

# Trabajo Fin de Grado

## Grado en Ingeniería de la Energía

### Producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica proveniente de renovables

Autor: Alberto Carlos Moeckel Picchi

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

**Departamento de Ingeniería Energética**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2018





Proyecto Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de la Energía

# **Producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica proveniente de renovables**

Autor:

Alberto Carlos Moeckel Picchi

Tutor:

Manuel Felipe Rosa Iglesias

Catedrático

Departamento de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Proyecto Fin de Carrera: Producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica proveniente de renovables

Autor: Alberto Carlos Moeckel Picchi

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

*A mi madre*

*A mi familia*

*A mis amigos*



# AGRADECIMIENTOS

---

**E**n primer lugar, me gustaría agradecer a mi padre la oportunidad que me ha brindado para realizar la carrera universitaria que he elegido. En segundo lugar, quiero darles las gracias a mis hermanos, uno ingeniero, el cual me ha resuelto muchas dudas a lo largo de estos años y me ha echado una mano siempre que ha sido necesario, y mi otro hermano, cocinero, el cual me ha motivado desde pequeño en los estudios y ha sido un apoyo emocional cada tarde que me veía estudiando en mi cuarto.

En segundo lugar, agradecer a todos los compañeros que me han ayudado en momentos de desesperación (y han sido muchos) con cualquier problema de asignatura, práctica o trabajo. He llegado a la conclusión de que en esta carrera es fundamental el intercambiar ideas o diferentes puntos de vista con ellos para avanzar con más facilidad y todo sea más ameno.

Y, por último, no puedo dejar de nombrar a todos los profesores, desde el colegio hasta el último año de carrera, que han despertado el interés por aprender en mí, gracias a aquellos buenos profesores que se esmeraban en que nosotros comprendiéramos bien los conceptos y han sido capaces de atraer con creces nuestra atención. Agradecer a esos profesores que me han puesto las cosas difíciles, porque gracias a ellos he aprendido a superar dificultades y a levantarme siempre después de caer. Y por supuesto, gracias a D. Manuel Felipe Rosa Iglesias, tutor del trabajo, que aceptó de inmediato mi voluntad de hacer este proyecto, gracias por estar siempre disponible en cualquier momento para cualquier duda, por confiar en mí y por tener la paciencia que ha tenido conmigo.

*Alberto Moeckel Picchi*

*Estudiante de Grado de Ingeniería de la Energía*

*Sevilla, 2018*



# PRESENTACIÓN

---

**E**l siglo XX ha supuesto un crecimiento espectacular de las economías y de los niveles de vida global. Aunque este desarrollo no ha estado exento de contradicciones y ha puesto en evidencia problemas de desigualdad, de enriquecimiento y de empobrecimiento diferenciado, el conjunto se ha desarrollado de manera nunca antes conocida por la humanidad.

El gran motor de este desarrollo ha sido el acceso a la energía que ha supuesto la disponibilidad del petróleo, el “oro negro” como se ha denominado en numerosas ocasiones. El petróleo, por su fácil extracción, transporte y almacenamiento, ha sido la sangre que ha alimentado el cuerpo de nuestras sociedades a lo largo de los últimos decenios. Su uso en cantidades tan importantes como se manejan en la actualidad no ha dejado de tener un impacto negativo en nuestro medio ambiente, en el que además de las contaminaciones locales que se han producido, su uso ha implicado un incremento exponencial de los gases de efecto invernadero que hoy día vemos cómo amenazan al clima.

El escenario energético actual se caracteriza principalmente por los siguientes aspectos:

- Participación mayoritaria de los combustibles fósiles en la estructura energética mundial. Actualmente, representan un porcentaje del 50% y a menos que se tomen medidas al respecto, se prevé que este porcentaje se acerque a valores próximos al 80% en 2030.
- Indicios de que los yacimientos de petróleo han alcanzado su cenit, afectando negativamente a los niveles de producción, del mismo.
- Preocupación generalizada por los efectos que provoca el cambio climático.
- Notable crecimiento de la demanda de energía impulsada principalmente por países de economía emergente como China e India.
- Existencia de una estrecha relación entre la continuidad y calidad del suministro energético y el desarrollo socioeconómico de un país.

Al principio del siglo XXI observamos que, por un lado, los incrementos tan intensos del consumo del petróleo nos conducen en un plazo no muy lejano a dificultades en su disponibilidad debido al incremento de demanda y a las limitaciones en la capacidad de extracción. Por otro lado, por primera vez somos consciente del impacto tan negativo sobre el medio ambiente por el riesgo real de un cambio climático que nos toca buscar, si no un sustituto, sí un producto con capacidades similares a las del petróleo que permita mantener los niveles de desarrollo y de bienestar, alcanzados por algunos, y su generalización a aquéllos que todavía están a la puerta de una sociedad desarrollada y democrática.

El hidrógeno ( $H_2$ ) es el elemento que en estos momentos se considera que puede conseguir en las próximas décadas una función similar a la que durante el pasado cumplió el petróleo.



# ABSTRACT

---

**T**he 20<sup>th</sup> century has led to spectacular growth in economies and global living standards. Although this development has not been free from contradictions and has brought to light problems of inequality, enrichment and differentiated impoverishment, the whole has developed in a manner never before known to mankind.

The great engine of this development has been the access to energy that has meant the availability of oil, the "black gold" as it has been called on numerous occasions. Oil, for its easy extraction, transport and storage, has been the blood that has nourished the body of our societies over the last decades. Its use in such important quantities as are currently handled has not stopped having a negative impact on our environment, in which, in addition to the local pollution that has occurred, its use has implied an exponential increase in the effect gases greenhouse that today we see how they threaten the climate.

The current energy scenario is mainly characterized by the following aspects:

- Major share of fossil fuels in the global energy structure. Currently represent a percentage of 50% and unless measures are taken in this regard, it is expected that this percentage will approach values close to 80% in 2030.
- Indications that oil deposits have reached their zenith, negatively affecting production levels, of it.
- Generalized concern about the effects caused by climate change.
- Remarkable growth in energy demand driven mainly by emerging economy countries such as China and India.
- Existence of a close relationship between the continuity and quality of the energy supply and the socio-economic development of a country.

At the beginning of the 21st century, we observed that, on the one hand, such intense increases in oil consumption lead us, in the near future, to difficulties in its availability due to the increase in demand and the limitations in extraction capacity. On the other hand, for the first time we are aware of the negative impact on the environment due to the real risk of a climate change that we have to look for, if not a substitute, a product with capacities similar to those of oil that allows us to maintain the levels of development and well-being achieved by some and their generalization to those who are still at the door of a developed and democratic society.

Hydrogen (H<sub>2</sub>) is the element that at this moment is considered that it can achieve in the next decades a function similar to that which in the past fulfilled oil.



# ÍNDICE

<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>ix</b>
<b>PRESENTACIÓN</b>	<b>xi</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>xiii</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b>xviii</b>
<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	<b>xxi</b>
<b>NOTACIÓN</b>	<b>xxv</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>2</b>
1.2 <i>Objetivos</i>	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 <i>Alcance</i>	4
1.4 <i>Metodología</i>	5
<b>2 EL HIDRÓGENO</b>	<b>7</b>
2.1 <i>Propiedades</i>	7
2.2 <i>Producción del hidrógeno</i>	9
2.2.1 Reformado de combustibles	11
2.2.2 Ciclos termoquímicos	18
2.2.3 Electrólisis	23
<b>3 ESTUDIO DE MERCADO DE ELECTROLIZADORES DE ALTA POTENCIA</b>	<b>35</b>
3.1 <i>Terminología</i>	35
3.1.1 Área	35
3.1.2 Componentes de la celda	36
3.1.3 Componentes auxiliares	37
3.1.4 Corriente	38
3.1.5 Degradación	39
3.2 <i>Principales fabricantes de electrolizadores</i>	40
3.2.1 Casale Chemicals	40
3.2.2 ErreDue	40
3.2.3 GHW	40
3.2.4 Giovanela Freres	41
3.2.5 Hydrogen systems	41
3.2.6 Norsk Hydro	41
3.2.7 StuarTE Energy	41
3.2.8 Teledyne Brown Engineering	42
3.2.9 Proton Energy	42
3.2.10 Hydrogenics	42
3.3 <i>Funcionamiento de electrolizadores comerciales</i>	43
3.3.1 Resultados del balance de masa	43
3.3.2 Resultados del balance de energía	44
3.4 <i>Inversión y coste de operación</i>	46
3.5 <i>Análisis Tecnoeconómico</i>	48
3.5.1 KPIs y líneas de tendencia	48
3.5.2 Introducción al modelo tecnoeconómico	57
<b>4 APLICACIONES</b>	<b>67</b>
4.1 <i>Proyectos Horizonte 2020</i>	67
4.1.1 NEPTUNE (Next generation PEM electrolyser under new extremes)	67

4.1.2	REFLEX (Reversible solid oxide electrolyzer and fuel cell for optimized local energy mix)	67
4.1.3	REFHYNE (Clean refinery hydrogen for Europe)	68
4.1.4	QUALYGRIDS (Standardized qualifying tests of electrolyzers for grid services)	68
4.1.5	H2FUTURE (Hydrogen meeting future needs of low carbon manufacturing value chains)	69
4.2	<i>Instalaciones experimentales de sistemas integrados eólico-hidrógeno</i>	69
4.2.1	SOTAVENTO PROJECT (España)	69
4.2.2	ITHER PROJECT (España)	70
4.2.3	HIDRÓLICA (España)	71
4.2.4	RES2H2 (España y Grecia)	71
4.2.5	PURE (Reino Unido)	72
4.2.6	Resumen de los sistemas	73
<b>5</b>	<b>CASO PRÁCTICO</b>	<b>75</b>
5.1	<i>Sistema integrado eólico-hidrógeno</i>	76
5.1.1	Emplazamiento y aerogenerador	76
5.1.2	Electrolizador	79
5.2	<i>Limitaciones</i>	80
5.3	<i>Impacto</i>	81
5.4	<i>Implementación</i>	82
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>84</b>
	<b>REFERENCIAS</b>	<b>86</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2.1 Contenido energético de diferentes combustibles (a 25°C y 1 atm). Fuente: blog EL PAÍS.	9
Tabla 2.2 Composición típica de la corriente de salida de un reformador tras la producción primaria de H <sub>2</sub> . Fuente: Sistemas basados en el hidrógeno, ETSI.	16
Tabla 2.3 Diferentes familias de óxidos metálicos para realizar el ciclo termoquímico. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	19
Tabla 2.4 Resumen de los diferentes ciclos termoquímicos. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	20
Tabla 3.1 Balance de masas de una unidad de generación de Hidrógeno. Fuente: <i>National Renewable Energy Laboratory</i> .	43
Tabla 3.2 Balance de energía de una unidad de generación de Hidrógeno. Fuente: <i>National Renewable Energy Laboratory</i> .	44
Tabla 3.3 Balance de energía de una unidad de generación de Hidrógeno. Fuente: <i>National Renewable Energy Laboratory</i> .	45
Tabla 3.4 Eficiencia energética de una unidad de generación de Hidrógeno. Fuente: <i>National Renewable Energy Laboratory</i> .	45
Tabla 3.5 Algunos fabricantes de electrolizadores con sus parámetros de rendimiento tomados de la ficha técnica. Fuente: <i>E4tech, Element Energy</i> .	47
Tabla 3.6 Indicadores de rango del tamaño de los <i>stacks</i> usados para diferentes aplicaciones. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	49
Tabla 3.7 Indicadores de rango de entrada de energía eléctrica para electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	50
Tabla 3.8 Indicadores de rango de entrada de eficiencia eléctrica para electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	50
Tabla 3.9 Indicadores del coste del sistema para electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	51
Tabla 3.10 Costes operacionales en %/año del capital inicial según diferentes tamaños de plantas. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	52
Tabla 3.11 Indicadores de rangos de costes operacionales trasladado en costes anuales hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	52
Tabla 3.12 Indicadores de rangos de disponibilidad en horas por año de los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	53
Tabla 3.13 Indicadores de rangos de vida útil del stack en horas operando en continua de los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	53
Tabla 3.14 Indicadores de rangos de vida útil del sistema en años operando en continua de los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	53
Tabla 3.15 Indicadores de rangos de carga parcial mínima para la producción de H <sub>2</sub> en % de la carga total operando en continua los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	54
Tabla 3.16 Indicadores de rangos de tiempo de arranque desde un estado frío hasta carga parcial mínima para la producción de H <sub>2</sub> en % de la carga total operando en continua los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	54

Tabla 3.17 Indicadores de rangos de descenso desde carga completa hasta carga parcial mínima para la producción de H <sub>2</sub> en % de la carga total operando en continua los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European</i> .	54
Tabla 3.18 Indicadores de rangos ascenso desde carga parcial minima hasta carga completa para la producción de H <sub>2</sub> en % de la carga total operando en continua los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European</i> .	55
Tabla 3.19 Indicadores de rangos de densidad de corriente para los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European</i> .	55
Tabla 3.20 Indicadores de rangos de salida de presión del hidrógeno para los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European</i> .	56
Tabla 3.21 Indicadores de rangos de temperatura de operación del hidrógeno para los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European</i> .	56
Tabla 3.22 Precios para pequeños sistemas en aplicaciones de transporte. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	59
Tabla 3.23 Precios para sistemas medianos en aplicaciones de hidrógeno industrial. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	59
Tabla 3.24 Precios para sistemas grandes en aplicaciones de almacenamiento. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union</i> .	60
Tabla 3.25 KPis más relevantes para electrolizadores tipo PEM. Fuente: <i>Stack Design for a Megawatt Scale PEM Electrolyser</i> .	62
Tabla 4.1 Resumen de las características de los sistemas integrados en España.	73
Tabla 4.2 Resumen de las características de los sistemas integrados a nivel mundial. Fuente: Tesis doctoral, Franciso Javier Pino.	74



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

---

Ilustración 1.1 Cadena de producción de hidrógeno. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía.	3
Ilustración 2.1 Diagrama de fases del hidrógeno. Fuente: Google académico.	8
Ilustración 2.2 Breve descripción de los métodos para producir hidrógeno. Fuente: Proyecto Universidad de Costa Rica, Esteban Bermúdez Fon.	10
Ilustración 2.3 Esquema de los diferentes sistemas para producir hidrógeno. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	10
Ilustración 2.4 Procesos de producción de hidrógeno. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	11
Ilustración 2.5 Procesos de reformado para la producción de H <sub>2</sub> . Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	12
Ilustración 2.6 Reactor primario para la producción primaria de H <sub>2</sub> . Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	12
Ilustración 2.7 Relación temperatura-% concentración de metanol en función del “ <i>steam to carbon</i> ”. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	13
Ilustración 2.8 Relación temperatura-% concentración de metanol en función de la presión. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	13
Ilustración 2.9 Reactor primario para la producción primaria de H <sub>2</sub> . Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	14
Ilustración 2.10 Reactor primario para la producción de H <sub>2</sub> . Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	15
Ilustración 2.11 Relación temperatura salida-O <sub>2</sub> /c-fracción de base seca en función de s/c precalentado a 400°C. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	15
Ilustración 2.12 Relación temperatura salida-O <sub>2</sub> /c-fracción de base seca en función de s/c precalentado a 700°C. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	15
Ilustración 2.13 , Relación temperatura-% de CO seco-constante de equilibrio. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	16
Ilustración 2.14 , Relación temperatura-% de CO seco-constante de equilibrio. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	17
Ilustración 2.15 Esquema de procesado de Diésel. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	17
Ilustración 2.16 Principio fundamental de un proceso termoquímico. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	19
Ilustración 2.17 Reactor volumétrico de intercambio directo. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	21
Ilustración 2.18 Reactor de doble cámara de intercambio indirecto. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	22
Ilustración 2.19 Evolución y fabricantes de reactores. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	22
Ilustración 2.20 Esquema de un electrolizador. Fuente: National Research European Council.	23
Ilustración 2.21 Esquema de un electrolítico en solución acuosa. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	24
Ilustración 2.22 Esquema de un electrolizador PEM. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	25

Ilustración 2.23 Variación de entalpía, energía libre de Gibbs y de entropía del proceso electrolítico en función de la temperatura. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	28
Ilustración 2.24 Curva característica de las zonas de trabajo de un electrolizador para unas condiciones dadas. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	29
Ilustración 2.25 Curva característica de un proceso real. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.	30
Ilustración 2.26 Conexión en paralelo de electrodos en un electrolizador. Fuente: Proyecto Universidad de Costa Rica, Esteban Bermudez Forn.	31
Ilustración 2.27 Conexión en serie de electrodos en un electrolizador. Fuente: Proyecto Universidad de Costa Rica, Esteban Bermudez Forn.	32
Ilustración 2.28 Relación rendimiento electrolizador con densidad de corriente. Fuente: Sistemas basados en Hidrógeno ESTSI.	34
Ilustración 3.1 Diagrama de funcionamiento de una Unidad de Generación de Hidrógeno. Fuente: <i>National Renewable Energy Laborator.</i>	43
Ilustración 3.2 Coste del hidrógeno en función del coste de la electricidad. Fuente: <i>National Renewable Energy Laborator.</i>	46
Ilustración 3.3 Tendencias de los tamaños de diferentes electrolizadores hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	48
Ilustración 3.4 Tendencias de los tamaños electrolizadores PEM y alcalinos hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	49
Ilustración 3.5 Tendencias de la entrada de energía eléctrica para los electrolizadores PEM y alcalinos hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	50
Ilustración 3.6 Tendencias del coste del sistema para los electrolizadores PEM y alcalinos hasta 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	51
Ilustración 3.7 Comparación del precio de electricidad industrial para los países de la UE, en rojo los países seleccionados. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	57
Ilustración 3.8 Demanda eléctrica de los países miembros de la UE, en rojo los seleccionados. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	58
Ilustración 3.9 Porcentaje de consume de energía generada a partir de renovable, en rojo los seleccionados. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	58
Ilustración 3.10 Futuro mercado para la electrólisis del agua. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	61
Ilustración 3.11 Coste medio de la electricidad €/MWh para los electrolizadores industriales. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	63
Ilustración 3.12 Costes marginales de producción de hidrógeno para diferentes eficiencias del electrolizador de acuerdo con el KPI 1. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	63
Ilustración 3.13 Coste de producción del hidrógeno para los diferentes escenarios. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	64
Ilustración 3.14 Coste de producción del hidrógeno para los diferentes escenarios en Alemania 2030. Fuente: <i>Development of Water Electrolysis in the European Union.</i>	65
Ilustración 4.1 Esquema de un principio integrado para el acoplamiento de producción y demanda eléctrica. Fuente: Tesis doctoral, Francisco Javier Pino.	70
Ilustración 4.2 Esquema de conexionado de los componentes de la instalación experimental de proyecto PURE. Fuente: Tesis doctoral, Francisco Javier Pino.	73
Ilustración 5.1 Sistema integrado eólico-hidrógeno.	75

Ilustración 5.2 Distribución de la velocidad del viento, real y estimada, a lo largo de un año de operación.	77
Ilustración 5.3 Curvas características del aerogenerador.	77
Ilustración 5.4 Potencia eléctrica producida por el aerogenerador a lo largo de un año.	78
Ilustración 5.5 Potencia eléctrica ofertada por el operador del parque eólico a lo largo de un año.	78
Ilustración 5.6 Potencia eléctrica en exceso a lo largo de un año de operación.	79
Ilustración 5.7 Electrolizador tipo PEM de 3 MW (HYDROGENICS). Fuente: Trabajo en grupo Sistemas Basados en el Hidrógeno.	80
Ilustración 5.8 Diagrama de Gantt para el plan de trabajo del proyecto.	82
Ilustración 5.9 Estructura administrativa del proyecto.	83



# NOTACIÓN

---

$\text{CO}_2$	Dióxido de carbono
$\text{H}_2$	Hidrógeno
$\text{H}_2\text{O}$	Agua
$\text{CO}$	Monóxido de carbono
$\text{C}_n\text{H}_m$	Hidrocaburos
$\text{CH}_3\text{OH}$	Metanol
$\text{Al}_2\text{O}_3$	Óxido de aluminio
$\text{C}$	Carbono
$\text{O}_2$	Oxígeno
$\text{MO}_x$	Óxido metálico
$e^-$	electrón
$\text{OH}^-$	Hidróxido
PEM	Membrana de intercambio protónico
$\text{H}^+$	ión
$E_{\text{rev}}$	Voltaje reversible [V]
$\Delta G$	Variación de energía libre de Gibbs [ $\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$ ]
$F$	Constante de Faraday [ $96,485 \text{ A}\cdot\text{s}\cdot\text{mol}^{-1}$ ]
$E_{\text{tn}}$	Voltaje termo-neutro [V]
$\Delta H$	Variación de entalpía [ $\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$ ]
$m_{\text{H}_2}$	Producción de hidrógeno [ $\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$ ]

$\epsilon_f$	Eficiencia de Faraday
$z$	Número de equivalentes electroquímicos
$I$	Intensidad de corriente [A]
$\Delta S$	Variación de entropía [ $J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$ ]
$H^\circ_{fx}$	Entalpía de formación [ $J \cdot mol^{-1}$ ]
$C_{p_x}$	Calor específico [ $J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$ ]
$P$	Presión [bar]
$T$	Temperatura [K o °C]
$S^\circ_{fx}$	Entropía de formación [ $J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$ ]
$W_{elec}$	Consumo de potencia eléctrica [W]
$\eta_e$	Rendimiento global
$\eta_{sep}$	Rendimiento resistencia del diafragma
$\eta_c$	Rendimiento sobrepotencial catódico
$\eta_a$	Rendimiento sobrepotencial anódico
$\eta_{sol}$	Rendimiento resistencia de la solución



# 1 INTRODUCCIÓN

*El ser humano es proyecto; usa las facilidades del mundo y transforma la naturaleza.*

*- Ortega y Gasset -*

**Y**a Julio Verne en 1874, a través de su obra “La Isla Misteriosa”, mencionaba el aprovechamiento de los elementos constituyentes del agua para la generación de energía : *“Sí, amigos míos, creo que algún día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de los que está formada, usados por separado o de forma conjunta, proporcionarán una fuente inagotable de luz y calor, de una intensidad de la que el carbón no es capaz”.*

La transición energética hacia tecnologías bajas en carbono es un objetivo político clave para la Unión Europea, EE. UU., Canadá y Japón, ejes fundamentales para el desarrollo y aplicación de las nuevas tecnologías asociadas al hidrógeno y las pilas de combustibles, que han definido una serie de estrategias para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En este contexto, el hidrógeno podría desempeñar un papel importante para la transición a tecnologías bajas en carbono. De hecho, el hidrógeno es considerado el último portador de energía limpia que no tiene emisiones de CO<sub>2</sub> cuando se quema y tiene una gran versatilidad que le permitiría usarse en un amplio rango de aplicaciones. Es un vector energético limpio y sostenible, seguro y eficiente, que complementará en un futuro a la electricidad a la hora de garantizar el suministro energético de la población e incrementará la penetración de las fuentes de origen renovable. Los beneficios del hidrógeno se pueden englobar en las siguientes categorías:

- Beneficios en ahorro y eficiencia energética
- Beneficios respecto a la diversidad de suministro e independencia energética
- Beneficios medioambientales

Como cualquier otro combustible, el hidrógeno se puede almacenar y usar para la combustión y sirve para muchos propósitos en un momento dado. Gracias a su alta densidad de energía, el hidrógeno es el gas ideal para almacenar el exceso de capacidad de energía renovable durante segundos, minutos, semanas o meses, dando la posibilidad de obtener un suministro de energía 100% verde. Este hidrógeno almacenado también se puede utilizar para hacer funcionar los coches de pila de combustible, que simplemente están recombinando hidrógeno y oxígeno, creando un flujo de electrones y electricidad que se utilizará para hacer funcionar un motor eléctrico.

El agua sería la mejor fuente de hidrógeno, aunque el proceso de electrolisis del agua se conoce desde hace más de un siglo, sólo producimos el 4% (63 millones de toneladas) de hidrógeno con este proceso debido al elevado coste de producción. Sin embargo, la electrolisis del agua está recibiendo atención especial como posible actor relevante en el campo de almacenamiento de

energía, ya que los electrolizadores podrían operar cuando la generación de electricidad está disponible a precios bajos o cuando hay excesos de la producción debido a la introducción de renovables.

El uso de la electricidad, como fuente energética para la producción de hidrógeno es limpio y seguro. Para una producción limpia de emisiones de CO<sub>2</sub> puede emplearse electricidad procedente de las energías renovables (hidráulica, solar, eólica) o la energía nuclear. El uso de esta última es muy favorable por su bajo coste de producción para utilizaciones masivas. Las energías renovables serán también favorables en el futuro, ya que el proceso electrolítico admite la intermitencia inherente a este modo de generación. Con las energías intermitentes como la solar y la eólica, igualar el suministro con la demanda de la red es sumamente difícil, y más allá del 20% del suministro total, se hace aparentemente imposible. Pero si estas fuentes fuesen usadas para producir hidrógeno, entonces podrían ser usadas totalmente cuando estén disponibles, de manera oportunista. A grandes rasgos, no importa cuándo entren o salgan de disponibilidad: el hidrógeno simplemente se almacena y es usado cuando se requiera. Este aspecto es especialmente interesante si se tiene en cuenta la dificultad, cada vez mayor, de evacuar la electricidad generada con tecnologías renovables. Mediante el empleo del hidrógeno como vector energético se consigue aumentar la capacidad de penetración de estas fuentes sostenibles.

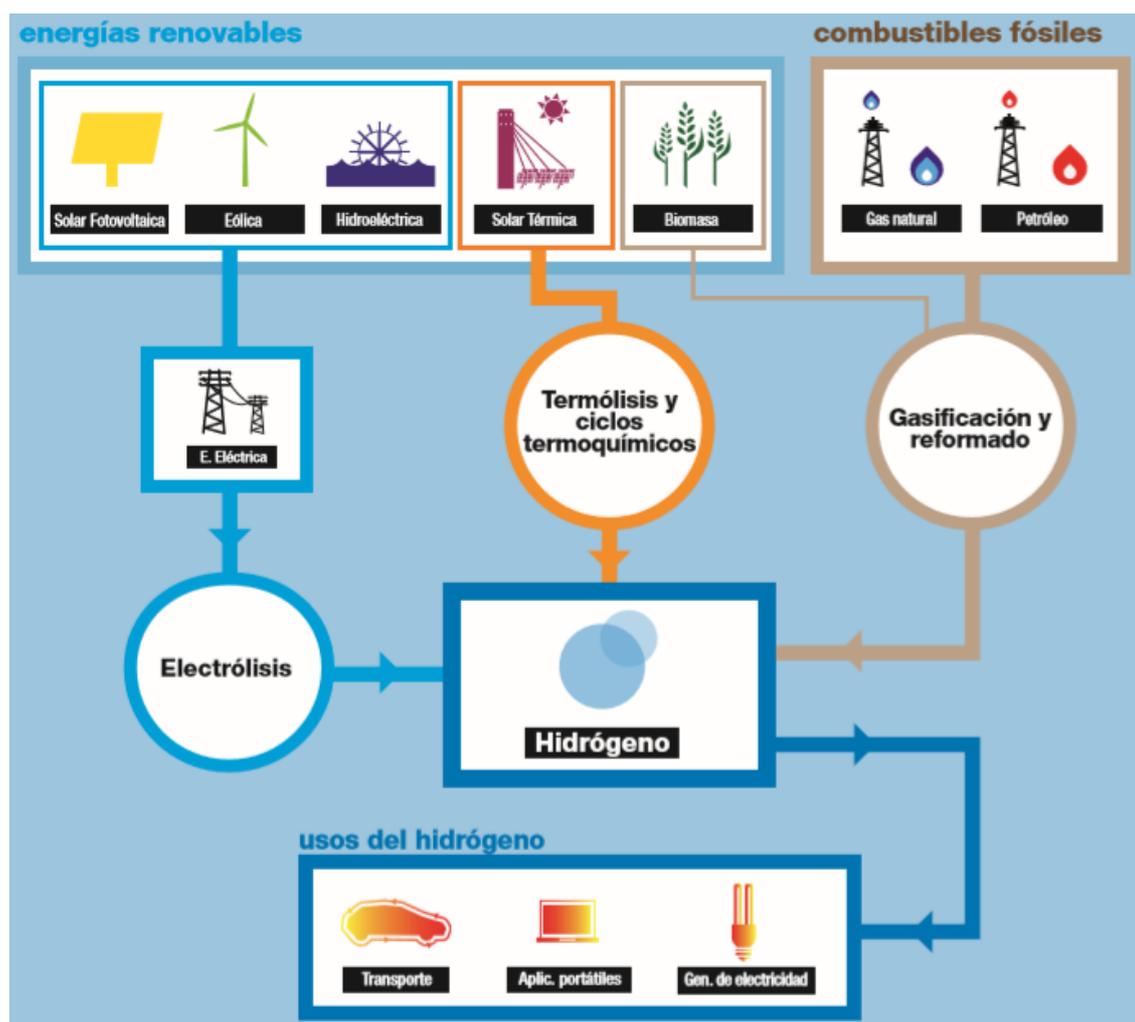


Ilustración 1.1 Cadena de producción de hidrógeno. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía.

En definitiva, el hidrógeno ofrece a largo plazo un escenario de ciclo energético cerrado intrínsecamente limpio que constituye el atractivo de este portador de energía. Se trata de tomar agua de la naturaleza, separarla en sus componentes (oxígeno e hidrógeno) mediante electricidad de origen renovable, almacenar el hidrógeno, transportarlo, distribuirlo y finalmente, al utilizarlo siguiendo procesos termoquímicos o electroquímicos novedosos, devolveríamos a la naturaleza la misma cantidad de agua que habíamos tomado de ella.

Hoy en día no somos capaces de concebir el alcance de los beneficios de un sistema económico-energético basado en el hidrógeno puede reportar a nuestra existencia. No obstante, aunque nuestra vista no alcanza como para ver un horizonte inequívoco, las “naves” ya han soltado amarras y se aventuran en la travesía hacia este futuro tan esperanzador como apasionante.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo general

Analizar el uso de excedente de energía eléctrica producida a partir de una fuente renovable como es el viento para producir hidrógeno (“hidrógeno verde”), con el objetivo de utilizarlo para alguna aplicación aislada (estaciones de hidrógeno denominadas hidrogeneras) o para producir de nuevo electricidad y ofrecer servicio a la red.

### 1.2.2 Objetivos específicos

- Introducción a los antecedentes y causas de la utilización del hidrógeno.
- Investigar sobre el Estado del Arte de la producción de hidrógeno.
- Hacer un estudio de mercado sobre los electrolizadores de alta potencia que van a ser requeridos para la producción de hidrógeno a partir de un parque de aerogeneradores produciendo más de 20 MW.
- Analizar las diferentes aplicaciones de los electrolizadores en proyectos actuales.
- Aplicar lo anterior a un caso en particular: un parque de aerogeneradores situados en España
  - Generación de mapas de vientos, limitaciones que se me presentan y beneficios.

## 1.3 Alcance

Los resultados presente en este escrito se basan en estudios previos realizados por diferentes profesionales y entes afines, que responden a los avances tecnológicos logrados hasta la fecha. Se concentra en el campo de acción, a la cantidad de hidrógeno que se podría producir con el excedente de energía eléctrica proveniente de un parque de aerogeneradores, se obviarán

(aunque se explicarán de manera breve) los métodos de producción de hidrógeno que no utilicen electricidad como elemento clave y sean respetuosos con el medioambiente. Tampoco se profundizará en el tema del almacenamiento ni en su distribución.

Indagaremos en el mercado actual de los electrolizadores, los factores que influyen en el precio de éste, a partir de los principales fabricantes y teniendo en cuenta unos índices de rendimiento (KPIs) y un modelo tecno-económico.

## **1.4 Metodología**

Se realiza una recopilación de documentos afines al hidrógeno, producción, formas de aprovechamiento y retos. Parte del material se extrae de la biblioteca de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla.

Además, se efectúan varias visitas a ingenieros de la escuela cuyo trabajo está enfocado al hidrógeno, como es D. Manuel Felipe Rosa Iglesias.

También, se recurre a fuentes académicas y profesionales en internet relacionadas con el tema de las energías renovables y el hidrógeno.

A partir de lo obtenido, se procesa y se depura para aprovechar el material en la elaboración de este trabajo.



## 2 EL HIDRÓGENO

---

Su nombre proviene del latín "hydrogenium", que a su vez deriva del griego antiguo por la unión de las palabras ὕδωρ (hydor) que significa agua y γένος-ου (genos) que significa generador. Fue descubierto como un elemento en 1671 por Robert Boyle y es representado por el símbolo H.

### 2.1 Propiedades

El hidrógeno es un gas incoloro e inodoro que al igual que el gas natural o la gasolina, presenta la cualidad de ser combustible, es decir, de oxidarse en presencia de oxígeno (o aire), desprendiendo energía en forma de calor. Es el primer elemento de la tabla periódica, y aun siendo el más antiguo y más común en nuestro universo, el hidrógeno puro no es un recurso natural. Todo el hidrógeno en la tierra se almacena en un compuesto con otras moléculas. El agua, esencial para todos los procesos de vida que nos rodean, consiste en un 66% de hidrógeno. El agua es un elemento muy estable, del que se puede extraer hidrógeno mediante un proceso de electrolisis. Este proceso requiere la entrada de energía eléctrica. Sin embargo, debido a que el hidrógeno es un combustible muy energético, la energía resultante producida es casi igual a la entrada de energía inicial. El único producto de esta combustión de hidrógeno es el agua.

