

Proyecto Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Acoplamiento de una instalación fotovoltaica a un
electrolizador tipo PEM

Autor: Adelaida Molina Salvador

Tutores: Isidoro Lillo Bravo y Alfredo Germán López Lara

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2013



Proyecto Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Acoplamiento de una instalación fotovoltaica a un electrolizador tipo PEM

Autor:

Adelaida Molina Salvador

Tutor:

Isidoro Lillo Bravo

Profesor titular

Tutor:

Alfredo German López Lara

Profesor Asociado

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

Autor: Adelaida Molina Salvador

Tutor: Isidoro Lillo Bravo, Alfredo
German López Lara

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Resumen

El presente proyecto tiene por objeto analizar el comportamiento de una instalación híbrida constituida por una planta fotovoltaica acoplada a un electrolizador. A partir de unas condiciones de diseño impuestas, se pretende estudiar la cantidad de hidrógeno producido a través del este, gracias a la variación de algunos parámetros claves para el comportamiento de la planta. Asimismo, se ha querido realizar una evaluación energética en las localidades de Sevilla, Madrid y Bilbao para poder observar la variación del comportamiento del electrolizador debido a las diferencias con respecto a las condiciones climáticas, en concreto la irradiancia y las temperaturas ambientales, que pueden afectar a la producción de energía necesaria para la producción de hidrógeno.

Asimismo, la motivación del desarrollo de dicho trabajo se debe a la necesidad de informar y concienciar acerca de la producción de energía necesaria para el día a día a través de fuentes de energía renovable y su utilización para producir hidrógeno verde. Esto permitirá reducir las emisiones de CO₂ y reducir el uso de hidrógeno “gris” producido a partir de gas natural y otros hidrocarburos ligeros mediante procesos de reformado. Para ello, se ha realizado un pequeño estado del arte del electrolizador PEM, objeto de estudio y su situación actual con respecto a otras tipologías de la misma tecnología, además de las ventajas y desventajas que presentan.

A su vez, para ver la viabilidad de este tipo de instalaciones, se ha realizado una evaluación económica de un caso base en la localidad de Sevilla. Para ello, se desarrolla la metodología utilizada para dicho estudio y se comenta las condiciones de diseño elegidas.

Finalmente, al tener en cuenta la actual variabilidad que experimentan los precios en el mercado, resultante de una multiplicidad de factores que inciden en el costo del hidrógeno, así como de los excedentes que se inyectan a la red, se llevará a cabo un estudio de sensibilidad. Este análisis comprenderá la evaluación de cuatro escenarios distintos, abarcando desde el caso más pesimista hasta el más optimista, todo ello en relación con la potencia pico instalada de la planta fotovoltaica. Este enfoque integral permitirá una comprensión más profunda y matizada de las posibles implicaciones y tendencias, contribuyendo así a una toma de decisiones informada y estratégica en el contexto de la generación de energía solar y la producción de hidrógeno.

Resumen	9
Índice	11
Índice de Tablas	12
Índice de Figuras	14
Índice de Gráficas	16
1 Introducción	1
1.1 Contexto	1
1.2 Actualidad	2
1.2.1 Electrolizador PEM	2
1.2.2 Ajuste matemático/modelo	7
1.2.3 Acoplamiento instalación fotovoltaica con electrolizador	14
2 Metodología	19
2.1 Objetivos	19
2.2 Condiciones de diseño	20
2.3 Datos climático	20
3 Análisis y ajuste de curvas	23
4 Acoplamiento electrolizador con energías renovables	29
4.1 Sevilla	29
4.1.1 Estructura fija	29
4.1.2 Seguimiento de 1 eje y de 2 ejes	32
4.2 Madrid	34
4.2.1 Estructura fija	34
4.2.2 Seguimiento de 1 eje y de 2 ejes.	36
4.3 Bilbao	39
4.3.1 Estructura fija	39
4.3.2 Seguimiento de 1 eje y de 2 ejes.	41
4.4 Conclusión energética para los distintos emplazamientos	43
5 Evaluación Económica para Sevilla.	49
5.1 Metodología	49
5.2 Condiciones económicas de diseño	50
5.3 Resultados	53
6 Conclusión	59
Referencias	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tabla tipo de electrolizadores. Fuente: (Mónica, 2019)	7
Tabla 2. Características dinámicas de operación claves. Fuente:(Koponen et al., 2017b)	17
Tabla 3. Condiciones climáticas. Fuente: Propia	20
Tabla 4. Dimensiones de las pilas. Fuente: Propia	23
Tabla 5. Dimensiones del electrolizador. Fuente: Propia	23
Tabla 6. Producción H2 y Energía anual (estructura fija) para Sevilla. Fuente: propia	29
Tabla 7. Energía exterior diaria requerida (Estructura fija) para Sevilla. Fuente: propia	32
Tabla 8. Producción H2 y Energía anual (seguidores de 1 eje y 2 ejes) para Sevilla. Fuente: propia	32
Tabla 9. % Energía útil y Perdida (seguidores de 1 eje) para Sevilla. Fuente: propia	32
Tabla 10. % Energía útil y Perdida (seguidores de 2 eje) para Sevilla. Fuente: propia	33
Tabla 11. Energía exterior diaria requerida (seguidores de 1 eje y 2 ejes) para Sevilla. Fuente: propia	34
Tabla 12. Producción H2 y Energía anual (estructura fija) para Madrid. Fuente: propia	34
Tabla 13. Energía exterior diaria requerida (Estructura fija) para Madrid. Fuente: propia	36
Tabla 14. Producción H2 y Energía anual (seguidores 1 y 2 ejes) (Madrid). Fuente: propia	37
Tabla 15. % Energía útil y Perdida (seguidores de 1 eje) (Madrid). Fuente: propia	37
Tabla 16. % Energía útil y Perdida (seguidores de 2 eje) (Madrid). Fuente: propia	37
Tabla 17. Energía exterior diaria requerida (seguidores de 1 eje y 2 ejes) (Madrid). Fuente: propia	38
Tabla 18. Producción H2 y Energía anual (estructura fija) para Bilbao. Fuente: propia	39
Tabla 19. Energía exterior diaria requerida (Estructura fija) para Bilbao. Fuente: propia	41
Tabla 20. Producción H2 y Energía anual (seguidores de 1 eje y 2 ejes) para Bilbao. Fuente: propia	41
Tabla 21. % Energía útil y Perdida (seguidores de 1 eje) para Bilbao. Fuente: propia	42
Tabla 22. % Energía útil y Perdida (seguidores de 2 eje) para Bilbao. Fuente: propia	42
Tabla 23. Energía exterior diaria requerida (seguidores de 1 eje y 2 ejes) para Bilbao. Fuente: propia	43
Tabla 24. % Energía útil y Perdida para distintos emplazamientos (estructura fija). Fuente: propia	44
Tabla 25. % Energía útil y Perdida para distintos emplazamientos (seguidor de 1 eje). Fuente: propia	45
Tabla 26. % Energía útil y Perdida para distintos emplazamientos (seguidor de 2 eje). Fuente: propia	46
Tabla 27. Gastos anuales de la instalación	52
Tabla 28. Ingresos anuales de la instalación	52
Tabla 29. Otros términos económicos	52
Tabla 30. VPN Y LCOE (Caso Base). Fuente: Propia	53
Tabla 31. Comparación del VPN para todos los casos. Fuente: Propia	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama esquemático de un electrolizador PEM. Fuente: (Martinson et al., 2014)	3
Figura 2. Objetivos país a 2030. Fuente: (MITERD,2020)	4
Figura 3. Esquema general diferentes tipos electrolizadores. Fuente (Mónica, 2019)	5
Figura 4. Esquema general rango funcionamiento electrolizadores. Fuente: (Mónica, 2019)	6
Figura 5. Esquema circuito equivalente electrolizador PEM. Fuente: (Hernández-Gómez et al., 2020)	9
Figura 6. Comparación diferentes métodos renovables producción H2. Fuente: (Mohammadi & Mehrpooya, 2018)	14
Figura 7. Esquema sistema PV-Electrolizador. Fuente: (Ganjehsarabi, 2019)	15
Figura 8. Comparación operaciones dinámicas. Fuente: (Hernández-Gómez et al., 2020)	16
Figura 9. % Energía útil y Perdida (Estructura fija) para Sevilla. Fuente: propia	30
Figura 10. % Horas anuales de funcionamiento (Estructura fija) para Sevilla. Fuente: propia	31
Figura 11. Capacidad diaria electrolizador (Estructura fija) para Sevilla. Fuente: propia	31
Figura 12. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 1 eje) para Sevilla. Fuente: propia	33
Figura 13. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 2 eje) para Sevilla. Fuente: propia	33
Figura 14. % Energía útil y Perdida (Estructura fija) para Madrid. Fuente: propia	35
Figura 15. % Horas anuales de funcionamiento (Estructura fija) para Madrid. Fuente: propia	35
Figura 16. Capacidad diaria electrolizador (Estructura fija) para Madrid. Fuente: propia	36
Figura 17. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 1 eje) (Madrid). Fuente: propia	38
Figura 18. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 2 eje) (Madrid). Fuente: propia	38
Figura 19. % Energía útil y Perdida (Estructura fija) para Bilbao. Fuente: propia	39
Figura 20. % Horas anuales de funcionamiento (Estructura fija) para Bilbao. Fuente: propia	40
Figura 21. Capacidad diaria electrolizador (Estructura fija) para Bilbao. Fuente: propia	41
Figura 22. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 1 eje) para Bilbao. Fuente: propia	42
Figura 23. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 2 eje) para Bilbao. Fuente: propia	43
Figura 24. Esquema imputación de gastos a lo largo de la vida útil de la instalación. Fuente: Propia	51
Figura 25. Flujo de caja (Caso Base) Caso: A) Vista general, B) zoom. Fuente: Propia	53

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Curva de polarización. Fuente: (Falcão & Pinto, 2020)	12
Gráfica 2. Variación irradiancia y temperatura media emplazamientos. Fuente: Propia	20
Gráfica 3. Rendimiento del voltaje de la celda a varias temperaturas (presión diferencial) Fuente: Propia.	24
Gráfica 4. Consumo de energía en kWh/kg-H ₂ (Presión diferencial de operación) Fuente: Propia.	24
Gráfica 5. Eficiencia de la celda, %HHV (presión de funcionamiento diferencial). Fuente: Propia	25
Gráfica 6. Potencia consumida (por celda) frente a la densidad de corriente. Fuente: Propia	25
Gráfica 7. Voltaje de la celda vs presión del cátodo, operación con presión diferencial. Fuente: propia	26
Gráfica 8. Calor residual por celda frente a densidad de corriente. Fuente: propia	26
Gráfica 9. Producción de H ₂ anual para distintos emplazamientos (estructura fija). Fuente: propia	44
Gráfica 10. Producción de H ₂ anual para distintos emplazamientos (estructura fija). Fuente: propia	45
Gráfica 11. Producción de H ₂ anual para distintos emplazamientos (estructura fija). Fuente: propia	46
Gráfica 12. Flujo de caja (1 kWp). Fuente: Propia	54
Gráfica 13. Flujo de caja (10 kWp). Fuente: Propia	55
Gráfica 14. Flujo de caja (100 kWp). Fuente: Propia	55

1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se va a hacer una introducción acerca del contexto del trabajo y su gran relevancia en la mejora y evolución de la producción de energía a partir de fuentes de energías renovables libres de generación de CO₂. Se realizará un pequeño estado del arte del electrolizador PEM y su situación actual con respecto a otras tipologías de la misma tecnología y las ventajas y desventajas que presentan. A continuación, se hace hincapié en la importancia de los ajustes y modelos matemáticos para poder estudiar el comportamiento de los electrolizadores. Finalmente, se introduce el estado actual del acoplamiento del electrolizador con una instalación fotovoltaica.

1.1 Contexto

Desde la revolución industrial, que tuvo lugar entre 1760 y 1840 aproximadamente, el uso de la energía fósil ha experimentado un crecimiento exponencial debido a su uso en las nuevas tecnologías aplicadas a la producción en gran escala y el aumento masivo de las fábricas a nivel mundial. Y si bien por cada año que pasa la demanda energética aumenta, también aumentan las distintas fuentes de producción girando cada vez más en la actualidad hacia las llamadas energías renovables.

Según afirma la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) (IRENA, 2022), dichas energías registran crecimientos prácticamente año tras año, obteniendo valores récord en 2022, donde la capacidad global de generación de energía renovable creció un 9.6%, alcanzando 3.372 GW. El 83% de la capacidad eléctrica nueva provino de fuentes renovables. Esto se debe a la sólida economía y políticas favorables.

Lo más esperanzador es que ocurrió en plena crisis energética, provocada por factores como el precio récord en los mercados energéticos tras el fin de la pandemia, la invasión de Ucrania en febrero del 2022 y el corte en las cadenas de suministro provocadas por el punto anterior (IEA – *International Energy Agency*, n.d.)

Ahora bien, si bien la mayoría de los países tienen como objetivo la descarbonización del planeta, es importante entender una de las vías más prometedoras y novedosas: la obtención del hidrógeno verde.

El hidrógeno verde es un combustible obtenido a través de la electrólisis, un proceso químico que utiliza electricidad para separar el hidrógeno del oxígeno en el agua. Si esta electricidad proviene de fuentes renovables, la producción de hidrógeno verde no emite dióxido de carbono. Esto permitiría ahorrar 830 millones de toneladas anuales de CO₂ en comparación con la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles (Iberdrola, n.d.). Reemplazar todo el hidrógeno “gris” del mundo requeriría 3,000 TWh adicionales de energía renovable al año, similar a la demanda eléctrica de Europa. Sin embargo, el alto costo de producción del hidrógeno verde plantea dudas que podrían disiparse a medida que avance la descarbonización y se vuelva más económica la generación de energía renovable.

El hidrógeno verde, tiene ventajas y desventajas a considerar para cualquier aplicación. Por un lado, ofrece ventajas como su sostenibilidad al no emitir gases contaminantes, su capacidad de almacenamiento y su versatilidad para diversos usos. Sin embargo, presenta desafíos, como un mayor costo asociado a la generación a partir de fuentes renovables, un mayor consumo energético en su producción y requisitos de seguridad elevados debido a su inflamabilidad.

Por consiguiente, una vez introducidos los avances y la aparición de nuevas y modernas opciones de explotación energética, se entiende la importancia del paso a las energías renovables.

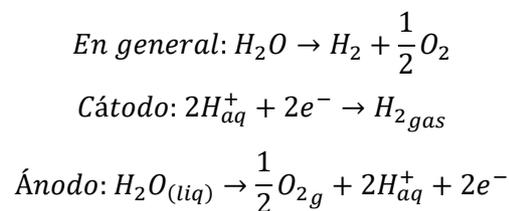
1.2 Actualidad

1.2.1 Electrolizador PEM

El electrolizador que se utilizará durante el estudio del comportamiento y producción de hidrógeno será un electrolizador PEM de alta presión, ya que se dispone de los datos experimentales y tiene ventajas muy positivas con respecto a los otros electrolizadores, tal y como se verá a lo largo de este apartado. Para poder analizarlo, durante este punto, se verá los diferentes componentes que conforman estos electrolizadores, las diferencias entre un electrolizador PEM de alta presión con respecto a otro PEM y los diferentes electrolizadores existentes actualmente en el mercado. Además, se comentará algunas ventajas e inconvenientes que se han ido analizando e investigando a lo largo de los años.

1.2.1.1 Componentes del electrolizador PEM

Tal y como se ha descrito en apartados anteriores, las reacciones que ocurren en los electrodos del electrolizador PEM son (Lee et al., 2020):



Se basa en la conducción de los protones a través de una membrana, fabricada con un polímero fluorado y sulfonato. Cuando se aplica corriente en la pila de celdas, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno y los protones de hidrógenos pasan a través de la membrana para formar gas H₂ en el lado del cátodo. Los componentes que lo conforma son (Senza, n.d.):

- **Placa de compresión.** Se utiliza para fijar toda la célula de electrólisis, cuyo material suele ser una aleación de aluminio
- **Platos bipolares (BPP).** Se utiliza para adaptar el voltaje de la fuente de alimentación, apilando múltiples unidades de células de electrólisis en serie. Necesita tener una resistencia baja y una alta estabilidad mecánica y química, distribución de fluidos y alta conductividad térmica. El material utilizado generalmente para este componente suele ser el titanio con un recubrimiento fino de platino para evitar que se produzca corrosión en la superficie y así aumente la resistencia de contacto.
- **Las capas de difusión de gases (GDL).** Garantiza una transferencia eficiente de masa de líquidos y gases entre los electrodos y el BPP. En la parte del ánodo, el agua líquida se transforma desde las entradas de los BPP hasta la capa catalítica de la membrana pasando por la capa de difusión de gases. En esta capa, el agua se descompone en oxígeno y protones (Eq. 3). El oxígeno generado en esa parte de la GDL se transporta en dirección contraria hacia la salida de los BPP. Por otro lado, en la parte del cátodo, el agua líquida y el hidrógeno se transportan desde la membrana hasta la salida del BPP, descomponiendo finalmente el agua en hidrógeno gracias al aporte de electricidad (Eq.2) Generalmente, se utiliza titanio como material gracias a sus características.
- **Ensamble de membrana y electrodo (MEA).** Es el componente central del electrolizador y se encarga de conducir los protones desde la parte del ánodo hacia la parte del cátodo. Está recubierta con capas electrocatalíticas porosas en ambos lados garantizando así que el agua se descomponga en hidrógeno gaseoso y oxígeno por corriente eléctrica. Generalmente, se suele utilizar el óxido de iridio como catalizador al ser el compuesto más avanzado en esta tecnología.

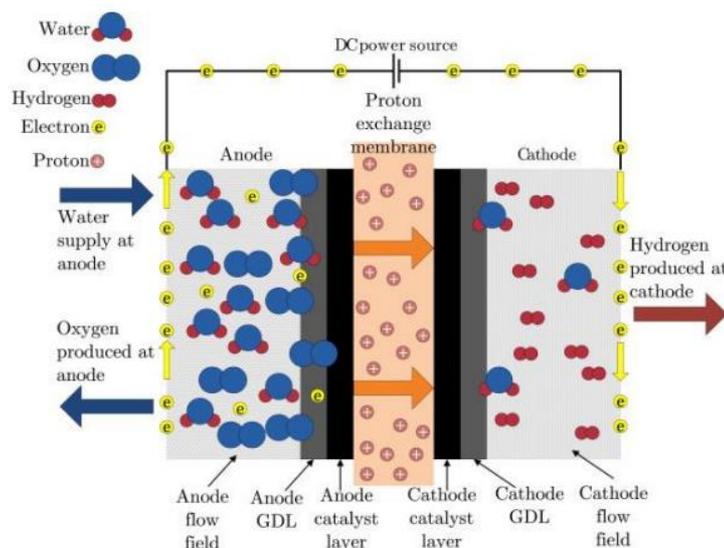


Figura 1. Diagrama esquemático de un electrolizador PEM. Fuente: (Martinson et al., 2014)

En resumen, cada celda del electrolizador PEM está provista de un electrodo negativo y otro positivo, una placa de compresión, platos bipolares, capas de difusión de gases y una membrana. Cuando el agua se introduce por el ánodo, se separa en protones e hidrógeno, los protones atraviesan la membrana hacia el cátodo. En esta parte, se combinan con los electrones del circuito abierto y forman hidrógeno. El esquema básico y los flujos de corrientes explicadas anteriormente se pueden ver de forma más visual en la figura 1.

1.2.1.2 Ventajas y desventajas de los electrolizadores PEM

A la hora de estudiar las ventajas y desventajas que brindan este tipo de electrolizadores, se deben considerar tres parámetros para la aplicación generalizada: **rendimiento**, **durabilidad** y **asequibilidad** (Salehmin et al., 2022).

Actualmente, esta tecnología demuestra un rendimiento bien definido con altas tasas de generación y alta eficiencia energética. Por ejemplo, con una densidad de corriente de 1 A/cm², el voltaje de la celda puede ser tan bajo como 1.57 V, mientras que la eficiencia de electrólisis puede alcanzar el 94,4 % (Marshall et al., 2007). Lo máximo reportado hoy en día es 20 A/cm², generada por la compañía 3M (Lewinski et al., 2015).

Además, permite la producción segura y eficiente de hidrógeno y oxígeno a partir de agua y electricidad a través de fuentes de energía intermitente. Su dinámica de operación permite operar prácticamente a cualquier régimen de carga (0-100%), con velocidades de respuesta mucho más rápidas que otros electrolizadores. Sin embargo, el agua que requiere para llevar a cabo la electrólisis es aquella que esté desionizada, ya que los metales tienden a penetrar en la membrana, aumentando así la resistencia.

Por otro lado, al ser una tecnología con un grado de madurez menor al de otros electrolizadores que están en el mercado actualmente, ha logrado por el momento escalas menores de producción y su vida útil es más limitada. Con lo que respecta a la producción, el desarrollo tecnológico de estos dispositivos ha llevado a la industria a producir dispositivos de pocos kW hasta 2MW. Sin embargo, con el objetivo último de contribuir a la consecución de objetivos finados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, la Visión 2030 prevé una capacidad instalada de electrolizadores de 4 GW, tal y como está definido en la hoja de ruta de hidrógeno (MITERD, 2022). Por lo que se refiere a la vida útil, las labores de desarrollo de esta tecnología se están orientando a aumentar de 40.000 a 50.000 horas en 2025 (Brey, n.d.).



Figura 2. Objetivos país a 2030. Fuente: (MITERD,2020)

Por otra parte, la implementación de PEM a gran escala todavía está limitada por varias restricciones. La más importante es el coste de inversión, ya que sigue siendo costosa debido a la alta carga de electrocatalizadores de metales nobles, el uso de membranas de ácido sulfúrico perfluorado y los precios de los BPP con sus recubrimientos.

Por último, uno de los aspectos que más llaman la atención de este tipo de electrolizadores, y del que se va a detallar en el siguiente subapartado, es que permite obtener corrientes de hidrógeno a alta presión con la posibilidad de almacenar el hidrógeno a mayor presión sin necesidad de introducir elementos necesarios para ello.

1.2.1.3 Electrolizador PEM vs HPPEM

Tal y como se comentó en el apartado anterior, una de las ventajas de los electrolizadores de electrólisis polimérica, es que permite obtener corrientes de hidrógeno a alta presión al usuario final (Fragiacomo & Genovese, 2020; Medina & Santarelli, 2010). La inclinación actual del mercado tiende a usar los PEM de gran capacidad, ofreciendo una baja presión de salida, para el sector industrial. Mientras que, los PEM de pequeña escala están diseñados para una presión de salida elevada, destinado al uso doméstico o a la producción descentralizada de hidrógeno. Por tanto, el reto actualmente es fabricar PEM de alta capacidad que pueda trabajar a presiones altas.

Gracias a esta virtud, el consumo total de energía es significativamente menor para los PEM de alta presión sin compresores de gas en comparación con los electrolizadores PEM atmosférico acoplados con compresores. Sin embargo, el único PEM comercializado con la presión de hidrógeno de salida más alta ha alcanzado hasta 700 bar (NikkeiAsia, n.d.). Mientras que la presión de salida promedio está en el rango de 30-50 bar (ITMPOWER, n.d.). A través de la observación de los avances recientes y los desafíos que presentan este tipo de electrolizadores, se puede ver como el desarrollo para mejorar los componentes están avanzando, pero la puesta en marcha es lenta.

Sin embargo, surgen dos preocupaciones por parte de los investigadores (Grigoriev et al., 2009, 2011) relacionados con la pérdida de rendimiento del PEM, debido a diferentes factores que ocurren dentro del electrolizador debido a las condiciones de trabajo, y la débil seguridad que ofrece este tipo de tecnologías cuando trabajan a altas presiones.

En primer lugar, el rendimiento de los PEM se ve afectado por:

- Las pérdidas de difusión
- Las pérdidas óhmicas debidas al electrodo
- Las placas bipolares (BPP)
- La resistencia de membrana

- Cruce de gases

Estas pérdidas están asociadas en gran medida a los mecanismos de transporte de agua causados por el arrastre electro-osmótico de difusión y la diferencia de presión entre los lados del ánodo y cátodo (Khatib et al., 2019). Por otro lado, trabajar con unas presiones de funcionamiento elevadas (10-150 bares) y temperaturas superiores (>80 °C), podrían hacer que el cruce de hidrógeno fuera perjudicial y haya que considerar los problemas de seguridad (Grigoriev et al., 2011). Por lo tanto, es conveniente mantener la concentración de H₂ en O₂ por debajo del umbral de seguridad (4%vol% H₂ en O₂) (Schalenbach & Stolten, 2015), teniendo en cuenta que esta aumenta con la temperatura y la presión debido a la solubilidad y movilidad de los gases en electrolitos poliméricos sólidos perfluorados hidratados (Sakai et al., 1985a).

A pesar de estos inconvenientes, se han demostrado posibles soluciones para mitigar el problema del cruce de hidrógeno mediante diferentes técnicas (Eckl et al., 2006), se ha investigado acerca de los diferentes materiales aptos para los componentes del electrolizador según las condiciones a las que trabaje, evitando así la degradación de estos y se ha planteado incorporar una sala de seguridad para el funcionamiento HP-PEMWE junto con el desarrollo del componente PEMWE (Grigoriev et al., 2011).

1.2.1.4 Electrolizador PEM vs AWE y SOWE

A lo largo de este subapartado, se ha hecho un estudio del estado del arte de los electrolizadores, definiendo los distintos tipos que hay actualmente en el mercado, haciendo una comparativa entre ellos, y mostrando cuáles son sus ventajas e inconvenientes frente al electrolizador PEM.

Para ello, es necesario comprender que un electrolizador se compone de una serie de elementos básicos, los cuales son comunes para todos los sistemas de electrólisis. Estos son un ánodo y un cátodo, una fuente de alimentación, un electrolito y un separador o diafragma. Gracias a ello, se puede distinguir las diferentes celdas de electrólisis de agua por su temperatura de funcionamiento, electrolito y tipo de membrana. Tal y como se puede ver en la figura 3 se han clasificado en electrólisis alcalina del agua (AWE), electrólisis del agua de membrana de electrolito polimérico (PEMWE), electrólisis del agua de óxido sólido (SOWE) (Lim et al., 2021; Teuku et al., 2021).

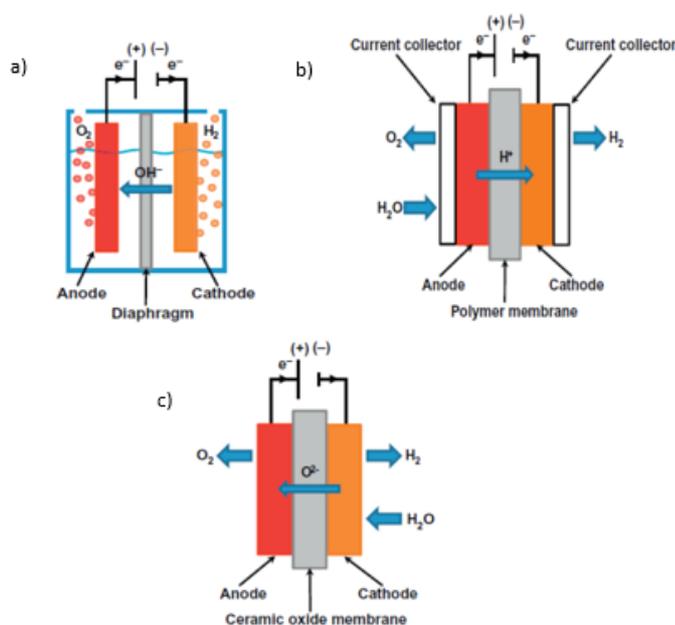


Figura 3. Esquema general diferentes tipos electrolizadores. Fuente (Mónica, 2019)

Por un lado, la **electrólisis alcalina del agua** es una tecnología ampliamente comercializada y madura para aplicaciones a gran escala, ya que tienen una gran capacidad para trabajar con altos flujos de forma continua y su coste es menor que los otros tipos de electrolizadores. Sin embargo, esto hace que, durante su funcionamiento estos electrolizadores presentan un rango de carga parcial reducido y una respuesta lenta en comparación con los PEM.

