinará el tamaño necesario de almacenamiento es el valor de presión a la que se comprime el hidrógeno. Para ello, es necesario emplear el factor de compresibilidad. Este factor es un valor que permite conocer la desviación del espacio ocupado del hidrógeno entre condiciones de gas ideal y gas real.

Figura 37: Factor de compresibilidad frente a presión de hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Una vez dimensionado el valor de kg necesarios para almacenamiento, para alcanzar el valor de volumen real que hay que alcanzar en el almacenamiento, la fórmula a seguir es la siguiente:

$$V_{real} = \frac{V_{cond.normal}}{P} * FC$$

Donde FC es el factor de compresibilidad, V indica volumen en condiciones normales o reales, y P es la presión de almacenamiento (en bar).

Tabla 18: Resumen de posibilidades de almacenamiento frente a área ocupada por cada posibilidad.

P almacenamiento (bar)	FC	Volumen real (m3)	Área ocupada (m2)
200	1,13	66,9	89,21
300	1,20	47,4	63,20
450	1,31	34,4	45,85
900	1,63	21,4	28,51

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

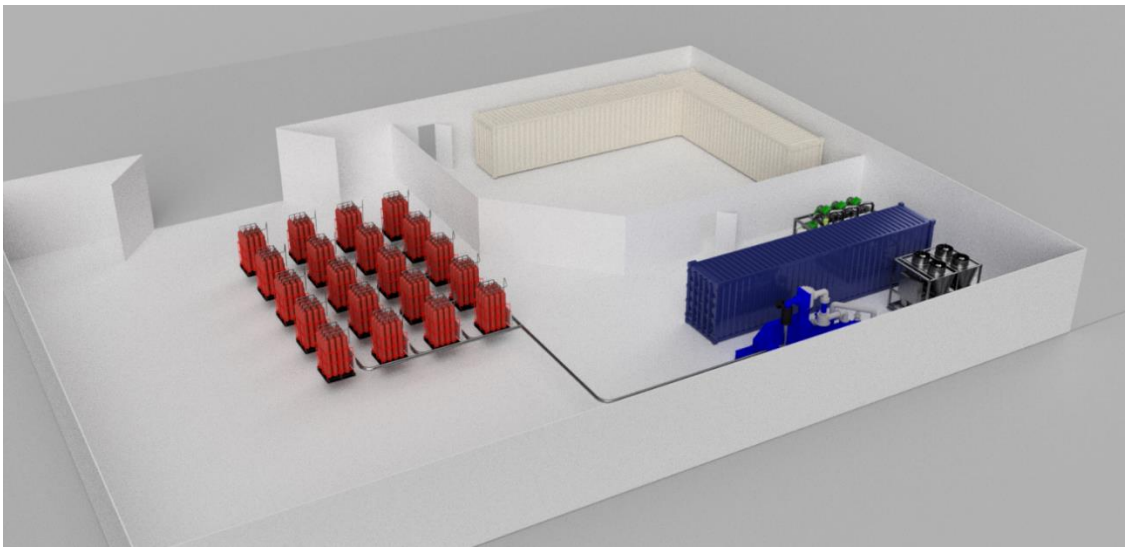
El área estimada se ha obtenido considerando que el almacenamiento va a realizarse a partir de racks de 16 botellas cada uno.

Atendiendo a la tabla anterior, se puede concluir que mayores presiones implican mejoras en el área ocupada por el almacenamiento. Sin embargo, también se traduce en un incremento del CAPEX, por las necesidades de un compresor de mayor capacidad de compresión e instalaciones especiales diseñadas para presiones altas. Otro factor importante son las necesidades energéticas de la instalación, ya que una mayor ratio de compresión supone un mayor consumo eléctrico por kg de hidrógeno procesado en el compresor.

3.4 LAYOUT APROXIMADO

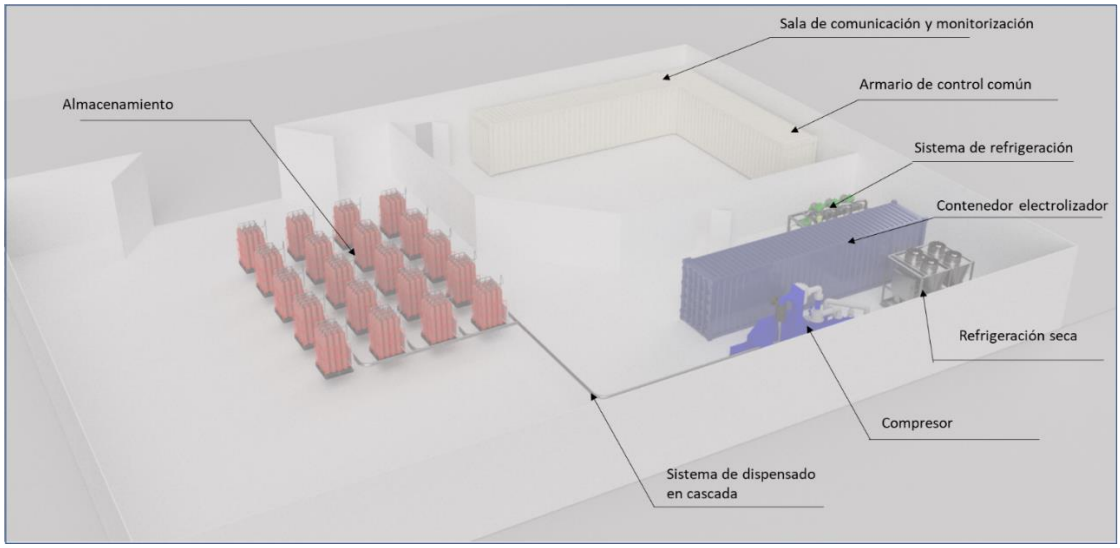
En las siguientes figuras se puede ver el espacio ocupado del total de una implantación de una instalación tipica estándar de 1 MW. Aproximadamente, se estiman 1.200 metros cuadrados para una instalación de este tipo, incluyendo el contenedor de electrólisis, el sistema de dispensado en cascada para el llenado de botellas, el sistema de almacenamiento en rack de botellas y la electrónica de potencia. Los valores deberían definirse en etapa proyecto posterior, ya que en la etapa de prefactibilidad se ha hecho un análisis inicial del espacio que se necesitaría, cumpliendo sobradamente los requisitos normativos de distancia de seguridad. Sin embargo, esto podría ser optimizado, un ajuste exacto del tamaño de la planta debe realizarse en etapas postieriores de ingeniería básica y de detalle.

Figura 38: Layout de la instalación sobre la parcela ocupada.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Figura 39: Descripción de los equipos sobre el layout de planta.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