A continuación, exponemos las propiedades físicas y químicas del hidrógeno:

- Estado: A 25°C y 1 atm (101,325 kPa) está en estado gaseoso.
- La temperatura de fusión:  $T_{fu} = -259,2^{\circ}\text{C}$
- La temperatura de ebullición:  $T_{eb} = -252,77^{\circ}\text{C}$
- La temperatura crítica:  $T_{cri} = -239,96^{\circ}\text{C}$
- La masa atómica:  $M_H = 1,007940 \text{ kg/kmol}$
- La masa molecular:  $M_{H_2} = 2,01588 \text{ kg/kmol}$
- La constante específica del gas:  $R' = 4.124,3 \text{ J/(kgK)}$
- La constante de difusión:  $D = 0,61$
- El calor específico a presión constante:  $C_p = 28,623 \text{ kJ/(KmolK)}$
- El calor específico a volumen constante:  $C_v = 20,309 \text{ kJ/(kmolK)}$
- La densidad del gas: A 20°C y 1 atm,  $\rho_{gas} = 0,0899 \text{ kg/m}^3$
- La densidad del líquido: A -253°C y 1 atm,  $\rho_{liq} = 70,8 \text{ kg/m}^3$

- Los isótopos naturales del H<sub>2</sub> que se pueden encontrar son tres: protio, con una abundancia del 99.98% de los átomos de hidrógeno; deuterio, con una abundancia de 0.02%; y tritio, que solo puede ser obtenido por el bombardeo de neutrones.

Cabe destacar, que la temperatura de ebullición de un elemento es un parámetro crítico, ya que determina la temperatura a la que debe ser enfriado para ser utilizado como líquido, y en general, los combustibles líquidos ocupan menos espacio que los gaseosos y son más fáciles de transportar y de manejar.

La Ilustración 2.1 nos ayuda a comprender las propiedades de este elemento:

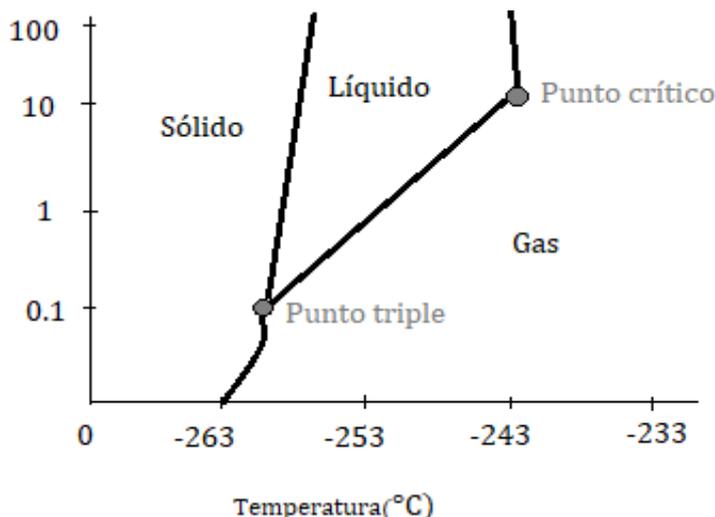


Ilustración 2.1 Diagrama de fases del hidrógeno. Fuente: Google académico.

Como se observa, el hidrógeno se encuentra en estado líquido a temperaturas menores a -243 °C. Esta temperatura es muy cercana a los cero grados Kelvin (0K o -273,15°C), lo cual implica una gran cantidad de energía para mantenerlo en este estado. Es por esto, que la obtención de hidrógeno líquido es un proceso complejo y de alto consumo energético. Además, debido a su bajo punto de ebullición, el hidrógeno líquido se evapora rápidamente por lo que los contenedores deben estar aislados para evitar cualquier pérdida.

Teniendo en cuenta las características energéticas, hemos mencionado que el hidrógeno tiene una alta densidad energética y que la única sustancia que produce es agua. Esta agua, que se obtiene como resultado de un proceso de combustión o en una reacción electroquímica en una pila de combustible, se encuentra en forma de vapor, por lo que el poder calorífico inferior representa la cantidad de energía disponible para hacer el trabajo externo.

Hay que tener en cuenta que el poder calorífico inferior, PCI (cuando en la combustión se produce agua vapor) y superior, PCS (cuando en la combustión se produce agua líquida) denotan la cantidad de energía (J en el S.I.) contenida en un peso determinado de combustible (kg en el S.I.).

En la Tabla 2.1 se compara los poderes caloríficos inferior y superior del hidrógeno con otros combustibles para unas condiciones de presión y temperatura:

COMBUSTIBLE	PCS(MJ/Kg)	PCI(MJ/Kg)
Hidrógeno	141,86	119,93
Metano	55,53	50,02
Propano	50,36	45,6
Gasolina	47,5	44,5
Diesel	44,8	42,5
Metanol	19,96	18,05

Tabla 2.1 Contenido energético de diferentes combustibles (a 25°C y 1 atm). Fuente: blog EL PAÍS.

De la Tabla 2.1 podemos llegar a la conclusión de por qué el hidrógeno se ha utilizado como combustible en los programas espaciales donde el peso es crucial, ya que, si observamos atentamente, el hidrógeno gaseoso es el combustible con mayor contenido de energía por unidad de masa, y que la cantidad de energía liberada durante la reacción del hidrógeno, en base másica, es aproximadamente 2,5 veces el calor de combustión de los hidrocarburos y 10 veces el del metanol. Por tanto, para una determinada carga, la masa de hidrógeno necesaria es aproximadamente un tercio de la masa de un hidrocarburo.

En cuanto a su densidad energética por unidad de volumen, hay que decir que es baja y como consecuencia se necesita mucho volumen para almacenar una cantidad de hidrógeno equivalente en contenido energético a la misma cantidad de un hidrocarburo, por tanto, su almacenaje hace que sea un problema significativo.

## 2.2 Producción del hidrógeno

El hidrógeno no es un recurso energético, pues no se encuentra aislado en la naturaleza, sino que es preciso producirlo a partir de diferentes energías primarias (fósil, nuclear o renovables). En este sentido es un portador de energía (un vector energético), y éste es uno de los principales aspectos a tener en cuenta para lograr los beneficios que promete la economía del hidrógeno. Existe un amplio abanico de producir hidrógeno Ilustración 2.2: procedimientos químicos, disociación del agua por calor (termólisis), disociación del agua por electricidad (electrolisis) fermentación y disociación del agua mediante la luz (fotólisis), etc. Dichos procedimientos pueden ser implantados desde diferentes recursos energéticos: combustibles fósiles, energía nuclear y energía renovables, pudiéndose acudir a más de una fuente de ellos.

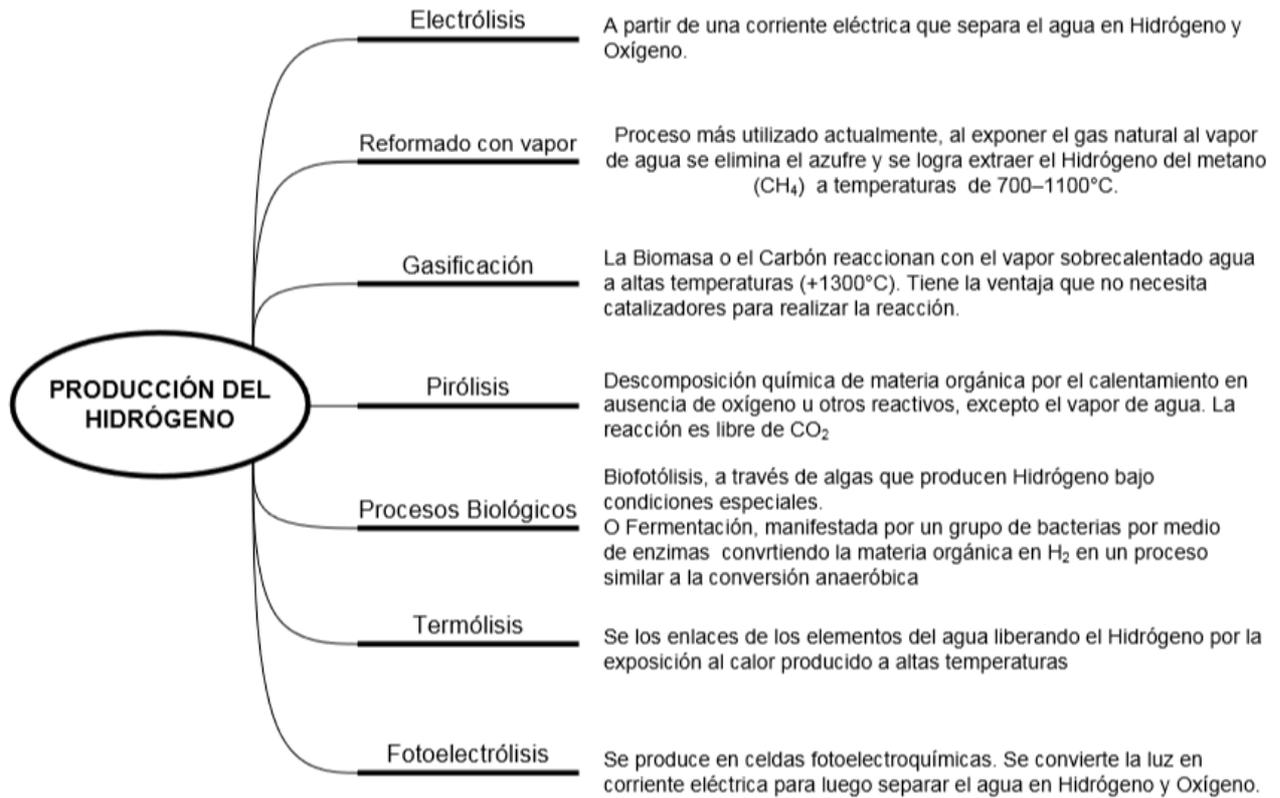


Ilustración 2.2 Breve descripción de los métodos para producir hidrógeno. Fuente: Proyecto Universidad de Costa Rica, Esteban Bermúdez Fon.

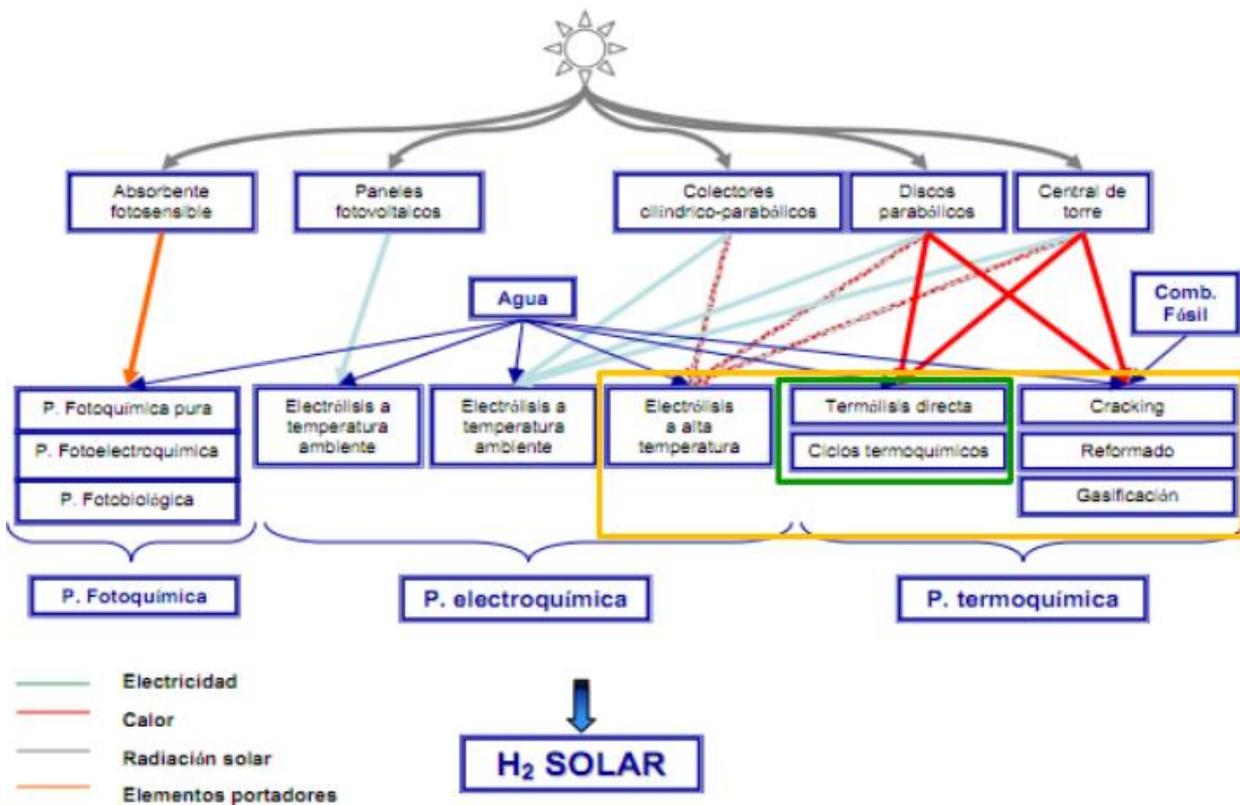


Ilustración 2.3 Esquema de los diferentes sistemas para producir hidrógeno. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

Observando las dos ilustraciones anteriores deducimos que los ingredientes para la producción de hidrógeno son:

- Materia prima: combustibles fósiles y agua ( $H_2O$ )
- Energía: fósil o renovable

Según la combinación de una materia prima y el tipo de energía utilizada, diferenciaremos entre los principales procesos de producción:

- Combustible fósil + energía fósil = Reformado de gas natural
- $H_2O$  + renovables = electrólisis
- $H_2O$  + Energía solar concentrada = ciclos termoquímicos

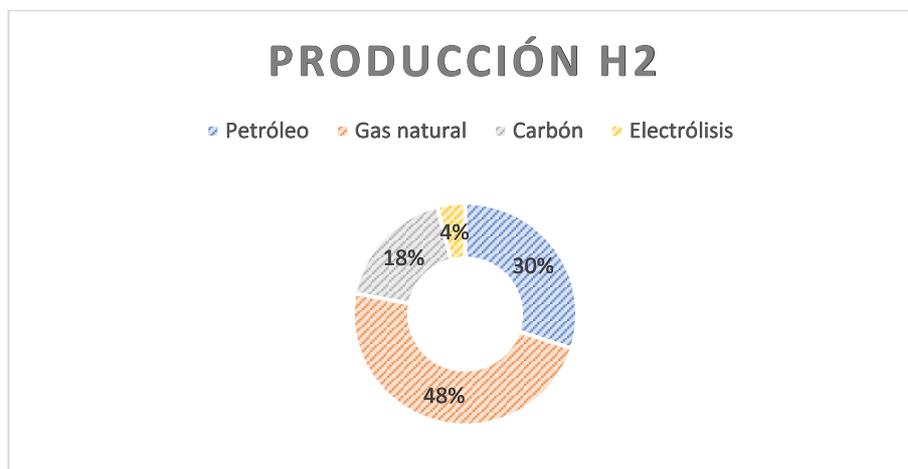


Ilustración 2.4 Procesos de producción de hidrógeno. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

A pesar de que en este proyecto intentamos buscar el proceso de producción de  $H_2$  de cero emisiones (Hidrógeno verde: esto significa que el aporte de energía eléctrica para el proceso de electrólisis provenga de una fuente renovable) explicaremos el proceso de reformado de gas natural, ya que, si observamos la Ilustración 2.4 es el proceso más utilizado en la actualidad. Por lo tanto, pasaremos a la descripción de los procesos más destacado dentro del amplio abanico que existe para la producción de hidrógeno.

### 2.2.1 Reformado de combustibles

Hay que mencionar este proceso, puesto que es el método más habitual para la obtención de  $H_2$ . Consiste en romper la molécula de metano al combinarla con vapor de agua, requiriendo para ello un aporte de energía. Desde el punto de vista termodinámico se pueden clasificar en los que requieren un aporte de calor desde una fuente externa (endotérmico) o los que liberan calor en la reacción (exotérmico). Este proceso tiene la ventaja de ser el de menor coste económico a gran escala, pero conlleva emisiones de  $CO_2$  como consecuencia de utilizar una materia prima de origen fósil. Estas emisiones son, en la práctica, de aproximadamente 7 kg de  $CO_2$  por kg de hidrógeno producido.

El esquema básico de reformado es el siguiente:

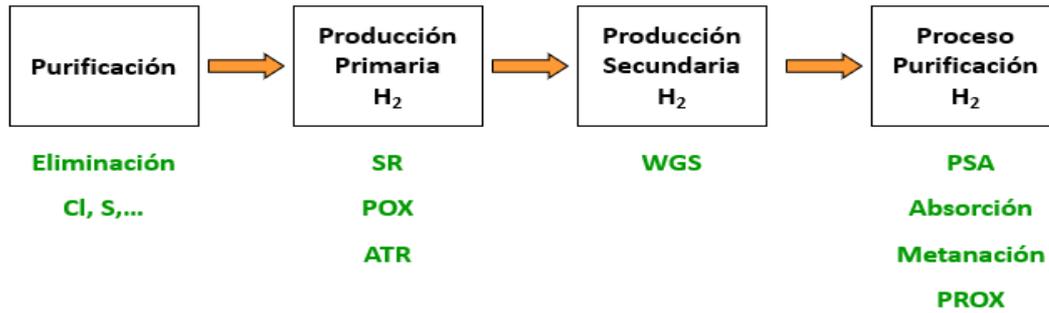


Ilustración 2.5 Procesos de reformado para la producción de H<sub>2</sub>. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

### 2.2.1.1 Purificación

Proceso de purificación de la corriente para eliminar sustancias nocivas como el cloro o el azufre que pueden dañar los catalizadores.

### 2.2.1.2 Producción primaria de H<sub>2</sub>

Las principales técnicas son las siguientes:

- *Reformado con vapor (SR):* Es el más utilizado a nivel industrial (50 millones de toneladas de H<sub>2</sub> al año), que utiliza temperaturas elevadas (600-900°C) y catalizadores.

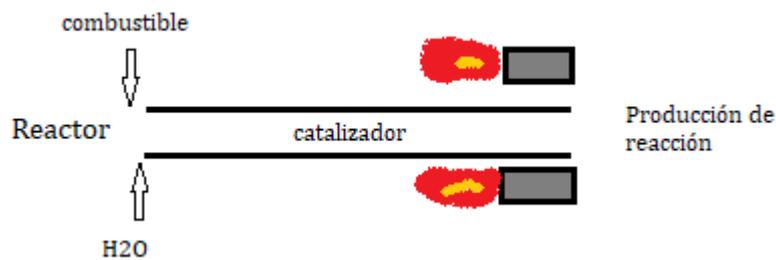
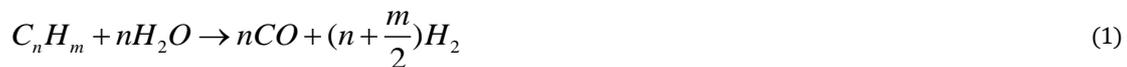


Ilustración 2.6 Reactor primario para la producción primaria de H<sub>2</sub>. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

Es un proceso de fácil control de energía térmica debido a los quemadores, de una cinética lenta por el proceso de transmisión de calor y de un rendimiento  $\eta = \frac{Kg \text{ de } H_2}{Kg \text{ cble}}$  (2) elevado (en torno al 80%) ya que se utiliza todo el combustible.

Según la teoría de Arrhenius la reacción puede estar desplazada a izquierda o derecha según el tipo de reacción o su composición. En el ejemplo de reformado de metanol,



al ser una reacción endotérmica, a medida que aumenta la temperatura, el % de

concentración de metano disminuye, es decir, se desplaza a la derecha, resultando menos metanol y produciendo más  $H_2$ .

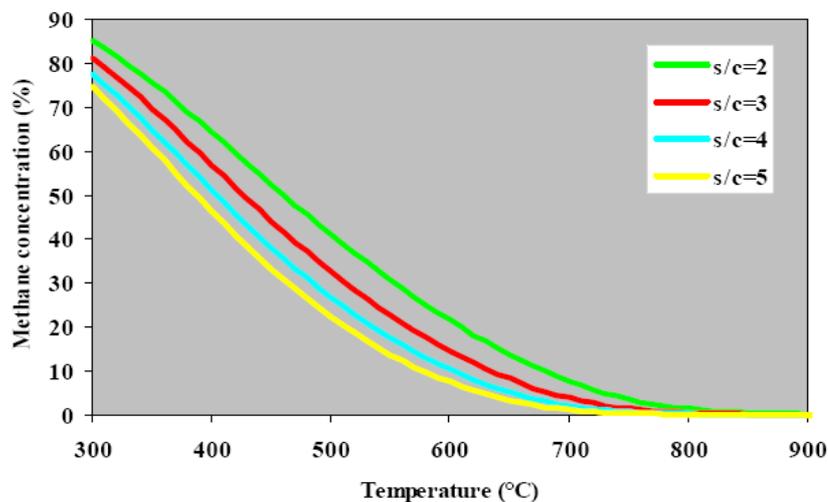


Ilustración 2.7 Relación temperatura-% concentración de metanol en función del "steam to carbon".

Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

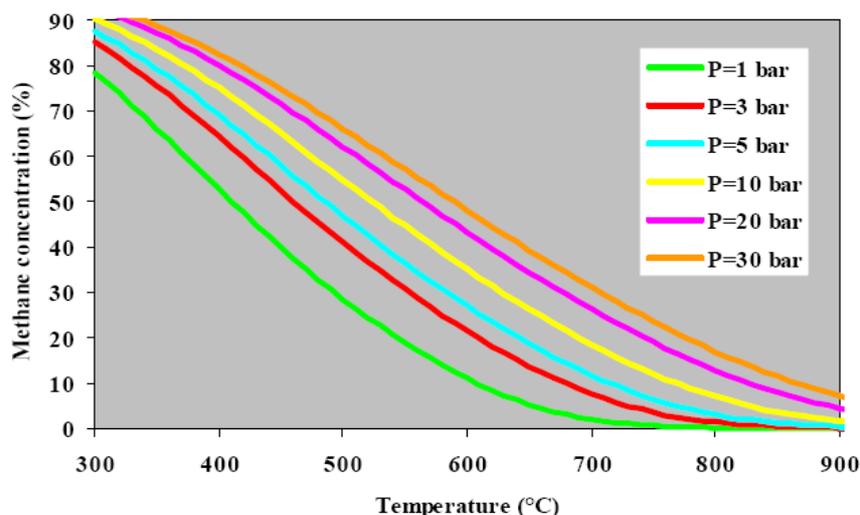


Ilustración 2.8 Relación temperatura-% concentración de metanol en función de la presión. Fuente:

Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

Las ilustraciones 2.7-2.8 ponen de manifiesto que, para producir una mayor cantidad de hidrógeno a partir del reformado de vapor, se requerirían las siguientes condiciones: baja presión, alta temperatura y elevada relación "Steam to Carbon" ( $s/c$ ).

El límite de la presión máxima me lo configura la resistencia estructural del reactor, mientras que el límite inferior de presión estará impuesto por la presión que requiere la pila de combustible más el incremento de pérdida de carga del proceso de purificación, de producción primaria y de producción secundaria. No añadir estas pérdidas de carga supone meter un compresor o eyector que mueva gas a elevada temperatura, lo que supondría elevados costes.

En cuanto a la temperatura máxima me vendrá limitada por los materiales, como es lógico,

y por el proceso de coquización, es decir, cuando el hidrocarburo se descompone de forma instantánea en hidrógeno (lo cal es bueno) y carbón, que hace que se ensucie el catalizador (ya que es una matriz de tipo cerámica muy porosa de óxido de aluminio  $Al_2O_3$ ) depositándose el carbón en los centros activos de éste. Para conseguir la limpieza del coque depositado y, a su vez, producir vapor de agua con el que alimentamos el sistema, debemos llegar a un ratio "Steam to Carbon" de 3-4.

Sobre los catalizadores hay que destacar que deben ser tan selectivos como sea posible para promover la reacción que queramos, que sean estables a alta presión y temperatura, resistentes a venenos y económicos. Hay que evitar las reacciones de descomposición en carbono (4) y la reacción de Boudouard (5):



- *Oxidación parcial (POX)*: Una reacción exotérmica pero que necesita un quemado parcial del combustible y que puede realizarse con o sin catalizador. La relación de reformado es mayor que la de reformado con vapor (SR), pero la proporción  $H_2/CO$  es menor.



Ilustración 2.9 Reactor primario para la producción primaria de  $H_2$ . Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

Es un proceso de difícil control ya que el calor se da en el propio seno de la reacción, es decir, parte del combustible y del oxígeno se utiliza para la reacción y otra parte para el calor del proceso. Esto hace que su  $\eta = \frac{Kg \text{ de } H_2}{Kg \text{ cble}}$  sea algo menor.

- *Reformado autotérmico (ATR)*: Se trata de un método que combina los dos anteriores, de modo que el calor liberado en el último se aprovecha para el primero, dando lugar a un balance neto nulo. El CO producido es desplazado con agua para producir más hidrógeno y  $CO_2$ . La eficiencia del proceso es similar a la del método de oxidación parcial.



Ilustración 2.10 Reactor primario para la producción de H<sub>2</sub>. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

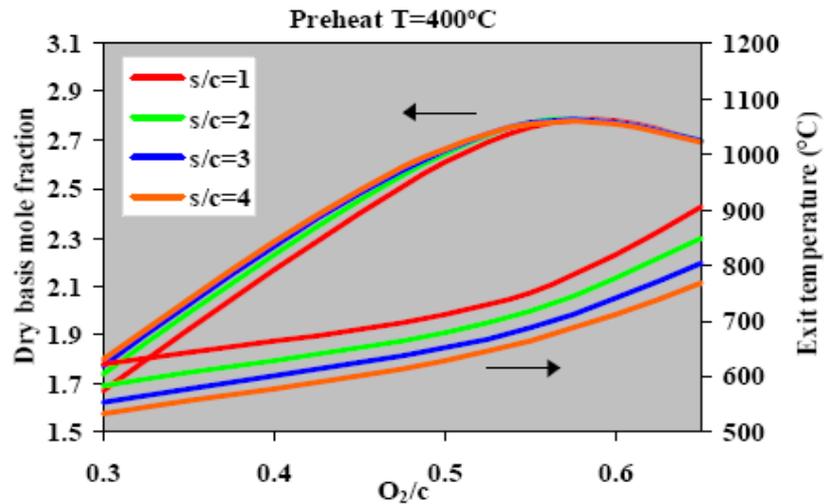


Ilustración 2.11 Relación temperatura salida-O<sub>2</sub>/c-fracción de base seca en función de s/c precalentado a 400°C. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

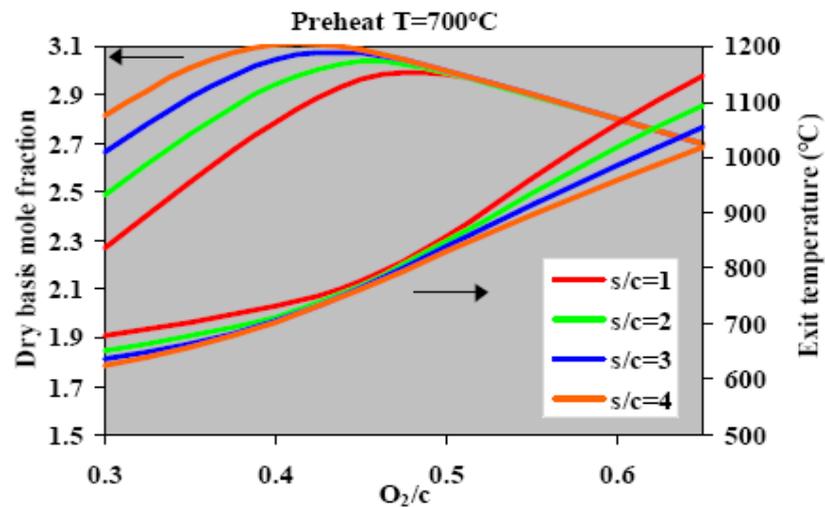


Ilustración 2.12 Relación temperatura salida-O<sub>2</sub>/c-fracción de base seca en función de s/c precalentado a 700°C. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

De las observaciones de las ilustraciones 2.11-2.12 llegamos a la conclusión de que, para el proceso autotérmico, debemos llegar a un ratio elevado de O<sub>2</sub>/c y bajo en s/c.

2.2.1.3 Producción secundaria de H<sub>2</sub>

COMBUSTIBLE	Proceso	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	Otros
<i>Nafta ligera</i>	SR	69.5	14.2	14.2	2.1	-
<i>Residuo vacío</i>	POX	44.2	48.3	5.2	0.4	1.5
<i>Diesel</i>	ATR	55.0	25.0	20.1	4.9	-
<i>CH<sub>3</sub>OH</i>	MSR	60.0	18.0	20.0	-	-

Tabla 2.2 Composición típica de la corriente de salida de un reformador tras la producción primaria de H<sub>2</sub>. Fuente: Sistemas basados en el hidrógeno, ETSI.

Llama la atención que a la salida del reactor de producción primaria los niveles de CO son elevados, por lo que el proceso de “Water Gas Shift” (WGS) limitará el contenido de CO y fomentará el contenido de H<sub>2</sub>, como vemos en la reacción endotérmica:

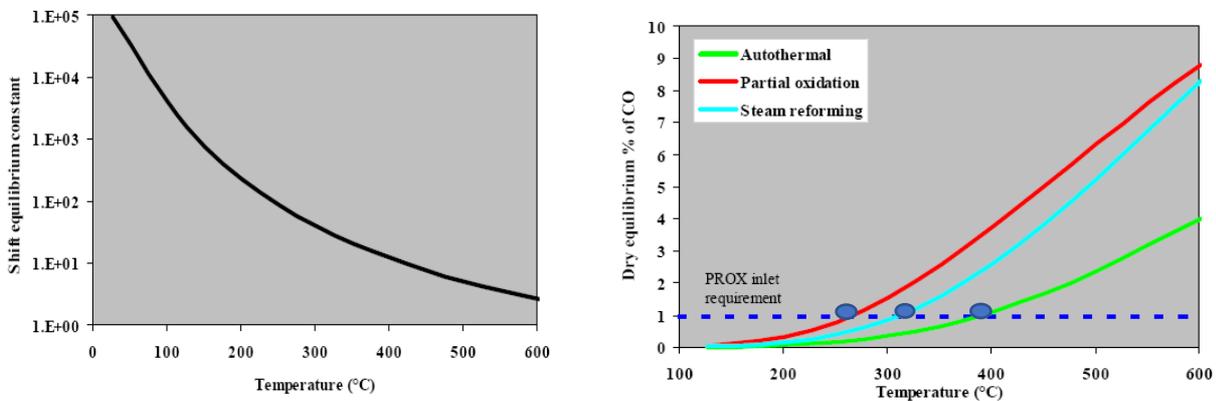


Ilustración 2.13 . Relación temperatura-% de CO seco-constante de equilibrio. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

Para decidir a la temperatura que voy a trabajar en el proceso WGS veo la cantidad de carbono que quiero a la entrada del siguiente proceso (PROX), que dependerá de la aplicación que utilice el hidrógeno, y el proceso que escojo.

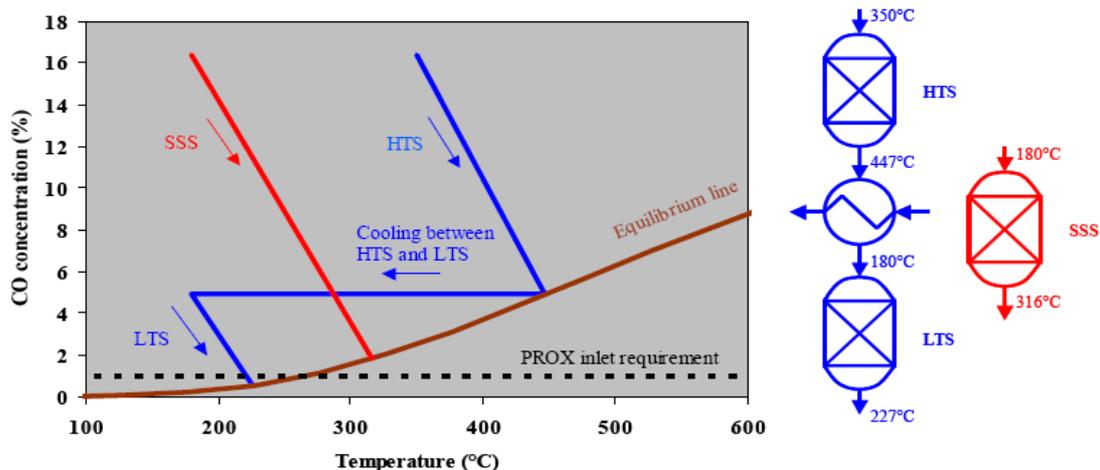


Ilustración 2.14 . Relación temperatura-% de CO seco-constante de equilibrio. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

### 2.2.1.4 Purificación H<sub>2</sub> (oxidación preferencial PROX)

Este proceso dependerá del dispositivo que va a ser alimentado con H<sub>2</sub>, si, por ejemplo, necesita que el combustible contenga CO del orden de ppb, se necesita oxidar el monóxido:



Para finalizar vemos un ejemplo de un esquema de procesado de Diésel:

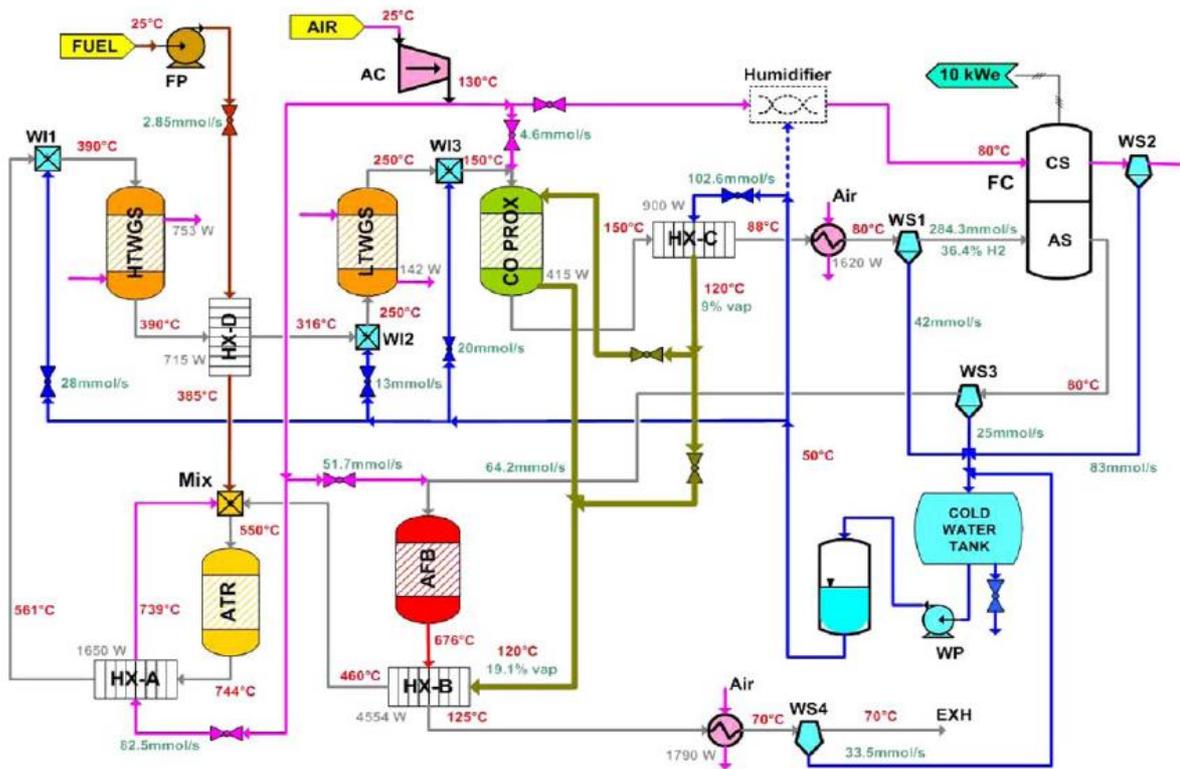


Ilustración 2.15 Esquema de procesado de Diésel. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

Es un proceso de tipo autotérmico que implica la entrada de combustible (esquina superior izquierda), aire (esquina superior izquierda) y agua (esquina inferior derecha). Lo que obtengo es  $H_2$  que lo consumo en la pila de combustible (esquina superior derecha).

