

Trabajo Fin de Carrera Ingeniería de la Energía

Potencial de los sistemas Power-To-Power para el almacenamiento de energía de origen renovable

Autor: Luis Miguel Soriano Bermúdez

Tutor: David Tomás Sánchez Martínez

Antonio Escamilla Perejón

**Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2021



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de la Energía

Potencial de los sistemas Power-To-Power para el almacenamiento de energía de origen renovable

Autor:

Luis Miguel Soriano Bermúdez

Tutor:

David Tomás Sánchez Martínez

Catedrático de Universidad

Antonio Escamilla Perejón

Investigador pre-doctoral

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Proyecto Fin de Carrera: Potencial de los sistemas Power-To-Power para el almacenamiento de energía de origen renovable

Autor: Luis Miguel Soriano Bermúdez

Tutor: David Tomás Sánchez Martínez
Antonio Escamilla Perejón

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia y amigos, que siempre me apoyaron.

A los maestros del departamento de energética que siempre buscaron sembrar una semilla en cada uno de sus alumnos.

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer todo el apoyo incondicional brindado por mis padres, hermanos y abuelos a lo largo del grado. Por todos los valores que me han aportado a lo largo de la vida y por encontrarse junto a mí en los buenos momentos y aún más cerca en los malos.

A todos los amigos que me llevo de estos años en Sevilla. Ha sido para mi una suerte conocer a todos y cada uno de ellos, siendo varios los momentos vividos junto a ellos. Desde las noches de fiesta a las noches de estudio en la facultad de medicina.

A todos los profesores que me han aportado un poco de su conocimiento a lo largo de mis años como estudiante. De forma más especial agradecer a Don Gonzalo Sánchez y Don Antonio Muñoz su labor como docentes, los cuales además de transmitirnos su conocimiento, nos transmitían su conocimiento y sus vivencias en un mundo fuera de lo que son los libros y los apuntes.

A mis tutores de este TFG, Don David Sánchez y Don Antonio Escamilla, unas personas con las me ha resultado bastante fácil trabajar y de los que he aprendido muchísimo.

Por último, me gustaría dedicar este TFG a mi abuela Rosario y a mi abuelo José, que por circunstancias de la vida no me pudieron ver como ingeniero. Espero que allá donde estén, se sientan orgullosos de su nieto.

Luis Miguel Soriano Bermúdez

Sevilla, 2021

Resumen

Actualmente son varios los esfuerzos que realizan las diferentes entidades internacionales para intentar solventar los efectos nocivos sobre el medio ambiente que ha producido el ser humano a lo largo de los últimos siglos. Ante estos avances, vemos una imposición de las diferentes tecnologías que aprovechan las energías renovables, no obstante, estas presentan ciertos picos de producción que quedan desaprovechados debido a que en ciertos periodos la demanda no coincide con la producción. A raíz de la necesidad de aprovechar los recursos al máximo surge la idea del almacenamiento energético, que en el caso de este estudio se enfocará en un almacenamiento de energía eléctrica mediante hidrógeno, que será posteriormente empleado en microturbinas de gas. Al conjunto de estos sistemas se les conoce como sistemas Power-to-Power, es decir, primero generamos energía eléctrica con las energías renovables, con ellas producimos hidrógeno mediante electrólisis, y posteriormente almacenamos y quemamos ese hidrógeno de forma que podamos volver a obtener energía eléctrica.

En el estudio se compara el sistema Power-to-Power con los distintos sistemas de almacenamiento dentro de los cuales podemos ver grandes rendimientos como el de las baterías de litio llegando a rendimientos de entorno al 97% (siendo estas cada vez más utilizadas), o sistemas de almacenamiento con una gran madurez como son los de bombeo, los cuales presentan también un rendimiento razonablemente alto, situándose entorno al 70-82 %. Frente a ellos tendríamos los sistemas Power-to-Hydrogen que presentan unos rendimientos algo menores situándose en valores de entre el 43-64 %. No obstante, es importante destacar que no solo se deben tener en cuenta los rendimientos para justificar el uso o no de una tecnología de almacenamiento, sino que dependiendo del uso final que se le vaya a dar a la electricidad una podrá ser mejor que otra indistintamente del rendimiento.

Para finalizar el estudio del sistema Power-to-Power se ha realizado un caso práctico en el que se establecen tres tipos diferentes de microturbinas, de 30, 65 y 200 kW, imponiendo un periodo de funcionamiento al sistema de 6h diarias. A raíz del estudio hemos obtenido diversos factores de interés como es el round-trip efficiency que se sitúa en valores cercanos al 50% para el Power-to-Gas del sistema Power-to-Power y al 25% para el Power-to-Power en su conjunto. Así mismo, tras el análisis de producción se les realizaron a los diferentes tipos de microturbinas de gas un análisis económico con el que se pretende dar el valor mínimo al que debe ser vendida la energía para obtener un beneficio. Con ello se obtienen una Levelized cost of energy en la salida del sistema superior al actual precio de mercado de otras energías situándose en el caso más favorable en 0,7164 €/kWh correspondiente al caso de la microturbina de 200 kW.

De cara al futuro, se prevee que que el round-trip efficiency aumente con la implantación de nuevas tecnologías como añadir una caldera de recuperación al sistema, usando nuevos electrolizadores como el de óxido sólido o mediante la hibridación de los sistemas con pilas de combustible. A consecuencia de ello y de una economía de escala, el coste de la energía de salida de los Power-to-Power se verá reducido.

Abstract

There are currently several efforts being made by the different international entities to try to solve the harmful effects on the environment that human beings have produced over the last few centuries. Given these advances, we see a larger share of the different technologies that take advantage of renewable energies, however, these present certain peaks of production that are wasted because in certain periods the demand does not coincide with production. As a result of the need to make the most of resources, the idea of energy storage arises, which in the case of this study will focus on the storage of electrical energy through hydrogen, which will later be burnt in gas microturbines. This energy store system is known as Power-to-Power Energy Storage System, that will first produce hydrogen via electrolysis with power from renewable energy sources. Then, hydrogen is stored for its later use to generate power back.

The study compares the Power-To-Power system with other energy storage systems. In the case of lithium batteries, it yields efficiencies of around 97% (being used more and more for energy storage purposes), or storage systems with a higher maturity such as pumping, which also have a reasonably high performance, standing around 70-82% round-trip efficiencies. In contrast, the Power-to-Hydrogen systems have somewhat lower round-trip efficiencies standing at values of between 43-64%. However, it is important to note that not only should efficiencies be considered to justify the use or not of a storage technology but depending on the end use that is going to be given to the electricity one may be better than another regardless of performance.

To finish the study of the Power-to-Power Storage System, a practical case has been carried out. Three different types of microturbines are established, of 30, 65 and 200 kW, imposing an operating daily period on the system of 6h. As a result of the study, we have obtained several factors of interest such as the round-trip efficiency that is close to 50% for the P2G of the P2P system and 25% for the P2P. Likewise, an economic analysis has been carried out, which is intended to give the minimum value at which the energy must be sold to obtain a profit. With this, a LCOE is obtained at the exit of the system higher than the current market price of other energy production technologies, being at the most favourable case of 0.7164 €/kWh, which correspond to the case of the microturbine of 200 kW.

Looking ahead, round-trip efficiency is expected to increase with the implementation of new technologies such as adding a recovery boiler to the system, using new electrolyzers such as solid oxide or by hybridizing the systems with fuel cells. As a result of this and an economy of scale, the Levelized cost of energy of the Power-to-Power output energy will be reduced.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xviii
Notación	xx
Escenarios y perspectivas	xxiii
1 Introducción	1
1.1 <i>Antecedentes</i>	1
2 Necesidad del almacenamiento de energía	7
2.1 <i>Situación energética global</i>	7
2.2 <i>Situación geopolítica</i>	10
2.3 <i>Excedentes de las tecnologías renovables</i>	11
2.4 <i>Estabilidad del sistema eléctrico</i>	12
2.5 <i>Ahorro energético</i>	12
2.6 <i>¿Por qué es entonces necesario almacenar energía?</i>	13
3 Métodos de almacenamiento de energía	14
3.1 <i>Introducción</i>	14
3.2 <i>Propiedades más relevantes a la hora de evaluar un sistema de almacenamiento energético</i>	15
3.3 <i>Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía</i>	15
3.3.1 <i>Clasificación física</i>	16
3.3.2 <i>Clasificación temporal</i>	16
3.3.3 <i>Clasificación espacial</i>	17
3.3.4 <i>Clasificación económica</i>	18
3.4 <i>Clasificación física</i>	18
3.4.1 <i>Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica</i>	19
3.4.2 <i>Sistemas de almacenamiento de energía térmica</i>	20
3.4.3 <i>Sistemas de almacenamiento mecánico</i>	22
3.4.4 <i>Sistemas de almacenamiento electroquímico</i>	23
3.4.5 <i>Sistemas de almacenamiento químico</i>	25
3.5 <i>Estudio comparativo de las diferentes tecnologías de almacenamiento</i>	29
3.5.1 <i>Comparativa de la TRL</i>	33
4 Sistema POWER-TO-HYDROGEN-TO-POWER	36
4.1 <i>Estado del arte de la tecnología Power to Power</i>	36
4.1.1 <i>Producción de hidrógeno</i>	37
4.1.2 <i>Almacenamiento de hidrógeno</i>	39
4.1.3 <i>Generación de potencia con hidrógeno</i>	48

4.2	<i>Plantas con sistemas P2P en funcionamiento</i>	51
4.3	<i>TRL de las diferentes X en los P2H2X</i>	56
5	Simulación caso práctico	58
5.1	<i>Introducción</i>	58
5.2	<i>Motivación</i>	59
5.3	<i>Metodología</i>	60
5.3.1	Modelado y parametrización de las microturbinas	61
5.3.2	Modelado y parametrización del electrolizador	62
5.3.3	Modelado y parametrización del campo fotovoltaico	64
5.3.4	Modelado y parametrización de los tanques de almacenamiento	66
5.4	<i>Resultados</i>	66
5.4.1	Análisis de resultados de la microturbina C30	67
5.4.2	Análisis de resultados de la microturbina C65	67
5.4.3	Análisis de resultados de la microturbina C200S	68
5.4.4	Análisis general de las simulaciones	69
5.5	<i>Análisis tecno-económico</i>	71
5.5.1	Introducción	71
5.5.2	Hipótesis para los cálculos económicos	71
5.5.3	Cálculo del LCOE de la planta fotovoltaica	71
5.5.4	Cálculo del LCOH	72
5.5.5	Cálculo del LCOE de las diferentes microturbinas	75
6	Conclusiones	77
7	Referencias	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Comparativa de round-trip efficiency y costes de instalación de las diferentes tecnologías de almacenamiento [27] (Adaptado)	30
Tabla 2: Aplicaciones de los diferentes tipos de almacenamiento [52]	32
Tabla 3: Descripción del estado de desarrollo de los distintos niveles de la TRL [52]	34
Tabla 4: Breve descripción de los tipos de electrolizadores [57] [56] [58] [59]	38
Tabla 5: Densidad energética de las principales fuentes de almacenamiento de energía [59]	40
Tabla 6: Clasificación de los diferentes tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno [59] Adaptado	42
Tabla 7: Caracterización de diferentes plantas de criogenización [62] Adaptado	44
Tabla 8: Principales parámetros de las distintas pilas de combustible y sus principales aplicaciones comerciales [59]	49
Tabla 9: Diferentes tipos de combustores de turbinas de gas compatibles con hidrógeno [59]	51
Tabla 10: Características de las microturbinas seleccionadas [84] [85] [86]	61
Tabla 11: Datos de potencia y gasto de las diferentes turbinas (Propio)	61
Tabla 12: Propiedades del electrolizador [87]	62
Tabla 13: Generación de hidrógeno por electrolizador y tipo de microturbina [88]	63
Tabla 14: Dimensionamiento fotovoltaico para los distintos casos según la microturbina a la que abastezca [82]	64
Tabla 15: Parámetros para la caracterización de un tanque de almacenamiento	66
Tabla 16: Resultados de la simulación para el caso de la microturbina C30 [88]	67
Tabla 17: Resultados de la simulación para el caso de la microturbina C65 [88]	68
Tabla 18: Resultados de la simulación para el caso de la microturbina C200S [88]	69
Tabla 19: Comparativa anual de los diferentes casos [88]	69
Tabla 20: LCOE del campo fotovoltaico para los distintos casos según la microturbina final [88]	72
Tabla 21: Costes de operación y mantenimiento variables para los distintos casos (propio)	73
Tabla 22: Costes capitales para los diferentes casos (propio)	74
Tabla 23: Coste capital anualizado para los diferentes casos (propio)	74
Tabla 24: Costes de operación y mantenimiento fijos para los distintos casos (propio)	75
Tabla 25: LCOH para los diferentes casos [88]	75
Tabla 26: LCOE de las diferentes microturbinas (Propio)	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Yacimientos de carbón en el mundo [2]	2
Figura 2: Consumo histórico de energía en los EE. UU. [3]	2
Figura 3: Concentración de CO ₂ en el hielo y en Mauna Loa (EE. UU.) [4]	3
Figura 4: Emisiones de CO ₂ a nivel global en los últimos años [7]	3
Figura 5: Mix Energético mundial 2019 [13]	4
Figura 6: Consumo energético por sectores 2017 [11] Adaptado	4
Figura 7: Indicadores demanda energética global estimada de 2020 y 2018 respecto el año anterior [12] [14] Adaptado	8
Figura 8: Consumo energético total por países en 2019 [15]	9
Figura 9: Capacidad instalada de generación de energía en el año 2020 y estimación según las políticas declaradas [17]	9
Figura 10: Ganancias acumuladas de PIB por región en el TES en comparación con el PES en \$×persona/año [24]	10
Figura 11: Horas sol pico en Sevilla el 12 de Julio de 2001 [25]	11
Figura 12: Clasificación sistemas de almacenamiento de energía [27] [17](Adaptado)	15
Figura 13: Clasificación del almacenamiento energético temporal [27]	16
Figura 14: Clasificación física según el estado físico en el que se almacena la energía [23]	19
Figura 15: a Condensador tradicional (electrodo – dieléctrico - electrodo); b condensador de doble capa (electrodo- capa dieléctrica – electrolito – capa dieléctrica - electrodo) [27]	20
Figura 16: Comparativa energía específica Vs potencia específica de las diferentes tecnologías de almacenamiento electroquímico [42]	25
Figura 17: Métodos de producción de hidrógeno [45]	26
Figura 18: Esquema de un proceso PtHydrogen [50]	27
Figura 19: Esquema del proceso PtMethane [49]	27
Figura 20: Proceso genérico PtL [51]	28
Figura 21: Esquema del proceso de Fischer-Tropsch [51]	28
Figura 22: Comparativa de la capacidad de almacenamiento y la duración de la descarga de los diferentes sistemas de almacenamiento [24]	31
Figura 23: Eficiencia y densidad de energía volumétrica de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía [27]	32
Figura 24: Ciclos de duración frente al coste de transferencia de la energía de distintos tipos de almacenamiento [52]	33
Figura 25: TRL de las diferentes tecnologías de almacenamiento [52] [53]	34
Figura 26: Clasificación de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno [59]	39
Figura 27: Esquema de un cilindro de un compresor alternativo (a) y compresor alternativo real (b) [60] [61]	41
Figura 28: Esquema de un compresor de diafragma metálico (a) y un compresor real de diafragma metálico (b)	

[60] [61]	41
Figura 29: Diagrama de temperatura-entropía del ciclo de Linde [63]	43
Figura 30: Esquema de un ciclo simple de criogenización del hidrógeno [64]	43
Figura 31: Ciclo de almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos [65] Adaptado	45
Figura 32: Ejemplo de ciclo de presión de composición isoterma para unas temperaturas T1 y T2 (a) y principio termodinámico de la compresión de hidruro metálico (b) [65] [68]	46
Figura 33: Esquema de proceso de almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos y uso del mismo para diferentes casos. [65]	47
Figura 34: Hidrógeno almacenado por masa y por volumen en hidruros metálicos, nanotubos de carbono, gasolina y otros hidrocarburos [66]	47
Figura 35: Máximo porcentaje de H ₂ admisible en la actualidad de los principales fabricantes de turbinas de gas con sistema DLE [59]	49
Figura 36: Turbinas de gas Siemens y sus capacidades de admisión de hidrógeno en %v/v [59]	50
Figura 37: Número de proyectos totales (izquierda) y potencia eléctrica instalada en MW _e (derecha) de proyectos P2G clasificados en función del vector energético empleado [73]	52
Figura 38: Diagrama de proceso del proyecto HyFlexPower [74]	52
Figura 39: Diagrama de proceso del proyecto FLEXnCONFU [75]	54
Figura 40: Diagrama de proceso del proyecto Jupiter 1000 [59]	54
Figura 41: Fases del proyecto Robinson [78]	55
Figura 42: TRL a lo largo de la cadena producción, almacenamiento, transporte y uso del hidrógeno [80]	56
Figura 43: Layout básico del sistema P2P (Propio)	59
Figura 44: Densidad de corriente frente a voltaje de la celda [88]	63
Figura 45: Parámetros de producción del sistema P2P para el mes de diciembre [88]	65
Figura 46: Parámetros de producción del sistema P2P para el mes de junio [88]	65
Figura 47: Esquema simple del sistema P2P (propio)	70

Notación

ADEME	Agencia de la gestión del medio ambiente y de la energía
AEP	Producción eléctrica anual
AFC	Pila de combustible alcalina
AIE/IEA	Agencia Internacional de la Energía
CAES	Almacenamiento de energía en aire comprimido
CAPEX	Coste capital
CCUS	Captura, uso y almacenamiento del carbono
CHP	Combinado de energía y calor (cogeneración)
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CP	Conferencia de las partes
CRF	Factor de recuperación del capital
DLE	Sistemas secos de baja emisión
EMS	Sistema de gestión de la energía
ERDF	Fondo europeo de desarrollo regional
ERV	Energía renovable variable
FCR	Costes fijos de la instalación
FOC	Costes de operación y mantenimiento
GNC	Gas natural comprimido
HFC	Hexafluorocarbonos
IRENA	Agencia internacional de la energía renovable
LAES	Almacenamiento energético por aire líquido
LCOE	Coste nivelado de la energía
LCOH	Coste nivelado del hidrógeno
MCFC	Pila de combustible de carbonatos fundidos
MEA	Conjunto de electrodos de membrana
MGT	Microturbina de gas
MH	Hidruros metálicos
OPEX	Coste operacional
P2A	Energía a aire
PtH/P2H	Energía a hidrógeno
P2H2X	Energía a hidrógeno a X
P2P	Energía a energía
P2X	Energía a X
PAFC	Pilas de combustible de ácido fosfórico
PCI	Poder calorífico inferior
PCM	Materiales de cambio de fase
PEM	Membrana de intercambio de protones
PEMFC	Pilas de combustible poliméricas
PES	Escenario de energía planificada

PFC	Perfluorocarbonos
PHES	Almacenamiento de energía eléctrica con bombas de calor
PHS	Almacenamiento hidráulico por bombeo
PIB	Producto interior bruto
PMI	Punto muerto inferior
PMS	Punto muerto superior
PSP	Planta de almacenamiento por bombeo
PSS	Colocación del sistema de almacenamiento
PtG/P2G	Energía a gas
PtL	Energía a líquido
RFB	Batería de flujo redox
SAM	System Advisor Model
SMES	Almacenamiento de energía en campos magnéticos
SMR	Sistema reformado por metano
SOE	Electrolizador de óxido sólido
SOFC	Pilas de combustibles de óxidos sólidos
TCC	Coste capital de la instalación
TES	Almacenamiento de energía térmica
TESS	Sistemas de almacenamiento de energía térmica
TIR	Tasa interna de retorno
TRL	Nivel de desarrollo tecnológico
UC	Ultra condensadores
VOC	Costes variables de operación
VRFB	Batería de flujo redox de vanadio
WLE	Sistema húmedo de baja emisión

Escenarios y perspectivas

En el desarrollo de este trabajo de fin de grado, se presentarán los siguientes escenarios con sus consecuencias socioeconómicas:

- El Escenario de Energía Planificada (o por sus siglas en inglés PES), es el caso que tenemos a día de hoy como referencia para realizar el resto de casos y tener una perspectiva sobre el desarrollo del sistema energético basado en los actuales planes energéticos de los gobiernos así como otros objetivos y políticas planificadas, incluyendo en ellas las contribuciones específicas a nivel nacional en virtud del Acuerdo de París a no ser que el país en cuestión tenga otros planes energéticos más recientes.
- El Escenario de Transformación de Energía (o por sus siglas en inglés TES), describe un escenario ambicioso pero realista, con una vía de transformación energética basada en gran medida en las fuentes de energía renovables y una constante mejora en la eficiencia energética. Con este escenario se comenzarían los pasos para mantener el aumento de la temperatura media global muy por debajo de los 2°C e intentar encaminarlo hacia los 1,5°C durante este siglo.

1 INTRODUCCIÓN

La gente ignorante le teme a la ciencia porque no la entiende. Quieren los beneficios que la ciencia ofrece, pero no sus interrogantes.

- Timothy Walter Burton -

A día de hoy es obvio que unos de los mayores problemas a nivel mundial es el abastecimiento de energético, el cuál, con el transcurso de los años supone una mayor problemática, acrecentándose esta durante el 2020, según la AIE (Agencia Internacional de la Energía) a causa de la COVID-19. Se estima que unos cien millones de personas que tenían abastecimiento eléctrico lo habrían perdido como efecto colateral de la pandemia actual.

1.1 Antecedentes

Desde el principio de la historia del ser humano existe una fuerte relación entre el humano y la energía, la cual se vio incrementada exponencialmente con el inicio de la primera Revolución Industrial [1]. Esta la podemos datar en Gran Bretaña, entorno a la segunda mitad del siglo XVIII. En esta época hubo grandes cambios en la forma de producir, debido en gran medida a la introducción de la máquina de vapor, que supuso una mecanización del sector industrial pasando de una producción plenamente manual y lenta a una producción agilizada y mecanizada. A parte de la utilidad industrial de la máquina de vapor, se le dio también una utilidad en el transporte de forma que por primera vez en la historia se pudiera prescindir de la tracción animal y confiar el desplazamiento o los trabajos agrarios a la maquinaria, lo cual supuso grandes avances en lo referido a la producción, como a las nuevas posibilidades de desplazamiento.

Con este hecho histórico se consiguieron grandes beneficios económicos puesto que el aumento de producción les ofreció a todas aquellas potencias que se industrializaban una seguridad de abastecimiento y una independencia económica y política de terceros países. Esta independencia se vio favorecida en gran medida porque la materia prima utilizada para la producción de energía fue el carbón, el cual ya sea de mejor o peor calidad, se encuentra ampliamente repartido por toda la geografía mundial.



Figura 1: Yacimientos de carbón en el mundo [2]

La Revolución Industrial no solo supuso un cambio en la forma de producir o en la economía, también supuso un cambio en la forma de vida de la población la cual pasó de vivir principalmente en el entorno rural a migrar a las ciudades para así encontrar una forma de vida más acomodada y burguesa. Sin embargo, la población no fue lo único que migraba a las grandes ciudades, puesto que en ellas también se establecieron las grandes industrias del momento, como era la siderurgia.

Debido a la cuatiosa cantidad de cambios acaecidos en la época, el consumo del carbón comenzó a dispararse puesto que era la materia prima de esos cambios, como puede verse en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Con el paso de los años era cada vez más notable que el alto consumo de carbón no solo favorecía a la economía aportando una mayor cantidad de energía, sino que también estaba volviendo el aire de las ciudades mucho más sucio de lo que jamás se había visto puesto que las emisiones eran expulsadas directamente a la atmósfera sin pasar previamente por filtro alguno como pasa en la actualidad. Todo ello hizo que aumentara la concentración de CO₂ en la atmósfera, lo que supondría el comienzo de un nuevo problema a nivel mundial.

Con el transcurso de los años, hubo grades avances tecnológicos en los que surgieron nuevos materiales y nuevas formas con las que generar energía como el petróleo, el gas natural y la electricidad. Eso desencadenó una competencia con el carbón en el afán de ser la fuente de energía estrella, aventajándose finalmente el petróleo con sus diversas variantes en la época de la Segunda Guerra Mundial presentando este, claras ventajas en el ámbito del transporte.

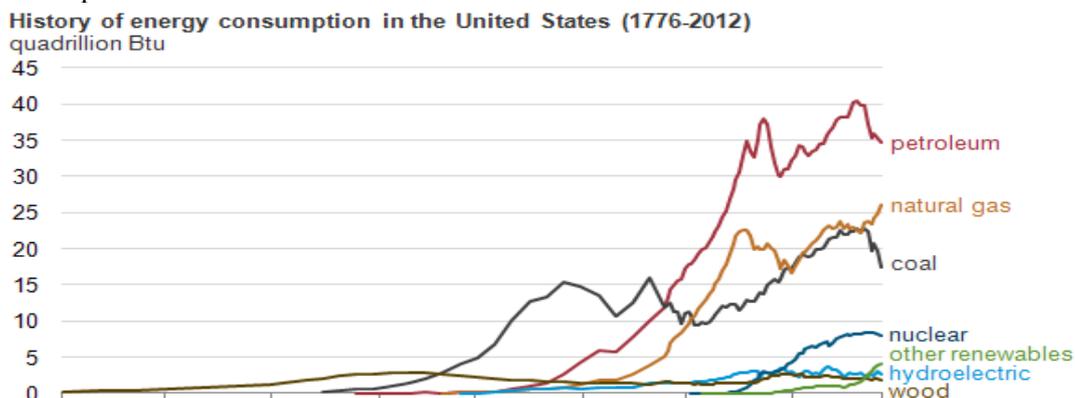


Figura 2: Consumo histórico de energía en los EE. UU. [3]

Pese a los grandes avances tecnológicos, el control de las emisiones de gases de efecto invernadero era algo por lo que nadie se preocupaba hasta que llegó un punto de inflexión, en el que la situación era tal que se empezó a tomar conciencia sobre las emisiones y acciones pasadas.

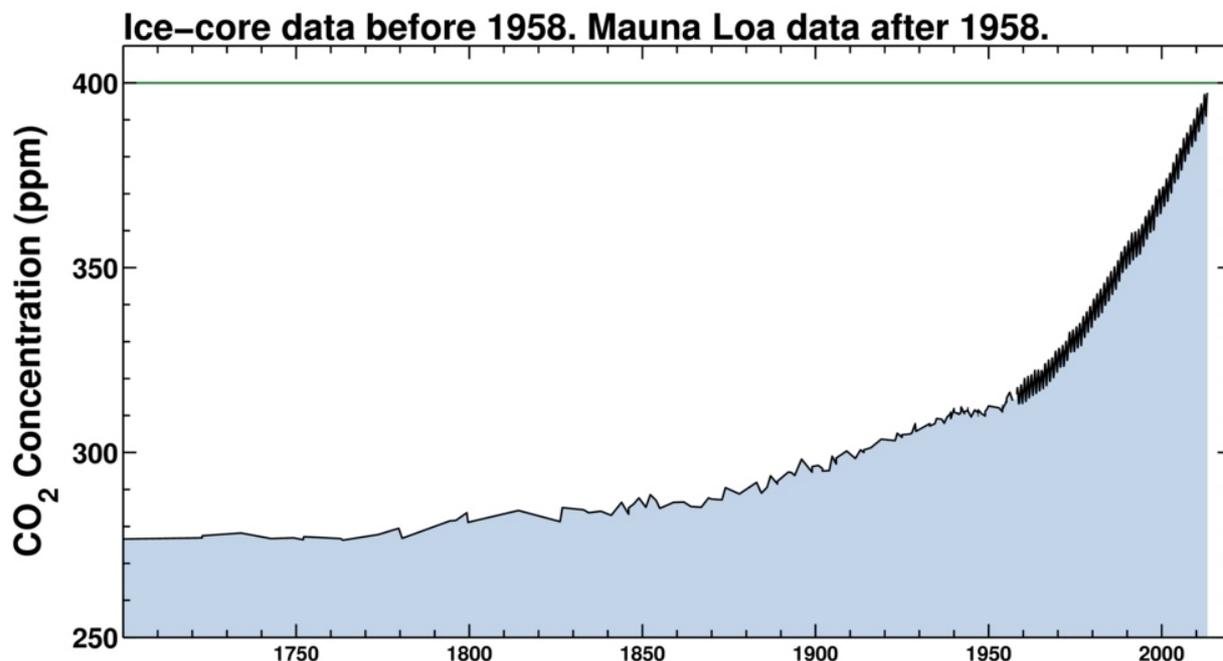


Figura 3: Concentración de CO₂ en el hielo y en Mauna Loa (EE. UU.) [4]

Es apreciable como ya desde el 1750 hay unos claros indicadores del problema con el CO₂. No obstante, la falta de interés, los diversos conflictos y crisis, así como la precaria tecnología de la época provocó que se retardara la concienciación global acerca del problema hasta el año 1992, cuando varios registros ya indicaban el problema desde hacía años. En dicho año se reunieron los estados pertenecientes a Naciones Unidas, Unión Europea y algunos Estados independientes a estas organizaciones en Nueva York para poner un punto de inicio común a nivel global desde el cual iniciar la lucha contra los gases que propiciaban el calentamiento global. De esta manera surge la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) [5] [6], con la cual se pretendía dar una conciencia pública sobre el cambio climático a nivel mundial, siendo esta aprobada en 1994 con 194 países firmantes.

El objetivo principal de la CMNUCC era llegar a estabilizar la concentración de partículas de gases de efecto invernadero en la atmósfera para evitar una interferencia antropógena peligrosa en el sistema climático, así como conseguir una adaptación natural de los ecosistemas de forma que no peligrara la producción de alimentos o el crecimiento económico de forma sostenible. En el documento se reconoce el proceder adaptado a cada tipo de nación diferenciando según el tipo de desarrollo o la zona climática para que la adaptación, pese a que, aunque fuera lo más común posible, tuviera un grado de libertad para que se adaptara a las condiciones del entorno. No obstante, quedaría sin definir cual era el nivel de concentración de partículas peligroso.