Este tipo de electrolizadores constan de varias celdas unitarias unidas entre sí en dos configuraciones posibles: monopolar o bipolar. Además, se caracteriza por tener dos electrodos sumergidos dentro de una solución líquida de hidróxido de potasio (KOH) o de sodio (NaOH). Los electrodos están separados por el diafragma para que los gases no se mezclen. Además, los electrolizadores alcalinos.

Su temperatura normal de funcionamiento, dependiendo de la configuración de las celdas, se encuentra entre 60-85°C y la presión es cercana a la atmosférica, obteniendo rendimiento de entre 50-60%. En comparación con los PEM, trabajan con un rango de temperatura y eficiencia parecido pero la electrólisis polimérica permite trabajar a mayores presiones.

Además, las celdas convencionales de este tipo de electrolizadores suelen operar a voltajes de 1,8-2,2 V, con densidades de corriente inferiores a 0,4 A/cm² (Ulleberg, 2003). En comparación con los PEM que suelen trabajar con una densidad de corriente del rango de 0-2 A/cm², los electrolizadores AWE trabajan con una baja densidad de corriente, siendo esta uno de los parámetros limitantes a la hora de desarrollarlo y mejorar sus características.

Por último, la pureza del hidrógeno obtenida a partir de electrólisis alcalina del agua, en comparación con los PEM, es menor, alcanzando unos porcentajes del 99,7-99,9%, tal y como se puede ver en la figura 4.

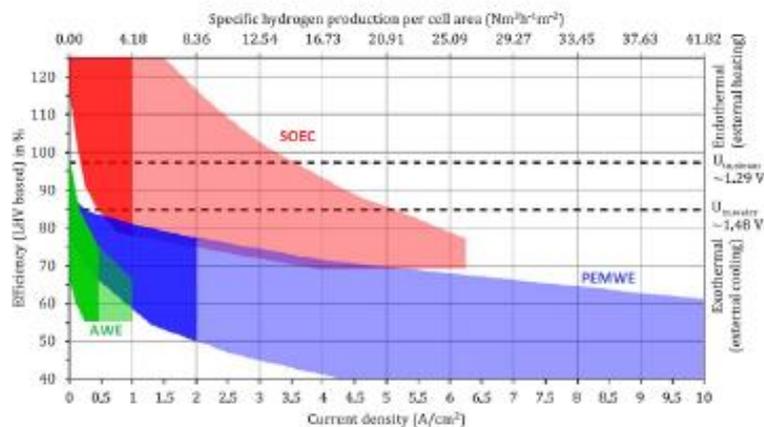


Figura 4. Esquema general rango funcionamiento electrolizadores. Fuente: (Mónica, 2019)

En resumen, a pesar de ser una tecnología bastante madura, con un coste menor y una vida útil más larga, la desventaja del uso del electrolito líquido cáustico, la baja presión de funcionamiento y la baja densidad de corriente en general limitan mucho los esfuerzos de desarrollo. Además, en el caso de necesitar hidrógeno u oxígeno puro en otros procesos, se necesitará de otros aparatos para alcanzar el nivel de pureza adecuado.

Por un lado, la **electrólisis del agua de óxido sólido** es una tecnología que se encuentra actualmente en la etapa de investigación y desarrollo (Carmo et al., 2013) y sólo un sistema SOWE está en proceso de comercialización.

Su modo de operación es muy similar al alcalino, la diferencia reside en que, para este tipo de electrolizadores, los reactivos y los productos están todos en fase gaseosa. En el lado del ánodo, el hidrógeno sale mezclado con vapor de agua generalmente al 90% de hidrógeno (Koponen et al., 2017a). Además, utilizan como electrolito un material cerámico sólido que permite evitar los problemas de corrosión.

Su temperatura normal de funcionamiento se encuentra entre 800-1000°C y la presión es cercana a la atmosférica, obteniendo rendimiento de entre 80-95%. En comparación con los PEM, pueden trabajar con temperaturas más altas y obtener eficiencias mayores, a costa de una mayor necesidad de energía térmica para reducir el consumo de electricidad y unos materiales específicos capaces de soportar grandes estreses térmicos.

Además, las celdas convencionales de este tipo de electrolizadores suelen operar a voltajes de 0,95-1,33V, con densidades de corriente entre 0-2 A/cm², muy similares a las de los PEM.

En resumen, a pesar de ser una tecnología con un coste menor, una eficiencia mayor y trabajar con altas temperaturas, su mayor problema son los bajos tiempos de vida de los materiales empleados en la construcción de las celdas o la mezcla de fases adyacentes, y problemas por solucionar relacionados con el sellado de gases y el control térmico.

bastante madura, con un coste menor y una vida útil más larga, la desventaja del uso del electrolito líquido cáustico, la baja presión de funcionamiento y la baja densidad de corriente en general limitan mucho los esfuerzos de desarrollo. Además, en el caso de necesitar hidrógeno u oxígeno puro en otros procesos, se necesitará de otros aparatos para alcanzar el nivel de pureza adecuado.

	TIPOS DE ELECTRÓLISIS		
	ALCALINA	ÁCIDA (PEM)	ÓXIDO SÓLIDO
Semi-reacciones	$2 \text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$ $2 \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2 \text{OH}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2 \text{H}^+ + 2\text{e}^-$ $2 \text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$2 \text{O}_2 \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{e}^-$ $2 \text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 2 \text{O}_2 + 2 \text{H}_2$
Tipos de electrodos y catalizadores	Ánodo: Ni, Fe / aleaciones Ni, óxidos metálicos Cátodo: Acero+Ni / Ni-Co	Ánodo: Grafito-PiFE+Ti / RuO ₂ , IrO ₂ Cátodo: Grafito+Pt / Pt	Ánodo: cerámicos (Mn, La, Cr) / Ni Cátodo: Zr+Ni / CeOx
Tipo de electrolito	KOH (en torno al 35 wt%), NaOH (en torno al 20 wt%)	Electrolito polimérico sólido (PFSA, usualmente Nafion®)	Y ₂ O ₃ -ZrO ₂ , Sc ₂ O ₃ -ZrO ₂ , MgO-ZrO ₂ , CaO-ZrO ₂
Medio separador	Diafragma (PAM, ZrO ₂ en PPS, NiO)	Membrana polimérica de intercambio protónico	Membrana cerámica
Ión	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻
Temperatura	60-85 °C (baja temperatura),	40-80 °C (baja temperatura),	800-1000 °C (alta temperatura)
Presión	1-30 bar	1-350 bar	1-5 bar
Consumo energético	5,0-5,9 kWh/Nm ³ de H ₂	5,0-6,5 kWh/Nm ³ de H ₂	3,2-3,5 kWh/Nm ³ de H ₂
Eficiencia (LHV)	50-60%	50-60%	80-95%
Costes del sistema	1000-1500 €/kW (tecnología muy madura y comercial)	1900-2300 €/kW (comercial a media y pequeña escala)	Tecnología en fase de desarrollo
Capacidad	1-500 Nm ³ /h	1-230 Nm ³ /h	< 1 Nm ³ /h
Densidad de corriente	0,2-0,5 A/cm ²	0-2 A/cm ²	0-2 A/cm ²
Ventajas	Actualmente, tecnología comercial de menor coste y mayor eficiencia Tecnologías muy desarrolladas comercialmente	Electrolito sólido (no corrosivo) Posibilidad de operación a altas densidades de corriente, lo que permite diseños compactos Producción de gas a alta presión Permite alta presión diferencial	Electrolito sólido (no corrosivo) Utiliza energía térmica para reducir consumo de electricidad Menos requisitos de pureza agua Producción de gas a alta presión
Desventajas	Bajas densidades de corriente Electrolito limita la respuesta y aumenta el mantenimiento Necesaria compresión auxiliar Etapas adicionales de purificación	Elevados costes de las membranas poliméricas y los catalizadores de metales nobles Agua de alimentación ultra-pura	El ciclo térmico limita la vida útil de los materiales La alta temperatura de operación limita posibles aplicaciones Equipos experimentales

Tabla 1. Tabla tipo de electrolizadores. Fuente: (Mónica, 2019)

Una vez conocido los tipos de electrolizadores, en la tabla 1, se hace un resumen de todas las características comentadas anteriormente incluyendo las semi-reacciones producidas y los materiales de los diferentes componentes de cada uno de ellos.

1.2.2 Ajuste matemático/modelo

A lo largo de este apartado, se menciona el modelo teórico desarrollado por numerosos estudios para poder llegar a comprender el comportamiento del electrolizador y la influencia de diferentes parámetros en el rendimiento de este.

En primer lugar, se describen las ecuaciones electroquímicas que permitirán expresar la relación entre el voltaje de la celda electrolítica y la corriente de la celda, obteniendo así la curva de polarización o características estáticas.

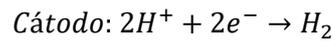
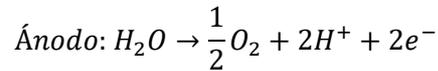
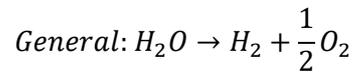
A lo largo del tiempo, se han desarrollado estudios de modelado con diferentes grados de complejidad por parte de la comunidad investigadora. En general, se han desarrollado modelos empíricos/semiempíricos para poder predecir el comportamiento del electrolizador en función de las condiciones de operación (presión, temperatura, etc.) (Abdin et al., 2015; Chandesris et al., 2015; Hernández-Gómez et al., 2020; Ruuskanen et al., 2017; Tijani & Rahim, 2016). Se ha desarrollado un modelo para poder estimar la tasa de producción de hidrógeno, de energía y eficiencias prácticas para poder analizar la temperatura y efectos de la presión sobre su

eficiencia (Sartory et al., 2017), concluyendo que la presión y la temperatura tienen un efecto predominante en el rendimiento de esto, mientras el voltaje permanece casi invariable con el flujo del agua. También se ha desarrollado un modelo térmico del electrolizador que permite ver los gastos de energía y masa que se producen a lo largo de su periodo de funcionamiento (Falcão & Pinto, 2020).

A pesar de que estos modelos permiten reconocer los efectos de las principales variables, su aplicación está restringida al rango de condiciones de operación estudiadas y para ese diseño de electrolizador específico (Falcão & Pinto, 2020). Aun así, es una opción viable ya que recurrir a modelos mecanicistas utilizando ecuaciones diferenciales y algebraicas, y cálculos extensos que permiten predecir la curva de polarización del electrolizador, supone tiempos de simulación demasiado altos para aplicaciones en tiempo real.

1.2.2.1 Termodinámica

Tal y como se ha visto en el apartado anterior, para que la reacción global (**ec.1**) tenga lugar, hace falta una fuente de alimentación eléctrica CC externa que supere el potencial reversible E_0^{rev} , correspondiente al mínimo trabajo eléctrico que necesita para dividir las moléculas de agua en presencia de un aporte de energía térmica.



El valor del potencial reversible se puede obtener gracias a la siguiente ecuación:

$$E_0^{rev} = \frac{\Delta G_R^0}{nF} = 1.229 \text{ V} \quad (1)$$

donde,

- $\Delta G_R^0 = 236.486$ es la energía libre de Gibbs en estado estándar [kJ/mol].
- F es la constante de Faraday [C/mol]
- n número de electrones transferidos durante la reacción [V/celda].

Además del potencial reversible, hay que tener en cuenta la energía necesaria correspondiente a la fuente de calor externa que en este caso no se dispone y habría que aportarla por medio de energía eléctrica. Esta energía total se denomina voltaje termoneutral en estado estándar E_{th}^0 y cuyo valor es:

$$E_{th}^0 = \frac{\Delta H_R^0}{nF} = 1.481 \text{ V} \quad (2)$$

tiempos de simulación demasiado altos para aplicaciones en tiempo real.

1.2.2.2 Modelo electroquímico

Sin embargo, para que se produzca la reacción electroquímica de electrólisis del agua, es necesario que el aporte de energía eléctrica supere una serie de barreras energéticas. Estas barreras pueden ser debidas a resistencias eléctricas del propio circuito, a la energía de activación necesaria para que se produzcan las reacciones electroquímicas en la superficie de los electrodos, a las burbujas de gas que van apareciendo en la superficie de los electrodos a medida que transcurren las reacciones o a resistencias a la transferencia iónica en la disolución electrolítica. El análisis de todas estas barreras determinará el potencial de operación de la celda de electrólisis.

En la figura 5, se puede ver representada el circuito equivalente del electrolizador PEM para entender

mejor las irreversibilidades ocurridas en su interior, donde: R_a y R_c están relacionadas con la energía necesaria para que se produzcan las semirreacciones en la superficie del ánodo y la evolución de hidrógeno respectivamente, generando una tensión de activación necesaria; R_{mem} es la resistencia de la membrana que provoca una tensión óhmica.

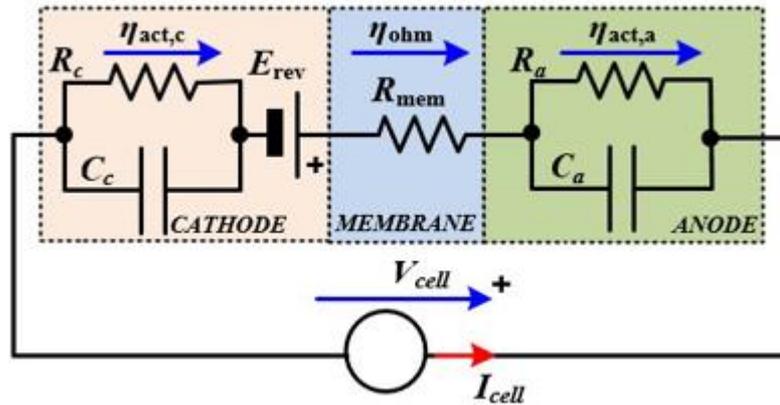


Figura 5. Esquema circuito equivalente electrolizador PEM. Fuente: (Hernández-Gómez et al., 2020)

Por tanto, la tensión total de la celda en voltios, incluyendo las irreversibilidades debidas a la difusión, se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$V_{el} = (E + V_{act} + V_{ohm} + V_{diff}) \cdot n \quad (3)$$

donde,

- E es la tensión de circuito abierto por celda [V/celda].
- V_{act} es el sobrepotencial de activación por celda [V/celda].
- V_{ohm} es el sobrepotencial óhmico por celda [V/celda].
- V_{diff} es el sobrepotencial de difusión o de transferencia de masa por celda [V/celda].
- n es el número de celdas del electrolizador.

Tal y como se observar, esta expresión excluye las pérdidas por transporte de mase ya que generalmente no funcionan a altas densidades de corriente.

Para poder calcular cada uno de los términos de esta ecuación, se hace uso de los trabajos realizados por numerosos investigadores, los cuales han podido llegar a expresiones dependiendo de las condiciones de trabajo a las que van a estar sometidas el electrolizador. Para el caso del electrolizador HPPEM, en el que las condiciones no son estándares, es necesario aplicar ecuaciones más precisas para reducir los posibles errores de cálculo.(Marangio et al., 2009), permiten la consideración de diferentes temperaturas en el lado del ánodo y cátodo. A lo largo de este apartado, se desarrollarán cada uno de los términos de la ecuación 3, a partir del estudio que realizó para este tipo de electrolizadores.

1.2.2.3 Tensión de circuito abierto

El voltaje de circuito abierto generalmente se determina utilizando la ecuación de Nernst.

$$E = E_0 + \frac{RT_{el}}{2F} \left[\ln \left(\frac{p_{H_2(g)} p_{O_2(g)}^2}{p_{H_2O(l)}} \right) \right] \quad (4)$$

donde,

- R es la constante universal de los gases [J/mol·K].
- T_{el} es la temperatura del electrolizador [K].

- p , es la presión parcial de reactivos/productos.
- E_0 es el voltaje reversible en estado estándar (1 atm, 298.15 K) [V/celda], cuya expresión es:

$$E_0 = 1.299 - 0.9 \cdot 10^{-3} (T_{cell} - 298)$$

Siendo esta última expresión una de las estimaciones posibles que se pueden emplear teniendo en cuenta las condiciones de trabajo y revisando los trabajos de otros investigadores.

tiempos de simulación demasiado altos para aplicaciones en tiempo real.

1.2.2.4 Sobretensión de activación

Para poder calcular la sobretensión de activación, requerida para que la reacción comience, se ha hecho uso de la ecuación de Butler-Volmer. La cual, viene dada por la suma de ánodo y cátodo:

$$V_{act,i} = \frac{RT_{el}}{\alpha_i F} \sinh^{-1} \left(\frac{i}{2i_{0,i}} \right) \quad (5)$$

donde,

- α_i es el coeficiente de transferencia de carga de ánodo y cátodo
- i es la densidad de corriente en la interfase electrodo/electrolito para cada electrodo (ánodo, cátodo) [A/cm²]
- $i_{0,i}$ es la densidad de corriente de intercambio anódico y catódico [A/cm²]

Generalmente, los coeficientes de transferencia de carga de ánodo y cátodo se consideran constante con la temperatura. Sin embargo, algunos trabajos presentaron una estimación de este coeficiente en función de la temperatura de operación, ya que a medida que la temperatura aumenta, los valores también aumentan, siendo más significativo en el ánodo (0.807 a 1.035) que en cátodo (0.202 a 0.259) (Tijani et al., 2018). Por tanto, estos valores deben elegirse cuidadosamente teniendo en cuenta las condiciones de funcionamiento. Aun así, el valor más común elegido es 0.5.

Por otro lado, los valores recogidos en la literatura para los coeficientes de densidad de corriente son muy diferentes, decidiendo así elegir los valores que mejor se ajusta a sus modelos. Una expresión muy útil y que tiene en cuenta el efecto de la temperatura, ya que, al aumentar la temperatura, aumenta el coeficiente de densidad de corriente, es la expresión de Arrhenius (García-Valverde et al., 2012):

$$i_0 = i_{0,ref} \exp \left[-\frac{E_{act}}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right] \quad (6)$$

donde,

- E_{act} es la energía de activación del electrodo [V/celda]
- $i_{0,ref}$ es la densidad de corriente de intercambio medida a una temperatura de referencia [A/cm²]

En (Falcão & Pinto, 2020) se ha resumido los valores de los términos de intercambio de densidad de corriente y para los coeficientes de transferencia de carga para ambos lados.

tiempos de simulación demasiado altos para aplicaciones en tiempo real.

1.2.2.5 Sobretensión óhmico

Esta irreversibilidad está relacionada con la resistencia de los materiales al flujo de protones (Biaku et al., 2008). Para poder calcular el sobrepotencial óhmico se tiene en cuenta que las celdas están conectadas en serie.

Por tanto, la resistencia equivalente se puede calcular como la suma de las resistencias de cada celda, siempre que la resistencia de los cables externos se pueda despreciar (Marangio et al., 2009). La celda está a su vez formada por la serie de los electrodos, las placas y la membrana, debiendo evaluarse la resistencia óhmica que oponen cada uno de estos elementos, aunque en este caso se tiene en cuenta sólo la de la membrana a ser la resistencia predominante. Por ello, través de cada celda y utilizando la Ley de Ohm, se puede expresar como:

$$V_{ohm} = iR_{ohm} = i(R_{elec} + R_{mem}) \quad (7)$$

donde,

- R_{elec} es la resistencia eléctrica equivalente del ánodo y del cátodo [$\Omega \cdot \text{cm}^2/\text{celda}$]
- R_{mem} es la resistencia de la membrana [$\Omega \cdot \text{cm}^2/\text{celda}$]
- R_{ohm} es la resistencia óhmica de cada celda dentro de la pila (electrodos y placas bipolares) [$\Omega \cdot \text{cm}^2/\text{celda}$].

Se desprecia la resistencia eléctrica y se calcula la resistencia óhmica según la siguiente expresión (Ruuskanen et al., 2017):

$$R_{ohm} = \frac{\delta}{\sigma} \quad (8)$$

donde,

- δ es el espesor del material [m]
- σ es la conductividad del material [$\Omega^{-1} \cdot \text{cm}^{-1}/\text{celda}$], cuya expresión es:

$$\sigma = (0.005139\lambda - 0.00326)e^{1268(\frac{1}{303} - \frac{1}{T})} \quad (9)$$

donde,

- λ es el contenido de agua de la membrana [$\text{mol H}_2\text{O}/\text{mol SO}_3^{-1}$]. Cuyo valor es fijo, constante y con valor medio-alto en el rango típico.

1.2.2.6 Sobretensión de difusión

Generalmente, el sobrepotencial de difusión o de transporte de masa, se debe cuando la densidad de corriente es lo suficientemente alta como para impedir el acceso de los reactivos a las zonas activas, reduciendo así la velocidad de reacción (Biaku et al., 2008). Debido a esto, la corriente debe ser limitada para poder obtener altas eficiencias. Sin embargo, en los electrolizadores PEM, por lo general, no se observa hasta que se alcanza unos valores de densidad de corriente (1,6 A/cm²).

Para estimar, el sobrepotencial de difusión se hace uso de la ecuación de Nernst:

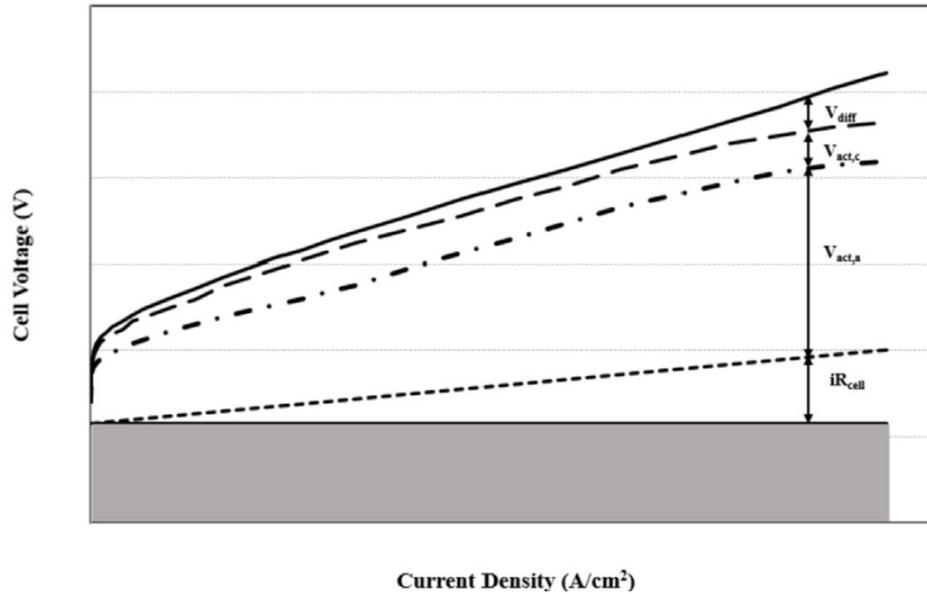
$$V_{diff} = \frac{RT}{nF} \ln \left(\frac{C}{C_0} \right) \quad (10)$$

donde,

- C es la concentración del hidrógeno y oxígeno en la interfase membrana-electrodo.

- C_0 es la concentración de trabajo tomada como la concentración de referencia

Una vez se ha visto cada uno de los términos para el cálculo de la tensión de celda necesaria, se presenta en la gráfica 1 un ejemplo de una representación de la curva de polarización.



Gráfica 1. Curva de polarización. Fuente: (Falcão & Pinto, 2020)

Se puede ver como la variación del sobrepotencial de activación en la parte del cátodo es más rápida que en la parte del ánodo. Por otro lado, el término del sobrepotencial óhmico y el de difusión no tiene mucho peso en comparación con los otros términos

Caudal Molar

$$n_{H_2} = \frac{n_c I}{2F} \eta_F \quad (11)$$

$$n_{O_2} = \frac{n_c I}{4F} \eta_F \quad (12)$$

$$n_{H_2O} = \frac{n_c I}{2F} \eta_F \quad (133)$$

donde,

- n_c es número de celdas.
- F es la constante de Faraday [C/mol]
- η_F es la eficiencia de Faraday [%].

Modelo dinámico

Para poder estudiar la interacción entre la instalación FV y el electrolizador y así garantizar un funcionamiento eficiente y seguro, es fundamental desarrollar un modelo dinámico, estudiando el comportamiento del electrolizador ante esta fuente de energía intermitente y advertir de los posibles problemas que este comportamiento ocasiona en el electrolizador. Sin embargo, en la literatura actual, los modelos para el dominio eléctrico están basados principalmente en ecuaciones semiempíricas y empíricas tal y como hemos visto en el apartado anterior, descuidando así las operaciones dinámicas.

Concretamente, para poder predecir el comportamiento, diseño, optimización y control del sistema, se han tenido en cuenta (Kim et al., 2013) los siguientes fenómenos dentro de la celda:

- **Transporte de agua.** Causado por difusión, arrastre electroósmico y la diferencia de presión entre el cátodo y el ánodo).
- **Permeación cruzada de gases.** Surgido de la conciencia de un problema crítico que podría producir condiciones explosivas si la concentración de hidrógeno permeado supera el 3,9% en volumen.
- **Compresibilidad del gas**
- **Vaporación del agua**
- **Fracción de gas y líquido y velocidad del fluido en las dos fases.**

1.2.3 Acoplamiento instalación fotovoltaica con electrolizador

Una vez especificadas las características del electrolizador que se va a utilizar para producir hidrógeno en este trabajo, y se ha entendido el método matemático desarrollado por numerosos estudios, se va a hacer una introducción acerca del acoplamiento del electrolizador PEM a fuentes de energía renovables (RES), concretamente a plantas fotovoltaicas. Para ello, se comenta el estado actual del acoplamiento de este tipo de electrolizadores, los modelos dinámicos expuestos por los diferentes investigadores, con el fin de estudiar el comportamiento de los electrolizadores ante fuentes de energías intermitentes. Finalmente, se detalla los diferentes parámetros que más afectan al PEM debido al comportamiento dinámico.

A lo largo de los años se han publicado numerosos artículos acerca del acoplamiento de energías renovables con procesos de producción de hidrógeno, ya que este permite sustituir los combustibles fósiles que no podrán proporcionar toda la energía necesaria en el futuro debido a su posible agotamiento. Además, permite reducir los problemas relacionados con el medioambiente mediante fuentes inagotables y limpias, la cual se puede almacenar y transportar fácilmente. Sin embargo, tal y como se comentará más adelante, las fuentes de energías renovables también presentan problema que complicarán este acoplamiento. En primer lugar, no pueden aportar energía de forma constante ya que son fuentes intermitentes y, en segundo lugar, no todas son accesibles y adecuadas para todas las ubicaciones. Por ello, es importante estudiar los parámetros que se ven afectados y modificarlas de alguna manera para resolver estos problemas.