Las reacciones químicas tienen lugar en los reactores: ATR (esquina inferior izquierda), LTWGS y HTWGS (centro izquierda) y PROX (centro).

El combustible va a través de la bomba (esquina superior izquierda) hacia el ATR (circuito marrón), el compresor (esquina superior izquierda) transporta el aire también hacia el ATR (circuito rosa) y el agua se transporta desde el tanque (esquina inferior derecha) que la obtiene de la producida en la pila de combustible (corriente azul). Todo es mezclado en la válvula mezcladora del ATR; la corriente de salida irá a los reactores de WGS y después pasará al reactor de PROX que alimentará al ánodo de la pila de combustible. Este proceso es una pésimo energéticamente hablando porque estoy calentando los elementos ( $744^\circ C$  salida ATR, hasta  $581^\circ C$ , después enfrío hasta  $390^\circ C$  y así acabar hasta los  $80^\circ C$ ) para luego enfriarlos a través de los intercambiadores HX (repartidos por todo el esquema).

## 2.2.2 Ciclos termoquímicos

Esta forma de producir hidrógeno se realiza con una fuente de energía renovable como es la concentración solar incidente en un receptor y como materia prima, el agua. Distinguimos dos procesos que explicaremos a continuación.

### 2.2.2.1 Termólisis directa

Consiste en la disociación directa del agua en hidrógeno y oxígeno aplicando altas temperaturas (en torno a los 2500 K). Esto acarrea dos problemas:

- Las elevadas temperaturas suponen un problema en la selección de materiales.
- La necesidad de una técnica efectiva de separación del hidrógeno y el oxígeno, para evitar una mezcla efectiva.

Es un proceso en vías de desarrollo, no aplicado a ninguna planta piloto y, por lo tanto, no pasaremos a su estudio en este trabajo.

### 2.2.2.2 Ciclos termoquímicos

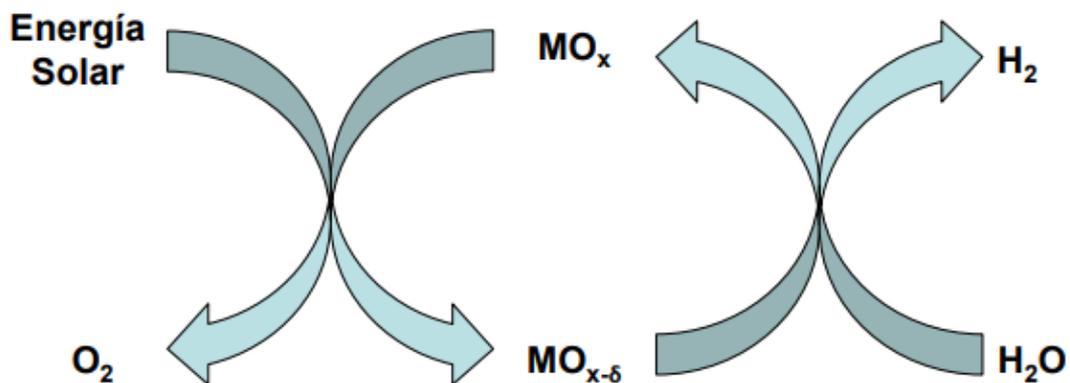


Ilustración 2.16 Principio fundamental de un proceso termoquímico. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

Tenemos primero una fase de activación donde un óxido metálico ( $MO_x$ ) es sometido a energía solar concentrada, liberándose oxígeno libre. A continuación, se pone en contacto con agua, que es disociada y produce hidrógeno.

Hay multitud de óxidos metálicos, y se diferencian por la temperatura que tengo que llegar a aportarles, la eficiencia (definida como  $\eta = \frac{\text{Energía producida (mH}_2 \cdot \text{PCH}_2)}{\text{Energía solar consumida}}$  (9)) o el número de pasos. La Tabla 2.3 nos muestra algunos ejemplos:

Ciclos de la familia del azufre			
	Pasos	Temperatura máxima (°C)	Eficiencia (%)
Sulfúrico híbrido	2	900 (1150 sin catalizador)	43
Sulfur-Iodine	3	900 (1150 sin catalizador)	38
Sulfuro multivalente		1570	35
Ciclos de óxidos metálicos volátiles			
	Pasos	Temperatura máxima (°C)	Eficiencia (%)
Zinc/óxido de zinc	2	2000	45
Cadmio híbrido		1600	42
Carbonato de cadmio		1600	43
Ciclos de óxidos metálicos no volátiles			
	Pasos	Temperatura máxima (°C)	Eficiencia (%)
Óxido de hierro	2	2200	42
Óxido de cerio	2	2000	68
Sodio/manganeso		1560	49
Ferritas	2	1100-1800	43
Ciclos de bajas temperaturas			
	Pasos	Temperatura máxima (°C)	Eficiencia (%)
Híbrido Cobre Clorhídrico	4	530	39

Tabla 2.3 Diferentes familias de óxidos metálicos para realizar el ciclo termoquímico. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

Existen una serie de criterios para elegir un ciclo termoquímico u otro, y son los siguientes:

- Criterios económicos

- Número de reacciones químicas
- Número de separaciones químicas
- Número de elementos
- Abundancia de los elementos
- Corrosión química
- Fase sólida
- Consideraciones del receptor solar
  - Temperatura máxima alcanzada en la superficie de intercambio
- Conocimientos previos
  - Referencias
  - Estados de demostración
  - Costes y eficiencias
- Consideraciones medioambientales y seguridad
  - Toxicidad
  - Reacciones con aire o agua

Sin duda, algunos factores se contraponen, ya que, por lo general, a mayor temperatura el rendimiento es mayor, pero el receptor será más caro.

	Nº Etapas	T <sub>MÁX</sub> (°C)	Eficiencia (%)	Nº equipos	Fases	Corrosión
Ciclo híbrido de azufre (Westinghouse)	2	900	42	2	Fluido	sí
Ciclo Yodo-Azufre	3	850	38	3	Fluido	sí
Zinc/óxido de Zinc	2	2000	29-36	2	Fluido/sólido	no
Óxido de Cadmio	2	1450	59	2	Fluido/sólido	tóxico
Óxido de Hierro	2	2200	42	2	Líquido	no
Óxido de Cerio	2	2000	68	1	Fluido/sólido	no
Sodio/Manganeso	3	1560	49	3	Fluido/sólido	sí
Ferritas	2	1500	43	1	Fluido/sólido	no

Tabla 2.4 Resumen de los diferentes ciclos termoquímicos. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

En función de los criterios descritos, los ciclos termoquímicos que mejores cualidades presentan son:

### 1. Ciclo híbrido de azufre

- Principal ventaja: las dos etapas han sido probadas a gran escala, fase fluida.
- Principal inconveniente: asociados al proceso electroquímico, corrosión.

### 2. Ciclo de óxido de cerio

- Principal ventaja: rendimiento más elevado de los ciclos estudiados.
- Principal inconveniente: alta temperatura requerida que conlleva problemas con la selección de materiales.

### 3. Ciclos de ferritas

- Principal ventaja: temperaturas más bajas para mismo orden de magnitud de rendimiento. Ciclos de dos etapas gas-sólido permite realizar las dos etapas en el mismo reactor.
- Principal inconveniente: estado de desarrollo, fase de demostración.

A continuación, pasamos a describir de manera breve los reactores solares que se clasifican en;

- Intercambio directo: Volumétricos y de partículas.
- Intercambio indirecto: Tubulares y doble cámara.

La diferencia es que, en el directo la radiación es absorbida directamente por el óxido metálico, y en el indirecto, incide primero en el receptor, y las paredes calentadas de éste desprende el calor por radiación.

Las partes principales de cualquier reactor son: el área de apertura, la cavidad, el receptor, la entrada de reactivos y la salida de productos.

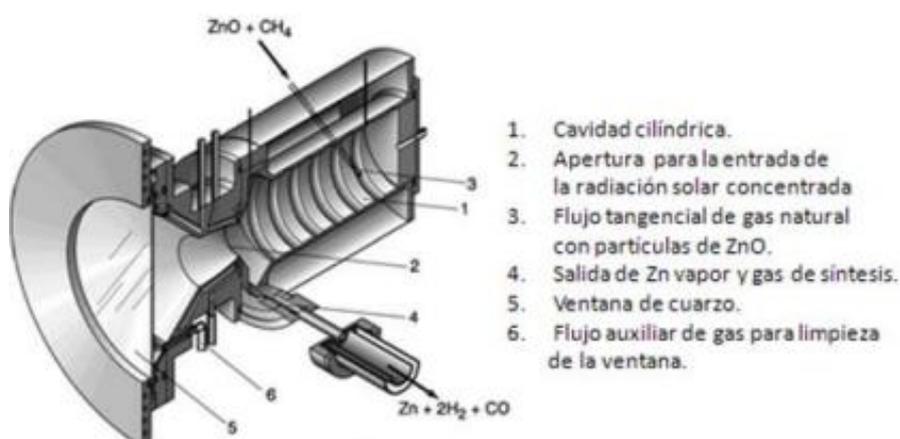


Ilustración 2.17 Reactor volumétrico de intercambio directo. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

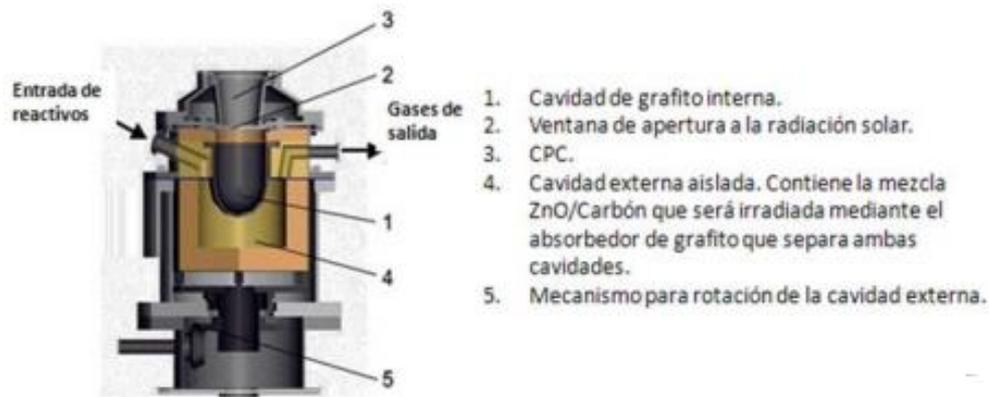


Ilustración 2.18 Reactor de doble cámara de intercambio indirecto. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

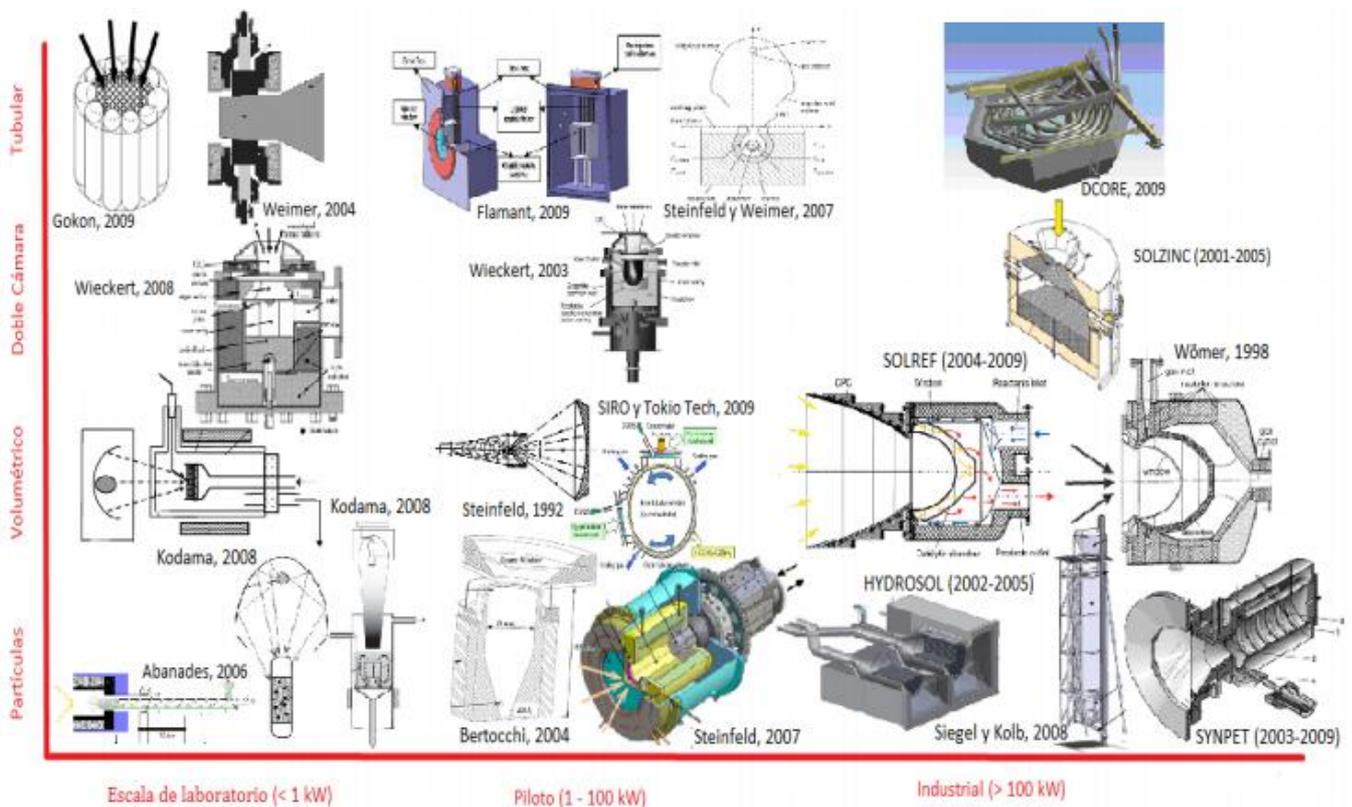


Ilustración 2.19 Evolución y fabricantes de reactores. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

En función de la clasificación anterior, los reactores solares son:

1. Reactores de intercambio directo
  - o El mayor número de aplicaciones de ciclos termoquímicos se encuentra enmarcado en reactores volumétricos. Se alcanzan temperaturas de hasta 1700 °C, con conversiones entre el 30 o 40%. Se han escalado hasta 400 – 500 kW de potencia.

- Los reactores de partículas se postulan como la mejor opción para reacciones gas-sólido. Los reactores de lecho fijo son los que alcanzan temperaturas más elevadas (2000 °C) a escalas de laboratorio.
2. Reactores de intercambio indirecto
- Los reactores de intercambio indirecto más desarrollados son los reactores tubulares. Alcanzándose temperaturas de 1700 °C.
  - Los reactores de intercambio indirecto de doble cámara alcanzan temperaturas en torno a 1200 - 1300 °C y rendimientos térmicos del 40 %. Se ha llegado a construir un modelo de 300 kW.

### 2.2.3 Electrólisis

El proceso de la electrólisis fue descubierto en el Siglo XIX por William Nicholson y Antony Carlisle, al demostrar que el agua podía separarse en sus elementos constituyentes, oxígeno e hidrógeno, al hacer pasar una corriente eléctrica tal que separase los enlaces de dichos elementos. La electrólisis del agua es el proceso electroquímico más antiguo que se conoce. Pasaron 100 años para que el electrolizador fuese introducido a escala industrial. Ya, para 1902, existían 400 máquinas en operación. En la actualidad, constituye un porcentaje minoritario de la extracción total de hidrógeno, pero cuenta con la ventaja de que puede generarse bajo un marco de producción sostenible con el ambiente. El principio de funcionamiento del electrolizador consiste en dos conductores eléctricos conocidos como electrodos sumergidos en un conductor iónico, llamado electrolito. Se hace pasar una corriente DC por medio de los electrodos a través del electrolito de forma tal que los enlaces entre el oxígeno y el hidrógeno se rompan. Con el fin de mezclar los gases una vez extraídos, se introduce una membrana (también conocida como diafragma).

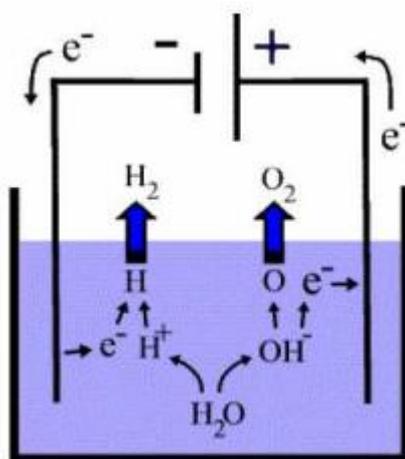


Ilustración 2.20 Esquema de un electrolizador. Fuente: National Research European Council.

A la máquina de electrólisis es necesario añadir otros elementos para que en conjunto sea posible la extracción del hidrógeno. Algunos de estos elementos son:

- Rectificador de corriente, en caso de que se necesite, toma la onda sinusoidal y la convierte a corriente directa.

- Destilador, con el fin de purificar el agua que se suministre. Si el agua no es pura, lo que sucede es que cuando ocurre la electrólisis se separan los otros componentes adicionales presentes.
- Compresor, una vez obtenido el hidrógeno y el oxígeno se pasa por una etapa de compresión de los gases.
- Almacenador, puede ser para el hidrógeno en estado gaseoso, líquido o introducido en compuestos especiales.

Podemos distinguir dos medios diferentes (y más usados) dónde ocurre la reacción y son:

- *Alcalinos*: Lecho electrolítico con membrana permeable a los iones  $\text{OH}^-$ . A un lado tenemos el cátodo y a otro lado el ánodo. Al ser una solución acuosa, no debemos superar los  $100^\circ\text{C}$  porque evaporaríamos el agua y, además, el rango de funcionamiento de la membrana es de unos  $80^\circ\text{C}$  aproximadamente. En los electrolizadores alcalinos se utiliza un electrolito líquido (típicamente una solución del 25% de hidróxido de potasio). Estos electrolizadores han llegado a alcanzar una eficiencia del 80%. Actualmente, es el más difundido en la industria pues se logra compensar los problemas de corrosión.

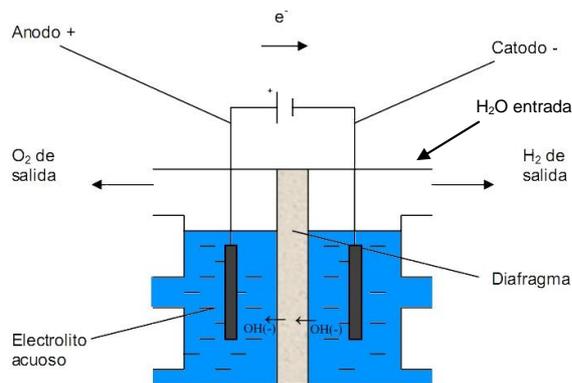
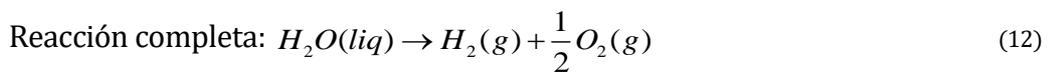
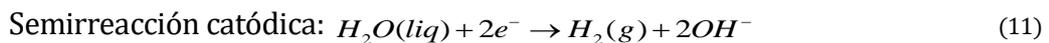
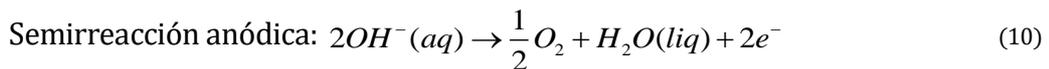


Ilustración 2.21 Esquema de un electrolítico en solución acuosa. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

- *PEM*: Son considerados como la opción a largo plazo más prometedora. Actualmente, son ideales para aplicaciones a pequeña o media escala, tales como alimentación de coches o aplicaciones más pequeñas, donde la unidad puede ser utilizada para producir hidrógeno utilizando una fuente de energía renovable como la solar. Estos electrolizadores pueden verse muy beneficiados por el desarrollo técnico que se está llevando a cabo sobre las pilas de combustible PEM y de su producción en masa.

Actualmente, ya se están vendiendo algunos modelos de electrolizadores PEM, a pesar de ser una tecnología relativamente muy nueva comparada con los electrolizadores alcalinos. Se espera que la eficiencia de los electrolizadores PEM pueda llegar hasta el 94%, pero por ahora esto es algo teórico. Los electrolizadores PEM funcionan bien para sistemas de energías renovables donde el suministro de energía es muy variable. Generalmente los electrolizadores PEM son más adecuados para plantas pequeñas, especialmente aquellas que tienen una salida variable, mientras que los electrolizadores alcalinos son claramente mejores para grandes plantas que están conectadas a la red de energía.

Tienen una membrana permeable al paso de los protones. Pueden trabajar a bajas temperaturas (70-80°C) o a altas temperaturas (150-160°C).

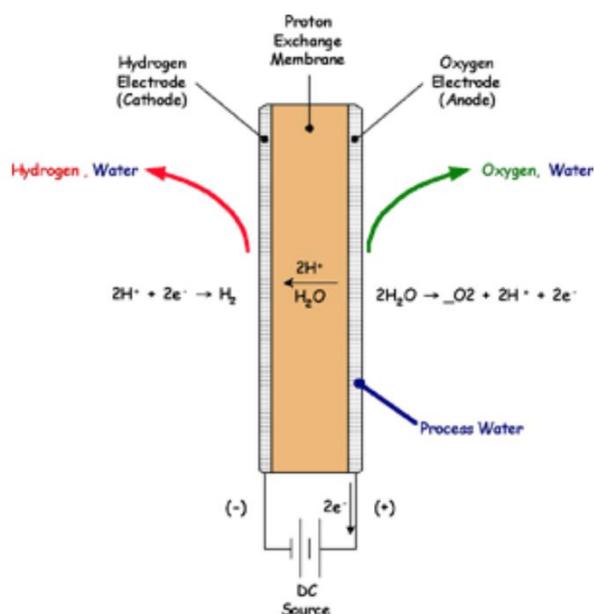
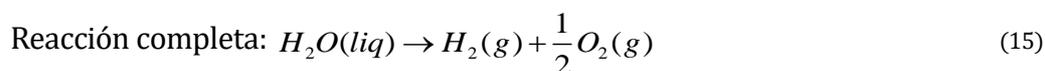
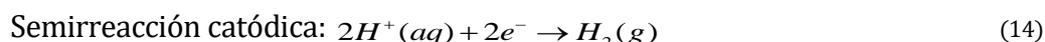
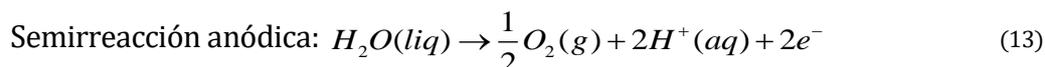


Ilustración 2.22 Esquema de un electrolizador PEM. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

Por tanto, la electrólisis es la ruptura de la molécula de agua mediante corriente eléctrica y la ecuación química que se produce durante la electrólisis es la siguiente:



Esta reacción es la opuesta a la que se produce en las pilas de combustible. En el cátodo (el electrodo negativo), se crea una carga negativa por parte de la batería. Esto significa que se genera una gran presión eléctrica para que los electrones que se encuentran en el agua se dirijan hacia el extremo del cátodo. Sin embargo, el agua no es un buen conductor eléctrico. En cambio, para que se cierre el flujo de corriente eléctrica a través de todo el

circuito, las moléculas de agua que se encuentran cerca del cátodo se rompen y se descomponen en un ion hidrógeno  $H^+$  (este es sólo el átomo de hidrógeno, pero sin su electrón), y un ion hidróxido  $OH^-$ .

Esta reacción que se produce en el cátodo se describe como:



Se podría haber esperado que el agua se hubiese descompuesto en un H y un OH (los mismos átomos, pero con una carga neutra), pero esto no ocurre porque el átomo de oxígeno atrae con más fuerza el electrón del átomo de hidrógeno (esto sucede porque el átomo de oxígeno es más "electronegativo" que el átomo de hidrógeno). Esto también permite que el hidróxido resultante de la rotura de las moléculas del agua sea más estable. Pero el  $H^+$ , que no es más que un simple protón, ahora es libre para tomar uno de los electrones del cátodo (simbolizado por  $e^-$ ), que está intentando transmitir esos electrones con mucha fuerza, y se convierte en átomo de hidrógeno neutral:



Este átomo neutral de hidrógeno se une con otro átomo de hidrógeno generado de la misma manera que el primero:



Y esta molécula asciende hasta la superficie en forma de hidrógeno.

Mientras que sucede todo esto en el cátodo, el ánodo positivo hace que el ion hidróxido cargado negativamente ( $OH^-$ ) se desplace a través del depósito hasta el ánodo. Cuando el ion alcanza el ánodo, el ánodo retira el electrón extra que el hidróxido había tomado anteriormente del átomo de hidrógeno, entonces el ion hidróxido se recombina con otros tres iones hidróxidos para formar una molécula de oxígeno y dos moléculas de agua:



La molécula de oxígeno que se genera es muy estable, y al igual que el hidrógeno, asciende hasta la superficie. De esta manera se crea un circuito cerrado, y la energía desarrollada por la batería se almacena con la producción de hidrógeno.

### 2.2.3.1 Parámetros característicos

*Voltaje reversible:* el voltaje a aplicar, o mínima cantidad de energía en forma de energía eléctrica, entre ánodo y cátodo para que la reacción electrolítica tenga lugar.

$$E_{rev} = \frac{\Delta G}{n \cdot F} \quad (21)$$

n número de celdas

$\Delta G$  variación energía libre de Gibbs,  $J \cdot mol^{-1}$

F constante de Faraday =  $96.485 C \cdot mol^{-1}$  ó  $A \cdot s \cdot mol^{-1}$

*Voltaje termo-neutro:* Mínima cantidad de energía eléctrica y energía térmica a aplicar para que la reacción electrolítica tenga lugar.

$$E_m = \frac{\Delta H}{n \cdot F} \quad (22)$$

$\Delta H$  variación de entalpía, J·mol<sup>-1</sup>

*Hidrógeno producido:* cantidad de H<sub>2</sub> que obtengo tras la reacción.

$$\dot{m}_{H_2} = \varepsilon_f \frac{n \cdot I}{z \cdot F} \quad (23)$$

$\varepsilon_f$  eficiencia de Faraday

$z$  número de equivalentes electroquímicos

$I$  intensidad de corriente (A)

*Eficiencia de Faraday:* cociente entre, para una intensidad dada la cantidad real de H<sub>2</sub> producido partido la cantidad teórica de H<sub>2</sub> producido para la misma intensidad.

$$\varepsilon_f = \frac{\dot{m}_{H_2, \text{producido}}}{\dot{m}_{H_2, \text{teórico}}} \quad (24)$$

*Eficiencia de voltaje:* cociente entre el voltaje necesario para realizar la reacción electrolítica partido del voltaje real aplicado.

$$\varepsilon_v = \frac{E_{tn}}{E_{real}} \quad (25)$$

### 2.2.3.2 Termodinámica de la electrólisis del agua

Para el análisis termodinámico de este proceso vamos a realizar las siguientes simplificaciones:

- Hidrógeno y oxígeno se comportan como gases ideales.
- Se considera el agua líquida incomprensible.
- La fase gas y líquida están separadas.

La variación de entalpía  $\Delta H$  de la electrólisis del agua para una determinada temperatura y presión puede calcularse como la diferencia de los productos de la reacción (H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>) y la de los reactantes (H<sub>2</sub>O):

$$\Delta H_R(T, p) = \Delta H_{H_2}(T, p) + \frac{1}{2} \Delta H_{O_2}(T, p) - \Delta H_{H_2O}(T, p) \quad (26)$$

Donde:

$$\Delta H_x(T, p) = C_{px}(T - T_{ref}) + H_{f,x}^o(T, p) \text{ siendo } x = \text{H}_2, \text{O}_2 \text{ y } \text{H}_2\text{O}. \quad (27)$$

Para la variación de entropía  $\Delta S$  la reacción se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta S_R(T, p) = \Delta S_{\text{H}_2}(T, p) + \frac{1}{2} \Delta S_{\text{O}_2}(T, p) - \Delta S_{\text{H}_2\text{O}}(T, p) \quad (28)$$

Siendo:

$$\Delta S_x(T, p) = C_{px} \ln\left(\frac{T}{T_{ref}}\right) - R \ln\left(\frac{P}{P_{ref}}\right) + S_{f,x}^o(T, p) \text{ con } x = \text{H}_2 \text{ y } \text{O}_2. \quad (29)$$

$$\Delta S_{\text{H}_2\text{O}}(T, p) = C_{p,\text{H}_2\text{O}} \ln\left(\frac{T}{T_{ref}}\right) + S_{f,x}^o(T, p) \quad (30)$$

Por lo tanto, obtenemos el incremento de energía libre de Gibbs como:

$$\Delta G_R(T, p) = \Delta H_R(T, p) - T \Delta S_R(T, p) \quad (31)$$

En las expresiones anteriores definimos:

$C_{px}$  calor específico,  $\text{J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{mol}^{-1}$

$\Delta H_x$  variación de entalpía,  $\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$ .

$H_{f,x}^o$  entalpía de formación,  $\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$

$P$  presión, bar.

$R$  constante universal de los gases,  $\text{J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{mol}^{-1}$

$\Delta S_x$  variación de entropía,  $\text{J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{mol}^{-1}$

$S_{f,x}^o$  entropía de formación,  $\text{J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{mol}^{-1}$

$T$  temperatura, K

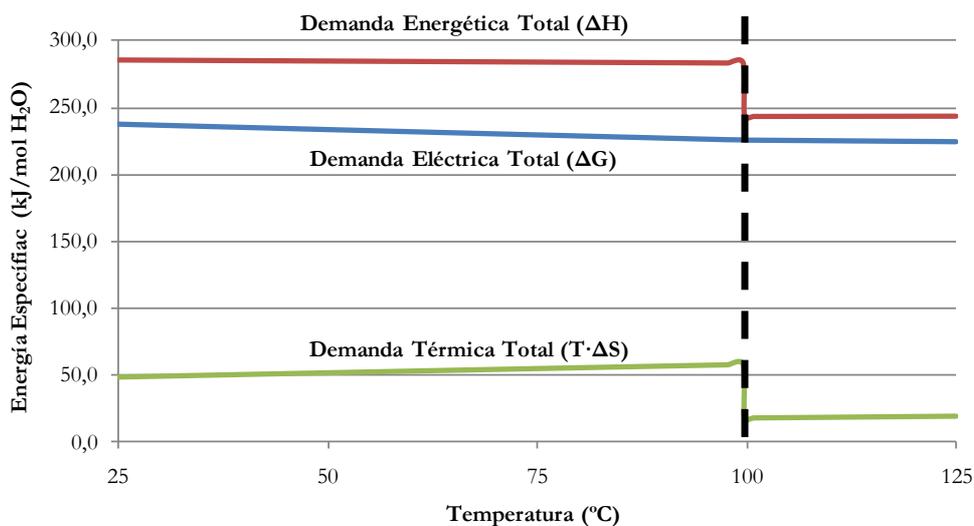


Ilustración 2.23 Variación de entalpía, energía libre de Gibbs y de entropía del proceso electrolítico en función de la temperatura. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

La Ilustración 2.23 nos muestra la demanda de los parámetros característicos que definirán el rendimiento del electrolizador. La demanda de energía total permanece prácticamente constante hasta los 100°C, la demanda de energía eléctrica disminuye con la temperatura y la demanda de energía térmica aumenta con la temperatura.

La variación de entalpía  $\Delta H$  representa la energía necesaria para que la electrolisis tenga lugar; parte de esta energía (la equivalente a la energía libre de Gibbs  $\Delta G$ ) se aporta en forma de energía eléctrica mientras que otra parte procede del ambiente en forma de calor ( $T\Delta S$ , siendo  $T$  la temperatura y  $\Delta S$  el incremento de entropía):

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S \quad (32)$$

Por lo que, variando las condiciones de temperatura y presión, las variables termodinámicas varían, es decir, varía la cantidad de energía eléctrica y térmica necesaria para que la reacción tenga lugar.

Para estudiar estas cantidades de energía que debo aplicar al sistema, vamos a tomar una serie de variables medibles, es decir, la variación de entalpía ( $\Delta H$ ) será equivalente al voltaje termo-neutro y la variación de energía libre de Gibbs ( $\Delta G$ ) será el equivalente al voltaje reversible. Entonces, definiremos tres zonas, dadas unas condiciones del voltaje e intensidad, en las cuales trabajará o no mi electrolizador.