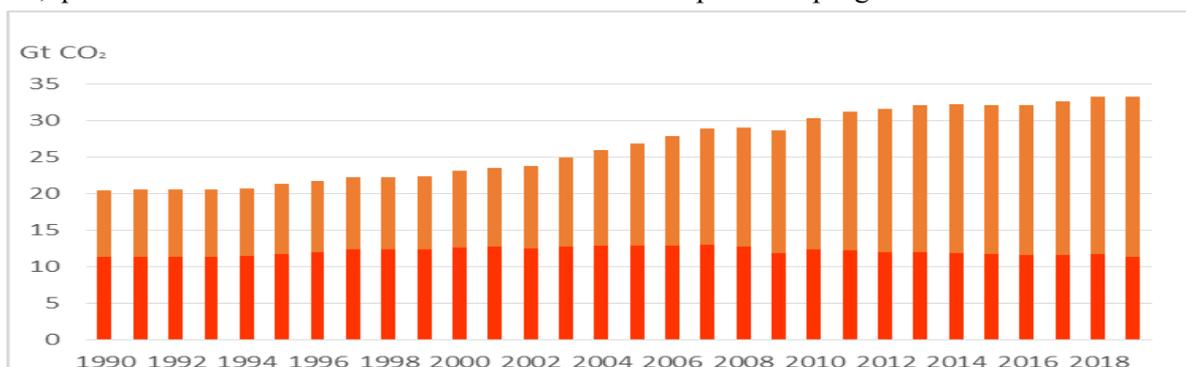


Figura 4: Emisiones de CO₂ a nivel global en los últimos años [7]

Tras esa primera toma de contacto, el pacto sigue en pie, no obstante, a lo largo de los años se le han ido añadiendo nuevos términos con las diferentes Cumbres del Clima, denominadas así a las reuniones que tienen la Conferencia de las Partes (CP o COP en inglés), siendo esta una asamblea a la que pertenecen los estados miembros, la cual es la máxima autoridad con capacidad para decidir. Además, se encarga de que se mantengan los esfuerzos internacionales en la lucha contra el cambio climático y de analizar los resultados que se consiguen con el transcurso de los años según los objetivos marcados.

En esas cumbres destacan principalmente dos. La primera es la de Kioto, en el año 1997. En ella se establece el Protocolo de Kioto [8] con el cual se pretendían reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC SF₆) en al menos un 5% respecto los niveles de emisión de 1990 para el año 2012, comprometiendo así a los países desarrollados a controlar sus emisiones. Pese a su elaboración en 1997, no entró en vigor hasta el 2005 y posteriormente se amplió su cometido hasta el año 2020 tras consenso en la cumbre de Doha [9] al no haber conseguido los objetivos. Es importante destacar que en el inicio del Protocolo de Kioto tenía ya ciertas trabas, puesto que Estados Unidos se desvinculaba del acuerdo y a las grandes potencias en desarrollo como eran China, Brasil, India o México no se les imponían objetivos de reducción de emisión de gases de efecto invernadero.

Vista ya la necesidad de actuar de manera inminente y acelerar las acciones e inversiones para obtener un futuro limpio de emisiones, surge (previa cumbre) en el año 2015 el Acuerdo de París [10] el cual como objetivo primordial tiene el limitar las emisiones de forma que se consiga mantener por debajo de los 2°C el aumento de la temperatura media global para el año 2100 y en todo lo posible, proseguir con los esfuerzos para no superar tampoco los 1,5°C. Para ello propone fijar un nuevo marco tecnológico y una mejora del fomento en la que también se incluya la ayuda a los países en desarrollo con el fin de garantizar que tengan una transición igualmente ventajosa siendo por ello, por lo que se pide un mayor esfuerzo y una mayor implicación. El Acuerdo de París entro en vigor en el año 2016 y tiene una durabilidad a largo plazo exigiendo reuniones cada 5 años con el fin de analizar el estado del planeta e imponer nuevas medidas.

Fue gracias a esa concienciación global cuando las energías renovables obtuvieron una mayor financiación, con el fin de obtener un sistema que produjera energía, pero a la vez fuera respetuoso con el medio ambiente. Bien es cierto que desde hacía siglos se usaban ya las fuentes de energía renovables, pero estaban más encaminadas a realizar un trabajo mecánico que a ser un método de producción de electricidad, como los molinos de trigo que usaban el viento o las corrientes de agua con el fin de mover la rueda de molienda. Ya hacia finales del Siglo XIX principios del XX surgen las hidroeléctricas; no obstante, la producción no era muy relevante y la tecnología era muy rudimentaria especialmente en países como España que en los años posteriores sufrió un aislamiento internacional, lo cual provocó un retraso respecto la situación de otros estados vecinos.

Fue en la década de los 70 cuando comenzó el interés realmente significativo por las energías renovables, promovido en parte por la crisis del petróleo del 1973 puesto que quedó a la luz la fuerte dependencia de los combustibles fósiles que tenía el mundo globalizado.

Es por todo esto por lo que se puede asegurar la fuerte relación entre el ser humano y la energía, pues ya desde el inicio de la Revolución Industrial ha marcado nuestras vidas, convirtiéndose a día de hoy indispensable para realizar cualquier actividad, ya sea industrial, doméstica, educativa o de ocio, así como para el transporte. Dicha

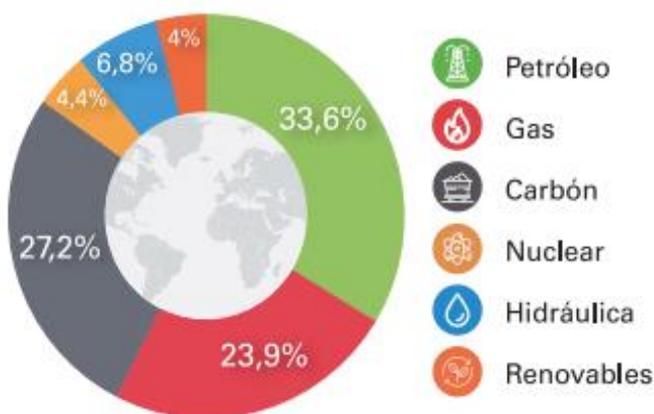


Figura 5: Mix Energético mundial 2019 [13]

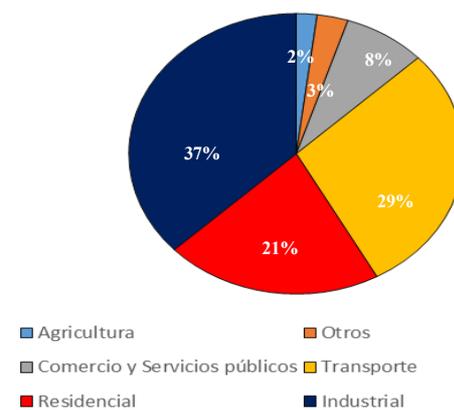


Figura 6: Consumo energético por sectores 2017 [11] Adaptado

necesidad energética junto al crecimiento demográfico a nivel global desembocando en un alto consumo energético en la actualidad por lo que, para poder cumplir con los diversos acuerdos y protocolos por el clima, ha sido necesaria una creciente investigación en fuentes de energía alternativas a las fósiles como son las renovables, así como una implantación a gran escala de estas, estando aún muy lejos de lo necesario para conseguirlo.

2 NECESIDAD DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Cuanto más grande es la dificultad, más gloria hay en superarla.

-Epicuro-

En la actualidad una de las principales desventajas del sistema energético es la dificultad para almacenar energía, lo que nos obliga a tener un consumo casi inmediato de la producción de electricidad. Entre los métodos actuales de almacenamiento energético destaca el almacenamiento por bombeo siendo el que más capacidad proporciona en la actualidad. No obstante, hay varias fuentes de investigación trabajando y perfeccionando nuevos métodos de almacenamiento que puedan resultarnos más útiles y tengan un menor impacto ambiental.

Desde la AIE se proponen una serie de escenarios con los que se pretende llegar a un futuro más verde en el que se consiga la mínima dependencia de los recursos fósiles hasta llegar a alcanzar el cero absoluto. Ellos proponen cuatro escenarios, pero se centran principalmente en el PES y el TES puesto que el primero es en cierta manera la referencia que se ha tomado según las políticas actuales y el segundo describe un escenario más ambicioso con el que conseguir ciertos objetivos antes del 2100. Es por ello que se contempla el almacenamiento como parte de la solución para los diversos problemas que plantean ambos escenarios como sería la inestabilidad de las renovables, el ahorro energético o la estabilidad del suministro.

2.1 Situación energética global

Tras varios años de crecimiento en el consumo energético, la crisis sanitaria del COVID-19 ha supuesto un parón inesperado en la actividad diaria de la población, lo que a su vez ha producido una reducción en la producción/consumo de energía eléctrica y para el transporte. Por tanto, vemos que hay un menor consumo de materias primas tales como el carbón, el petróleo o el gas natural las cuales han reducido su producción en un 7%, un 8% y un 3% respectivamente. No obstante, se prevee que estos valores vuelvan a valores precrisis para el año 2021 o el 2023, dependiendo de la efectividad de la vacuna y la velocidad de inmunización de la población [12]. Estas fuentes de energía son las que más aportan a día de hoy al sistema energético [13], principalmente por la madurez de la tecnología tanto para su extracción como para su posterior uso de energía final (ya sea en transporte, industria o generación de energía eléctrica), siendo por ello las más afectadas, puesto que el menor consumo global y el aumento de potencia instalada de renovables ha supuesto que la demanda de las renovables haya podido aumentar respecto al año anterior, mientras que el resto por la baja demanda han tenido que reducir su producción respecto años anteriores tal como se puede apreciar en la **¡Error! No se encuentra el origen de**

la referencia..

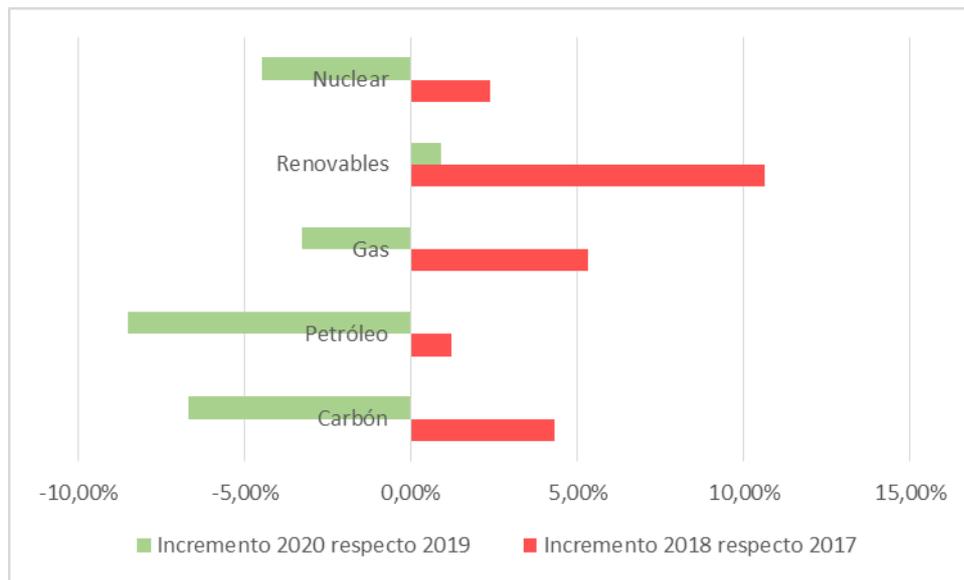


Figura 7: Indicadores demanda energética global estimada de 2020 y 2018 respecto el año anterior [12] [14] Adaptado

Actualmente gran parte de los esfuerzos en el mundo energético están focalizados en la reducción del empleo de combustibles fósiles y la implantación de energías renovables, con el fin de llegar a un futuro en el que las energías renovables puedan abastecer el sistema energético global y se pueda así lograr un escenario idílico en el que las emisiones de gases que producen el cambio climático lleguen a ser cero. Es por ello que la AIE plantea la posibilidad de actuar de forma inmediata y aprovechar la bajada de emisiones de gases de efecto invernadero que ha producido la COVID-19 para partir desde un escenario más favorable al de años anteriores y conseguir de esta manera una recuperación económica más sostenible que nos haga llegar más rápidamente a los objetivos marcados en los distintos acuerdos. No obstante, no sería suficiente llegar a una serie de acuerdos entre unos pocos países, sino que se debería llegar a un acuerdo global, el cual todos los países firmasen y ratificasen, puesto que un país como Estados Unidos (que es el segundo consumidor de energía a nivel mundial) a día de hoy sigue fuera del Acuerdo de París, lo que dificultaría bastante el llegar a un futuro limpio.

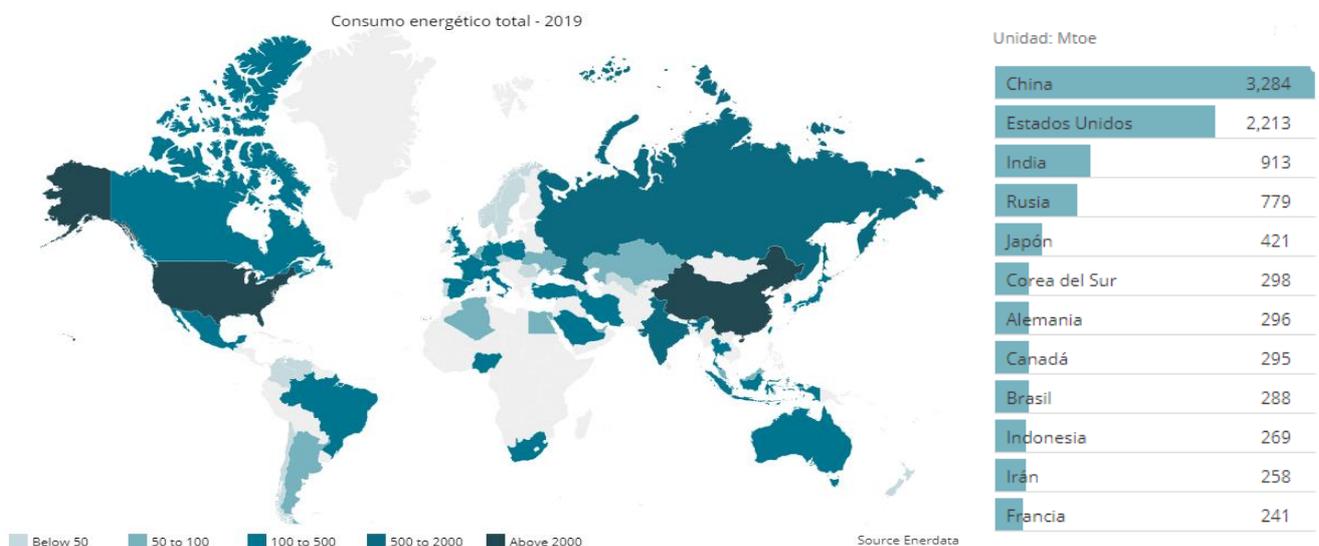


Figura 8: Consumo energético total por países en 2019 [15]

Otro aspecto importante en la actualidad es la reducción de inversión en las redes de transporte y distribución, las cuales se han reducido un 18% [12] en lo que va de año. El buen estado de la red de transporte y distribución,, así como las investigaciones en la misma son fundamentales para poder implantar los nuevos sistemas de almacenamiento que se investigan a día de hoy y para implantar de una forma más optima y eficiente las tecnologías renovables, especialmente en aquellas regiones en las que se promueve la generación distribuida.

Respecto la potencia instalada para la generación de energía, actualmente se tienen unos 7784 GW [16] en todo el planeta de los cuales tan solo 24GW corresponden a almacenamiento en baterías, es decir, el 0,308%. De esos 7784 GW un tercio aproximadamente correspondería a las renovables, lo cual dista mucho de la cuota de cobertura de demanda si tenemos en cuenta que el consumo de energías renovables en el mix energético es de tan solo un 4-5% [13]. Esto confirma que no se está aprovechando el potencial de las tecnologías renovables dejando a estas en una posición marginal y su situación se debería revertir pasando del actual 4-5% a un mayor porcentaje en la participación energética global. Sin embargo, a de hoy el almacenamiento de energía es una realidad en la que podemos encontrar varias tecnologías con un avanzado TRL (Technology Readiness Levels). Así mismo continúa el desarrollo y estudio de otras tecnologías de almacenamiento que presenten una mayor densidad energética ya que es la mayor carencia de las actuales siendo un claro ejemplo de ello el hidrógeno.

En el último año cayó entorno al 30% la capacidad de almacenamiento a gran escala respecto al 2018 en gran parte debido a la etapa inicial en la que se encuentra la tecnología y por los escasos apoyos de las políticas. Sin embargo, el almacenamiento a pequeña y mediana escala empieza a cobrar cierta fuerza especialmente en el consumo detrás del medidor, donde en países como Japón llegó a cuadruplicarse la potencia instalada. [17]

Respecto los sistemas de almacenamiento de energía a gran escala destacan el bombeo hidroeléctrico, siendo el más usado a día de hoy por su mayor eficiencia respecto el resto y la madurez energética que tiene, el aire comprimido, el almacenamiento térmico, el supercondensador, los volantes de inercia y las baterías (de litio o de hidrógeno), siendo esta última forma de almacenamiento la que promete un futuro más favorable para el almacenamiento. No obstante, hay que destacar que en la actualidad esta tecnología de almacenamiento se encuentra en un creciente desarrollo y que aunque tengan un menor nivel de TRL que las anteriores, se espera que en los próximos años estas supere a sus predecesoras lo que a su vez contribuiría al alto coste por KW/h reduciéndolo incluso un 50% para 2030. [18] [19] [20] [21] [22] [17] [23]

En definitiva, queda claro que el objetivo es poder almacenar energía renovable con el fin de rentabilizar aún más las inversiones en tecnologías renovables y hacerlas más atractivas para el mercado, así como para favorecer a que las naciones puedan llegar a los acuerdos establecidos en las distintas Cumbres del Clima.

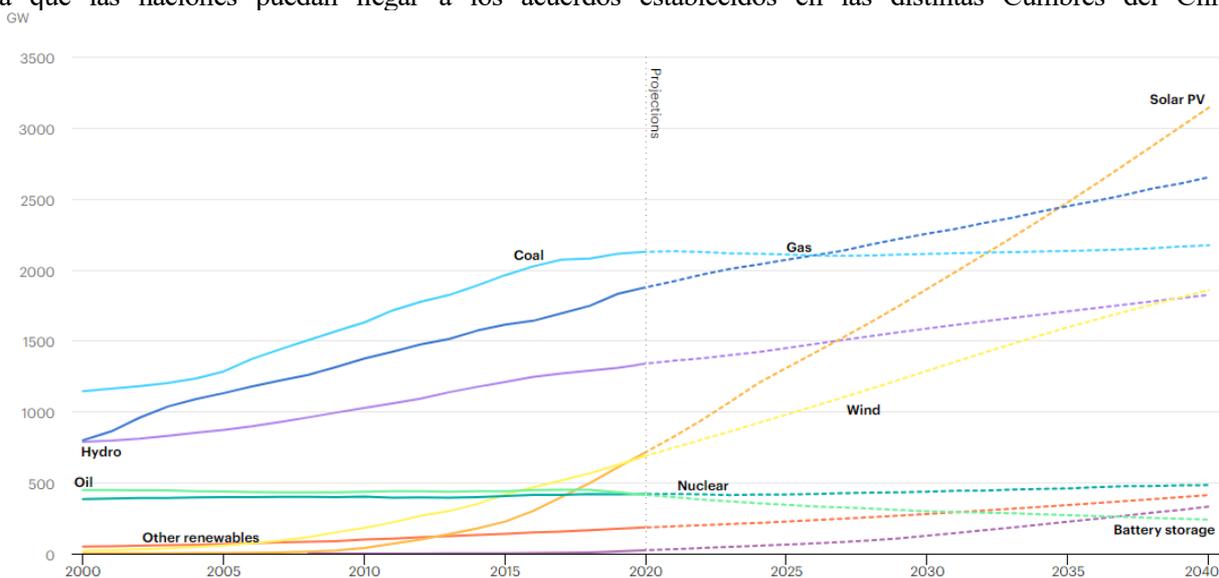


Figura 9: Capacidad instalada de generación de energía en el año 2020 y estimación según las políticas declaradas [17]

2.2 Situación geopolítica

El mundo moderno y en desarrollo tiene una fuerte dependencia energética debido a que determinan la forma de vida diaria y la mayoría de las actividades cotidianas de cualquier país, por lo que una condición adversa en las mismas implicaría una amenaza para la economía mundial. Esta dependencia energética juega un papel geopolítico muy importante en la independencia de los países importadores de energía, ya que dependen de los productores. Es por ello que se da la necesidad de acceder a las fuentes de energía de la manera más continua y asequible posible, para no tener un problema de abastecimiento y no pagar un alto precio a las naciones productoras.

Son varios los países que gracias a sus reservas naturales de energía han podido defender sus intereses ante la comunidad internacional a la vez que han podido ejercer una cierta influencia económica y política sobre terceros países. Por ello los planes de futuro para el mix energético les ha supuesto un problema, siendo los más damnificados los exportadores de petróleo como Arabia Saudí, o a los de carbon como serían Australia e Indonesia, puesto que al menos a corto plazo el gas natural seguirá siendo una fuente útil y que ayudará a la descarbonización lo cual supondrá un beneficio a países exportadores de gas natural como son Rusia, Catar o Estados Unidos.

Por el contrario, el futuro mix energético presenta una serie de ventajas para los países que carezcan de recursos fósiles, puesto que su dependencia energética sería menor ya que podrían consumir energía producida en el mismo país a partir de las tecnologías renovables.

Respecto el gas natural, es importante especificar que los beneficiarios en la estrategia geopolítica no solo son los países productores, sino también los de paso debido a que el transporte del gas natural se puede dar mediante gasoductos, lo cual beneficiaría a países que se encuentren geográficamente bien situados, como es el caso de Turquía, que conecta la parte del Mar Caspio con la zona sur de Europa. No obstante, no les otorga tanta ventaja, ya que este también puede ser transportado en buques, lo cual hace que se tenga un cierto control sobre el precio del gas al tener diversos vendedores.

Con respecto al factor económico, la mayor parte de los países que tienen reservas de combustibles fósiles centran gran parte de su economía en los mismos, siendo este el principal motivo por el cual se muestran contrarios ante los posibles cambios que se producirían en el mix energético, puesto que esto se traduce en una fuerte caída de su PIB.

Tanto la AIE como la IRENA, proponen una serie de escenarios para evitar que continúe el cambio climático, en ellos siempre se pretende acabar con las emisiones y promover las renovables, aunque se consiga en más o menos años. Los estados más dependientes económicamente de las fuentes fósiles perderían más PIB per cápita, frente a las naciones sin recursos fósiles, las cuales aumentarían su PIB per cápita. De forma gráfica se muestra en la Figura 10, en la cual se observa la previsión del PIB per cápita a nivel global. Esta compara el escenario que actualmente tenemos (TES) con respecto al deseable (PES) en el cual se llevarían a cabo las medidas

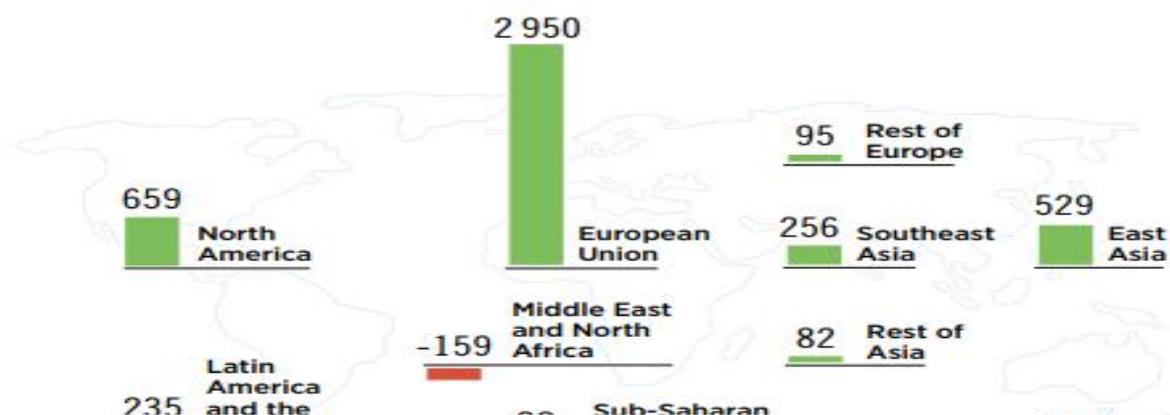


Figura 10: Ganancias acumuladas de PIB por región en el TES en comparación con el PES en \$/persona/año [24]

mencionadas. [24] Cabe a destacar el caso de la Unión Europea, que sería la mayor beneficiada, puesto que es una región plenamente consumidora y apenas cuenta con algunos yacimientos.

2.3 Excedentes de las tecnologías renovables

Uno de los mayores inconvenientes de las energías renovables variables (ERV) es su inestabilidad de suministro, debido a su fuerte dependencia con la situación geográfica y las condiciones climáticas, marcando estas su producción. Es por ello que en ciertos momentos la producción puede no ser suficiente para abastecer la demanda de ese instante y en otros puede que se produzca una gran cantidad de energía que no va a poder ser consumida, por lo que se debería limitar esa producción, bien parando las hélices de los aerogeneradores o desenfocando paneles fotovoltaicos o captadores solares con el único fin de no producir un problema en la red. Esta situación la podríamos ver en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, en la cual vemos como la irradiación se concentra en unos periodos específicos del día. Al estar la irradiación ligada con la producción de energía eléctrica en los paneles fotovoltaicos (por ejemplo), tendríamos ciertos periodos de alta producción que pueden o no coincidir con periodos de alto consumo, como también podríamos tener lo opuesto. Zonas de baja producción con alto consumo.

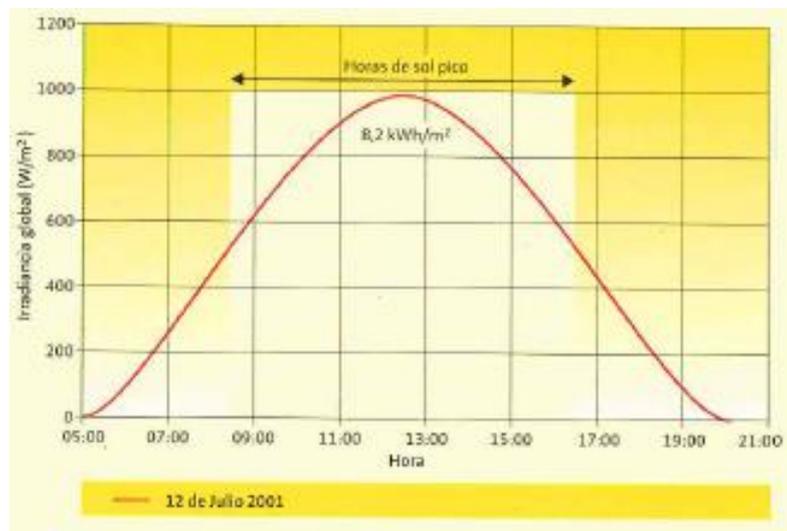


Figura 11: Horas sol pico en Sevilla el 12 de Julio de 2001 [25]

Actualmente las ERV tienen un periodo de funcionamiento marcado por esas condiciones estacionarias, lo cual provoca que supongan un problema una mayor penetración de las energías renovables, puesto que, aunque gran parte de la energía se generase de forma limpia y sostenible, siempre sería necesario usar otras tecnologías más o menos contaminantes para suplir la demanda. Es por ello, que con el almacenamiento se le quiere dar un uso a esos periodos de excedentes y ofrecer así una nueva oportunidad comercial con la que se pueda ir consiguiendo una mayor eficiencia en el sistema energético de las renovables variables. En el año 2019 la participación de las ERV en la generación de energía fue de un 10% aproximadamente [24], pero en los diferentes escenarios que plantea IRENA, sobre las ERV recaerá gran parte de la producción de energía, llegando en el caso más favorable al 61% en el año 2050, por lo que se debe lograr la máxima flexibilización del sistema energético de forma que se pueda crear la estabilización que a día de hoy se consigue con las plantas generadoras de base. En la búsqueda de la estabilización del sistema es donde se tendrá que actuar con el almacenamiento pasando de unos 30GWh actuales a más de 900GWh para el 2050, así mismo, si a estos planes de mejora se le introduce la carga de vehículos eléctricos inteligente se le podría añadir un almacenamiento extra de unos 14145GWh con lo que se conseguiría una integración de las renovables mucho más efectiva y capaz de suministrar la demanda exigida. No obstante, será necesario seguir invirtiendo en las redes de transporte para que sean capaces de sostener este sistema, así como de posibilitar la generación distribuida la cual sería clave en un escenario de renovables. [24]

Pese a los avances tecnológicos, a día de hoy el almacenamiento por bombeo hidráulico es la forma de almacenamiento más eficiente debido al gran desarrollo de la tecnología que lo forma, también está muy presente el almacenamiento en las centrales termosolares de concentración, la lo cual se almacenaría parte del calor en

algún elemento de almacenamiento como por ejemplo sales fundidas, permitiendo estas una extensión en las horas de operación de la planta. Sin embargo, las tecnologías fotovoltaica y la eólica presentan una mayor dificultad para el almacenamiento de energía, puesto que no se puede almacenar viento, ni se puede almacenar térmicamente la electricidad producida por los paneles fotovoltaicos, lo cual provoca que se pierda una energía que se podría aprovechar. Actualmente hay varios estudios centrados en el aprovechamiento de la energía excedente ya sea para un almacenamiento directo en baterías, como podrían ser las ión-litio o la producción de hidrógeno verde para los sistemas power to power con los que se pretende almacenar energía en forma de hidrógeno, gas, etc, para su posterior uso [24] [26]. Estos sistemas además de aprovechar los excentes con el fin de usarlos en un futuro transformados o sin transformar, ayudarían en gran medida a que las ERV se rentabilizasen mucho antes por lo que las transformarían en una inversión bastante interesante, lo cual ayudaría aún más a la investigación sobre estas tecnologías puesto que a día de hoy se encuentran en una madurez tecnológica avanzada pero aun distante de la fase comercial.