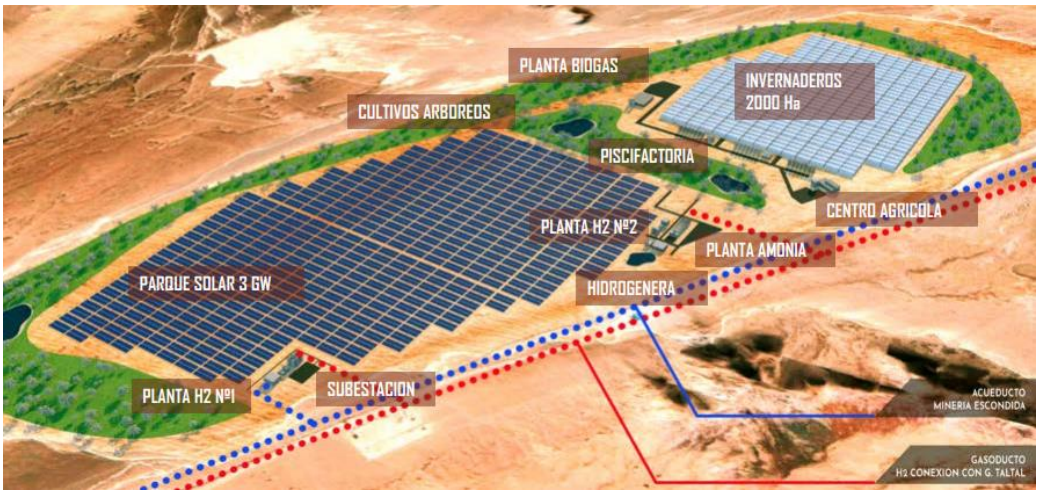
4 ANÁLISIS DEL SECTOR Y VIABILIDAD

4.1 IDENTIFICACIÓN DE PROYECTOS DE REFERENCIA

- **Proyecto Hoasis**

El proyecto Hoasis es un proyecto pionero de simbiosis industrial llevado a cabo en la Región de Antofagasta, en Chile. El proyecto Hoasis, cuyo principal impulsor es TCI Gecomp, cubriendo generación on-grid fotovoltaica, generación de hidrógeno verde, repoblación y uso de hidrógeno y oxígeno en diferentes usos finales aprovechables para usos sociales de las cercanías a la instalación. Se plantea aprovechar residuos de las instalaciones agrícolas para producción de biogás adicionalmente.

Figura 40: Esquema de instalación del proyecto Hoasis.



Fuente: https://www.tci-gecomp.com/wp-content/uploads/2020/10/HOASIS-CAVENDISH-13-OCTUBRE-compressed.pdf

Este proyecto supone la instalación de 3 GWp de energía solar fotovoltaica, la instalación de 2,1 GW de electrólisis alcalina en hibridación directa con el parque solar, y el uso del hidrógeno en producción de amoníaco, distribución mediante un gasoducto de nueva instalación hasta instalaciones mineras ya existentes y una estación de repostaje con hidrógeno en las proximidades de la planta. El oxígeno generado se empleará adicionalmente para alimentar tanto un centro agrícola como invernaderos, de nueva instalación, presentes en las proximidades del electrolizador. La instalación de hidrógeno tiene capacidad de generar hasta 40 toneladas por hora de funcionamiento en condición nominal.

- **Proyecto Haru Oni**

Figura 41: Esquema de instalación del proyecto Haru Oni.

Fuente: https://www.siemens-energy.com/mx/es/soluciones/energia-renovable/soluciones-de-hidrogeno/haru-oni.html

Se trata del primer proyecto de eCombustibles que se desarrolla en Chile. Está liderado por Siemens Energy y cuenta con la participación de socios como: AME, Enap, Enel Green Power y Porsche, además del apoyo financiero del gobierno alemán para la planta piloto. Este proyecto se lleva a cabo en la Región de Magallanes, al sur de Chile, aprovechando los constantes vientos de la zona.

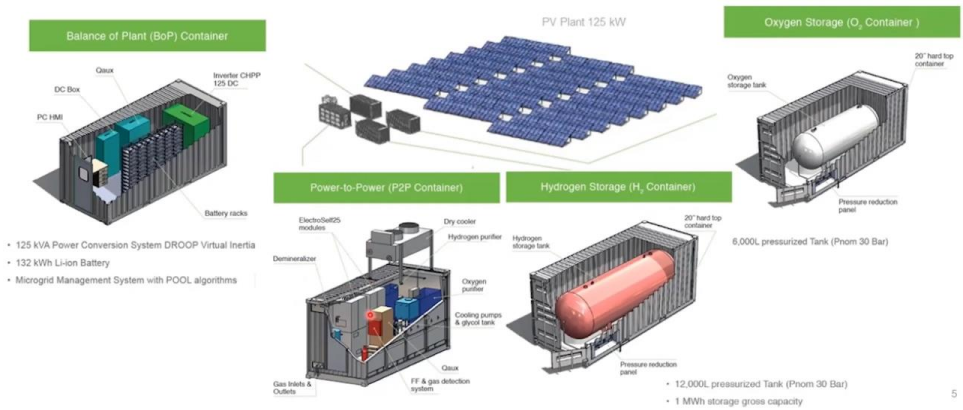
En este proyecto se produce hidrógeno vía electrólisis donde la electricidad necesaria para el proceso es obtenida mediante energía eólica y por otra parte se captura CO_2 de la atmosfera. Con el hidrógeno y el dióxido de carbono capturado se fabrican metanol y gasolina.

Es el proyecto más grande de su tipo en Latino América y uno de los más grandes a nivel mundial. Se prevé que esta planta produzca 350 toneladas de metanol al año y 130.000 litros de eCombustible a partir de 2022.

- **Proyecto Cerro Pabellón**

Planta de producción de hidrógeno verde hibridada con energía solar. Este proyecto está en desarrollo promovido por Enel Green Power Chile y se sitúa en la Región de Antofagasta. La finalidad de este proyecto es instalar un sistema de generación distribuida basado en almacenamiento a partir de hidrógeno y baterías de litio para alimentar un sistema off-grid.

Figura 42: Esquema de equipos e instalación proyecto Cerro Pabellón.



Fuente: Misión Cavendish Tour Macrozona Norte - Jornada 04, ENEL.

El sistema consta de una planta fotovoltaica de 125 kWp que genera energía para alimentar un container donde se genera hidrógeno vía electrólisis PEM. La instalación consta de almacenamiento tanto para oxigeno como para hidrógeno, y otro container con el acondicionamiento eléctrico de la instalación. Mediante pila de combustible, se obtiene energía eléctrica en los momentos en los que la energía fotovoltaica no tenga capacidad para alimentar un campamento de población. De cara a mantener la seguridad de la microrred, se planteó el uso de un grupo electrógeno diésel. El sistema de gestión del hidrógeno se compone por 2 electrolizadores de 25 kW cada uno y 2 pilas de combustible de 25 kW cada una, apoyados por una batería ion litio de hasta 132 kWh de almacenamiento.

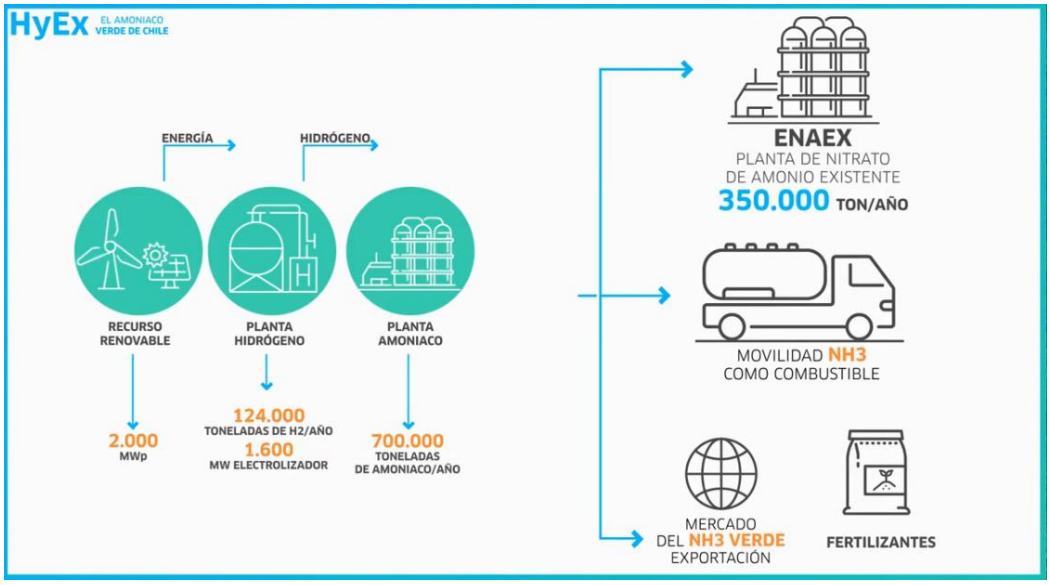
- **Proyecto HyEx**

Engie lidera este proyecto que operará 2 GW de energías renovables, hibridadas con una planta de producción de hidrógeno verde de 1600 MW mediante electrólisis alcalina de agua para luego producir amoníaco. Este proyecto pretende alimentar a la industria minera de la región de Antofagasta y se desarrollará en dos fases, siendo la primera la instalación de 36 MWp fotovoltaicos para probar la tecnología de electrólisis (se espera que la operación comience en

2024), y una segunda, donde se escalará hasta la capacidad total, pretendiendo llegar a este punto antes de 2030.