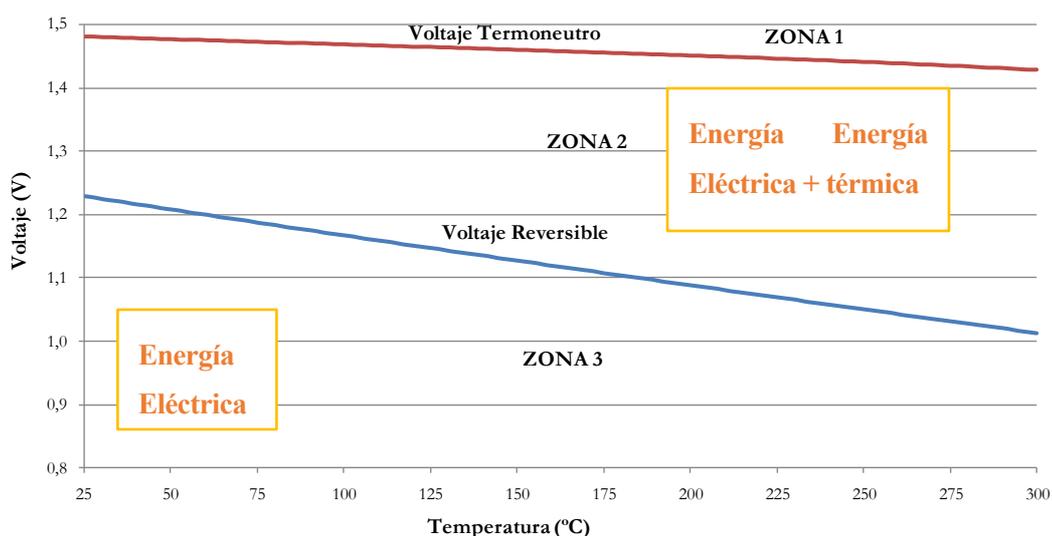


Ilustración 2.24 Curva característica de las zonas de trabajo de un electrolizador para unas condiciones dadas. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

Esta gráfica está representada desde un punto de vista termodinámico, por lo que no aparecen las irreversibilidades que veremos más adelante. Como se puede apreciar, se diferencian tres zonas:

- Zona 3: El voltaje aplicado se encuentra por debajo del reversible, por lo tanto, no es suficiente para llevar a cabo la reacción electrolítica. Tampoco me sirven unas condiciones cuyo punto de funcionamiento sea en la línea azul de voltaje reversible puesto que, al ser una reacción que demanda energía (endotérmica), cuando la llevamos a cabo, la reacción hará que se enfríe el proceso y entremos de nuevo en la zona 3.
- Zona 2: La reacción electrolítica tendrá lugar siempre que esté complementada con un aporte de energía térmica suficiente para llegar desde el punto de funcionamiento

obtenido por la energía eléctrica en la zona 2 hasta el voltaje termo-neutro. Es decir, la reacción electrolítica se puede dar desde un punto de vista termodinámico, pero, no es suficiente desde un punto de vista energético por lo que me falta energía adicional para llegar al voltaje termo-neutro.

- Zona 1: Por encima del límite de voltaje termo-neutro se produce la reacción de electrólisis y habrá un excedente de energía que el sistema disipará en forma de calor (exotérmica) que ha de ser evacuado por el sistema de refrigeración del electrolizador.

En resumen, este comportamiento del sistema permite llegar a una definición clara de la eficiencia del proceso. Si la energía eléctrica solo se utiliza en producir hidrógeno, la eficiencia del proceso será del 100% (valores representados por la línea roja). Por el contrario, sí la energía eléctrica se utiliza en producir hidrógeno y transformarse en calor (proceso exotérmico) la eficiencia del proceso será menor al 100% (zona 1) y a medida que nos movamos hacia arriba de la línea roja (aumento de E), el valor de la eficiencia será cada vez menor. En el caso de la zona II, la cantidad de hidrógeno producido depende no sólo de la energía eléctrica suministrada sino de la energía térmica que toma del medio, por lo tanto, comparando la cantidad de hidrógeno producido con la energía eléctrica suministrada, se obtendrá un valor de la eficiencia mayor que el 100%. A medida que nos movamos hacia abajo de la línea roja (E disminuye) el valor de la eficiencia aumenta por arriba del 100%. Al llegar a la línea azul se obtiene la máxima eficiencia que es del 120% (valor ideal, ya que solo se alcanza en condiciones reversibles).

Si analizamos la ilustración 2.24 desde un punto de vista exergético, es decir, atendiendo al potencial del trabajo útil de la energía térmica y la energía eléctrica, podremos determinar la importancia de dar primero la energía en forma eléctrica, gracias a su alto rendimiento de transformación, y luego en forma térmica, ya que me permitirá trabajar en función de la temperatura. Aquí entra en juego los sistemas de concentración solar de alta temperatura para llevar a cabo la electrólisis del agua, pero no profundizaremos en este tema.

### 2.2.3.3 Característica voltaje-intensidad

La cinética existente en un electrodo se puede expresar usando las relaciones empíricas entre intensidad y voltaje.

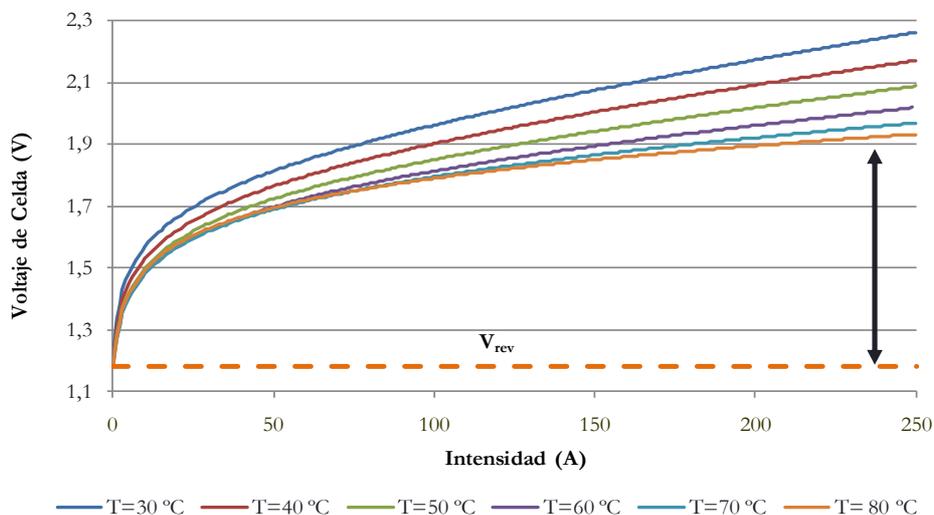


Ilustración 2.25 Curva característica de un proceso real. Fuente: Sistemas basados en hidrógeno ETSI.

A medida que aumenta la intensidad de corriente, intervienen unas irreversibilidades que hacen que el voltaje a aplicar sea superior al reversible e incrementa con la temperatura.

Me interesa pues, trabajar a elevada temperatura, porque, para una misma intensidad, se aplica un voltaje menor y por tanto la potencia consumida es menor  $W_{elec} = V \cdot I$ . (33)

#### 2.2.3.4 Electrolizadores alcalinos unipolares y bipolares

Un aspecto importante de las máquinas de electrólisis a escala industrial reside en la forma de conexión del par de electrodos. Ésta puede ser en paralelo (unipolar), serie (bipolar) o una mezcla de las dos anteriores. Para la conexión en paralelo cada electrodo alimentado eléctricamente es monopolar, esto significa que o es ánodo o cátodo. En la Ilustración 2.26 aparece la conexión en paralelo:

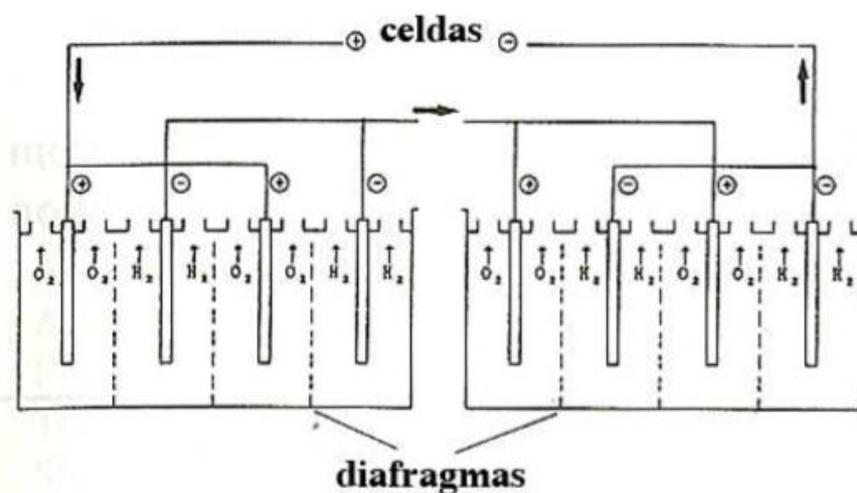


Ilustración 2.26 Conexión en paralelo de electrodos en un electrolizador. Fuente: Proyecto Universidad de Costa Rica, Esteban Bermudez Forn.

Son más fáciles de operar, de construir y de mantener, y el consumo de la bomba de alimentación de agua es menor al ser menor la presión de trabajo del electrolizador. Sin embargo, producen hidrógeno a baja presión, ocupan más espacio que los bipolares (para la misma producción) y el embarrado eléctrico de las distintas celdas electrolíticas es más complejo.

Para el caso de la conexión en serie, sólo los electrodos de los extremos son monopolares y los que se encuentran en medio son bipolares, es decir, tienen el cátodo y el ánodo en los lados opuestos. Esto se puede observar en la Ilustración 2.27, a continuación:

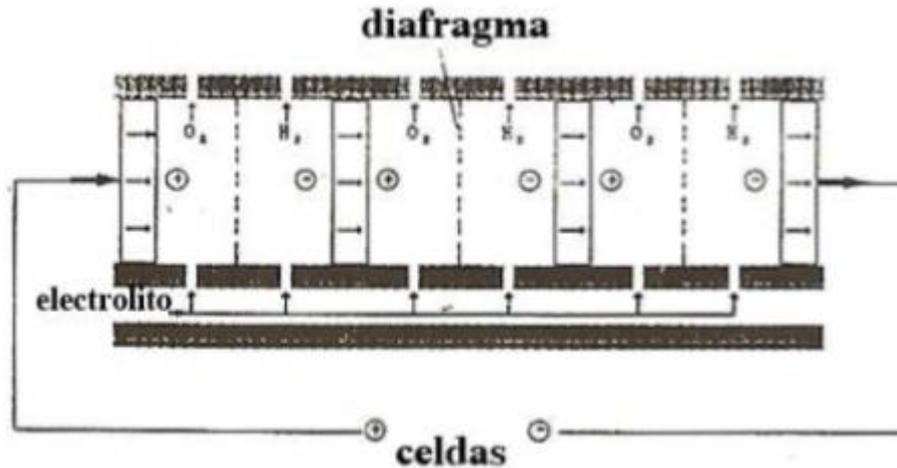


Ilustración 2.27 Conexión en serie de electrodos en un electrolizador. Fuente: Proyecto Universidad de Costa Rica, Esteban Bermudez Forn.

Estos presentan la ventaja fundamental de que pueden ser presurizados, produciendo hidrógeno a presión (mejora la eficiencia del sistema porque no necesitan equipos de compresión de baja a media presión) y ocupan menos espacios que los unipolares. Además, el conexionado *stackes* más sencillo, al estar conectada la fuente eléctrica únicamente a uno de sus extremos. Sin embargo, el consumo de la bomba de alimentación de agua es elevado por la presión de operación de hidrógeno, presenta también unas pérdidas parásitas entre las distintas celdas electrolíticas y las protecciones eléctricas deben ser mayores, debido a que la diferencia de potencial entre bornes del *stackes* mayor.

A nivel industrial se suele tener una combinación de conexiones en paralelo y serie para los electrodos. Las ventajas de la conexión en paralelo residen en su simplicidad y robustez. Además, puede funcionar a un voltaje menor que cuando se utiliza una conexión con electrodos bipolares. A pesar de ello, la conexión en serie puede funcionar a una menor corriente que la de paralelo.

Con el fin de disminuir el coste de la producción de hidrógeno, a partir de la electrólisis del agua, es posible tomar ciertas medidas. Por ejemplo, en el caso de la energía térmica necesaria para que se lleve a cabo el proceso, recordando que dependiendo del tipo de electrolito variará la temperatura de operación del electrolizador, es posible utilizar el calor residual de otras plantas. Este podría ser el caso de los gases de escape de plantas térmicas por mencionar una posible alternativa. Al disminuir la cantidad de energía térmica que podría ser suministrada por una resistencia eléctrica, se ahorra además el coste de energía eléctrica del proceso de extracción de hidrógeno. En la actualidad, se llevan a cabo estudios para disminuir la resistencia  $R$  presente dentro del electrolizador. Esto se puede llevar a cabo disminuyendo la separación de los electrodos u optimizando los materiales utilizados en los electrodos, el electrolito y/o el diafragma.

Otra forma de aumentar la eficiencia del electrolizador consiste en disminuir los sobrevoltajes, que son determinados para la superficie de los electrodos, la composición del electrolito y la temperatura de operación.

Algunos aspectos importantes para tener en cuenta son:

- Nunca deben unirse los electrodos, ya que la corriente eléctrica no va a realizar el

recorrido correcto y por lo tanto la batería se sobrecalentará y quemará.

- Siempre debe utilizarse corriente continua como por ejemplo energía de baterías o de adaptadores de corriente, nunca corriente alterna como la energía obtenida del enchufe de la red.
- La electrólisis debe hacerse de tal manera que los dos gases desprendidos no entren en contacto, de lo contrario producirían una mezcla peligrosamente explosiva ya que el oxígeno y el hidrógeno resultantes se encuentran en proporción estequiométrica.
- Una manera de producir agua otra vez es mediante la exposición a un catalizador. El más común es el calor, aunque existen otros como el platino en forma de lana fina o polvo, en este caso debe hacerse con mucho cuidado, incorporando cantidades pequeñas de hidrógeno en presencia de oxígeno y el catalizador, de manera que el hidrógeno se queme suavemente, produciendo una llama tenue, de lo contrario podría ocurrir un accidente.
- El parámetro para ingresar a un catálogo y seleccionar el electrolizador adecuado es únicamente el flujo volumétrico de hidrógeno deseado a la salida del sistema

### 2.2.3.5 Eficiencia de un electrolizador

La eficiencia es un factor importante en el desarrollo de un electrolizador, el aumento de esta eficiencia depende de dos factores, primero, una disminución del voltaje de la celda, que es el mayor coste de la producción de hidrógeno, y segundo, un aumento en la densidad de la corriente por encima de los valores normalmente usados en los electrolizadores comunes, pero estas dos opciones se contraponen, ya que, por ejemplo, para un aumento de la densidad de la corriente, necesariamente debe existir un aumento en el voltaje del sistema, por lo que se debe entrar a encontrar un punto de mejor operación en donde el electrolizador trabaje de la mejor manera posible. Para esto se debe tener en cuenta que el potencial eléctrico debe ser mayor al potencial termodinámico, para que el proceso ocurra, este potencial se representa en la resistencia que el sistema interpone al paso de corriente eléctrica, resistencia que se presenta debido a los electrodos, la solución y el separador, esto significa que, para un mayor aumento de la eficiencia, debe reducirse el potencial aplicado al sistema, lo que se logra disminuyendo la resistencia de los componentes anteriormente señalados, esto se puede ver mejor en la siguiente ecuación:

$$E_{aplic} = E_{rev} + \eta_c + \eta_a + \eta_{sol} + \eta_{sep} \quad (34)$$

- $\eta_c$  y  $\eta_a$ : sobrepotenciales catódico y anódico y son proporcionales a la energía eléctrica adicional necesaria para que ocurra el proceso de transferencia a una velocidad dada.
- $\eta_{sol}$ : resistencia eléctrica del electrolito o solución, que depende además de la geometría de los electrodos.
- $\eta_{sep}$ : resistencia eléctrica del diafragma o separador.

El rendimiento energético global viene dado por la siguiente expresión:

$$\eta_e = \frac{\Delta H}{E_{eléctrica} + E_{térmica}} \quad (35)$$

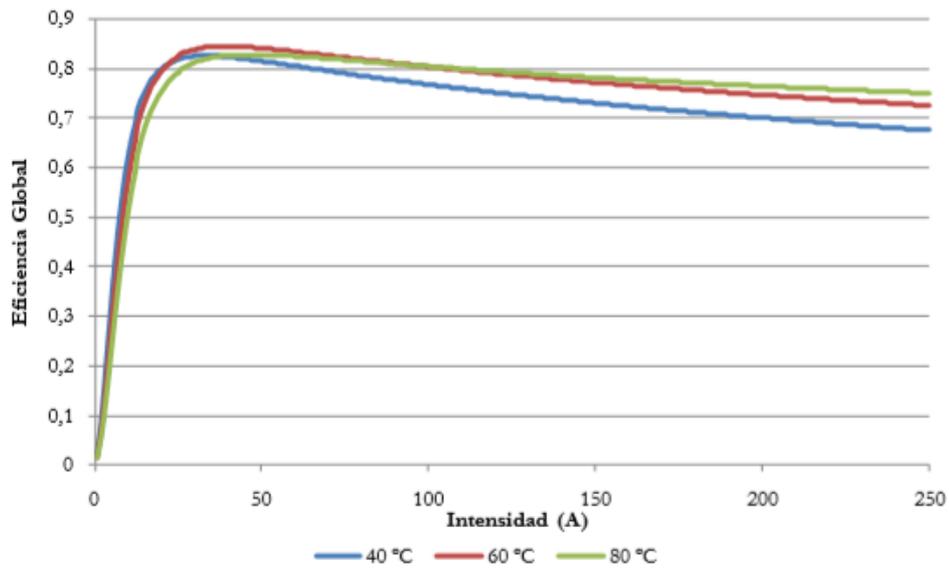


Ilustración 2.28 Relación rendimiento electrolizador con densidad de corriente. Fuente: Sistemas basados en Hidrógeno ESTSI.

Se observa que las eficiencias energéticas para distintas temperaturas se cruzan debido al efecto contrario que produce el aumento de temperatura del electrolito en la eficiencia de Faraday, que disminuye al aumentar la temperatura, y en la eficiencia del voltaje, que aumenta al aumentar la temperatura.

# 3 ESTUDIO DE MERCADO DE ELECTROLIZADORES DE ALTA POTENCIA

---

Un electrolizador es el elemento donde tiene lugar la electrolisis. Está formado por un grupo de celdas, cada una de ellas con un electrodo positivo o ánodo y un electrodo negativo o cátodo. Los electrodos se encuentran sumergidos en una solución acuosa o de sales fundidas, el electrolito, que permite el movimiento de los iones de la disolución de un electrodo a otro, pero no el de los electrones ya que es dieléctrico. Además, de los elementos básicos, es habitual que se use un separador de gas o un diafragma, que separa las zonas circundantes a los electrodos evitando que el hidrógeno y oxígeno formados se mezclen y vuelvan a reaccionar, pero permite el paso de iones.

La cantidad de hidrógeno que se produce en un electrolizador está relacionada con la densidad de la corriente eléctrica, es decir, la cantidad de corriente dividida por el área de electrodo.

La densidad de corriente influye tanto en el voltaje necesario como en el coste de la electricidad, ya que, cuanto mayor sea la densidad de la corriente, mayor será el voltaje necesario y el coste de la electricidad por kilogramo de hidrógeno producido. Por otro lado, los altos voltajes disminuyen el tamaño total del electrolizador y, por lo tanto, el coste del equipo.

## 3.1 Terminología

A continuación, definiremos los componentes que están presentes en un electrolizador, en los cuáles tienen lugar las reacciones electroquímicas y son necesarios para el proceso de electrólisis del agua.

### 3.1.1 Área

- *Área activa*: Es el área geométrica del electrodo que es perpendicular a la dirección del flujo de la corriente y está disponible para la reacción electroquímica. [Unidades:  $m^2$ ]
- *Área de la celda*: Es el área geométrica de la placa bipolar perpendicular a la dirección del flujo de la corriente.
- *Área geométrica del electrodo*: Es el área mas grande del electrodo proyectada en un plano. [Unidades:  $m^2$ ]
- *Área efectiva*: Definición equivalente a la de *área activa*.
- *Área superficial electroquímica (ECSA)*: El área de superficie electroquímica es el área superficial real de un electrocatalizador accesible para un proceso electroquímico debido a su estructura porosa abierta.

Se presenta como área de superficie electroquímica por unidad de masa (o volumen) del catalizador o por área geométrica del electrodo. [Unidades:  $m^2/g$ ,  $m^2/m^3$ ,  $m^2/m^2$ ]

- *Área superficial específica*: Área de superficie electroquímica por unidad de masa (o volumen) del electrolizador.

El área de superficie específica corresponde al área de un electrocatalizador accesible a los reactivos debido a su estructura porosa abierta, por unidad de masa (o volumen, o área geométrica del electrodo) del catalizador. [Unidades:  $\text{m}^2/\text{g}$ ,  $\text{m}^2/\text{m}^3$ ]

### 3.1.1.1 Carga axial

Carga compresiva aplicada a las placas terminales de una celda o pila de electrólisis para asegurar el contacto y/o estanqueidad al gas. [Unidades: Pa]

## 3.1.2 Componentes de la celda

- *Placa bipolar*: Placa conductora eléctrica y estanca al gas que separa las celdas individuales en una sola celda o pila, actuando como distribuidor de flujo de reactivo y distribuidor de corriente y proporcionando soporte mecánico para los electrodos o el conjunto de electrodos de membrana.
- *Catalizador*: Sustancia que aumenta la velocidad de una reacción sin ser consumida. El catalizador reduce la energía de activación de la reacción, lo que permite un aumento en la velocidad de reacción, o para proceder a una temperatura más baja o un exceso de potencial. Un catalizador que promueve una reacción electroquímica se denomina electrocatalizador.
- *Membrana recubierta de catalizador (CCM)*: Configuración específica de un conjunto de electrodos de membrana (para PEMWE y AEMWE) donde las capas de catalizador están recubiertas directamente como electrodos en la membrana.
- *Capa de catalizador (CL)*: Capa adyacente a ambos lados de la la membrana que comprende partículas electrocatalíticas y un ionómero con conductividad iónica y electrónica coexistente. Esta capa comprende la región espacial donde tienen lugar las reacciones electroquímicas.
- *Electrocatalizador*: Un electrocatalizador es un catalizador que participa y acelera / cataliza una reacción electroquímica. Para la electrólisis de agua a baja temperatura, el electrocatalizador se puede formar como catalizador poroso o como catalizador disperso en partículas de soporte como polvo de carbono o subóxidos de titanio que aumentan la ECSA del catalizador.
- *Soporte del electrocatalizador*: Componente de un electrodo, el cual es el soporte del electrocatalizador, y sirve como medio poroso y eléctricamente conductivo. También conduce a una mayor ECSA del catalizador y a una carga reducida de electrocatalizador en el electrodo.
- *Electrodo*: Conductor electrónico a través del cual una corriente eléctrica entra o sale de la celda electroquímica como resultado de una reacción electroquímica.
- *Ánodo*: Electrodo en el que se produce la reacción de oxidación del agua (pérdida de electrones) que conduce a la reacción de evolución del oxígeno (REA).
- *Cátodo*: Electrodo en el que se produce la reacción de reducción de agua (ganancia de electrones) que conduce a la reducción de la reacción de evolución del hidrógeno (HER).
- *Electrolito*: El electrolito es el medio para la transferencia de carga entre los electrodos en una celda electroquímica.

Es un conductor iónico (por ejemplo, solución, sólido, sal fundida o gas) en el que la corriente eléctrica es transportada por especies iónicas (cationes y aniones). El número de transferencia respectivo caracteriza la fracción de la corriente transportada por cationes o aniones. En una celda electroquímica, las reacciones de transferencia de carga (por ejemplo, REA o HER) tienen lugar en la interfaz entre el electrodo y el electrolito.

La naturaleza del electrolito es la principal característica distintiva de las diferentes tecnologías de pilas de combustible y determina el rango útil de temperatura de funcionamiento.

- *Placa final*: El componente ubicado en cada extremo de la celda del electrolizador o pila sirve para transmitir la compresión requerida a las celdas apiladas para permitir el contacto eléctrico adecuado y evitar fugas de fluidos. La placa final puede comprender puertos, ductos o colectores para el transporte de fluidos (reactivos, refrigerante, cableado) hacia / desde la celda o pila.
- *Empaquetadora*: Componente que impide el intercambio de fluidos entre dos o más compartimentos de un dispositivo, o la fuga de fluidos desde un dispositivo hacia el exterior.
- *Capa de difusión del gas/líquido (LGDL)*: Capa porosa de difusión que facilita el transporte de reactivos en masa y la eliminación de los productos de reacción. Está hecho de un medio poroso o una combinación de diferentes medios porosos que forman capas adyacentes o una capa compuesta.
- *Membrana*: La capa de separación que actúa como electrolito (un intercambiador de iones), así como una película de barrera que separa los gases de H<sub>2</sub> / O<sub>2</sub> y los materiales electrónicos conductores de los compartimentos de ánodo y cátodo del electrolizador AEM o PEM.
- *Membrana de intercambio de aniones (AEM)*: Membrana basada en polímero con conductividad aniónica que sirve como electrolito y separador entre el ánodo y el cátodo.
- *Membrana de intercambio de protones (PEM)*: Membrana basada en polímeros con conductividad de protones que sirve como electrolito y separador entre el ánodo y el cátodo.
- *Conjunto de la membrana del electrodo (MEA)*: Montaje de CCM con capas delgadas de transporte poroso y membranas de refuerzo de borde. Su área geométrica incluye áreas activas y áreas no activas.
- *Capa de transporte porosa (PTL)*: Equivalente a la definición de *Capa difusión del gas/líquido (LGDL)*.
- *Placa separadora*: Equivalente a *placa bipolar*.

### 3.1.3 Componentes auxiliares

- *Celda única de electrólisis*: Unidad básica de un dispositivo de electrólisis compuesta por tres elementos funcionales, a saber, cátodo, electrolito y ánodo, que son capaces de romper compuestos químicos mediante la energía eléctrica aplicada para producir compuestos reducidos y oxidados. En una celda de electrólisis de agua, se generan hidrógeno y oxígeno mediante la división electroquímica de agua desionizada o agua en soluciones acuosas alcalinas proporcionando energía eléctrica externa.

- *Espaciador*: Es un componente aislante eléctrico que separa dos electrodos opuestos y proporciona espacio para el flujo de electrolito entre los electrodos.
- *Separador de agua*: Dispositivo que condensa y separa el vapor de agua en el gas descargado de la célula / sistema.
- *Refrigerante*: Un fluido usado para controlar la transferencia de calor entre varios medios y componentes. El calor se disipa a la atmósfera a través del circuito de enfriamiento del sistema, típicamente mediante un intercambiador de calor de aire a líquido.
- *Solución de ionómero*: Dispersión de polímero conductor de iones en agua o en agua y alcoholes alifáticos bajos. Se utiliza en la fabricación de capas electrocatalíticas para aumentar el área de la interfaz electrodo-electrolito asegurando un mejor contacto entre las partículas de electrocatalizador y la membrana de polímero conductor de iones.
- *Matriz electrolítica*: Componente aislante térmico para las celdas con estructura de poros adaptadas que retienen el electrolito líquido.
- *Depósito de electrolitos*: Un componente del módulo de electrolito líquido. Se almacena una cantidad adecuada de electrolito líquido con el propósito de reponer las pérdidas de electrolitos durante la vida de la celda.
- *Carga de catalizador*: Cantidad de catalizador incorporado por unidad de área geométrica del electrodo, especificado por ánodo o cátodo por separado, o carga combinada de ánodo y cátodo. [Unidades: g/cm<sup>2</sup>]

### 3.1.4 Corriente

- *Densidad de corriente*: Una función de punto vectorial que describe la magnitud y la dirección del flujo de carga, es decir, la intensidad de la corriente por unidad de área. [Unidades: A/m<sup>2</sup>]
- *Tasa de cambio de corriente*: La velocidad a la cual la cantidad de corriente eléctrica cambia con el tiempo. [Unidades: A/s]
- *Fuga de corriente*: Corriente eléctrica en una trayectoria conductora no deseada que no sea un cortocircuito. [Unidades: A]
- *Corriente nominal*: Valor de corriente eléctrica asociado al punto de diseño nominal especificado por el fabricante. [Unidad: A]
- *Sobrecarga de corriente*: Corriente eléctrica continua máxima especificada por el fabricante, en la cual el sistema de electrolizadores ha sido diseñado para operar. [Unidades: A]
- *Densidad de corriente específica*: Corriente por unidad de área superficial activa del electrolizador a un voltaje de celda dado. [Unidades: A/m<sup>2</sup>]
- *Densidad de corriente volumétrica*: Es una función de punto vectorial que describe la magnitud y la dirección del flujo de carga, es decir, la intensidad de corriente por unidad de volumen. [Unidades: A/m<sup>3</sup>]

### 3.1.5 Degradación

- *Tasa de degradación:* Tasa de cambio de una cantidad medible a lo largo del tiempo. La tasa de degradación se puede usar para medir pérdidas reversibles (no permanente) e irreversibles (permanente) en el rendimiento de la célula. En su mayoría, la tasa de degradación se refiere al voltaje de la celda.
- *Tasa de degradación del voltaje de una celda:* La degradación del voltaje de la celda es un aumento del voltaje en ésta, debido a los procesos de deterioro dentro de una celda de electrólisis. La velocidad de evolución del voltaje de la celda es la expresión más utilizada para describir la tasa de degradación de una celda de electrólisis y se define como un aumento promedio de voltaje de la celda por unidad de tiempo. [Unidades:  $\mu\text{V}/\text{h}$ ]
- *Durabilidad:* La capacidad de resistir el desgaste, la presión o el daño dentro de la configuración operativa definida.
- *Tasa de degradación de la eficiencia:* La degradación de la eficiencia se define como la disminución de la eficiencia general en el tiempo referida al nivel de eficiencia inicial y expresada en porcentaje por unidad de tiempo. [Unidades:  $\%/h$ ]
- *Tasa de degradación del rendimiento:* La disminución de la productividad de hidrógeno a lo largo del tiempo se refiere a la productividad inicial en condiciones de operación constante de carga, temperatura y presión, expresada en porcentaje por unidad de tiempo. [Unidades:  $\%/h$ ]
- *Vida útil de la celda:* Duración del intervalo de tiempo en condiciones de funcionamiento entre la primera puesta en marcha y hasta que la tensión de la celda, en las condiciones definidas, supere la tensión máxima aceptable especificada. [Unidades:h]
- *Vida útil del stack:* El tiempo de vida de la pila se define como la vida útil de la pila cuando la pérdida de rendimiento relevante del proceso (es decir, tasa de producción de hidrógeno o eficiencia de producción de hidrógeno) ha llegado al 20% en comparación con su rendimiento inicial (BoL = Beginning of life) o cuando el potencial de celda promedio ha alcanzado el voltaje de corte definido por el fabricante. Esta condición se indica como End of Life (EoL).

El tiempo de vida se expresa en horas de funcionamiento con carga nominal. Esto está relacionado con la operación de estado estacionario en el punto de operación nominal. [Unidades: h]

- *Fuga del líquido electrolito:* Escape no deseado de electrolito líquido de una celda / pila.
- *Pérdida de electrolito:* Cualquier disminución con respecto al contenido de electrolito inicial en un sistema de electrolizadores.
- *Migración del electrolito:* Mecanismo de transporte de iones resultante de gradientes de potencial eléctrico que afectan a la concentración local de electrolitos.
- *Envenenamiento del catalizador:* Inhibición de las propiedades del catalizador por sustancias adsorbidas (venenos).

## 3.2 Principales fabricantes de electrolizadores

El hecho que la corrosión en medio ácido sea más acusada que en medio alcalino ha hecho que la mayoría de los sistemas electrolíticos de producción de hidrógeno sean alcalinos.

Generalmente, cuando se precisa hidrógeno a presión atmosférica, se opta por los electrolizadores unipolares, mientras que si se busca hidrógenos a presión (hasta unos 30 bar) se opta preferiblemente por configuraciones bipolares.

Desde el punto de vista de la pureza, en un electrolizador alcalino se obtiene hidrógeno con una pureza de 99,8 % de H<sub>2</sub> en volumen, el resto es oxígeno y vapor de agua. Si se precisa una pureza superior, la incorporación de una unidad de purificación adicional (secado y deoxo) permiten alcanzar una pureza de 99,999 % en volumen.

### 3.2.1 Casale Chemicals

Casale Chemicals S.A. es una empresa suiza radicada en Lugano, suministradora de electrolizadores bipolares en el rango 0,5 - 100 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub>. El diseño de los equipos permite una operación bajo presión hasta 30 bar, una pureza de 99,8 % de H<sub>2</sub> en volumen que, tras un proceso de purificación, puede alcanzar 99,999 % en vol. El diseño y construcción de los equipos ha superado las normas de seguridad de diversos organismos certificadores y es el único equipo asegurado por Lloyds para su operación en plataformas de perforación petrolíferas marinas. El diseño de los electrolizadores fue de Metkon-Alyzer, compañía que fue finalmente absorbida por Casale Chemicals S.A.

Sus equipos se han utilizado en diversas experiencias de acoplamiento de sistemas de producción de hidrógeno a fuentes de energías renovables.

Recientemente han desarrollado nuevos electrolizadores, especialmente indicados para la producción intermitente que permiten incrementar la eficiencia en un 15 %. A modo indicativo, el coste de una unidad de 10 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub> con una pureza de 99,8 % y 10 bar es de unos 190.000 €.

### 3.2.2 ErreDue

La compañía italiana ErreDue es fabricante de equipos electrolíticos que sacrifica aspectos de seguridad a cambio de ofertar equipos a bajo precio. El consumo específico de sus unidades es de unos 6 kW·h/Nm<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> producido y la pureza estándar de 99,7 %. La presión habitual de sus equipos es de 6 bar, aunque, bajo pedido, puede llegar a 10 bar. El coste de una unidad de 20 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub> a 6 bares de unos 100.000 €. En comparación con otros fabricantes, la diferencia en precio viene motivada por la ausencia de diversos equipos y sensores que redundan negativamente en la seguridad del sistema.