2.4 Estabilidad del sistema eléctrico

Como se ha dicho anteriormente, las ERV podrían generar inestabilidad en el sistema eléctrico, por lo que con el almacenamiento se podría mitigar el efecto además de convertirlo en un elemento que proporcionaría una mayor inserción de las tecnologías renovables y proporcionaría una mayor estabilidad al sistema eléctrico de potencia.

En los diversos estudios aparecen una gran cantidad de distintos tipos de almanenamientos, y todos ellos poseen una cualidad que puede aventajar a la estabilidad del sistema eléctrico, como es el caso de las baterías de iones de litio, las cuales además de su alta densidad energética presenta una rápida respuesta con la que podrá suplir las faltas que provoquen las tecnologías renovables a la vez que tienen una bajísima tasa de autodescarga, lo que significa que será eficiente durante largos periodos de tiempo. Sin embargo, a día de hoy se sigue investigando en la tecnología para optimitar su funcionamiento y subsanar los fallos encontrados. Otro sistema de almacenamiento bastante optimo sería el hidrógeo, puesto que se podría almacenar y utilizar mediante el sistema power to hydrogen para la generación de energía de forma que grosso modo podría hacer el papel que a día de hoy realizan las turbinas de gas.

Junto a estas tecnologías se encuentran una gran cantidad tecnologías en desarrollo y las ya maduras con las que se consigue mediante el almacenamiento paliar el efecto de las inestabilidades de las renovables a la vez que crean un sistema energético más estable por su rápida disposición, puesto que el tiempo de respuesta es mucho menor al que presentan la mayoría de las convencionales, lo cual proporcionaría ante la caída de cualquier nudo del sistema eléctrico una respuesta inmediata.

Así mismo hay varios estudios que plantean usar el almacenamiento no solo para absorber los picos de la producción de las renovables sino también para aliviar la congestión de la transmisión de la red, es decir, mejorar la capacidad de transmisión de la red. De esta manera se conseguiría aumentar la cantidad de energía transferida tanto en líneas, como en transformadores o subestaciones. Por otra parte, también ayudaría a regular la frecuencia y el voltaje mediante un control de la potencia activa y reactiva de forma que mejorase el actual rendimiento de la red eléctrica. [23]

2.5 Ahorro energético

Con el almacenamiento de energía se conseguiría que todos los excedentes de las ERV se aprovecharan en lugar de perderlos o desaprovecharlos, es por ello que se contaría con una mayor cantidad de energía que podría ser vertida a la red lo que supondría a la vez un beneficio económico. No obstante, el ahorro energético no solo vendría por ese aprovechamiento de los picos de las ERV sino que también se contempla una mejora en cuanto a las condiciones de la red de transporte la cual sería vital para la implantación tanto de las ERV como del sistema de almacenamiento a gran escala consiguiéndose con dicha mejora una reducción de las pérdidas durante el transporte favorecida así mismo por la posibilidad de poder implantar generación distribuida, lo cual reduciría la distancia entre los puntos de generación y distribución.

2.6 ¿Por qué es entonces necesario almacenar energía?

Según los diversos acuerdos internacionales, el ser humano va buscando un futuro verde en el que no haya emisiones de carbono y actualmente las únicas fuentes de energía que no emiten dióxido de carbono a la atmósfera son las renovables, socialmente muy bien aceptadas y las nucleares que desde el punto de vista de la población presenta cierta reticencia. No obstante, como se ha explicado anteriormente el gran problema de las renovables es la inestabilidad del suministro, algo que se podría evitar con un buen sistema de almacenamiento lo cual a su vez proporcionaría ventajas en la estabilidad del sistema y proporcionaría un ahorro por la mayor eficiencia que la mayoría de estos presentan. Es por ello que, si queremos llegar a los objetivos marcados por el acuerdo de París es indispensable el uso del almacenamiento.

3 MÉTODOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Daríá todo lo que sé, por la mitad de lo que ignoro

-René Descartes-

Actualmente hay varias líneas de investigación sobre los diferentes métodos de almacenamiento de energía. Es por ello que surge la necesidad de catalogarlos según sus diferentes propiedades con el fin de poder analizarlos cualitativamente de manera que sea más fácil elegir uno u otro según la necesidad del momento. Entre los diferentes métodos de almacenamiento destacaremos el sistema Power-to-Hydrogen-to-X siendo estos en los que se centrará el documento y con el cual compararemos el resto.

3.1 Introducción

Con el paso del tiempo la energía eólica y fotovoltaica están cobrando un mayor peso en el mix energético mundial. Es por ello que se deberá establecer una fuerte infraestructura de almacenamiento y de transporte para conseguir una flexibilización del sistema de producción de manera que se favorezca la integración de los mismos alentando así una mayor integración de las energías renovables. El propósito de los sistemas de almacenamiento es equilibrar la oferta y la demanda complementando las redes energéticas. No obstante, muchos se siguen mostrando contrarios al almacenamiento debido al alto coste de la infraestructura (CAPEX). Esto limita las ventajas de usar almacenamiento energético respecto a las importaciones de combustibles fósiles. Aún así, este sobrecoste puede estar compensado por la independencia energética que se conseguiría. Este sobrecoste puede ser solucionado con la introducción de políticas energéticas más abiertas que fomenten su uso.

Estos sistemas funcionan mediante tres procesos: carga (con el cual se abastece de energía), almacenamiento (se encarga de retener la energía cargada) y descarga (para devolver la energía transformada o no). Estos tres procesos no necesariamente deben estar en la misma localización. En algunas aplicaciones, como una central de bombeo, estos tres procesos se encuentran en la misma localización. Sin embargo, podemos tener otras aplicaciones donde estos tres procesos no necesariamente están en la misma localización, como por ejemplo los sistemas Power-To-Power, en los cuales se pueden establecer en distintos lugares físicos sin que ello afecte al proceso.

A día de hoy existe una amplia cantidad de tecnologías que compiten por ser la más efectiva, cuyo fin es conseguir ser la pieza clave de un sistema de almacenamiento más óptimo y aventajado al resto. Ante la diversidad de las tecnologías podemos encontrar diferentes clasificaciones según el estado físico de la energía, según términos económicos, según la estacionalidad, etc. Es por ello que en primer lugar se deberán indicar

cuales son las principales características. Con esto se podrá ver en que se basan para clasificarlos en un tipo u otro y cual será el criterio que seguir.

3.2 Propiedades más relevantes a la hora de evaluar un sistema de almacenamiento energético

Para evaluar un sistema de almacenamiento es necesario estudiar una serie de propiedades que nos den la información suficiente del mismo. Con dicha información seremos capaces de clasificar las diferentes tecnologías según el criterio de clasificación por el que optemos. Dentro de las propiedades más significativas tenemos parámetros de rendimiento y energía que determinan los puntos técnicos de referencia con los que catalogar los sistemas de almacenamiento de energía. [27] [23]

- Energía específica (Wh/Kg): es la cantidad de energía que se puede usar por unidad de masa.
- Densidad energética (Wh/m³ o Wh/Kg): cantidad de energía por unidad de volumen o masa que se puede acumular en un material.
- Eficiencia (%): esta eficiencia se dará en los procesos de conversión, almacenamiento, carga y descarga.
- Autodescarga (% por día, semana o mes): es la cantidad de energía almacenada que se autodescarga en el periodo de almacenamiento.
- Tiempo de respuesta (s): con esta propiedad se puede abarcar varias propiedades temporales tanto para carga, descarga. Dentro de esta podemos introducir el ratio E/P que es una relación entre el coste y el beneficio.
- Vida útil (ciclos o años): dirá en tiempo de vida al que puede llegar un sistema de almacenamiento. La vida útil se podrá expresar en ciclos, años o ambas dependiendo de la tecnología.
- Coste unitario de la energía (U.M./KW h): se refiere al precio que tendrá la energía almacenada en el sistema de almacenamiento en cuestión.

3.3 Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía

Dependiendo del criterio en el que se desee centrar el sistema de almacenamiento de energía, podremos clasificarlo de las siguientes formas.

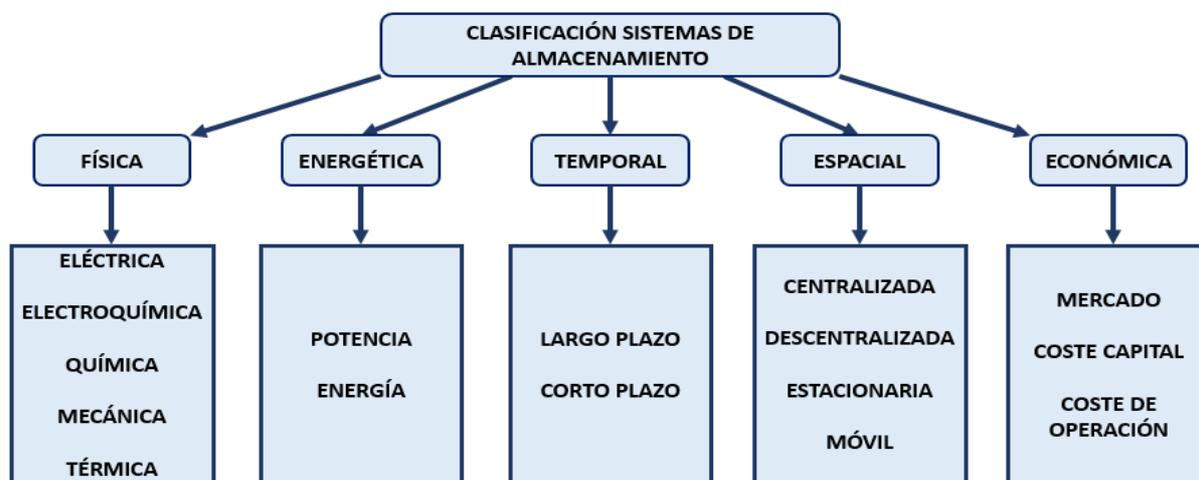


Figura 12: Clasificación sistemas de almacenamiento de energía [27] [17](Adaptado)

3.3.1 Clasificación física

Es la forma más común en la que se clasifican los sistemas de almacenamiento de energía, la cual se basa en la forma física de la energía cuando esta se almacena. Debido a su importancia se desarrollará con mayor extensión en el punto 3.4, aunque se remarcaran ahora los aspectos más importantes.

Esta clasificación se divide en cinco subgrupos como son la energía eléctrica, química, mecánica, térmica y electroquímica. [27]

3.3.2 Clasificación temporal

Esta forma de clasificación analiza cuanto tiempo es capaz de suministrar energía un sistema de almacenamiento, por lo que requerirá primero conocer los términos de duración de su descarga. Su clasificación se centra en un almacenamiento de dos tipos, corto plazo y largo plazo. También se ha llegado a usar el término de medio plazo, pero al diferir poco con el de corto plazo quedó absorbido por este, por lo que el término de medio plazo no es utilizado. [27]

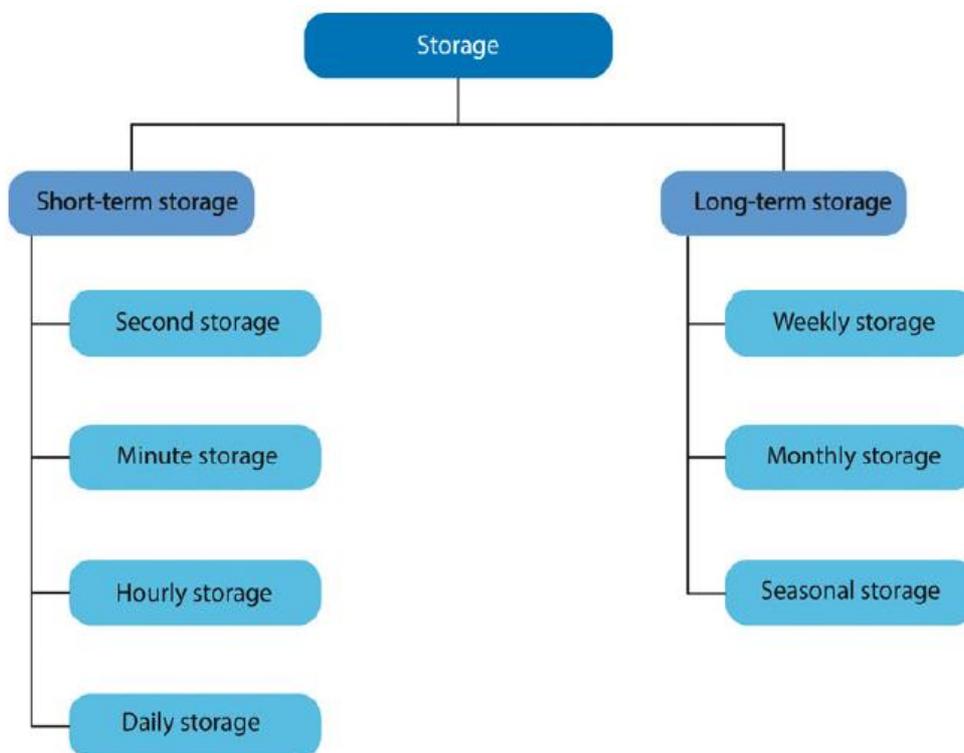


Figura 13: Clasificación del almacenamiento energético temporal [27]

3.3.2.1 Almacenamiento a corto plazo

El almacenamiento a corto plazo abarca periodos que van desde el orden de nanosegundos hasta días enteros, pero los sistemas fundamentalmente están diseñados para un almacenamiento de horas o diario. El sector eléctrico suele tener una relación de E/P (relación coste-beneficio) que varía de una a diez horas, así como un elevado número de ciclos y eficiencias del mismo. Es por ello que este tipo de almacenamiento energético es especialmente adecuado para equilibrar las fluctuaciones a corto plazo que se producen en la red eléctrica.

Algunos ejemplos de este tipo de almacenamiento son los sistemas de almacenamiento de calor sensible, los CAES o los volantes de inercia. [27]

3.3.2.2 Almacenamiento a largo plazo

El almacenamiento a largo plazo abarca periodos que retienen energía durante varios días hasta meses o años.

Estos se utilizan para equilibrar las fluctuaciones estacionales en el suministro de energía debido en parte a la estacionalidad del planeta. Así, por ejemplo, en periodos con poca radiación solar o poco viento puede seguir abasteciendo al consumidor supliendo el lugar que han dejado las renovables generadoras. En este caso las relaciones E/P son altas, debido a que tienen una alta capacidad de almacenamiento, pocas pérdidas y un bajo número de ciclos.

Sistemas como el almacenamiento de agua, el PSP o el de calor sensible son ejemplo de esta clasificación.

3.3.3 Clasificación espacial

La clasificación espacial divide a los sistemas de almacenamiento de energía en cinco tipos. Según la localización física en la que se encuentre el sistema de almacenamiento de energía se pueden diferenciar en sistemas centralizados y descentralizados. Por otra parte, según la movilidad de los sistemas estarán los fijos y los móviles. También encontraremos los de doble uso, que suelen hacer las funciones de comodín teniendo en su vida útil diferentes funciones según el momento. [27]

3.3.3.1 Sistemas de almacenamiento centralizados

Este tipo de almacenamiento es típico de los sistemas PSP o las cavernas de gas. Los sistemas de almacenamiento centralizado suelen ser de gran tamaño, por lo que requieren una localización geológica y una topología del terreno determinadas, lo cual le supone la necesidad de centralizar el sistema en un área determinada. Esto puede suponer una seria desventaja, puesto que limitaría las localizaciones en las que es posible disponer de estos sistemas de almacenamiento. [27]

3.3.3.2 Sistemas de almacenamiento descentralizados

A diferencia de los sistemas de almacenamiento centralizados, los descentralizados son pequeños, modulares y pueden tener unidades de almacenamiento distribuidas por la geografía. Este tipo de sistema tiene una gran adaptabilidad que favorece a las energías renovables. Un ejemplo de ello serían las baterías en casas con sistemas fotovoltaicos o los acumuladores en las estaciones base. Una clara ventaja de este tipo de almacenamiento es que se pueden controlar varios sistemas desde un solo punto de control, lo cual favorecería a la generación distribuida teniendo la posibilidad de crear una planta de energía virtual.

Estos sistemas no requieren unas condiciones medioambientales específicas, pero con sistemas de almacenamiento más grandes de este tipo se limitarían las economías de escala. [27]

3.3.3.3 Sistemas de almacenamiento de doble uso

Este sistema de almacenamiento hace referencia a aquellos sistemas que pueden tener una doble función o un doble uso además de su función principal. Ejemplo de ello serían las baterías de los coches eléctricos, puesto que se pretende que además de abastecer al coche para su desplazamiento durante la carga, mediante un sistema inteligente, suministre energía a los hogares u otras aplicaciones. De esta manera, las baterías pudieran modificar su función principal, movilidad, para dar apoyo a la red eléctrica. De igual manera son varios los sistemas de almacenamiento que pueden realizar una función adicional, lo que se traduce en un aporte a la red eléctrica a un coste marginal. Esto supondría un aumento en la rentabilidad de los mismos. [27]

3.3.3.4 Sistemas de almacenamiento fijos

Los sistemas de almacenamiento fijos están vinculados a una ubicación específica. Están fuertemente ligados a los sistemas centralizados como las centrales de bombeo o los almacenamientos en acuíferos. No obstante, también pueden incluir algunos sistemas de almacenamiento descentralizados como puede ser el caso del CAES.

Los sistemas de almacenamiento fijo centralizados a menudo no pueden estar ubicados donde se genera la energía ni donde se usa. Ello se considera una desventaja puesto que el transporte de cualquier energía supone unas pérdidas energéticas restando eficiencia al proceso de almacenamiento. [27]

3.3.3.5 Sistemas de almacenamiento móviles

Estos sistemas se pueden colocar en ubicaciones particulares para periodos de tiempo cortos o largos. Algún ejemplo de este tipo de almacenamiento serían las baterías o los tanques de combustible. [27]

3.3.4 Clasificación económica

Los costes derivados del almacenamiento de energía para los diferentes sistemas pueden ser comparados en función de sus áreas de funcionamiento, vida útil y por las etapas de desarrollo. No obstante, lo que realmente condiciona a esta clasificación económica son sus parámetros económicos. Estos parámetros son los costes que se tienen por cada kW de almacenamiento realizado. Son los siguientes: [27]

3.3.4.1 Costes capital (CAPEX)

Un parámetro importante en el coste capital es el coste por la inversión específica. Estos costes incluirían la construcción del sistema de almacenamiento, así como la puesta en marcha. Se suele expresar en términos de euros por potencia instalada (€/kW) o de su capacidad de almacenamiento (€/kW h). Estos factores de costo variarán según la tecnología del sistema de almacenamiento en cuestión. Para el caso del almacenamiento power to X se valorará este parámetro en unidades respecto la potencia instalada. [27]

3.3.4.2 Costes de operación (OPEX)

Tras el coste capital, el segundo coste más importante en una instalación es el coste de operación. Este coste es el resultado de todos los gastos que se producen durante la operación de la planta tales como el mantenimiento, factura eléctrica o los seguros. Estos costes se basan en la cantidad de energía que convierte (€/KW h) y se dividen en costes fijos (personal, seguros, mantenimiento, etc) y costes variables (materia prima, repuestos, etc) [27]

3.3.4.3 Costes anuales de inversión

Son un indicador muy común para sistemas de almacenamiento de energía. Se calculan a partir de ciertos parámetros como los costes de inversión, esperanza de vida, interés del capital y costes de operación anuales. Servirán para tener presente los costes asociados a la inversión que se realiza en el instante inicial al montaje de la planta de almacenamiento. [27]

3.4 Clasificación física

Tal como se introdujo anteriormente, la clasificación física es la más extendida a la hora de clasificar los diferentes sistemas de almacenamiento de energía. Esta clasificación se fundamenta en el estado físico en el que se encuentra almacenada la energía. Esta se diferencia en cinco grandes grupos: eléctrico, químico, electroquímico, mecánico y térmico. En cada uno de ellos la forma de almacenamiento se adapta al estado físico en el que vamos a encontrar la energía.

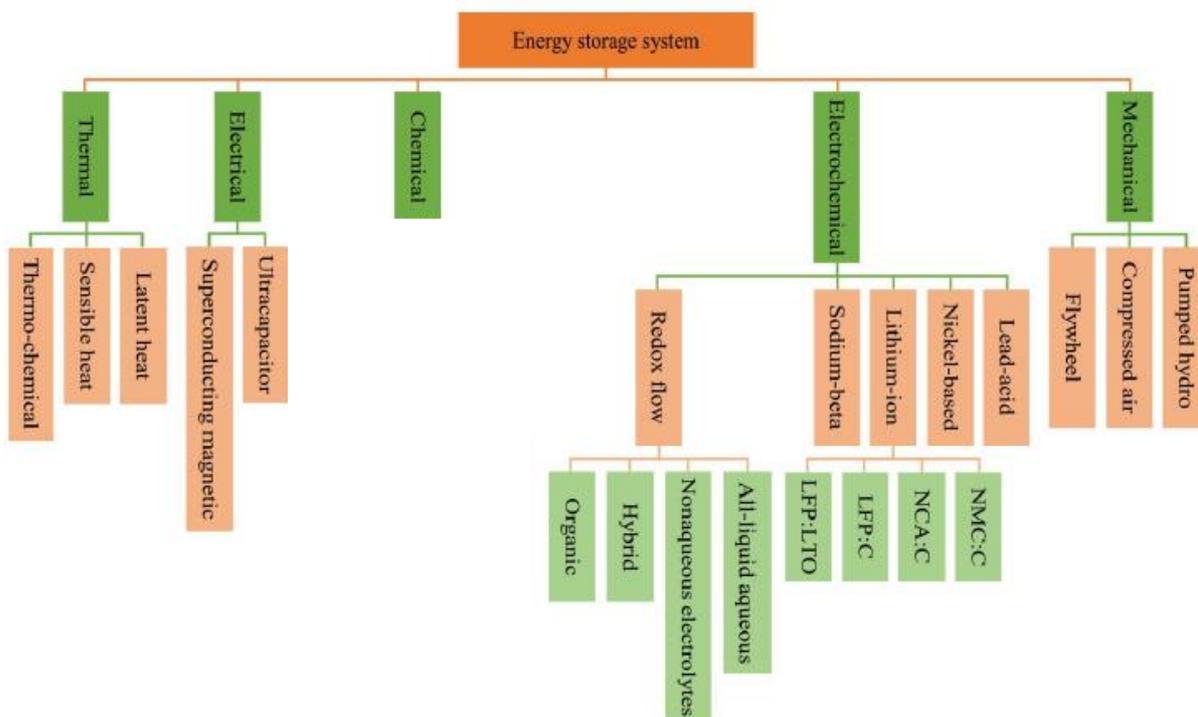


Figura 14: Clasificación física según el estado físico en el que se almacena la energía [23]

3.4.1 Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica no implican ninguna transformación de una forma de energía a otra siendo esto lo que los diferencia del resto. Sin embargo, este tipo de almacenamiento energético es bastante secundario en el plano general. Estos almacenan la energía en campos electrostáticos como pasaría por ejemplo en los condensadores de doble capa o en campos magnéticos, como es el caso de las bobinas superconductoras.

El tener dos formas en las que se almacena la energía en este tipo de almacenamiento se debe fundamentalmente a los tipos más usuales de corriente en la generación. En el caso de la corriente continua se suele almacenar electrostáticamente usando condensadores, usualmente de doble capa. Mientras que en el caso de la corriente alterna es más usual almacenar con campos electromagnéticos usando bobinas.

3.4.1.1 Tecnologías

- **Condensadores de doble capa o supercondensadores:** los condensadores de doble capa o supercondensadores se caracterizan por tener una alta densidad de potencia y una alta eficiencia. En estos no se producen grandes reacciones químicas durante las cargas y descargas, por lo que la degradación de los materiales será menor en comparación con las baterías tradicionales. En su contra tienen una tasa media-alta de autodescarga, lo cual se debe en parte a que tienen una parte resistiva que hace que se vaya descargando con el tiempo. Es por ello que no podemos conseguir un tiempo de almacenamiento ilimitado. Esta autodescarga dependerá de factores como la temperatura, la tensión o los ciclos de carga y descarga del condensador. En la actualidad se está trabajando con los condensadores multicapas, con los cuales se intentan solventar estos problemas. No obstante, los materiales con los que se trabaja suelen ser costosos, lo cual supone un coste elevado.

El almacenamiento de energía en condensadores se basa en mantener un campo eléctrico en el que se almacena la energía. Este tipo de tecnología tiene una gran dependencia del material que la forma, es por ello que los materiales más idóneos para crear estos condensadores son los dieléctricos. Para que el condensador almacene energía es necesario suministrársela mediante una fuente de alimentación creando durante la misma un flujo de corriente en el interior del condensador.

Las diferencias más representativas que tienen los de doble capa con los tradicionales, son el tipo de material no conductor que se utiliza y la disposición individual que tienen las capacidades. Por esto la capacidad del condensador de doble capa está compuesta por dos capacitancias, la capacitancia de doble capa y la pseudo-capacitancia. El peso de la capacitancia recae principalmente en la de doble capa, representando esta el 90% frente al 10% de la pseudo-capacitancia. [27]

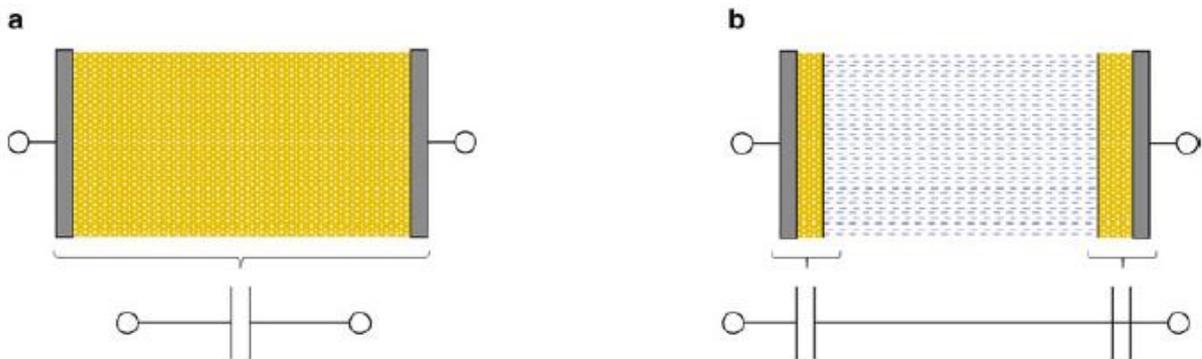


Figura 15: **a** Condensador tradicional (electrodo – dieléctrico - electrodo); **b** condensador de doble capa (electrodo- capa dieléctrica – electrolito – capa dieléctrica - electrodo) [27]

En estos nuevos condensadores encontramos una nueva sustancia, como es el electrolito. Esta sustancia es una solución acuosa que es mucho más conductiva, lo cual hace que la carga y descarga se pueda realizar a una mayor velocidad. Los condensadores de doble capa tienen una muy alta capacitancia, debido en parte a los materiales usados. Es por ello que al igual que en el caso de los tradicionales, en estos también se depende en gran medida del área. Un ejemplo de un buen material sería el carbón activo, el cual con tan solo un gramo podría dar una superficie de entre 300 y 2000 m². [28] [23]

- **Superconductores magnéticos:** estos sistemas almacenan la electricidad en un campo magnético a través de una gran corriente que circula por una bobina superconductora. Al igual que en el caso de los supercondensadores, estos proporcionan una alta eficiencia, tienen un ciclo de vida bastante amplio y proporcionan una respuesta rápida. Se suelen buscar con una resistividad de los materiales cercana a cero, de forma que las pérdidas sean lo más bajas posibles.

Puesto que en estos superconductores magnéticos nos interesa reducir las pérdidas óhmicas, es importante mantener siempre la bobina en un estado de superconducción, ello supondrá un coste elevado que puede alcanzar los 10.000 \$/Kw. Debido a las condiciones que se desean alcanzar, es importante contar en los superconductores magnéticos con un enfriador criogénico y con un inversor en el caso que se necesite, puesto que las bobinas que lo forman solo funcionan en corriente continua.

Como almacenamiento presenta ciertas ventajas, como el almacenamiento directo de energía sin necesidad de pasar por partes giratorias o realizar un proceso químico que transformen la energía. Pero esto se ve contrarrestado por los altos costes y las pérdidas térmicas que obligan a poner un sistema de refrigeración.

Entre sus posibles utilidades podemos encontrar el almacenamiento a corto plazo, estabilización de la red eléctrica, protección de la calidad y continuidad del voltaje, asegurar el suministro en fuentes de alimentación autónomas o parasistemas de alimentación ininterrumpida. [23] [27]

3.4.2 Sistemas de almacenamiento de energía térmica

Los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TESS) son aquellos que almacenan esta forma de energía para su uso posterior, ya sea transformándola en energía eléctrica o manteniéndola para un fin de calefacción. Debido a estas dos formas de proceder es un sistema de almacenamiento que puede ser usado tanto en la industria, como en el ámbito doméstico. Debido a su origen térmico, el aislamiento del sistema de

almacenamiento jugará un papel decisivo, ya que un buen aislante puede reducir las pérdidas entorno al 99% [27].

Podemos catalogarlo según su temperatura de funcionamiento, diferenciándolo en dos grandes grupos. El primero, los TESS de baja temperatura, los cuales funcionan a unas temperaturas inferiores a los 200 °C, muy útiles en aplicaciones domésticas para el calentamiento de agua. Y el segundo sería el TESS de alta temperatura que a su vez se clasificaría subgrupos. Estos subgrupos se clasifican según el tipo de calor con el que se almacena dicha energía térmica y encontramos tres tipos. El almacenamiento térmico de calor sensible, el almacenamiento térmico de calor latente, y por último un almacenamiento termoquímico.