Se ha estudiado la viabilidad de la integración de PEM con energías renovables como la energía solar (Muhammad-Bashir et al., 2020), la energía eólica (Rahimi et al., 2014), la energía térmica oceánica o undimotriz [179], la energía hidroeléctrica (Valente et al., 2015) y la energía geotérmica (Kanoglu et al., 2010). Moriarty y Honnery (Moriarty & Honnery, 2007a), estudiaron el acoplamiento de diferentes tipos de energías renovables con el proceso de electrólisis y el estudio indicó que ninguna tecnología RES/electrólisis es comercialmente viable actualmente y la más económica en este momento es la hidroeléctrica (proporcionan más de la mitad de la energía renovable del mundo). Sin embargo, tienen capacidades limitadas porque dependen en gran medida de las geografías locales. Además, llegaron a la conclusión que la integración de la eólica con el electrolizador es una solución prometedora al igual que la solar, aunque esta última a pesar de ser abundante y poder instalarse en cualquier lugar, aún es muy costoso y su ratio energético es bajo. En la figura 6, se puede ver el resultado del estudio de (Acar & Dincer, 2014), donde consideraron 6 criterios que incluye eficiencia energética, eficiencia exergética, costo del hidrógeno producido, problema de acidificación, costo social de carbono y potencial de calentamiento global.

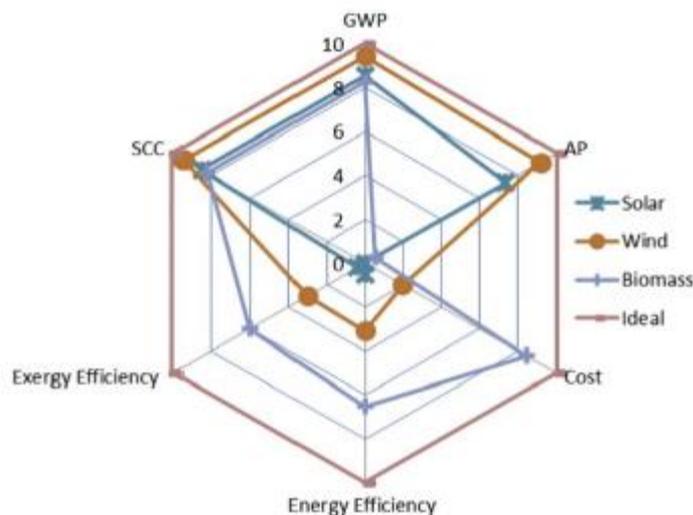


Figura 6. Comparación diferentes métodos renovables producción H₂. Fuente: (Mohammadi & Mehrpooya, 2018)

Sin embargo, a pesar de que la instalación de células fotovoltaicas es más cara que otras energías renovables y en general son inmaduros y necesitan mejorar su eficiencia, es considerado como uno de los mejores métodos renovables para la producción de hidrógeno disponible en casi todas partes. Además, se está obteniendo investigaciones recientes prometedoras de avances en la reducción de coste energético y monetario de electricidad fotovoltaica (Moriarty & Honnery, 2007b).

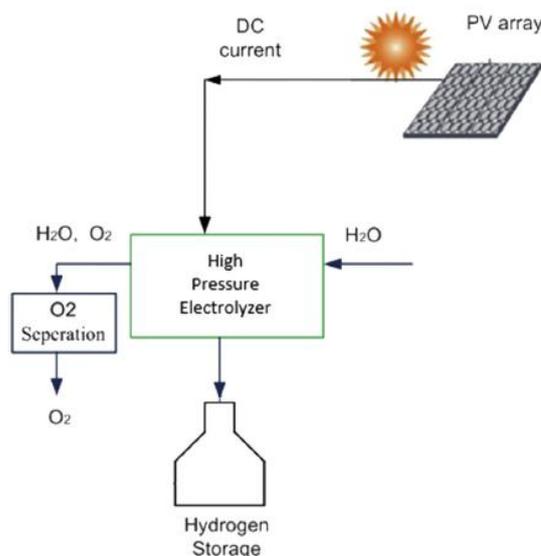


Fig. 1 – Schematic of the PV-PEM system.

Figura 7. Esquema sistema PV-Electrolizador. Fuente: (Ganjehsarabi, 2019)

Los sistemas fotovoltaicos/electrolizadores podrían dividirse en tres categorías en función de su conexión a la red:

- **Sistemas independientes.** En este caso el sistema funcionaría de forma independiente con respecto a la red y la electricidad requerida por el electrolizador es proporcionada por el módulo fotovoltaico, lo que hará que trabaje con una potencia variable y se produzca un desajuste entre las características I-V del electrolizador y el punto de potencia máxima de la célula FV. Para poder mejorar este tipo de sistemas y evitar los posibles problemas que pueden ocasionar estos desajustes se suele colocar un regulador DC/DC. Otra posible solución es utilizar una estrategia de dimensionamiento óptima en la que el número de módulos de la instalación se optimiza para que pueda operar cerca de su máximo y así evitar las pérdidas. (Sakai et al., 1985b) estudió tres métodos diferentes; método de la estimación IV, el método la temperatura del módulo FV y el método de la corriente fotovoltaica.
- **Asistidos por red.** Las células FV proporcionar electricidad tanto como pudieran y el resto lo proporciona la red, permitiendo así que el electrolizador trabaje con una corriente constante, en su punto de diseño y por tanto, aumentando el rendimiento. La mayor problemática de este tipo de sistemas es a incompatibilidad de ser instalados en zonas remotas para producir energía.
- **De reducción de picos.** El exceso de energía no utilizada por el electrolizador se entrega a la red, necesitando así una unidad reguladora. El inconveniente de este tipo de sistemas es que el factor de capacidad es bastante bajo y, en consecuencia, el coste de producir el hidrógeno es alto. Sin embargo, es una buena opción cuando las fluctuaciones de la demanda de electricidad son muy altas.

Por otro lado, para poder resolver la problemática general de producir hidrógeno en zonas remotas, se está generando interés por los sistemas híbridos (Nema et al., 2009), en el cual consta de dos o más fuentes de energía, un equipo de acondicionamiento de energía, un controlador y un sistema de almacenamiento de energía de forma opcional.

Además, para poder evitar la intermitencia de este tipo de fuentes, se ha propuesto combinar energía solar y eólica optimizando la potencia nominal de las ambas para maximizar la producción de hidrógeno. Asimismo, como la cantidad de energía no utilizada es un elemento crítico para considerar y la potencia generada puede superar la potencia nominal del electrolizador, se propone maximizar la generación de hidrógeno al tiempo que minimiza el desperdicio de energía.

1.2.3.1 Parámetros del PEM afectados debido al comportamiento dinámico

Una vez se ha visto las opciones de acoplamiento del electrolizador con las diferentes fuentes de energía renovables y las configuraciones posibles con respecto a las instalaciones fotovoltaicas, es importante ver cómo afecta el comportamiento intermitente de estas en los parámetros que se ven involucrados para poder lograr la producción de hidrógeno.

En primer lugar, esta conexión puede desembocar en una eficiencia ligeramente reducida debido a las pérdidas asociadas con la potencia no coincidentes entre la instalación fotovoltaica y el electrolizador. Por lo tanto, **las curvas de polarización de ambas deben adaptarse bien** para lograr una alta eficiencia de acoplamiento, pudiendo alcanzar una eficiencia total del sistema de hasta 11-12% con el tamaño de inversor adecuado (Ganjehsarabi, 2019). Los inversores pueden diseñarse para funcionar hasta entre el 93% y 95% pero trabajando en un rango de potencia sustancialmente limitado (Salehmin et al., 2022).

Además de adaptar correctamente las curvas de polarización de ambas partes de la instalación, es conveniente **diseñar correctamente el tamaño del electrolizador** para el funcionamiento eficiente en el caso de sistemas de energías independientes. Al dedicar la mayor parte del tiempo en estar en modo de espera, sufren una pérdida considerable de energía (Roy et al., 2006). Asimismo, cuando se utilizan baterías para alimentar las cargas de espera del electrolizar, su consumo medio de energía aumenta un 14,3% y un 48% cuando se utilizan pilas de combustible para alimentar la pérdida permanente.

Por otro lado, la alimentación frecuente de encendido y apagado de este tipo de fuentes podría afectar la **preservación de la temperatura óptima**, provocando un **voltaje de celda grande y aumentando** así la **capacidad calorífica del electrolizador**. Este problema, además de poder ocasionar una pérdida considerable de energía de reserva con el tiempo, hace que genere mayor cantidad de hidrógeno a costa de una eficiencia reducida, lo cual es menos preferible que trabajar con un voltaje menor ya que la eficiencia es más crítica que el tamaño de la celda del electrolizador desde el punto de vista económico. Asimismo, este modo de operación cíclico puede provocar una degradación rápida del catalizador, mientras que las restricciones de transferencia de masa son significativas en el modo estacionario. Sin embargo, a diferencia de una operación en estado estacionario, la alta densidad de corriente generada en el modo cíclico no agrava tanto los problemas de degradación de los MEA de baja carga del catalizador al verse afectado por las horas de tiempo de actividad a alta densidad de corriente (ciclo de actualización).

Además de la influencia de la alimentación frecuente de encendido y apagado, es importante estudiar los tiempos de respuesta para alcanzar una operación de estado estable, ya que dependiendo de las condiciones de funcionamiento pueden ser lentos o rápidos. Recientemente, se ha estudiado dos operaciones dinámicas (Hernández-Gómez et al., 2020): realizando un paso de corriente de 0 a 10 A y otro pasando de 10 a 0 A, tal y como se ve en la figura 8.

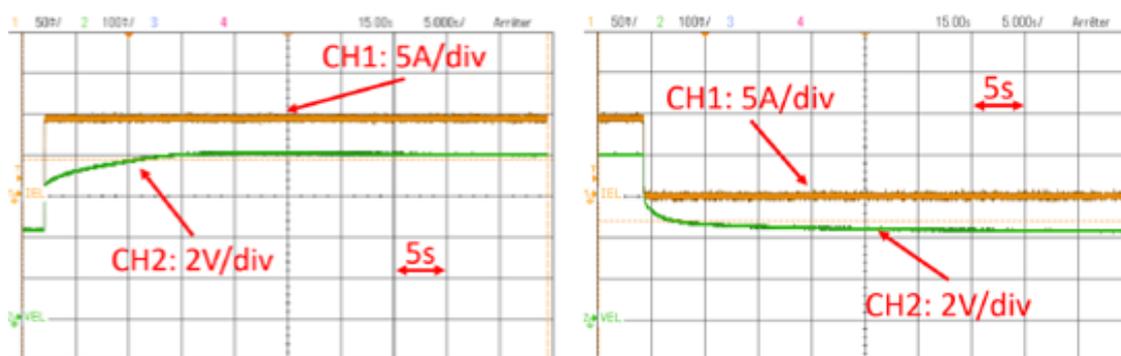


Figura 8. Comparación operaciones dinámicas. Fuente: (Hernández-Gómez et al., 2020)

Tal y como se puede ver, en ambas pruebas el electrolizador PEM reacciona inmediatamente como resultado de la corriente de paso. Sin embargo, el aumento o caída de tensión en el electrolizador para alcanzar el estado estable es lento, cuya respuesta está relacionada con la dinámica de las reacciones tanto en el ánodo como en el cátodo.

Además, esta intermitencia puede hacer que la generación de densidad de corriente sea más lenta que el cruce de hidrógeno y oxígeno a través de las membranas, difundiéndose en el electrolito y mezclándose a

cargas sustancialmente bajas. Lo que provoca unas circunstancias potencialmente peligrosas dentro del electrolizador, ya que los límites de inflamabilidad del hidrógeno en el oxígeno están entre 4,6% y 93,9%.

Otros aspectos importantes a la hora de ver el comportamiento dinámico de los electrolizadores con respecto a la intermitencia de la producción de la instalación FV, son las limitaciones en lo que respecta a los ciclos de arranque y parada del electrolizador alcalino (Koponen et al., 2017b), restricción de la tasa de degradación celular, el efecto de la operación de presión diferencial en el cruce de gas y la eficiencia de Faraday y el efecto de la presión de salida del hidrógeno sobre el consumo de energía eléctrica y la controlabilidad.

Table 2 – Key dynamic operation characteristics of typical PEM water electrolyzers [2,7,8].	
Operating temperature	50 °C–80 °C
Hydrogen outlet pressure	<20 MPa
Current density	0.6 A cm ⁻² –2.0 A cm ⁻²
Min. load of nominal	5%–10%
Overload of nominal	<200%
Ramp-up from min. load to nominal	10% s ⁻¹ –100% s ⁻¹
Cold start to min. load	5 min–15 min

Tabla 2. Características dinámicas de operación claves. Fuente:(Koponen et al., 2017b)

2 METODOLOGÍA

A Lo largo de este capítulo, se desarrolla la metodología que se va a llevar a cabo para poder realizar las simulaciones y estudio del comportamiento del electrolizador acoplado a una instalación fotovoltaica. Para ello, se presenta inicialmente los objetivos a realizar, se comenta las diferentes condiciones de diseño tomadas y los datos climáticos utilizados.

2.1 Objetivos

La motivación del desarrollo de dicho trabajo se debe a diferentes objetivos expuestos a continuación:

- **Informar y concienciar** acerca de la producción de energía necesaria a través de fuentes de energía renovables y más concretamente, a través de energía solar producida mediante instalaciones fotovoltaicas.
- **Informar acerca** de las propiedades y ventajas **de los electrolizadores PEM** en comparación con otros electrolizadores y exponer la importancia del modelado y ajuste matemático de las distintas tecnologías propuestas. Se definen algunas ecuaciones que rigen el comportamiento termodinámico y dinámico que rigen el comportamiento de los diferentes elementos de un electrolizador, a través de un estudio del estado del arte de esta tecnología centrado en el electrolizador PEM objeto de estudio.
- **Análisis del comportamiento** del electrolizador objeto de estudio, mediante las curvas obtenidas.
- **Simulación de la instalación.** Se pretende estudiar la cantidad de hidrógeno producido a través del electrolizador acoplado a una instalación fotovoltaica. El análisis se realizará gracias a la variación de algunos parámetros claves para el comportamiento de la planta, sujetos a las condiciones de diseño impuestas.
- **Evaluación económica de la planta** para ver su viabilidad y estudio de sensibilidades de algunos parámetros claves con respecto a la configuración estudiadas en la simulación.

Para poder alcanzar dichos objetivos, se ha hecho uso de diferentes herramientas informáticas que han facilitado el progreso:

- **Python:** es un lenguaje de programación ampliamente utilizado en las aplicaciones web, desarrollo de software, la ciencia de datos y el machine learning. Se ha utilizado para el correcto ajuste de curvas características del electrolizador, ya que herramientas como Excel pueden quedar limitadas para cierto tipo de gráficas aportando datos no tan precisos ya que simplifica mucho la información dada.
- **Pvsyst:** es un software que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas permitiendo el estudio, la simulación, y el análisis de datos completos de estos sistemas. Gracias a esta herramienta, se ha podido obtener la cantidad de energía utilizable por la instalación para las diferentes configuraciones. Además, tal y como se verá en el apartado siguiente, ha permitido seleccionar de forma óptima los elementos de la instalación fotovoltaica para el correcto uso del electrolizador objeto de estudio. Asimismo, se han podido exportar los datos climatológicos de los diferentes emplazamientos de interés
- **Excel:** es un programa que permite editar hojas de cálculo. Para poder realizar las simulaciones del conjunto instalación fotovoltaica-electrolizador, se ha utilizado esta herramienta ya que se trabaja con una cantidad grande de datos y permite utilizar la representación mediante gráficas y otro tipo de utilidades.

2.2 Condiciones de diseño

A la hora de hacer las simulaciones, ha sido necesario partir de un conjunto de condiciones de diseño:

- Para el **electrolizador**, para poder hacer el estudio de la producción de esta, se parte de una serie de curvas del comportamiento de un electrolizador en concreto. Además, se ha establecido un rango de funcionamiento cuyo valor mínimo será una de las restricciones a la hora de considerar si la energía aportada por la instalación fotovoltaica es suficiente:

$$20\% < P_{ne} < 100\%$$

- Para la **instalación fotovoltaica**, se han diseñado tres tipos de instalaciones diferentes con placas con estructura fija, seguidores de 1 eje y de 2 ejes, cuyo sistema se encuentra conectado a la red:
 - Estructura fija.** La inclinación de los paneles se ha adaptado en función del punto de máxima potencia a la que puede trabajar el panel.
 - Seguidores de 1 eje o "Rastreo".** Se han utilizado seguidores de eje horizontal N-S, cuya Azimut del eje es de 90°.
 - Seguidores de 2 ejes o "Rastreo de dos ejes".** Se han utilizado seguidores de 2 ejes cuyos límites de inclinación es 0°/80° y cuyos límites azimutales son -120°/120°.
 - Conjunto de paneles.** Se ha utilizado paneles monocristalinos con una potencia pico de 440 Wp cada uno y un número total de 8 paneles para aportar una potencia pico de 3.3 kW (potencia necesaria para el correcto funcionamiento del electrolizador, tal y como se verá en las características de este).
 - Inversor.** Se ha utilizado un inversor convencional "3 kWac invertir" cuya unidad de potencia es 3 kW.

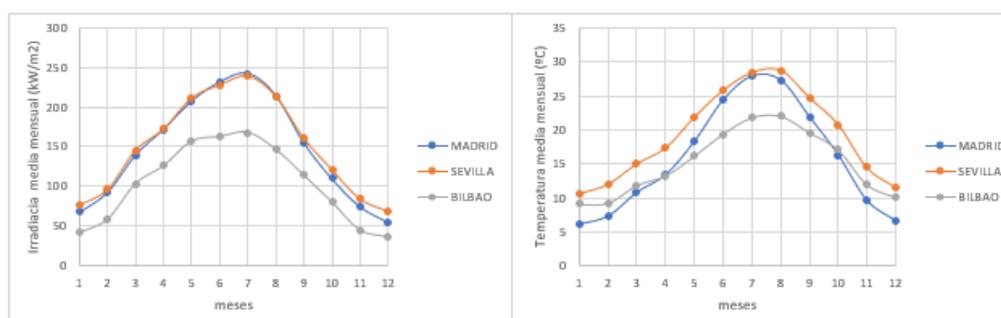
2.3 Datos climático

Para poder realizar las simulaciones, se ha hecho uso de los datos meteorológicos de la base de datos de AEMET (Agencia Estatal de Meteorología). El parámetro de interés para las simulaciones es la irradiancia global en los diferentes emplazamientos objeto de estudio. Se dispone de datos de un año completo, en los que se recogen en intervalos de 1 hora. A continuación, se presentan los diferentes emplazamientos con sus coordenadas geográficas:

	Latitud (°N)	Latitud (°E)	Altitud (m)	Zona horaria
BILBAO	43,26	-2,93	32	1
MADRID	40,45	-3,72	661	1
SEVILLA	37,42	-5,90	23	1

Tabla 3. Condiciones climáticas. Fuente: Propia

Además de las coordenadas geográficas de los diferentes emplazamientos, se he recogido los datos mensuales de la irradiancia y la temperatura media para cada uno de ellos y poder observar las diferencias entre uno y otros:



Gráfica 2. Variación irradiancia y temperatura media emplazamientos. Fuente: Propia

3 ANÁLISIS Y AJUSTE DE CURVAS

En este capítulo se va a presentar el electrolizador de referencia, utilizado a la hora de hacer las simulaciones. Una vez seleccionado el equipo, se presenta el ajuste de curvas del comportamiento de esta. Para ello, se ha extraído del catálogo del equipo la tabla 4, en la que se puede ver sus dimensiones y peso.

Stack Size* (Cells)	Dimension "C"		Dimension "L Tierod"		Dimension "H overall"		Mass, M		Est. Dry Capac. (Farad)
	(mm)	(inches)	(mm)	(inches)	(mm)	(inches)	(kg)	(lbm)	
26	140	5.49	694	27.3	1,211	47.7	1,171	2,581	0.0113
45	240	9.45	834	32.8	1,312	51.7	1,228	2,708	0.0065
61	325	12.8	956	37.7	1,397	55.0	1,277	2,815	0.0048
90	478	18.8	1,162	45.8	1,549	61.0	1,365	3,009	0.0032
120	636	25.1	1,385	54.5	1,708	67.3	1,455	3,209	0.0024
125	663	26.1	1,424	56.1	1,735	68.3	1,471	3,242	0.0023
129	674	26.5	1,452	57.2	1743	68.6	1,483	3,269	0.0023
134	711	28.0	1,486	58.5	1,783	70.2	1,498	3,303	0.0022

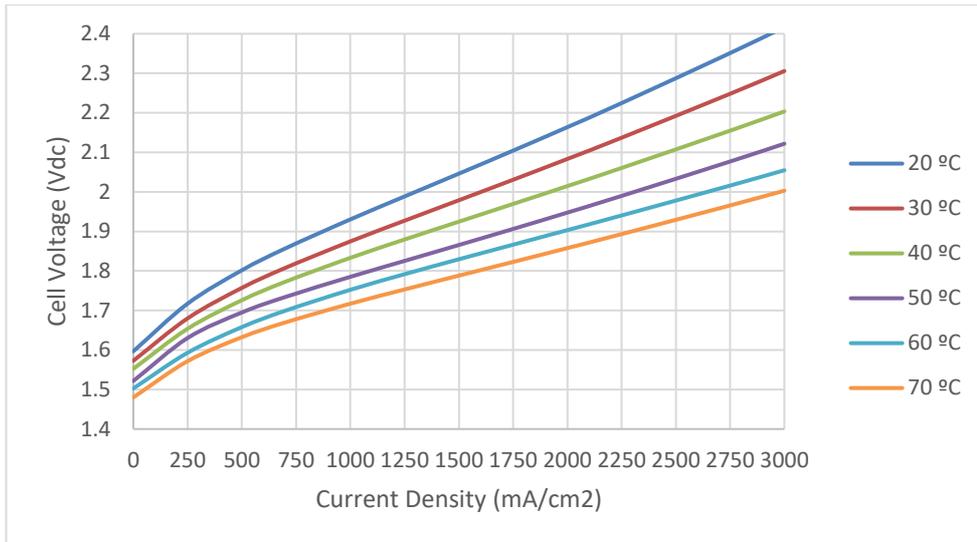
Tabla 4. Dimensiones de las pilas. Fuente: Propia

El electrolizador seleccionado, y del que se tiene los datos del caso marcado en la tabla 4, posee 129 celdas con un área activa de 1250 cm² y unas dimensiones de 812.8 mm W x 990.6 mm D x "H", tal y como se resumen en la tabla 5.

Standard Product	129 cell
Active Area	1250 cm ² (nominal)
Dimensions	812.8 mm W x 990.6 mm D x "H" (32.0"W x 39.0" D x "H") (see Table 2 for H value)
Weight	(see Table 1)

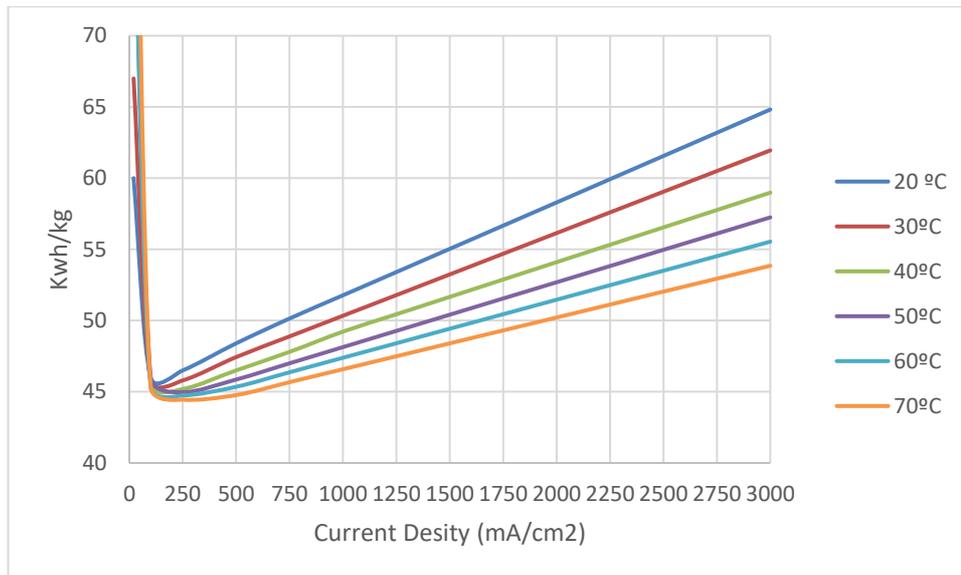
Tabla 5. Dimensiones del electrolizador. Fuente: Propia

A continuación, se realiza el análisis de las curvas de comportamiento del electrolizador. En la gráfica 3, se presenta la curva de polarización, una de las curvas más comunes en el estudio de los electrolizadores. Se puede observar como a medida que va aumentando la densidad de corriente, va aumentando el voltaje de las celdas para todas las condiciones de temperatura. En concreto para temperaturas menores, el crecimiento de la curva tiene una pendiente mayor que para temperaturas mayores, obteniendo para T=20°C tensiones mayores que para T=70°C



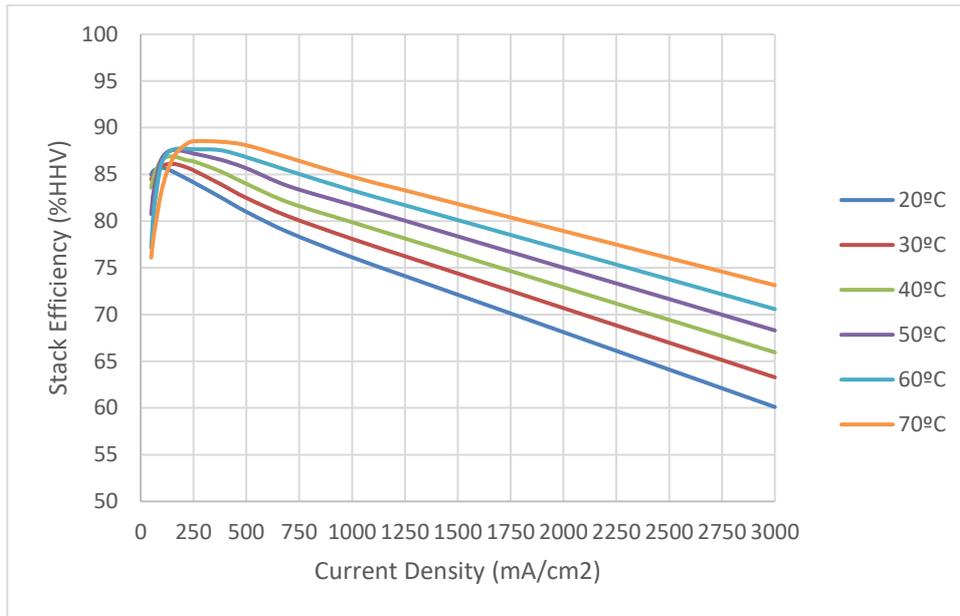
Gráfica 3. Rendimiento del voltaje de la celda a varias temperaturas (presión diferencial) Fuente: Propia.