### 3.2.3 GHW

GHW fue fundada por Linde, MTU-Friedrichshafen y HEW (Hamburgische Electricitäts Werke). Su electrolizador es del tipo bipolar, a una presión hasta 30 bar y el stack se encuentra en el interior de un recipiente a presión que soporta la presión del sistema, rodeado del agua de aporte al electrolizador. La temperatura de operación puede alcanzar los 150 °C y la eficiencia

energética es del 80 % con densidades de corriente de 10 kA/m<sup>2</sup>. La compañía está desarrollando actualmente electrolizadores con una potencia comprendida entre 500 kW y 2 MW.

Su único electrolizador en servicio es uno de 100 kW operativo en el aeropuerto de Múnich. El electrolizador opera con una solución de KOH al 40 % en peso a 130 °C y 30 bar. La temperatura del sistema permanece constante utilizando un intercambiador de calor entre el electrolito y agua de refrigeración. Inicialmente el intercambiador fue construido en níquel, pero debido a los problemas de corrosión en el lado del agua, se sustituyó el níquel por acero con un 25 % de níquel. En el recipiente a presión se utilizó un recubrimiento interno de níquel y monel para válvulas y tuberías.

### 3.2.4 Giovanela Freres

Esta firma suiza construye electrolizadores no presurizados con tecnología Bamag, con capacidades comprendidas entre 3 y 330 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub>. El consumo de energía específica es de 4,8 kW·h/Nm<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> con una pureza de 99,9 % en volumen.

### 3.2.5 Hydrogen systems

Hydrogen Systems es una empresa belga diseñadora y fabricante de electrolizadores en el rango 1 a 60 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub>. La presión de operación es de 10 bar y el consumo de energía específica de 4,2 kW·h/Nm<sup>3</sup> de H<sub>2</sub>, que asciende hasta 4,8 kW·h/Nm<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> si se considera el consumo energético en la planta de ósmosis inversa que acondiciona el agua de alimentación al electrolizador.

Actualmente desarrollan un electrolizador capaz de operar a 30 bar. Los requerimientos de agua de refrigeración son de 50 l/Nm<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> a una temperatura máxima de 15 °C. El coste de una unidad de 10 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub> operando a 10 bar es de 130.000 € y una unidad purificadora que aumente la pureza del hidrógeno obtenido hasta 99,999 % en volumen es de 35.000 €. Un aumento en la presión de operación desde 10 hasta 25 bar supone un aumento de coste de un 20 %.

### 3.2.6 Norsk Hydro

Norcs Hydro es una compañía noruega con más de 170 electrolizadores operativos por todo el mundo. Su capacidad oscila entre los 10 y los 60 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub>. Bajo demanda, suministran electrolizadores con una presión de salida de hasta 30 bar. El consumo de energía específico es de unos 4,8 kW·h/Nm<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> con una pureza de hidrógeno de 99,8 %. El coste de una unidad de 10 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub> es de 260.000 €.

### 3.2.7 StuarTE Energy

StuarTE Energy es una empresa canadiense fundada en 1948 centrada en la fabricación de electrolizadores para procesos donde la calidad y pureza del hidrógeno utilizado es vital para la calidad del producto final como fibra óptica y circuitos integrados. El rango de producción de sus electrolizadores está comprendido entre 1 y más de 1000 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub>.

### 3.2.8 Teledyne Brown Engineering

Teledyne Energy Systems, división de Teledyne Brown Engineering, radicada en Estados Unidos, construye electrolizadores alcalinos con capacidades comprendidas entre unos pocos litros a la hora y  $150 \text{ Nm}^3/\text{h}$  de  $\text{H}_2$ . La presión de suministro estándar es de 7 bar, pero pueden operar hasta 15 bar. La pureza es de 99,7 %, pero la utilización de la unidad de purificación permite obtener  $\text{H}_2$  con una pureza del 99,9999 % en volumen. El consumo de energía específico es de  $6,1 \text{ kW}\cdot\text{h}/\text{Nm}^3$  de  $\text{H}_2$  producido. El precio de un electrolizador de  $11,2 \text{ Nm}^3/\text{h}$  de  $\text{H}_2$  a 7 bar de presión y pureza del 99,999 % es de 150.000 €.

### 3.2.9 Proton Energy

Es una empresa radicada en Estados Unidos que, recientemente, ha comercializado un electrolizador ácido basado en membrana de intercambio de protones con capacidades comprendidas entre 0.5 (para el modelo HOGEN 20) y  $10 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$  (para el modelo HOGEN 380). El consume de energía específica es superior al de los electrolizadores alcalinos,  $6 \text{ Kwh}/\text{Nm}^3 \text{ H}_2$ .

El coste del modelo HOGEN 380, con una pureza del hidrógeno producido del 99,999% vol a 13 bar, es de 260.000 €. Estos electrolizadores han sido empleados en proyectos de hidráulica.

Los electrolizadores de baja presión de Proton Energy han sido empleados en varias plantas demostrativas de la integración de varias fuentes renovables y la tecnología del hidrógeno, como los proyectos WIND2H2 (Estados Unidos) e IOTHER (España).

### 3.2.10 Hydrogenics

Es el mayor proveedor de equipos para la tecnología del hidrógeno a nivel mundial. Su sede central se encuentra en Canadá. Tiene sedes también en Bélgica y Japón. La división de electrolizadores parte de la tecnología de la empresa Stuart Energy, que fue absorbida por Hydrogenics.

Dentro de su catálogo cuenta con la serie de electrolizadores alcalinos HySTAT™, con unas potencias que varían entre los 15 y 60 kW. Estos electrolizadores cuentan con unas celdas electrolíticas patentadas denominadas IMET®. La presión de trabajo es de 10 bar, la pureza del hidrógeno es del 99,998% y el consume específico es de  $5,2 \text{ kWh}/\text{Nm}^3 \text{ H}_2$ . El rango de operación varía entre el 40 y 100% de la potencia máxima, y operan en función de la demanda de hidrógeno, mateniendo como consigna la presión de trabajo.

En la actualidad están trabajando en nuevos sistemas de control eléctrico de estos equipos para el acoplamiento en fuentes de energías renovables, de modo que la producción de hidrógeno se ajuste a la “oferta” de energía y no a las necesidades de hidrógeno.

Un modelo de la gama HySTAT, con una producción de hidrógeno de  $60 \text{ Nm}^3/\text{h}$ , ha sido instalada en el Proyecto Sotavento, el coste del equipo fue de 577 000 €.

### 3.3 Funcionamiento de electrolizadores comerciales

#### 3.3.1 Resultados del balance de masa

La siguiente ilustración muestra un balance de masas del sistema de electrólisis simplificado. Los datos del balance de masas proporcionados están basados en cada uno de los fabricantes de sistemas de electrólisis más grandes:

- Stuart IMET 1000
- Teledyne EC-750
- Proton Hogen 380
- Norsk Hydro Atmospheric Type N° 5040 (5150 Amp DC)
- Avalence Hydrofiller 175

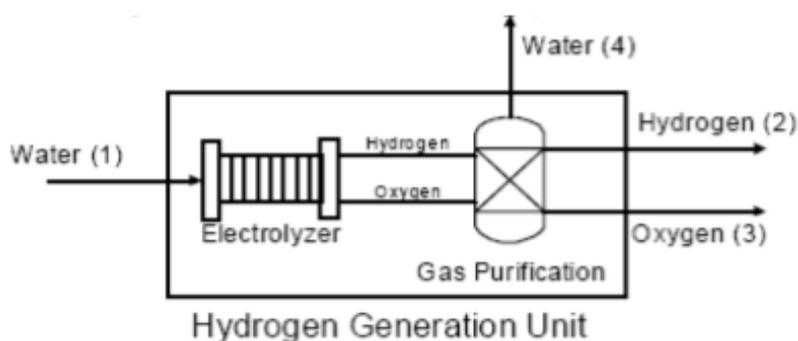


Ilustración 3.1 Diagrama de funcionamiento de una Unidad de Generación de Hidrógeno. Fuente: *National Renewable Energy Laboratory*.

FABRICANTE	Caudal de agua			Caudal de Hidrógeno producido			Caudal de Oxígeno producido			Caudal de agua de rechazo		
	l/h	Kg/h	Kmol/h	l/h	Kg/h	Kmol/h	l/h	Kg/h	Kmol/h	l/h	Kg/h	Kmol/h
<b>Stuart</b>	60	60	3.3	60	5.4	2.7	30	43	1.3	11.8	11.8	0.7
<b>Teledyne</b>	42	42	2.3	42	3.77	1.9	21	30.01	0.9	8.21	8.21	0.5
<b>Proton</b>	8.4	8.4	0.47	10	0.9	0.45	5	7.1	0.22	0.4	0.4	0.02
<b>Norsk</b>	485	485	26.9	485	43.59	26.9	242.5	346.51	10.8	94.82	94.82	5.3
<b>Avalence</b>	4.5	4.5	0.2	5	0.45	0.2	2.5	3.57	0.1	0.48	0.48	0.03

Tabla 3.1 Balance de masas de una unidad de generación de Hidrógeno. Fuente: *National Renewable Energy Laboratory*.

Se pueden asumir el 100% de los caudales de oxígeno e hidrógeno ya que normalmente la cantidad de contaminante en las corrientes de producto es tan pequeña que puede ser considerada insignificante.

Las purzas del hidrógeno para los susodichos sistemas pueden oscilar entre el 99,9 % y el 99,9998 % y para el oxígeno se extienden desde el 99,2 % hasta el 99,9993 %.

La diferencia en la pureza del gas dependerá de la tecnología de purificación de gas usada en cada sistema.

### 3.3.2 Resultados del balance de energía

El balance de energía que se muestra en la siguiente figura detalla la energía necesaria para la producción de hidrógeno por el sistema de generación más grande de cada fabricante. Obsérvese que solo Stuart y Norsk Hydro proporcionan la exigencia de energía real del electrolizador. Stuart también proporciona la exigencia de energía del sistema entero, mientras que la exigencia de energía de Norsk Hydro es obtenida calculando las exigencias de potencia del sistema y los de producción de hidrógeno. La necesidad de energía del sistema de Avalance es calculada de la misma manera. Proton y Teledyne proporcionan los datos de necesidad de energía basados en el sistema de producción global de hidrógeno. Sólo las necesidades de energía del sistema de Norsk Hydro incluyen la compresión.

FABRICANTE	Energía requerida por el sistema		Energía requerida por el electrolizador	Producción de Hidrógeno	Potencia requerida por el sistema
	Kwh/Nm3	Kwh/Kg	Kwh/Nm3	Nm3/h	KW
<b>Stuart</b>	4.8	53.4	4.2	60	288
<b>Teledyne</b>	5.6	62.3		42	235.2
<b>Proton</b>	6.3	70.1		10	63
<b>Norsk</b>	4.8	53.5	4.2	485	2330
<b>Avalance</b>	5.4	60.5		4.6	25

Tabla 3.2 Balance de energía de una unidad de generación de Hidrógeno. Fuente: *National Renewable Energy Laboratory*.

Para la conversión eficiente de agua y electricidad para obtener hidrógeno es crítico la tecnología de producción electrolítica de hidrógeno. La eficacia de conversión del agua al hidrógeno es la mostrada en la siguiente figura. En general, la eficacia de conversión es alta, entre el 80% y el 95%.

FABRICANTE	Reactivo	Hidrógeno producido	Oxígeno producido	Eficiencia de Conversión
	Kg/h	Kg/h	Kg/h	%
<b>Stuart</b>	60	5.4	43	80
<b>Teledyne</b>	42	3.8	30	80
<b>Proton</b>	8.4	0.9	7.1	95
<b>Norsk</b>	485	434	347	80
<b>Avalence</b>	4.5	0.45	3.6	89

Tabla 3.3 Balance de energía de una unidad de generación de Hidrógeno. Fuente: *National Renewable Energy Laboratory*.

La eficiencia energética es definida como el valor de calefacción más alto (HHV) de hidrógeno dividido por la energía consumida por el sistema de electrólisis por kilogramo de hidrógeno producido. La eficacia energética oscila entre el 56% y el 73%. El proceso de PEM del Proton tiene la eficacia más baja, en el 56%, y tanto la eficacia bipolar alcalina Stuart como Norsk Hydro el más alto del 73%. Un objetivo de eficacia para electrolizadores en el futuro será los de 50 kWh/kg, o una eficiencia de sistema del 78%. Este 78% incluye la compresión del gas de hidrógeno a 6.000 psi. Normalmente estos electrolizadores alcanzan una presión en el rango de 60 psig a 435 psig para las exigencias de potencias presentadas. Esta eficacia disminuirá si la compresión adicional incluida fuera de hasta 6.000 psig. Sólo la exigencia de energía de Avalence de 60,5 kWh/kg incluye presiones alcanzables de hidrógeno en el rango de 6.000 psig.

Obsérvese que en este estudio la necesidad energética del sistema de electrólisis es usada para calcular la eficacia del sistema y no solo la del electrolizador.

FABRICANTE	Energía requerida por el sistema	HHV de Hidrógeno	Eficiencia del sistema	Presión de producción
	Kwh/Kg	Kwh/hg	%	psig
<b>Stuart</b>	53.4	39	73	360
<b>Teledyne</b>	62.3	39	63	60-115
<b>Proton</b>	70.1	39	56	200
<b>Norsk</b>	53.5	39	73	435
<b>Avalence</b>	60.5	39	64	>10000

Tabla 3.4 Eficiencia energética de una unidad de generación de Hidrógeno. Fuente: *National Renewable Energy Laboratory*.

### 3.4 Inversión y coste de operación

Un análisis inicial divisorio fue realizado para determinar los efectos de precio de electricidad contra los costes de hidrógeno, dichos resultados pueden observarse en la siguiente figura. Para cada electrolizador, la exigencia de energía del sistema específica es usada para determinar cuanta electricidad es necesaria para producir hidrógeno; ninguna inversión o coste de mantenimiento está incluido en el cálculo. La exigencia de energía del sistema usada es la exigencia de energía más baja descrita para cada fabricante. Esta figura muestra que, con la eficacia de un electrolizador común, para producir hidrógeno a un coste inferior a 2,45 €/kg, los gastos de electricidad deben estar entre 0,0328 €/kWh y 0,045 €/kWh. Para producir hidrógeno por menos de 2,45 €/kg con una eficiencia del 100% el coste de la electricidad debe ser menor de 0,061 €/kWh. La "U.S. Department of Energy's Energy Information Administration (EIA)" expone que los precios de la electricidad industrial, comercial y residencial son 0,039 €/kWh; 0,064 €/kWh y 0,068 €/kWh respectivamente. Así si sólo se tienen en cuenta los costes de electricidad, los electrolizadores comunes podrían producir el hidrógeno a 2,45 €/kg con precios de electricidad industrial, un sistema ideal podría producir el hidrógeno a un coste ligeramente inferior. Este análisis muestra que independientemente de cualquier elemento de coste adicional, los costes de electricidad serán el factor principal en el coste total de la producción de hidrógeno.

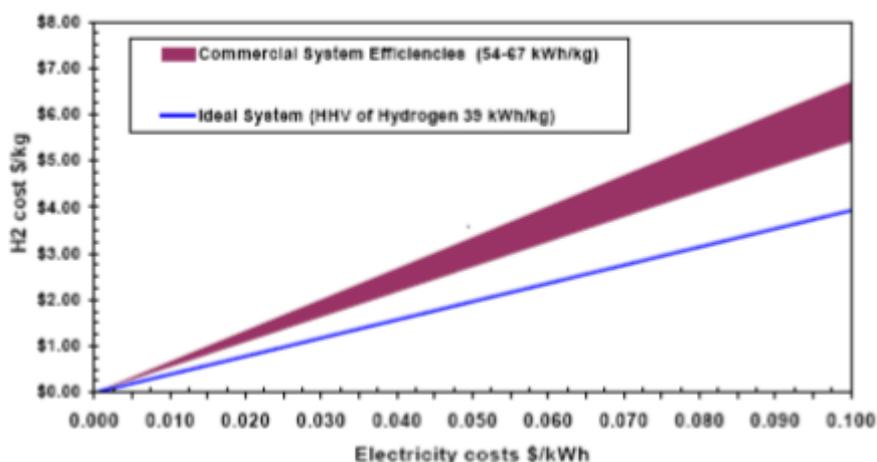


Ilustración 3.2 Coste del hidrógeno en función del coste de la electricidad. Fuente: *National Renewable Energy Laborator*.

Como puede observarse en la siguiente tabla, son principalmente cinco los fabricantes más representativos en el mercado mundial. Todos ellos tienen una amplia gama de modelo, aunque se puede observar que unos son de uso industrial y otros de uso doméstico. Debido a esto podemos afirmar que existen economías de escala en su producción y por tanto esto se trasladará al precio de venta del mismo.

Obviamente, un aumento de costes de electricidad conduce a un aumento de costes de hidrógeno. Para el caso de plantas grandes, el precio de hidrógeno aumenta de 3,36 €/kg a 4,41 €/kg, un aumento del 31%. El precio de hidrógeno para una planta mediana aumenta de 6,55 €/kg a 7,78 €/kg, un aumento del 19%. Finalmente, las de tamaño pequeño aumenta de 15,39 €/kg a 16,78 €/kg, lo que supone un aumento del 9%.

Como el precio de electricidad representa un menor porcentaje de las contribuciones al precio del hidrógeno en las plantas pequeñas y medianas y mayor en las de tamaño grande, el efecto de utilizar la electricidad comercial es bajo. Sin embargo, como la tecnología se mejora, los costes

de inversión se harán cada vez menos representativos, y el efecto de los costes de electricidad más altos será significativo para todos los sistemas, independientemente del tamaño.

Company	Country	Technology	Product	Capacity (Nm <sup>3</sup> /hr)	H <sub>2</sub> output pressure (barg)	H <sub>2</sub> purity (%)	Electricity consumption (kWh/kg)	Electric LHV efficiency (%)
Acta	Italy	AEM	EL1000	1	29	99.94	53.2	63%
AREVA	France	PEM	Development	20	35	99.9995	55.6	60%
CETH2	France	PEM	E60 cluster	240	14	99.9	54.5	61%
ELT Elektrolyse Technik	Germany	Alkaline	Customised	330	Atmospheric	99.85	51	65%
Erredue s.r.l	Italy	Alkaline	G256	170	30	99.5	59.5	56%
H2 Nitidor	Italy	Alkaline	200Nm <sup>3</sup> /hr	200	30	99.9	52.3	64%
H-TEC SYSTEMS	Germany	PEM	EL30/144	3.6	29	N/A	55.6	60%
Hydrogenics	Belgium, Canada	Alkaline (PEM in dev.)	HyStat60	60	10	99.998	57.8	58%
Idroenergy	Italy	Alkaline	Model120	80	5	99.5	52.4	64%
IHT Industrie Haute Technologie	Switzerland	Alkaline	Customised	760 <sup>(20)</sup>	31	N/A	51.2	65%
ITM Power	UK	PEM (AEM in dev.)	HPac40	2.4	15	99.99	53.4	62%
NEL Hydrogen	Norway	Alkaline	Customised	485	Atmospheric	>99.8	50	67%
McPhy	Germany	Alkaline	60Nm <sup>3</sup> /h container	60	10	>99.3	57.8	58%
Proton OnSite	USA	PEM	Hogen C30	30	30	99.9998	64.5	52%
Siemens	Germany	PEM	SILYZER200 <sup>(21)</sup>	~250	N/A	N/A	~60	~55%
Teledyne Energy Systems	USA	Alkaline	SLM 1000	56	10	99.9998	N/A	N/A
Wasserelektrolyse Hydrotechnik	Germany	Alkaline	EV150	225	Atmospheric	99.9	58.7	57%

Tabla 3.5 Algunos fabricantes de electrolizadores con sus parámetros de rendimiento tomados de la ficha técnica. Fuente: *E4tech, Element Energy*.

Por tanto, el coste de producir el hidrógeno vía procesos corrientes electrolíticos es en gran parte debido al coste de la electricidad, la eficiencia de los sistemas y el coste de inversión de los sistemas.

El coste de electricidad y la eficacia de los sistemas esta interrelacionado porque un aumento de la eficacia o una disminución en costes de electricidad disminuirá la contribución al total del sistema. Sin embargo, el valor de la eficacia del sistema que puede ser aumentada es limitado, y objetivos de industria corriente son de reducir la exigencia de energía del sistema del orden de 50 kWh/kg H<sub>2</sub> (una eficacia del sistema del 78 %), incluyendo la compresión del hidrógeno gas a 6.000 psig. Por tanto, este aumento de la eficacia disminuirá la contribución del coste eléctrico, esto no reducirá el coste tanto como una significativa del precio de electricidad. Si los sistemas de plantas grandes pueden usar la electricidad industrial en lugar de electricidad comercial el precio del hidrógeno podría reducirse un 31%. Si bajaran aún más los precios de

la electricidad habría que evaluar la producción electrolítica del hidrógeno.

### 3.5 Análisis Tecnoeconómico

En este apartado haremos un modelado tecnoeconómico de los sistemas de electrolizadores, atendiendo antes a algunos indicadores claves de rendimiento *KPIs* recolectados y que alimentarán a nuestro modelo.

#### 3.5.1 KPIs y líneas de tendencia

##### 3.5.1.1 Sistema y tamaño de la pila

Los datos del sistema y del tamaño de la pila se proporcionan en carga eléctrica a la capacidad nominal, ya que esta unidad se considera más accesible en vista de la integración en la red eléctrica.

Para las fuentes de datos que solo proporcionan una producción de hidrógeno por unidad de tiempo (normalmente  $\text{Nm}^3 / \text{h}$ ), la tasa de producción de hidrógeno se convirtió en carga eléctrica utilizando la entrada eléctrica nominal (normalmente en  $\text{kWh} / \text{Nm}^3$  o  $\text{kWh} / \text{kg}$ ).

Los datos recopilados sobre el tamaño del sistema muestran que los electrolizadores alcalinos son actualmente la única tecnología disponible en más del tamaño de un sistema de MW. Sin embargo, se espera que entre 2015 y 2020 los sistemas PEM se pongan al día.

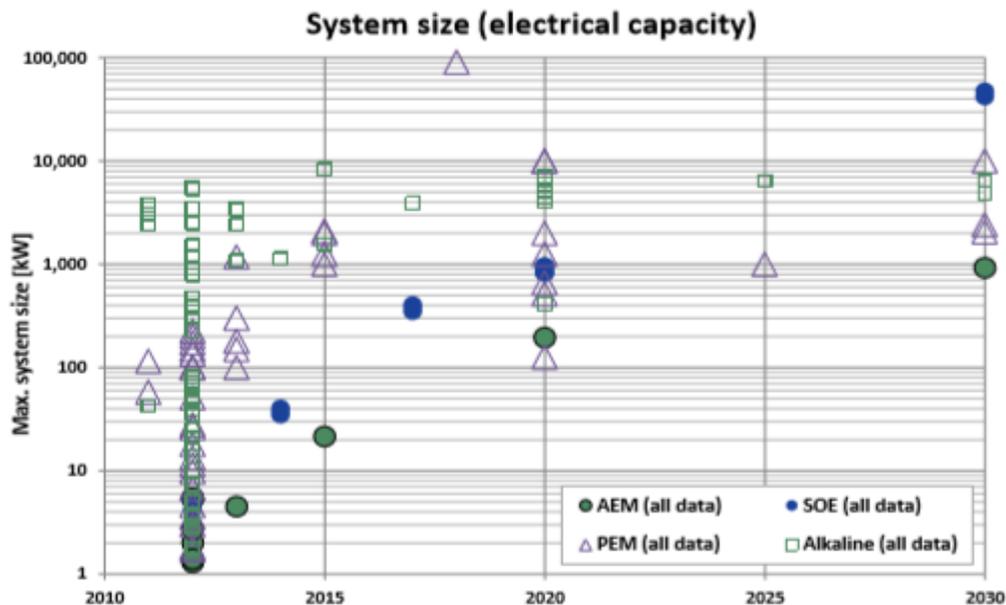


Ilustración 3.3 Tendencias de los tamaños de diferentes electrolizadores hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

TAMAÑO DEL ESTACK			Hoy	2015	2020	2025	2030
KW	Alcalina	Central	2400	2600	2900	3500	4100
		Rango	200-4500	200-4900	300-5500	300-6700	400-7800
	PEM	Central	50	200	1100	1500	1900
		Rango	40-100	100-1300	100-10000	500-10000	1000-10000

Tabla 3.6 Indicadores de rango del tamaño de los *stacks* usados para diferentes aplicaciones. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

En el caso central se espera que los electrolizadores PEM sean comparables a los alcalinos en términos de tamaño para 2020 y poder alcanzar los 100 MW. Los sistemas de PEM más grandes disponibles hoy en día consisten en varias pilas, y algunos fabricantes alcalinos también combinan varias pilas más pequeñas en sus sistemas en lugar de diseñar pilas individuales (multi-MW).

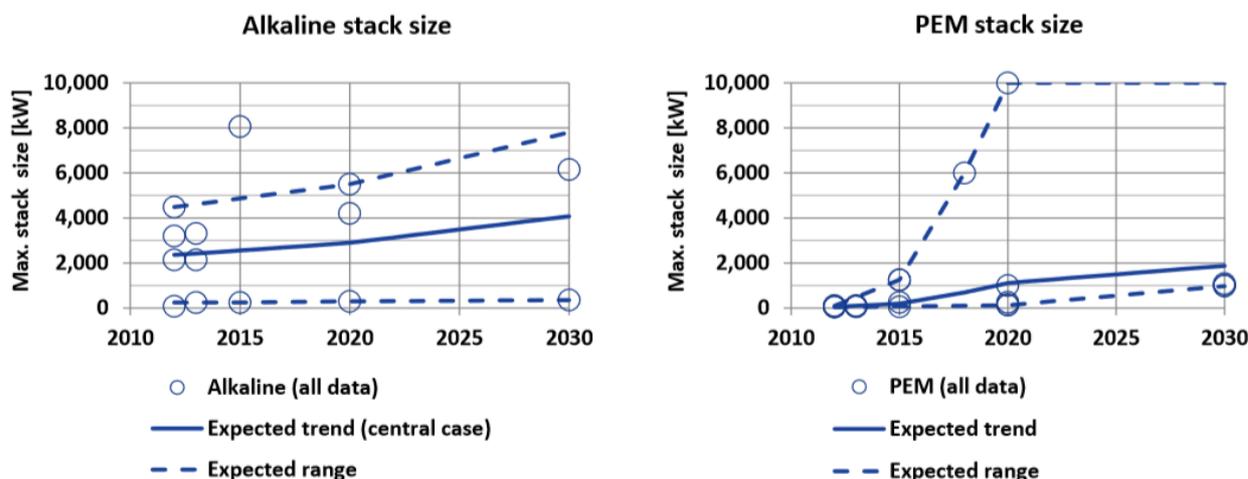


Ilustración 3.4 Tendencias de los tamaños electrolizadores PEM y alcalinos hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

### 3.5.1.2 Entrada de energía eléctrica y eficiencia eléctrica (LHV)

Los datos de entrada sobre energía eléctrica en Kwh/Kg H<sub>2</sub> y la eficiencia eléctrica basada en *lower heating value* (LHV) se han recopilado de fichas técnicas y datos de los fabricantes. Estos valores, se refieren a un límite del sistema que incluyen pérdidas para la conversión AC/DC, la purificación del gas y el secado para lograr al menos un 94% de pureza. Los datos no se diferencian por las presiones de salidas ni las penalizaciones debidas a las compresiones externas.

ENTRADA DE ELECTRICIDAD			Hoy	2015	2020	2025	2030
Kwh/Kg <sub>H2</sub>	Alcalina	Central	54	53	52	51	50
		Rango	50-78	50-73	49-67	48-65	48-63
	PEM	Central	57	52	48	48	47
		Rango	50-83	47-73	44-61	44-57	44-53

Tabla 3.7 Indicadores de rango de entrada de energía eléctrica para electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

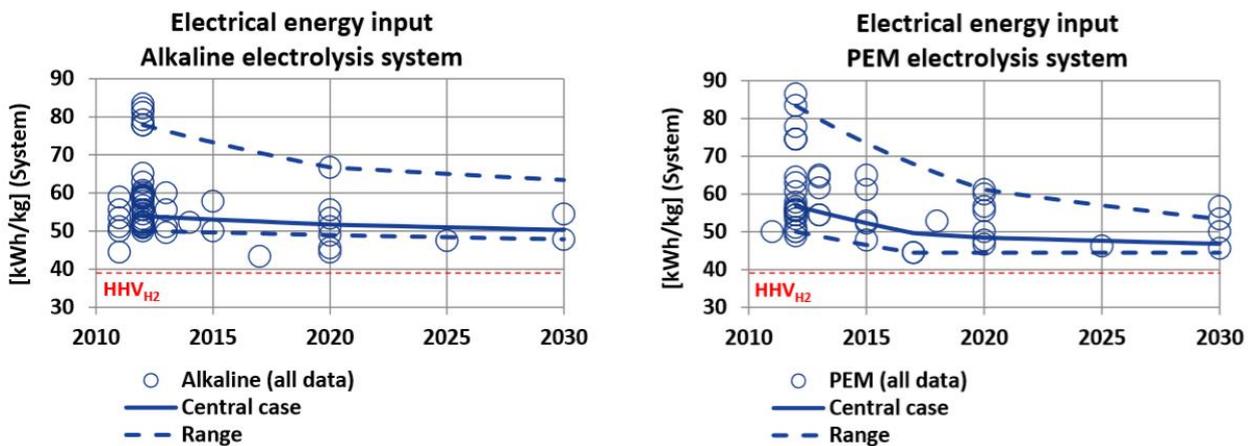


Ilustración 3.5 Tendencias de la entrada de energía eléctrica para los electrolizadores PEM y alcalinos hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

EFICIENCIA ELÉCTRICA (LHV)			Hoy	2015	2020	2025	2030
%	Alcalina	Central	62	63	64	65	66
		Rango	43-67	45-67	50-68	51-69	53-70
	PEM	Central	59	63	68	69	71
		Rango	40-67	45-71	54-74	58-74	62-74

Tabla 3.8 Indicadores de rango de entrada de eficiencia eléctrica para electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

### 3.5.1.3 Coste del Sistema

COSTES DEL SISTEMA			Hoy	2015	2020	2025	2030
€/Kw	Alcalina	Central	1100	930	630	610	580
		Rango	1000-1200	760-1100	370-900	370-850	370-800
	PEM	Central	2090	1570	1000	870	760
		Rango	1860-2320	1200-1940	700-1300	480-1270	250-1270

Tabla 3.9 Indicadores del coste del sistema para electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

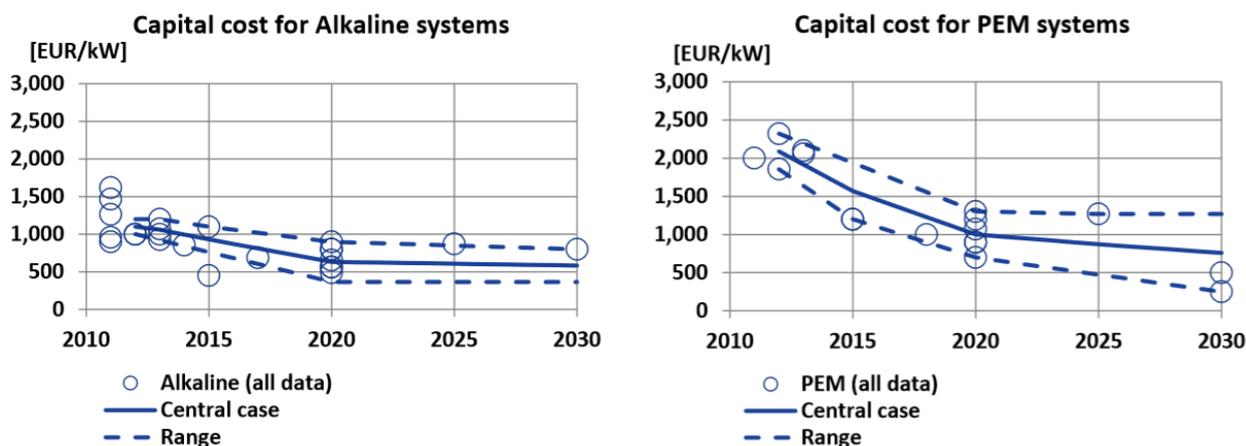


Ilustración 3.6 Tendencias del coste del sistema para los electrolizadores PEM y alcalinos hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

### 3.5.1.4 Costes operacionales

Los costos operativos (OPEX), excluyendo la electricidad y el recambio de la pila, son típicamente el 3-4% del gasto del capital inicial por año. Sin embargo, es un número muy sensible a la ubicación (coste de mano de obra) y al tamaño.

Entonces, se realiza un enfoque que relaciona el coste del material planificado y no planificado, con el gasto del capital (1.5% el gasto de capital inicial por año) y un coste de mano de obra estimado en Europa Central para controles periódicos por parte del operador.

TAMAÑO DE LA PLANTA	OPEX
[MW]	[% del capital inicial por año]
1	5
5	2.20
10	2.20
20	1.85
50	1.64
100	1.61
250	1.54
1000	1.52

Tabla 3.10 Costes operacionales en %/año del capital inicial según diferentes tamaños de plantas.  
Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

COSTE OPERACIONAL (EXCLUYENDO ELECTRICIDAD)				HOY	2030
€/Kw/año	Alcalina	Central	Rango dependiente del tamaño del sistema	17-51	9-44
		Rango		15-53	6-47
	PEM	Central		32-66	12-46
		Rango		28-70	4-54

Tabla 3.11 Indicadores de rangos de costes operacionales trasladado en costes anuales hasta 2030.  
Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

### 3.5.1.5 Disponibilidad

En este apartado los valores que aparecen son indicativos, pues los fabricantes están de acuerdo en que la disponibilidad depende de la instalación o aplicación dónde se encuentre el electrolizador, es decir, si opera de forma continua o interrumpida. Sin embargo, los datos dicen que tanto las pilas alcalinas como PEM pueden llegar a una disponibilidad del 95% en horas por año.