Dentro de estos dos amplios grupos existen varias tecnologías, pero de cara a un almacenamiento térmico para la generación de energía destacan los TESS de alta temperatura, puesto que los de baja tienen una funcionalidad más doméstica e industrial que generadora. Es por ello que nos centraremos en los de alta temperatura que pueden ser utilizados tanto en generación de energía como para almacenar calor para su posterior uso doméstico o industrial.

3.4.2.1 Tecnologías

- **Almacenamiento térmico de calor sensible:** este almacenamiento usa el calor sensible como método de almacenamiento de energía, es por ello que la energía almacenada tiene una gran dependencia con la masa específica del material que se usará como medio de almacenamiento, el calor específico del mismo y la diferencia de temperatura (ΔT) que se da entre el sistema descargado y cargado.

El almacenamiento térmico de calor sensible se puede implementar en un medio sólido, líquido o mixto, aunque el almacenamiento en medio líquido presenta cierta ventaja en cuanto a la capacidad de carga y descarga. No obstante, la potencia térmica que sea capaz de intercambiar vendrá determinada por la potencia de las bombas que hagan circular el fluido térmico portador de energía. Como ventaja de los medios sólidos sobre los líquidos, podemos destacar que en los sólidos se pueden alcanzar mayores temperaturas, de manera que también podríamos lograr un mayor ΔT .

Dentro de los medios sólidos encontramos métodos como el almacenamiento en sonda geotérmica [29], [30], [31], el almacenamiento geotérmico con colectores terrestres [29], [31], almacenamiento en cimientos [29], [31] y almacenamiento en componentes termoactivos [29], [32]. Si quisiéramos emplear un medio de almacenamiento líquido tendríamos el almacenamiento de agua caliente en contenedores de acero, plástico o cemento [29], almacenamiento de agua caliente en cuencas terrestres o acuíferos [29] y por último tendríamos los de alta temperatura como son los acumuladores de vapor y desplazamiento de agua presurizada [29], [33] y el almacenamiento en tanque de sales fundidas [29] [34]. Estas últimas son las que tienen un mayor potencial para el almacenamiento de energía térmica y su posterior transformación en energía eléctrica.

- **Almacenamiento térmico de calor latente:** basan su funcionamiento en los cambios de estado del medio almacenador, por lo que no tendrán una dependencia tan alta de la ΔT como en el caso del calor sensible. Para conseguir dicho almacenamiento se usan materiales denominados PCM (Phase Change Materials). Por ejemplo, estos pueden utilizar la radiación solar, para propiciar el cambio de estado del medio almacenador. Una vez cambiada la fase de ese material se almacena de forma que cuando se requiera la energía tan solo será necesario liberarla hasta que el medio retorne a su estado inicial, ya sea sólido o líquido. [35] No obstante este tipo de almacenamiento rara vez se usa para almacenar energía, puesto que el sensible se impone a este por el desarrollo tecnológico que tiene y lo que ello conlleva, como es un menor coste y mayor fiabilidad. Pese a ello, habrá condiciones en las que nos sea más conveniente usar el almacenamiento mediante el calor latente frente al sensible, como es el caso de las refrigeraciones.

Dentro de este tipo de almacenamiento encontramos varias tecnologías como son los hidratos de sal [29], [36], parafinas [29], [36], sales anhidras [29] y los materiales compuestos [29].

- **Almacenamiento termoquímico:** los almacenamientos de energía termoquímica usan reacciones químicas reversibles o reacciones físicas superficiales con el fin de almacenar energía. Este almacenamiento tiene una mayor aplicabilidad el sector industrial o de generación, que para el

doméstico. No por ello se puede descartar, puesto que en la actualidad se encuentra en una fase de desarrollo bastante temprana. El principal inconveniente en el desarrollo del mismo es que los materiales con los que conseguir ese almacenamiento tienen un alto coste, a lo cual se le añade la escasa transferencia de masa y calor, así como una menor densidad energética. Con el fin de obtener la máxima eficiencia en el almacenamiento, es importante identificar bien la reacción que se producirá, así como el asegurarse de que estas sean reversibles. Se almacenará energía cuando se produzca la reacción endotérmica, y se liberará con la reacción exotérmica. Debido a esta reacción química que se produce, también podría ser clasificado como un sistema de almacenamiento químico, pero por el carácter térmico que se produce en la reacción se clasifica como almacenamiento térmico. [29], [37], [35]

Puesto que se trata de una tecnología bastante nueva, apenas existen métodos de almacenamiento más allá que las propias reacciones reversibles y los sistemas de sorción y absorción. [29]

3.4.3 Sistemas de almacenamiento mecánico

Los sistemas de almacenamiento mecánico de energía utilizan los diferentes tipos de energía mecánica como medio para almacenar energía y su posterior liberación en forma de electricidad tras su transformación según lo demande el sistema. Los principios de este tipo de almacenamiento se basan en la mecánica clásica Newtoniana según la cual podemos diferenciar el almacenamiento dentro de dos tipos de reservorios. Bien podemos almacenarlos de forma que aprovechemos su energía cinética y potencial, o mediante la presurización de la materia para después obtener la energía almacenada en él. En ambos casos nos será necesario la utilización de bombas o compresores de forma que se pueda lograr dicho almacenamiento en los diferentes medios. Dentro de esos medios destacan el almacenamiento según los tres estados de la materia, almacenamiento en estado sólido, en estado líquido o en estado gaseoso. De forma general se puede decir que existe una pérdida de energía en el almacenamiento de esta, puesto que al usar distintos elementos para el almacenamiento de esa energía surgen pérdidas por fricciones y por la propia naturaleza de los elementos de bombeo o compresión. [23] [38]

3.4.3.1 Tecnologías

- **Almacenamiento en medio gaseoso:** con este medio gaseoso nos referimos principalmente al aire. En inglés recibe las siglas CAES y su funcionamiento se basa fundamentalmente en almacenar aire comprimido en un recipiente o cavidad con el fin de obtener energía cuando sea requerida. En la mayoría de las ocasiones se intenta reutilizar ciertas minas carbón o pozos de gas natural, que por su naturaleza geológica presentan una baja porosidad permitiendo así un gran medio contenedor. Para obtener la energía una vez que se necesite, se emplea una turbina similar a las de gas con la que se generaría energía mediante el flujo de aire que la atraviesa convirtiendo así la energía presurizada en cinética que pasaría a ser mecánica tras el paso del fluido a través de la turbina y eléctrica con el generador. Durante el proceso de compresión se pueden alcanzar presiones de hasta 72 bar y temperaturas de 550°C, alcanzando rendimientos de un 54 - 42%. [38]

Respecto las formas de producir esa compresión del aire podemos encontrar tres procesos. Puede ser adiabática, en la cual el aire se calienta a muy alta temperatura, siendo esta determinada por la presión a la que se almacena. También encontramos la compresión isoterma, estos a diferencia que el anterior, limitan la temperatura a la que puede llegar el aire, siendo lo óptimo que esta no varíe durante la compresión ni la expansión. Y por último tenemos la denominada LAES, que está basada en el concepto Linde para la licuación del aire. Este último es algo más novedoso que el tradicional CAES, presentando una mayor densidad energética. [23] [21] [38] [39]

- **Almacenamiento en medio líquido:** es el más estandarizado y el que representa en la actualidad una mayor tasa en el porcentaje de almacenamiento. Este método aprovecha la energía potencial del agua producida por los desniveles del terreno. La construcción de este tipo de almacenamiento lleva consigo varias dificultades, como pueden ser las necesidades de orografía específica, así como la elaboración de unas grandes infraestructuras que sean capaces de almacenar toda el agua que se necesite. Igualmente será necesario dotar al sistema de un sistema de bombas que sean capaces de mover el fluido de un punto a otro a un nivel superior. Dentro de este tipo de almacenamiento de energía encontramos varios tipos de técnicas como pueden ser las tradicionales de bombeo, que son las más extendidas y las que

presentan una mayor madurez. A partir de esta están surgiendo varias novedades como la construcción de un sistema de almacenamiento por bombeo artificial, de manera que se pueda adaptar este método de almacenamiento a casi cualquier terreno. También se encuentra el almacenamiento de por bombeo en tanques esféricos, en el cual se sitúa un tanque de hormigón en el fondo marino a modo de reservorio y el método de presa de almacenamiento, en el que básicamente se produce un almacenamiento de forma escalonada a lo largo de la geografía. Y por último surge la idea de reutilizar antiguas minas de forma que se pueda crear en ellas un reservorio de agua superior e inferior con los cuales conseguir almacenar la energía deseada. [38] [23] [40]

- **Almacenamiento en medio sólido:** en este caso la energía se almacena en forma de energía cinética rotacional. Este tipo de almacenamiento será adecuado para aplicaciones relacionadas con el control y estabilidad del sistema eléctrico puesto que presenta una alta velocidad en su respuesta además de tener una alta densidad de potencia. No obstante, presenta ciertas desventajas como la alta inversión inicial que supone, así como las elevadas pérdidas de las que va acompañada debido al calentamiento que se produce por la fricción

Entre los métodos de almacenamiento sólido encontramos los volantes de inercia, el almacenamiento por roca hidráulica, el almacenamiento mediante energía gravitatoria y el sistema power-tower, siendo este último muy similar al de energía gravitacional, pero con mejoras. [38] [23]

3.4.4 Sistemas de almacenamiento electroquímico

En el almacenamiento de energía electroquímica, la energía se transfiere entre la energía eléctrica y la química, la cual se almacena en compuestos químicos activos a través de reacciones químicas reversibles. En este campo el tipo de almacenamiento que más destaca es el almacenamiento en baterías el cual consta con una cantidad determinada de celdas formadas por el ánodo, el cátodo y el electrolito. El funcionamiento básico de las baterías se basa en el desarrollo de una serie de reacciones químicas en las que cuando se le aplica energía eléctrica, esta se transforma en energía química. Como estas reacciones son reversibles, es posible extraer energía eléctrica cuando se necesite. Dentro de este tipo de almacenamiento encontramos cinco grupos en los que clasificarla. [23] [41]

3.4.4.1 Tecnologías

- **Almacenamiento en baterías de plomo-ácido:** este tipo de baterías se caracteriza por su bajo coste y la alta fiabilidad que ofrecen debido a la madurez que presenta esta tecnología. Por el contrario, se ve limitada por su baja densidad energética y sus cortos ciclos de vida, lo cual hace que este tipo de almacenamiento tenga un uso restringido para el almacenamiento a gran escala. Generalmente este tipo de almacenamiento es más usado como batería de arranque, propulsión eléctrica o como suministros de emergencia, aunque desde principio de siglo se les está viendo una aplicación para la conexión a una red local y a sectores descentralizados con poca capacidad (10kWh/1MWh) así como para el almacenamiento de la generación de renovables.

La organización típica que tiene es de celdas con cadenas electroquímicas conectadas en serie, las cuales se conectan en paralelo cuando se quiere incrementar la capacidad, siendo todo almacenado en contenedores de plástico. Estas celdas se separan en dos mitades, de forma que pueda colocar entre ambas el medio en el que se produce la reacción. La capacidad de carga de cada celda dependerá de la temperatura que esta alcance, aumentando entorno a un 0,6% por cada grado que aumente la temperatura, situando la referencia en la temperatura ambiente (unos 25° C). No obstante, se debe controlar la temperatura de la misma con el fin de evitar daños en la estructura de las células que puedan provocar cortocircuitos.

El proceso de carga es algo crucial, puesto que durante el mismo el dispositivo al que alimente en dicho momento no recibirá alimentación eléctrica a no ser que disponga de algún elemento externo o secundario que sea capaz de proporcionarle una carga. Con el fin de obtener una capacidad de almacenamiento óptima, será necesario conseguir la homogenización del electrolito, con lo cual también se aumentará la densidad energética. En el periodo de carga es importante no tener sobrecargas, puesto que en esos casos el consumo de agua aumentará debido al aumento de la temperatura y con ello se reduciría el periodo de vida de la batería.

- **Almacenamiento en baterías de níquel:** este tipo de baterías están formadas por un electrodo positivo de hidróxido de níquel y por un electrodo negativo que puede ser de Fe, Cd, Zn, H₂, e hidruros metálicos (MH). Entre ambos se encuentra el electrolito, compuesto por una solución de hidróxido de potasio. El ciclo de funcionamiento es mayor que en el caso anterior y representa una mayor densidad energética. En sus inicios las que más se utilizaban eran las baterías NiCd, pero en la actualidad se están reemplazando gradualmente por las de NiMH debido al mayor rendimiento energético que estas presentan en cuanto al almacenamiento.

En la carga y descarga es importante tener en cuenta los efectos negativos de la temperatura, especialmente en las baterías NiMH. En el caso de que la corriente de carga sea muy elevada y/o que se siga inyectando corriente incluso estando completamente cargada, la temperatura aumentará pudiendo deteriorar e incluso destruir la batería. En este tipo de baterías es importante no descargarlas por completo para evitar así la inversión de la polaridad, aumentando también la vida útil de la batería puesto que evita la creación de dendritas metálicas que pueden causar cortocircuitos en el interior de las celdas. Por tanto, es visible que un correcto uso de la batería afecta directamente a la vida útil de la misma.

- **Almacenamiento en baterías de litio:** estas han experimentado un crecimiento en los últimos años debido a la alta densidad energética que son capaces de tener. Es una tecnología bastante madura lo cual hace que en la actualidad puedan almacenar carga en el orden de MWh. Este tipo de baterías presenta una alta eficiencia en el almacenamiento energético y una alta densidad de potencia, además de presentar un tiempo de respuesta bastante rápido (del orden de ms) y una baja tasa de autodescarga. Todo esto es lo que hace que se posicionen en un buen lugar para el almacenamiento de energía en redes eléctricas. No obstante, presenta algunas desventajas que hacen que no se impongan, como son los altos costes iniciales, los posibles problemas de seguridad que presentan y el rápido envejecimiento de las mismas. Dentro de esta clasificación se diferencia también según el ánodo, siendo estos los sistemas con litio metálico y los sistemas de litio no metálico.
- **Almacenamiento en baterías de sodio:** este tipo de baterías usa el sodio como material en el ánodo. Estas baterías se caracterizan por tener un electrolito con una muy buena conductividad y por la necesidad de un aislante térmico debido a las altas temperaturas que son capaces de alcanzar. Dentro de esta clasificación se dividen en dos dependiendo del material del cátodo. Se encuentran las de sodio y azufre y las de sodio halurométrica.

Inicialmente tenían una aplicación de movilidad, como para vehículos eléctricos, pero actualmente se les están dando aplicaciones a gran escala en el almacenamiento de energía de forma que sean capaces de alimentar microrredes. Esto se debe a las diversas ventajas que presentan de cara al servicio público como son las altas densidades energéticas, potencias y eficiencia de almacenamiento, así como la larga vida útil, bajo costo, la respuesta rápida y la alta seguridad que ofrece tanto al sistema como a su propia operación. No obstante, es necesario tener un control de la temperatura permanente para evitar que se sobrepasen los 350°C, lo cual supondría un deterioro del electrolito reduciendo notablemente la vida de la batería. Así mismo también se deberá tener en cuenta la alta resistencia interna que presenta este tipo de baterías y la erosión del sodio, aunque este último problema es más insignificante económicamente debido al bajo coste que tiene el mismo. Al igual que el resto su estructura es modular.

- **Almacenamiento en baterías de flujo redox:** el funcionamiento de estas se basa en almacenar y liberar energía cuando las especies redox fluyen a través de los reactores ánodo/cátodo separados ambos por una membrana de intercambio iónico. Ese grupo se divide en dos subgrupos según el material electroactivo y el electrolito en medio acuoso y no acuoso.

Dentro de los diferentes subgrupos, destaca la VRFB (Vanadium Redox Flow Battery), que es un almacenamiento redox acuoso con iones de vanadio en diferente estado de oxidación. Este destaca por tener un largo ciclo de vida. Es por ello que presenta una gran aplicabilidad en los sistemas de potencia, para el arbitraje de energía y para la regulación de frecuencia de los sistemas de distribución.

Estas baterías están caracterizadas por tener dos medias celdas separadas por una membrana en la cual se produce el intercambio de energía según la reacción y necesidad. A diferencia de las baterías anteriores, las redox permiten dimensionar la cantidad de energía y la potencia de forma independiente la una de la otra debido a que el almacenamiento de los electrolitos se realiza de forma independiente y externa. En este caso, pese a presentar ciertas ventajas de cara al almacenamiento a gran escala el elevado coste capital hace que su implantación se dificulte, aunque los costes de mantenimiento una vez en funcionamiento sean reducidos. [23]

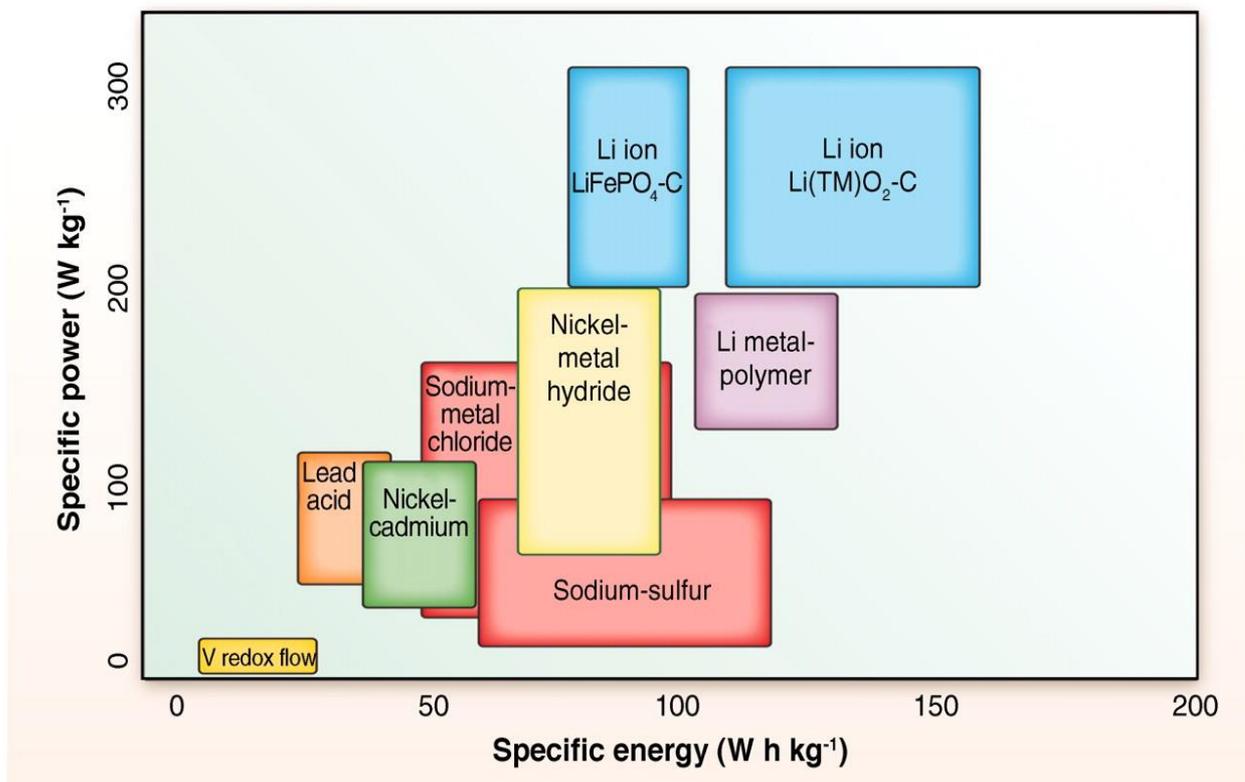


Figura 16: Comparativa energía específica Vs potencia específica de las diferentes tecnologías de almacenamiento electroquímico [42]

3.4.5 Sistemas de almacenamiento químico

Los sistemas de almacenamiento químico basan su funcionamiento en la energía almacenada en los enlaces de los compuestos químicos que son almacenados. Estos sistemas de almacenamiento químico contienen energía primaria o secundaria convertida en portadores de energía con una alta densidad de energía. Dentro de estos compuestos se incluyen compuestos en sus tres estados: gases como el hidrógeno (que será el que más nos interese en nuestro estudio), gas natural o biogás, líquidos como el metanol, etanol, queroseno y biofuels, y sólidos como serían la biomasa o el carbón. Esta carga energética implica un proceso natural (fotosíntesis) o un proceso técnico (PtG y PtL). Para almacenar estos compuestos energéticos se pueden utilizar tanques, normalmente esféricos con materiales de poca porosidad, o cavernas de sal y minas abandonadas, los cuales están siendo actualmente investigados y cuya finalidad es utilizar antiguas minas y cavernas de sal con materiales muy poco porosos como contenedores naturales de energía. [27] [44] Para la descarga de esta energía típicamente se utilizan procesos de combustión con la que se transformaría la energía química almacenada en energía térmica, posteriormente, en mecánica o eléctrica. Algunos combustibles como el hidrógeno también se podrían convertir energía eléctrica a través de una pila de combustible.

Como se ha visto en los puntos 3.4.1 y 3.4.4, con las tecnologías de almacenamiento puramente eléctrico se consiguen unas altas eficiencias, pero con pequeñas capacidades y elevados precios, mientras que con la electroquímica se consiguen grandes capacidades y a un menor precio, aunque las eficiencias son considerablemente menores. Es por ello que con el almacenamiento químico se pretende lograr unas grandes

capacidades a bajo coste sin la necesidad de sacrificar la eficiencia de la tecnología. Estos sistemas basan su funcionamiento en tres elementos cruciales para la industria química como son el carbono (C), el hidrógeno (H) y el oxígeno (O). Dentro de estos sistemas de almacenamiento encontramos los sistemas PtG (Power to Gas) y los sistemas PtL (Power to Liquid).

Tanto el PtG como el PtL, son sistemas que basan su funcionamiento en la conversión de energía de origen renovable o no (Figura 17) en portadores de energía gaseosa (hidrógeno o metano), o en portadores de energía líquida (biofuels). Estos sistemas tomarían la electricidad y mediante procesos como la electrólisis producirían hidrógeno. No obstante, la producción de hidrógeno también se podría dar mediante otros procesos térmicos y biológicos. Este hidrógeno podrá ser tratado como combustible o materia prima.

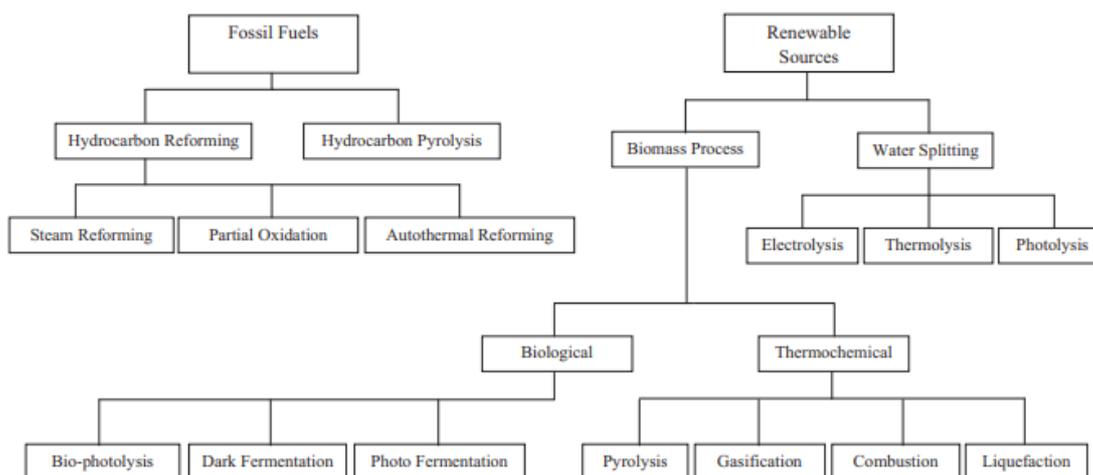


Figura 17: Métodos de producción de hidrógeno [45]

En la Figura 17, se nos muestran las distintas formas de producir hidrógeno. Teniendo en cuenta la diversidad de métodos, es obvio que se podrá diferenciar el hidrógeno según su procedencia. Se distinguen tres tipos de hidrógeno: [46]

- **Hidrógeno gris:** producido a partir del reformado de metano con vapor de agua que se ha producido mediante la combustión de un combustible fósil (normalmente gas natural). Es por ello que este método de obtención de hidrógeno genera emisiones de CO₂. Sin embargo, en la actualidad es la técnica más utilizada.
- **Hidrógeno azul:** se produce siguiendo los mismos métodos que el hidrógeno gris, aunque, a diferencia de este, este método presenta un sistema de captura y almacenamiento de carbono, de manera que se eviten todas o gran parte de las emisiones de CO₂.
- **Hidrógeno verde:** su producción es mediante la electrólisis del agua usando electricidad procedente de fuentes de energía de origen renovable como la fotovoltaica o la eólica. Este es el proceso de producción de hidrógeno más indicado para conseguir una economía totalmente descarbonizada siendo a la vez el que más nos interesa para nuestro estudio en cuestión.

La electrólisis del agua es un proceso físico por el que la molécula de agua se descompone en hidrógeno y oxígeno cuando se le aplica una corriente eléctrica. Así, la energía eléctrica puede ser transformada en energía química. El proceso se da en un electrolito, una solución acuosa o en sales disueltas que tengan la posibilidad de transferir iones entre dos electrodos. [47] Como se ha dicho con anterioridad, es importante que la energía eléctrica que alimenta el sistema sea de origen 100% renovable.

A modo de comparativa, PtG y PtL se diferencian en el tratamiento que le aplican al hidrógeno una vez que este se ha producido. Si a este hidrógeno se le aplica la metanización (PtG), se conseguiría un metano sintético el cual podría ser utilizado como combustible. Mientras que PtL usaría el hidrógeno producido para sintetizar

combustibles líquidos, de forma que se produce un combustible a base de agua, electricidad y CO₂ más ecológico que los actuales. Esto supondría una solución para los transportes de larga distancia, puesto que la densidad energética del metano es mayor a la del hidrógeno.

3.4.5.1 Tecnologías

- **PtG-Hidrógeno:** para estos sistemas, la producción de hidrógeno verde se realizaría utilizando un proceso electrolítico en el que la electricidad es 100% de origen renovable.

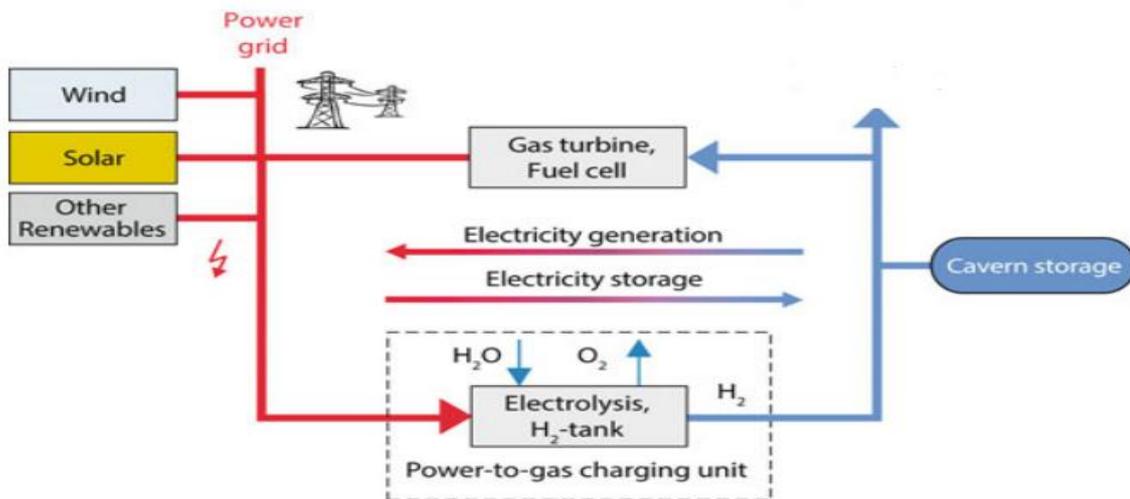


Figura 18: Esquema de un proceso PtHydrogen [50]

En el proceso electrolítico se utilizan los equipos que se denominan electrolizadores. Estos equipos están compuestos de dos electrodos (ánodo y cátodo) y un electrolito. Dependiendo de las características de estas partes y de las condiciones de operación del electrolizador, se pueden encontrar diferentes tipos de electrolizadores: Alcalino, de membrana polimérica y óxido sólido. [48] La eficiencia de este proceso depende del rendimiento del electrolizador, pero en conjunto se suele tener una eficiencia de producción de hidrógeno de entorno al 43% pudiendo incrementarse en el caso de que se complemente con un sistema de recuperación de energía llegando a tasas superiores al 60%.