En la gráfica 4, se representa la influencia de la variación de temperatura de la energía consumida en kWh/kg-H₂. Se puede ver como para densidad más pequeñas, la energía cae de forma lineal con una pendiente muy pronunciada hasta un valor de densidad de corriente de 175 mA/cm² en la que comienza presentar un aumento en la energía conforme va aumentando esta. En concreto para temperaturas menores, el crecimiento de la curva tiene una pendiente mayor que para temperaturas mayores, obteniendo para T=20°C una energía consumida mayor que para T=70°C



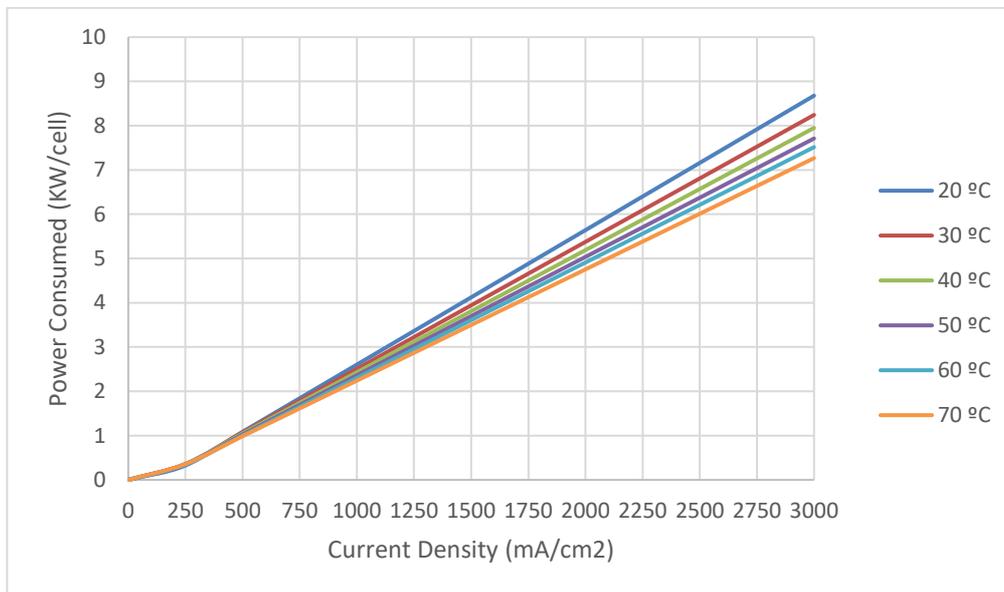
Gráfica 4. Consumo de energía en kWh/kg-H₂ (Presión diferencial de operación) Fuente: Propia.

En la gráfica 5, se representa la influencia de la variación de temperatura en la eficiencia de la celda en %HHV. Se puede ver como para densidad más pequeñas, la eficiencia aumenta de forma lineal con una pendiente muy pronunciada hasta un valor de densidad de corriente de 175 mA/cm² en la que comienza a presentar una disminución en la eficiencia conforme va aumentando esta. En este caso, para temperaturas menores, el crecimiento de la curva tiene una pendiente menor que para temperaturas mayores, obteniendo para T=20°C eficiencias mayores que para T=70°C.



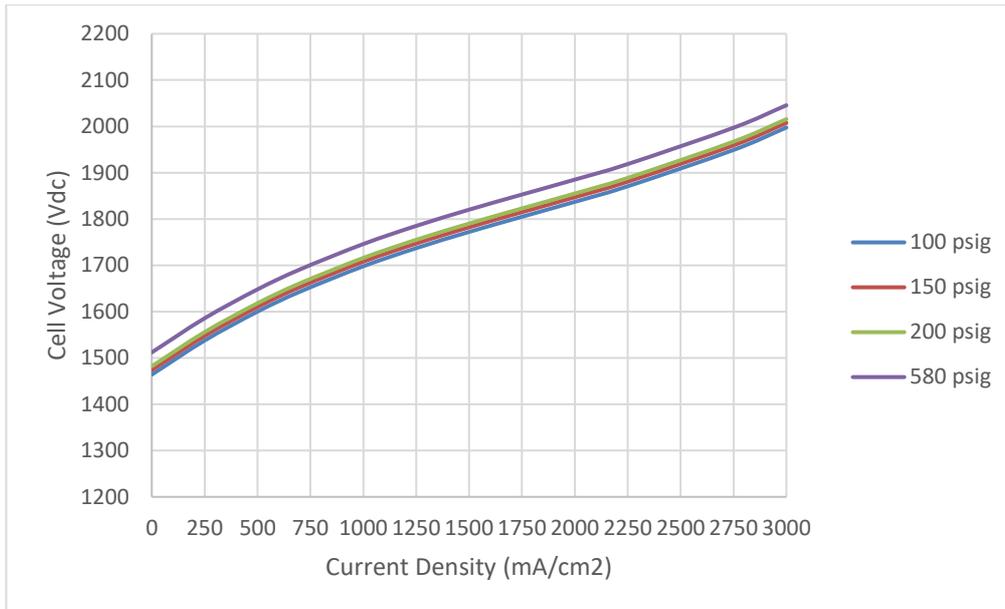
Gráfica 5. Eficiencia de la celda, %HHV (presión de funcionamiento diferencial). Fuente: Propia

En la gráfica 6, se representa la influencia de la variación de temperatura en la potencia consumida por celda en kW/cell. Se puede ver como para densidad más pequeñas, la potencia consumida es similar para todas las variaciones de temperatura hasta un valor de densidad de corriente de 500 mA/cm² en la que comienza a haber más diferencias entre unas curvas y otras. En este caso, para temperaturas menores, el crecimiento de la curva tiene una pendiente mayor que para temperaturas mayores, obteniendo para T=20°C unas potencias consumidas mayores que para T=70°C.



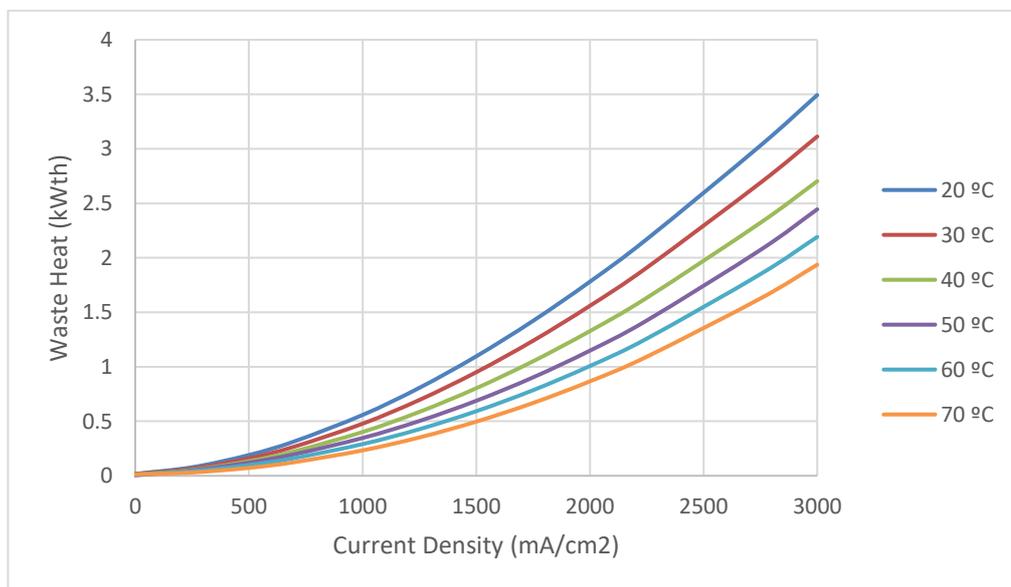
Gráfica 6. Potencia consumida (por celda) frente a la densidad de corriente. Fuente: Propia

En la gráfica 7, se representa la influencia de la variación de presión en el voltaje de la celda en Vdc. Se puede observar como a medida que va aumentando la densidad de corriente, va aumentando el voltaje de las celdas para todas las condiciones de presión. En concreto para presiones menores, el crecimiento de la curva tiene una pendiente menor que para presiones mayores, obteniendo para p=100 psig presiones menores que para p=580 psig.



Gráfica 7. Voltaje de la celda vs presión del cátodo, operación con presión diferencial. Fuente: propia

Por último, se presenta en la gráfica 8 la influencia de la variación de temperatura con respecto al calor residual por celda en kWth. Se puede ver como para densidad más pequeñas, el calor residual producido es similar para todas las variaciones de temperatura hasta un valor de densidad de corriente de 500 mA/cm² en la que comienza a haber más diferencias entre unas curvas y otras. En este caso, para temperaturas menores, el crecimiento de la curva tiene una pendiente mayor que para temperaturas mayores, obteniendo para T=20°C unas potencias consumidas mayores que para T=70°C.



Gráfica 8. Calor residual por celda frente a densidad de corriente. Fuente: propia

4 ACOPLAMIENTO ELECTROLIZADOR CON ENERGÍAS RENOVABLES

A lo largo de este capítulo, se va a realizar las diferentes simulaciones para poder estudiar el comportamiento del electrolizador cuando se acopla a una instalación fotovoltaica. En primer lugar, se va a hacer un estudio en la localidad de Sevilla para una configuración donde los módulos tienen estructura fija, son seguidores de 1 eje y de 2 ejes. Posteriormente, se va a hacer el mismo estudio para la localidad de Bilbao para así poder hacer una comparación de ambas.

4.1 Sevilla

Tal y como se ha comentado en el apartado 2, se va a hacer un estudio de la influencia del tipo de instalación fotovoltaica en la ciudad de Sevilla, tanto para una instalación con estructura fija como para una instalación con seguidores de 1 eje y 2 ejes independientemente.

4.1.1 Estructura fija

En primer lugar, se ha calculado la producción de hidrógeno anual generada a través del electrolizador y la producción de energía generada a través de la instalación solar fotovoltaica para 1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100 kWp.

Potencia instalación FV (kWp)	Estructura fija	
	Producción de hidrógeno anual (kg H ₂)	Producción FV anual (kWh)
1	38,54	1854,09
2	61,94	3708,18
10	79,25	18540,88
100	87,02	185408,82

Tabla 6. Producción H₂ y Energía anual (estructura fija) para Sevilla. Fuente: propia

Tal y como se recoge en la tabla 6, se puede observar que a medida que aumenta la potencia pico instalada en la planta fotovoltaica, aumenta la producción de hidrógeno anual. Para una instalación de 1 kWp instalado, se obtiene un total de 38,54 kg de hidrógeno al año a partir de una producción de 1854,09 kWh. Sin embargo, este aumento en la producción de hidrógeno anual no es proporcional al aumento de la producción de energía, ya que para 100 kWp, se obtiene un total de 87,02 kg de hidrógeno a partir de una producción de 185408,82 kWh, siendo esta cien veces mayor que la comentada anteriormente.

Una vez hecho un estudio a gran escala de la producción de energía gracias a la instalación fotovoltaica y el electrolizador, se estudia en detalle los porcentajes de la energía útil y perdida correspondiente a la producción total. Dentro de la energía total obtenida se puede diferenciar en:

- **Energía útil (PFV > P_{ne}).** Es la suma de la energía por hora en la que el electrolizador está funcionando al 100%, ya que la producción fotovoltaica es mayor que la potencia que necesita el electrolizador para funcionar a máxima potencia.
- **Energía útil (20% P_{ne} < PFV < 100%).** Se corresponde con la suma de la energía por hora que se obtiene cuando el electrolizador trabaja a carga parcial dentro de un rango estable para el funcionamiento de este.

- **Energía perdida ($PFV \geq 100\% P_{ne}$).** Se corresponde con la suma de la energía por hora que se pierde cuando la producción fotovoltaica es mayor que la energía necesaria para el funcionamiento al 100% del electrolizador. Este tipo de energía se considera sobreexcedentes, ya que es una energía que realmente se pierde al no tener mayor capacidad y no se puede utilizar para producir más hidrógeno.
- **Energía perdida ($0\% < PFV < 20\% P_{ne}$).** Se corresponde con la suma de la energía por hora que se pierde cuando la producción fotovoltaica es menor que el 20% de la capacidad del electrolizador. Este tipo de energía se considera subexcedentes, ya que es una energía que realmente se pierde al no tener la suficiente capacidad para que el electrolizador trabaje en condiciones estables.

Una vez analizado cada una de las partes reales de la energía global producida, se ha representado en la figura 9 el porcentaje de cada una de ellas para 1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100 kWp.

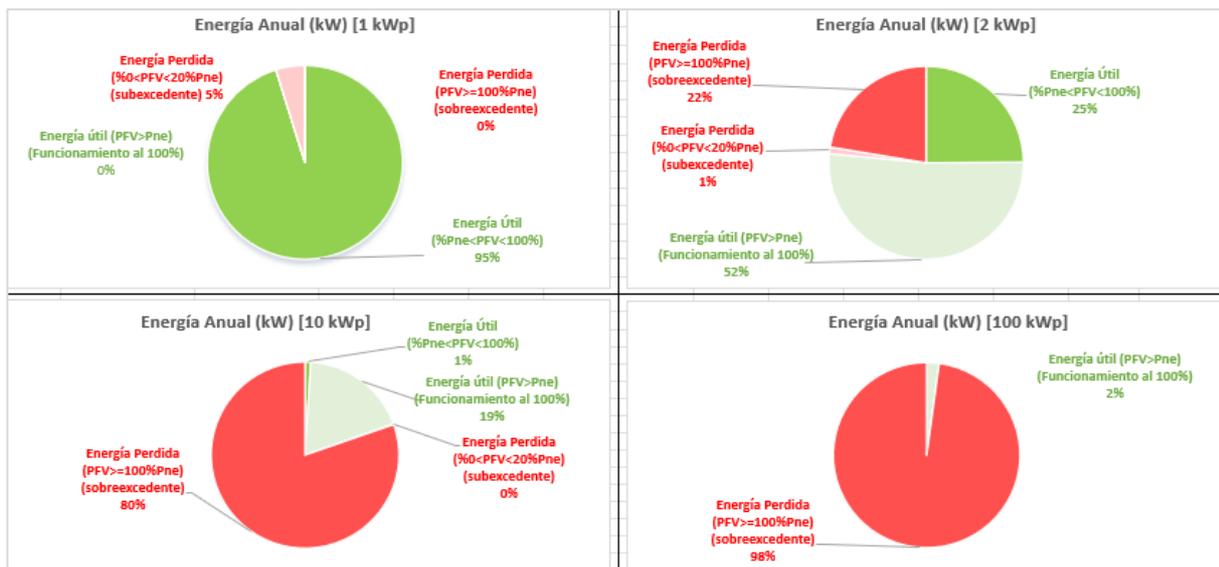


Figura 9. % Energía útil y Perdida (Estructura fija) para Sevilla. Fuente: propia

Tal y como se puede ver en la figura 9, a medida que va aumentando la potencia pico instalada, va aumentando la energía perdida considerada como sobreexcedentes debido a la superación del 100% de la potencia del electrolizador. Se produce hasta un 98% de energía excedentaria con respecto a la global para una potencia de 100 kWp. Sin embargo, para una potencia de 1 kWp, el porcentaje de energía pérdida debida a los sobreexcedentes sobre el total de la energía es nulo, ya que se produce energía útil entre el rango recomendable para que el electrolizador trabaje de forma estable.

Para el caso en el que la potencia FV instalada es 2 kWp se puede observar una mayor estabilidad con respecto a la cantidad de energía útil utilizada para asegurar el funcionamiento al 100% del electrolizador, obteniendo el 52% del total de energía aportada. Sin embargo, se ve un aumento en la energía perdida debida a sobreexcedentes de un 22% con respecto al 0% correspondiente a 1kWp. Hecho que tiene sentido al ser la potencia instalada mayor, aumentando así las posibilidades en las que la potencia sea mayor que la necesaria por el electrolizador a máxima potencia.

Gracias a la gráfica anterior, se puede estudiar y visualizar el porcentaje real de energía útil y perdida a lo largo del año. Por otro lado, en la figura 10, se puede ver el porcentaje del número de horas anuales en las que el electrolizador ha conseguido trabajar en el rango estable de funcionamiento ($20\%P_{ne} < PFV < 100\%$) y al 100% de su capacidad. Además, se ha contabilizado las horas en las que no ha podido funcionar debido a que la producción de energía fotovoltaica no supera el porcentaje permitido para el buen funcionamiento del electrolizador (20%) y las horas en las que no ha podido funcionar debido a la producción nula de la instalación FV, a causa de la irradiación nula externa.

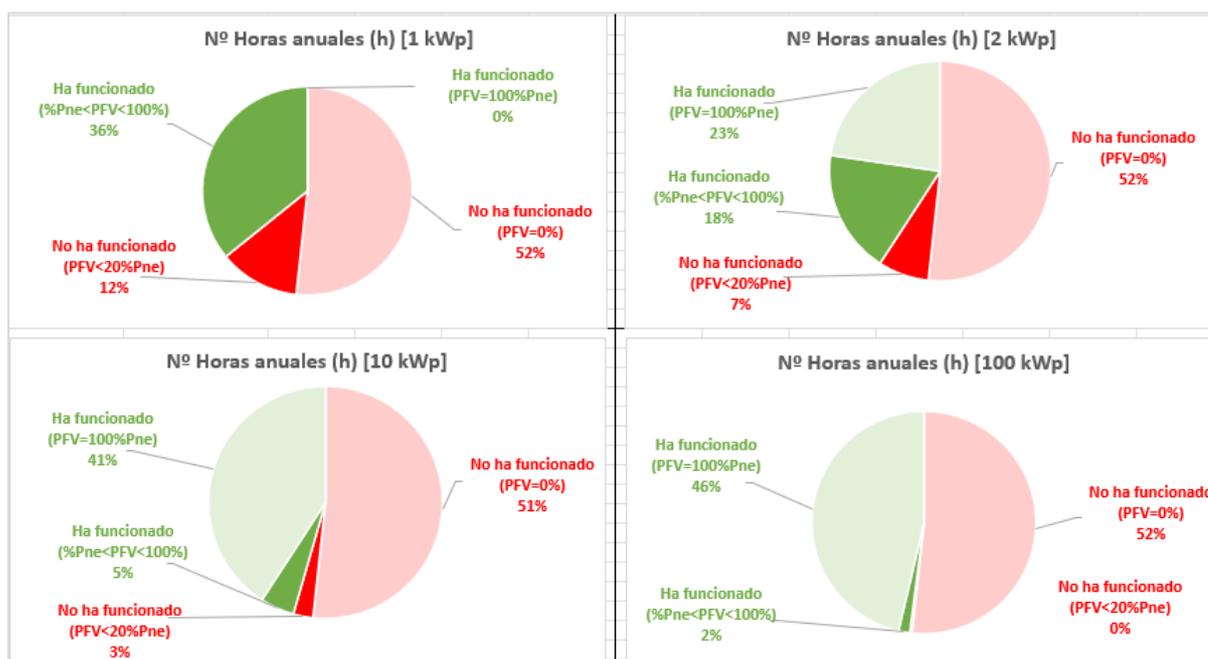


Figura 10. % Horas anuales de funcionamiento (Estructura fija) para Sevilla. Fuente: propia

Tal y como se puede ver, al no variar el emplazamiento, el porcentaje de horas en las que no ha funcionado el electrolizador debido a la producción nula de la instalación FV se mantiene constante para los cuatro casos expuestos (1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100 kWp.) con un porcentaje del 52%. Esto supone que el electrolizador sólo funcione la mitad de las horas totales del año, desaprovechando así una gran cantidad de horas en las que el electrolizador está apagado.

Por otro lado, se puede ver como al aumentar la potencia pico instalada, aumenta el número de horas en el que el electrolizador ha funcionado al 100% (desde un 0% a un 46%) y se reduce el número de horas en el que la energía aportada por la instalación FV no es suficiente para superar el 20% de la capacidad del electrolizador (desde un 12% hasta un 0%).

Por último, otro de los factores a considerar es la capacidad a la que se ve sometida el electrolizador a lo largo de su funcionamiento diario, ya que lo óptimo es que trabaje todo el tiempo a una capacidad del 100% y no a cargas parciales. Por ello, además de haber visto anteriormente la energía total producida, los porcentajes de energía que se pueden aprovechar y el número de horas que va a trabajar el electrolizador, conviene hacer el estudio de la capacidad diaria de este, tanto en invierno como en verano, y el cálculo de la energía exterior requerida en el caso en el que no consiga trabajar al 100% de su capacidad.

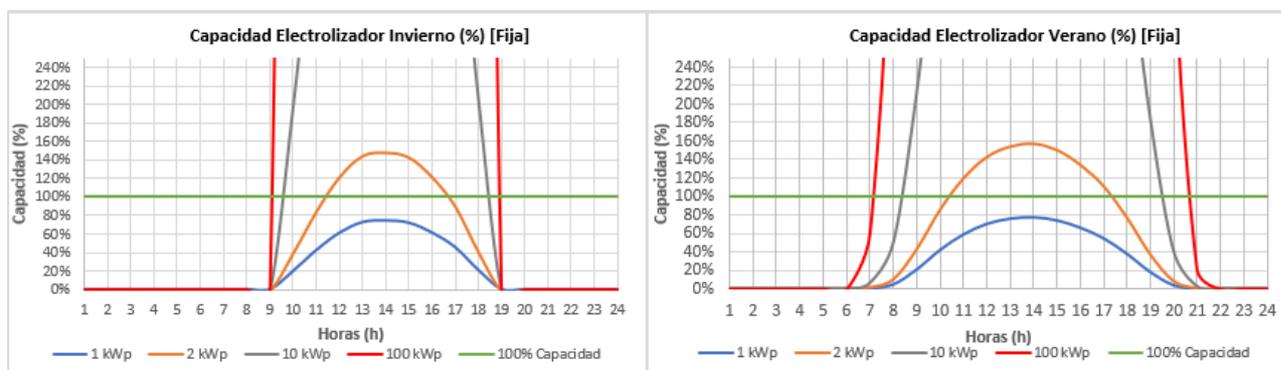


Figura 11. Capacidad diaria electrolizador (Estructura fija) para Sevilla. Fuente: propia

Tal y como se puede ver en ambas gráficas, el electrolizador para un acoplamiento de una instalación de 1 kWp no consigue llegar en ningún momento a su máxima capacidad en ninguna de las dos estaciones consideradas como más restrictivas. Esto permite confirmar lo expuesto en la figura 10, ya que el número de horas con su capacidad máxima era del 0%.

No obstante, a medida que va aumentando la potencia pico, aumenta el número de horas en el que el electrolizador puede trabajar al 100%. Sin embargo, esto se va a ver limitado tanto por la irradiancia nula, en la que en invierno el número de horas es mayor que en verano, y la viabilidad económica del conjunto.

Tras haber observado en la figura 11 la capacidad con la que trabaja el electrolizador se presenta en la tabla 7, la cantidad de energía exterior requerida diariamente para poder asegurar un funcionamiento a su capacidad máxima.

Potencia instalación (kWp)	Estructura fija	
	E_ext requerida diaria (Invierno)	E_ext requerida diaria (Verano)
	(kWh)	(kWh)
1	18,61	17,21
2	15,83	13,85
10	14,44	11,56
100	14,44	9,78

Tabla 7. Energía exterior diaria requerida (Estructura fija) para Sevilla. Fuente: propia

En general, a medida que la potencia pico va aumentando, la energía exterior requerida diariamente, tanto en invierno como en verano, va disminuyendo. Sin embargo, para los días de invierno, llega un punto en el que se necesita una cantidad parecida de energía externa requerida, aunque la potencia pico aumente considerablemente.

4.1.2 Seguimiento de 1 eje y de 2 ejes

En este apartado, de la misma forma que se ha analizado para una instalación con paneles fotovoltaicos de estructura fija, se ha estudiado el mismo caso pero para instalaciones con seguidores de 1 eje y de 2 ejes de forma paralela.

Potencia instalación FV (kWp)	Seguimiento de 1 eje		Seguimiento de 2 eje	
	Producción de hidrógeno anual (kg H ₂)	Producción FV anual (kWh)	Producción de hidrógeno anual (kg H ₂)	Producción FV anual (kWh)
	1	41,95	1990,02	54,83
2	65,83	3980,05	75,99	5074,11
10	82,31	19900,23	82,67	25370,53
100	86,16	199002,27	84,88	253705,33

Tabla 8. Producción H₂ y Energía anual (seguidores de 1 eje y 2 ejes) para Sevilla. Fuente: propia

Tal y como se recoge en la tabla 8, se puede observar como para la misma potencia pico, la instalación con seguidores solares de 1 eje produce menor cantidad de energía fotovoltaica y cantidad de hidrógeno anual. Además, en comparación con los resultados obtenidos para la estructura fija se obtienen valores mayores de producción, obteniendo para 1 kWp 38,54 kg de H₂ y 1854,09 kWh de energía. Sin embargo, a medida que la potencia pico va aumentando hasta cierto valor la cantidad de hidrógeno producido es muy similar en ambos casos, llegando a obtenerse casi 86 kg de hidrógeno a partir de una producción de 199002,27 kWh y 2253705,33 kWh para seguimiento de 1 eje y 2 ejes respectivamente.

Por otro lado, en este caso se ha recogido en la tabla 9 el porcentaje de energía útil y pérdida correspondiente de la energía total producida por la instalación fotovoltaica para seguidores solares de 1 eje y 2 ejes respectivamente.

Potencia instalación FV (kWp)	Seguimiento de 1 eje					
	Energía útil (%Pne<PFV<100%)	Energía útil (PFV>Pne) (Funcionamiento al 100%)	Energía útil total	Energía Perdida (%0<PFV<20%Pne) (subexcedente)	Energía Perdida (PFV>=100%Pne) (sobrexcedente)	Energía perdida total
	%	%	%	%	%	%
1	96,56%	0,00%	96,56%	3,44%	0,00%	3,44%
2	24,67%	51,08%	75,76%	0,71%	23,54%	24,24%
10	0,64%	18,30%	18,94%	0,07%	80,99%	81,06%
100	0,03%	1,96%	1,98%	0,00%	98,02%	98,02%

Tabla 9. % Energía útil y Perdida (seguidores de 1 eje) para Sevilla. Fuente: propia

Tal y como se puede ver, a medida que va aumentando la potencia pico instalada, va aumentando la energía perdida considerada como sobreexcedentes debido a la superación del 100% de la potencia del electrolizador. En comparación con los resultados obtenidos para la estructura fija, para una potencia pico de 1 kWp se produce un menor porcentaje de subexcedentes en el caso de los seguidores de 1 y 2 ejes produciéndose un 3,44 % y 0,99% respectivamente en comparación con el 5% obtenido en el apartado anterior.

Potencia instalación FV (kWp)	Seguimiento de 2 eje					
	Energía Útil (%Pne<PFV<100%)	Energía útil (PFV>Pne) (Funcionamiento al 100%)	Energía útil total	Energía Perdida (%0<PFV<20%Pne) (subexcedente)	Energía Perdida (PFV>=100%Pne) (sobreexcedente)	Energía perdida total
	%	%	%	%	%	%
1	99,01%	0,00%	99,01%	0,99%	0,00%	0,99%
2	10,27%	58,34%	68,61%	0,24%	31,15%	31,39%
10	0,22%	14,71%	14,93%	0,03%	85,05%	85,07%
100	0,01%	1,52%	1,53%	0,00%	98,47%	98,47%

Tabla 10. % Energía útil y Perdida (seguidores de 2 eje) para Sevilla. Fuente: propia

Además, en ambos casos se obtiene una energía útil total para una potencia pico de 1 kWp superior a la alcanzada para la opción de estructura fija, produciéndose un 96,56% y 99,01% respectivamente en comparación con el 95% obtenido en el apartado anterior. Sin embargo, para potencias mayores, los porcentajes de energía útil y perdida total se asemejan para los tres casos, obteniéndose para 100 kWp un 2% de energía útil y un 98% de energía perdida aproximadamente.