El proyecto tiene como usuario final ENAEX, y pretende emplear el hidrógeno generado para alimentar procesos Haber-Bosch, y utilizar el hidrógeno para movilidad, y apoyar a la industria minera local de la Región de Antofagasta.

Figura 43: Proyecto HyEx, esquema conceptual de producción y usos finales.



Fuente: Misión Cavendish

- **Proyectos Arichile H_2**

El proyecto ARICHILE H_2 pretende establecer un sistema de electrólisis pionero, abastecido por agua marina, y en hibridación con tecnologías renovables, principalmente fotovoltaica. Tras el estudio de viabilidad inicial se pretende dar continuidad en el mercado al proyecto, con sus consecuentes impactos y mejoras en diferentes sectores de la economía chilena. Correrá a cargo de la empresa española ARIEMA, la empresa chilena TCI Gecomp y la consultora chilena Capricornio. Se pretende realizar un proyecto piloto de 1 MW y se aspira a escalar la tecnología para obtener electrolizadores de varios MW.

4.2 Desglose de precios de CAPEX.

4.2.1 Cotizaciones recibidas

Para este caso se recibieron cotizaciones de tres proveedores cuyas características de equipos y valores se detallan a continuación.

4.2.1.1 Proveedor 1

Tabla 19: Cotización proveedor 1 electrolizador PEM

MAIN DATA		
Nominal power (MW) *	0,50	1,00
Nominal hydrogen production (kg/h)	~ 9,1	~ 18,2
TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT		
Technology of electrolysis	PEM	PEM
Nominal power (MW)	538 kW	1,055 kW
Nominal hydrogen production (kg/h)	9.45 kg/h	18.58 kg/h
Plant estimated prize (USD)	1,732,586 $	2,091,948 $
Stack replacement (USD)	414,947 $ This cost does not include travels and labour.	719,655 $ This cost does not include travels and labour.
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm3)	5,1 kWh/Nm3	5,24 kWh/Nm3
Hydrogen purity (after purification if included.	Grade 5 (99.999%)	Grade 5 (99.999%)
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	Between 15 to 40 barg	Between 15 to 40 barg
Stack service life (hours) **	80,000 h at full load	80,000 h at full load
Plant service life (years)	20 years if maintenance is done and restack is planned after 80,000 h	20 years if maintenance is done and restack is planned after 80,000 h
Control system included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of control system	61,127 $	68,320 $
Water purification included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of water purification	60,390 $	80,520$
Water purification included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	89,370 $	119,160$

Fuente: Elaboración propia en base a información de proveedor

4.2.1.2 PROVEEDOR 2

Tabla 20: Cotización Proveedor 2 electrolizador PEM

MAIN DATA		
Nominal power (MW) *	0,50	1,00
Nominal hydrogen production (kg/h)	~ 9,1	~ 18,2
TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT		
Technology of electrolysis	PEM	PEM
Nominal power (MW)	0.5 MW	1.0 MW
Nominal hydrogen production (kg/h)	9.1 kg/hr	18.2 kg/hr
Plant estimated prize (USD)	2.075.000,00 USD	2.075.000,00 USD
Stack replacement (USD)	540,000 USD 2021, forecasted to~ $320,000 by 2030	540,000 USD 2021, forecasted to~ $320,000 by 2030
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm3)	3,80	4,50
Hydrogen purity (after purification if included.	>99.9995%	>99.9995%
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	30 bar	30 bar
Stack service life (hours) **	87000,00	87000,00
Plant service life (years)	20,00	20,00
Control system included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of control system	N/A	N/A
Water purification included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of water purification	N/A	N/A
Water purification included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	105,000 USD	105,000 USD

Fuente: Elaboración propia en base a información de proveedor

4.2.1.3 PROVEEDOR 3

Tabla 21: Cotización Proveedor 3 electrolizador AEL

MAIN DATA		
Nominal power (MW) *	0,50	1,00
Nominal hydrogen production (kg/h)	~ 9,1	~ 18,2
TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT		
Technology of electrolysis	Alkaline	Alkaline
Nominal power (MW)	0.60 MW	1.12 MW
Nominal hydrogen production (kg/h)	~ 10.7 kg/h	~20.0 kg/h
Plant estimated prize (USD)	400.000,00 USD	550.000,00 USD
Stack replacement (USD)	180.000,00 USD	250.000,00 USD
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm3)	4.6 kWh/Nm3	4.6 kWh/Nm3
Hydrogen purity (after purification if included.	99.999%	99.999%
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	1.8 Mpa	1.8 Mpa
Stack service life (hours) **	25 years (need refurnishment every 10 years)	25 years (need refurnishment every 10 years)
Plant service life (years)	25 years	25 years
Control system included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of control system	40000,00	50000,00
Water purification included? (Yes/No)	No	No
Please, provide individual price of water purification	12000,00	15000,00
Water purification included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	100000,00	160000,00

Fuente: Elaboración propia en base a información de proveedor

4.2.2 SELECCIÓN DE LA COTIZACIÓN PARA EL ESTUDIO ECONÓMICO

Basado en las cotizaciones recibidas enumeradas en la sección anterior y en base a los intereses de Espinos S.A. de aumentar la producción de hidrógeno por encima de la producción anual inicialmente especificada (35.000 kg/año), se ha centrado la comparación entre las ofertas recibidas en el electrolizador de potencia aproximada de 1 MW. Teniendo en cuenta las diferentes especificaciones que muestra cada fabricante, así como la inclusión en la cotización de servicios auxiliares (purificación de agua, sistema de refrigeración, electrónica de potencia y sistema de control), se ha seleccionado como cotización de referencia la ofrecida por el Proveedor 2, ya que es la oferta más competitiva.

Se ha descartado el electrolizador alcalino por los siguientes motivos:

1) Para la capacidad diseñada en este proyecto, ofrece una solución en 3 contenedores que duplica el precio ofertado de inicio.
2) La falta de marcado CE podría suponer un impedimento en fases posteriores del proyecto.
3) El sistema de refrigeración y purificación de agua se incluye por separado con un coste aproximado de 31.000 USD.

4.2.3 PRESUNTOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Antes de comenzar con el análisis económico, es necesario establecer una serie de suposiciones de las que se partió para realizar dicho análisis:

- Se ha considerado un caso de planta de electrólisis de acuerdo con las cotizaciones recibidas de forma que se optimice la producción de hidrógeno y las capacidades económicas:
    - Electrolizador PEM de 1,25 MW del fabricante al ser la oferta más competitiva.
    - Sistema de purificación de hidrógeno incluido.
    - Sistema de refrigeración incluido.
    - Sistema de aire de instrumentación para actuar válvulas neumáticas incluido.
    - Sistema para nitrógeno para inertización en paradas y arranques incluido.
    - Sistema de purificación de agua.
    - Electrónica de potencia (incluye el acondicionador de potencia).
- Se han considerado dos días de almacenamiento de la producción nominal de electrolizador considerando un rack de botellas a 200 bar. Este valor varía en función al tipo de almacenamiento empleado. De acuerdo con precios recogidos por ARIEMA y TCI, se ha llegado a los valores listados arriba. El precio de almacenamiento a 200 bar se estima en USD 350/kg H_2[4] almacenado, pudiendo variar en función al proveedor del equipo.
- Se considera un compresor con un consumo específico de 0,7 kWh / kg H_2 para alcanzar presiones de 200 bar. Para el cálculo de compresor se han empleado los datos procedentes del documento de NREL *"Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs: Systems Integration*" donde se lista una serie de precios en función a capacidad de compresión. Junto con precios estimados a partir de referencia de ARIEMA, se ha llegado a los precios de CAPEX del sistema de compresión.
  Algunos de los proveedores que han contribuido al estudio de NREL en el que se basa este documento y que tienen distribución en América del Norte son los siguientes:

Tabla 22: Listado de suministradores de almacenamiento y compresores.