DISPONIBILIDAD			Hoy	2015	2020	2025	2030
Horas/año	Alcalina	Central	8585	8585	8585	8585	8585
		Rango	8585	8585	8585	8585	.585
	PEM	Central	8443	8459	8586	8586	8586
		Rango	8585-8300	8618-8300	8672-8500	8672-8500	8672-8500

Tabla 3.12 Indicadores de rangos de disponibilidad en horas por año de los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

### 3.5.1.6 Vida útil de la pila y del sistema operando en continua

Las pilas rara vez fallan por lo que tienen una vida útil aceptable, que se mide por la eficiencia. Ésta se da como un aumento de voltaje ( $\mu\text{V}/\text{h}$ ). Por ejemplo, una degradación lineal de  $1 \mu\text{V}/\text{h}$  se traduce a una entrada de energía eléctrica adicional de aproximadamente 2 Kwh/ $\text{KgH}_2$  después de 60000 horas de operación continua.

Los fabricantes sugieren que la degradación cubre un rango de  $0.4\text{-}15 \mu\text{V}/\text{h}$ . Hay que tener en cuenta que la vida útil también dependerá de sus partes más vulnerables como la membrana.

VIDA ÚTIL DEL STACK			Hoy	2015	2020	2025	2030
Horas	Alcalina	Central	75000	80000	95000	95000	95000
		Rango	60000-90000	70000-90000	90000-100000	90000-100000	90000-100000
	PEM	Central	62000	67000	74000	76000	78000
		Rango	20000-90000	30000-90000	50000-90000	55000-90000	60000-90000

Tabla 3.13 Indicadores de rangos de vida útil del stack en horas operando en continua de los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

VIDA ÚTIL DEL SISTEMA			Hoy	2015	2020	2025	2030
Años	Alcalina	Central	25	26	28	29	30
		Rango	20-30	22-30	25-30	28-30	30-30
	PEM	Central	20	22	25	28	30
		Rango	10-30	14-30	20-30	25-30	30-30

Tabla 3.14 Indicadores de rangos de vida útil del sistema en años operando en continua de los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

### 3.5.1.7 Comportamiento operando en condiciones dinámicas

Encontraremos tres métodos de operación que vendrán descritos en las siguientes tablas.

OPERACIÓN DE CARGA PARCIAL MÍNIMA			Hoy	2015	2020	2025	2030
% full load	Alcalina	Central	30	24	15	15	15
		Rango	20-40	10-33	10-20	10-20	10-20
	PEM	Central	9	7	4	4	4
		Rango	5-10	3-8	0-5	0-5	0-5

Tabla 3.15 Indicadores de rangos de carga parcial mínima para la producción de H<sub>2</sub> en % de la carga total operando en continua los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European*.

TIEMPO DE ARRANQUE: DESDE FRÍO AL MÍNIMO DE CARGA PARCIAL			Hoy	2015	2020	2025	2030
minutos	Alcalina	Central	20	20	20	20	20
		Rango	20-horas	20-horas	20-horas	20-horas	20-horas
	PEM	Central	5	5	5	5	5
		Rango	5-15	5-15	5-15	5-15	5-15

Tabla 3.16 Indicadores de rangos de tiempo de arranque desde un estado frío hasta carga parcial mínima para la producción de H<sub>2</sub> en % de la carga total operando en continua los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European*.

DESCENSO DESDE CARGA COMPLETA HASTA CARGA PARCIAL MÍNIMA			Hoy	2015	2020	2025	2030
% full load/segundos	Alcalina	Central	10	20	25	25	25
		Rango	10-10	20-20	25-25	25-25	25-25
	PEM	Central	40	40	40	40	40
		Rango	10-100	10-100	10-100	10-100	10-100

Tabla 3.17 Indicadores de rangos de descenso desde carga completa hasta carga parcial mínima para la producción de H<sub>2</sub> en % de la carga total operando en continua los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European*.

SUBIDA DESDE CARGA PARCIAL MÍNIMA HASTA LA CARGA COMPLETA			Hoy	2015	2020	2025	2030
% full load/segundos	Alcalina	Central	7	13	17	17	17
		Rango	0.13-10	0.13-20	0.13-25	0.13-25	0.13-25
	PEM	Central	40	40	40	40	40
		Rango	10-100	10-100	10-100	10-100	10-100

Tabla 3.18 Indicadores de rangos ascenso desde carga parcial mínima hasta carga completa para la producción de H<sub>2</sub> en % de la carga total operando en continua los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European*.

Hay que tener en cuenta que las fluctuaciones debido a las fuentes renovables son complicadas ya que los componentes periféricos (convertidores AC/DC, bombas y conexas a la red) deberán dimensionarse para el punto de sobrecarga máxima.

La eficiencia en diferentes cargas está conectada con la capacidad de sobrecarga. A nivel de celda, el principal impulsor de la eficiencia es la densidad de corriente, ya que, las corrientes altas requieren sobrepotenciales más altos, reduciendo la eficiencia.

Dado que las aplicaciones de electrólisis industrial normalmente no requieren operación a carga parcial, muchos fabricantes aún no han optimizado sus sistemas para esta necesidad, y los datos sobre la eficiencia de la carga parcial a nivel del sistema son muy limitados. Algunos puntos de datos sugieren que las mejores eficiencias a nivel del sistema se lograrán entre el 40% y el 60% de la carga nominal, pero esto depende en gran medida de las estrategias de optimización del sistema.

### 3.5.1.8 Densidad eléctrica

Las expectativas para los electrolizadores alcalinos y PEM es que la densidad de corriente puede incrementar substancialmente en el futuro, lo cual es uno de los principales acercamientos para un sistema de coste específico más bajo.

DENSIDAD DE CORRIENTE			Hoy	2015	2020	2025	2030
A/cm <sup>2</sup>	Alcalina	Central	0.3	0.4	0.7	0.7	0.8
		Rango	0.2-0.4	0.2-0.7	0.3-1	0.5-1	0.6-1
	PEM	Central	1.7	1.9	2.2	2.4	2.5
		Rango	1-2	1.2-2.2	1.6-2.5	1.6-2.8	1.6-3

Tabla 3.19 Indicadores de rangos de densidad de corriente para los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European*.

### 3.5.1.9 Presión de salida del hidrógeno

La electrólisis presurizada es considerada como una forma de reducir el coste total y potencialmente aumentar la fiabilidad de una planta. Existen diferentes estrategias para la operación presurizada. A nivel de celda, la presurización termodinámica requiere un poco más de energía (un sobrepotencial más alto) que la electrólisis sin presión, pero esto puede equilibrarse con menos etapas de compresión externa, más pequeñas o más simples que a menudo aumentan la complejidad y la falta de fiabilidad. En la práctica, algunos fabricantes informan que no observan una penalización de eficiencia a presiones de alrededor de 30 bares en comparación con el funcionamiento del sistema sin presión. El tamaño reducido de la burbuja (por lo tanto, el área del electrodo activo más alta) a presiones elevadas se considera como una de las razones para esta observación. En términos generales, la compresión electroquímica del hidrógeno dentro de la chimenea es principalmente más eficiente que la compresión mecánica externa (siempre que el oxígeno no esté presurizado en la chimenea), pero los beneficios del sistema son más complejos de determinar.

SALIDA DE PRESIÓN DEL HIDRÓGENO			Hoy	2015	2020	2025	2030
A/cm <sup>2</sup>	Alcalina	Central	15	20	30	30	30
		Rango	0.05-30	0.05-40	0.05-60	0.05-60	0.05-60
	PEM	Central	20	30	30	30	30
		Rango	10-30	20-80	30-100	30-100	30-100

Tabla 3.20 Indicadores de rangos de salida de presión del hidrógeno para los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European*.

### 3.5.1.10 Temperatura de operación

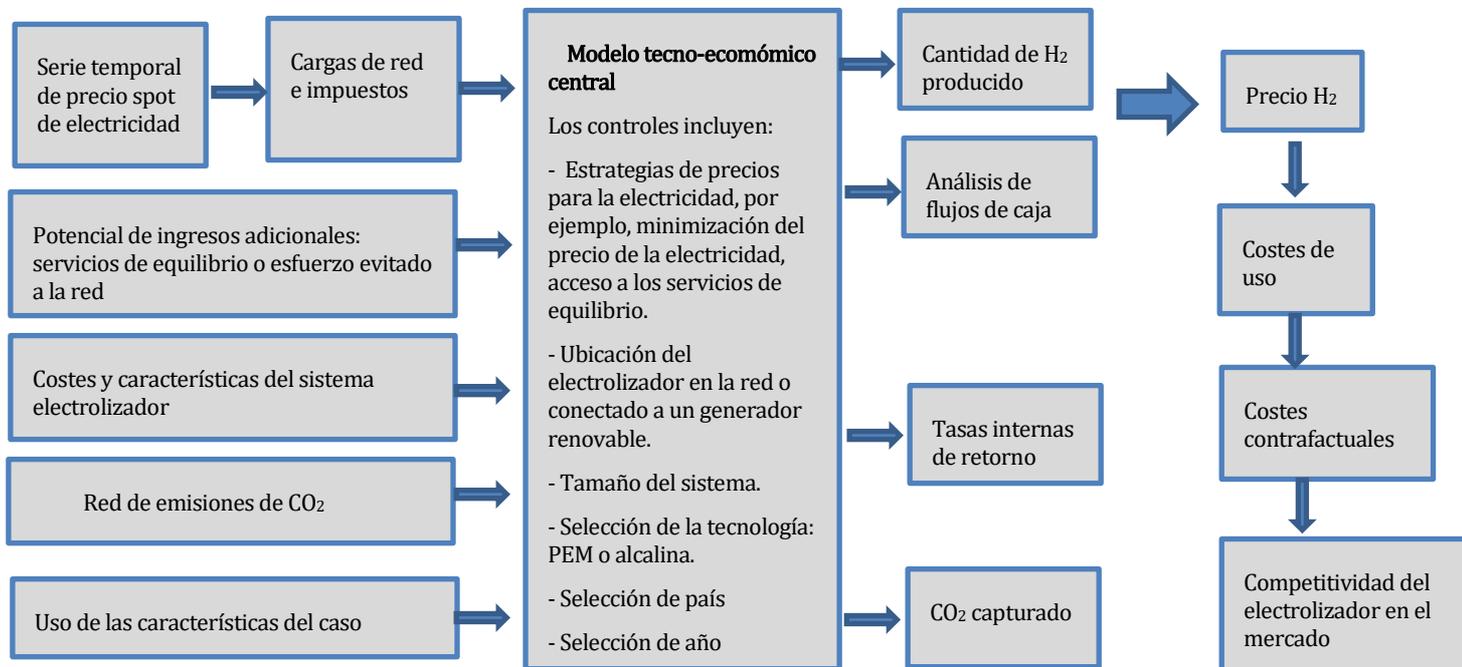
El voltaje de la celda requerido para dividir el agua se reduce con el aumento de la temperatura. Esto no reduce el requisito de energía total mínima (39,4 kWh/kg H<sub>2</sub>) para la producción de hidrógeno a partir de agua líquida, pero reduce la entrada de energía eléctrica mínima requerida para dividir el agua al aumentar la entrada de energía térmica.

TEMPERATURA DE OPERACIÓN			Hoy	2015	2020	2025	2030
°C	Alcalina	Central	70	70	70	73	75
		Rango	60-80	60-80	60-80	60-85	60-90
	PEM	Central	60	64	70	70	70
		Rango	50-80	54-84	60-90	60-90	60-90

Tabla 3.21 Indicadores de rangos de temperatura de operación del hidrógeno para los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European*.

### 3.5.2 Introducción al modelo tecnoeconómico

El modelo toma los datos y resultados de los KPIs descritos en el apartado anterior.



Se han elegido 5 países de la Unión Europea para hacer el análisis: Alemania, España, Reino Unido, Polonia y Finlandia. Han sido tres los objetivos para la elección, y son los siguientes:

- 1) Seleccionamos los países que abarcan los precios de la electricidad industrial:

500 MWh < Consumo < 2000 MWh

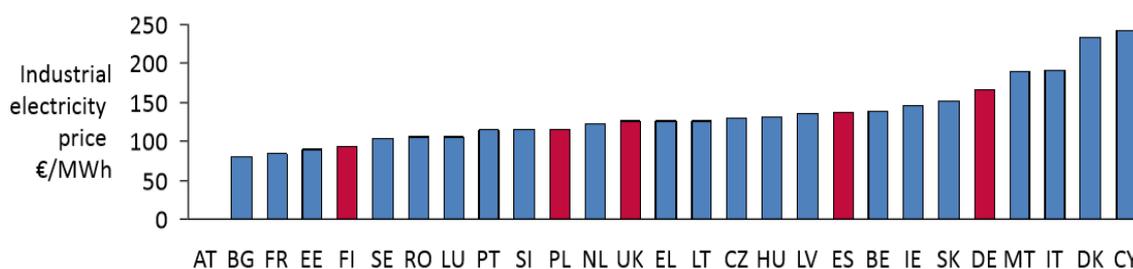


Ilustración 3.7 Comparación del precio de electricidad industrial para los países de la UE, en rojo los países seleccionados. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

- 2) Seleccionar países que sean representativos del mercado de la UE en su conjunto, cubriendo una gran proporción del mercado de la UE. Los países seleccionados fueron aquellos con mercados más grandes y medianos, por lo que el análisis abarca casi el 50% del mercado de la UE.

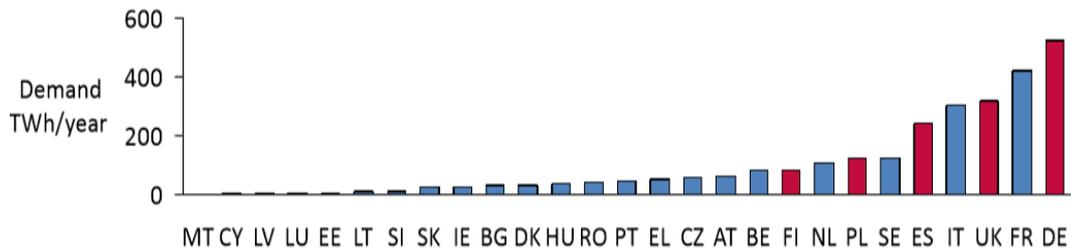


Ilustración 3.8 Demanda eléctrica de los países miembros de la UE, en rojo los seleccionados. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

### 3) Países que representan diferentes proporciones de energías renovables.

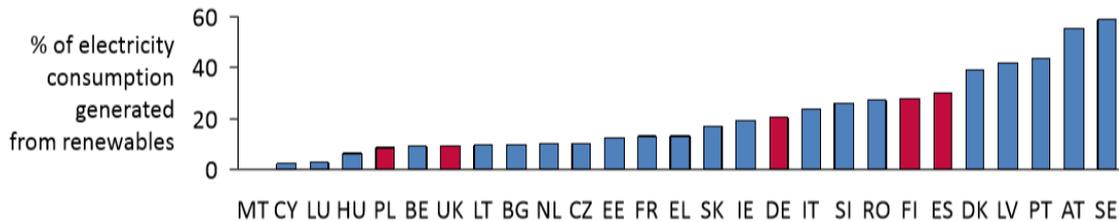


Ilustración 3.9 Porcentaje de consumo de energía generada a partir de renovable, en rojo los seleccionados. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

Veremos tres escenarios diferentes en los que el hidrógeno tiene un uso final, y participan electrolizadores sólo de alta potencia:

- Caso 1: Transporte.  
Distribución desde el electrolizador central (20 MW), para entregas de remolque tubular y sirve a 20x400 Kg/ día HRS (*Hydrogen refuelling station*).
- Caso 2: Hidrógeno industrial.  
Electrolizador de 100 MW y 250 MW con un día de almacenamiento.
- Caso 3: Almacenamiento de energía.  
Re-electrificación con electrolizadores de 100 MW, con almacenamiento geológico.  
Transporte con electrolizadores de 1 GW y almacenamiento geológico. Distribuido a HRS según el caso de uso.

El caso de uso es necesario para determinar los pasos y los costes asociados necesarios para sacar el hidrógeno del sistema del electrolizador y entregarlo al usuario final. Se exploran tres amplias categorías, que varían tanto por el tamaño de los sistemas electrolizadores, como por el uso final para el hidrógeno. Los tres casos de uso son los siguientes:

- I. Pequeños sistemas para aplicaciones de transporte. Este caso de uso final explora los pasos y los costes necesarios para usar hidrógeno electrolítico en las estaciones de reabastecimiento de hidrógeno (HRS) para vehículos y autobuses de pilas de combustible. Se explora una variedad de tamaños de sistemas, sirviendo HRS para automóviles o depósitos de autobuses. También se exploran los méritos relativos de la electrólisis in situ en comparación con la entrega de un gran electrolizador centralizado.

Los sistemas de electrolizador se dimensionan de acuerdo con la demanda, con redundancia limitada incluida en caso de fallo de una o más unidades de electrolizador. El almacenamiento proporciona 24 horas de hidrógeno en caso de períodos cortos de inactividad. En el caso de período más largos, el hidrógeno proviene de una fuente alternativa.

20 MW distribuidos desde el electrolizador para 20 coches HRS	Cada 100 coches hay un consumo de 4 Kg/día	700 bar	Costes de transporte, dispensador y HRS
	Compresión y distribución Pre HRS (€/Kg)	HRS (€/Kg)	Demanda anual de electricidad (MWh)
20 MW distribuidos desde el electrolizador para 20 coches HRS	0.81	1.59	13.93

Tabla 3.22 Precios para pequeños sistemas en aplicaciones de transporte. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

- II. Sistemas medianos para aplicaciones industriales. Este caso de uso final explora los pasos y los costes requeridos para usar hidrógeno electrolítico en aplicaciones industriales, como la producción de amoníaco. Se explora una gama de tamaños de sistema, y se supone que un electrolizador produce hidrógeno para un parque industrial, y el hidrógeno se transporta a sitios individuales por tuberías.

El sistema no está dimensionado según la demanda, sino según los rangos de posibles tamaños del electrolizador.

Tamaño	Requerimiento compresión	Requerimiento almacenamiento	Otros requerimientos
100 MW	170 bar para almacenamiento adicional requerido bajo operación intermitente del electrolizador. La presión de la tubería requiere hidrógeno a 75 bar	Un día de almacenamiento dentro de las tuberías	Tubería principal hasta el sitio industrial, la distribución de las tuberías hasta los sitios individuales dentro del sitio industrial
250 MW			

Tamaño	Coste tubería (€/Kg)	Coste compresión (€/Kg)	Coste almacenamiento (€/Kg)	Demanda anual de electricidad (MWh)
100 MW	0.44	0.09	0.27	14.143
200 MW	0.19	0.06	0.27	35.358

Tabla 3.23 Precios para sistemas medianos en aplicaciones de hidrógeno industrial. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

- III. Sistemas grandes para aplicaciones de almacenamiento de energía. Este caso de uso final explora los pasos y los costos requeridos para usar hidrógeno electrolítico como medio de almacenamiento de energía, al considerar sistemas a gran escala que

podrían aprovechar el exceso de energía renovable u otra electricidad barata. Los usos finales considerados son: reelectrificación, calentamiento por inyección en la red de gas o combustible de transporte.

El sistema no está dimensionado según la demanda, sino según los rangos de posibles tamaños del electrolizador.

Uso	Tamaño	Requerimiento compresión	Requerimiento almacenamiento	Otro requerimiento
Re-electrificación 100 MW	Producción máxima de 390 tn/día	200 bar	10 días de almacenamiento geológico	Turbinas de hidrógeno
Entrega a HRS 1 GW	Producción máxima de 39 tn/día	200 bar para almacenamiento, 500 bar para tuberías de entrega	10 días de almacenamiento geológico	Tubo de entrega

Uso	Distribución y compresión Pre HRS (€/Kg)	HRS (€/Kg)	Almacenamiento geológico y compresión (€/Kg)	Planta de inyección de gas y compresión (€/Kg)	Turbina de gas (€/kW)	Demanda anual de electricidad (MWh)
Re-electrificación 100 MW	-	-	0.16	-	550	8.802
Entrega a HRS 1 GW	0.81	1.59	0.09	-	-	181.558

Tabla 3.24 Precios para sistemas grandes en aplicaciones de almacenamiento. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union.*

### 3.5.2.1 Resumen de los resultados

Suponemos que el electrolizador solo está funcionando cuando hay una reducción de electricidad o está restringida y cuando hay un exceso de energía, y que el hidrógeno producido vale 2 €/kg, lo que corresponde al valor previsto para 2050 para uso industrial. El coste de incluir un electrolizador en el sistema se establece de 60 €/kW por año, correspondiente a los costes CAPEX y OPEX de 2030 para electrolizadores alcalinos de gran escala.

También suponemos que no hay ningún cambio en PtP (*power to power*) o almacenamiento de calor que utilice el exceso de energía, y que el hidrógeno pueda utilizarse en la ubicación del electrolizador o puede ser transportado económicamente a un centro de demanda.

Con estas suposiciones llegamos a la conclusión de que no hay apenas capacidad económica para los electrolizadores en 2030 (a menos que se pongan en práctica las restricciones en T&D) ya que no hay suficiente energía restringida para el uso de los electrolizadores. Para el caso de baja conectividad, si hay cierta viabilidad económica para los electrolizadores en 2030. Sin embargo, para 2050 se espera un exceso de energía que aumentaría la viabilidad económica de los electrolizadores que excederían la carga promedio en la red eléctrica. Los electrolizadores producirían 3.5 millones de toneladas de hidrógeno en conectividad alta y 5 millones de

toneladas en conectividad baja. La conversión de electricidad en hidrógeno PtG (*power to gas*) a través de la electrólisis del agua, la movilidad o la industria pueden utilizar casi todo el exceso de energía renovable, contribuyendo a la descarbonización. Se espera que el potencial europeo de capacidad de electrolizadores instalados para 2050 sea de cientos de GW.

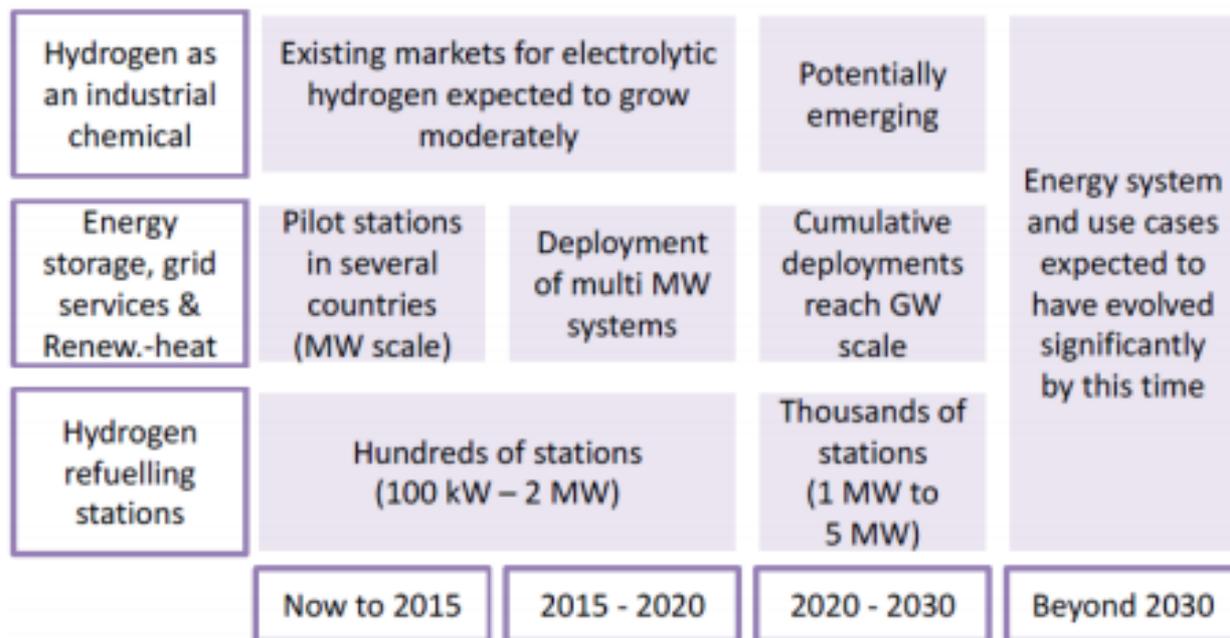


Ilustración 3.10 Futuro mercado para la electrólisis del agua. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

La ilustración de arriba nos dice que la electrólisis jugará un papel importante en los sistemas de energías en el futuro, gracias al crecimiento y desarrollo de los electrolitos en transporte y almacenamiento de energía.

Una de los indicadores de rendimiento (KPIs) más importante es el gasto de capital (CAPEX). La FCH JU revisó los costes y los objetivos técnicos para la tecnología del electrolizador y el despliegue que se establecerá en 2023:

		<b>State-of-the-art</b>	<b>2017</b>	<b>2020</b>	<b>2023</b>
<b>KPI 1</b>	H2 production electrolysis, energy consumption (kWh/kg) @ rated power	57-60 @100kg/d	55 @500kg/d	52 @1000+kg/d	50 @1000+kg/d
<b>KPI 2</b>	H2 production electrolysis, CAPEX @ rated power including ancillary equipments and comissioning	8.0 M€/(t/d)	3,7 M€/(t/d)	2.0 M€/(t/d)	1.5 M€/(t/d)
<b>KPI 3</b>	H2 production electrolysis, efficiency degradation @ rated power and considering 8000 H operations / year	2% - 4% / year	2% / year	1,5% / year	<1% / year
<b>KPI 4</b>	H2 production electrolysis, flexibility with a degradation < 2% year (refer to KPI 3)	5% - 100% of nominal power	5% - 150% of nominal power	0% - 200% of nominal power	0% - 300% of nominal power
<b>KPI 5</b>	H2 production electrolysis, hot start from min to max power (refer to KPI 4)	1 minute	10 sec	2 sec	< 1 sec
	H2 production electrolysis, cold start	5 minutes	2 minutes	30 sec	10 sec

Tabla 3.25 KPIs más relevantes para electrolizadores tipo PEM. Fuente: *Stack Design for a Megawatt Scale PEM Electrolyser*.

Está estimado que el coste actual de un sistema electrolizador tipo alcalino sea de 1000 a 1500 €/kW, excluyendo la instalación y la conexión a la red. Sin embargo, se espera que este coste se reduzca a 600 €/kW para 2020 (para el caso central). Y, siendo más optimistas, se espera una reducción de precio para el sistema alcalino de 370 €/kW.

En cuanto al coste de un sistema de electrolizador tipo PEM la estimación es de alrededor de 1000 €/kW en 2020 (para el caso central), pero los fabricantes dicen que puede ser de unos 700 €/kW en el mayor de los casos. Para 2030, se intentará que el precio caiga a los 230 €/kW.

Estos precios vienen resumidos en la tabla que vimos con anterioridad Tabla 3.9.

En cuanto a las principales partes del coste de producción de hidrógeno distinguimos:

- Coste de inversión o gasto de capital por depreciación (CAPEX).
- Coste de la electricidad para realizar el proceso de electrólisis como principal coste variable.
- Gasto operativo restante (OPEX): agua, servicio, mantenimiento planificado y no planificado, revision, etc.

El almacenamiento, el transporte y la distribución no están incluidos en los costes de producción de hidrógeno. En aplicaciones industriales, con una alta demanda constante de hidrógeno, el electrolizador funciona a un gran número de horas a carga completa (*full load*), por tanto, el coste del hidrógeno está dominado por el coste de la electricidad en ese momento y no tanto por el CAPEX. Por esta razón, es de suma importancia la eficiencia del proceso de electrólisis que establecerá la demanda de energía eléctrica.

Un desarrollo y mejora de la tecnología del electrolizador supondrá una reducción del coste de conversión de electricidad a hidrógeno. Al mismo tiempo, el almacenamiento de hidrógeno es una tecnología madura con poca proyección de mejora tecnológica. Pero como hemos repetido varias veces, es el coste promedio de la electricidad quién fijara el precio del electrolizador industrial de gran escala y, ésta varía considerablemente según la situación geográfica o el marco regulatorio de cada país.

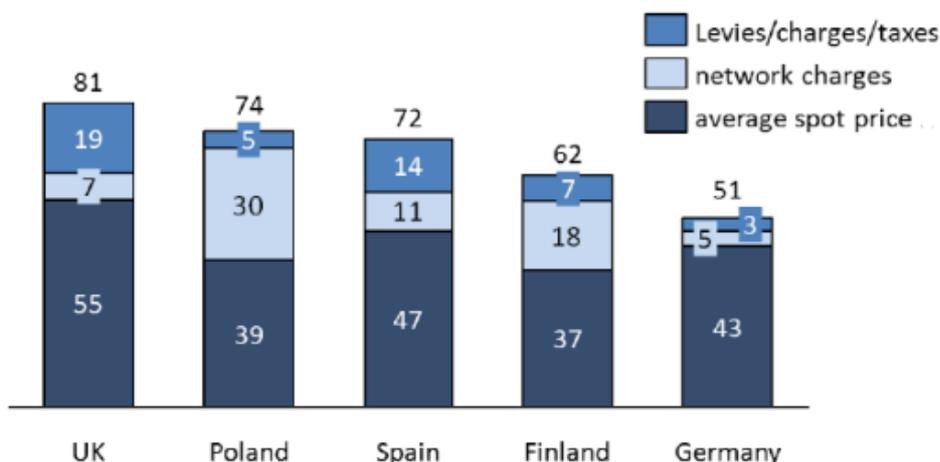


Ilustración 3.11 Coste medio de la electricidad €/MWh para los electrolizadores industriales. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union.*

Observando los costes de electricidad para estos cinco países, los costes marginales de producción de hidrógeno pueden ser derivados. Teniendo en cuenta el KPI 1 de la Tabla 3.25, se presenta los costes marginales en la Ilustración 3.12 excluyendo cualquier CAPEX y OPEX adicional. Por tanto, vemos que los costes de producción de hidrógeno varían entre 2,5 y 4,8 €/kg para unos costes medios de electricidad entre 50 y 80 €/MWh.

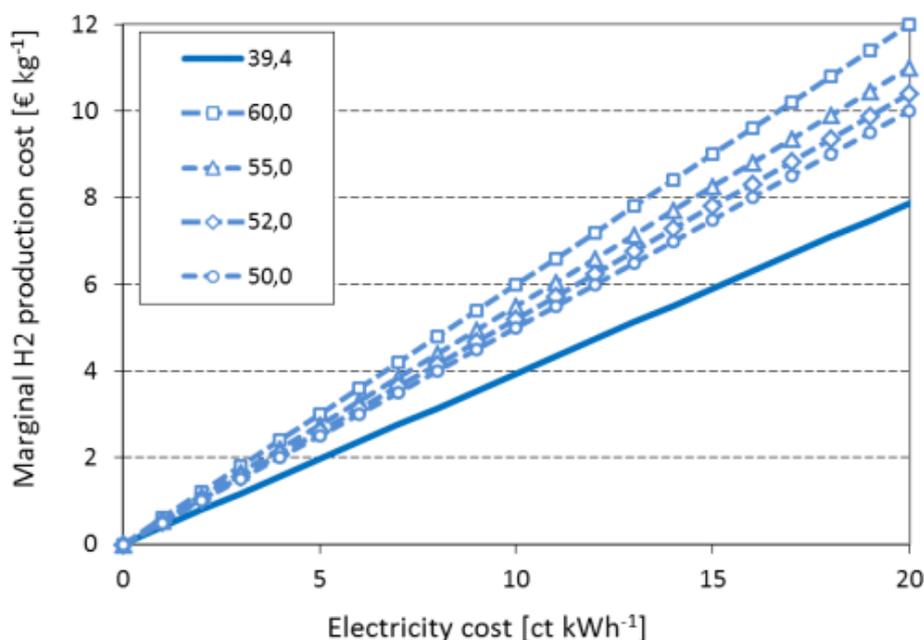


Ilustración 3.12 Costes marginales de producción de hidrógeno para diferentes eficiencias del electrolizador de acuerdo con el KPI 1. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union.*

La integración de los electrolizadores que funcionan con el proceso de electrólisis en el sector de la energía, por ejemplo para permitir una gestión de carga flexible, requiere diferentes características y estrategias de operación. En caso de funcionamiento a carga completa (*full load*), que puede ser considerado como una tasa de utilización (*Utilisation rate*), los costes CAPEX son menores pero aún así estas estrategias va encaminadas a su máxima reducción. La influencia de la tasa de utilización nombrada está basada en un modelo anual para calcular los costes de producción de hidrógeno (período de recuperación = 20 años, tasa de interés = 5%, coste de electricidad = 5 ct/kWh). Los valores de eficiencia, tasa de producción y CAPEX son tomados de la Tabla 3.25 para los años de 2015 a 2023. Además, se supone que un 10% de CAPEX es para la planificación de la instalación y que un 4% también de CAPEX es para el mantenimiento de los electrolizadores.

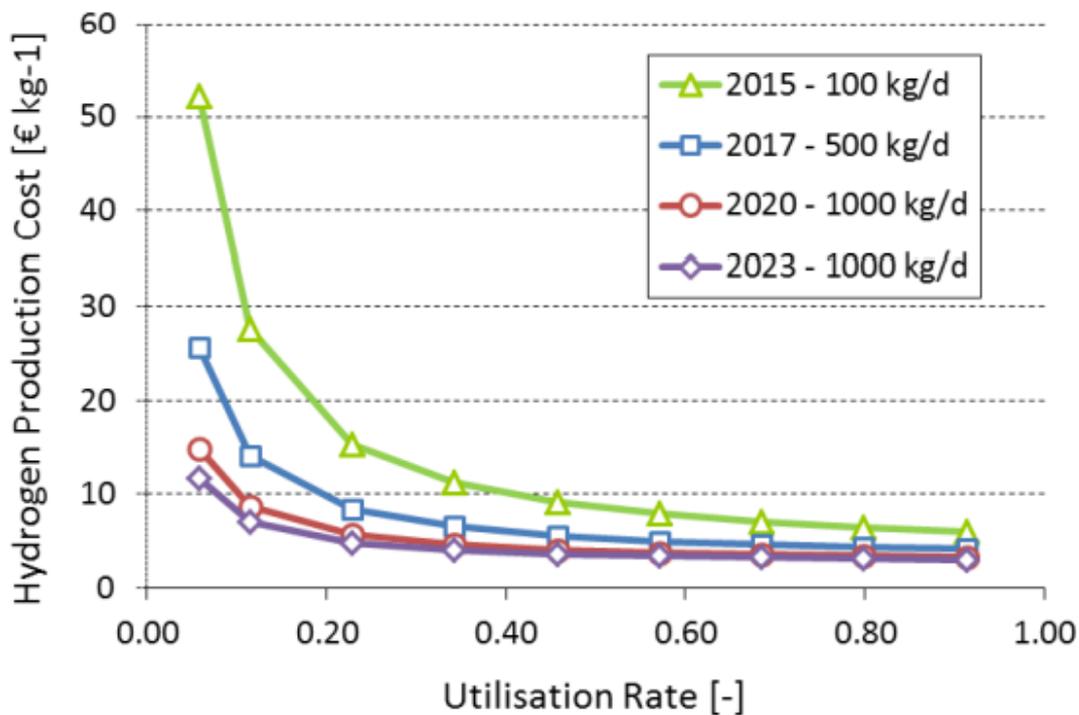


Ilustración 3.13 Coste de producción del hidrógeno para los diferentes escenarios. Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

En la ilustración observamos que para tasas de utilización más alta el coste de producción de hidrógeno se acerca a su coste marginal visto en la Ilustración 3.12, y cuanto menor sea dicha tasa, menor es el número de horas que trabaja el electrolizador a carga completa y más dominante es la influencia del CAPEX, idea previamente descrita. Podríamos instalar los electrolizadores más pequeños cuando se requiera una tasa de utilización alta (por ejemplo con estaciones de rebastecimiento de hidrógeno que requieren una demanda constante), siendo así más significativo el coste y la eficiencia de la electricidad. Para aplicaciones de gran escala, como almacenamiento de energía, predominará tasas de utilización bajas y por lo tanto mayor importancia de los costes CAPEX, que podrán ser competitivos gracias a las estrategias.