Por otra parte, se hace un estudio de la capacidad a la que está sometida el electrolizador de forma diaria para ambos casos en la figura 12.

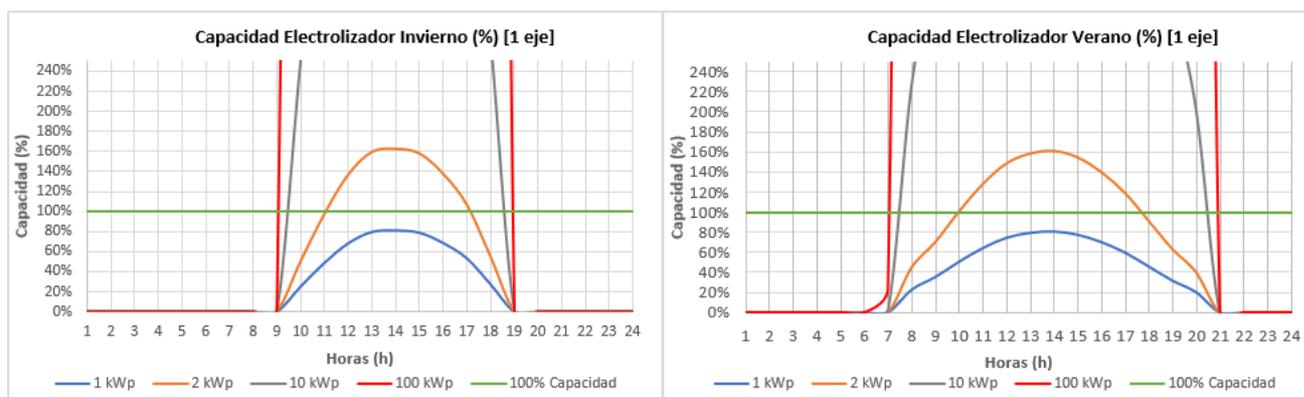


Figura 12. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 1 eje) para Sevilla. Fuente: propia

Al igual que ocurre para la estructura fija, el electrolizador con un acoplamiento de una instalación de 1 kWp no consigue llegar en ningún momento a su máxima capacidad en ninguna de las dos estaciones consideradas, confirmando lo expuesto en la figura 9, ya que el porcentaje de energía excedentaria es nulo para ambos casos. Sin embargo, se puede observar como la capacidad a la que trabaja el electrolizador es levemente mayor para el caso de los seguidores de 1 eje y 2 ejes en comparación con la estructura fija.

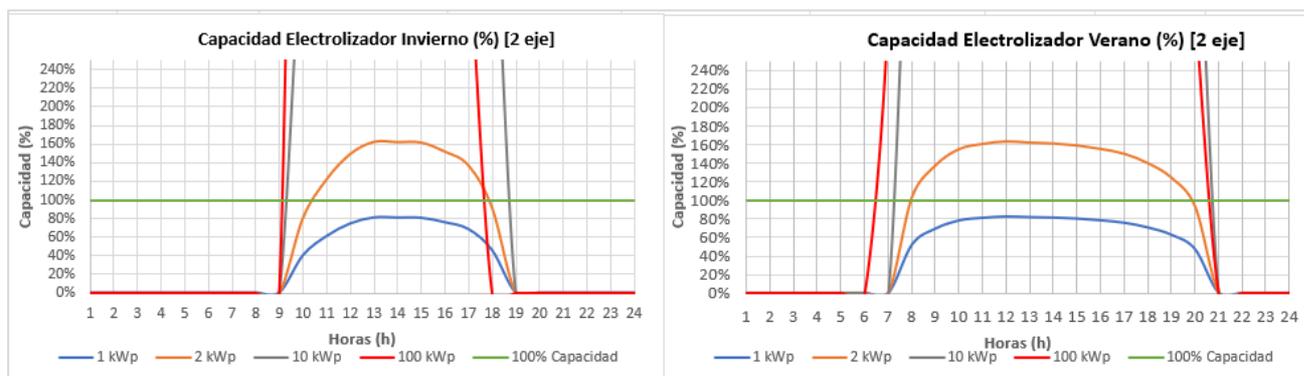


Figura 13. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 2 eje) para Sevilla. Fuente: propia

Además, se puede presenciar como las curvas de capacidad diaria del electrolizador para seguidores de 2 ejes es más aplanada y con valores levemente más alto que en el caso de la estructura fija y los seguidores de 1 eje. Esto va a permitir que el electrolizador trabaje un mayor número de horas al día y mantener la capacidad de funcionamiento más constante que en los casos anteriores.

Finalmente, en la tabla 11 se presenta la cantidad de energía exterior requerida diariamente para poder asegurar un funcionamiento del electrolizador a una capacidad del 100%.

Potencia instalación	Seguimiento de 1 eje		Seguimiento de 2 eje	
	E_ext requerida diara (invierno)	E_ext requerida diara (verano)	E_ext requerida diara (invierno)	E_ext requerida diara (verano)
(kWp)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)
1	18,00	16,25	17,23	14,11
2	15,39	12,40	14,71	10,65
10	14,44	10,57	14,44	10,59
100	14,44	10,37	14,44	10,59

Tabla 11. Energía exterior diaria requerida (seguidores de 1 eje y 2 ejes) para Sevilla. Fuente: propia

Al igual que pasaba en el caso anterior, a medida que va aumentando la potencia pico, la energía exterior requerida va disminuyendo en ambas estaciones del año, obteniéndose valores inferiores a los obtenidos para el caso de estructura fija. Sin embargo, para potencias mayores, la energía exterior requerida en invierno como en verano, para seguimiento de 1 eje y de 2 ejes, tienen valores muy similares, siendo la energía requerida en verano para ambas de 10,4 kWh y 14,44 kWh para invierno.

4.2 Madrid

En este apartado se va a hacer un estudio de la influencia del tipo de instalación fotovoltaica debido a unas condiciones climáticas diferentes a las de Sevilla, con una irradiancia levemente menor y menores temperaturas ambientales y referidas a la ciudad de Madrid, tanto para una instalación con estructura fija como para una instalación con seguidores de 1 eje y 2 ejes.

4.2.1 Estructura fija

En primer lugar, se ha calculado la producción de hidrógeno anual generada a través del electrolizador y la producción de energía generada a través de la instalación solar fotovoltaica para 1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100 kWp.

Potencia instalación FV	Estructura fija	
	Producción de hidrógeno anual	Producción FV anual
(kWp)	(kg H2)	(kWh)
1	38,67	1851,40
2	60,45	3702,80
10	77,64	18514,02
100	86,88	185140,22

Tabla 12. Producción H2 y Energía anual (estructura fija) para Madrid. Fuente: propia

Tal y como se recoge en la tabla 12, se puede observar que a medida que aumenta la potencia pico instalada en la planta fotovoltaica, aumenta la producción de hidrógeno anual. Para una instalación de 1 kWp instalado, se obtiene un total de 38,67 kg de hidrógeno al año a partir de una producción de 1854,09 kWh. Sin embargo, este aumento en la producción de hidrógeno anual no es proporcional al aumento de la producción de energía, ya que para 100 kWp, se obtiene un total de 86,88 kg de hidrógeno a partir de una producción de 185140,22 kWh, siendo está cien veces mayor que la comentada anteriormente.

Una vez hecho un estudio a gran escala de la producción de energía gracias a la instalación fotovoltaica y el electrolizador, se estudia en detalle los porcentajes de la energía útil y perdida correspondiente a la producción total para 1kWp, 2kWp, 10 kWp y 100 kWp.

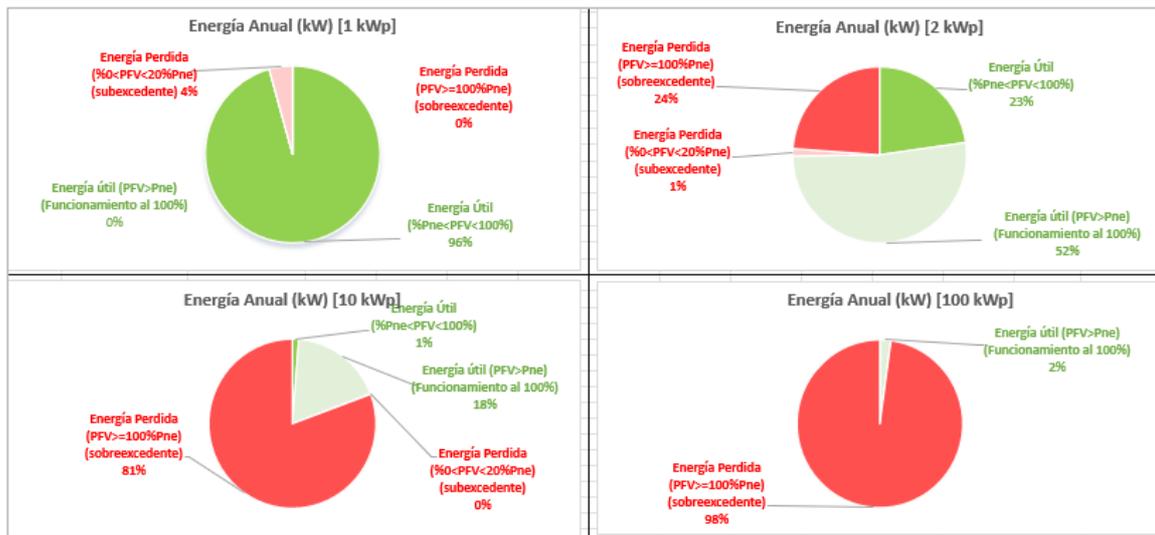


Figura 14. % Energía útil y Perdida (Estructura fija) para Madrid. Fuente: propia

Tal y como se puede ver en la figura 14, a medida que va aumentando la potencia pico instalada, va aumentando la energía perdida considerada como sobreexcedentes debido a la superación del 100% de la potencia del electrolizador. Se produce hasta un 98% de energía excedentaria con respecto a la global para una potencia de 100 kWp. Sin embargo, para una potencia de 1 kWp, el porcentaje de energía pérdida debida a los sobreexcedentes sobre el total de la energía es nulo, ya que se produce energía útil entre el rango recomendable para que el electrolizador trabaje de forma estable.

Para el caso en el que la potencia FV instalada es 2 kWp se puede observar una mayor estabilidad con respecto a la cantidad de energía útil utilizada para asegurar el funcionamiento al 100% del electrolizador, obteniendo el 52% del total de energía aportada. Sin embargo, se ve un aumento en la energía perdida debida a sobreexcedentes de un 23% con respecto al 0% correspondiente a 1kWp. Hecho que tiene sentido al ser la potencia instalada mayor, aumentando así las posibilidades en las que la potencia sea mayor que la necesaria por el electrolizador a máxima potencia.

Por otro lado, en la figura 15, se puede ver como al no variar el emplazamiento, el porcentaje de horas en las que no ha funcionado el electrolizador debido a la producción nula de la instalación FV se mantiene constante para los cuatro casos expuestos (1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100 kWp.) con un porcentaje del 52%. Esto supone que el electrolizador sólo funcione la mitad de las horas totales del año, desaprovechando así una gran cantidad de horas en las que el electrolizador está apagado.

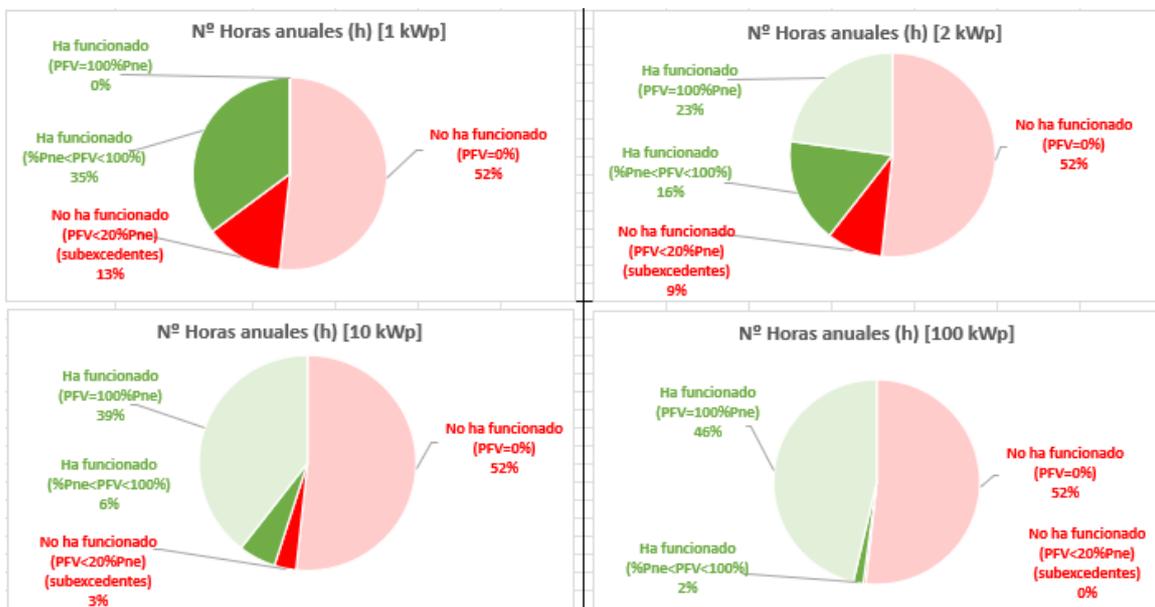


Figura 15. % Horas anuales de funcionamiento (Estructura fija) para Madrid. Fuente: propia

Por otro lado, se puede ver como al aumentar la potencia pico instalada, aumenta el número de horas en el que el electrolizador ha funcionado al 100% (desde un 0% a un 46%) y se reduce el número de horas en el que la energía aportada por la instalación FV no es suficiente para superar el 20% de la capacidad del electrolizador (desde un 13% hasta un 0%).

Por último, otro de los factores a considerar es la capacidad a la que se ve sometida el electrolizador a lo largo de su funcionamiento diario, ya que lo óptimo es que trabaje todo el tiempo a una capacidad del 100% y no a cargas parciales. Por ello, además de haber visto anteriormente la energía total producida, los porcentajes de energía que se pueden aprovechar y el número de horas que va a trabajar el electrolizador, conviene hacer el estudio de la capacidad diaria de este, tanto en invierno como en verano, y el cálculo de la energía exterior requerida en el caso en el que no consiga trabajar al 100% de su capacidad.

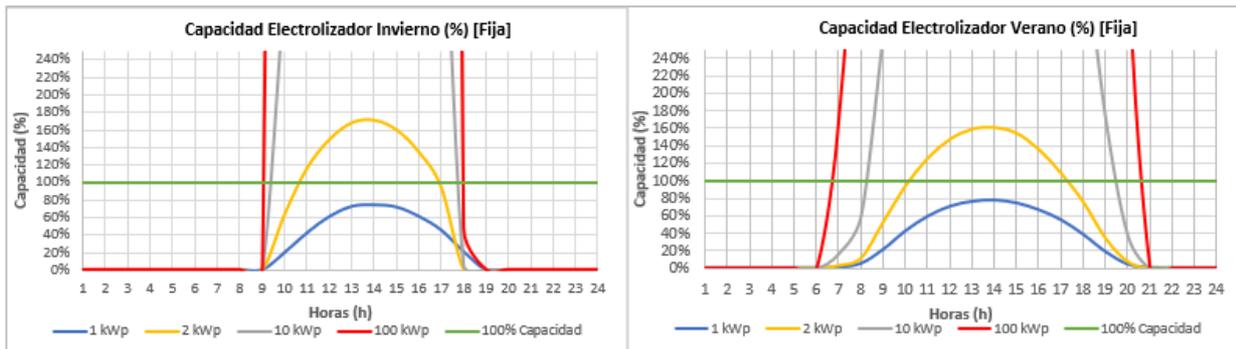


Figura 16. Capacidad diaria electrolizador (Estructura fija) para Madrid. Fuente: propia

Tal y como se puede ver en ambas gráficas, el electrolizador para un acoplamiento de una instalación de 1 kWp no consigue llegar en ningún momento a su máxima capacidad en ninguna de las dos estaciones consideradas como más restrictivas. Esto permite confirmar lo expuesto en la gráfica 14, ya que el número de horas con su capacidad máxima era del 0%.

No obstante, a medida que va aumentando la potencia pico, aumenta el número de horas en el que el electrolizador puede trabajar al 100%. Sin embargo, esto se va a ver limitado tanto por la irradiancia nula, en la que en invierno el número de horas es mayor que en verano, y la viabilidad económica del conjunto.

Tras haber observado en la figura 16 la capacidad con la que trabaja el electrolizador, se presenta en la tabla 13, la cantidad de energía exterior requerida diariamente para poder asegurar un funcionamiento a su capacidad máxima.

Potencia instalación FV (kWp)	Estructura fija	
	Eext requerida diaria (invierno) (kWh)	Eext requerida diaria (verano) (kWh)
	1	18,02
2	15,80	13,65
10	15,36	11,40
100	14,95	9,63

Tabla 13. Energía exterior diaria requerida (Estructura fija) para Madrid. Fuente: propia

En general, a medida que la potencia pico va aumentando, la energía exterior requerida diariamente, tanto en invierno como en verano, va disminuyendo. Sin embargo, para los días de invierno, llega un punto en el que se necesita una cantidad parecida de energía externa requerida, aunque la potencia pico aumente considerablemente.

4.2.2 Seguimiento de 1 eje y de 2 ejes.

En este apartado, de la misma forma que se ha analizado para una instalación con paneles fotovoltaicos de

estructura fija, se ha estudiado el mismo caso pero para instalaciones con seguidores de 1 eje y de 2 ejes de forma paralela.

Potencia instalación FV (kWp)	Seguimiento de 1 eje		Seguimiento de 2 eje	
	Producción de hidrógeno anual (kg H ₂)	Producción FV anual (kWh)	Producción de hidrógeno anual (kg H ₂)	Producción FV anual (kWh)
1	42,16	1998,44	55,49	2571,06
2	64,90	3996,88	74,16	5142,13
10	81,04	19984,40	81,32	25710,65
100	86,44	199844,00	85,73	257106,49

Tabla 14. Producción H₂ y Energía anual (seguidores 1 y 2 ejes) (Madrid). Fuente: propia

Tal y como se recoge en la tabla 14, se puede observar como para potencia pico bajas, la instalación con seguidores solares de 1 eje produce menor cantidad de energía fotovoltaica y cantidad de hidrógeno anual. Además, en comparación con los resultados obtenidos para la estructura fija se obtienen valores mayores de producción, obteniendo para 1 kWp 42,16 kg de H₂ y 1998,44 kWh de energía. Sin embargo, a medida que la potencia pico va aumentando hasta cierto valor la cantidad de hidrógeno producido es muy similar en ambos casos, llegando a obtenerse casi 86 kg de hidrógeno a partir de una producción de 199844 kWh y 257106,49 kWh para seguimiento de 1 eje y 2 ejes respectivamente.

Por otro lado, en este caso se ha recogido en las tablas 15 y 16 el porcentaje de energía útil y perdida correspondiente de la energía total producida por la instalación fotovoltaica para seguidores solares de 1 eje y 2 ejes respectivamente.

Potencia instalación FV (kWp)	Seguimiento de 1 eje					
	Energía útil (%Pne<PFV<100%) %	Energía útil (PFV>Pne) (Funcionamiento al 100%) %	Energía útil total %	Energía Perdida (%0<PFV<20%Pne) (subexcedente) %	Energía Perdida (PFV>=100%Pne) (sobrexcedente) %	Energía perdida total %
1	96,63%	0,00%	96,63%	3,37%	0,00%	3,37%
2	23,32%	51,06%	74,38%	0,75%	24,87%	25,62%
10	0,66%	17,91%	18,58%	0,09%	81,34%	81,42%
100	0,03%	1,95%	1,98%	0,00%	98,02%	98,02%

Tabla 15. % Energía útil y Perdida (seguidores de 1 eje) (Madrid). Fuente: propia

Tal y como se puede ver, a medida que va aumentando la potencia pico instalada, va aumentando la energía perdida considerada como sobreexcedentes debido a la superación del 100% de la potencia del electrolizador. En comparación con los resultados obtenidos para la estructura fija, para una potencia pico de 1 kWp se produce un menor porcentaje de subexcedentes en el caso de los seguidores de 1 y 2 ejes produciéndose un 3,37 % y 1,12% respectivamente en comparación con el 4% obtenido en el apartado anterior.

Potencia instalación FV (kWp)	Seguimiento de 2 eje					
	Energía Útil (%Pne<PFV<100%) %	Energía útil (PFV>Pne) (Funcionamiento al 100%) %	Energía útil total %	Energía Perdida (%0<PFV<20%Pne) (subexcedente) %	Energía Perdida (PFV>=100%Pne) (sobrexcedente) %	Energía perdida total %
1	98,88%	0,00%	98,88%	1,12%	0,00%	1,12%
2	8,80%	57,27%	66,07%	0,40%	33,54%	33,93%
10	0,34%	14,15%	14,49%	0,05%	85,46%	85,51%
100	0,02%	1,51%	1,53%	0,00%	98,47%	98,47%

Tabla 16. % Energía útil y Perdida (seguidores de 2 eje) (Madrid). Fuente: propia

Además, en ambos casos se obtiene una energía útil total para una potencia pico de 1 kWp superior a la alcanzada para la opción de estructura fija, produciéndose un 96,63% y 98,88% respectivamente en comparación con el 96% obtenido en el apartado anterior. Sin embargo, para potencias mayores, los porcentajes de energía útil y perdida total se asemejan para los tres casos, obteniéndose para 100 kWp un 2% de energía útil y un 98% de energía perdida aproximadamente.

Por otra parte, se hace un estudio de la capacidad a la que está sometida el electrolizador de forma diaria

para ambos casos en la figura 17.

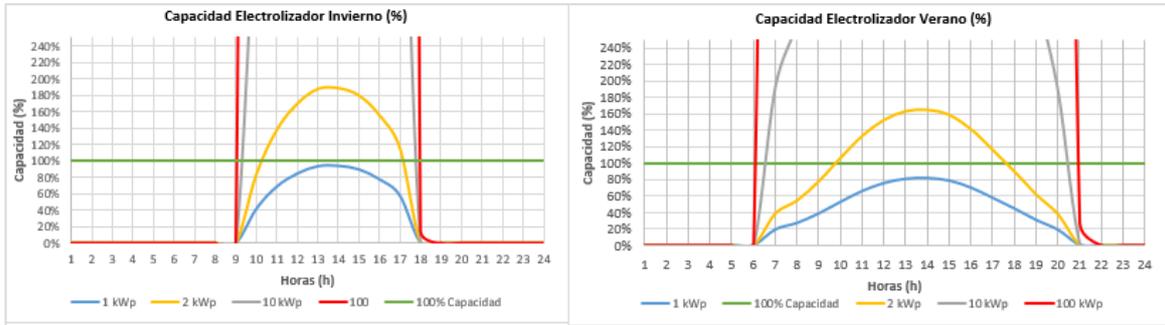


Figura 17. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 1 eje) (Madrid). Fuente: propia

Al igual que ocurre para la estructura fija, el electrolizador con un acoplamiento de una instalación de 1 kWp no consigue llegar en ningún momento a su máxima capacidad en ninguna de las dos estaciones consideradas, confirmando lo expuesto en la figura 14, ya que el porcentaje de energía excedentaria es nulo para ambos casos. Sin embargo, se puede observar como la capacidad a la que trabaja el electrolizador es levemente mayor para el caso de los seguidores de 1 eje y 2 ejes en comparación con la estructura fija.

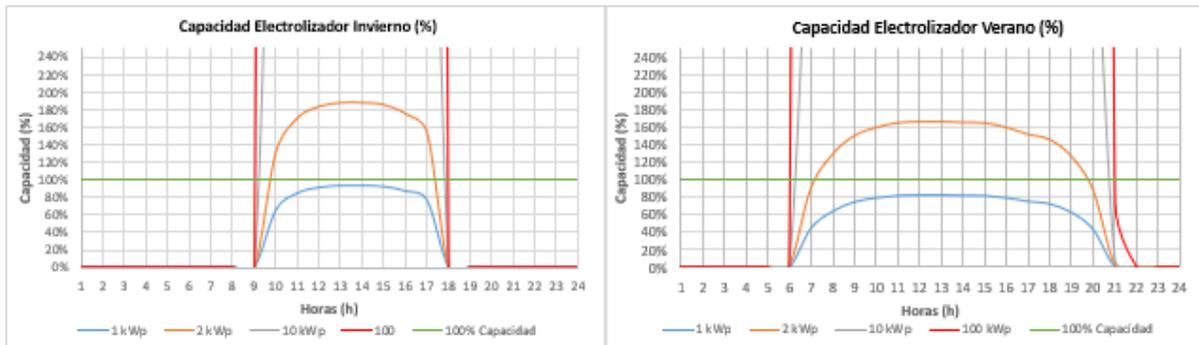


Figura 18. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 2 eje) (Madrid). Fuente: propia

Además, se puede presenciar como las curvas de capacidad diaria del electrolizador para seguidores de 2 ejes es más aplanada y con valores levemente más alto que en el caso de la estructura fija y los seguidores de 1 eje. Esto va a permitir que el electrolizador trabaje un mayor número de horas al día y mantener la capacidad de funcionamiento más constante que en los casos anteriores.

Finalmente, en la tabla 17 se presenta la cantidad de energía exterior requerida diariamente para poder asegurar un funcionamiento del electrolizador a una capacidad del 100%.

Potencia instalación (kWp)	Seguimiento de 1 eje		Seguimiento de 2 eje	
	E_ext requerida diara (invierno) (kWh)	E_ext requerida diara (verano) (kWh)	E_ext requerida diara (invierno) (kWh)	E_ext requerida diara (verano) (kWh)
1	17,23	15,91	16,44	13,37
2	15,56	11,94	15,40	9,84
10	15,39	9,60	15,40	9,56
100	15,26	9,37	15,40	8,91

Tabla 17. Energía exterior diaria requerida (seguidores de 1 eje y 2 ejes) (Madrid). Fuente: propia

Al igual que pasaba en el caso anterior, a medida que va aumentando la potencia pico, la energía exterior requerida va disminuyendo en ambas estaciones del año, obteniéndose valores inferiores a los obtenidos para el caso de estructura fija. Sin embargo, para potencias mayores, la energía exterior requerida en invierno como en verano, para seguimiento de 1 eje y de 2 ejes, tienen valores muy similares, siendo la energía requerida en verano para ambas unos 9 kWh y unos 15,3 kWh para invierno.

4.3 Bilbao

En este apartado se va a hacer un estudio de la influencia del tipo de instalación fotovoltaica debido a unas condiciones climáticas diferentes a las de Sevilla y Madrid, con menos irradiancia y menores temperaturas ambientales y referidas a la ciudad de Bilbao, tanto para una instalación con estructura fija como para una instalación con seguidores de 1 eje y 2 ejes.

4.3.1 Estructura fija

En primer lugar, se ha calculado la producción de hidrógeno anual generada a través del electrolizador y la producción de energía generada a través de la instalación solar fotovoltaica para 1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100 kWp.