Almacenamiento	Compresores
FIBA Technologies, Inc.	HOFER Compressors
Hexagon Lincoln Composites	PDC Machines
Dynatek/Luxfer	Sundyne
Structural Composites, Inc.	Hydro-Pac

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

- Se incluye la instalación de racorería y tuberías dentro del equipo de electrólisis.
- De acuerdo con las indicaciones técnicas de los diferentes fabricantes, se propondrá un caso base con la inclusión de los diferentes servicios auxiliares en el precio del electrolizador (indicados en el primer punto de este listado).
- Se considera a su vez una vida útil de la instalación de 20 años, pero la amortización se va a estudiar a 15 años.
- El WACC es de un 7,1%.

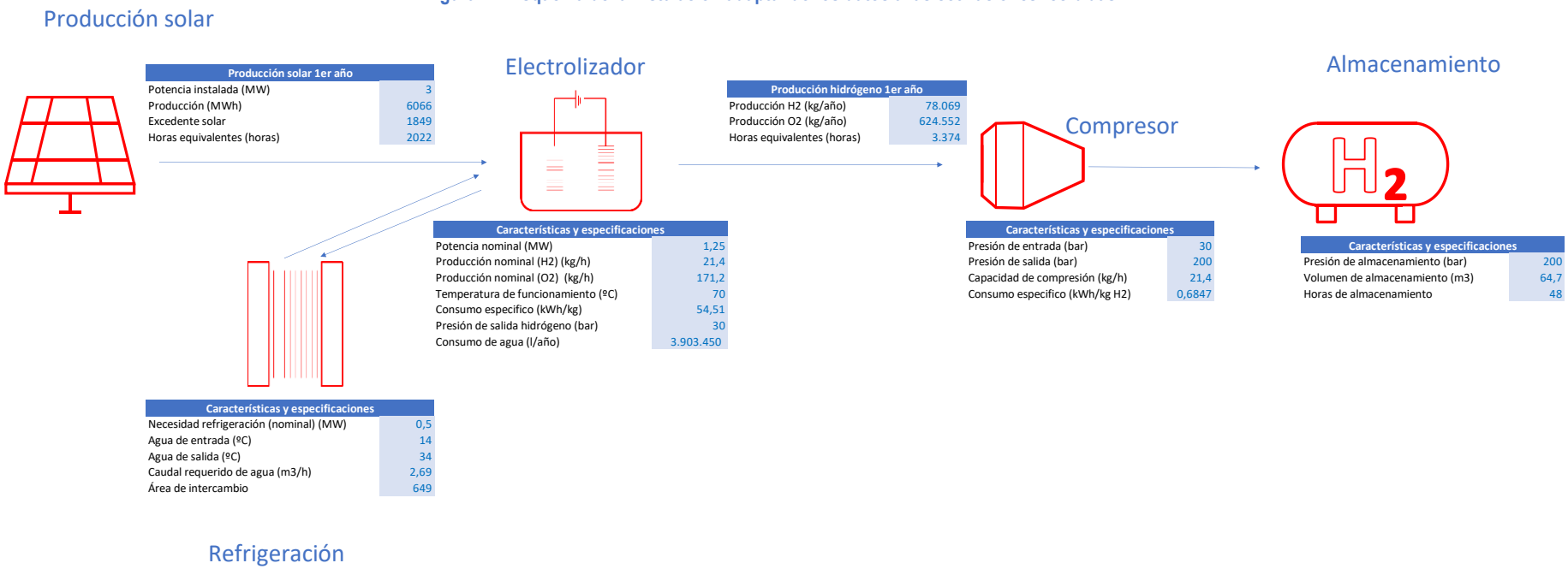
[4] Precio referencia interna de ARIEMA para rack de botellas a 200 bar de presión.

- No se considera la inflación para evaluar el proyecto de forma más sencilla.
- Se trabajará con un coste del agua de 1,5 dólares por metro cúbico suministrado al electrolizador (previo a la purificación del agua). Esta información ha sido suministrada por Espinos S.A.
- El stack puede trabajar en continuo, se establece una degradación máxima del mismo, y un cambio tras 10 años de operación. Para el coste de cambio de stack, se establece la previsión del fabricante de reducción de precio para estimar el coste.
- Se propondrá adicionalmente un escenario con una subvención del 30% del CAPEX del proyecto.
- Se ha considerado un 27% de impuestos sobre los beneficios.
- Se ha presupuesto un factor de rechazo de 5. Por cada litro de agua purificada, se necesitan cinco litros de agua de entrada, se rechazan 4 litros. Por lo tanto, para producir 1 kg de hidrógeno se requieren aproximadamente 50 litros de agua, valor que puede variar dependiendo de la calidad de ésta al ingresar al tratamiento previo a la electrólisis.
- La eficiencia de la planta de electrólisis incluye las pérdidas en la rectificación eléctrica AC3Ph/DC (las pérdidas en el acondicionamiento de potencia solar DC/AC3Ph ya han sido consideradas en la generación fotovoltaica).

4.2.4 APROXIMACIÓN TÉCNICA A PARTIR DE DATOS DE FABRICANTE

Con los datos obtenidos a partir del fabricante, los parámetros finales con los que se va a realizar el cálculo de viabilidad económica de la instalación son los siguientes:

Figura 44: Esquema de la instalación adaptando los datos a las cotizaciones recibidas.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Se ha incluido dentro del precio del electrolizador el coste de control de la instalación, así como costes de refrigeración. El cuadro resumen de valores de CAPEX es el siguiente:

Tabla 23: CAPEX desglosado de las dos instalaciones particularizadas.

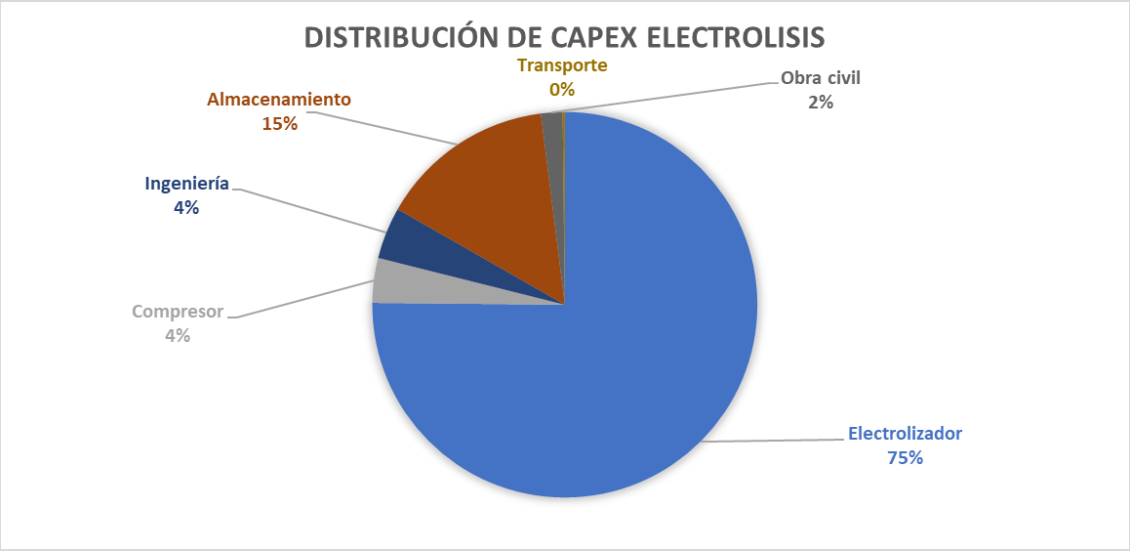
Instalación de hidrógeno	Coste Unitario (USD)	Unidades	TOTAL (USD)
Electrolizador	2.075.000	1	$ 2.075.000
Purificación de agua	Incluido	1	
Compresor	103.779	1	$ 103.779
Sistema de refrigeración	Incluido	1	
Electrónica de potencia	Incluido	1	
Sistema de control	Incluido	1	
Ingeniería	120.000	1	$ 120.000
Almacenamiento	407.157	1	$ 407.157
Obra civil	50.000	1	$ 50.000
Transporte	5.000	1	$ 5.000
		TOTAL	$ 2.760.936