PtG-Metano: las plantas productoras de metano consisten básicamente en un electrolizador de agua, una unidad de separación de CO₂ en el caso de que este no se encuentre como gas puro o en una mezcla adecuada y un módulo de metanización. El proceso de producción de hidrógeno es el mismo proceso que PtG-H₂ pero se le añade ese módulo de metanización. Ese hidrógeno generado y el CO₂ se introducen en la unidad de metanización dando lugar a un gas compuesto por CH₄ y H₂O que

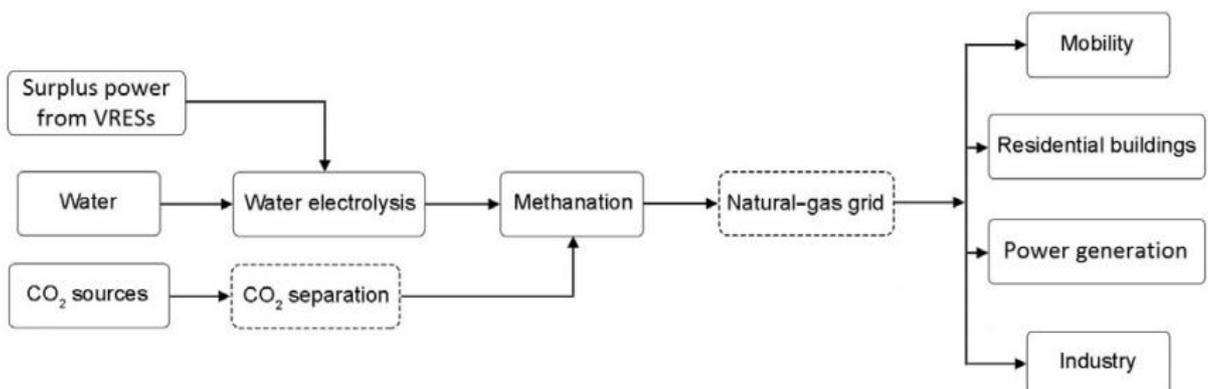


Figura 19: Esquema del proceso PtMethane [49]

podremos denominar Synthetic Natural Gas (SNG). En este caso los rendimientos que se obtienen son menores, llegando a un 39%, pero al igual que en el anterior, si se acompaña de un sistema de regeneración de energía la eficiencia aumenta a valores superiores al 60%.

- **Power to Liquid Biofuel:** este concepto se basa también en la conversión de energía de origen renovable en combustibles líquidos y productos químicos que se puedan usar como materia prima de algún proceso. Estos líquidos ofrecen una alta densidad energética, lo cual los hace altamente atractivos para los desplazamientos a largas distancias como pueda ser el caso de los aviones o los barcos.

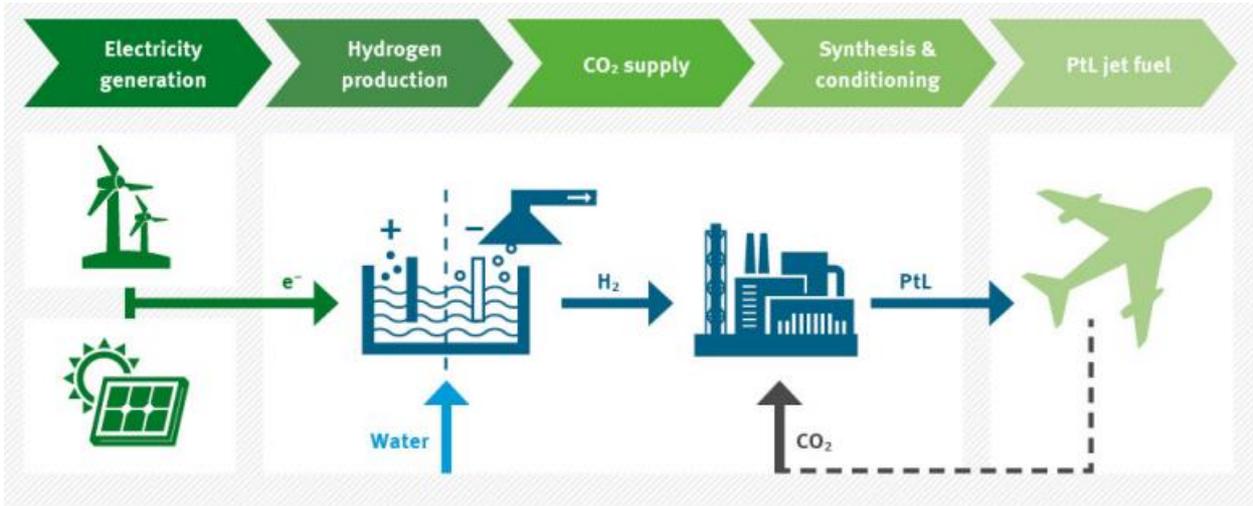


Figura 20: Proceso genérico PtL [51]

Para producir este combustible, tenemos dos vías principales, o bien mediante la síntesis y actualización de Fischer-Tropsch, o la síntesis y conversión del metanol. En ambos métodos se dará una transformación del H_2O y del CO_2 en un hidrocarburo líquido PtL usando la electrólisis. [50]

El método de síntesis y actualización de Fischer-Tropsch se resume en los siguientes pasos:

- Adsorción de CO sobre la superficie del catalizador
- Iniciación de la polimerización mediante formación de radical metilo (por disociación del CO e hidrogenación)
- Polimerización por condensación (adición de CO y H_2 y liberación de agua)
- Terminación
- Desorción del producto

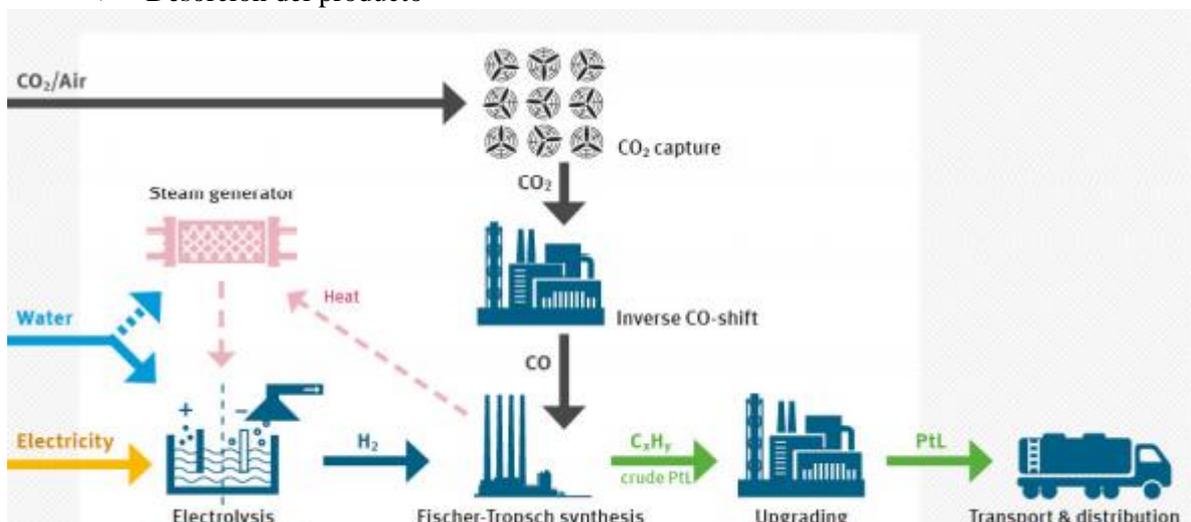


Figura 21: Esquema del proceso de Fischer-Tropsch [51]

Pese a ser mayoritariamente utilizado en la síntesis de combustibles de biomasa, gas o carbón, este método también se puede aplicar para los procesos PtL Biofuels usando como fuente de energía la electricidad, que será necesaria para la electrólisis.

Por otra parte, el método de síntesis y conversión del metanol comparte gran similitud con el método de Fischer-Tropsch, aunque en este caso no sería necesario un tratamiento para el CO₂ puesto que se podría trabajar con dicho gas sin necesidad de disociarlo. De esta forma obtendríamos un combustible con el cual se realizaría una captura de CO₂ y con una cierta concentración de hidrógeno. [51]

Una vez tenemos estos procesos como métodos de almacenamiento de energía surgen los procesos PtX en los cuales surgen las distintas variables en las que poder usar el hidrógeno, metano o biofuel almacenados. Dentro de los extensos usos podemos decir que su utilidad puede ser como método de generación de energía (Power to Power), como combustible para el transporte (Power to Mobility) o como combustible para generar calor (Power to Heat).

3.5 Estudio comparativo de las diferentes tecnologías de almacenamiento

Contemplando los distintos enfoques para clasificar los distintos sistemas de almacenamiento, así como la gran cantidad de tecnologías diferentes que se usan en sus diferentes estados de desarrollo es algo obvio la necesidad de compararlos con el fin de seleccionar el método de almacenamiento más idóneo según la necesidad tecnológica que tengamos. Así pues, por ejemplo, aunque un supercondensador tenga una mayor densidad energética, por el desarrollo y las ventajas/desventajas que presenta esa tecnología no se podrá utilizar para un almacenamiento a gran escala. De esta manera, con la comparativa de los sistemas de almacenamiento se obtiene también una descripción más cercana de la conveniencia de unos sistemas de almacenamiento frente a otros como se ve en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, en la que se muestran las principales características a tener en cuenta.

Además de lo mostrado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** es importante caracterizar las siguientes características de las diferentes tecnologías, de manera que se puedan establecer unos criterios certeros y justificados en la elección de una tecnología u otra.

- Capacidad de almacenamiento
- Tiempo de descarga
- Densidad energética
- Áreas y campos de aplicación
- Coste capital
- Eficiencia y ciclos de vida
- Madurez en el mercado y viabilidad tecnológica

Dentro de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía se aprecia que dependiendo del grupo al que pertenezca, la cesión de energía se hará de forma distinta. Por ejemplo, el almacenamiento eléctrico no transformaría la energía al cederla, puesto que la cede en el mismo estado en el que la recibió. Sin embargo, el almacenamiento mecánico deberá transformar esa energía almacenada en forma de energía mecánica (potencial o cinética) en energía eléctrica. Es por ello por lo que la misma energía almacenada en los diversos sistemas de almacenamiento permite un uso y abastecimiento diferente.

Tecnologías	Round-trip efficiency [%]	Costes instalación [€/kWh]	Ventajas	Desventajas
Supercondensadores	90-95	125-300	Alta densidad energética	Alta autodescarga
Superconductores magnéticos	92	300-915	Alta eficiencia Respuesta rápida	Poca capacidad Costosos
Baterías Plomo ácido	4-89	200-490	Tecnología madura Económica y fiable	Baja densidad energética
Baterías Níquel	71	385-1100	Robustas Baja resistencia interna	Alta dependencia con la temperatura
Baterías Litio	90-97	100-200	Rápida carga y descarga Mayor vida útil	Inestables Alto coste inicial Envejecimiento
Baterías Sodio	72-81	285-1075	Alta densidad energética Alto rendimiento Larga vida útil	Control de la temperatura
Baterías Flujo redox	70-79	250-700	Alta capacidad de almacenamiento Larga vida útil	Alto coste capital
PtG H2	43-64	-	Alta densidad energética	Bajo rendimiento Bajo nivel de madurez
PtG CH4	39-72	-	Gran capacidad de almacenamiento	
PtL	65	-		
Bombeo	70-82	40-180	Gran capacidad	Alto impacto ambiental Alto coste inicial
CAES	40-95	40-80	Alta densidad energética	Descarga lenta Alto coste inicial Impacto social
Calor Sensible	45-75	0,2-8	Alta capacidad de carga y descarga	Alta dependencia con el gradiente de temperatura
Calor Latente	75-90	15-50	Alta densidad energética Menor volumen	Elevado coste de los materiales almacenadores
Termoquímico	80-100	8-100	Alto rendimiento	Poco madura Alto coste

Tabla 1: Comparativa de round-trip efficiency y costes de instalación de las diferentes tecnologías de almacenamiento [27] (Adaptado)

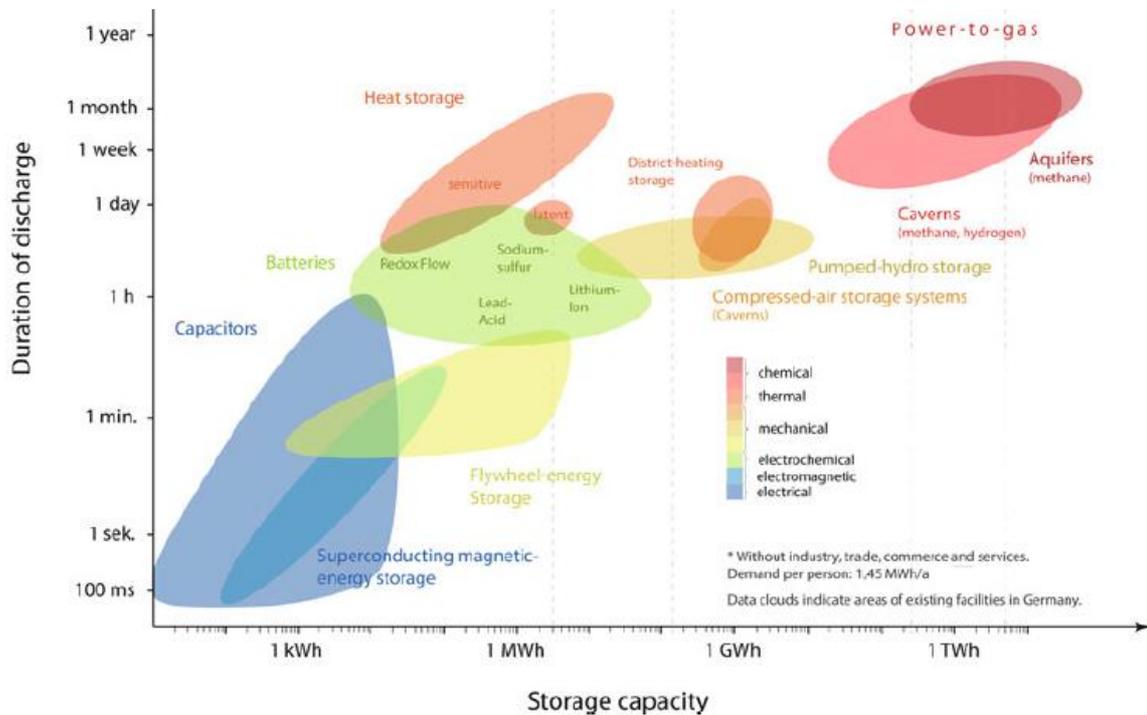


Figura 22: Comparativa de la capacidad de almacenamiento y la duración de la descarga de los diferentes sistemas de almacenamiento [24]

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra de forma más visual la capacidad de almacenamiento de cada una de las diferentes tecnologías. Con ella podemos afirmar que los sistemas de almacenamiento eléctrico no tienen la suficiente capacidad de almacenamiento como para abastecer grandes consumidores, sin embargo, sí que son capaces de abastecer en cortos periodos de tiempo. Por la comparativa entre las distintas tecnologías, es necesario destacar la funcionalidad de los sistemas de almacenamiento PtG y PtL. En ellos se ve una gran capacidad de almacenamiento de energía, que a su vez tienen una larga duración en el tiempo, es por ello que se pueden concebir como unos de los mejores sistemas de almacenamiento a gran escala y capaz de proporcionar un suministro estable a la red eléctrica. No obstante, con esto no se quiere decir que el resto de tecnologías no tengan un lugar en el sistema energético, puesto que sistemas de almacenamiento como el electro-químico es ampliamente demandado en el sector transporte por la característica de esta tecnología. Otro factor clave a la hora de determinar que sistema de almacenamiento de energía nos es más recomendable implantar, es el factor económico, el cual determinará la viabilidad (o no) del proyecto que se desea realizar. Dentro de este factor económico es importante destacar que no solo se deben tener en cuenta los costes de operación, sino que también es necesario contemplar la inversión inicial.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestran los sistemas de almacenamiento según su eficiencia y su densidad energética volumétrica. Así mismo el diámetro de cada uno de los puntos que en ella aparecen hace referencia al coste capital específico en relación con la capacidad. Es decir, a mayor sea el área del punto que representa a cierta tecnología, mayor será el coste de esta. Es por ello que lo más óptimo en esta escala sería tener una tecnología situada lo más arriba a la derecha y con un diámetro pequeño. En relación con el coste es fácil destacar el alto coste por kWh de los sistemas de almacenamiento eléctrico frente al coste de los sistemas de almacenamiento térmico (una tecnología bastante madura) y frente al almacenamiento químico, que cuentan con una alta densidad energética.

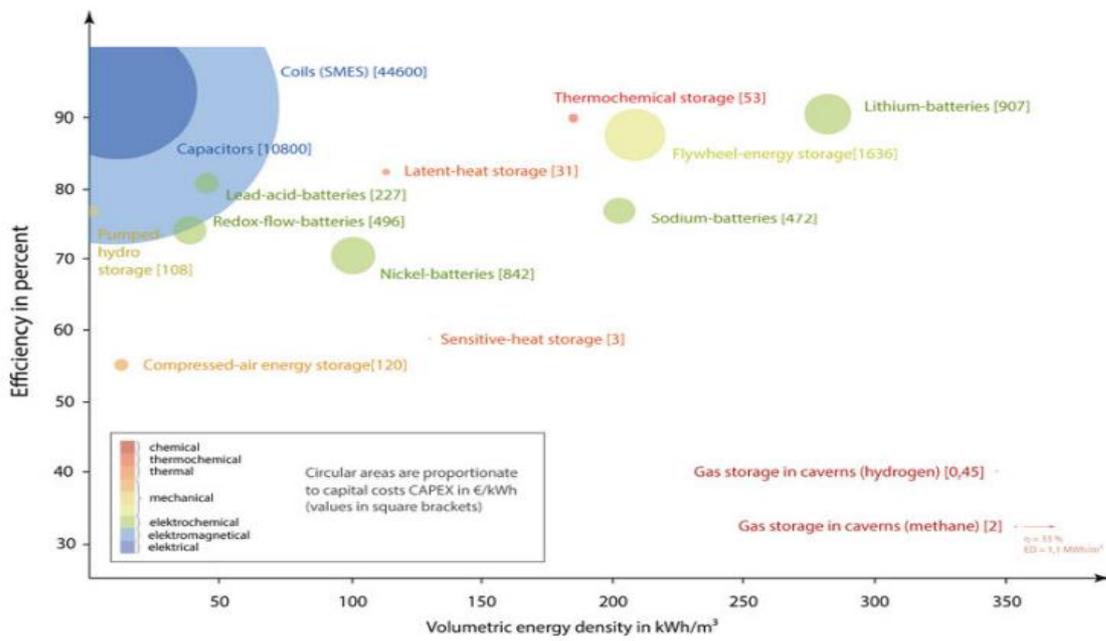


Figura 23: Eficiencia y densidad de energía volumétrica de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía [27]

Teniendo en cuenta las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** podemos establecer una capacidad de funcionamiento de las distintas tecnologías. Es decir, para que uso tienen mayor preferencia cada una de las distintas tecnologías.

Ello se muestra en la siguiente tabla:

Tecnologías de almacenamiento	Producción de potencia	Movilidad	Energía térmica
Eléctrico	Green	Yellow	Red
Mecánico	Green	Yellow	Red
Térmico	Green	Red	Green
Químico	Green	Green	Green
Electro-químico	Green	Yellow	Red

Tabla 2: Aplicaciones de los diferentes tipos de almacenamiento [52]

Como se ve en la Tabla 2, la totalidad de los sistemas de almacenamiento tienen una utilidad en la generación de potencia eléctrica. No obstante, no todas tienen la misma utilidad en esa generación de electricidad pues como bien se ha visto en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** hay algunas con mayor capacidad que otras de manera que para el abastecimiento a gran escala, el almacenamiento químico y térmico presentaran cierta ventaja sobre el resto, mientras que las de almacenamiento eléctrico son más idóneas para generar pequeñas potencias, por ejemplo, para activar ciertos componentes electrónicos.

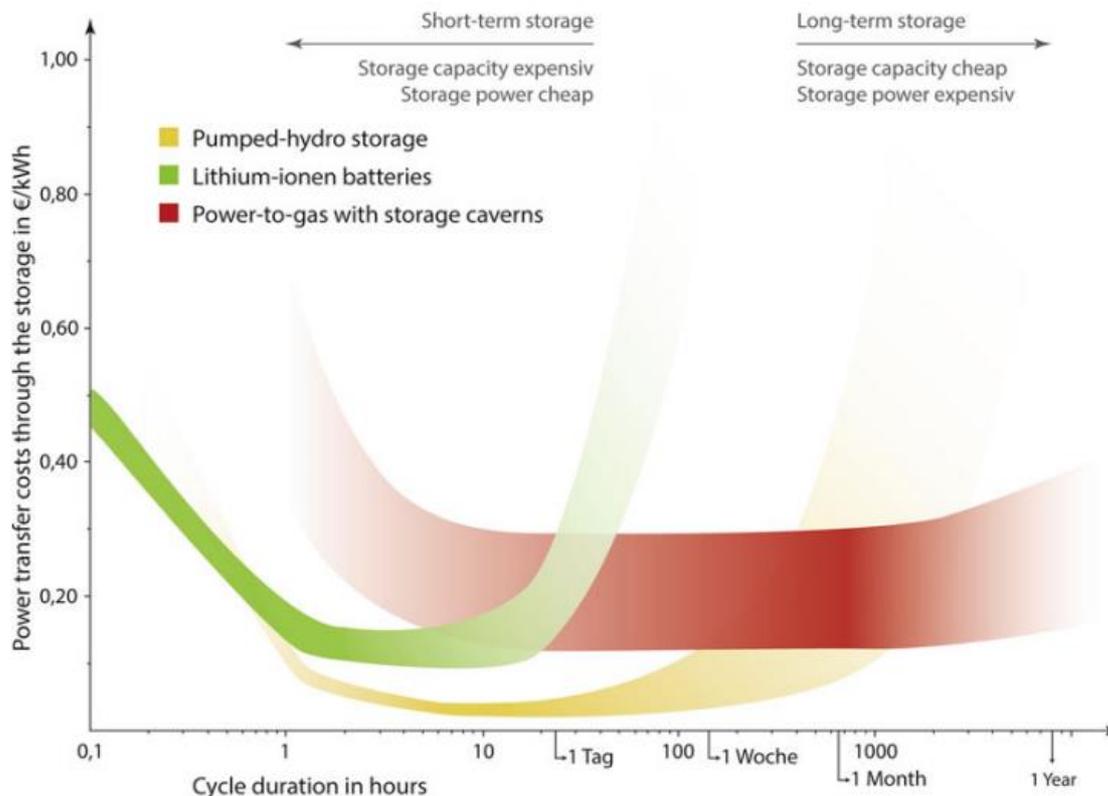


Figura 24: Ciclos de duración frente al coste de transferencia de la energía de distintos tipos de almacenamiento [52]

Según lo visto en la Tabla 2 todas las fuentes de almacenamiento sirven de una forma u otra para suministrar energía, pero en los proyectos a parte de la solución técnica también interesan los términos económicos. Es por ello que en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se ve como a medida que la demanda energética aumenta, el precio se dispara en ciertas tecnologías, de manera que en ciclos de corta duración las electroquímicas sean más rentables que las químicas. Mientras que para grandes instalaciones el precio se dispara en las electroquímicas y las químicas marcan una tendencia descendente.

Por tanto, a la hora de seleccionar un sistema de almacenamiento no solo tendremos que establecer un criterio tecnológico en el que se nos diga si una tecnología es adecuada o no. Tendremos que hacer un estudio previo de la utilidad de la tecnología en el campo de aplicación, el coste capital del almacenamiento y en como aumenta o disminuye este en función de la capacidad que se quiera instalar.

3.5.1 Comparativa de la TRL

Cuando hablamos de TRL (Technological Readiness Level), nos referimos al conjunto de bloques en el que separamos las fases de desarrollo y maduración de una tecnología, con el fin de tener unas nociones sobre el punto de desarrollo en que se encuentra. La clasificación típica consta de 9 niveles, siendo este último que expresa una mayor madurez en la tecnología. La definición de los distintos niveles se muestra en la siguiente tabla:

Nivel de TRL	Estado de desarrollo	Descripción del nivel
TRL1	Investigación básica	Estudia y analiza los principios de operación
TRL2	Investigación básica y estudios de viabilidad	Analiza la aplicación tecnológica
TRL3	Estudios de viabilidad y desarrollo tecnológico	Prueban la funcionalidad de la tecnología
TRL4	Desarrollo tecnológico	Pruebas en el laboratorio
TRL5	Desarrollo tecnológico y demostración	Pruebas en el entorno de aplicación
TRL6	Demostración y desarrollo del sistema	Prototipos en el entorno de aplicación
TRL7	Desarrollo del sistema	Prototipos en operación
TRL8	Desarrollo del sistema y puesta en marcha	Sistema cualificado con funcionalidad probada en el área de aplicación
TRL9	Puesta en marcha y operación	Sistema cualificado probado a través de un funcionamiento exitoso

Tabla 3: Descripción del estado de desarrollo de los distintos niveles da la TRL [52]

Una vez definidos los distintos niveles de TRL que nos podemos encontrar, tendremos que separar las distintas tecnologías según el nivel de desarrollo en el que se encuentran actualmente. Para ello seguiremos la siguiente figura, en la cual se especifica el nivel de desarrollo de las mismas.



Figura 25: TRL de las diferentes tecnologías de almacenamiento [52] [53]

Como se puede apreciar en la Figura 25 todos los sistemas de almacenamiento se encuentran en un estado de desarrollo considerablemente avanzado, estando todos ellos en un estado de desarrollo del prototipo o superior. Tal como se ha comentado anteriormente en varias ocasiones, es algo normal encontrar el sistema de almacenamiento por bombeo en niveles de TRL altos puesto que es una de las más desarrolladas a nivel mundial a la vez que hay una gran cantidad de centrales de bombeo lo cual las convierte actualmente en la tecnología más madura para sistemas de almacenamiento a gran escala. En la imagen también podemos ver como los sistemas de almacenamiento químico presentan un mayor desarrollo que sus competidores más directos, lo que en cierta manera presenta una ventaja.

4 SISTEMA POWER-TO-HYDROGEN-TO-POWER

Nada en la vida es para ser temido, es solo para ser comprendido. Ahora es el momento de entender más, de modo que podamos temer menos.

-Marie Curie-

El sistema power-to-hydrogen-to-power, tiene como finalidad utilizar la potencia eléctrica sobrante de las fuentes de energía renovable para producir hidrógeno, el cual se utilizará para volver a producir electricidad cuando haya un déficit de energía en la red. En estos sistemas podemos encontrar de forma intrínseca el sistema de almacenamiento power-to-gas, que de la misma manera que se ha explicado anteriormente en el punto 3.4.5 transformaría una potencia eléctrica en hidrógeno. Como particularmente nos interesa que el hidrógeno se produzca siguiendo la vía con menor impacto medioambiental, nos centraremos en el uso de un hidrógeno verde, el cual se obtiene mediante una electrólisis que use electricidad proveniente de fuentes de energía renovables. La obtención del hidrógeno se podrá realizar mediante diferentes electrolizadores, ya sea uno alcalino, de membrana polimérica protónica o de óxido sólido presentando cada uno unas características diferentes de cara a la producción que se explicarán más adelante.

Una vez que ese hidrógeno es producido se deberá almacenar. El almacenamiento de este elemento se puede dar en sus tres estados (sólido, líquido y gaseoso), presentando ciertas ventajas e intereses según la utilidad que se le vaya a dar.

Por último, para completar el proceso que marca el propio sistema power-to-hydrogen-to-power, tendríamos que volver a generar potencia eléctrica con el hidrógeno obtenido. Para ello se contemplan varias opciones como pueden ser las microturbinas de gas, las pilas de combustible o bien una hibridación entre ambas de manera que tras el paso del hidrógeno por ellas se obtenga una generación eléctrica.

Con este sistema se pretende dar una mayor cabida a las energías renovables variables en los sistemas energéticos de los distintos países, de manera que resulte más estimulante la inversión en renovables para así conseguir un sistema energético más descarbonizado. Así mismo el empleo del sistema power-to-hydrogen-to-power proporcionaría a la red eléctrica una mayor seguridad y estabilidad frente a las variabilidades de las renovables.

4.1 Estado del arte de la tecnología Power to Power

Con este apartado lo que se pretende es dar una visión general de la situación actual en el que se encuentra la

tecnología y hacia donde se tiende a ir. Es por ello que separaremos este apartado en tres, para así abarcar de una forma más localizada cada una de las partes que componen el sistema P2P (Power-to-Power). Esta división abarcará inicialmente el estado actual en el que se encuentra la producción de hidrógeno, indicando principales tipos de electrolizadores con los que se producirá el hidrógeno que será posteriormente consumido. A continuación, se explicarán las distintas metodologías en las que podemos almacenar el hidrógeno que se produce. Y por último se revisarán los métodos de generación eléctrica actuales en los que el hidrógeno actúa como combustible.

4.1.1 Producción de hidrógeno

Para la producción de hidrógeno existen varios métodos, como los que se muestran en la Figura 17. Hoy en día la mayor parte del hidrógeno que se obtiene mediante un sistema de reformado por metano (SMR), lo cual provoca que aún siga existiendo cierta cantidad de emisiones de CO₂ a la atmósfera. Es por ello que es más interesante desde el punto de vista medioambiental, la obtención de hidrógeno a través de la electrólisis siendo además la única adaptable a un sistema power-to-hydrogen-to-power con una procedencia eléctrica de origen renovable en su totalidad, aunque ello conlleve un mayor precio en la actualidad. [54]

Para llevar a cabo el proceso de la electrólisis es necesario aplicar una corriente eléctrica a un electrolizador. Dentro de los diferentes tipos de electrolizador destacan: Alcalino, PEM (Proton Exchange Membrane) y SOE (Solid Oxide Electrolyzers). El electrolizador es un elemento empleado para la disociación de las moléculas de oxígeno e hidrógeno que contiene el agua. Para ello utiliza al menos un par de electrodos conductores sobre los cuales aplica una diferencia de potencial generando una corriente eléctrica que provoca una reacción electroquímica que da lugar a la producción de hidrógeno. Este método es muy fiable, puesto que no requiere de piezas móviles ni dispositivos externos, a la vez que proporciona un hidrógeno ultrapuro (99,999%) de forma no contaminante, siempre y cuando la fuente eléctrica que proporcione la electricidad sea de origen renovable. [55]

En la actualidad los electrolizadores más utilizados son los alcalinos y los de tipo PEM debido a la alta madurez tecnológica con la que ambos cuentan. Estos electrolizadores están considerados de baja temperatura, por lo que requerirán una serie de materiales mucho más económicos que los SOE. El electrolizador alcalino es el que se emplea en la mayoría de las instalaciones debido a su desarrollo más maduro y su gran capacidad para trabajar con altos flujos de forma continua. Así mismo, los alcalinos presentan un diseño más sencillo, lo que hace que tengan menor coste que los PEM, puesto que estos precisan de una mayor cantidad de elementos que pueden presentar problemas de corrosión y taponamiento. Para intentar evitar esos problemas se tiende al empleo de materiales más resistentes a estos efectos como puede ser el titanio, lo cual supone un aumento tanto en el CAPEX como en el OPEX.