Potencia instalación FV (kWp)	Estructura fija	
	Producción de hidrógeno anual (kg H2)	Producción FV anual (kWh)
1	25,09	1282,80
2	45,83	2565,60
10	73,54	12827,99
100	85,05	128279,94

Tabla 18. Producción H2 y Energía anual (estructura fija) para Bilbao. Fuente: propia

Tal y como se recoge en la tabla 18, se puede observar como a medida que aumenta la potencia pico instalada en la planta fotovoltaica, aumenta la producción de hidrógeno anual. Para una instalación de 1 kWp instalado, se obtiene un total de 25,09 kg de hidrógeno al año a partir de una producción de 1282,80 kWh. Sin embargo, este aumento en la producción de hidrógeno anual no es proporcional al aumento de la producción de energía, ya que para 100 kWp, se obtiene un total de 85,05 kg de hidrógeno a partir de una producción de 128279,94 kWh, siendo está cien veces mayor que la comentada anteriormente.

Una vez hecho un estudio a gran escala de la producción de energía gracias a la instalación fotovoltaica y el electrolizador, se estudia en detalle los porcentajes de la energía útil y perdida correspondiente a la producción total para 1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100 kWp.

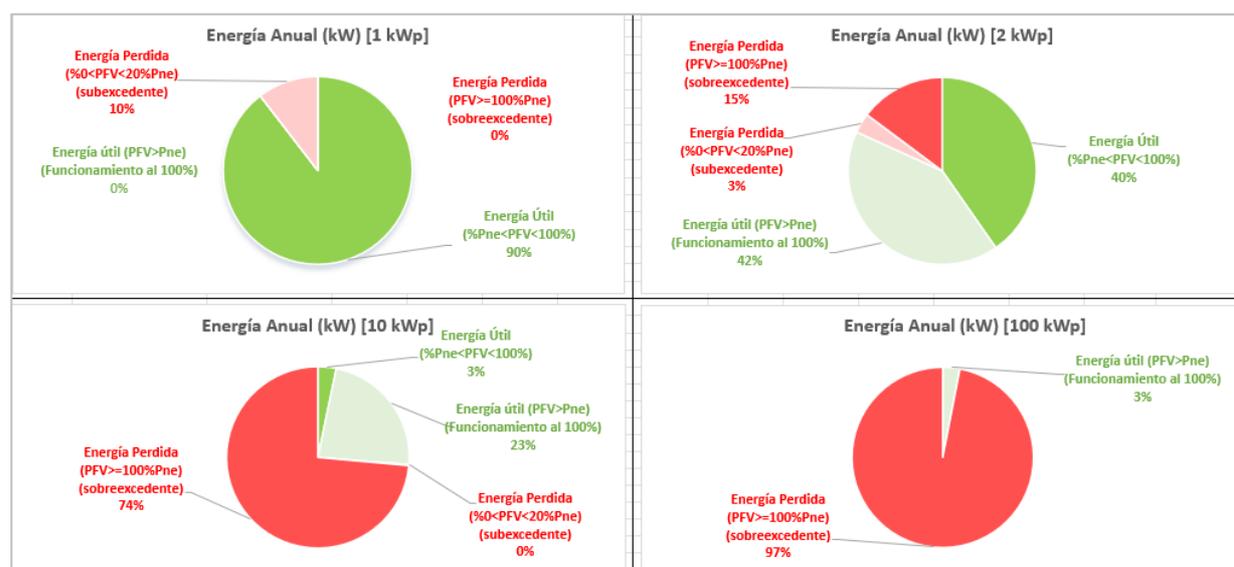


Figura 19. % Energía útil y Perdida (Estructura fija) para Bilbao. Fuente: propia

Tal y como se puede ver en la gráfica, a medida que va aumentando la potencia pico instalada, va aumentando la energía perdida considerada como sobreexcedentes debido a la superación del 100% de la potencia del electrolizador. Se produce hasta un 97% de energía excedentaria con respecto a la global para una potencia de 100 kWp. Sin embargo, para una potencia de 1 kWp, el porcentaje de energía pérdida debida a los sobreexcedentes sobre el total de la energía es nulo, ya que se produce energía útil entre el rango recomendable

para que el electrolizador trabaje de forma estable.

Para el caso de la potencia FV instalada de 2 kWp se puede observar como la cantidad de energía perdida perteneciente al rango de $PFV > P_{ne}$, va aumentando de 0% a 15% con respecto al caso de 1 kWp debido al aumento de potencia y probabilidad de superar la potencia máxima necesaria del electrolizador. Asimismo, se puede ver un aumento en el porcentaje de energía útil en la que el electrolizador funciona al 100% de su capacidad (hasta un 40%), asegurando así una mayor estabilidad en el funcionamiento de este.

Gracias a la gráfica anterior, se puede estudiar y visualizar el porcentaje real de energía útil y perdida a lo largo del año. Por otro lado, en la figura 20 se puede ver el porcentaje del número de horas anuales en las que el electrolizador ha conseguido trabajar en el rango estable de funcionamiento ($20\%P_{ne} < PFV < 100\%$) y al 100% de su capacidad. Además, se ha contabilizado las horas en las que no ha podido funcionar debido a que la producción de energía fotovoltaica no supera el porcentaje permitido para el buen funcionamiento del electrolizador (20%) y las horas en las que no ha podido funcionar debido a la producción nula de la instalación FV, a causa de la irradiación nula externa.

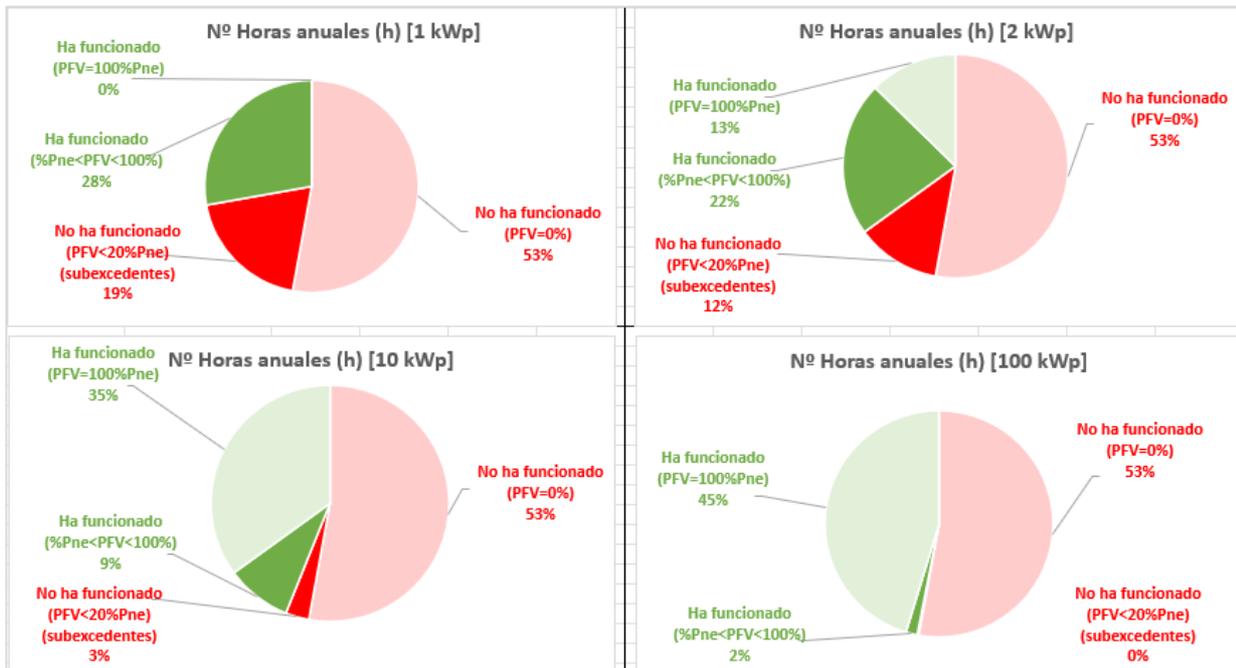


Figura 20. % Horas anuales de funcionamiento (Estructura fija) para Bilbao. Fuente: propia

Tal y como se puede ver, al no variar el emplazamiento, el porcentaje de horas en las que no ha funcionado el electrolizador debido a la producción nula de la instalación FV se mantiene constante para los cuatro casos expuestos (1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100 kWp.) con un porcentaje del 53%. Esto supone que el electrolizador sólo funcione la mitad de las horas totales del año, desaprovechando así una gran cantidad de horas en las que el electrolizador está apagado.

Por otro lado, se puede ver como al aumentar la potencia pico instalada, aumenta el número de horas en el que el electrolizador ha funcionado al 100% (desde un 0% a un 45%) y se reduce el número de horas en el que la energía aportada por la instalación FV no es suficiente para superar el 20% de la capacidad del electrolizador (desde un 19% hasta un 0%).

Por último, otro de los factores a considerar es la capacidad a la que se ve sometida el electrolizador a lo largo de su funcionamiento diario, ya que lo óptimo es que trabaje todo el tiempo a una capacidad del 100% y no a cargas parciales. Por ello, además de haber visto anteriormente la energía total producida, los porcentajes de energía que se pueden aprovechar y el número de horas que va a trabajar el electrolizador, conviene hacer el estudio de la capacidad diaria de este, tanto en invierno como en verano, y el cálculo de la energía exterior requerida en el caso en el que no consiga trabajar al 100% de su capacidad.

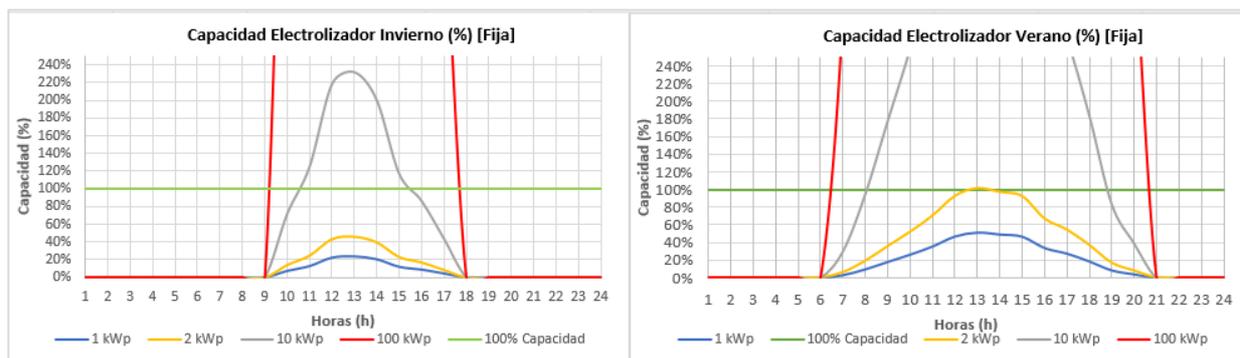


Figura 21. Capacidad diaria electrolizador (Estructura fija) para Bilbao. Fuente: propia

Tal y como se puede ver en ambas gráficas, el electrolizador para un acoplamiento de una instalación de 1 kWp no consigue llegar en ningún momento a su máxima capacidad en ninguna de las dos estaciones consideradas como más restrictivas. Esto permite confirmar lo expuesto en la figura 19, ya que el número de horas con su capacidad máxima era del 0%.

No obstante, a medida que va aumentando la potencia pico, aumenta el número de horas en el que el electrolizador puede trabajar al 100%. Sin embargo, esto se va a ver limitado tanto por la irradiancia nula, en la que en invierno el número de horas es mayor que en verano, y la viabilidad económica del conjunto.

Tras haber observado en la figura 21 la capacidad con la que trabaja el electrolizador se presenta en la tabla 19, la cantidad de energía exterior requerida diariamente para poder asegurar un funcionamiento a su capacidad máxima.

Potencia instalación FV (kWp)	Estructura fija	
	E_ext requerida diaria (Invierno) (kWh)	E_ext requerida diaria (Verano) (kWh)
1	22,05	19,51
2	21,00	15,92
10	16,36	11,10
100	15,40	9,63

Tabla 19. Energía exterior diaria requerida (Estructura fija) para Bilbao. Fuente: propia

En general, a medida que la potencia pico va aumentando, la energía exterior requerida diariamente, tanto en invierno como en verano, va disminuyendo. Sin embargo, para los días de invierno, llega un punto en el que se necesita una cantidad parecida de energía externa requerida, aunque la potencia pico aumente considerablemente.

4.3.2 Seguimiento de 1 eje y de 2 ejes.

En este apartado, de la misma forma que se ha analizado para una instalación con paneles fotovoltaicos de estructura fija, se ha estudiado el mismo caso pero para instalaciones con seguidores de 1 eje y de 2 ejes de forma paralela.

Potencia instalación FV (kWp)	Seguimiento de 1 eje		Seguimiento de 2 eje	
	Producción de hidrógeno anual (kg H2)	Producción FV anual (kWh)	Producción de hidrógeno anual (kg H2)	Producción FV anual (kWh)
1	33,18	1612,06	34,40	1662,86
2	54,56	3224,12	55,26	3325,71
10	75,43	16120,62	74,85	16628,57
100	83,15	161206,24	82,51	166285,75

Tabla 20. Producción H2 y Energía anual (seguidores de 1 eje y 2 ejes) para Bilbao. Fuente: propia

Tal y como se recoge en la tabla 20, se puede observar como para la misma potencia pico, la instalación con seguidores solares de 1 eje produce menor cantidad de energía fotovoltaica y cantidad de hidrógeno anual. Además, en comparación con los resultados obtenidos para la estructura fija se obtienen valores mayores de producción, obteniendo para 1 kWp 33,18 kg de H₂ a partir de 1612,06 kWh de energía. Sin embargo, a

medida que la potencia pico va aumentando hasta cierto valor la cantidad de hidrógeno producido es muy similar en ambos casos, llegando a obtenerse casi 83 kg de hidrógeno a partir de una producción de 161206,24 kWh y 166285,75 kWh para seguimiento de 1 eje y 2 ejes respectivamente.

Por otro lado, en este caso se ha recogido en las tabla 21 y 22 el porcentaje de energía útil y perdida correspondiente de la energía total producida por la instalación fotovoltaica para seguidores solares de 1 eje y 2 ejes respectivamente.

Potencia instalación FV (kWp)	Seguimiento de 1 eje					
	Energía útil (%Pne<PFV<100%)	Energía útil (PFV>Pne) (Funcionamiento al 100%)	Energía útil total	Energía Perdida (%0<PFV<20%Pne) (subexcedente)	Energía Perdida (PFV>=100%Pne) (sobrexcedente)	Energía perdida total
	%	%	%	%	%	%
1	94,27%	0,00%	94,27%	5,73%	0,00%	5,73%
2	29,71%	47,80%	77,51%	1,84%	20,65%	22,49%
10	1,72%	19,71%	21,43%	0,12%	78,45%	78,57%
100	0,03%	2,33%	2,36%	0,00%	97,64%	97,64%

Tabla 21. % Energía útil y Perdida (seguidores de 1 eje) para Bilbao. Fuente: propia

Tal y como se puede ver, a medida que va aumentando la potencia pico instalada, va aumentando la energía perdida considerada como sobreexcedentes debido a la superación del 100% de la potencia del electrolizador. En comparación con los resultados obtenidos para la estructura fija, para una potencia pico de 1 kWp se produce un menor porcentaje de subexcedentes en el caso de los seguidores de 1 y 2 ejes produciéndose un 5,73% y 5,23% respectivamente en comparación con el 10% obtenido en el apartado anterior.

Potencia instalación FV (kWp)	Seguimiento de 2 eje					
	Energía Útil (%Pne<PFV<100%)	Energía útil (PFV>Pne) (Funcionamiento al 100%)	Energía útil total	Energía Perdida (%0<PFV<20%Pne) (subexcedente)	Energía Perdida (PFV>=100%Pne) (sobrexcedente)	Energía perdida total
	%	%	%	%	%	%
1	94,77%	0,00%	94,77%	5,23%	0,00%	5,23%
2	27,16%	48,95%	76,10%	1,73%	22,16%	23,90%
10	1,62%	19,00%	20,62%	0,12%	79,27%	79,38%
100	0,03%	2,24%	2,27%	0,00%	97,73%	97,73%

Tabla 22. % Energía útil y Perdida (seguidores de 2 eje) para Bilbao. Fuente: propia

Además, en ambos casos se obtiene una energía útil total para una potencia pico de 1 kWp superior a la alcanzada para la opción de estructura fija, produciéndose un 94,27% y 94,77% respectivamente en comparación con el 90% obtenido en el apartado anterior. Sin embargo, para potencias mayores, los porcentajes de energía útil y perdida total se asemejan para los tres casos, obteniéndose para 100 kWp un 2,3% de energía útil y un 97,7% de energía perdida aproximadamente.

Por otra parte, se hace un estudio de la capacidad a la que está sometida el electrolizador de forma diaria para ambos casos en las figuras 22 y 23.

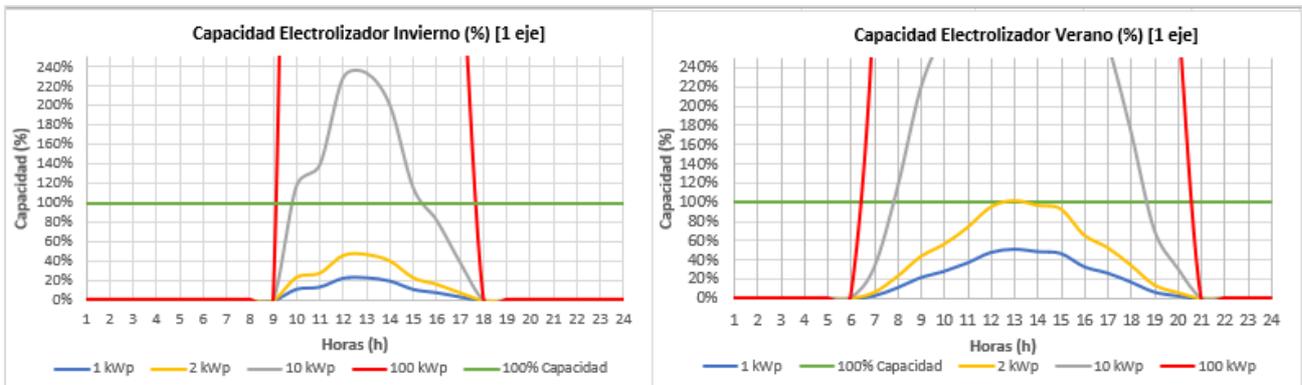


Figura 22. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 1 eje) para Bilbao. Fuente: propia

Al igual que ocurre para la estructura fija, el electrolizador con un acoplamiento de una instalación de 1 kWp no consigue llegar en ningún momento a su máxima capacidad en ninguna de las dos estaciones consideradas, confirmando lo expuesto en la figura 19, ya que el porcentaje de energía excedentaria es nula

para ambos casos. Sin embargo, se puede observar como la capacidad a la que trabaja el electrolizador es levemente mayor para el caso de los seguidores de 1 y 2 ejes en comparación con la estructura fija.

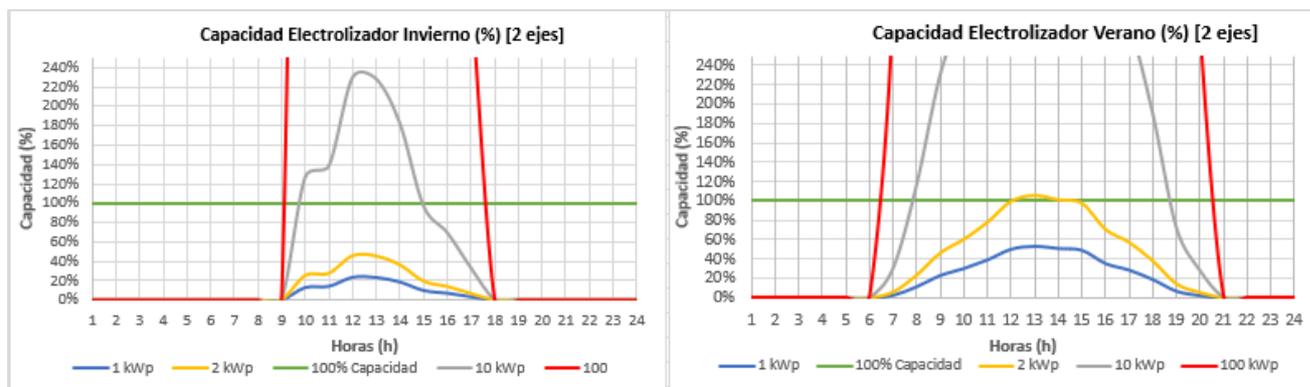


Figura 23. Capacidad diaria electrolizador (seguidores de 2 eje) para Bilbao. Fuente: propia

Además, se puede presenciar como las curvas de capacidad diaria del electrolizador para ambos tipos de seguidores, presentan un comportamiento parecido con valores levemente más altos para el caso de utilización de seguidores de 2 ejes con respecto a los seguidores de 1 eje. En comparación con el caso de la utilización de la estructura fija, también presentan un comportamiento similar, aunque levemente mayor en comparación con las otras dos configuraciones, tal y como se ha podido comprobar en los cálculos de energía útil total.

Finalmente, en la tabla 23 se presenta la cantidad de energía exterior requerida diariamente para poder asegurar un funcionamiento del electrolizador a una capacidad del 100%.

Potencia instalación (kWp)	Seguimiento de 1 eje		Seguimiento de 2 eje	
	E_ext requerida diaria (invierno) (kWh)	E_ext requerida diaria (verano) (kWh)	E_ext requerida diaria (invierno) (kWh)	E_ext requerida diaria (verano) (kWh)
1	21,99	19,43	22,04	19,25
2	20,89	15,77	20,98	15,46
10	16,17	11,24	16,39	11,27
100	15,40	9,63	15,40	9,63

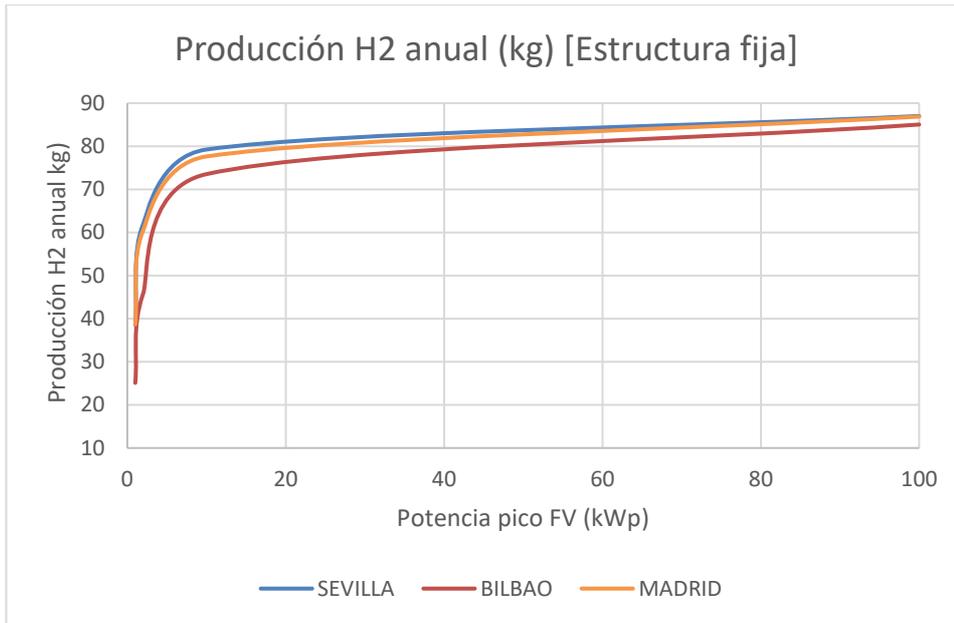
Tabla 23. Energía exterior diaria requerida (seguidores de 1 eje y 2 ejes) para Bilbao. Fuente: propia

Al igual que pasaba en el caso anterior, a medida que va aumentando la potencia pico, la energía exterior requerida va disminuyendo en ambas estaciones del año, obteniéndose valores inferiores a los obtenidos para el caso de estructura fija. Sin embargo, para potencias mayores, la energía exterior requerida en invierno como en verano, para seguimiento de 1 eje y de 2 ejes, tienen valores muy similares, siendo la energía requerida en verano para ambas de 9,63 kWh y 15,40 kWh para invierno.

4.4 Conclusión energética para los distintos emplazamientos

A lo largo de este apartado, se va a hacer un resumen y se van a sacar algunas conclusiones a partir de lo obtenido en las tablas y gráficas para los diferentes emplazamientos estudiados. Para ello, se van a comparar los valores alcanzados para cada una de las configuraciones (estructura fija, seguidores de 1 eje y seguidores de 2 ejes) entre las localidades de Sevilla, Madrid y Bilbao.

En primer lugar, se ha representado en la gráfica 8, la evolución de la producción de hidrógeno anual en función de los datos obtenidos para 1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100kWp para una configuración en la que los paneles tienen una estructura fija.



Gráfica 9. Producción de H2 anual para distintos emplazamientos (estructura fija). Fuente: propia

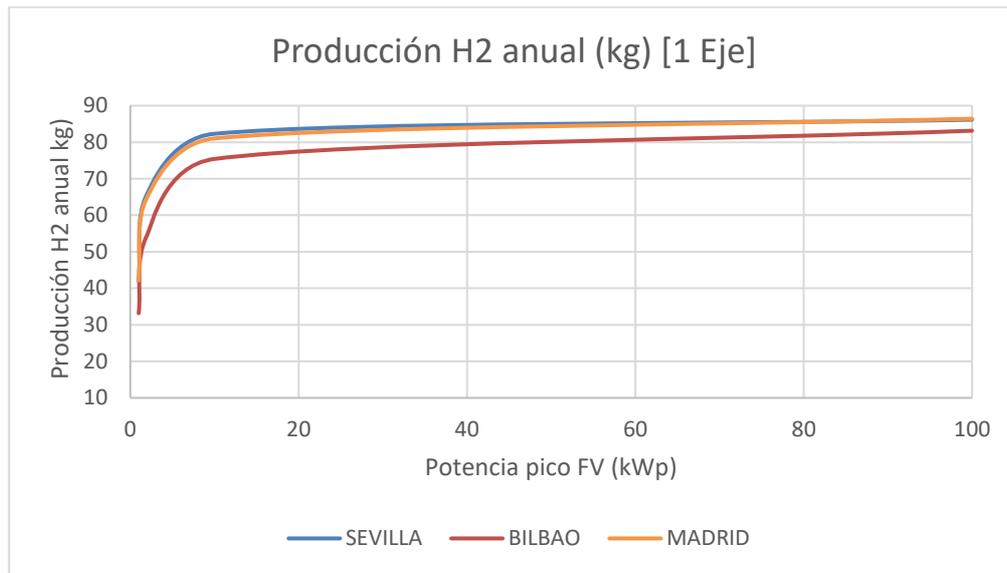
Tal y como se puede observar, para una instalación fotovoltaica formada por módulos con estructura fija, se obtiene una mayor producción de hidrógeno en la zona de Sevilla que en Bilbao y una producción muy parecida entre Sevilla y Madrid, siendo esta última la localidad donde se obtiene una menor producción. Este hecho se puede ver de forma más clara para potencia menores, ya que al ser la irradiancia en Sevilla mayor que en Bilbao y Madrid, se puede producir mayor energía a partir de la instalación FV. Sin embargo, a medida que va aumentando la potencia pico instalada, las tres curvas dejan de crecer exponencialmente y crecen de manera lineal con una pendiente muy reducida. Esto se debe a las limitaciones propias del acoplamiento del electrolizador con energías renovables, ya que, aunque tenga una mayor potencia instalada, sólo puede aportar energía en las horas de luz aumentando de esta forma la cantidad de sobreexcedentes. Este hecho se puede ver en la siguiente tabla.