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Para el análisis económico de la instalación completa se han seguido las premisas indicadas en la sección 4.2.3 Presuntos del análisis económico y la cotización seleccionada de electrolizador. Otros aspectos relevantes a tener en cuenta para determinar el CAPEX del proyecto (electrólisis + almacenamiento + compresor) son los siguientes:

- Ingeniería instalación hidrógeno: Valor aproximado de una ingeniería de detalle para este proyecto particularizado. Este valor podría variar en función al proveedor final de la ingeniería de detalle.
- Obra civil: Movimiento de tierras y construcción del edificio que albergue la electrólisis. Este coste podría variar en función al proveedor final y el uso o no de un equipo de electrólisis contenerizado, que podría reducir significativamente los costes asociados a esta partida. En este caso se considera un equipo en contenedor, de acuerdo con las ofertas recibidas.
- Transporte: Se estiman precios de envío marítimo de contenedores de 40 pies a Chile, además del transporte del almacenamiento. El precio final podría depender del transportista en etapas posteriores del proyecto.

Figura 45: Distribución del CAPEX porcentual de la planta de electrólisis.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

La financiación del CAPEX se ha realizado de acuerdo con el modelo de financiación propuesto por Espinos S.A, y se va a considerar adicionalmente un caso en el que parte del capital esté financiado a través de un modelo de financiación mediante subvención.

4.3 Estudio de costes operativos y LCOH

4.3.1 Costes operativos

Los costes de operación (OPEX) más relevantes son los siguientes:

- Coste de electricidad: Se considera un coste de la electricidad de 60 USD/kWh. Aunque el hidrógeno vaya a producirse a partir de la planta fotovoltaica ya existente, se debe considerar el coste de oportunidad de la electricidad, pues se va a dejar de vender a la red para producir hidrógeno.
- Coste de agua: El presente estudio permite conocer el consumo de agua de red requerido para el electrolizador (10 litros por kg generado de hidrógeno), incluyendo un sistema de purificación de agua mediante osmosis inversa y desionizado, y generando un rechazo de 4 litros por cada litro de agua efectiva utilizada en el electrolizador. Se necesitan 5 litros de red totales para por cada litro de agua ultra purificada. El coste estimado es USD 1,5/m^3 de agua.
- Coste de nitrógeno: El nitrógeno se emplea para realizar ciclos de inertizado del equipo. En paradas por mantenimiento y transporte, es recomendable realizar inertizados para evitar riesgos que puedan ir asociados a la presencia de hidrógeno. Este nitrógeno se suministra en botellas individualizadas y no supone casi coste para la instalación. La instalación de un generador de nitrógeno in situ no es rentable, ya que estos equipos tienen poco tiempo de mantenimiento y no es necesario inertizar con frecuencia. En la etapa de estudio de prefactibilidad no se incluye este coste porque es despreciable respecto al resto de costes de operación analizados.
- O&M: Los costes de mantenimiento del electrolizador son relativamente bajos, ya que no presenta partes móviles. Estos pueden incluir reparaciones de la electrónica de potencia y arreglos menores (se establecen en un 1% del CAPEX del electrolizador). Finalmente, el coste de mantenimiento del compresor y el almacenamiento se estima en aproximadamente un 2,5% sobre el coste del compresor.
- Cambio de stack: se incluye un cambio de stack a los 10 años de operación. Este cambio de stack suele realizarse para incrementar la vida útil de la instalación en 10 años, llegando a los 20 años de vida útil. En ocasiones el coste del cambio de stack se incluye en el OPEX. Sin embargo, dado que es un coste que se va a realizar en un momento puntual, se ha considerado parte del CAPEX, propiciándose el gasto en el año 10.
- Seguros: No se incluye el coste de la aseguradora en cálculo de gastos.

Figura 46: Total de costes del proyecto desglosado por conceptos

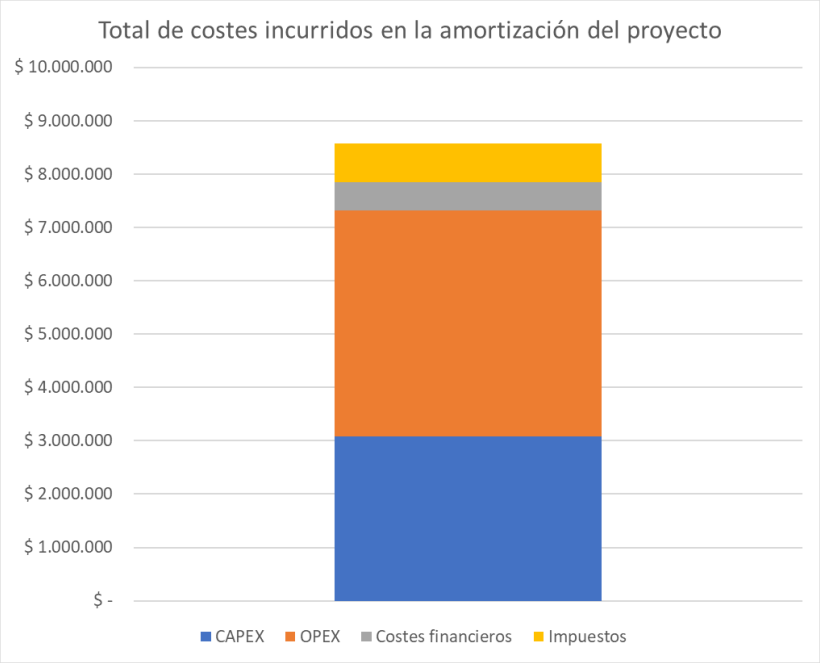
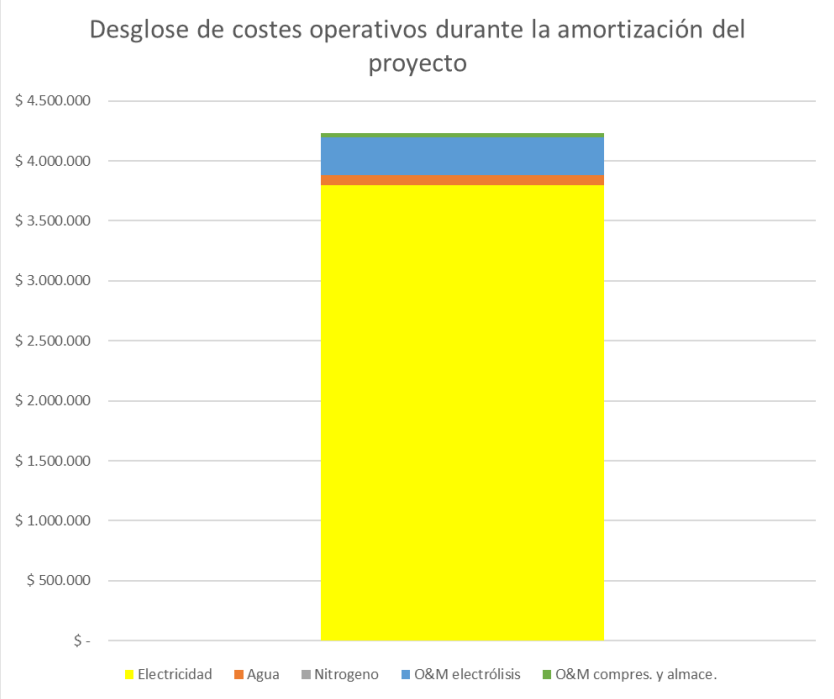