Los electrolizadores de tipo PEM a diferencia de los alcalinos cuentan con un conjunto de membranas MEA (Membrane Electrode Assembly) con un conjunto de electrolitos de polímeros sólidos. Su funcionamiento también es óptimo a carga parcial, lo que supone cierta ventaja respecto a los alcalinos cuando se desee regular la producción. Habitualmente esto no es lo más idóneo en la producción de hidrógeno, puesto que nos interesa una producción constante, pero por la naturaleza variable de las energías renovables supondrá un importante punto a tener en cuenta.

Por otra parte, los electrolizadores tipo SOE, pertenecen a la familia de los electrolizadores de alta temperatura, con lo que requerirán unos materiales específicos capaces de soportar grandes estrés térmicos. Estos electrolizadores a diferencia de los anteriores trabajan con una cantidad de calor que provoca un ahorro en el consumo eléctrico del sistema. Ese calor puede ser producido mediante fuentes de energía no renovables o renovables, pero con la finalidad de conseguir un hidrógeno verde, nos interesará que esa fuente de calor sea termosolar. El consumo energético de un electrolizador tiende a ser constante para unos caudales dados, y requiere tanto de suministro eléctrico como térmico. Estos consumos son opuestos, de manera que la suma de los dos es casi constante en un amplio rango de temperaturas de operación (0°C-1000°C). Es por ello que, a mayor temperatura de operación, mayor será la energía en forma de calor y por lo tanto menor tendrá un menor consumo de energía eléctrica, pero la energía total seguirá siendo prácticamente la misma. De esta manera el agua que pasa por el electrolizador estará en forma de vapor, puesto que absorbe ese calor, y provocará que a la salida del electrolizador haya una mayor presión, de forma que se ahorrará energía en la presurización para el almacenamiento del mismo. [56]

Una vez conocidos los tipos de electrolizadores, podemos caracterizarlos según la Tabla 4 en la cual podemos

ver el estado actual de la tecnología, una breve descripción del electrolizador, las temperaturas de operación, características de los electrolizadores y las reacciones anódicas y catódicas de cada electrolizador.

Tipo de electrolizador	Alcalino	PEM	SOE
Estado de desarrollo	Comercial	Comercial para pequeña y mediana escala (<300kW)	Desarrollo experimental
Tª de operación	40-90 °C	20-100 °C	700-1.000 °C
Características	Diseño sencillo unipolar de dos electrodos metálicos en solución acuosa de electrolitos Los gases disociados no se pueden mezclar para evitar explosiones Para aplicaciones a gran escala y grado de carga elevado	Diseño bipolar del electrolizador para funcionar a grandes presiones El electrolito es una membrana sólida Pueden presentar contaminación por vapor en el sistema Permite carga parcial	Larga vida útil con una gran eficiencia Operación con agua y vapor de agua Trabajo a muy altas temperaturas Necesidad de un flujo de aire Resistente a la corrosión
Reacción anódica	$2\text{OH}^-(\text{aq}) \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2(\text{g}) + \text{H}_2\text{O}(\text{l}) + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O}(\text{l}) \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2(\text{g}) + 2\text{H}^+(\text{ac}) + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O}(\text{g}) + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2(\text{g}) + \text{O}^{2-}$
Reacción catódica	$\text{H}_2\text{O}(\text{l}) + 2\text{e}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{H}_2(\text{g}) + 2\text{OH}^-(\text{aq})$	$2\text{H}^+(\text{ac}) + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2(\text{g})$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2(\text{g}) + 2\text{e}^-$
Presión de funcionamiento	1-30 bar	30-80 bar	1 bar
Consumo eléctrico en condiciones nominales	51 kWh/kg	55-70 kWh/kg	41-40 kWh/kg
Densidad de corriente	0,5 A/cm ²	2 A/cm ²	2 A/cm ²
CAPEX	750 €/kW	1.200-2.000€/kW	4.500-12.000 €/kW
OPEX	32 €/(kg/día)/año	58 €/(kg/día)/año	225-600 €/(kg/día)/año
Eficiencia eléctrica	63-70 %	56-60 %	74-81 %
Consumo medio de electricidad	4,3-5,5 kWh/Nm ³	4,5-5, kWh/Nm ³	3,2-3,7 kWh/Nm ³
Tasa de degradación	0,13 %/1.000h	0,25 %/1.000h	2,8-1,9 %/1.000h

Tabla 4: Breve descripción de los tipos de electrolizadores [57] [56] [58] [59]

Las nuevas investigaciones en todas las tecnologías de electrolisis se centran en una mejora de los materiales, de manera que se puedan obtener sistemas más compactos, resistentes y con una mayor eficiencia intentando a la vez lograr un menor coste del sistema.

Muestra de estos avances es la posibilidad de eliminar la membrana de los electrolizadores de tipo PEM, con lo que se eliminaría una pieza bastante costosa y a la vez aumentaría la vida útil del mismo, puesto que la membrana es uno de los componentes que más se degradan. Así mismo, la tolerancia a impurezas también sería mayor lo cual supondría un ahorro extra en la purificación del agua. No obstante, presenta ciertos desafíos en lo que se refiere a efectividad del voltaje a elevadas densidades de corriente, puesto que tendría unas mayores pérdidas resistivas en su paso por la solución. [54]

Respecto al electrolizador alcalino en los últimos años se tiende a dos líneas de investigación principalmente. Por un lado, se pretende mejorar la eficiencia de los electrolizadores con el fin de abaratar costes asociados al consumo de energía eléctrica. Y por otra parte se están aumentando las densidades de corriente con el fin de abaratar coste de inversión (mayor compacidad). Así mismo existen otras mejoras como pueden ser el desarrollo de nuevos materiales, la reducción del espacio entre electrodos o el incremento de la temperatura de trabajo. [56]

Por último, en lo que se refiere a mejoras en los electrolitos de tipo SOE, son varias empresas públicas y privadas las que actualmente se encuentran desarrollando mejoras en estos electrolizadores. Esto se debe a que es la que menor madurez presenta. No obstante, pese a ser diferentes empresas y de diferentes regiones sus estudios se basan fundamentalmente en la prueba de distintos materiales y distintas geometrías de las células que proporcionen un mejor rendimiento en el funcionamiento del electrolizador, y que otorguen al electrolizador una menor degradación, puesto que es uno de los problemas fundamentales de estos electrolizadores. [56]

4.1.2 Almacenamiento de hidrógeno

Pese a que el hidrógeno se presenta como un almacenamiento energético que puede contribuir para proporcionar una mayor flexibilidad y estabilidad al sistema eléctrico, así como para una mayor integración de las renovables, aun presenta ciertos problemas operativos en su almacenamiento. Esto se justifica en parte, por la propia naturaleza del hidrógeno, que hace que se requiera un gasto energético para el almacenamiento del mismo. No obstante, también presenta grandes ventajas como la posibilidad de ser almacenado en cualquiera de sus tres estados, dependiendo como sea más eficiente transportarlo o según los requerimientos finales del mismo.

Al poder almacenarse en cualquier estado son varias las tecnologías desarrolladas y en desarrollo que permiten acumular energía a largo plazo y con escasas pérdidas a lo largo del tiempo. Dentro de este bloque nos centraremos en el almacenamiento en sus tres estados, no obstante se suelen diferenciar en dos grandes bloques tal y como se muestra en la Figura 26. En un primer bloque se incluyen los almacenamientos en estado líquido y gaseoso, que se caracterizan por estar sometidos a unas condiciones de presión y temperatura distintas a las del ambiente y que permiten su almacenamiento en un menor espacio, manteniendo su forma original como hidrógeno. Y el segundo bloque (más asociado al almacenamiento en estado sólido, aunque también se puede encontrar para los estados líquidos y gaseosos) se caracteriza por la incorporación del hidrógeno en otros compuestos de forma que no sería hidrógeno como tal sino un compuesto. [59]

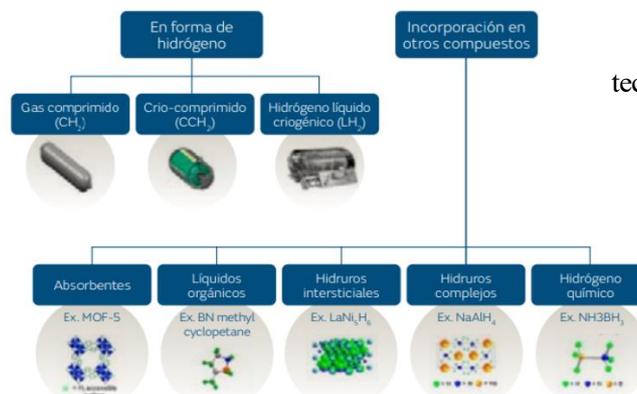


Figura 26: Clasificación de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno [59]

4.1.2.1 Almacenamiento de hidrógeno gaseoso

El almacenamiento de hidrógeno gaseoso es el tipo de almacenamiento más difundido y el que cuenta con una mayor madurez. Dentro del almacenamiento en forma gaseosa encontramos diferentes medios contenedores, pero todos ellos tienen en común la necesidad de comprimir el hidrógeno a la salida de los electrolizadores con

el fin de llevarlo a la presión de almacenamiento, de manera que será necesario un aporte de energía eléctrica/mecánica para accionar los compresores. [27] Es por ello, que existe una importancia en la presión de salida que ofrece el electrolizador, puesto que a mayor sea esta, mayor será el ahorro energético en los compresores.

Dentro de los diferentes sistemas de almacenamiento gaseoso destacan los depósitos de superficie (móviles o estacionarios) y las cavernas subterráneas, aunque solo nos centraremos en los depósitos superficiales, puesto que en el estudio plantemos la idea del hidrógeno como un vector energético sin ligaduras geográficas.

Como se ha mencionado anteriormente, el manejo del hidrógeno en condiciones ambientales presenta ciertas dificultades. En el caso de que se desee almacenar en forma gaseosa, el mayor inconveniente es que presenta una muy baja densidad energética volumétrica. En la Tabla 5 se hace una comparativa con el resto de tecnologías de almacenamiento contra las que compite, y se ve que tan solo supera (en cuanto a densidad energética volumétrica se refiere) al almacenamiento por bombeo. No obstante, el bombeo hidráulico sigue siendo el sistema más utilizado debido a su madurez y bajo coste.

Tecnología de almacenamiento	kWh/Nm ³
Bombeo hidráulico	0,5-1,5
Hidrógeno	3
Metano sintético	10
Batería de litio	250-670

Tabla 5: Densidad energética de las principales fuentes de almacenamiento de energía [59]

Es debido a esta baja densidad energética a condiciones ambientales que surge la necesidad de tratar el hidrógeno gaseoso de manera que se pueda almacenar de forma que no ocupe un espacio muy elevado, lo cual aumentaría los costes. Para ello la solución reside en una compresión del hidrógeno, de manera que se reduzca su volumen y se pueda concentrar una mayor cantidad de energía en un menor espacio. Generalmente los tanques en los que se almacenará en hidrógeno suelen estar tarados a unos 350-700 bar, aunque pueden alcanzar en algunos casos incluso los 950 bar. A raíz de la Tabla 4, podemos ver la enorme diferencia de presiones que existe entre la presión de funcionamiento de los diferentes electrolizadores y la presión a la que debe llegar para ser almacenado. Es por ello que la compresión del hidrógeno conlleva un gasto energético considerablemente alto, situándose entorno al 7% del contenido energético que posee el propio hidrógeno comprimido. [59]

Existen diferentes tipos de compresores, los compresores de tipo mecánico y los de tipo no mecánico, aunque para el hidrógeno en fase gas destaca especialmente el tipo mecánico. Dentro de este tipo existen varias tipologías de compresores, pero en lo que refiere a la compresión del hidrógeno los que se utilizan con mayor frecuencia son los de desplazamiento positivo. Estos usan partes móviles que se encargan de reducir el volumen ocupado por el hidrógeno de manera que podamos obtener la presión deseada. [60]

Los dos tipos de compresores más empleados son los siguientes:

- **Compresor de pistón:** suelen ser compresores ideales cuando el flujo de hidrógeno es moderado, no obstante, otorga altos niveles de presión, llegando incluso a los 850 bar. Generalmente para estos niveles de presiones se suelen utilizar los compresores sin aceite, reservándose la variedad con aceite para presiones menores de 30 bar. [60]

Este compresor básicamente consta de un sistema pistón-cilindro, equipado con dos válvulas que permiten la admisión y entrega del hidrógeno. Este a su vez irá unido a cigüeñal mediante una biela de forma que se transforma el movimiento giratorio en lineal. Para ello será alimentado a través de una máquina eléctrica, o mediante una máquina térmica. En un primer momento, el pistón se encuentra en el punto muerto superior (PMS) del cilindro. En ese momento se abre la válvula de admisión para permitir la succión del hidrógeno gas, que se produce al crearse una condición de vacío parcial en el interior del cilindro. Una vez que el pistón alcanza el punto muerto inferior (PMI) se cierra la válvula

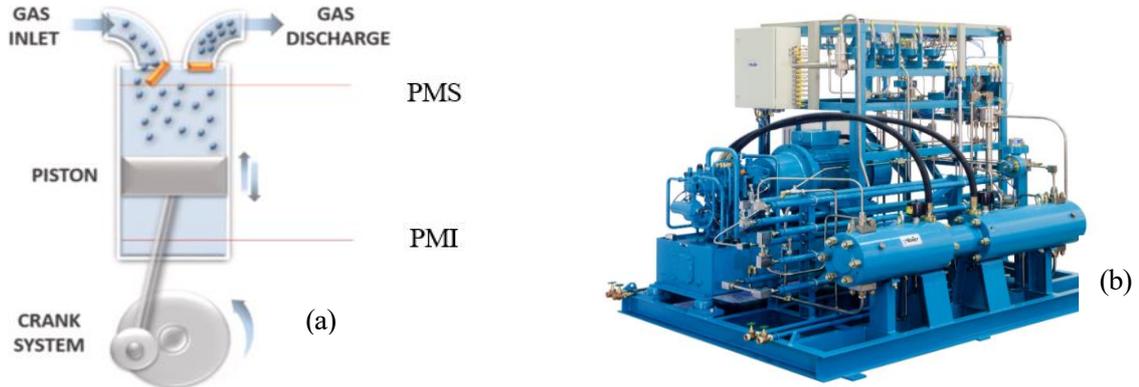


Figura 27: Esquema de un cilindro de un compresor alternativo (a) y compresor alternativo real (b) [60] [61]

de admisión, y el pistón vuelve de nuevo hacia el PMS, comprimiendo el hidrógeno a la presión deseada. Por último se abriría la válvula de salida o descarga, por la que saldría el hidrógeno hacia el depósito y se volvería a realizar el proceso. Para verlo de forma más gráfica podemos recurrir a Figura 27. [61]

Estos compresores presentan ciertas ventajas como la madurez de su tecnología, la adaptabilidad al caudal y las elevadas presiones de descarga. Aunque también presenta otras desventajas como la posible contaminación por aceites lubricantes (si los usa), los fenómenos de fragilidad en los materiales, la difícil transferencia de calor, así como la elevada cantidad de componentes y partes móviles, que hacen que su mantenimiento sea complejo a la vez de que generan una elevada cantidad de vibraciones y ruidos.

- Compresores de diafragma:** son un tipo de compresores que han demostrado una gran eficacia para aplicaciones con hidrógeno gracias a su alto rendimiento, su menor consumo energético y los bajos requisitos de refrigeración. Al no permitir el contacto entre el fluido compresible y el pistón, se convierten en unos compresores adecuados para aquellos gases que tengan una gran pureza. Para conseguir la compresión del hidrógeno sin que este entre en contacto con el pistón, utilizan un fluido hidráulico que se encargará de transmitir el movimiento a una fina membrana metálica (diafragma) y esta se lo proporcionará al hidrógeno. Para ello, tal y como se representa esquemáticamente en la Figura 28, el diafragma se mueve hacia el espacio de la cavidad en la que se encuentra confinado el hidrógeno en estado gaseoso, reduciendo su volumen para que así aumente su presión. El proceso con el fluido hidráulico que mueve este diafragma sería muy similar al del compresor de pistón.

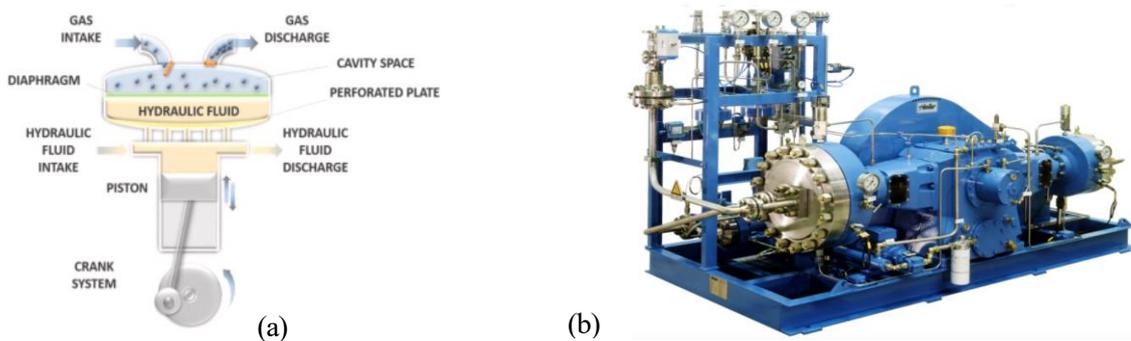


Figura 28: Esquema de un compresor de diafragma metálico (a) y un compresor real de diafragma metálico (b) [60] [61]

El elemento característico de este compresor, el diafragma, está compuesto a su vez por tres placas diferentes: la placa de proceso que es la que se encuentra en contacto con el hidrógeno, la placa hidráulica que es la que se encuentra en contacto con el fluido hidráulico (que suele ser aceite) y por último la placa intermedia, que se coloca entre las anteriores con el fin de evitar fugas y el fallo del diafragma. Con el objeto de que el fluido hidráulico aporte la cantidad de presión necesaria al hidrógeno, este suele estar tarado a una presión ligeramente superior que la de salida del hidrógeno.

Como se ha comentado con anterioridad en este tipo de compresor encontramos dos fluidos diferentes, lo cual supone que se necesitarán dos circuitos separados por los que circularán cada uno de los fluidos. De igual manera será imprescindible la elección de unos materiales adecuados, puesto que cada fluido tendrá sus características.

Estos compresores pese a presentar grandes ventajas como las comentadas inicialmente, también plantea ciertos retos como son el diseño tan complejo que presenta, así como la posibilidad de fallo en el diafragma, para lo cual se siguen investigando nuevos materiales y métodos de funcionamiento. [60]

Una vez que el hidrógeno es comprimido por los compresores, solo quedaría almacenarlo. Actualmente el almacenamiento se está realizando a temperatura cercana al ambiente, aunque se está estudiando la viabilidad y eficacia de un almacenamiento a menor temperatura, puesto que con ellas se conseguiría una mayor densidad energética.

Los tanques de almacenamiento se clasifican en cuatro grupos según su máxima presión de almacenamiento y en función del material del que esté formado.

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

Tabla 6: Clasificación de los diferentes tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno [59] Adaptado

4.1.2.2 Almacenamiento de hidrógeno en estado líquido

El almacenamiento de hidrógeno en estado líquido es una tecnología bastante madura y que supone la base de la red de infraestructura industrial existente y de distribución. El gran reto de este tipo de almacenamiento se encuentra en la necesidad de reducir la temperatura del hidrógeno hasta los -253 °C para que este pueda ser almacenado a una presión de entre 1-20 bar [62]. Para alcanzar dicho objetivo, se realiza un proceso de licuación en el mismo. Con este proceso se consigue pasar un gas a líquido a través de la modificación de las condiciones de presión y temperatura combinando para ello una serie de compresores, intercambiadores de calor y válvulas de expansión con las que lograr el enfriamiento deseado. La forma más simple conocida de este proceso se corresponde con el ciclo Linde que se muestra en la Figura 29. En el se distinguen los siguientes procesos termodinámicos:

- Compresión isotérmica a temperatura ambiente de 1→2
- Enfriamiento a presión constante en un intercambiador de calor de 2→3
- Expansiones isentálpicas de 3→4 y de 4→5

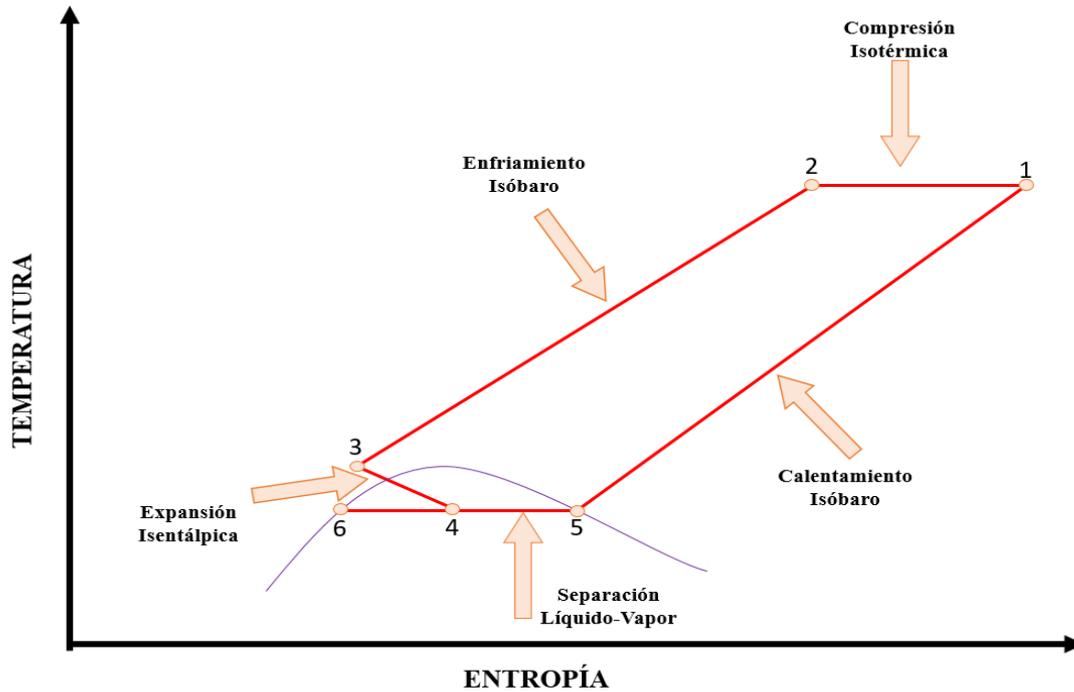
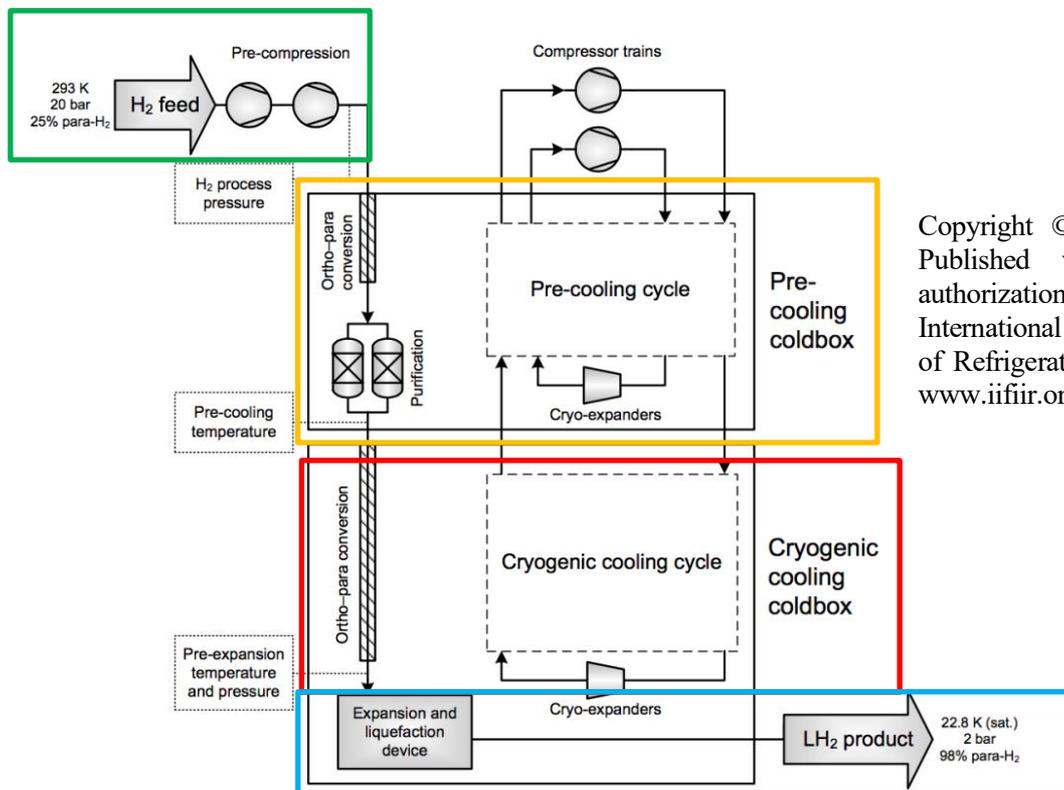


Figura 29: Diagrama de temperatura-entropía del ciclo de Linde [63]

Una vez que el hidrógeno llega al punto 4, tendríamos un fluido bifásico, por lo que tendríamos que retirar la parte de líquido que es lo que nos interesa (punto 6) y el resto (punto 5) seguiría el ciclo inyectándose en él una cantidad de hidrógeno en estado gaseoso como reposición.



Copyright © IIF/IIR.
Published with the
authorization of the
International Institute of
Refrigeration (IIR):
www.iifir.org

Figura 30: Esquema de un ciclo simple de criogenización del hidrógeno [64]

En la Figura 30 se muestra el esquema de un ciclo simple de criogenización del hidrógeno. En el se pueden diferenciar principalmente cuatro procesos:

- En verde está el primer proceso de precompresión del hidrógeno. Previamente a este proceso el ciclo tendrá un sistema de depuración y producción del hidrógeno con el cual se alimentará el sistema. Con el proceso de compresión se consigue inyectar el hidrógeno gaseoso al siguiente proceso con la presión demandada, puesto que generalmente las condiciones a las que se obtiene el hidrógeno serán las del electrolizador.
- Con el segundo proceso, o bloque de preenfriamiento (en naranja) se pretende reducir en un primer instante la temperatura hasta los 130-80 K, dependiendo de los elementos del ciclo y del refrigerante que se use. [64]
- A continuación, se tendría el ciclo de enfriamiento criogénico (en rojo) con el cual se reduciría la temperatura un poco más hasta los 77 K aproximadamente. [64]
- Para finalizar, el último proceso antes de almacenar el hidrógeno líquido sería la expansión (en azul) con el cual se bajará tanto la presión como la temperatura del hidrógeno. De esta manera se conseguirían alcanzar las condiciones de presión y temperaturas deseadas, en este caso, 2 bar y 23 K. [64]

Aunque tengamos unos valores estándar, cada planta tiene sus valores característicos de funcionamiento, con sus especificaciones concretas, tal y como se puede apreciar en la Tabla 7 donde se muestran parámetros operativos de varias plantas reales.

Planta	Baker & Shaner (1978)	Ingolstadt (1992)	Quack (2001)	SINTEF MR (2010)
Estado	Estudio	Construida	Estudio	Estudio
Presión H ₂ entrada	1,01 bar	21 bar	1 bar	21 bar
Pre-compresión	41,37 bar	-	80 bar	80 bar
Efectividad pre-compresión	79%	-	80%	85%
Refrigerante del pre-enfriamiento	Nitrógeno	Nitrógeno	Propano	MIX
Temperatura pre-enfriamiento	80 K	-	220 K	85 K
Presión salida	9,29 bar	1,3 bar	1 bar	1 bar
Temperatura salida	20,57 K	21 K	20,2 K	20,2 K
Energía específica	10,85 kWh/kg	8,73 kWh/kg	6,93 kWh/kg	6,2-6,5 kWh/kg

Tabla 7: Caracterización de diferentes plantas de criogenización [62] Adaptado

Pese a las diferencias entre el funcionamiento de las diferentes plantas mostradas en la Tabla 7, es notable la característica común en cuanto a la temperatura de salida del hidrógeno. Así mismo se aprecia un menor consumo de energía con el paso de los años lo cual se debe a una mejora de los equipos utilizados y una mejora en el desarrollo de estos.

Una vez que el hidrógeno en estado líquido es obtenido, lo más común es almacenarlo en tanques criogénicos, los cuales son capaces de mantenerlo en las condiciones deseadas. Estos tanques no están diseñados para aguantar grandes presiones, por lo que disponen de una válvula de alivio para que en el caso de que aumente la temperatura en el interior, el hidrógeno evaporado pueda escapar y así evitar el deterioro o rotura del tanque de almacenamiento. Este tipo de tanques está previsto de una serie de capas y aislantes de forma que sean capaces de evitar grandes pérdidas de hidrógeno por la diferencia de temperatura con el exterior.

Para concluir, en comparativa con el almacenamiento gaseoso, la licuefacción del hidrógeno requiere una mayor cantidad de energía, situándose entorno a los 13 kWh/kg H₂, mientras que el hidrógeno gaseoso consume unos 2,6 kWh/kg H₂ para comprimirlo a 500 bar y 3,5 kWh/kg H₂ para comprimirlo a 900 bar. [59]

4.1.2.3 Almacenamiento de hidrógeno en estado sólido

Los hidruros metálicos se están empezando a contemplar como una opción viable para el almacenamiento de hidrógeno. Esto es debido a la alta densidad energética que presentan respecto otros tipos de almacenamiento del hidrógeno, como puede ser el almacenamiento en estado gaseoso. Esto representa un tipo de almacenamiento más sencillo que tiende a trabajar a presiones y temperaturas moderadas, en el que incluso se puede trabajar a presiones y temperaturas ambiente. [65] Para lograr este tipo de almacenamiento sólido se requiere una demanda energética que está compuesta de tres contribuciones. Una de ellas sería el calor requerido para llevar al hidruro hasta la temperatura de desorción. Y las otras dos serían el calor de reacción y el trabajo de compresión para lograr la presión de suministro.