Potencia instalación FV (kWp)	Energía útil			Energía perdida		
	Energía útil total (SEVILLA) (kWh)	Energía útil total (MADRID) (kWh)	Energía útil total (BILBAO) (kWh)	Energía perdida total (SEVILLA) (kWh)	Energía perdida total (MADRID) (kWh)	Energía perdida total (BILBAO) (kWh)
1	95,00%	95,68%	90,00%	5,00%	4,32%	10,00%
2	77,00%	74,78%	82,00%	23,00%	25,22%	18,00%
10	20,00%	19,21%	24,00%	80,00%	80,79%	74,00%
100	2,00%	2,15%	3,00%	98,00%	97,85%	97,00%

Tabla 24. % Energía útil y Perdida para distintos emplazamientos (estructura fija). Fuente: propia

En la tabla 24, se puede ver de forma más clara las diferencias entre Sevilla y Madrid. Para este caso en el que la instalación está compuesta por paneles con estructura fija, la energía útil total para 1 kWp Sevilla es menor que la de Madrid (95% y 95,68% respectivamente), ya que para el primer emplazamiento la energía generada tiene un mayor porcentaje de energía perdida debido a que no cumple con el mínimo porcentaje de capacidad para que el electrolizador pueda trabajar de forma estable (5%). Sin embargo, con forme va aumentando la potencia pico instalada, los porcentajes de energía útil para Sevilla son mayores con respecto a los de Madrid.

En segundo lugar, se ha representado en la gráfica 9, la evolución de la producción de hidrógeno anual en función de los datos obtenidos para 1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100kWp para una configuración que posee seguidores de 1 eje.



Gráfica 10. Producción de H2 anual para distintos emplazamientos (estructura fija). Fuente: propia

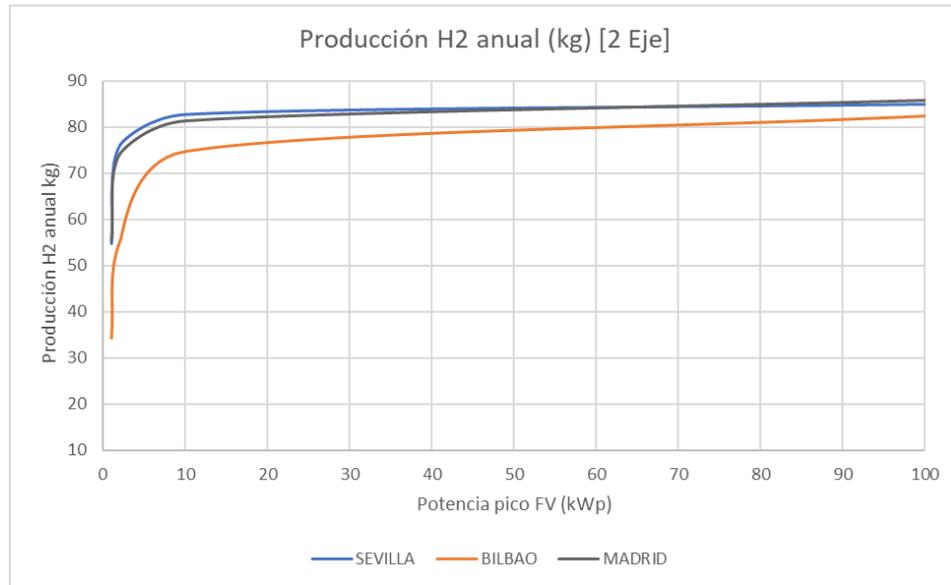
Tal y como se puede observar, la producción de hidrógeno en la zona de Sevilla es mayor que en Bilbao y Madrid, al igual que ocurría para la opción de estructura fija. Sumado a las conclusiones obtenidas anteriormente, se puede ver como para este caso los valores son más elevados para ambos emplazamientos debido al movimiento perpendicular al terreno, siguiendo el sol en su trayectoria diaria del este al oeste. En la tabla 25, se ve como para 1 kWp el porcentaje de energía útil total en Sevilla y Bilbao respectivamente es 96,56% y 94,27% para seguidores de 1 eje y 95% y 90% respectivamente para estructura fija.

Potencia instalación FV (kWp)	Energía útil			Energía perdida		
	Energía útil total (SEVILLA)	Energía útil total (MADRID)	Energía útil total (BILBAO)	Energía perdida total (SEVILLA)	Energía perdida total (MADRID)	Energía perdida total (BILBAO)
1	96,56%	96,96%	94,27%	3,44%	3,37%	5,73%
2	75,76%	74,38%	77,51%	24,24%	25,62%	22,49%
10	18,94%	18,57%	21,43%	81,06%	81,43%	78,57%
100	1,98%	1,98%	2,36%	98,02%	98,02%	97,64%

Tabla 25. % Energía útil y Perdida para distintos emplazamientos (seguidor de 1 eje). Fuente: propia

En la tabla 25, se puede ver de forma más clara las diferencias entre Sevilla y Madrid. Para este caso en el que la instalación está compuesta por seguidores de 1 eje, la energía útil total para 1 kWp en Sevilla es menor que la de Madrid (96,56% y 96,96% respectivamente), ya que para el primer emplazamiento la energía generada tiene un mayor porcentaje de energía perdida debido a que no cumple con el mínimo porcentaje de capacidad para que el electrolizador pueda trabajar de forma estable (3,44%). Sin embargo, con forme va aumentando la potencia pico instalada, los porcentajes de energía útil para Sevilla son mayores con respecto a los de Madrid, hasta potencias muy elevadas en la que los porcentajes son similares.

Por último, se ha representado en la gráfica 10, la evolución de la producción de hidrógeno anual en función de los datos obtenidos para 1 kWp, 2 kWp, 10 kWp y 100kWp para una configuración que posee seguidores de 2 ejes.



Gráfica 11. Producción de H2 anual para distintos emplazamientos (estructura fija). Fuente: propia

Al igual que ocurría en los casos anteriores, la producción de hidrógeno anual en Sevilla es superior que en Bilbao y Madrid. Sin embargo, en este caso se puede ver cómo la producción a partir de seguidores de 2 ejes en Bilbao adopta una evaluación muy similar a la obtenida para el seguidor de 1 eje.

Potencia instalación FV (kWp)	Energía útil			Energía perdida		
	Energía útil total (SEVILLA)	Energía útil total (MADRID)	Energía útil total (BILBAO)	Energía perdida total (SEVILLA)	Energía perdida total (MADRID)	Energía perdida total (BILBAO)
1	99,01%	98,88%	94,77%	0,99%	1,12%	5,23%
2	68,61%	66,07%	76,10%	31,39%	33,94%	23,90%
10	14,93%	14,49%	20,62%	85,07%	85,51%	79,38%
100	1,53%	1,53%	2,27%	98,47%	98,47%	97,73%

Tabla 26. % Energía útil y Perdida para distintos emplazamientos (seguidor de 2 eje). Fuente: propia

Este hecho se puede comprobar en la tabla 26, ya que la diferencia entre los porcentajes de energía útil y perdida son mayores en el caso de la utilización de seguidores de 2 ejes, adoptando porcentajes muy similares a los obtenidos en la tabla 25. Además, para esta configuración, se obtienen porcentajes de energía útil más elevados en todos los casos de potencia pico con respecto al comportamiento adoptado por la producción en la localidad de Madrid.

5 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA SEVILLA.

A lo largo de este apartado, se hará una evaluación económica para un caso base impuesto en la localidad de Sevilla. Para ello, se desarrollará la metodología que se utilizará para dicho estudio y se comentará las condiciones de diseño elegidas en función del mercado, las tendencias económicas y las características propias de la instalación.

Para poder hacer la evaluación del caso base, además de estimar ciertos costos según estudios recientes, se va a utilizar una instalación fotovoltaica con seguidores de 1 eje. [800]. Este tipo de seguidores permite el movimiento de las placas fotovoltaicas en una dirección siguiendo la trayectoria del sol desde su nacimiento hasta su ocaso, permitiendo así una captación mayor de energía solar a lo largo del día, tal y como se ha podido comprobar en el estudio energético en el apartado 4. En comparación con los seguidores de 2 ejes, presentan una eficiencia menor, agregándole de un 5% a un 10% más de eficiencia. Sin embargo, al ser los seguidores de 1 eje más económicos con una eficiencia aceptable y perfectos para ubicaciones con alta altitud, donde la posición del sol varía mucho durante el año, se opta por esta opción.

Por último, teniendo en cuenta la variabilidad actual de los precios en el mercado debido a diferentes factores con respecto al precio del hidrógeno y los excedentes que se vierten a la red, se va a hacer un estudio de sensibilidad considerando 4 casos diferentes, desde el caso más pesimista hasta el más optimista en función de la potencia pico instalada en la planta fotovoltaica.

5.1 Metodología

Para poder hacer una correcta evaluación económica de la instalación, se exponen los diferentes parámetros empleados a lo largo del estudio. Teniendo en cuenta el coste total del ciclo de vida de la instalación, el coste uniforme de la energía, el valor presente neto para tener en cuenta todos los ingresos y gastos, permitiendo así calcular el flujo de caja a lo largo de todos los años del ciclo de vida, y el periodo a partir del cual se va a poder obtener beneficios.

COSTE TOTAL DEL CICLO DE VIDA

Coste total de la instalación a lo largo de todo su ciclo de vida, desde su puesta en marcha hasta su retirada del servicio. Además de tener en cuenta el valor de compra o adquisición (CAPEX), también se incluye el coste total para ser utilizado (OPEX); coste de mantenimiento, coste de máquinas de repuesto, etc.

$$TLCC = C_i + C_e * \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+d)^t} - \frac{S}{(1+d)^n}$$

$$TLCC = I + (OM + OT + IN - S) * (1 - T) - (DT + TC)$$

Donde:

- C_i : Costes de inversión. Inversión inicial de la instalación FV y el electrolizador [€].
- C_e : Otros costes. Costes de operación y mantenimiento, otros impuestos y seguros. [€].
- d : tasa de descuento nominal (interés anual del dinero) [%].
- n : vida útil.
- I : inversión inicial [€].
- OM : Costes de operación y mantenimiento. [€].
- OT : Otros impuestos [€].
- IN : Costes Seguros [€].
- S : Valor residual [€].

- T : impuesto de sociedades (Tasa Fiscal) [%].
- D : Valor presente de la tasa de amortización [€].
- TC : Crédito Fiscal [€]

COSTE UNIFORME DE LA ENERGÍA (LCOE)

Es el valor neto actual del costo unitario de la energía durante la vida útil de la instalación. Considera los costos necesarios durante su vida útil y se dividen entre la producción de energía total, permitiendo así una métrica del coste por KWh.

$$LCOE = \frac{TLCC}{\sum_{k=1}^n \frac{Q_n}{(1+d)^k}}$$

Donde:

- Q_n : Producción de energía en el año n considerando la pérdida de eficiencia de la instalación FV [KW].

VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor presente de los flujos de caja neto corresponde al valor presente de los flujos de caja netos originados por la inversión. Para ello, se calcula restando el coste inicial de inversión del proyecto del valor actual de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de descuento seleccionada. Para ello, sería conveniente seleccionar una tasa de descuento adecuada, teniendo en cuenta la tasa de interés de mercado, la tasa de inflación y el nivel de riesgo asociado al proyecto.

$$VPN = SVP (Ingresos - Gastos anuales) + VP(Valor residual) - Costes Iniciales$$

$$VPN = C \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+d)^t} + \frac{C(1+infl)^n}{(1+d)^n} - Costes Iniciales$$

Esta herramienta va a servir para evaluar la rentabilidad del proyecto. Si sale un valor positivo, significa que los flujos de caja futuros del proyecto superan el coste inicial de inversión y por tanto, la instalación es rentable.

PERIODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PRI)

Tiempo que tarda una empresa en recuperar el importe original invertido en un proyecto, cuando el flujo fijo neto es igual a cero.

$$PRI = \frac{I}{(Gastos - Ingresos) * T}$$

5.2 Condiciones económicas de diseño

Una vez vista la metodología a llevar a cabo para poder hacer la evaluación económica, a partir de un caso base, se tienen en cuenta una serie de condiciones de diseño. En figura 24 se puede visualizar las diferentes imputaciones a lo largo de la vida útil de la instalación,

Inicialmente, los gastos de la instalación de basan en los costes de inversión de la instalación fotovoltaica y el electrolizador. En los años posteriores, se realizan gastos de operación y mantenimiento, otros impuestos y seguros para cada una de las tecnologías, teniendo en cuenta la tasa de descuento por cada año. Además, tal y como se comentará más adelante, al tener la instalación fotovoltaica una vida útil de 10 años y el electrolizador de 10 años, se añade a los gastos totales 3 reposiciones de este.

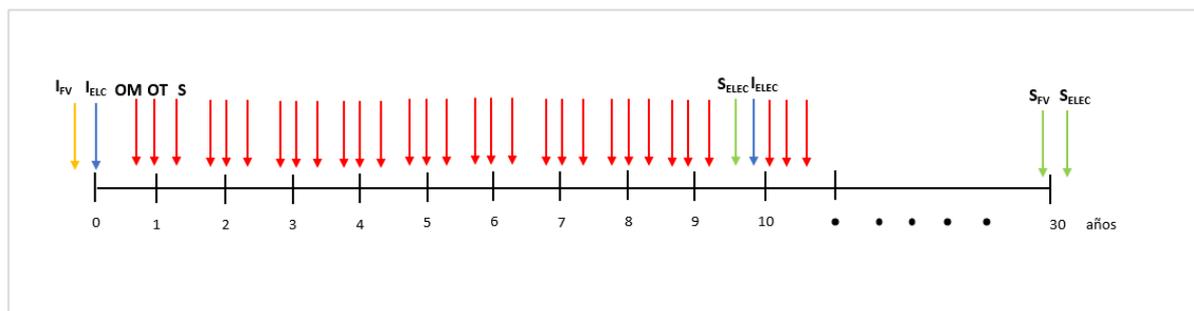


Figura 24. Esquema imputación de gastos a lo largo de la vida útil de la instalación. Fuente: Propia

Por otro lado, los ingresos a tener en cuenta son los correspondientes a la producción de hidrógeno por parte del electrolizador, la producción de excedentes vertidos a la red y el valor residual de la instalación fotovoltaica y el electrolizador al final de sus vidas útiles.

La obtención de resultados se da bajo las siguientes consideraciones:

- Instalación FV con seguidores de 1 eje (mayor producción y más económicos que los de 2 ejes) con una inversión inicial (Capex) de 0,5 €/Wp y una vida útil de 30 años. Por otro lado, se ha tenido en cuenta que a partir del Segundo año de funcionamiento, la instalación sufre una degradación del 0,5% en la producción de energía que afectará por tanto a la producción de H₂ a la salida del electrolizador
- Gastos anuales de operación y mantenimiento de la instalación FV se ha considerado un 1% del valor de la inversión de la planta FV.
- Gastos por otros impuestos se ha considerado un 0.5% del valor de la inversión de la planta FV.
- Gastos por seguros se ha considerado un 1% del valor de la inversión de la planta FV.
- El valor residual de la instalación FV se ha considerado un 5% del valor de la inversión de la planta FV.
- Se ha considerado una inversión inicial del electrolizador 900 €/kWelec con una vida útil de 10 años. Por tanto, hay que hacer 3 reposiciones a lo largo de la vida útil de la instalación.
- Gastos anuales de operación y mantenimiento de la instalación FV se ha considerado un 1% del valor de la inversión del electrolizador.
- Gastos por otros impuestos se ha considerado un 0.5% del valor de la inversión del electrolizador.
- Gastos por seguros se ha considerado un 1% del valor de la inversión del electrolizador.
- El valor residual del electrolizador se ha considerado un 5% del valor de la inversión de la inversión del electrolizador.
- Teniendo en cuenta la gran variabilidad de precios del kg del hidrógeno y su desarrollo y utilización futura, se ha estimado un coste de 8 €/kg H₂ con una subida anual del 4%.
- El precio de los excedentes generados se ha estimado en 0,1 €/kWh con una subida anual del 4%.
- No se va a pedir financiación.

En la tabla 27, se presenta los diferentes gastos a tener en cuenta, para el caso base objeto de estudio, a lo largo de la vida útil de la instalación. A la hora de asumir los precios de las diferentes partidas, se tiene en cuenta que los resultados podrían cambiar debido a la gran variabilidad que estos presentan, debido al crecimiento del mercado, la competencia, las tendencias económicas y otros factores externos e internos que puedes influir en el futuro de la instalación (Matute et al., 2019).

GASTOS		
Denominación	Significado	Valor
Planta FV		
I_{FV}	Inversión inicial instalación FV	0,5 €/kWp
OM_{FV_0}	Gastos anuales de operación y mantenimiento instalación FV	50,00 €
OT_{FV_0}	Otros impuestos	25,00 €
IN_{FV_0}	Seguros	50,00 €
Electrolizador		
I_{elec}	Inversión inicial	900/kW
m_{elec}	vida útil electrolizador	10
r	reposición	3
OM_{elec_0}	Gastos anuales de operación y mantenimiento	17,33 €
OT_{elec_0}	Otros impuestos	8,66 €
IN_{elec_0}	Seguros	17,33 €

Tabla 27. Gastos anuales de la instalación

Por otro lado, en la tabla 28, se presenta el precio del kg de hidrógeno y de los excedentes para poder contabilizar los diferentes ingresos para tener en cuenta a lo largo de la vida útil. Estos ingresos dependerán de la cantidad de hidrógeno producido y de energía excedentaria respectivamente (Selectra, n.d.). Además, se tiene en cuenta el valor residual de ambas tecnologías.

INGRESOS		
Denominación	Significado	Valor
P_{H_2}	Precio kg hidrógeno	8,00 €/kg
P_{exced}	Precio excedente	0,1 €/kWh
S_{FV_0}	Valor residual	250,00 €
S_{elec_0}	Valor residual	86,64 €

Tabla 28. Ingresos anuales de la instalación

Por último, en la tabla 29, se presenta otros términos económicos de interés a la hora de hacer la evaluación del caso base objeto de estudio y poder tener en cuenta el interés, los impuestos y la inflación a la hora de contabilizar el coste real de la instalación.

OTROS TÉRMINOS		
Denominación	Significado	Valor
n_{FV}	Vida útil instalación FV	30
T	Impuesto de sociedades (Tasa Fiscal)	25%
TC	Crédito Fiscal	0,00 €
$d(i) (TIN)$	Tasa de descuento nominal (interés anual del dinero)	7,0%
deg	Degradación instalación	0,5%
inf	Inflación	0,03%

Tabla 29. Otros términos económicos

5.3 Resultados

Una vez comentada la metodología a seguir para poder hacer la evaluación económica y definidos todos los términos relevantes, a lo largo de este apartado, se va a obtener los resultados económicos para el caso base en función de la variación de la potencia pico instalada para 1 kWp, 10 kWp y 100 kWp.

Tal y como se puede ver en la figura 25, a medida que va aumentando la potencia pico, aumentan los beneficios por año de forma casi lineal.

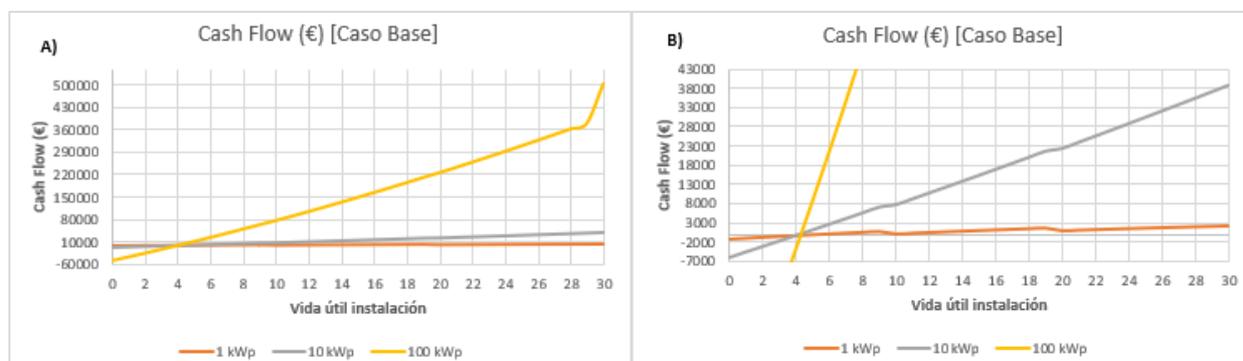


Figura 25. Flujo de caja (Caso Base) Caso: A) Vista general, B) zoom. Fuente: Propia

Para el caso de 1 kWp se observa como la recuperación de la inversión inicial (1.366,34€ en el primer año, contando con la adquisición de la planta y del electrolizador) es más lenta a pesar de tener unos gastos menores en comparación con los otros dos casos. Estos resultados se deben a que, tanto en el caso de 10 kWp como para el caso de 100 kWp, se obtienen ingresos muchos más alto debido a la cantidad de producción de hidrógeno y de excedentes vertidos a la red. Tal y como se ve en el apartado 4, el resultado energético indica que se obtiene para 1 kWp 41,95 kg de H₂ y 0% de sobreexcedentes sobre la energía total, para 10 kWp se produce 82,31 kg de H₂ y 81,06% de sobreexcedentes sobre la energía total y para 100 kWp se obtiene 86,16 kg de H₂ y 98,02% de sobreexcedentes sobre la energía total. Asimismo, se puede justificar la gran diferencia entre los resultados obtenidos entre el caso de 10 kWp y 100 kWp, ya que a pesar de obtener cantidades de hidrógeno al año con una diferencia de 3,85 kg de H₂, en el segundo escenario se obtiene un 16,96% más de ingresos debido a los sobreexcedentes vertidos a la red.

Por otro lado, en la figura 25 b) se puede visualizar la reposición necesaria del electrolizador cada tres años debido a que su vida útil es de 10 años, a diferencia de la planta fotovoltaica que es de 30 años. El escalón que se produce debido a esos gastos se acentúa más para el caso de 1 kWp en comparación con el de 10 kWp y 100 kWp debido a su tiempo de recuperación mayor.

	VPN	LCOE
	€	€/kWh
1 kWp	2.325,46	0.0153
10kWp	3.884,92	0.0034
100kWp	504.072,78	0.0022

Tabla 30. VPN Y LCOE (Caso Base). Fuente: Propia

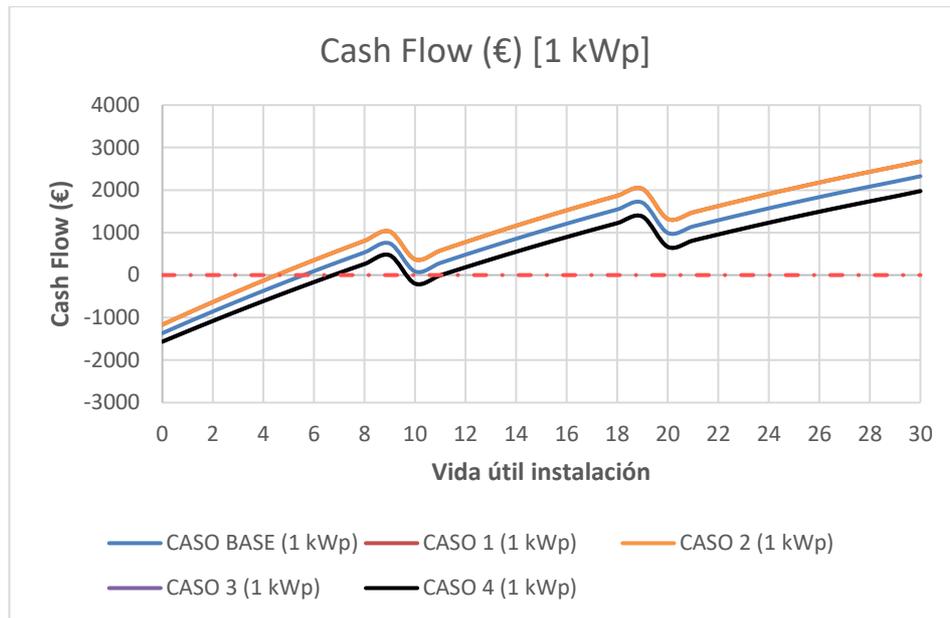
En la tabla 30, se recoge el resultado final del VPN para cada una de las potencias junto con el precio por kWh producido para que sea rentable la instalación y poder asumir todos los gastos. Tal y como se ha comentado, y se puede ver en la gráfica de la evolución de los flujos de caja por año, para el caso de 1 kWp de potencia instalada, se obtiene un VPN= 2.883,38€ con un periodo de recuperación de 10,1 años, para 10 kWp un VPN= 3.601,22€ con un periodo de recuperación de 4,2 años y para 100 kWp un VPN=355.255,61€ con un periodo de recuperación de 4,2 años. Al ser valores positivos significa que la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida. Al ser el caso de 1 kWp el que tiene un VPN menor es lógico que el LCOE deba tener un valor superior con respecto a los otros casos.

Una vez obtenidos los resultados para el caso base, se procede a hacer un estudio de sensibilidad con respecto al precio de la instalación fotovoltaica y el coste de los excedentes, ya que se tiene en cuenta que los resultados podrían cambiar debido a la gran variabilidad que estos presentan por numerosos factores futuros

que podrían afectar su valor. Por ello, se va a estudiar:

- **Caso 1:** Disminución del coste de la instalación FV (0,3 €/Wp) y coste nulo de los excedentes vertidos a la red (0 €/kWh).
- **Caso 2:** Disminución del coste de la instalación FV (0,3 €/Wp) y aumento del coste los excedentes vertidos a la red (0.1 €/kWh).
- **Caso 3:** Aumento del coste de la instalación FV (0,7 €/Wp) y coste nulo de los excedentes vertidos a la red (0 €/kWh). Caso crítico.
- **Caso 4:** Aumento del coste de la instalación FV (0,7 €/Wp) y aumento del coste de los excedentes vertidos a la red (0.1 €/kWh).

A continuación, se va a representar una gráfica para 1 kWp, 10 kWp y 100 kWp con cada uno de los casos para ver cómo afecta la variación de precios dependiendo de la potencia instalada de la planta fotovoltaica.