Figura 47: Desglose de coste operativos.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

4.3.2 LCOH

El LCOH (€/kg) es un coste valor muy útil para evaluar cualquier proyecto de hidrógeno. Viene a significar el coste total para producir un kg de hidrógeno, es una suma de todos los costes durante la vida del proyecto (CAPEX más OPEX de todos los años) dividido entre todos los kilos producidos durante toda la vida del proyecto. Tanto los costes como los kilos de hidrógeno producidos están actualizados por año con la tasa de descuento del proyecto.

$$LCOH\ [€/kg] = \frac{CAPEX\ [€] + OPEX\ actualizado\ por\ año\ [€]}{kg\ de\ H2\ actualizados\ por\ año\ [kg]}$$

En este documento con la metodología que se ha utilizado para calcular el LCOH, también se han incluido los costes financieros y los impuestos del proyecto. Aunque los impuestos sobre los beneficios los debería pagar una empresa sobre el cómputo total de beneficios o pérdidas de toda su actividad en conjunto y no por cada proyecto por separado, se han incluido para evaluar si el proyecto es capaz de sustentarse por sí mismo. Para calcular los impuestos sobre los beneficios del proyecto es necesario darle un precio de venta al hidrógeno que servirá para calcular los beneficios del proyecto (los ingresos menos los costes). Por lo tanto, aunque parezca poco intuitivo, el LCOH depende del precio de venta del hidrógeno.

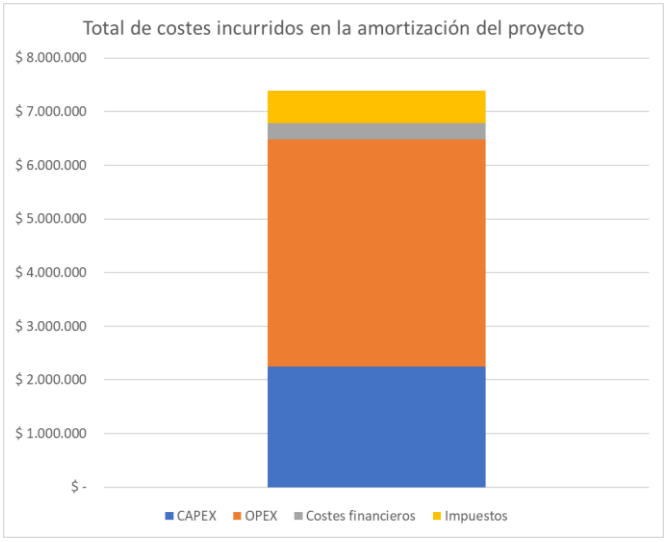
Para todos los LCOH mostrados en este documento, se ha calculado el break-even LCOH. Este sería el LCOH para el que el resultado total de ingresos menos gastos del proyecto iguale a 0 USD (o en otras palabras, para obtener un VAN de 0 USD).

De acuerdo con datos de la IEA en su informe *"The Future of Hydrogen"* en aplicaciones industriales, el coste de producción de hidrógeno a partir de procesos de reformado de vapor en la actualidad tiene un coste aproximado de 1,5 USD/kgH_2. Si bien es cierto que el precio del hidrógeno por electrólisis puede apoyarse en cuestiones de descarbonización y sostenibilidad, el coste objetivo, según IEA, se establece en torno a los 3 USD/kgH_2, y el coste para poder ser económicamente competitivo es de 2 USD/kgH_2.

Considerando el caso base estudiado, en el que se analiza un electrolizador de 1,25 MW durante un periodo de amortización de 15 años, el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) se encontraría en torno a **8,93 USD/kgH2**, considerando una instalación de almacenamiento y compresión de hidrógeno. No se ha considerado venta del oxígeno producido como subproducto ni del calor cogenerado, que podrían incrementar la rentabilidad del proyecto.

En el caso de contar con una financiación del 30 % sobre el valor del CAPEX, el coste total de la instalación disminuye considerablemente, y se disminuyen de gran manera los costes financieros.

Figura 48: Costes del proyecto desglosados para un 30% de subvención.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

En este caso, el valor de LCOH que rentabiliza el proyecto es de **7,56 USD/kgH_2**. Este valor es superior al coste competitivo que se establece para usos industriales. Los procesos de reformado de metano pueden obtener H_2 a un coste en torno a 2 USD/kgH_2, por lo que sería necesario encontrar formas de abaratar el coste final del hidrógeno.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES

5.1 TABLA RESUMEN DE CASOS PLANTEADOS

Para el caso estudiado, se ha elaborado una tabla resumen a partir de cuatro casos planteados:

1) Es el caso base previamente propuesto
2) El caso uno con un 30% del CAPEX subvencionado
3) Caso base sin almacenamiento ni compresión
4) Caso tres con un 30% del CAPEX subvencionado

Tabla 24: Coste nivelado del hidrógeno a lo largo del proyecto desglosado por CAPEX, OPEX y otros costes.

Casos planteados	1	2	3	4
Subvención (% sobre CAPEX)	0%	30%	0%	30%
Compresión y almacenamiento	Si	Si	No	No
CAPEX de proyecto (Millones de USD)	2,76	1,93	2,25	1,58
LCOH (USD por kg)	8,93	7,56	7,97	6,80
Influencia de CAPEX (USD por kg)	**3,21**	**2,31**	**2,62**	**1,90**
Influencia de OPEX (USD por kg)	4,41	4,33	4,28	4,21
Influencia de coste financiero (USD por kg)	0,55	0,31	0,44	0,25
Influencia de impuestos (USD por kg)	0,76	0,61	0,63	0,51

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Es este estudio para Espinos S.A., se observa cierta influencia del coste del almacenamiento y la compresión. Si bien es cierto que observando el valor de LCOH, los 4 casos planteados quedan lejos de ser competitivos con valores actuales de coste del hidrógeno para reformado de vapor, la electrólisis en estos casos proporciona independencia de suministro externo. Adicionalmente, apoya a la descarbonización de la economía y abre las puertas a un potencial mercado futuro del hidrógeno verde para diferentes aplicaciones finales.

En caso de suministrar a procesos industriales, la generación in-situ del hidrógeno y la conexión de forma directa con el proceso que demanda el hidrógeno, mediante gasoducto, elimina la necesidad de emplear compresión y almacenamiento, ya que el hidrógeno producido con la tecnología PEM se obtiene a 30 bar, presión suficiente para su uso directamente. Hay que señalar en este caso que, para poder trabajar en estado estacionario dentro del proceso industrial, es importante comprar PPAs renovables de la red eléctrica, obteniendo de esta forma una producción continua de hidrógeno.

Adicionalmente, en los próximos años se esperan reducciones importantes en el coste de los electrolizadores PEM, diluyendo aún más el CAPEX de la instalación sobre el valor de LCOH. Si estos pronósticos son ciertos, el coste financiero disminuiría a su vez, al ser necesaria menor aportación externa para financiar el proyecto.

5.2 RECOMENDACIONES FINALES

El proyecto analizado en este informe se centra en la implementación de un piloto para la producción y suministro de hidrógeno a partir de una planta fotovoltaica existente de 3 MW y un electrolizador de 1,25 MW (electrolizador cotizado), para proporcionar una producción anual mínima de 35.000 kg/año para su venta a la industria. Los resultados obtenidos de LCOH muestran que con el diseño actual no se alcanzan valores competitivos en el mercado (8,93 USD/kg frente a los 2-3 USD/kg, coste comercial).