En la actualidad se estudian diversos metales y aleaciones para almacenar hidrógeno, de tal manera que surgen los hidruros metálicos, que son básicamente metales y aleaciones con presencia de hidrógeno en su composición. La formación de estos hidruros se debe a un proceso exotérmico de adsorción, mientras que la desorción del hidrógeno es un proceso endotérmico. La reacción es reversible, y viene determinada por la presión y temperatura del hidrógeno. Por ejemplo, a una temperatura constante el hidrógeno presenta una determinada presión de equilibrio respecto a la cual se adsorberá el hidrógeno si se encuentra a una presión superior, o se desorberá el hidrógeno si se encuentra a una presión inferior. En el caso de que la temperatura aumente o disminuya la presión de equilibrio se verá modificada. [65]

Ante esta variación, tenemos la posibilidad de adsorber y liberar el hidrógeno de forma reversible sin deteriorar significativamente los metales y aleaciones. No obstante, estos materiales son bastante sensibles a compuestos como el oxígeno o el monóxido de carbono, puesto que ambos pueden provocar una reducción en la capacidad de absorción de hidrógeno de los hidruros. Consecuentemente, se requiere un hidrógeno de gran pureza (99,9999%). [59]

La formación o disolución de los hidruros metálicos sigue la siguiente reacción química:



Figura 31: Ciclo de almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos [65] Adaptado

En esta reacción “M” representa el metal y “MH” el hidruro que se forma con dicho metal. Un aspecto

importante de este tipo de almacenamiento es su alto rendimiento en cuanto a pérdidas de hidrógeno en el almacenamiento, considerándose constante la masa de hidrógeno tanto para la adsorción como para la desorción. Esto en parte es fundamental para la propiedad de reversibilidad de la reacción, asumiendo que las pérdidas son nulas.

A modo representativo, la formación del hidrógeno a una temperatura constante se puede representar como una composición de presión isoterma quedando lo mostrado en la Figura 32(a). En ella vemos como a bajas concentraciones de hidrógeno, se forma una solución sólida del hidrógeno con el metal (fase α). Con un aumento de la presión se produciría un aumento del contenido de hidrógeno dando lugar a una nueva fase denominada β en la que se empieza a formar lo que será el hidruro. De esta manera en la fase $\alpha+\beta$ se da un aumento de la cantidad hidrógeno en el metal manteniendo las propiedades constantes, hasta llegar a la fase β en la que finalmente se encontraría el hidruro completo. El ciclo de compresión del hidrógeno para su transformación en hidruro se puede ver de una manera más gráfica en la Figura 32(b). En ella se puede ver como cede el calor en el proceso de adsorción a la vez que va aumentando su concentración de hidrógeno. Mientras que en el proceso de desorción pasa lo opuesto y absorbe calor mientras cede el hidrógeno.

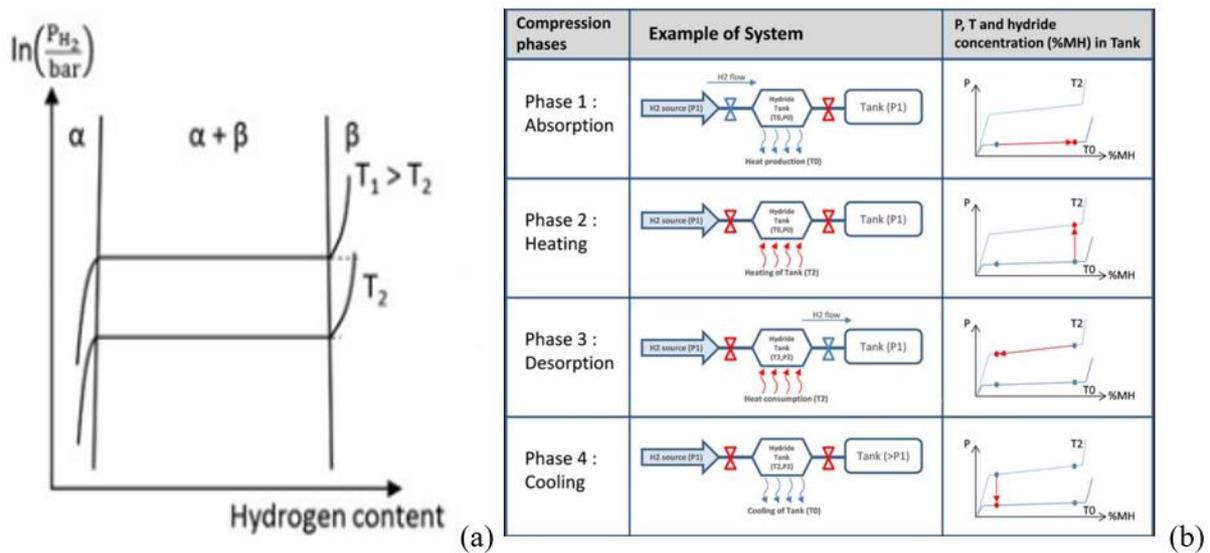


Figura 32: Ejemplo de ciclo de presión de composición isoterma para unas temperaturas T1 y T2 (a) y principio termodinámico de la compresión de hidruro metálico (b) [65] [68]

La eficiencia de los hidruros no solo viene determinada por la cantidad de hidrógeno que absorbe y desorbe. También es importante la rapidez con la que estos procesos se realizan, facilitando un menor o mayor flujo de hidrógeno. En otras palabras, la cinética de la reacción. La cinética de una reacción está altamente influenciada por la temperatura (ecuación de Arrhenius). Así, en la eficiencia también se debe considerar los requerimientos energéticos, lo cual supone una demanda de energía. Esta demanda, tal y como se muestra en la Figura 33, se debe a los distintos equipos de compresión que se necesitan para almacenar en estado sólido el hidrógeno, que son los que provocan que el calentamiento de la fase 2. El rendimiento tiende a variar con la presión a la que se comprima el hidrógeno, debido a que una mayor presión requerirá una mayor demanda energética.

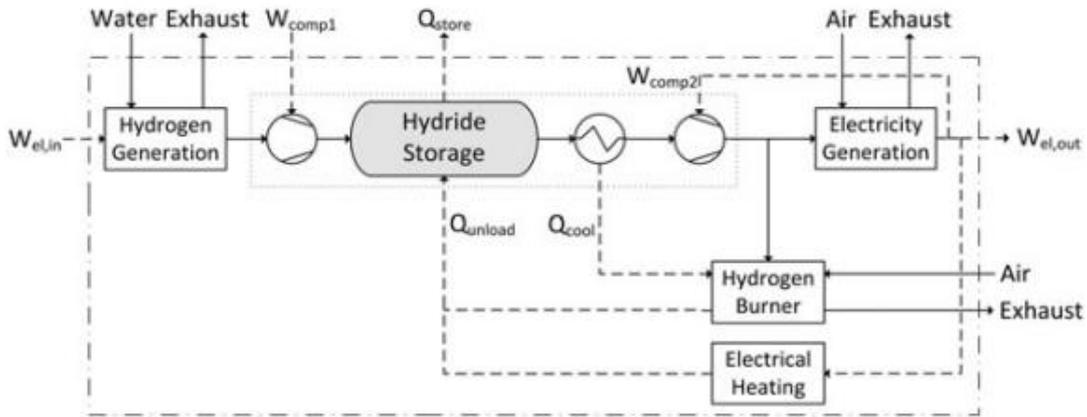


Figura 33: Esquema de proceso de almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos y uso del mismo para diferentes casos. [65]

Respecto al almacenamiento se debe saber que existe una relación sobre la cantidad de hidrógeno que es capaz de adsorber el hidruro. Siendo esta:

$$m_{H_2} = m_{metal} \times w_{H_2}$$

Según esta ecuación, la cantidad de hidrógeno que se podrá almacenar será el producto de la masa del metal multiplicado por un coeficiente de adsorción del hidrógeno en dicho metal. Así se determina la cantidad de hidrógeno gaseoso que es capaz de ocupar los espacios producidos por la porosidad del metal. Por ello una de las principales desventajas de esta tecnología es la limitada cantidad de hidrógeno que es capaz de adsorber el metal o aleación que se convierte en hidruro.

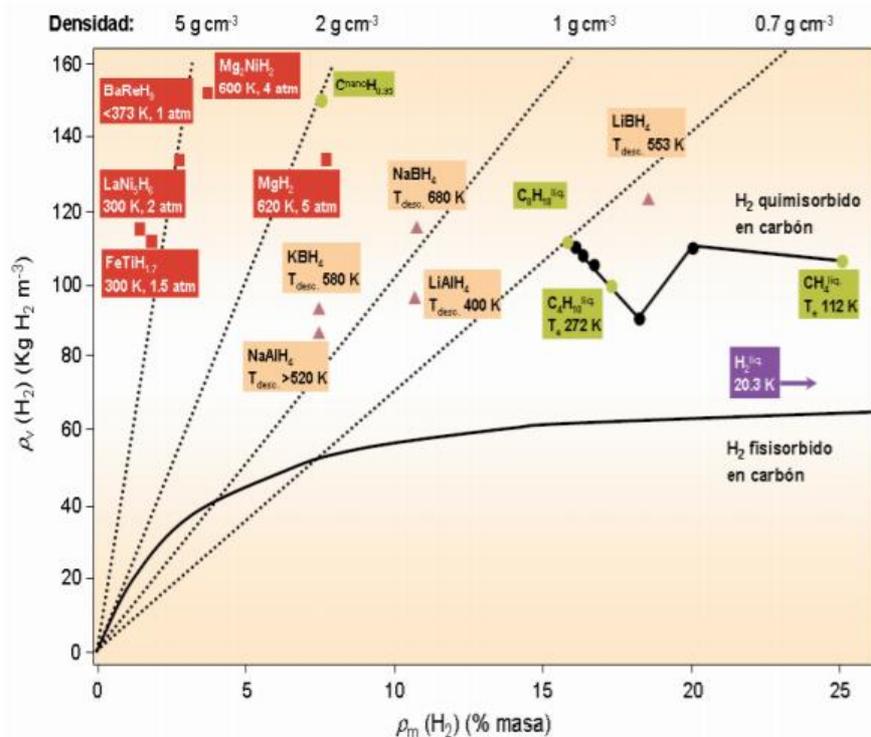


Figura 34: Hidrógeno almacenado por masa y por volumen en hidruros metálicos, nanotubos de carbono, gasolina y otros hidrocarburos [66]

En la Figura 34 se muestra como dependiendo del material se puede adsorber una mayor o menor cantidad de hidrógeno. Se aprecia que los hidruros más densos tienen una menor capacidad de adsorción, puesto que presentan una estructura más compacta. Sin embargo, a menos densos sean los metales o aleaciones que formarían los hidruros podrán contener una mayor cantidad de hidrógeno, en este caso al presentar una estructura más porosa que los anteriores. Es por ello por lo que en la actualidad se desarrollan estos estudios aplicados a materiales muy porosos como el grafeno, con el fin de poder adsorber una cantidad mayor de hidrógeno. [67]

A pesar de ese inconveniente, presenta ciertas ventajas el uso de los hidruros tales como los bajos costes de mantenimiento, el bajo desgaste o que no necesitan piezas móviles. [68] No obstante, para rentabilizar esta opción de almacenamiento, se estima que el precio de venta del hidrógeno deberá estar en el rango de 8 a 10€/kg. [68] Siendo esto un gran inconveniente puesto que en la actualidad el precio del hidrógeno gris está por debajo de los 1,5 €/kg. [69]

Actualmente se están investigando otros métodos más novedosos basados en nanotubos de vacío. Estos son más ligeros, porosos y resistentes por lo que permiten un mayor almacenamiento de hidrógeno, tanto en la superficie como en el interior, llegando a almacenar incluso el doble que los hidruros metálicos. [59]

4.1.3 Generación de potencia con hidrógeno

Una vez que el hidrógeno es producido y almacenado, tan solo quedaría transformarlo en energía. Este tiene diferentes usos dentro de la industria, aunque por la finalidad del estudio que se está realizando nos centraremos en el uso explícito de la generación de potencia eléctrica.

La producción de potencia de puede llevar a cabo de diversas maneras cuando se utiliza hidrógeno. Por un lado, mediante un proceso electroquímico a través de pilas de combustible, y por otro lado, mediante la combustión de hidrógeno en una turbina de gas o una caldera de gas.

4.1.3.1 Pilas de combustible

Las pilas de combustible utilizan el hidrógeno a través de una oxidación electroquímica con la cual generan potencia eléctrica. De esta manera se genera una potencia eléctrica a partir de la energía química que posee el hidrógeno sin la necesidad de que se produzca ninguna combustión. En lugar de ello se produce una reacción electroquímica mediante la cual se produce una oxidación del hidrógeno, presentando la gran ventaja de tener un mayor rendimiento que en los casos donde la potencia es generada mediante la combustión del hidrógeno. En este proceso de oxidación del hidrógeno, al reaccionar con el oxígeno, el producto que se obtiene es agua siendo una buena apuesta por la descarbonización del sistema energético.

En la actualidad existen y se están desarrollando numerosos tipos de pilas de combustible, con capacidad desde unos pocos W hasta grandes sistemas capaces de proporcionar potencias del orden de MW. A pesar de los diferentes modelos, todos comparten principios de operación. Una celda electroquímica está formada por dos electrodos (ánodo y cátodo) separados a su vez por un electrolito el cual podrá estar en estado sólido o líquido. Para producir energía, el hidrógeno (combustible) se le suministraría al ánodo, en el cual se produciría la oxidación. Mientras que, por otra parte, en el cátodo se suministraría oxígeno, siendo en esta parte donde se produce la reacción de reducción. Esto produciría una liberación de electrones que generarían una corriente eléctrica. No obstante, no siempre es así, puesto que en algunas pilas migran aniones del cátodo al ánodo y en otras protones del ánodo al cátodo. Con la finalidad de obtener una potencia apropiada al uso final, es común encontrar celdas conectadas en serie y paralelo formando las pilas de combustible.

El uso de las pilas de combustible presenta ventajas tales como:

- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes atmosféricos, puesto que solo tiene como producto agua y, al no haber combustión tampoco se emiten óxidos de nitrógeno.
- Elevada eficiencia de los procesos electroquímicos frente a la combustión, puesto que no presenta una elevada pérdida térmica.
- Al no poseer partes móviles son silenciosas y seguras

- Presentan una gran versatilidad, puesto que se pueden adaptar para dar energía en forma térmica o eléctrica, a diferentes cantidades y para diversas aplicaciones (uso industrial, doméstico o transporte entre otras)

Dentro de las diferentes pilas de combustible existentes destacan las presentes en la Tabla 8:

Tipo de pila	Combustible	Rango potencia kW	Eficiencia % H ₂ /CH ₄	T ^a operación °C	Aplicación
PEMFC	Hidrógeno o metano	1-100	60/40	40-80	-Transporte -Cogeneración -Electricidad -Generación distribuida
AFC	Hidrógeno	1-100	60/-	65-220	-Electricidad -Aplicaciones espaciales
PAFC	Hidrógeno	5-400	40/-	150-210	-Electricidad -Cogeneración
MCFC	Metano	300-3000	-/50	600-700	-Generación estacionaria a gran escala
SOFC	Hidrógeno o metano	1-2000	70/60	600-900	-Cogeneración -Electricidad -Generación distribuida

Tabla 8: Principales parámetros de las distintas pilas de combustible y sus principales aplicaciones comerciales [59]

Es obvio que las aplicaciones remarcadas en la Tabla 8 tienen ese carácter versátil que se ha comentado con anterioridad. De esta forma vemos como hay tres aplicaciones principales en este tipo de generación, como son las aplicaciones portátiles, las aplicaciones en transporte y las estacionarias. [70] En lo referente a las dos primeras aplicaciones carecen de importancia en este estudio, a estar más enfocadas a un sector de baja potencia como pueden ser dispositivos móviles pequeños o a la automoción. Por el contrario, las aplicaciones estacionarias sí que nos resultan de gran interés. Esto se debe a la posibilidad de poder generar potencia a más alta temperatura, lo cual hace que los sistemas se vuelvan más eficientes y se pueda aprovechar la energía térmica desprendida para otras finalidades.

4.1.3.2 Turbinas de gas

Las turbinas de gas son motores térmicos que generan energía eléctrica trabajando según un ciclo Brayton,

	MHPS	GE	Ansaldo Energía	Siemens
% volumen de H ₂ admisible	30 %	33 %	50 %	60 %
Modelo de turbina	M501JAC	6B, 7E, 9E	GT36-H	SGT-600

Figura 35: Máximo porcentaje de H₂ admisible en la actualidad de los principales fabricantes de turbinas de gas con sistema DLE [59]

usualmente no regenerativo en motores de gran tamaño y regenerativo cuando el motor es de poca potencia. Este tipo de motores genera igualmente una corriente de gases de escape a alta temperatura que puede ser empleada para la producción de energía térmica (cogeneración) o potencia eléctrica adicional (ciclo combinado). Actualmente todas las turbinas de gas permiten un cierto porcentaje de hidrógeno mezclado en el combustible tal y como se puede ver en la Figura 35. Por este motivo, desde la Asociación Europea Industrial, la EUTurbines, se pretende aumentar gradualmente el porcentaje de hidrógeno que admiten las turbinas hasta llegar al 100% para el año 2030 con el fin de alcanzar unas emisiones de carbono nulas.

De una manera más específica en la Figura 35 se muestran las diferentes turbinas de Siemens donde se ve como variando el tipo de turbina y de sistema se puede conseguir un mayor o menor rango de mezcla.

En la Figura 36 vemos como para los sistemas secos de baja emisión (DLE) los porcentajes de hidrógeno en el combustible van desde el 2% al 60% en volumen, mientras que en los sistemas húmedos de baja emisión (WLE) se llega incluso al 100% en volumen. [59]

Aunque se pueda mezclar el hidrógeno con otros combustibles, la diferencia de densidades energéticas entre los mismos hace que los dispositivos que permiten la combustión de hidrógeno requieran un volumen tres veces superior al que tendría si solo quemase gas metano. Pese a que el uso del hidrógeno se presente como algo ventajoso, cuando se mezcla con otro gas puede producir efectos adversos. Es lo que pasa si se mezcla con metano, en cuyo caso las emisiones de CO y CO₂ se reducirían, pero al tener el H₂ un mayor PCI (Poder Calorífico Inferior) la temperatura de la llama aumentará produciéndose así un aumento de las emisiones del NO_x. [71] A la vez que se produce un aumento de las emisiones de NO_x la velocidad de combustión aumenta, por lo que se debe modificar el diseño de las toberas de los inyectores para evitar el retroceso de la llama.

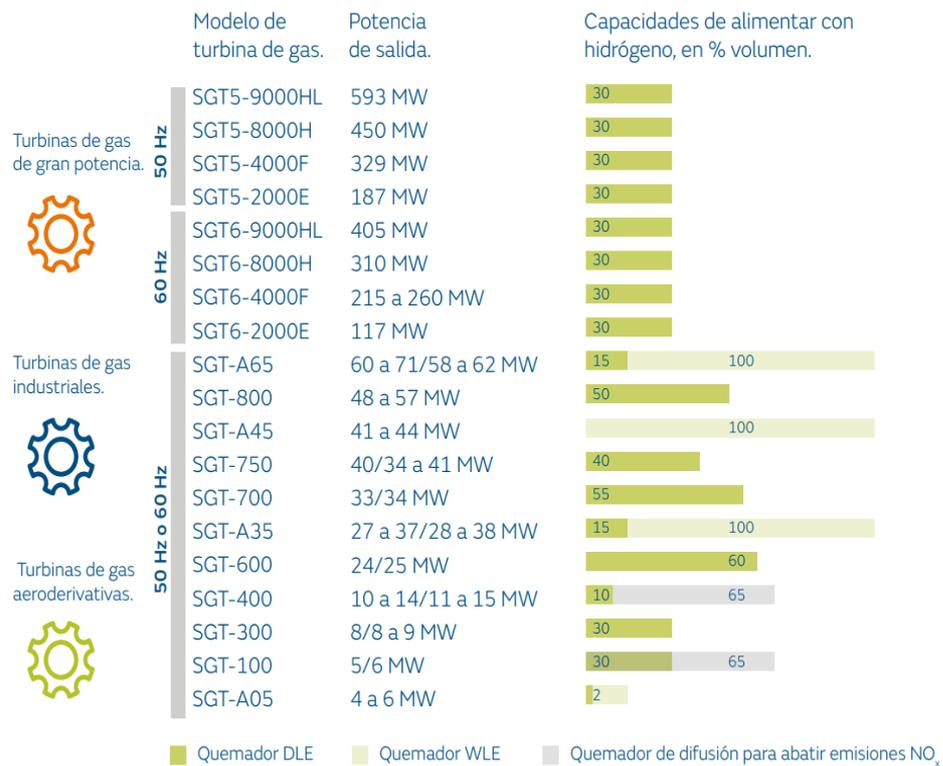


Figura 36: Turbinas de gas Siemens y sus capacidades de admisión de hidrógeno en %v/v [59]

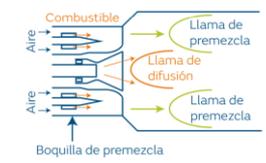
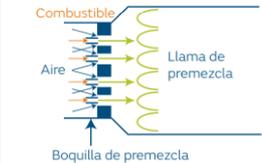
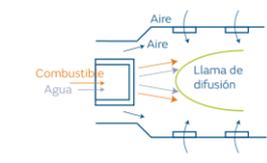
Cámara de combustión	Cámara de combustión de inyectores múltiples	Cámara de combustión de agrupación múltiple	Cámara de combustión difusiva
Método de combustión	Combustión de la llama de premezcla	Combustión de la llama de premezcla	Combustión de llama de difusión
Estructura			
NO_x	Baja concentración de NO _x debido a la T ^a uniforme de la llama de la boquilla de premezcla	Baja concentración de NO _x debido a la T ^a uniforme de la llama de la boquilla estrecha de premezcla	Se inyecta combustible en el aire. Existe una región de alta T ^a de llama y de alta concentración de NO _x
Retroceso de la llama	Alto riesgo de retroceso de la llama en el caso de combustión única de hidrógeno debido al amplio área de propagación de la llama	Bajo riesgo de retroceso debido al reducido área de propagación de la llama	Sin riesgo de retroceso debido a la llama de difusión
Eficiencia del ciclo	Sin caída de eficiencia debido a que no hay inyección de vapor o de agua	Sin caída de eficiencia debido a que no hay inyección de vapor o de agua	La caída de eficiencia ocurre porque se inyecta vapor o agua para reducir la concentración de NO _x
Proporción de combustión conjunta con hidrógeno	Hasta el 30 % en volumen	Hasta el 100% en volumen (aún en desarrollo)	Hasta el 100% en volumen

Tabla 9: Diferentes tipos de combustores de turbinas de gas compatibles con hidrógeno [59]

Según los diferentes tipos de combustores de las diferentes marcas de turbinas que aparecen en la Tabla 9 podemos ver como afecta la adición de una cantidad de hidrógeno en la mezcla de combustibles a las emisiones de NO_x, a la eficiencia o al retroceso de la llama. Todo esto conlleva un mayor coste inicial que va desde los 400 a 900 €/kW instalado [59]

4.1.3.3 Otros métodos de generación

Aparte de los métodos anteriormente mencionados en los apartados 4.1.3.1 y 4.1.3.2 se investiga una hibridación de ambos (SOFC+Microturbina de Gas) en los que se combinen las ventajas de las pilas de combustible y de la combustión mediante microturbinas de gas. De esta forma se esperan sistemas que tengan una eficiencia conjunta de un 80% mejorando el rango de eficiencia de las microturbinas de gas situado entorno al 30%, [72] así como la potencia que se puede generar de forma individual.

4.2 Plantas con sistemas P2P en funcionamiento

En la actualidad son varias las plantas que ya se están decantando por la implementación de los sistemas power-

to-hydrogen-to-power como método de almacenamiento de energía sin producción de gases de efecto invernadero. Este tipo de plantas supone la posibilidad de generar la electricidad para consumirla in situ, o si se

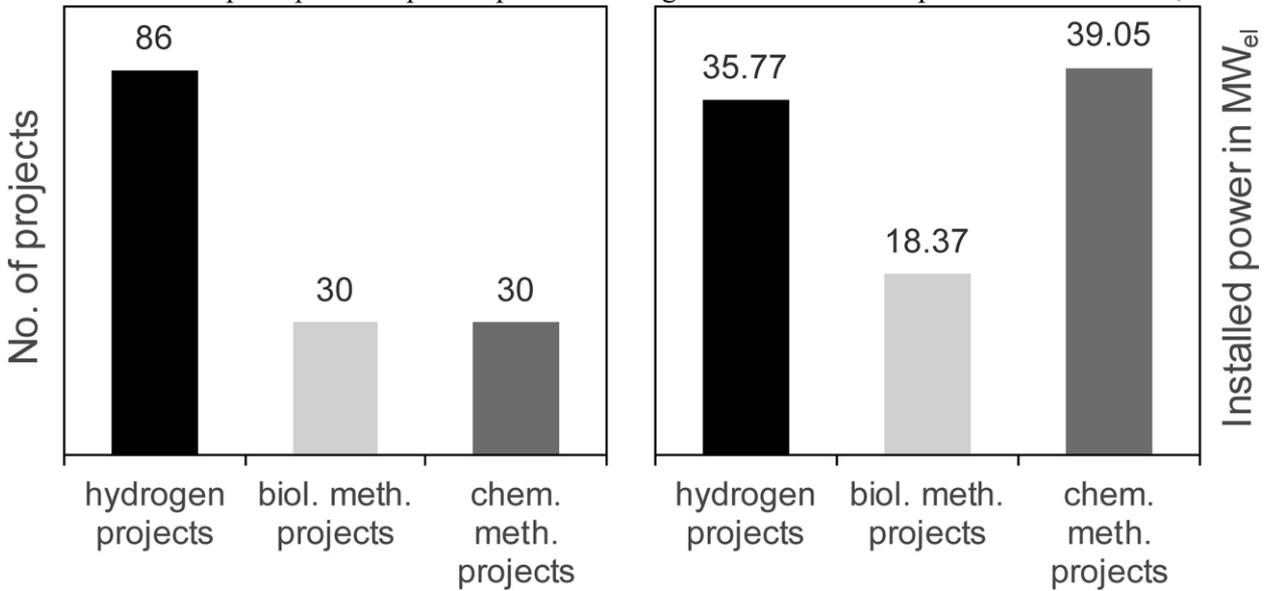


Figura 37: Número de proyectos totales (izquierda) y potencia eléctrica instalada en MW_e (derecha) de proyectos P2G clasificados en función del vector energético empleado [73]

desea, verterla a la red eléctrica. Así mismo, a la vez que avanzan en la implementación de este tipo de sistemas, se van implementando nuevas aplicaciones y se van ampliando las capacidades de estos.

En la Figura 37 se puede ver como el número de proyectos para P2H es bastante superior actualmente que el resto, no obstante, tiene una menor potencia instalada al ser la mayoría de estos estudios experimentales. La mayor parte de estos proyectos se localizan en Europa siendo la región más comprometida con el desarrollo sostenible y descarbonizado del sistema energético. [73]

Dentro de la Unión Europea destacan los siguientes proyectos:

- HyFlexPower (Saillat-sur-Vienne, Francia):** es la primera demostración de una turbina de gas de hidrógeno integrada en un sistema power-to-X-to-power. Se lanzó en mayo del 2020 en las instalaciones de una empresa especializada en la producción de papel reciclado. Su propósito es demostrar que el hidrógeno se puede producir y almacenar a partir de electricidad renovable y posteriormente ser usado

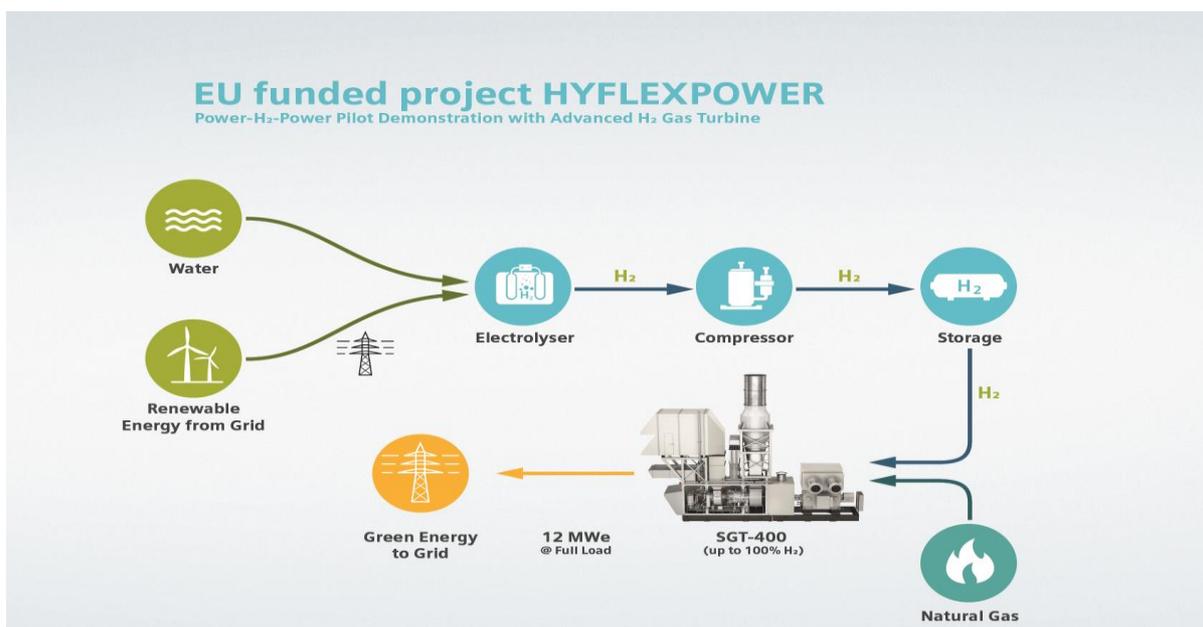


Figura 38: Diagrama de proceso del proyecto HyFlexPower [74]

en plantas combinadas de calor y energía con turbinas de alta potencia que actualmente usan gas natural.