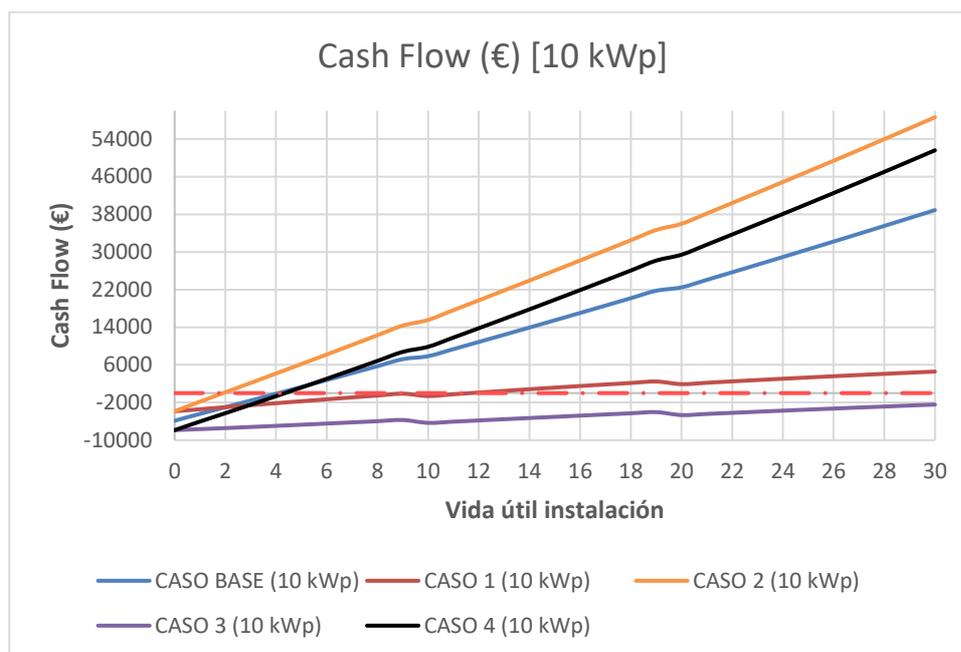


Gráfica 12. Flujo de caja (1 kWp). Fuente: Propia

Para 1 kWp se observa como los caso 3 y 4 coinciden por un lado y los caso 1 y 2 por otro lado. Este resultado tiene sentido, ya que como se ha comentado en el caso base, para esta potencia pico instalada, no se llega a obtener sobreexcedentes. Por consiguiente, si variamos el precio de los excedentes vertido a la red las curvas no varían porque su producción es nula. Por otro lado, se puede ver como el caso 4 es el más desfavorable porque es el que tiene el mayor precio de la instalación (0,7 €/kWp), a diferencia del caso base y el 2 (0,5€/kWp y 0,3 €/kWp respectivamente).

También, se puede ver como para el caso 2 consigue recuperar la inversión a partir del 4,3 año y comienza a ser positivo el VPN. Sin embargo, para el caso base y el caso 4, se consigue beneficio a partir del año 4,8 y 6,2 respectivamente, pero para el caso más desfavorable (4º caso), vuelve a tener pérdidas durante casi 1 año.

En segundo lugar, en la gráfica 12 se puede ver la variación para cada uno de los casos cuando la potencia pico es 10 kWp.

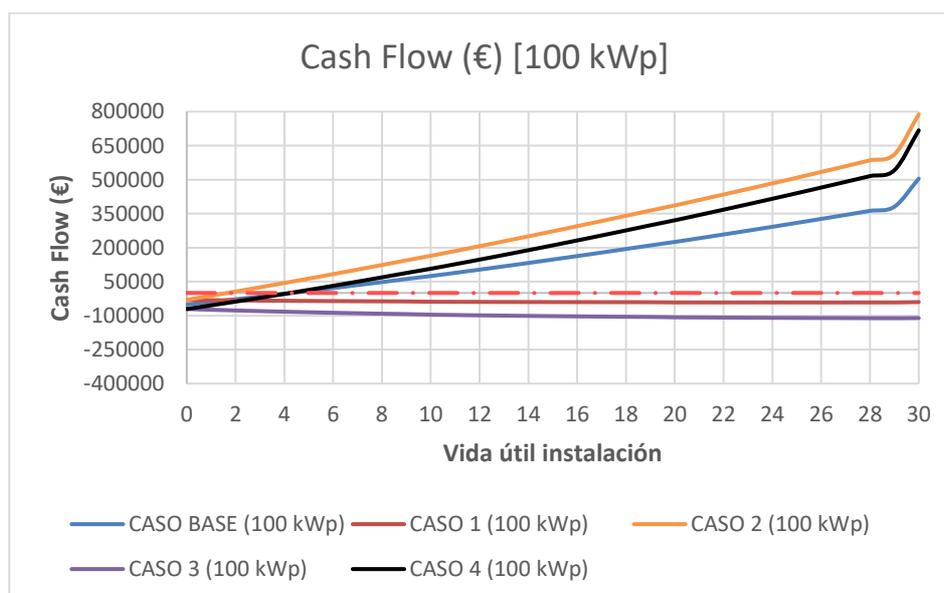


Gráfica 13. Flujo de caja (10 kWp). Fuente: Propia

Para 10 kWp se observa como los caso 3 y 1 tienen un menor VPN, ya que al general hasta un 81,06% de sobreexcedentes, tal y como se ha visto en el apartado 4 de evaluación energética, la variación del precio de este influye en los ingresos totales de la instalación. Por tanto, al tener un precio nulo, el caso con mayor coste de instalación fotovoltaica es el más desfavorable (Caso 3). Asimismo, los casos 2 y 4, se diferencian por el precio de la instalación, siendo el caso 2 el más favorable con un coste de la instalación de 0.3 €/Wp.

Para el caso más desfavorable (caso 3), se puede ver que el VPN no es positivo en ningún momento, por lo que la inversión no se podrá recuperar. Sin embargo, para el caso 1 se obtienen ingresos a partir del año 8,2. Por otro lado, para los casos más favorables, se comienza a obtener beneficios para el 2º y 4º caso en el año 0,4 y 4 respectivamente.

Por último, en la gráfica 13 se puede ver la variación para cada uno de los casos cuando la potencia pico es 100 kWp.



Gráfica 14. Flujo de caja (100 kWp). Fuente: Propia

Para 100 kWp se observa como los caso 3 y 1 tienen un menor VPN, ya que al general hasta un 98,02% de sobreexcedentes, tal y como se ha visto en el apartado 4 de evaluación energética, la variación del precio de este influye en los ingresos totales de la instalación. Por tanto, al tener un precio nulo, el caso con mayor coste

de instalación fotovoltaica es el más desfavorable (Caso 3), al igual que ha pasado para 10 kWp. Asimismo, los casos 2 y 4, se diferencian por el precio de la instalación, siendo el caso 2 el más favorable con un coste de la instalación de 0.3 €/Wp.

Para el caso más desfavorable (caso 3) y el caso 1, se puede ver que el VPN no es positivo en ningún momento, por lo que la inversión no se podrá recuperar. Sin embargo, para el caso 4 se obtienen ingresos a partir del año 4. Por otro lado, para el caso más favorable, se comienza a obtener beneficios a partir del 2º año.

	1er CASO	2º CASO	3er CASO	4º CASO
	VPN	VPN	VPN	VPN
	€	€	€	€
1 kWp	2.674,62	2.674,62	1.976,31	1.976,31
10kWp	4.574,34	5.8596,32	-2.435,27	5.1586,71
100kWp	-40.293,13	787.691,68	-110.740,05	717.244,76

Tabla 31. Comparación del VPN para todos los casos. Fuente: Propia

En la tabla 31, se puede ver un resumen con los valores del VPN para cada uno de los casos, tal y como se ha ido comentando anteriormente. Para 1 kWp, los casos 1 y 2 son los más desfavorables con un VPN del mismo valor al no producir sobreexcedentes. Por otro lado, para 10 kWp el caso más desfavorable es el 3er caso, en el cual los costes de los excedentes vertidos a red son de 0€/kWh, con un valor más negativo que para 10 kWp, ya que produce 16,96% más de excedentes.

6 CONCLUSIÓN

A lo largo de este apartado, se ha identificado la necesidad de analizar y conocer la actualidad acerca de los electrolizadores, los componentes que lo conforman y las ventajas y desventajas que tienen los **electrolizadores PEM** haciendo referencia al rendimiento, la durabilidad y asequibilidad, además de la posibilidad de producir hidrógeno de forma segura y eficiente con el **acoplamiento de fuentes de energía renovables** con carácter intermitente.

Una vez ajustadas y analizadas las curvas de comportamiento del electrolizador PEM, se han hecho diferentes simulaciones para poder estudiar el comportamiento de este cuando se acopla a una instalación fotovoltaica. En primer lugar, se ha realizado el estudio para la localidad de **Sevilla** para diferentes configuraciones (**módulos con estructura fija, seguidores de 1 eje y seguidores de 2 ejes**) variando la potencia pico de la instalación fotovoltaica entre **1 kWp, 2 kWp, 10kWp y 100 kWp**. Seguidamente, se ha realizado el mismo estudio, pero para la localidad de **Bilbao y Madrid** con condiciones climatológicas diferentes. Tras obtener los resultados de dichas simulaciones, se ha podido llegar a las numerosas conclusiones.

Para la **localidad de Sevilla** se ha comprobado cómo, a medida que aumenta la potencia pico instalada en la planta fotovoltaica, aumenta la producción de hidrógeno anual alcanzando unos valores para 1 kWp y 100 kWp de 38,54 kg y 87,02 kg respectivamente. De este modo también se ha podido observar como este aumento no es proporcional a la potencia instalada de la planta ya que hay que tener en cuenta que la aportación de energía en el electrolizador no es constante todo el tiempo y puede llegar momento en los que no se pueda producir energía por irradiancia nula, se aporte energía, pero no suficiente para alcanzar el 20% de capacidad del electrolizador (subexcedentes) o incluso aportar más energía de la soportada por este (sobrexcedetes). Por ello, se ha hecho un estudio con mayor profundidad para poder analizar realmente cuales son los porcentajes de energía útil y perdida correspondiente a la producción total. Se ha podido ver como a medida que va aumentando la potencia pico instalada, va aumentando la energía perdida considerada como excedentes a causa de la superación del 100% de la potencia del electrolizador.

Por otro lado, además de considerar los porcentajes relativos a la energía útil y perdida, se han calculado las horas totales de funcionamiento y no funcionamiento del electrolizador debido a la energía producida por la instalación. Gracias a estos cálculos, se puede ver como el 52% del total de horas al año, el electrolizador no ha funcionado debido a la irradiancia nula, ya que por la noche es imposible que la planta pueda producir energía. Esto supone que el electrolizador sólo funcione la mitad de las horas totales del año. Asimismo, se ha podido comprobar como la capacidad diaria del electrolizador también se ve limitada en función de la estación del año en la que se encuentre, ya que en invierno el número de horas con irradiancia es menor que en verano, requiriendo por tanto más energía externa en el caso de querer asegurar un funcionamiento del electrolizador a su capacidad máxima.

Con respecto a la **variación en la configuración de la planta**, se observa como para la misma potencia pico, ambas configuraciones producen mayor cantidad de energía fotovoltaica y cantidad de hidrógeno anual en comparación con la estructura fija. Sin embargo, con seguidores de 1 eje produce menos que con seguidores de 2 ejes en comparación con la estructura fija, obteniendo para 1kWp valores de 41,95 kg y 54,83 kg para seguidores de 1 eje y 2 ejes respectivamente y para 100kWp 86,16 kg y 84,88 kg de hidrógeno. Para el caso de potencias picos mayores, la producción de hidrógeno es muy similar en ambos casos e inferior al caso de estructura fija, ya que a pesar de tener una mayor producción esto puede desembocar a un aumento de la energía perdida debida a sobreexcedentes. Gracias a este aumento de producción, se reduce la cantidad de energía exterior requerida para que el electrolizador funcione a capacidad máxima.

En relación con las simulaciones para Bilbao y Madrid, se han llegado a las siguientes conclusiones:

- Para una instalación formada por **módulos con estructura fija**, se obtiene una mayor producción de hidrógeno en la zona de Sevilla que en Bilbao y una producción muy similar entre Sevilla y Madrid.

Esto es debido a las condiciones climatológicas de cada uno de los emplazamientos ya que se registran irradiancias mayores para la localidad de Sevilla, pero se trabaja con temperaturas menores para Bilbao, siendo ambos factores positivos a la hora de una mayor producción de energía fotovoltaica. Sin embargo, a medida que la potencia pico aumenta, la producción de los tres casos deja de crecer exponencialmente y crece de manera lineal debido a las limitaciones propias del acoplamiento del electrolizador con energías renovables. Para este caso, se puede obtener para una potencia pico de 2 kWp, una energía útil total por emplazamiento del 77% para Sevilla, 74,78% para Madrid y 82% para Bilbao.

- Para una instalación formada por **seguidores de 1 eje**, se obtiene la misma conclusión con respecto a la producción de hidrógeno en los distintos emplazamientos. Además, se puede ver como los valores son más elevados para ambos emplazamientos con respecto a la configuración de la planta fotovoltaica, obteniendo para una potencia pico de 2 kWp, una energía útil total por emplazamiento del 75,76% para Sevilla, 74,38% para Madrid y 77,51% para Bilbao.
- Para una instalación formada por **seguidores de 2 eje**, se obtiene la misma conclusión con respecto a la producción de hidrógeno en los distintos emplazamientos. Además, se puede ver como esta configuración para el caso de Bilbao, adopta una evaluación muy similar a la obtenida para el seguidor de 1 eje. planta fotovoltaica, obteniendo para una potencia pico de 2 kWp, una energía útil total por emplazamiento del 68,61% para Sevilla, 66,07% para Madrid y 76,10% para Bilbao.

Finalmente, se realizó una **evaluación económica** de un caso base para la localidad de Sevilla y un estudio de sensibilidad de los precios del hidrógeno y la instalación fotovoltaica teniendo en cuenta la variabilidad actual de los precios en el mercado debido a diferentes factores como el crecimiento del mercado, la competencia, las tendencias económicas y otros factores externos e internos que pueden influir en el futuro de la instalación. Tras obtener los resultados de dichas simulaciones, se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- Para el **caso base**, se puede ver como para una potencia pico de 1 kWp la recuperación de la inversión inicial es más lenta con respecto a 10 kWp y 100 kWp a pesar de tener unos gastos menores. Estos resultados se deben a que, tanto en el caso de 10 kWp como para el caso de 100 kWp, se obtienen ingresos muchos más alto debido a la cantidad de producción de hidrógeno y de excedentes vertidos a la red. El resultado energético indica que se obtiene para 1 kWp 41,95 kg de H₂ y 0% de sobreexcedentes sobre la energía total, para 10 kWp se produce 82,31 kg de H₂ y 81,06% de sobreexcedentes sobre la energía total y para 100 kWp se obtiene 86,16 kg de H₂ y 98,02% de sobreexcedentes sobre la energía total. Asimismo, se puede justificar la gran diferencia entre los resultados obtenidos entre el caso de 10 kWp y 100 kWp, ya que a pesar de obtener cantidades de hidrógeno al año con una diferencia de 3,85 kg de H₂, en el segundo escenario se obtiene un 16,96% más de ingresos debido a los sobreexcedentes vertidos a la red. Esto se traduce en un VPN=355.255,61€ para el caso de 1 kWp, para 10 kWp un VPN= 3.601,22€ y para 100 kWp un VPN=355.255,61€.
- Para el estudio de sensibilidad, para 1 kWp, los casos 1 y 2 son los más desfavorables con un VPN del mismo valor al no producir sobreexcedentes. Por otro lado, para el caso de 100 kWp el caso más desfavorable es el 3er caso, en el cual los costes de los excedentes vertidos a red son de 0€/kWh, con un valor más negativo que para 10 kWp, ya que produce 16,96% más de excedentes.

REFERENCIAS

- Abdin, Z., Webb, C. J., & Gray, E. M. (2015). Modelling and simulation of a proton exchange membrane (PEM) electrolyser cell. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(39), 13243–13257. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2015.07.129>
- Acar, C., & Dincer, I. (2014). Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(1), 1–12. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2013.10.060>
- Biaku, C. Y., Dale, N. V., Mann, M. D., Salehfar, H., Peters, A. J., & Han, T. (2008). A semiempirical study of the temperature dependence of the anode charge transfer coefficient of a 6 kW PEM electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(16), 4247–4254. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2008.06.006>
- Brey, J. (n.d.). *LA ELECTRÓLISIS COMO UNA HERRAMIENTA CLAVE DE LA DESCARBONIZACIÓN DEL SIGLO XXI*. Retrieved August 11, 2023, from <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/424/JAVIER%20BREY.pdf>
- Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J., & Stolten, D. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(12), 4901–4934. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2013.01.151>
- Chandesris, M., Médeau, V., Guillet, N., Chelghoum, S., Thoby, D., & Fouda-Onana, F. (2015). Membrane degradation in PEM water electrolyzer: Numerical modeling and experimental evidence of the influence of temperature and current density. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(3), 1353–1366. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2014.11.111>
- Eckl, R., Grinzing, R., & Lehnert, W. (2006). Current distribution mapping in polymer electrolyte fuel cells—A finite element analysis of measurement uncertainty imposed by lateral currents. *Journal of Power Sources*, 154(1), 171–179. <https://doi.org/10.1016/J.JPOWSOUR.2005.04.004>
- Falcão, D. S., & Pinto, A. M. F. R. (2020). A review on PEM electrolyzer modelling: Guidelines for beginners. *Journal of Cleaner Production*, 261, 121184. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2020.121184>
- Fragiacomo, P., & Genovese, M. (2020). Numerical simulations of the energy performance of a PEM water electrolysis based high-pressure hydrogen refueling station. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(51), 27457–27470. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.07.007>
- Ganjehsarabi, H. (2019). Performance assessment of solar-powered high pressure proton exchange membrane electrolyzer: A case study for Erzincan. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(20), 9701–9707. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2018.12.007>
- García-Valverde, R., Espinosa, N., & Urbina, A. (2012). Simple PEM water electrolyser model and experimental validation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(2), 1927–1938. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2011.09.027>
- Grigoriev, S. A., Millet, P., Korobtsev, S. V., Porembskiy, V. I., Pepic, M., Etievant, C., Puyenchet, C., & Fateev, V. N. (2009). Hydrogen safety aspects related to high-pressure polymer electrolyte membrane water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(14), 5986–5991. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2009.01.047>
- Grigoriev, S. A., Porembskiy, V. I., Korobtsev, S. V., Fateev, V. N., Auprêtre, F., & Millet, P. (2011). High-pressure PEM water electrolysis and corresponding safety issues. *International Journal of Hydrogen*

- Energy*, 36(3), 2721–2728. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2010.03.058>
- Hernández-Gómez, Á., Ramirez, V., & Guilbert, D. (2020). Investigation of PEM electrolyzer modeling: Electrical domain, efficiency, and specific energy consumption. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(29), 14625–14639. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.03.195>
- Iberdrola. (n.d.). *Qué es el Hidrógeno Verde y su importancia - Iberdrola*. Retrieved November 11, 2023, from <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>
- IEA – International Energy Agency. (n.d.). Retrieved November 11, 2023, from <https://www.iea.org/>
- IRENA. (2022). Renewable Capacity Statistics 2022. *Publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022*, 20–22.
- ITMPOWER. (n.d.). *PEM electrolyser technology quickly and reliably produces clean, green energy*. Retrieved November 11, 2023, from <https://itm-power.com/how-it-works/pem>
- Kanoglu, M., Bolatturk, A., & Yilmaz, C. (2010). Thermodynamic analysis of models used in hydrogen production by geothermal energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(16), 8783–8791. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2010.05.128>
- Khatib, F. N., Wilberforce, T., Ijaodola, O., Ogungbemi, E., El-Hassan, Z., Durrant, A., Thompson, J., & Olabi, A. G. (2019). Material degradation of components in polymer electrolyte membrane (PEM) electrolytic cell and mitigation mechanisms: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 111, 1–14. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2019.05.007>
- Kim, H., Park, M., & Lee, K. S. (2013). One-dimensional dynamic modeling of a high-pressure water electrolysis system for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(6), 2596–2609. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2012.12.006>
- Koponen, J., Kosonen, A., Ruuskanen, V., Huoman, K., Niemelä, M., & Ahola, J. (2017a). Control and energy efficiency of PEM water electrolyzers in renewable energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(50), 29648–29660. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2017.10.056>
- Koponen, J., Kosonen, A., Ruuskanen, V., Huoman, K., Niemelä, M., & Ahola, J. (2017b). Control and energy efficiency of PEM water electrolyzers in renewable energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(50), 29648–29660. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2017.10.056>
- Lee, H., Lee, B., Byun, M., & Lim, H. (2020). Economic and environmental analysis for PEM water electrolysis based on replacement moment and renewable electricity resources. *Energy Conversion and Management*, 224. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2020.113477>
- Lewinski, K. A., van der Vliet, D., & Luopa, S. M. (2015). NSTF Advances for PEM Electrolysis - the Effect of Alloying on Activity of NSTF Electrolyzer Catalysts and Performance of NSTF Based PEM Electrolyzers. *ECS Transactions*, 69(17), 893–917. <https://doi.org/10.1149/06917.0893ECST>
- Lim, K. L., Wong, C. Y., Wong, W. Y., Loh, K. S., Selambakkannu, S., Othman, N. A. F., & Yang, H. (2021). Radiation-Grafted Anion-Exchange Membrane for Fuel Cell and Electrolyzer Applications: A Mini Review. *Membranes* 2021, Vol. 11, Page 397, 11(6), 397. <https://doi.org/10.3390/MEMBRANES11060397>
- Marangio, F., Santarelli, M., & Cali, M. (2009). Theoretical model and experimental analysis of a high pressure PEM water electrolyser for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(3), 1143–1158. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2008.11.083>
- Marshall, A., Børresen, B., Hagen, G., Tsyppin, M., & Tunold, R. (2007). Hydrogen production by advanced proton exchange membrane (PEM) water electrolyzers-Reduced energy consumption by improved electrocatalysis. *Energy*, 32(4), 431–436. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.07.014>
- Martinson, C. A., Van Schoor, G., Uren, K. R., & Bessarabov, D. (2014). Characterisation of a PEM electrolyser using the current interrupt method. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(36), 20865–20878. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2014.09.153>
- Matute, G., Yusta, J. M., & Correas, L. C. (2019). Techno-economic modelling of water electrolyzers in the

- range of several MW to provide grid services while generating hydrogen for different applications: A case study in Spain applied to mobility with FCEVs. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(33), 17431–17442. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2019.05.092>
- Medina, P., & Santarelli, M. (2010). Analysis of water transport in a high pressure PEM electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(11), 5173–5186. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2010.02.130>
- Mohammadi, A., & Mehrpooya, M. (2018). A comprehensive review on coupling different types of electrolyzer to renewable energy sources. *Energy*, 158, 632–655. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.06.073>
- Moriarty, P., & Honnery, D. (2007a). Intermittent renewable energy: The only future source of hydrogen? *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(12), 1616–1624. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2006.12.008>
- Moriarty, P., & Honnery, D. (2007b). Intermittent renewable energy: The only future source of hydrogen? *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(12), 1616–1624. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2006.12.008>
- Muhammad-Bashir, S., Al-Oufi, M., Al-Hakami, M., Nadeem, M. A., Mudiyansele, K., & Idriss, H. (2020). Comparison between the performance of high concentrated and non-concentrated PV-cells for hydrogen production using PEM water electrolyzers. *Solar Energy*, 205, 461–464. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2020.05.077>
- Nema, P., Nema, R. K., & Rangnekar, S. (2009). A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8), 2096–2103. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2008.10.006>
- NikkeiAsia. (n.d.). *Honda to install faster-filling hydrogen stations across Japan - Nikkei Asia*. Retrieved November 11, 2023, from <https://asia.nikkei.com/Business/Honda-to-install-faster-filling-hydrogen-stations-across-Japan>
- Rahimi, S., Meratizaman, M., Monadizadeh, S., & Amidpour, M. (2014). Techno-economic analysis of wind turbine–PEM (polymer electrolyte membrane) fuel cell hybrid system in standalone area. *Energy*, 67, 381–396. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2014.01.072>
- Roy, A., Watson, S., & Infield, D. (2006). Comparison of electrical energy efficiency of atmospheric and high-pressure electrolyzers. *International Journal of Hydrogen Energy*, 31(14), 1964–1979. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2006.01.018>
- Ruuskanen, V., Koponen, J., Huoman, K., Kosonen, A., Niemelä, M., & Ahola, J. (2017). PEM water electrolyzer model for a power-hardware-in-loop simulator. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(16), 10775–10784. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2017.03.046>
- Sánchez Delgado, Mónica (2019). *Desarrollo y validación de un modelo para la simulación de sistemas de electrólisis alcalina para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables*. Tesis (Doctoral), E.T.S.I. de Minas y Energía (UPM). <https://doi.org/10.20868/UPM.thesis.62567>
- Sakai, T., Takenaka, H., Wakabayashi, N., Kawami, Y., & Torikai, E. (1985a). Gas Permeation Properties of Solid Polymer Electrolyte (SPE) Membranes. *Journal of The Electrochemical Society*, 132(6), 1328–1332. <https://doi.org/10.1149/1.2114111>
- Sakai, T., Takenaka, H., Wakabayashi, N., Kawami, Y., & Torikai, E. (1985b). Gas Permeation Properties of Solid Polymer Electrolyte (SPE) Membranes. *Journal of The Electrochemical Society*, 132(6), 1328–1332. <https://doi.org/10.1149/1.2114111/XML>
- Salehmin, M. N. I., Husaini, T., Goh, J., & Sulong, A. B. (2022). High-pressure PEM water electrolyser: A review on challenges and mitigation strategies towards green and low-cost hydrogen production. *Energy Conversion and Management*, 268, 115985. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2022.115985>
- Sartory, M., Wallnöfer-Ogris, E., Salman, P., Fellingner, T., Justl, M., Trattner, A., & Klell, M. (2017). Theoretical and experimental analysis of an asymmetric high pressure PEM water electrolyser up to 155 bar. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(52), 30493–30508.

<https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2017.10.112>

- Schalenbach, M., & Stolten, D. (2015). High-pressure water electrolysis: Electrochemical mitigation of product gas crossover. *Electrochimica Acta*, 156, 321–327. <https://doi.org/10.1016/J.ELECTACTA.2015.01.010>
- Selectra. (n.d.). *Compensación de excedentes de autoconsumo 2023: guía y uso*. Retrieved November 11, 2023, from <https://selectra.es/autoconsumo/info/tarifas>
- Senza. (n.d.). *Comprensión de los componentes del electrolizador PEM y sus funciones*. Retrieved November 11, 2023, from <https://senzahydrogen.com/comprension-de-los-componentes-del-electrolizador-pem-y-sus-funciones.html>
- Teuku, H., Alshami, I., Goh, J., Masdar, M. S., & Loh, K. S. (2021). Review on bipolar plates for low-temperature polymer electrolyte membrane water electrolyzer. *International Journal of Energy Research*, 45(15), 20583–20600. <https://doi.org/10.1002/ER.7182>
- Tijani, A. S., Binti Kamarudin, N. A., & Binti Mazlan, F. A. (2018). Investigation of the effect of charge transfer coefficient (CTC) on the operating voltage of polymer electrolyte membrane (PEM) electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(19), 9119–9132. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2018.03.111>
- Tijani, A. S., & Rahim, A. H. A. (2016). Numerical Modeling the Effect of Operating Variables on Faraday Efficiency in PEM Electrolyzer. *Procedia Technology*, 26, 419–427. <https://doi.org/10.1016/J.PROTCY.2016.08.054>
- Ulleberg, Ø. (2003). Modeling of advanced alkaline electrolyzers: A system simulation approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, 28(1), 21–33. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(02\)00033-2](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(02)00033-2)
- Valente, A., Iribarren, D., Dufour, J., & Spazzafumo, G. (2015). Life-cycle performance of hydrogen as an energy management solution in hydropower plants: A case study in Central Italy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(46), 16660–16672. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2015.09.104>