Las posibles alternativas que se podrían realizar para disminuir la cantidad de hidrógeno almacenado de forma estacional y, por ende, afectar en el LCOH son las siguientes:

- Obtener un precio de la electricidad más bajo. El coste de electricidad estabilizado proporcionado de 60 USD/MWh es un precio que, en el contexto actual del mercado eléctrico, es elevado. Como se puede observar en la Figura 48, el coste de la electricidad determina en gran medida la rentabilidad del proyecto. En este sentido, se podría proponer como alternativa **conseguir un acuerdo de compra de potencia (PPA) para la planta de electrólisis**, empleando precios de electricidad más bajos, o ampliar el alcance del proyecto actual, realizando una ampliación de la planta de producción solar fotovoltaica, de modo que esta planta funcione en régimen de conexión a red en momentos de mayor precio de la energía, y en momentos de menor precio, pueda alimentar a la instalación de electrólisis.

- Se recomienda la **búsqueda de offtakers en las cercanías del proyecto** para la venta de hidrógeno. Es crítico conseguir clientes a los que vender el hidrógeno producido de forma que se materialicen los ingresos económicos y, en consecuencia, mejorar la rentabilidad de la planta.

Por otro lado, se enuncian otra serie de recomendaciones que permitirían obtener una mejor rentabilidad económica de la instalación:

- **Realizar un seguimiento de los costes de los equipos**. El sector del hidrógeno está evolucionando semana a semana y los fabricantes están reduciendo drásticamente sus costes debido a la entrada de inversión para llevar a cabo infraestructuras que mejoren el proceso de fabricación de los equipos y mejoras tecnologías en los equipos.

- Las instalaciones de electrólisis se benefician de las **economías de escala**. Optar por instalaciones de mayor tamaño favorecería precios menores por kW instalado, escalando en mayor medida la producción de hidrógeno que el CAPEX de la instalación. Los precios ofertados por los fabricantes, de acuerdo con el know-how de ARIEMA, son precios superiores a la media. En fase proyecto, se podría llegar a reducciones en el coste del electrolizador de un 30% aproximadamente. La aparición de proyectos pioneros para fabricar electrolizadores en producción en cadena hace esperar reducciones del coste de los electrolizadores al disponer de modelos de electrolizadores estándar.

- Como se citó anteriormente, la **producción in situ de hidrógeno** en las cercanías de la industria de suministro podría **eliminar la necesidad de compresión y almacenamiento**. Otra posibilidad podría ser establecer un gasoducto que conecte la zona de consumo con la producción, para eliminar necesidades de un compresor. Esta opción no es

factible en pequeñas escalas, pero en línea con el punto anterior, si se dispone de un polo industrial importante en el área metropolitana, ir a escalas mayores de electrólisis para suministrar a varios clientes es una opción viable.

- Es interesante **buscar oportunidades de financiación previas a desarrollar este tipo de proyectos**. Aprovechando el momento de apoyo a la descarbonización económica de los sectores claves en Chile, así como el impulso que está recibiendo la economía del hidrógeno a nivel mundial, las posibilidades de obtener subvención en este tipo de proyectos son elevadas.

- Un mercado potencial para suministro del **hidrógeno generado es la movilidad**. Si bien es cierto que actualmente la demanda de hidrógeno es prácticamente nula en este sector, en un futuro esta demanda podría incrementar (de acuerdo con planes promotores de la economía del hidrógeno, y adicionalmente en Chile se publicó recientemente una Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde). El **precio objetivo del hidrógeno en este campo es mayor**, por lo que es más factible rentabilizar este tipo de proyectos.

- La **consecución de acuerdos de venta del oxígeno producido en industrias cercanas**, y el estudio de instalar un sistema de aprovechamiento del calor generado en el stack podrían mejorar la rentabilidad económica del proyecto. El oxígeno es un subproducto importante de la producción de hidrógeno y su uso en industrias diversas está muy extendido. Por su parte, el **calor generado** podría utilizarse en sistemas de cogeneración para suministrar calor o electricidad en otros procesos o tareas que se lleven a cabo en el campamento. Igualmente este calor podría utilizarse en procesos de tratamiento del agua para posterior electrólisis, situación que se encuentra en análisis de tecnologías pre comerciales (TRL 4 – 5)

- En etapas posteriores se deberá incluir el costo asociado al Estudio o Declaración de **Impacto Ambiental del proyecto**. El proyecto se deberá considerar como “Proyecto para la producción de hidrógeno y oxígeno” para conseguir la pertinencia o Resolución de Calificación Ambiental.

- Se destaca que el **coste del stack**, inicialmente presupuestado para el año 10 de la instalación, podría verse reducido gracias a una bajada del precio del equipo, motivado por la estandarización y por el uso de materiales menos costosos. Se podría llegar a dar el caso de que fuera ventajoso cambiar el stack de electrólisis antes del plazo establecido por motivos de coste, tanto del stack en sí mismo como operativos. Además, si el stack tiene una mayor eficiencia, el consumo eléctrico que necesitará será menor y, por ende, el OPEX se reducirá.

Por último, también se recomienda como lecciones aprendidas del informe y en la experiencia propia de los consultores (ARIEMA y TCI) que es importante:

- **Definir claramente el uso final del hidrógeno**. La planta de electrólisis se debe diseñar en función de la demanda final de hidrógeno (contabilizando el número de camiones propulsados por pila de combustible, número de kilómetros recorrido por cada vehículo y tamaño de tanque de cada vehículo) o en función de una planta fotovoltaica (en este

caso se debe tener en cuenta la limitación de uso del electrolizador por la intermitencia de la tecnología fotovoltaica). Este punto se resume en llegar a pre-acuerdos de venta de hidrógeno en el mismo sentido que ocurre con la electricidad, es decir, Hydrogen purchase agreement (HPA), herramientas que faciliten y garanticen precios a medio largo plazo.

- **Definir claramente las condiciones y objetivos a la hora de implantar un proyecto**, estudiando bien las alternativas e incorporando proveedores y tecnología. Cuanto más definido este el proyecto y las variables de contorno, menos incertidumbre y más económico será el proyecto.

- **Busca proveedores que garanticen el suministro y el soporte después de la venta**. En proyectos de esta duración es crucial garantizar el soporte, en este aspecto el mercado del hidrógeno se parece más al sector Oil&Gas.

- **Planificar no solo el coste del CAPEX sino también del OPEX**. La experiencia extraída de subastas de proyectos de energía renovable alrededor del mundo muestra que, malas previsiones de CAPEX y OPEX, así como falta de apoyo en mantenimiento o mal dimensionamiento de los equipos, deriva en que estos se quedan parados y sin casi uso durante la vida útil del proyecto. Este escenario es una posibilidad a futuro si el modelo de financiación de proyectos de hidrógeno se desarrolla de forma paralela a proyectos renovables.

6 REFERENCIAS

Abd Ali, Z. D., Allami, S., & Jwad, B. H. (2018). Ammonia as Hydrogen Storage Media, Sustainable Method to Hydrogen Evolution. *Journal of Physics: Conference Series*, *1032*(1). https://doi.org/10.1088/1742-6596/1032/1/012062

Agranat, V., Zhubrin, S., Maria, A., Hinatsu, J., Stemp, M., & Kawaji, M. (n.d.). *an Integrated Gas-Liquid Flow Analyser and Its Applications To Performance Predictions in Water Electrolysis Systems*.

Böhm, M. (2017). *International Conference "The renewable hydrogen, new opportunities for Chile" Applications in Mining, Transport and Energy*.

Buttler, A., & Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*(February 2017), 2440–2454. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003

Chilean Solar Committee. (2019). *Hydrogen Valleys - CHILE Mission Innovation Workshop 26-27 March*. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/204-MI_Antwerp-H2_Valleys-Chile.pdf

Chen, P., & Hu, X. (2020). High-Efficiency Anion Exchange Membrane Water Electrolysis Employing Non-Noble Metal Catalysts. *Advanced Energy Materials*, *10*(39), 1–6. https://doi.org/10.1002/aenm.202002285

CORFO. (2017). *Adaptación De La Operación De Equipos Móviles Mineros De Diésel a Hidrógeno Mediante Celdas De Combustibles*. 1–18.