Además, se realizan unas estrategias de operación que supongan unos ingresos adicionales para aquellos operadores que utilicen el proceso de electrólisis y ofrezcan servicios de equilibrio de carga a la red o a una ubicación específica que evite esfuerzos de la red. En este contexto, cabe destacar Alemania, cuya venta al por mayor de los precios de electricidad es menor y hay una

reducción de los costes de distribución y transporte para los usuarios de electrolizadores integrados en su sistema, donde éstos modifican la demanda eléctrica gracias a una señal del operador de red, servicio por el cual reciben una retribución.

Pero esto solo es una pequeña parte, ya que para evaluar completamente el potencial de la producción de hidrógeno con electrolizador debemos definir los pasos técnicos y los esfuerzos económicos para llevar el hidrógeno desde el electrolizador hasta el usuario final.

Atendiendo al caso de Alemania y teniendo en cuenta los casos de usos del hidrógeno que veíamos en el apartado anterior, observamos que el proceso de producción de hidrógeno por electrólisis puede ser competitivo siempre que reciba las retribuciones por servicios a la red.

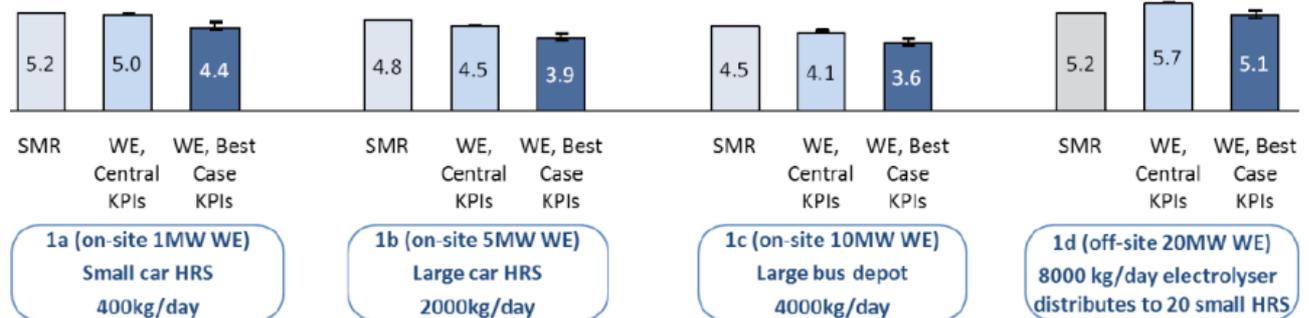


Ilustración 3.14 Coste de producción del hidrógeno para los diferentes escenarios en Alemania 2030.

Fuente: *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

Esto se debe a que en el escenario del transporte el hidrógeno se distribuye de forma centralizada y uniforme en las estaciones de servicio donde se encuentra el electrolizador, y la competencia sólo parece factible si se cumple los mejores casos para KPI. En este caso, el electrolizador está operando en modo servicio a la red. Para el caso industrial y a gran escala como es el almacenamiento, la electrólisis del agua siempre consigue los mejores casos de KPI permitiéndole hacerse competitiva sin ningún pago adicional por el carbono o por ingresos de compensación a la red.

### 3.5.2.2 Estrategias de reducción de costes

Una vez expuesto las tendencias económicas podemos hacer una clasificación de las estrategias para reducir los costes del electrolizador.

Hay que tener en cuenta que la base de datos de los fabricantes no es muy extensa y la información no está disponible. Los sistemas de electrólisis son fabricados de manera individual para un cliente y pocas compañías tienen sistemas estandarizados, por tanto, sus estrategias de reducción de costes van asociadas al plan de trabajo específico de la empresa. Sin embargo, a pesar de estas dificultades hay un clasificación de estrategias para reducir los costes que vemos a continuación:

- La reducción de los costes en tecnología incluye:
  - Optimización de la venta operativa (temperatura, densidad de corriente)
  - Tecnología de mayor escala (reduce el recuento de piezas, mejora el uso del material)
  - Materiales de menor coste (costes de materiales reducidos, conservación de los beneficios del electrolizador)

- Vida útil más larga (disminuye los costes de propiedad y de mantenimiento)
  - Simplificaciones en el sistema (operaciones de alta presión para reducir elementos de compresión)
  - Beneficios por pagos adicionales (respuesta rápida, intermitencia, calidad de gas)
- Ahorros en diseño y procedimientos incluyen:
- Opciones de material (capacidad de proceso, materiales de menor peso)
  - Elección de la tecnología de procesamiento (evitar ciertos procesos, optar por la simplicidad)
  - Recuento y agrupamiento de piezas (reduce futuros costes en la fabricación)
- Ahorro de fabricación
- Modelo de sistema de fabricación (similar eventos discretos para evaluar las claves de fabricación en un determinado entorno)
  - Organizar la fabricación de una manera diferente (desde la producción estática a la de línea)
  - Acelerar significativamente el tiempo de ciclo de construcción (menores recuento de las partes, menor peso, montaje sin llave)
  - Bajo desperdicios entre secuencia de construcción (tiempo reducido es coste reducido)
  - Estrategia del sistema de suministro y fabricación (flexibilidad de la combinación y de la escala del product)
  - Alianzas estratégicas (cadena de suministros y experiencias de otros fabricantes para reducir costes)

## 4 APLICACIONES

A continuación, en este apartado, describiremos una serie de proyectos que se han llevado a cabo o se realizarán en un futuro. El primer subapartado destaca algunos de los proyectos que se tienen en mente para su puesta en marcha. Son proyectos que intentan buscar una mejora tecnológica y una reducción de costes para los electrolizadores, proponiendo en cada caso un análisis tecnoeconómico para diferentes escalas de electrolizadores y diferentes mercados.

El siguiente subapartado nos explica algunos de los proyectos experimentales que existen a nivel mundial de sistemas integrados eólico-hidrógeno. El objetivo de ellos es demostrar la viabilidad de producción de hidrógeno y almacenamiento para conseguir un equilibrio entre la producción y la demanda de energía eléctrica, con el añadido de conseguir mayor penetración de las energías renovables en la red eléctrica.

### 4.1 Proyectos Horizonte 2020

#### 4.1.1 NEPTUNE (Next generation PEM electrolyser under new extremes)

La electrólisis de la pila de combustible, en un vehículo, a través de energías renovables permite respuestas rápidas ante las cargas intermitentes. Pero, la utilización a gran escala de electrolizadores PEM, requiere una reducción de los costes de capital junto con una elevada tasa de producción y salida de presión del hidrógeno, mientras se mantiene la eficiencia y condiciones de operación seguras. Para ello el Proyecto NEPTUNE pretende dar un cambio radical a la tecnología de electrólisis PEM, desarrollando un conjunto de soluciones innovadoras a nivel material, apilamiento y sistema para aumentar la presión del hidrógeno a 100bar y la densidad de corriente a 4 A/cm<sup>2</sup> para la carga base, mientras se mantiene el consume de energía nominal.

Este proyecto responde al topic FCH-02-1-2017 *Game changer Water Electrolysers*, con un coste de 1.926.221,25 €.

#### 4.1.2 REFLEX (Reversible solid oxide electrolyzer and fuel cell for optimized local energy mix)

El objetivo de este proyecto es encontrar una solución innovadora para el almacenamiento de energía renovable, "*Smart Hub*", basándose en la tecnología reversible de una pila de óxido sólido (rSOC), es decir, capaz de funcionar como electrolizador cuando haya exceso de energía eléctrica y se produzca hidrógeno (SOEC) o que trabaje como pila de combustible (SOFC) cuando las necesidades energéticas excedan la producción eléctrica local y se necesite producir electricidad a partir del hidrógeno almacenado.

El desafío del proyecto de eliminar los contaminantes, conseguir una alta eficiencia y un coste óptimo se intentan a través de mejoras en los componentes del rSOC (intercambiadores de calor, stack, electrónica de potencia, etc), del sistema, y de las estrategias de operación avanzadas.

Se pretende realizar una demostración en un parque tecnológico dónde *Smart Energy Hub* se combinará con fuentes renovables solares y minihidroeléctricas locales para proporcionar calor y electricidad a la sede del parque. Así pues, demostrará en un entorno real la eficiencia de

*Power to Power* y su flexibilidad ante respuestas dinámicas, consiguiendo así pasar de un TRL (*Technology Readiness Level*) 3 a un TRL 6.

El *Smart Energy Hub* es un tecnología modular de multistacks con el que se realizará varios estudios tecnoeconómicos para crear diferentes escalas para los diferentes mercados. La asociación cubre diferentes competencias: Desarrollo y pruebas de pilas (ELCOGEN, CEA, DTU), electrónica de potencia (USE, GPTech), diseño y fabricación de sistemas (SYLFEN), modelado de sistemas (VTT), pruebas de campo (Envipark) y análisis tecnoeconómico de mercado (ENGIE).

Este proyecto responde al topic FCH-02-5-2017 *Demonstration of large electrolyzers for bulk renewable hydrogen production*, con un coste de 2.999.575,25 €.

#### 4.1.3 REFHYNE (Clean refinery hydrogen for Europe)

Este proyecto se encargará de instalar y operar un electrolizador de 10 MW en una refinería en Rhineland (Alemania) la cual está operada por *Shell Deutschland Oil*. El electrolizador proporcionará grandes cantidades de hidrógeno a través de la red de conductos de la refinería (hasta ahora alimentados con dos *reformers* de metano a vapor). Éste trabajará de manera sensible para dar equilibrio a la red interna de la refinería y también vender el servicio de reserva de control primario a los operadores del sistema de transmisión alemán.

La combinación de la venta de hidrógeno a la refinería y el equilibrio por los pagos recibidos justifican esta instalación. Este negocio será evaluado en dos años mediante un análisis tecnoeconómico y ambiental.

Este modelo REFHYNE se ajusta a la estructura del Mercado alemán. Sin embargo, para conseguir escalas de GW, se necesitarán nuevos modelos que hagan una valoración del hidrógeno verde como partícipe del proceso industrial (y así cumplir los objetivos de mitigación del carbono) y del mercado de movilidad de éste. Se utilizará una base de datos y se estudiarán diferentes mercados para el electrolizador, con el objetivo de elaborar una serie de informes que permitan unos cambios en la política existente y se hagan eco en grandes sitios industriales, financieros, servicios públicos y legisladores.

Para REFHYNE no hay límites, puesto que ya están trabajando con la misma refinería para conseguir un electrolizador de hasta 100 MW.

Este proyecto responde al topic FCH-02-5-2017: *Demonstration of large electrolyzers for bulk renewable hydrogen production*, con un coste de 16.058.562,50 €.

#### 4.1.4 QUALYGRIDS (Standardized qualifying tests of electrolyzers for grid services)

El objetivo de este proyecto es realizar unas pruebas estandarizadas para los electrolizadores (PEM y alcalinos) de 50 kW hasta 300 kW que dan servicio a la red eléctrica, mediante el análisis del rendimiento. Se abordarán diferentes servicios de red así como diversas aplicaciones finales para el hidrógeno.

Además, se hará un análisis tecnoeconómico que abordará diferentes casos de negocios que cubren la red y oportunidades de mercado en las regions más relevantes de Europa. El consorcio de este Proyecto incluye a tres fabricantes de electrolizadores e instituciones de investigación que cuenta con mucha experiencia.

Este proyecto responde al topic FCH-02-1-2016 *Establish testing protocols for electrolyzers performing electricity grid services*, con un coste de 2.811.262,50 €.

#### 4.1.5 H2FUTURE (Hydrogen meeting future needs of low carbon manufacturing value chains)

Bajo la coordinación de VERBUND, el fabricante de aceros VOESTALPINE y SIEMENS, se propone la demostración de seis meses de una planta de electrólisis de 6 MW instalada en Voestalpine Linz (Austria). Después de que se haya puesto en marcha la planta piloto, el electrolizador será precalificado con el apoyo del operador de transmisión austriaco (APG), para proporcionar servicios de equilibrio de red como reservas primarias, secundarias o terciarias. La demostración se divide en cinco pruebas piloto y una operación casi comercial para demostrar que el electrolizador PEM puede usar oportunidades de precio de energía (a fin de proporcionar hidrógeno asequible para los usos actuales de los procesos de fabricación de acero) y atraer ingresos adicionales por servicios a la red, mejorando así el precio del hidrógeno gracias a un operador como es VERBUND.

La réplica de los resultados experimentales para escalas mayores implica una evaluación económica, técnica y ambiental mediante la herramienta CertiFHY. El despliegue de los resultados será proporcionado junto a una serie de normativas para acelerar el despliegue en la industria del acero y los fertilizantes. Las unidades de electrolizadores que consumen electricidad renovable, proporcionarán además, corrientes de hidrógeno con bajo contenido en CO<sub>2</sub>.

Esta ruta comienza con la implicación de los socios de las industrias centrales que pondrá en marcha la operación comercial de la planta en Linz, con una difusión dirigida a las partes europeas interesadas de la cadena de valor de la electricidad, del acero y de los fertilizantes.

Este proyecto responde al topic FCH-02-7-2016 *Demonstration of large-scale rapid response electrolysis to provide grid balancing services and to supply hydrogen markets*, con un coste de 17.823.264,13 €.

## 4.2 Instalaciones experimentales de sistemas integrados eólico-hidrógeno

### 4.2.1 SOTAVENTO PROJECT (España)

El objetivo del sistema hidrógeno, es acoplar la producción y la demanda de energía eléctrica de la siguiente manera: cuando la generación real de energía eléctrica es mayor a la ofertada por el gestor del parque eólico, la energía eléctrica en exceso se deriva al electrolizador (teniendo en cuenta su limitación de absorción de potencia). El electrolizador producirá hidrógeno que será enviado a dos tanques de almacenamiento (baja/media y alta presión). Cuando la energía eléctrica ofertada es superior a la generación eléctrica real del parque eólico, se hará pasar el hidrógeno por una pila de combustible para cubrir dicha demanda.

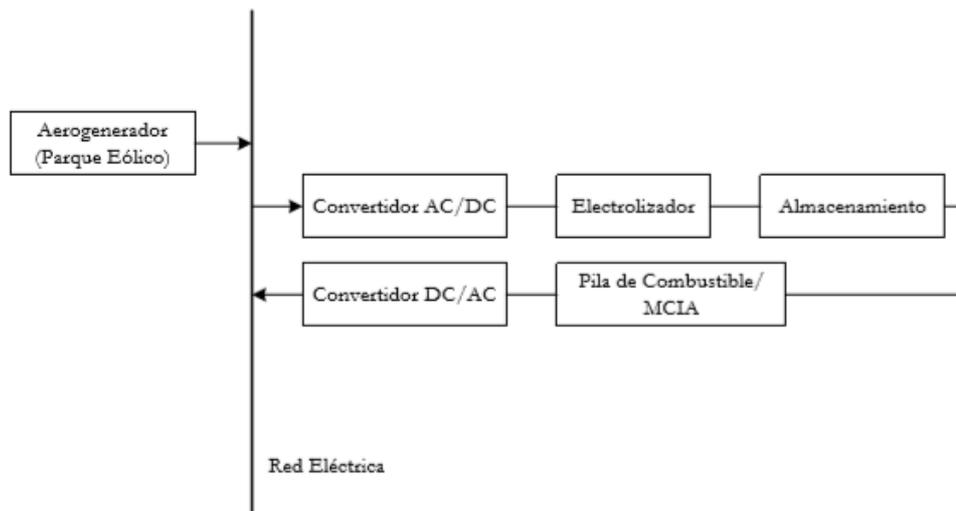


Ilustración 4.1 Esquema de un principio integrado para el acoplamiento de producción y demanda eléctrica. Fuente: Tesis doctoral, Francisco Javier Pino.

Las especificaciones del sistema son las siguientes:

- Parque eólico de 17,56 MW compuesto de 24 aerogeneradores de diferentes potencias eléctricas.
- Electrolizador alcalino del fabricante HYDROGENICS, con una producción nominal de 60 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno y un consumo eléctrico de 288 kW.
- Un sistema de almacenamiento de hidrógeno a presión con una capacidad de 1960 Nm<sup>3</sup> a 200 bar.
- En vez de una pila de combustible es un MCIA conectado a un generador eléctrico, que tiene una producción en condiciones nominales de 55 kW y un consumo de hidrógeno por parte del motor de 70 Nm<sup>3</sup>/h.

Este proyecto fue financiado por Gas Natural.

#### 4.2.2 IOTHER PROJECT (España)

Este proyecto incluye varias fuentes renovables (fotovoltaica y eólica) integradas con un sistema de hidrógeno. Podemos destacar el uso de un innovador cuadro eléctrico de conexión de los diferentes equipos para la gestión energética del sistema. En principio, los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores surtirán de energía eléctrica el polígono industrial donde se encuentra la Fundación de Aragón (impulsor del proyecto), pero gracias a esta centralita eléctrica pueden desviar parte de la energía producida por las fuentes renovables hacia los electrolizadores. Además, tienen la opción de verter a red a través de la centralita y haciendo pasar el hidrógeno por una pila de combustible.

Las especificaciones del sistema son las siguientes:

- 60 kW de paneles fotovoltaicos conectados a la red mediante seis inversores de 10 kW cada uno, 40 kW de paneles fotovoltaicos montados en cuatro seguidores de ejes, 1 kW de paneles fotovoltaicos de concentración montados sobre dos ejes con seguimiento y 0,7 kW de paneles fotovoltaicos láminas montados sobre la cubierta del edificio.
- Tres aerogeneradores con varias potencias eléctricas (80, 225 y 330 kW).

- Dos electrolizadores: uno alcalino de 63 kW fabricado por IHT y otro tipo PEM de 7 kW fabricado por HOGEN.
- Almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos y presión a 350 bar.
- Pila de combustible de 1,2 kW de la compañía BALARD.

Este Proyecto fue financiado por el Ministerio de Educación y Ciencia, con un presupuesto de 3.000.000 €.

#### 4.2.3 HIDRÓLICA (España)

Se trata de una planta experimental en Tarifa, que emplea hidrógeno como medio de almacenamiento de energía eléctrica para el acoplamiento de la producción y la demanda.

Las especificaciones son las siguientes:

- Parque eólico de 80 MW.
- Electrolizador tipo PEM con una producción de hidrógeno en condiciones nominales 11,1 Nm<sup>3</sup>/h y un consumo eléctrico de 60 kW.
- Sistema de almacenamiento de hidrógeno a presión, formado por un depósito de media presión de 82,5 Nm<sup>3</sup> a 15 bar y otro a alta presión de 10 Nm<sup>3</sup> a 200 bar.
- Pila de combustible tipo PEM (de HYDROGENICS) con una potencial nominal de 12 kW.

Todo el sistema de hidrógeno está conectado a la red eléctrica del parque eólico. Aunque el tamaño de los equipos no esté en consonancia con el tamaño del parque eólico, no existe problema alguno porque el objetivo es analizar el comportamiento de dichos equipos al estar conectados a la red eléctrica de éste.

Este Proyecto fue financiado por Endesa.

#### 4.2.4 RES2H2 (España y Grecia)

Este proyecto consta de dos instalaciones de integración eólico-hidrógeno, uno en las Islas Canarias (España) y otro en Lavrion (Grecia). Los objetivos genéricos que persiguieron fueron los siguientes:

- ✓ Optimizar los sistemas integrados de energía del viento y del hidrógeno, de acuerdo a condiciones específicas (perfil de viento del emplazamiento, demanda de electricidad, etc).
- ✓ Aumentar la penetración de la energía eólica.
- ✓ Emplear todo el potencial eólico disponible en áreas donde las redes eléctricas tienen capacidad limitada.
- ✓ Investigación pre-normativa en la producción y almacenamiento del hidrógeno.
- ✓ Proponer que la producción comercial de hidrógeno a otras escalas es viable técnicamente con mejoras en la eficiencias de los equipos como electrolizadores o sistemas de almacenamiento.
- ✓ Probar que la producción nominal de hidrógeno a partir de la eólica es viable económicamente, reduciendo los costes de operación a través del diseño de aerogeneradores y unidades de electrolisis para su integración.

La instalación española cuenta con las siguientes especificaciones:

- Aerogenerador VESTAS de 255 kW.
- Electrolizador alcalino (de ACCAGEN) con un producción de hidrógeno en condiciones nominales de 10 Nm<sup>3</sup>/h y un consumo eléctrico de 50 kW.
- Sistema de almacenamiento a presión de 500 Nm<sup>3</sup> a 25 bar.
- Seis pilas de combustible (de PLUG & POWER) de 5 kW cada una.

La instalación griega cuenta con las siguientes especificaciones:

- Aerogenerador de 500 kW.
- Electrolizador alcalino (de CASSALE CHEMICALS) con un producción de hidrógeno en condiciones nominales de 5 Nm<sup>3</sup>/h y una presión de salida del hidrógeno de 25 bar.
- Sistema de almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos de 40 Nm<sup>3</sup>.

Las conclusiones más importantes obtenidas de este proyecto son:

- Eficiencia de conversión de energía eólica a hidrógeno del 50-60% (con respecto al poder calorífico superior del hidrógeno).
- Mayor importancia de la interconexión de los equipos que los propios elementos en sí.
- Control basado en PLC's más robustos que los controles PC's.
- Necesidad de proteger los equipos ante las inclemencias meteorológicas, así como de animales salvajes que habitan la zona.

Este Proyecto fue financiado por el V Programa marco de la Unión Europea, con un presupuesto de 6.000.000 € más un apoyo comunitario de 2.500.000 €.

#### **4.2.5 PURE (Reino Unido)**

Actualmente es un centro de energías renovables en explotación. Se encuentra en Unst, y la instalación tiene las siguientes especificaciones:

- Dos aerogeneradores de 15 kW cada uno.
- Electrolizador con una producción de hidrógeno de 3,5 Nm<sup>3</sup>/h y una presión de salida de 55 bar.
- Sistema de almacenamiento de 44 Nm<sup>3</sup>.
- Pila de combustible tipo PEM de 5 kW.
- Sistema de calefacción eléctrico (por efecto Joule) de 30 kW.

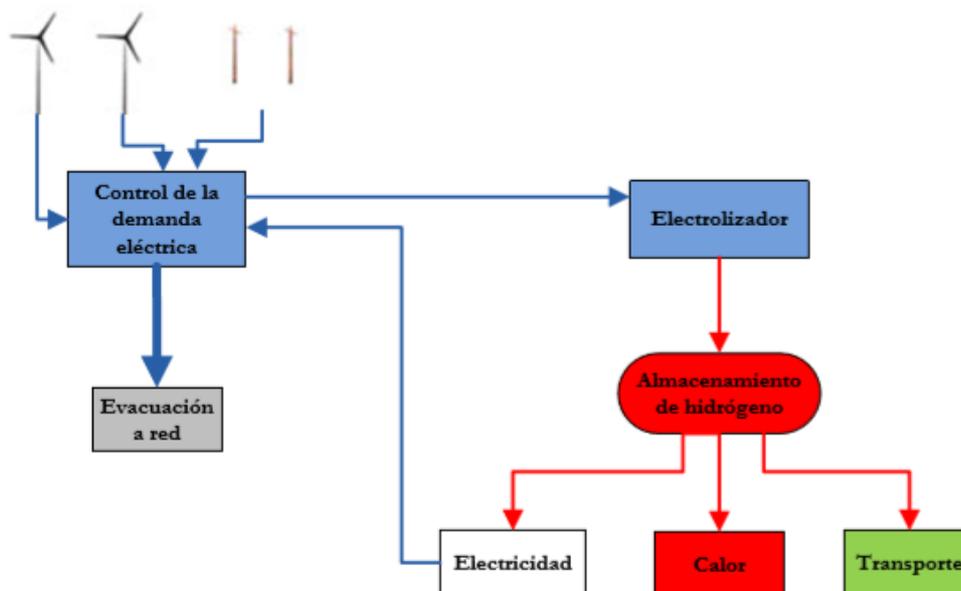


Ilustración 4.2 Esquema de conexión de los componentes de la instalación experimental de proyecto PURE. Fuente: Tesis doctoral, Francisco Javier Pino.

El objetivo está en el almacenamiento de energía al mínimo coste posible, usando la combinación de energía eólica e hidrógeno. La diferencia de este proyecto con los demás es la calefacción mediante el empleo de resistencias eléctricas alimentadas por los aerogeneradores o las pilas de combustible.

Este proyecto fue financiado por el gobierno local el Unst con apoyo del gobierno de Reino Unido y la Unión Europea.

#### 4.2.6 Resumen de los sistemas

Como hemos visto en el apartado anterior, todos las plantas experimentales siguen el mismo principio de producción de hidrógeno y almacenamiento a partir de aerogeneradores para el acoplamiento de producción y demanda. A continuación, mostraremos en la siguiente tabla un resumen de diferentes proyectos en el que están incluidos los ya descritos.

País	Acrónimo	Pot. Aerogenerador (kW)	Pot. Electrolizador (kW)	Vol sist. Almacenamiento (Nm <sup>3</sup> )	Pot FC/MCIA
España	HIDRÓLICA	80.000	60	92,5	12
	SOTAVENTO	17.560	288	1.900	55
	ITHER	635	70	-	1,2
	RES2H2	225	50	500	30

Tabla 4.1 Resumen de las características de los sistemas integrados en España.

Pais	Acrónimo	Pot. Aerogenerador (kW)	Pot. Electrolizador (kW)	Vol sist. Almacenamiento (Nm <sup>3</sup> )	Pot FC/MCIA
Reino Unido	HARI	30	34	2.852	7
	PURE	30	17,5	44	5
Alemania	KAE-lab	120	120	2.400	2,4
	HyWINDBALANCE	-	6	36	1,2
Canadá	PEI Project	30.000	330	4.112	120
	RAMEA Project	1.500	450	3.000	250
EE.UU	Wind2H2	110	47	1.000	45
Italia	ENEA Project	5,2	2	-	-
Noruega	UTSIRA	1.200	50	2.400	65
Grecia	RES2H2	500	25	40,5	-

Tabla 4.2 Resumen de las características de los sistemas integrados a nivel mundial. Fuente: Tesis doctoral, Francisco Javier Pino.

## 5 CASO PRÁCTICO

**E**n este apartado vamos a hacer un análisis de un caso aplicado de integración de un sistema eólico-renovable en un proyecto real. Al ser una tecnología con un TRL 7, no podemos ver su comercialización o puesta en marcha en grandes escalas, pero sí podremos hacer una aproximación de los pasos que deberíamos seguir para su realización y difusión, gracias a un prototipo funcionando en un entorno real.

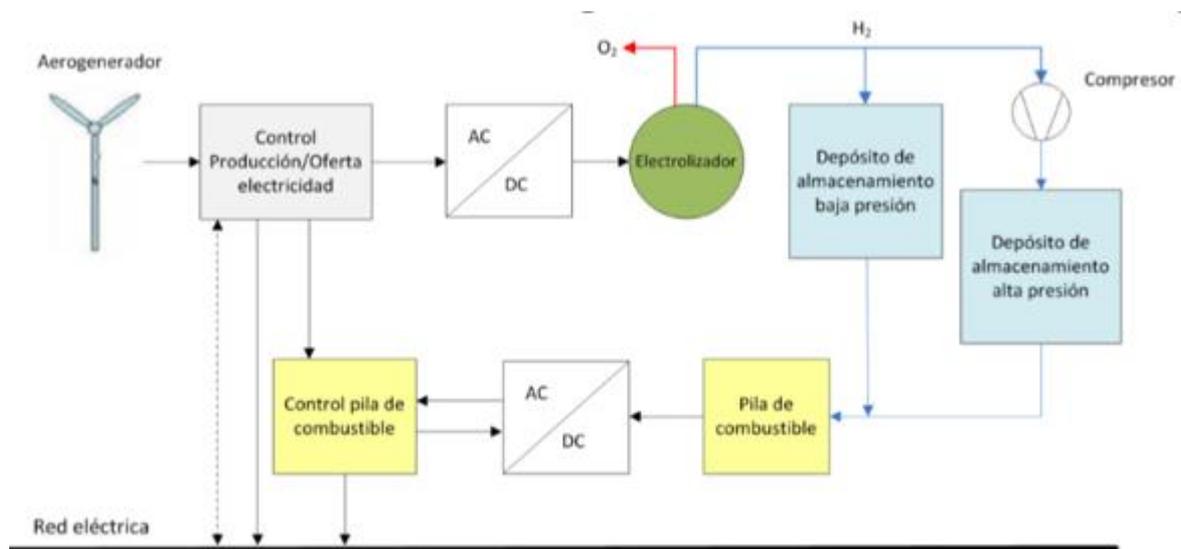
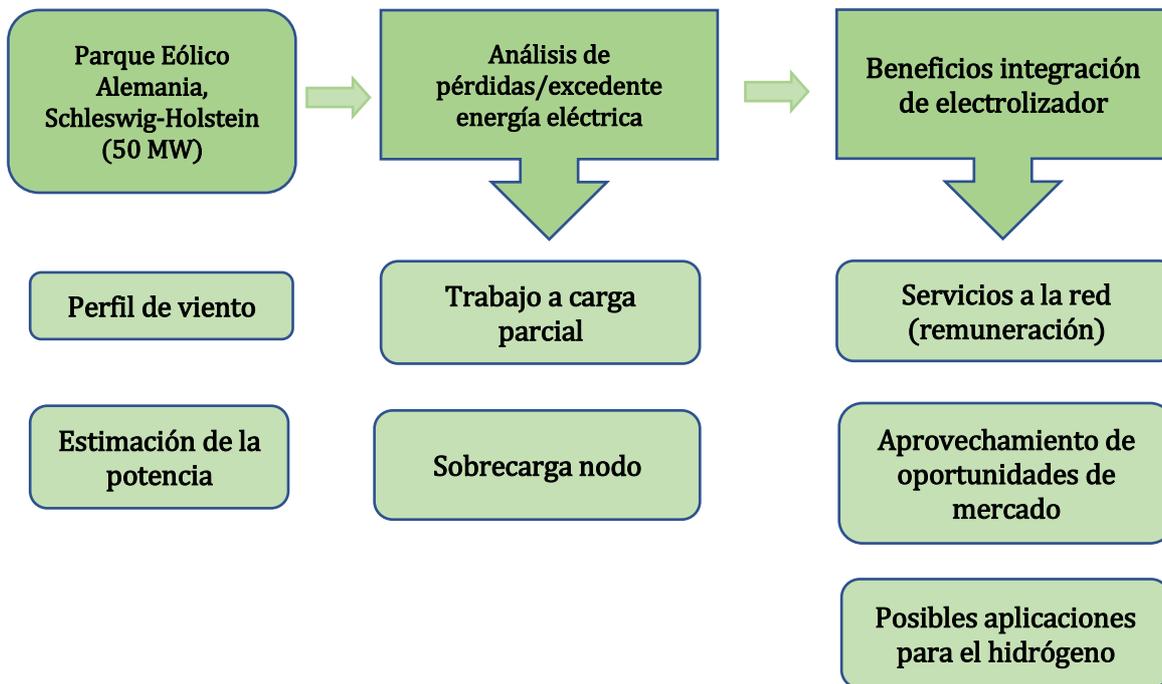


Ilustración 5.1 Sistema integrado eólico-hidrógeno.

Por lo tanto, el modo de operación es el siguiente:

- Para una producción de eléctrica mayor que la ofertada, el exceso de potencia eléctrica se deriva al electrolizador. Hay que tener en cuenta que el electrolizador tiene un límite de potencia absorbida, por tanto, el sobrante de potencia eléctrica se evacuará a la red o se desconectarán varios aerogeneradores. Esto supone una penalización económica al operador del parque eólico, ya que vierte a la red una potencia superior a la ofertada.
- El hidrógeno que produce el electrolizador se almacena en el sistema que, normalmente, consta de dos depósitos, uno de baja/media presión y otro de alta.
- Si la potencia ofertada es superior a la producción eléctrica del parque eólico, entrará el funcionamiento la pila de combustible para paliar el déficit de potencia eléctrica a verter a la red. El operador del parque eólico sufriría una penalización económica al no cubrir la potencia eléctrica ofertada.

## 5.1 Sistema integrado eólico-hidrógeno



Vamos a tomar como esquema de partida este que tenemos presente, en el cual se observa los bloques principales del sistema integrado.

Con este caso práctico demostraremos la técnica de un electrolizador de alta potencia para la producción de hidrógeno a partir de la energía eólica, suministrando estas cantidades de hidrógeno sobre una base comercial para las aplicaciones que valorizan el carácter del hidrógeno para posibles aplicaciones. La tecnología del hidrógeno se deberá de encargar de absorber los excesos de potencia eléctrica cuando la producción eléctrica es mayor que la demanda, y viceversa, producir una potencia eléctrica adicional cuando la producción eléctrica del aerogenerador es inferior a la demandada por la red, es decir, se utilizará el hidrógeno como almacenamiento de energía.