David, M., Ocampo-Martínez, C., & Sánchez-Peña, R. (2019). Advances in alkaline water electrolyzers: A review. *Journal of Energy Storage*, *23*(August 2018), 392–403. https://doi.org/10.1016/j.est.2019.03.001

David, M., Ocampo-Martínez, C., & Sánchez-Peña, R. (2019). Advances in alkaline water electrolyzers: A review. *Journal of Energy Storage*, *23*(August 2018), 392–403. https://doi.org/10.1016/j.est.2019.03.001

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (n.d.). *H2 Applications Benchmarking in Chile*.

Eichman, J., Harrison, K., Peters, M., Eichman, J., Harrison, K., & Peters, M. (2014). Novel Electrolyzer Applications : Providing More Than Just Hydrogen Novel Electrolyzer Applications : Providing More Than Just Hydrogen. *NREL Report*, *September*, 1–24. http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61758.pdf

Gras, J. M., & Spiteri, P. (1993). Corrosion of stainless steels and nickel-based alloys for alkaline water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, *18*(7), 561–566. https://doi.org/10.1016/0360-3199(93)90175-A

Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., & Kolb, T. (2016). Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, *85*, 1371–1390. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066

Holladay, J. D., Hu, J., King, D. L., & Wang, Y. (2009). An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis Today*, *139*(4), 244–260. https://doi.org/10.1016/j.cattod.2008.08.039

IEA. (2019). The Future of Hydrogen. *The Future of Hydrogen*, *June*. https://doi.org/10.1787/1e0514c4-en

IRENA. (2019). Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi. In *International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi*. https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019

IRENA. (2018). *Hydrogen From Renewable Power: Technology outlook for the energy transition* (Issue September). www.irena.org

IRENA, I. R. E. A. (2019). Hydrogen : a Renewable Energy Perspective - Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. In *Irena* (Issue September).

Jeria, T. E. B. (2018). *Green Hydrogen from Chile IRENA Innovation Week 2018*.

Kuleshov, V. N., Kuleshov, N. V., & Kurochkin, S. V. (2020). High Efficiency Electrodes for Alkaline Electrolysis of Water. *Russian Journal of Applied Chemistry*, *93*(8), 1146–1151. https://doi.org/10.1134/S1070427220080066

Leng, Y., Chen, G., Mendoza, A. J., Tighe, T. B., Hickner, M. A., & Wang, C. Y. (2012). Solid-state water electrolysis with an alkaline membrane. *Journal of the American Chemical Society*, *134*(22), 9054–9057. https://doi.org/10.1021/ja302439z

Li, D., Park, E. J., Zhu, W., Shi, Q., Zhou, Y., Tian, H., Lin, Y., Serov, A., Zulevi, B., Baca, E. D., Fujimoto, C., Chung, H. T., & Kim, Y. S. (2020). Highly quaternized polystyrene ionomers for high performance anion exchange membrane water electrolysers. *Nature Energy*, *5*(5), 378–385. https://doi.org/10.1038/s41560-020-0577-x

Liguori, S., Kian, K., Buggy, N., Anzelmo, B. H., & Wilcox, J. (2020). Opportunities and Challenges of Low-Carbon Hydrogen via Metallic Membranes. *Progress in Energy and Combustion Science*, *80*. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2020.100851

Ministerio de Energía de Chile. (2015). *Política Energética: Magallanes y Antártica Chilena*.

Liu, Z., Sajjad, S. D., Gao, Y., Yang, H., Kaczur, J. J., & Masel, R. I. (2017). The effect of membrane on an alkaline water electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*, *42*(50), 29661–29665. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.050

Ministerio de Energia, G. (2020). *Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno*. 171.

Ministerio de Indutria y Energía Uruguay. (2020). *Proyecto Verne Producción de Hidrógeno Verde y su uso en Vehículos Pesados*.

Holladay, J. D., Hu, J., King, D. L., & Wang, Y. (2009). An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis Today*, *139*(4), 244–260. https://doi.org/10.1016/j.cattod.2008.08.039

Navarro, R. M., Guil, R., & Fierro, J. L. G. (2015). Introduction to hydrogen production. *Compendium of Hydrogen Energy*, 21–61. https://doi.org/10.1016/b978-1-78242-361-4.00002-9

Niermann, M., Drünert, S., Kaltschmitt, M., & Bonhoff, K. (2019). Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs)-techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. *Energy and Environmental Science*, *12*(1), 290–307. https://doi.org/10.1039/c8ee02700e

Olivet, B. (2014). *Informe: Medio Ambiente Y Energía En Uruguay*. 108.

Phillips, R., & Dunnill, C. W. (2016). Zero gap alkaline electrolysis cell design for renewable energy storage as hydrogen gas. *RSC Advances*, *6*(102), 100643–100651. https://doi.org/10.1039/c6ra22242k

Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, D. G. für I. Z. (GIZ) G. (2018). *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*. 135. https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/07/23185348/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf

Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, *2*(3), 442–454. https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002

Ruth, M., Mayyas, A., & Mann, M. (2017). Manufacturing Competitiveness Analysis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems. *Fuel Cell Seminar and Energy Exposition*, 5–11. https://www.osti.gov/servlets/purl/1550788.

Rykær, M. (2017). *Alkaline membrane water electrolysis with non-noble catalysts*.

Smolinka, T. (2014). Water Electrolysis: Status and Potential for Development. *Joint NOW GmbH – FCH JU*, 26. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/2 Water *Electrolysis Status and Potential for Development.pdf*

Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., & Palzer, A. (2018). Industrialisation of water electrolysis in Germany: Opportunities and challenges for sustainable hydrogen for transport, electricity and heat. Fraunhofe Institute for Manufacturing Engineering and Automation.Tiktak, W. J. (2019). *Heat Management of PEM Electrolysis*. http://resolver.tudelft.nl/uuid:c046820a-72bc-4f05-b72d-e60a3ecb8c89

Sunde, S. (2012). Water electrolysis technology – concepts and performance. *Sushgen Spring School, "Fuel Cells and Hydrogen Technology", NTNU*.

Valente, A., Iribarren, D., & Dufour, J. (2019). End of life of fuel cells and hydrogen products: From technologies to strategies. *International Journal of Hydrogen Energy*, *44*(38), 20965–20977. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.110

Tractebel-Engie. (2018). *Opportunities for the development of a solar hydrogen industry in the regions of Antofagasta and Atacama: Innovations for 100% renewable energy system*.

Yakdehige, S. K. D. S. (2017). *Design of an Alkaline Electrolysis Stack*. *August*. https://doi.org/10.13140/RG.2.2.14351.12964

Vincent, I., & Bessarabov, D. (2018). Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *81*(August 2016), 1690–1704. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.258

Vinoth Kanna, I., Vasudevan, A., & Subramani, K. (2020). Internal combustion engine efficiency enhancer by using hydrogen. International Journal of Ambient Energy, 41(2), 237–240. https://doi.org/10.1080/01430750.2018.1456961

Water for hydrogen generators. Merck Millipore. Available at: https://www.merckmillipore.com/ES/es/water-purification/learning-centers/applications/lab-equipment/hydrogen-generators/water-impact/SWmb.qB.Y8MAAAFAB0wQWTtF,nav?ReferrerURL=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F

Yde, L., Kjartansdóttir, C. K., Allebrod, F., Morgensen, M. B., Møller, P., Hilbert, L. R., & Dierking, A. (2013). *2nd Generation Alkaline Electrolysis*. *March*, 1–72. http://orbit.dtu.dk/files/56752020/2nd_Generation_Alkaline_Electrolysis.pdf