### 5.1.1 Emplazamiento y aerogenerador

Una vez elegido el emplazamiento (Alemania, debido a su política de retribución a los usuarios de electrolizadores y servicios a la red), obtendremos la producción eléctrica gracias a la velocidad del viento en éste. Mediante unas técnicas de predicción podremos inferir en la potencia eléctrica a aportar a la red, que deberá ser posteriormente contrastada con la producida. A priori, conoceremos la producción eléctrica y de este modo hacer una oferta de producción al operador del mercado eléctrico.

A continuación, se observan las ilustraciones 5.2 y 5.3. Gracias a la velocidad del viento y a la curva característica del aerogenerador, se puede calcular para cada instante de tiempo (15 minutos) de un año: la potencia eléctrica producida por el aerogenerador y la ofertada por el parque eólico (será la demandada por la red eléctrica en ese instante de tiempo).

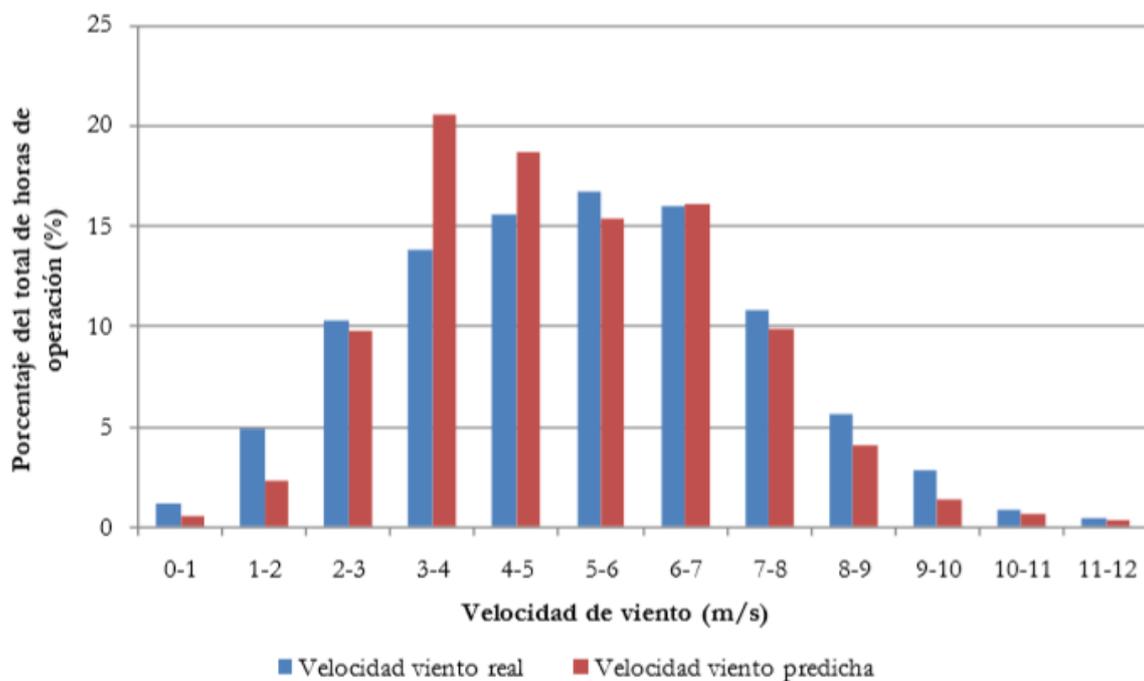


Ilustración 5.2 Distribución de la velocidad del viento, real y estimada, a lo largo de un año de operación.

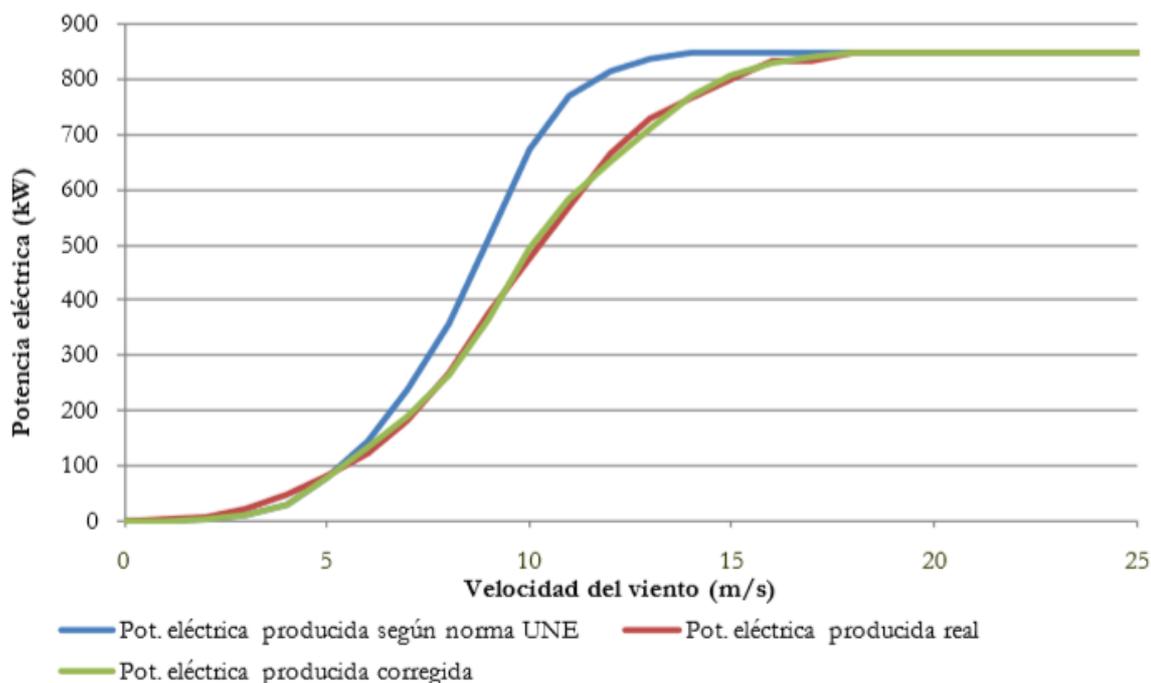


Ilustración 5.3 Curvas características del aerogenerador.

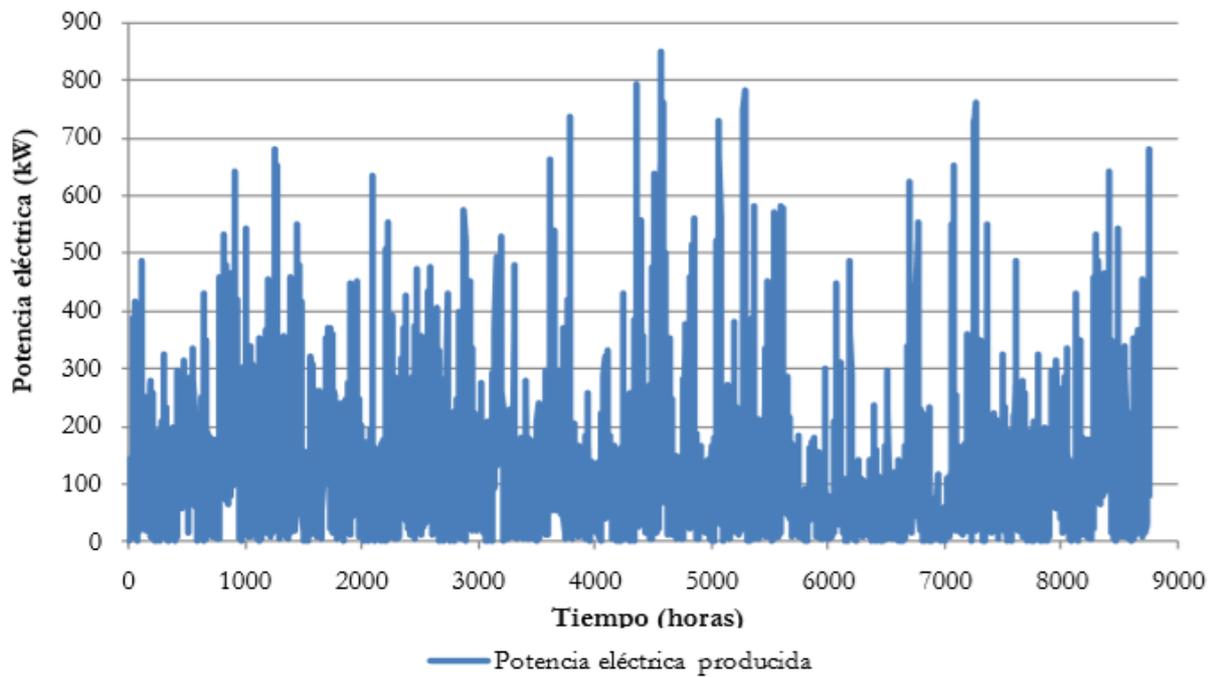


Ilustración 5.4 Potencia eléctrica producida por el aerogenerador a lo largo de un año.

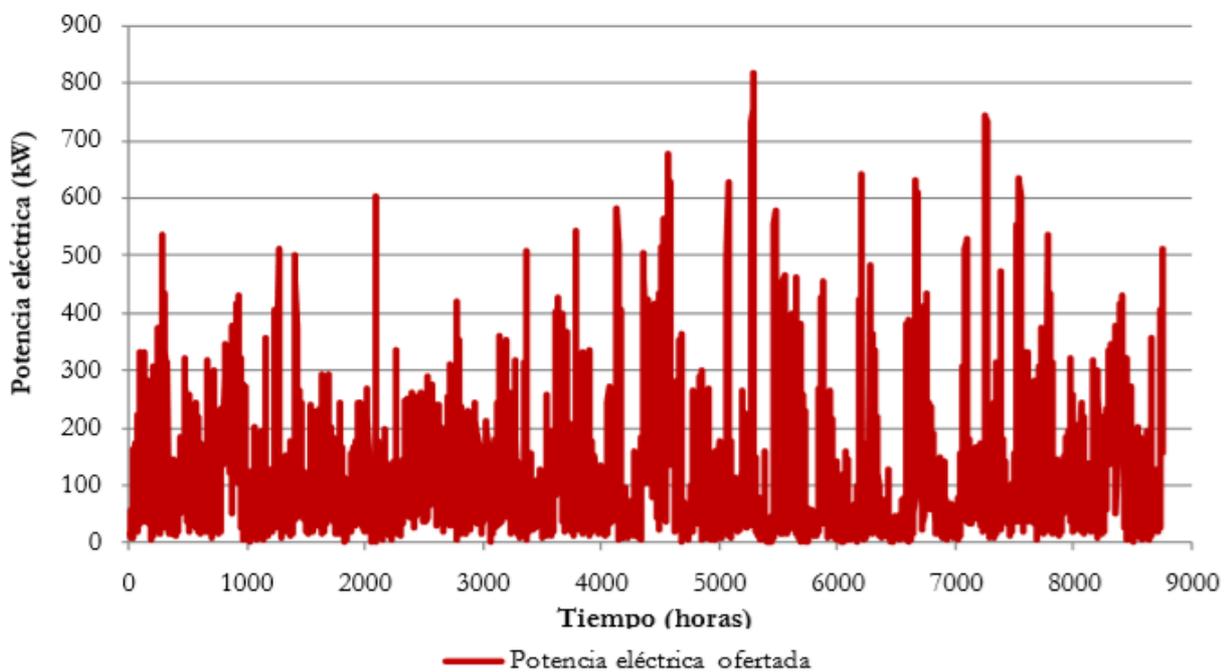


Ilustración 5.5 Potencia eléctrica ofertada por el operador del parque eólico a lo largo de un año.

La ilustración 5.4, refleja la potencia eléctrica producida por el aerogenerador, calculada a partir de los datos obtenidos de velocidad de viento y de la curva característica real del aerogenerador. La potencia eléctrica ofertada (Ilustración 5.5), ha sido calculada con los datos de velocidad de viento predicha y la curva característica del aerogenerador. La energía eléctrica producida y la ofertada a lo largo del año es el área encerrada bajo la curva de distribución.

Restando la potencia eléctrica ofertada a la producida, obtendremos la potencia eléctrica en exceso (para instantes con producción mayor a la demanda), que será susceptible de ser absorbida por el electrolizador. La energía en exceso será el área encerrada por debajo de la curva de distribución.

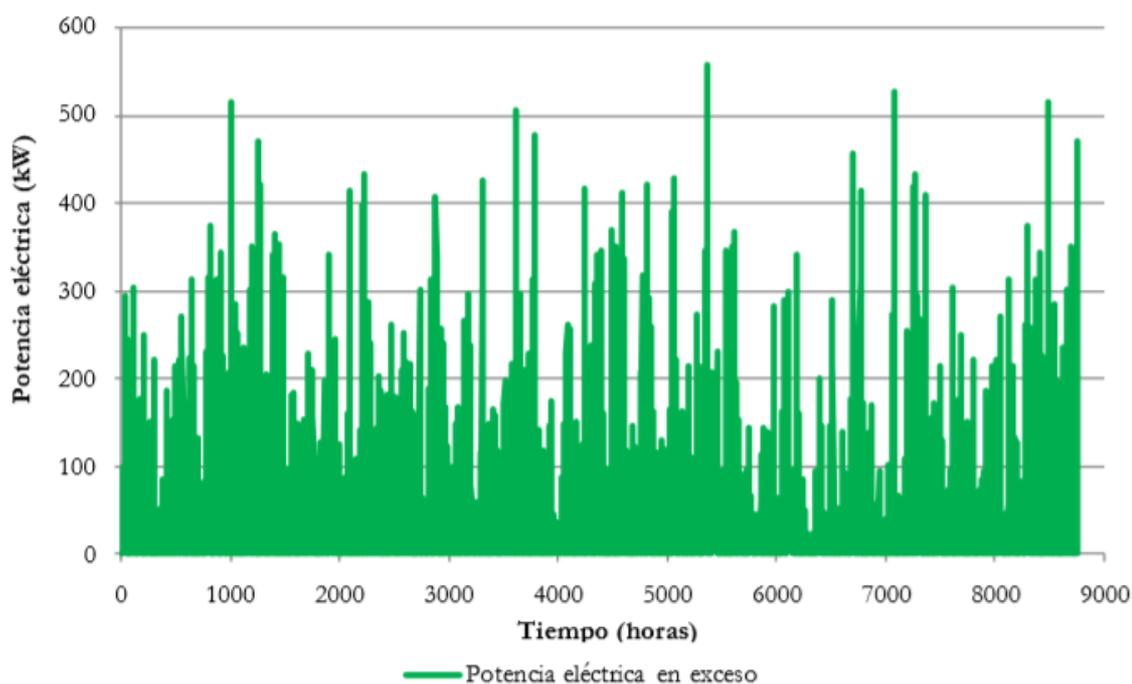


Ilustración 5.6 Potencia eléctrica en exceso a lo largo de un año de operación.

### 5.1.2 Electrolizador

Para el electrolizador existirá una metodología y consideraciones que permitan absorber la máxima potencia eléctrica en exceso según el esquema de principio mostrado a principio del apartado, el modo de operación y el tipo de aerogenerador. También se puede realizar una optimización económica en función de: costes de instalación y operación del sistema de almacenamiento de hidrógeno y beneficios económicos por los servicios ofrecidos a la red.

Para la elección del electrolizador se realizarán una serie de simulaciones en el que se varía el tamaño del *stack*, para calcular la energía que absorbe con respecto al total.

En este caso en concreto elegimos un electrolizador PEM de 3 MW fabricado por la empresa HYDROGENICS, capaz de producir 1350 Kg/ día de hidrógeno a 350 bar (a potencia nominal). Para conseguir una potencia de acuerdo con el excedente de un parque eólico como el que hemos elegido en Alemania de 50 MW, se colocarían varios electrolizadores en serie, con el fin de aumentar su capacidad de absorción, pero hay que analizar cuanto sería el coste de dicha operación.



Ilustración 5.7 Electrolizador tipo PEM de 3 MW (HYDROGENICS). Fuente: Trabajo en grupo Sistemas Basados en el Hidrógeno.

## 5.2 Limitaciones

- ⊗ Atención a los fallos de los inversores DC/AC de la pila al sistema eléctrico debido a la frecuencia del rizado, al sistema de control del equipo y de la planta en general, los altos niveles de armónicos y los fallos de alimentación del agua desionizada.
- ⊗ Limitaciones de potencia eléctrica absorbida por parte del electrolizador.
- ⊗ Interconexión de los equipos entre sí. Distinto *hardware* y *software* de control, con protocolos de comunicación distintos que hacen el acoplamiento más complejo.
- ⊗ Sistema de control y gestión de potencia de los electrolizadores cuando van a ser integrados con fuentes renovables.
- ⊗ Ajuste del tamaño de los equipos del sistema ya que no hay una relación fija entre elementos productores y consumidores tanto de electricidad como de hidrógeno
- ⊗ Eficiencia de conversión del sistema de almacenamiento.
- ⊗ Alto costes de los materiales que se necesitan para evitar la destrucción en las pruebas de ciertos dispositivos la membrana o GDL.
- ⊗ Optimización de los parámetros de operación sin necesidad de gastar fungibles.
- ⊗ Creación de las infraestructuras necesarias.

### 5.3 Impacto

Con este proyecto abarcaremos una serie de consecuencias de diferente índole:

- Electrolizadores más avanzados gracias a la mejora de la tecnología de implementación en el sistema integrado teniendo en consideración todos los pasos en cuanto a la técnica, y una mejora por tanto, de la potencia nominal.
- Ayudas a la investigación y al uso de nuevo materiales y más económicos.
- Oportunidades de mercado gracias a los servicios ofrecidos a la red para el acoplamiento de la producción y la demanda, y el uso del hidrógeno para aplicaciones finales como el abastecimiento de las hidrogeneras. En definitiva, una optimización del hidrógeno.
- Penetración de las renovables en la red: permiten darle un mayor equilibrio, reducen las emisiones de CO<sub>2</sub> y sacar mayor rentabilidad. Además, se considera el uso de electrolizadores integrados con otras fuentes renovables.

Sin embargo, también acapara algunos impactos negativos como son:

- La financiación del proyecto, es decir, los costes del electrolizador y de los equipos auxiliares. Hoy en día como hemos afirmado en apartados anteriores no es viable ni técnica ni económicamente un electrolizador capaz de absorber grandes potencias.
- Un aumento de los CAPEX y OPEX.
- Se necesitarán mayores medidas de seguridad, puesto que al trabajar con equipos de mayor tamaño y una mayor cantidad de hidrógeno, el riesgo aumenta.
- Posible rechazo de la sociedad. En primer lugar, los dueños de las empresas no podrían ver factible este sistema de integración debido al coste o a la modificación que deben de hacer en su planta solar o eólica. En segundo lugar, existe aún el desconocimiento y la no aceptación de los coches abastecidos con hidrógeno, que provoca que el hidrógeno producido no se pueda transportar a las hidrogeneras ya que no hay demanda de hidrógeno.

Podemos tomar unas medidas para maximizar el impacto, es decir, utilizar diferentes medios para la difusión de los resultados:

- Publicaciones en revistas científicas: Energías Renovables Magazine, EOLUS, Energética XXI, etc.
- Participación en diferentes congresos profesionales y foros sobre electrolizadores y pilas de combustibles para dar a conocer el producto y saber de las opiniones públicas.
- Participación en las ferias de nuevas tecnologías para que la gente conozca hacia dónde se encamina las nuevas metas en cuanto a la producción de energía.
- Publicación en revistas empresariales para que diferentes promotores o empresas financien o participen de forma activa en el proyecto.
- Divulgación al público a través de noticias, anuncios o notas en prensa.
- Jornadas de demostración en alguna planta experimental de las nombradas en el

apartado de aplicaciones.

- Difusión en la web como método mas innovador y que se lleva en la actualidad ya que llega con facilidad a todos los lugares del mundo.
- Divulgación del sistema integrado no solo en plantas eólicas, también fotovoltaicas y solares térmicas.

También habrá que llevar a cabo una explotación de los resultados obtenidos:

- Posibilidad de mercado de los fabricantes de electrolizadores para posibles futuros proyecto similares.
- Retribuciones al operador del parque por el servicio a la red que permite reducir OPEX y CAPEX a través de estrategias de operación.
- Apoyo eléctrico para paliar la demanda para el operador de la red.
- Posibilidad de mercado del fabricante de la pila de combustible.

### 5.4 Implementación

El plan de trabajo será el siguiente:

1. Análisis previo: análisis del recurso eólico y producción del parque.
2. Estudio de viabilidad: dimensionado del sistema electrolizador, almacenamiento y pila de combustible. Posibles usos del hidrógeno producido. Difusión de los resultados.
3. Construcción de la instalación: montaje e instalación (obra civil y equipos auxiliares). Elaboración acoplamiento de los sistemas de control.
4. Puesta en marcha y seguimiento y explotación de los resultados: Prueba inicial. Período de demostración (2-3 años). Explotación de los resultados.

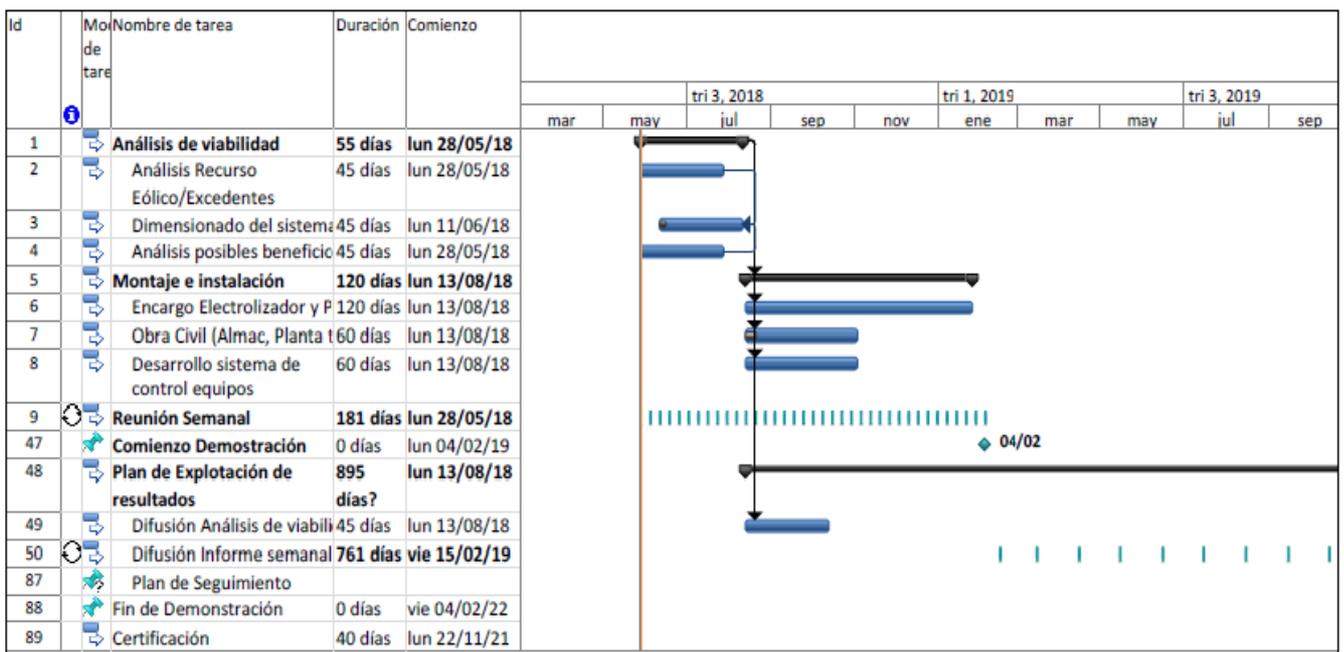


Ilustración 5.8 Diagrama de Gantt para el plan de trabajo del proyecto.

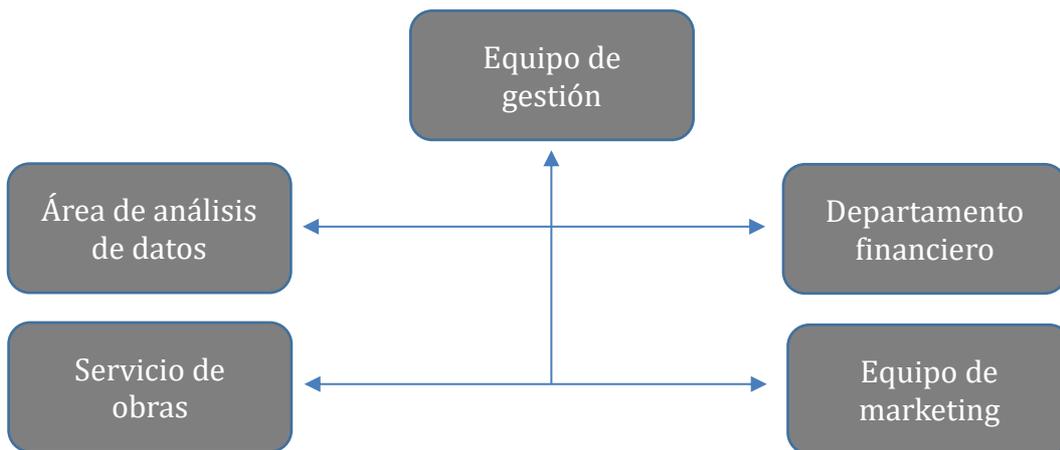


Ilustración 5.9 Estructura administrativa del proyecto.

Por último, nombraremos las principales empresas que formarán el consorcio en su conjunto:

- ✓ HYDROGENICS: Demostrará la técnica de la tecnología de los electrolizadores de alta potencia. Llevará a cabo la fabricación del electrolizador, la venta y el servicio técnico, mantenimiento y puesta en marcha de este. Es elegida por ser una empresa puntera a nivel mundial en la fabricación de electrolizadores, en sus ensayos y nos otorga flexibilidad y seguridad.
- ✓ ENDESA: Permitirá la integración del hidrógeno en el mercado, ajustará la demanda y la producción eléctrica y se encargará del suministro del hidrógeno. Además, nos proporcionará los datos de viento, las curvas de producción de los aeogeneradores y la potencia eléctrica. Nos ofrece el emplazamiento, es decir, el parque eólico, la prestación de equipos eléctricos y se encargará de la supervisión y vigilancia.
- ✓ AENOR: Nos dará las certificaciones de calidad, medioambiente, riesgo y seguridad, responsabilidad social, I+D+I e ISO 45001. Llevará a cabo todo el tema de certificaciones para que el proyecto avance y pueda desarrollarse. Se elige por su calidad y experiencia, flexibilidad, compromiso y orientación en los resultados.
- ✓ GRUPO CAC: Gestionará el proyecto y trabajará en los ámbitos de consultoría, financiación, deducción de costes y *property management*. Intentará conseguir una reducción de los CAPEX y OPEX con estrategias de operación y de mercado.

Finalmente, participarán empresas como REPSOL o CEPESA (utilizan el hidrógeno para sus refinerías de petróleo, en concreto para los procesos de desulfuración y para dar equilibrio a la red de la propia fábrica), GAS NATURAL (*Power to Gas*, inyección de hidrógeno e los gaseoductos), TOYOTA (abastecimiento de hidrogeneras), SIEMENS o SCHNEIDER ELECTRIC (diseño del sistema de control PLC's para el óptimo funcionamiento del sistema integrado).

## 6 CONCLUSIONES

---

Al realizar este proyecto, se pone en evidencia la falicidad que nos da la naturaleza, concretamente las fuentes renovables para producir un combustible con unas expectativas bastantes favorables en cuanto a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y, con ello, el respeto al medioambiente. Es clara la necesidad de la búsqueda de un vector energético diferente para reducir estos problemas de cambio climático, también para evitar el aumento de la dependencia de los recursos fósiles y crear modelos económicos-energéticos y medioambientales alternativos viables.

Podemos afirmar que el método de producción de hidrógeno viene determinado por la economía del proceso, las necesidades del mercado y las regulaciones ambientales. El hidrógeno permite el acceso a un amplio grupo de percusores primarios, en el que destacamos según la directriz de este trabajo, la penetración cada vez mayor de las energías renovables (eólica, central solar, fotovoltaica, biomasa). Gracias a esta alternativa el coste del hidrógeno como portador de energía no contaminante será más estable que cualquier otra fuente. La introducción del hidrógeno y la electricidad como portadores de energía permitirá explotar los recursos autóctonos y así reducir la fuerte dependencia del petróleo. Para conseguir esto, debemos de utilizar un proceso que hoy en día no es muy usado debido a su coste económico pero que cuenta ya con muchos años de experiencia: la electrólisis del agua. Y como se ha mencionado anteriormente, y es de lo que trata de evidenciar este trabajo, obtener la electricidad para este proceso a partir de una fuente renovable como es la energía del viento y así obtener un proceso de contaminación cero.

Con respecto a las diferentes plantas experimentales se pone de manifiesto que, hay que llevar a cabo una mejora en la interconexión de los equipos, ya que al tabajar con distinto *hardware* y *software* el acoplamiento entre ellos es más complejo. También se debe profundizar en el diseño de los electrolizadores para que puedan trabajar en unas condiciones de carga eléctrica por debajo del 20% de la potencia nominal, además de diseñar un sistema de control y eléctrico capaz de gestionar una potencia eléctrica variable. Relacionado con el inicio del anterior párrafo, afirmamos que no hay unos criterios fijos para el dimensionamiento de los equipos, puesto que éstos dependen de los productores y consumidores tanto de electricidad como de hidrógeno y, por tanto, el tamaño dependerá de unos criterios económicos y de disponibilidad, según el fin.

Desafortunadamente, hoy en día no es viable tanto técnica como económicamente el uso de electrolizadores de alta potencia (>10 MW), basta con utilizar pequeñas escalas y extrapolar los resultados experimentales a escalas mayores. Por tanto, sería aumentar el tamaño de los electrolizadores para aprovechar todo el potencial de producción de electricidad a partir del viento y utilizarlo con eficacia.

El sistema de almacenamiento a baja escala de hidrógeno no es del todo viable, debido a las bajas eficiencias que se manejan en los sistemas actuales, por este motivo se está trabajando en sistemas más desarrollados, para conseguir una reducción en el coste de la producción de hidrógeno que lo haga más competitivo con respecto a los combustibles fósiles.

Los países europeos deberían de tomar nota de Alemania que, gracias a la venta por mayor de los precios de electricidad y una reducción de los costes de distribución y transporte para los usuarios de los electrolizadores integrados en su sistema, reciben una retribución por el servicio dado a la red. Sin duda, esto fomentaría aún mas el desarrollo de esta tecnología y supondría una reducción en los costes CAPEX y OPEX y una mayor penetración de la tecnología renovable-hidrógeno.

Resumiendo lo dicho anteriormente, con energía renovable y agua, y utilizando como vectores energéticos el hidrógeno y la electricidad, sería posible atender a todas las necesidades energéticas con una emisión de contaminantes prácticamente nula. Si se introdujera un escenario como éste, se podría hablar de la “revolución del hidrógeno” y de la nueva era del hidrógeno.

## REFERENCIAS

---

- [1] George Tsotridis, Alberto Pilenga, «*EU harmonised terminology for low temperature water electrolysis for energy storage applications*» European Commission, 2018.
- [2] Antonio Pino Priego, «Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. El caso de la producción de hidrógeno» Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Sevilla, 2009.
- [3] Manuel Felipe Rosa Iglesias, «Sistemas basados en el hidrógeno» Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Sevilla, 2018.
- [4] Agencia Andaluza de la Energía, «Estado de las tecnologías del hidrógeno y de las pilas de combustible» Asociación de investigación y cooperación industrial de Andalucía, 2010.
- [5] Jose Ignacio Linares Hurtado, Beatriz Yolanda Moratilla Soria, «El hidrógeno y la energía» Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías, Instituto de Ingeniería de España, 2007.
- [6] J Luca Bertuccioli (E4tech), Alvin Chan (Element Energy), David Hart (E4tech), Franz Lehner (E4tech), Ben Madden (Element Energy) and Eleanor Standen (Element Energy), «*Development of Water Electrolysis in the European Union*» Fuel Cells and Hydrogen (FCH), 2014.
- [7] Andreas Züttel, Andreas Borgschulte, Louis Schlapbach, «*Hydrogen as a Future Energy Carrier*» Biblioteca Escuela Superior de Ingeniería de Sevilla, 2008.
- [8] Esteban Bermúdez Fon, «análisis técnico sobre la capacidad para producir hidrógeno en costa rica a partir del excedente en la producción eléctrica» Proyecto de ingeniería eléctrica, Universidad de Puerto Rico 2008.
- [9] Mario Arguel Ortal, Ángel L. Miranda Barreras, «El hidrógeno, fundamento de un futuro equilibrado» Biblioteca Escuela Superior de Ingeniería de Sevilla, 2012.
- [10] E4tech, «*FCH-JU Water Electrolysis Day*» Estrategia de pensamiento sostenible, Bruselas, 2014.
- [11] Fuel Cells and Hydrogen joint Undertaking, European Commission, Tractebel Engie and Hincio, «*Study on early business cases for H<sub>2</sub> in energy storage and more broadly power to H<sub>2</sub> applications*» European Commission, 2017.
- [12] Tom Smolinka, Magnus Thomassen, Alejandro Oyarce, Frederic Marchal, «*MEGASTACK: Stack Design for a Megawatt Scale PEM Electrolyser. Cost benefit analysis and cost and performance target for large scale PEM electrolyser stack*» FCH, 2017.
- [13] Rifkin, J «La economía del hidrógeno» Barcelona, 2002.

- [14] Romero, M. «Generación de hidrógeno con energías renovables» Fundación Banco Santander. Cuadernos de Sostenibilidad y Patrimonio natural, 2008.
- [15] Linares Hurtado, J.I., Moratilla Soria, B.Y. «El hidrógeno y la energía» Madrid: Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI y Universidad Pontificada Comillas, 2007.
- [16] García Méndez, Jorge «Diseño y construcción de electrolizador de agua para la obtención de oxihidrógeno como gas combustible» Instituto Politécnico Nacional, México, 2013.
- [17] Grupo Villar Mir «Participación de las renovables en los servicios de ajuste» Energía VM, España, 2016.