En la Figura 38 vemos como Siemens adapta el ciclo de la turbina SGT-400 para que pueda quemar una mezcla de combustible de gas natural e hidrógeno, pudiendo llegar a funcionar con el 100% de hidrógeno como único combustible. [74] El proyecto es apoyado económicamente por la Unión Europea a través de su programa Horizonte 2020, con el que apoya la investigación y desarrollo de nuevos productos y servicios que favorezcan la descarbonización del sistema energético.

La instalación generará una potencia de unos 12 MWe, produciendo a la vez el vapor demandado por el proceso. Esta potencia será generada por la turbina SGT-400, que al poder funcionar íntegramente con hidrógeno supondrá un ahorro de hasta 65.000 toneladas de CO₂ al año [74] operando en carga base. Todo el proyecto tendrá un coste de unos 15,2 M€, de los cuales 10,5 M€ serán aportados íntegramente por los fondos de la Unión Europea destinados al programa Horizonte 2020. En este caso también se cuenta con la ventaja de que al ser una planta existente se reducirán los costes y los plazos en comparación con una planta nueva, debido a que se cuenta con una infraestructura existente. Es por ello que se plantea como un concepto que ayudará a modernizar las plantas actuales. [74]

- **FLEXnCONFU (Ribatejo, Portugal):** es un proyecto cuya finalidad es demostrar como se puede lograr una mayor flexibilidad y reutilización en la producción de energía en las centrales de ciclo combinado, para así permitir un funcionamiento más fluido, eficiente y ecológico del mercado energético. Para ello en este proyecto se toma como elementos de almacenamiento el hidrógeno y el amoníaco. En el proyecto participan países como Italia, Reino Unido y Portugal, siendo en este último en el que se llevará a cabo la prueba con hidrógeno en el ciclo combinado de Ribatejo operado por la energética EDP.

Como concepto el proyecto se sustenta en cuatro pilares que son, el uso de combustibles no convencionales en turbinas de gas en ciclos combinados para obtener una mayor sostenibilidad ambiental, integración y desarrollo de los sistemas P2X en una central eléctrica real, el desarrollo de estrategias adecuadas de control de la red y por último la promoción de una sociedad energética de amoníaco e hidrógeno.

El proyecto se comenzó el 6 de abril de 2020 y tiene prevista una duración de 48 meses con una financiación de 10 M€ con los que se pretenden alcanzar los siguientes objetivos. [75] [76]

- Demostrar la flexibilización de las centrales de ciclo combinado con la utilización de hidrógeno o amoníaco como elementos de almacenamiento de energía.
- Evaluar el sistema de combustión con combustibles no convencionales mediante el desarrollo de modelos numéricos y experimentales en laboratorios.
- Hacer un estudio de las necesidades de flexibilidad y referencia con otros activos determinando el fundamento económico y ambiental de los P2H y P2A.

En la Figura 39 se muestra el esquema de funcionamiento de la planta una vez realizadas las modificaciones necesarias con las que transformar la energía a hidrógeno y a energía de nuevo. En ella

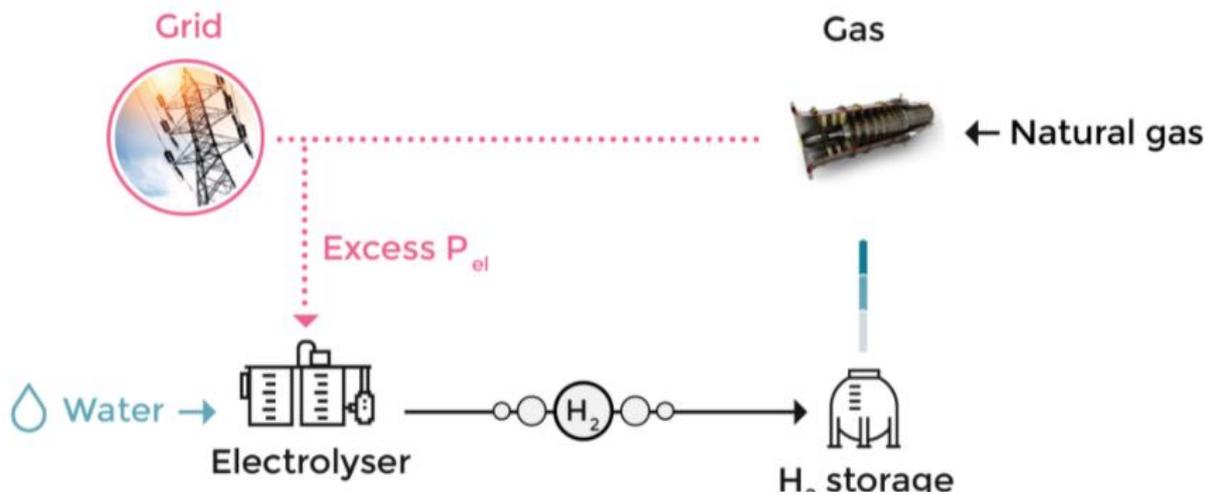


Figura 39: Diagrama de proceso del proyecto FLEXnCONFU [75]

se ve como el electrolizador es alimentado de los excedentes de producción eléctrica y produce una cierta cantidad de hidrógeno que se almacenará y se usará cuando sea preciso. Su uso será como combustible parcial (se espera que un 30% de la mezcla) de una turbina de gas que producirá energía eléctrica. Con ello se conseguirá aumentar la flexibilidad y eficiencia de la planta a la vez que se reducen sus emisiones de gases de efecto invernadero entorno al 20% [75].

- **Jupiter 1000 (Fos-sur-Mer, Francia):** fue el primer proyecto power-to-gas conectado a la red de transporte de gas natural francesa. Esta planta utiliza energía 100% renovable para así poder generar hidrógeno verde mediante dos electrolizadores, uno tipo PEM y otro alcalino con una potencia total de 1MW_e. En la Figura 40 se aprecia como el proyecto incluye a la vez un proceso de captura de CO₂ de una fábrica cercana para que a través de un proceso de metanación se pueda generar un gas sintético de origen renovable que junto al hidrógeno se inyecte en la red de suministro de gas natural.

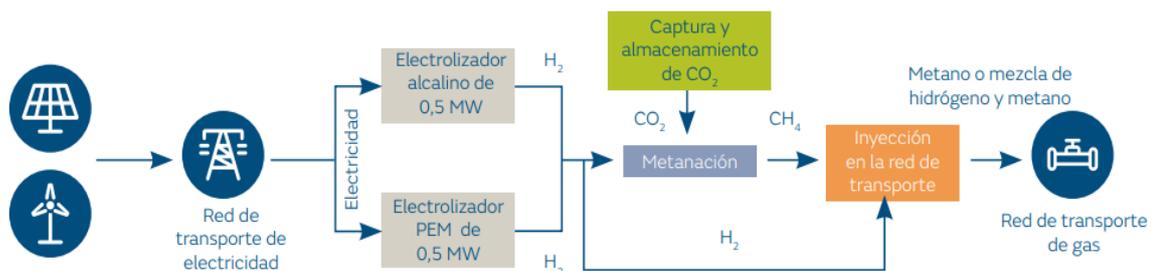


Figura 40: Diagrama de proceso del proyecto Jupiter 1000 [59]

El proyecto se comenzó en el 2014 y finalizó en el 2019, acumulando una inversión total de 30 M€ de los cuales 10 M€ fueron proporcionados por las entidades públicas ERDF (European Regional Development Fund) y ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) con el propósito de consolidar un estudio económico sobre los resultados obtenidos y de esta manera fomentar el desarrollo de los sistemas PtG. En cuanto a producción, la planta está diseñada para producir hasta 25 Nm³/h de metano sintético o 200 Nm³/h de hidrógeno, generando un promedio de 5GWh de energía durante un periodo de 3 años. [59] [77]

- **Robinson (Eigerøy, Noruega):** este proyecto tiene como objetivo descarbonizar las islas mediante el desarrollo de un Sistema de Gestión de Energía (EMS) inteligente, flexible y modular de forma que se

consiga una mejor integración de las fuentes de energía renovables. Igualmente pretende revalorizar el uso de la biomasa y las aguas residuales de forma que pueda alcanzar una optimización y validación de tecnologías innovadoras. Para ello, se integrarán a través de diferentes vectores de energía tecnologías de almacenamiento y energía existentes y en desarrollo. Ejemplo de ello puede ser una pequeña unidad de calor y energía combinada (CHP) basada en una turbina de gas, un digestor anaerobio asistido por sistemas bioeléctricos de manera que se consiga la conversión de residuos líquidos en biometano o las diferentes tecnologías basadas en el hidrógeno (electrolizador y almacenamiento). El estudio se demostrará en Eigerøy, pero se realizarán estudios de replicación a nivel de laboratorio para la isla de Creta (Grecia) y las Islas Occidentales (Escocia).

El proyecto Robinson presenta unos objetivos tecnológicos, socioeconómicos y medioambientales con los que se pretende apoyar a las islas y a Europa a alcanzar la descarbonización mejorando la calidad de vida a la vez que se protege el medio ambiente y se tienen unos costes competitivos listos para el mercado. Dentro de esos objetivos tecnológicos, se pretende desarrollar, integrar y demostrar el uso de una turbina de gas flexible en una CHP que sea capaz de funcionar con gas de síntesis, biométano o hidrógeno verde. Es por ello por lo que también usaría el hidrógeno como vector energético de origen renovable implantando como objetivo el llegar a un combustible con una mezcla de 30% hidrógeno verde. Para generar ese hidrógeno y conseguir que este sea un vector energético clave en el proyecto, se emplea un electrolizador tipo PEM que funciona con el excedente de la electricidad renovable activándose cuando la demanda energética es máxima. Este electrolizador presuriza hasta los 40 bar, y posteriormente se podrá almacenar el hidrógeno en tanques presurizados sobre el suelo o en hidruros metálicos.

El proyecto tendrá una duración total de 48 meses iniciándose en octubre del 2020. Este se dividirá en cinco fases interdependientes estando cada una vinculada los objetivos específicos que se plantean en el proyecto.

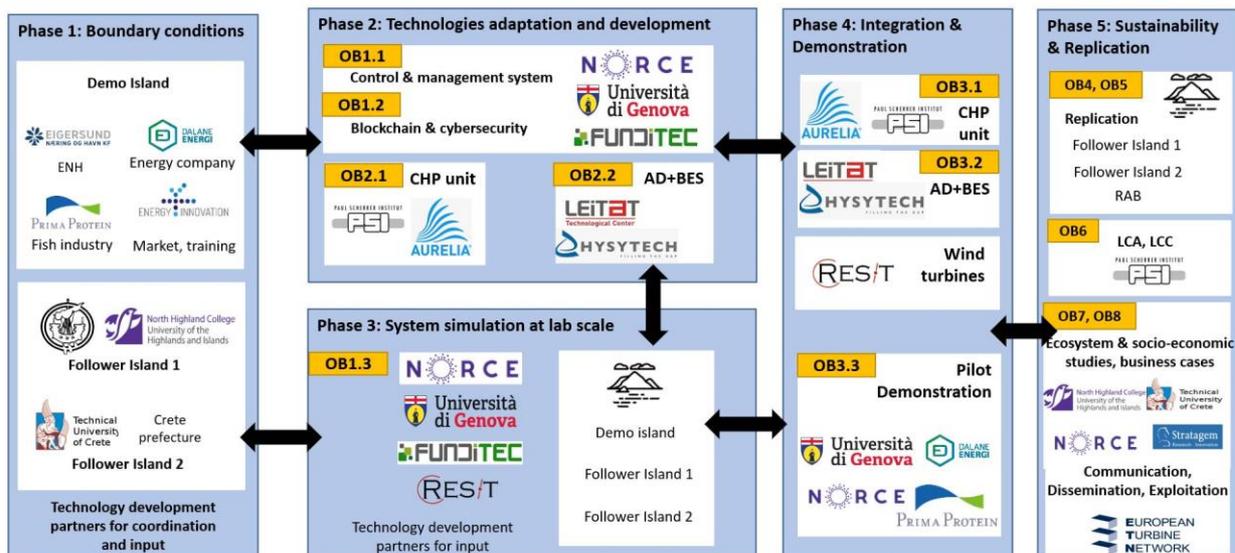


Figura 41: Fases del proyecto Robinson [78]

Como se ve en la Figura 41, dentro de las diferentes fases participarán los diferentes socios del proyecto, de forma que mediante la colaboración conjunta entre socios se alcancen los objetivos y con ello el éxito en el proyecto.

El proyecto está presupuestado en 8,37 M€ de los cuales 7M€ provienen de fondos europeos, y se pretende reducir en gran medida las emisiones de CO₂, así como los costes de generación y transporte de la energía. [78]

- **HyDeploy (Universidad de Keele, Reino Unido):** es un proyecto demostrativo impulsado en el 2018 con el cual se desea conocer el potencial de mezclar hasta un 20% de volumen de hidrógeno en la red de gas natural. Esta primera fase de demostración está centrada en los recursos de la propia universidad, acotando así los posibles problemas de seguridad y salud. En función de los resultados se desarrollarán

una segunda y tercera fase en la década del 2020 abarcando una zona más amplia de suministro. El hidrógeno será producido por electrólisis mediante electricidad 100% renovable para asegurar que sea hidrógeno verde. Para ello se empleará un electrolizador de 0,5 MW_e.

Este proyecto necesitará una inversión de 7,5 M€, financiados íntegramente por Ofgem (The Office of Gas and Electricity Markets) y su finalidad es proporcionar una energía limpia a los hogares. [59] [79]

4.3 TRL de las diferentes X en los P2H2X

En la Figura 42 podemos ver los diferentes sistemas en la cadena de valor del hidrógeno como vector energético en función del nivel de desarrollo que presenta en la actualidad. En ella podemos ver como en su mayoría ningún proceso presenta un nivel de desarrollo a escala comercial, por lo que sigue siendo necesario una mayor inversión en el hidrógeno. Entre las formas de generación de hidrógeno bajas en carbono, vemos como la electrólisis es la que va aumentando con más fuerza debido al bajo coste de la electricidad renovable. Por lo tanto, se está comenzando a dar un gran interés en esta tecnología con la que se espera que se amplíen las capacidades de

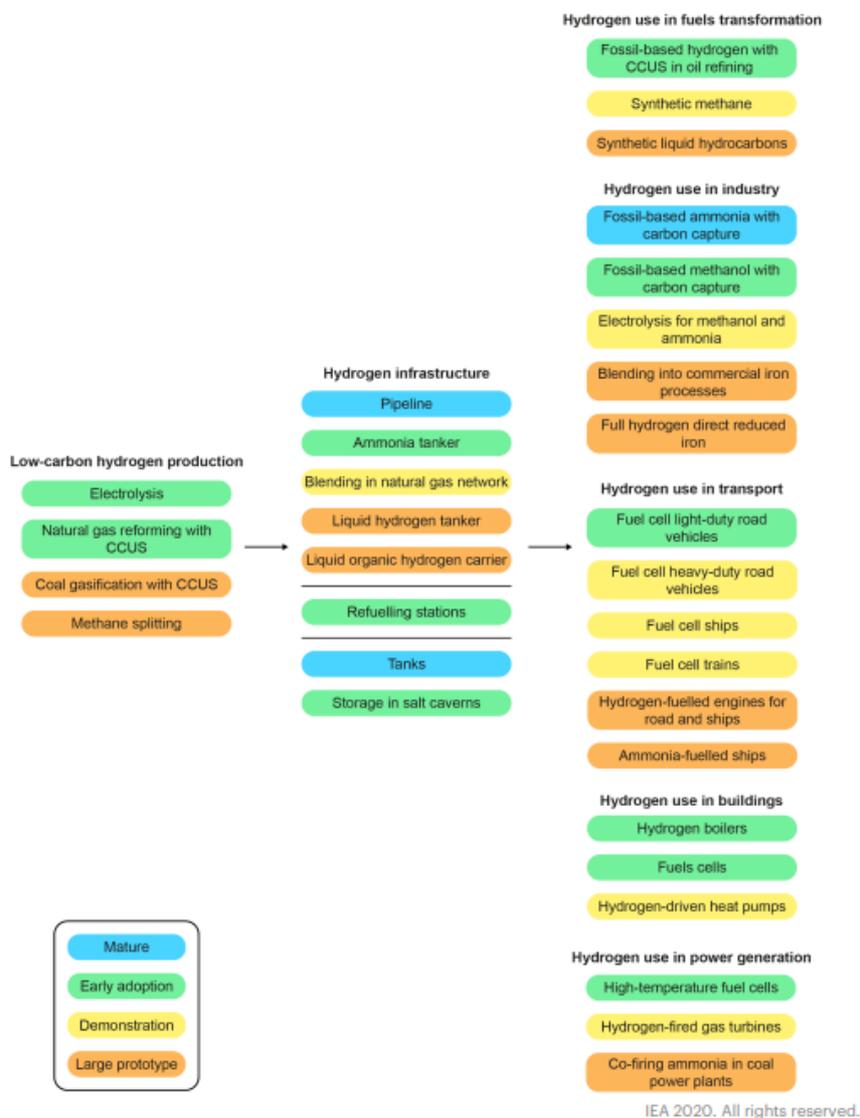


Figura 42: TRL a lo largo de la cadena producción, almacenamiento, transporte y uso del hidrógeno [80]

producción para así poder reducir aún más los costes del hidrógeno. [80] Otra alternativa menos limpia, pero también con una reducción en emisiones de carbono, sería el gas natural reformado con CCUS (Carbon Capture

Utilisation and Storage) con el que se conseguiría una reducción de emisiones pero aún así emitiría una cierta cantidad de carbono en un proceso circular.

Si dejamos de lado la industria química y las refinerías, el uso del hidrógeno está limitado por el desarrollo de avance de la tecnología actual, de manera que, en elementos como vehículos ligeros, generación eléctrica o en la climatización de los hogares se debe seguir e intensificar el desarrollo para que pueda competir tanto económicamente como tecnológicamente con los sistemas actuales.

En cuanto al uso del hidrógeno para el transporte se aprecia que tampoco tiene una TRL alta en este campo, más allá que el de las pilas de combustible en vehículos ligeros. A pesar de ello siguen las investigaciones de manera que se pueda implantar un sistema de hidrógeno en el transporte y haga aún más eficientes los sistemas de los vehículos ligeros (aunque difícilmente podrán competir con los eléctricos) y se permita implantar el hidrógeno también en el transporte pesado como serían los barcos o trenes, donde sí tendría mayor cavida.

Por último, en el campo de la generación eléctrica existe un mayor desarrollo con las pilas de combustible. El uso del hidrógeno en turbinas o microturbinas de gas para producir electricidad aún se encuentra en un estado de demostración, aunque en el caso de industrias como la refinería el hidrógeno se lleva usando bastante tiempo como combustible para sus turbinas, por lo tampoco supone algo novedoso. Sin embargo, aún se necesita bastante desarrollo para poder quemar un 100% de hidrógeno para lo cual Siemens está trabajando y pretende todo listo para el año 2024 (HyFlexPower). Es decir, aún quedan unos años para poder ver sistemas de producción de potencia eléctrica mediante hidrógeno en funcionamiento de forma que sean eficientes y económicamente rentables. [80]Se puede encontrar más información acerca de los diferentes procesos del hidrógeno en la referencia [81].

5 SIMULACIÓN CASO PRÁCTICO

*Me parece haber sido solo un niño jugando en la orilla del mar,
divirtiéndose y buscando una piedra más lisa o una concha más
bonita de lo normal, mientras el gran océano de la verdad yacía ante
mis ojos con todo por descubrir.*

-Isaac Newton-

En este capítulo se pretende hacer una simulación de un sistema P2P de forma que seamos capaces de dimensionar los elementos de forma preliminar. Para ello se harán una serie hipótesis que se deberán tener en cuenta, así como se deberá seguir una metodología para la elaboración de la misma. Siguiendo estos pasos obtendremos una serie de resultados que se analizarán posteriormente. Por último, se realizará el análisis económico,

5.1 Introducción

En la parte inicial del documento se ha expuesto la situación energética actual, haciendo referencia a los problemas que tenemos respecto al cambio climático y como debemos abarcarlos de cara al futuro, teniendo como fin el poder lograr los objetivos impuestos en el acuerdo de París para 2050. A razón de ello postulamos el almacenamiento energético como una herramienta indispensable en ese progreso tecnológico con el que se espera llegar a dichos objetivos. Dentro de esta herramienta que es el almacenamiento, hacemos una clasificación de los diferentes métodos de almacenamiento, y sobre la forma en que se clasifican según sus diversas propiedades. En la sección 3.4 se hace un breve estudio de cada uno de los sistemas de almacenamiento disponibles, exponiendo su principio de funcionamiento y el estado del arte de la tecnología. Uno de los sistemas de almacenamiento con mayor potencial para almacenar energía eléctrica a gran escala y con un horizonte de tiempo estacional es el almacenamiento químico, al cual corresponde el objeto de este estudio. Así, el hidrógeno se postula como la única opción disponible hoy en día para almacenar el excedente de electricidad proveniente de las energías renovables. En la sección 4 se lleva a cabo un detallado análisis de la tecnología P2H2P.

Una vez expuesta una base teórica del estudio, procederemos a la simulación de un caso práctico en el cual recrearemos un sistema P2P desde la producción de energía renovable mediante un parque fotovoltaico o eólico hasta la producción de energía mediante una microturbina de gas, que quemará el hidrógeno que se ha producido con el electrolizador que es alimentado a su vez por la producción de energía renovable. Para ello usaremos un software con el cual podremos calcular la cantidad de hidrógeno que somos capaces de producir a partir de una planta de generación simulada con el System Advisor Model (SAM) [82].

5.2 Motivación

Con este estudio se pretende conocer las características que serán necesarias para la implantación de un sistema de almacenamiento P2P. Para ello hemos supuesto un caso base en el cual produciremos la energía renovable a través de un campo fotovoltaico, siendo esta almacenada en forma de hidrógeno en unos tanques de alta presión para su posterior combustión y transformación de nuevo en energía eléctrica y de calor.

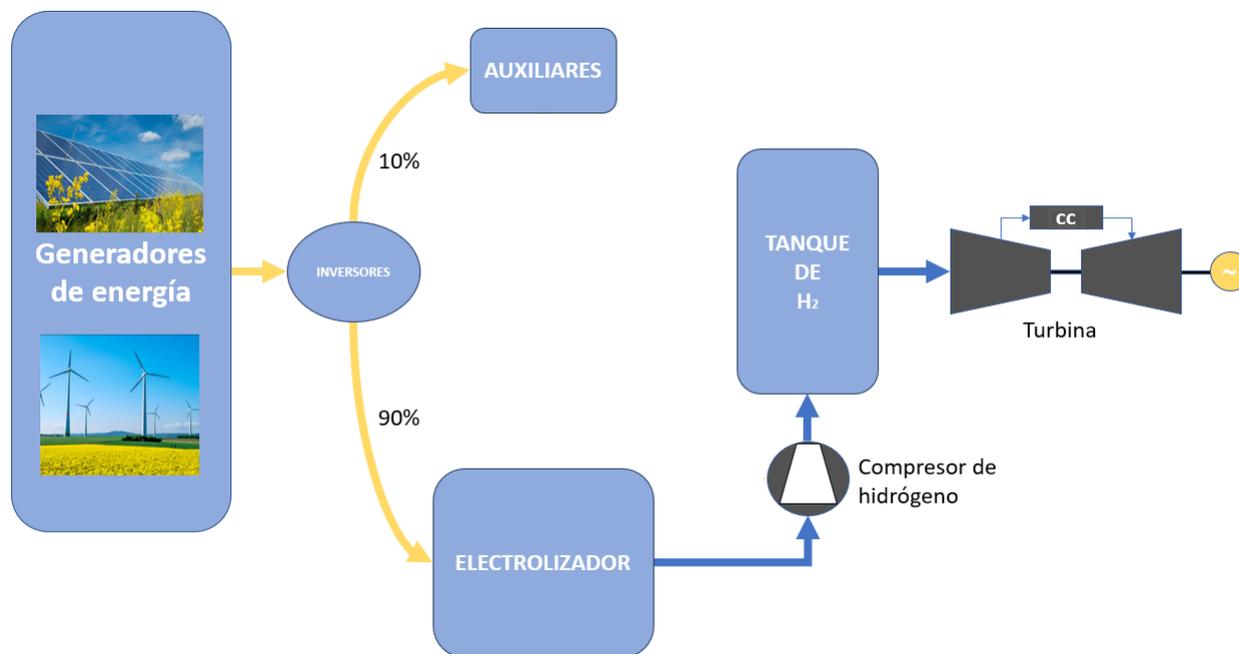


Figura 43: Layout básico del sistema P2P (Propio)

En la Figura 43 se representa un esquema del sistema de almacenamiento P2P, en el cual se diferencian cuatro partes principales como son los generadores de energía renovables, el electrolizador, el sistema de almacenamiento para el hidrógeno y por último la microturbina. Dentro de este sistema aparecen otros elementos como sería el inversor que será el encargado de abastecer de forma correcta al electrolizador y a los elementos auxiliares de la propia planta, dentro de los cuales se incluye también el consumo eléctrico del compresor. El compresor será necesario para comprimir el hidrógeno que salga del electrolizador hasta las condiciones deseadas y soportadas por el tanque, es por ello por lo que a mayor presión de salida nos aporte un electrolizador, menor consumo eléctrico tendremos. En este caso también tendremos que considerar la temperatura del electrolizador, a menudo variable, puesto que, si se tiene una mayor temperatura la producción de hidrógeno en el electrolizador podrá ser mayor, pero dará un hidrógeno a mayor temperatura. Debido a esa mayor temperatura el compresor tendría un peor rendimiento, por lo que debemos elegir a conciencia que una cosa se deberá sacrificar por la otra. No obstante, donde siempre se verá reflejado dicho efecto será en el consumo energético del electrolizador, de forma que a mayor sea la temperatura con la que trabaja el electrolizador, menor será la energía eléctrica que hay que aportar al electrolizador (ver 4.1.1).

Desde el inicio del documento se establece la necesidad de que el hidrógeno consumido sea de origen renovable, para ello, el origen de la electricidad para su producción deberá ser también de origen renovable (por ejemplo un campo fotovoltaico o un campo eólico) de manera que al final del proceso tengamos un hidrógeno verde con una emisión nula de carbono. De esta forma podremos almacenar energía eléctrica de origen renovable y usarla posteriormente sin emitir ningún gas de efecto invernadero.

Así pues, la relevancia del estudio recae en la posibilidad de poder pre-dimensionar un sistema de almacenamiento P2P desde el inicio de producción de energía renovable hasta el final, cuando el hidrógeno verde producido mediante la misma es utilizado para volver a producir energía eléctrica. En el propio estudio obtendremos valores característicos como pueden ser el ratio de eficiencia de la planta, el dimensionamiento de los diferentes elementos que la componen, la capacidad de almacenaje y producción, así como otros valores de interés.

5.3 Metodología

Para la realización del estudio se definió en primer lugar el caso base. Este caso define las condiciones de trabajo con las que hemos realizado el estudio, las cuales establecen inicialmente las siguientes hipótesis:

- El periodo de funcionamiento será el tiempo que funciona el sistema. En el estudio se establecerá un periodo de funcionamiento a la microturbina de 6 horas de manera continua en un día, mientras que el campo fotovoltaico y el electrolizador funcionarán todas las horas útiles del día de forma que no sea necesario sobredimensionar más aún el sistema.
- El electrolizador deberá ser capaz de producir como mínimo el consumo de hidrógeno total que tenga la microturbina para el periodo de funcionamiento establecido. Así mismo el campo fotovoltaico deberá estar dimensionado de forma que sea capaz de alimentar al electrolizador para que este pueda producir la cantidad de hidrógeno requerida.
- A razón de la hipótesis anterior, supondremos que inicialmente el depósito está lleno, debido a que la producción de hidrógeno varía a lo largo del día de manera que se podría dar la casualidad de que en un momento determinado del instante inicial no se produjera la cantidad de hidrógeno suficiente para el correcto funcionamiento de la microturbina.
- El dimensionamiento de la planta fotovoltaica está hecho para que se produzca la cantidad mínima de energía necesaria para el correcto funcionamiento de la planta incluso en el mes de menor producción de energía fotovoltaica. Es por ello por lo que habrá meses en los que el campo fotovoltaico estará sobre dimensionado, pero nos aseguramos la producción de forma continua.
- De la producción total de energía de la planta fotovoltaica supondremos que entorno al 10% de la misma se requiere para abastecer a los sistemas auxiliares.
- Debido a que el dimensionamiento de la planta fotovoltaica está hecho para el mes más desfavorable, tendremos una producción de energía excedente el resto de los meses. Es por ello por lo que los meses en los que la producción energética del campo fotovoltaico sea mayor a la demandada por el electrolizador, dicha energía podrá ser vendida y vertida a la red, no obstante, no se considerará en los cálculos.
- El almacenamiento de hidrógeno será dimensionado de forma que sea capaz de almacenar el hidrógeno producido por el electrolizador a lo largo de un día medio en el mes de mayor producción.
- En el caso de aquellos meses en los que la producción de hidrógeno sea mayor a la demandada se retendrá una cantidad de hidrógeno en los tanques de almacenamiento por posibles deficiencias en la producción de hidrógeno, y el resto podrá ser vendido a otras industrias, no obstante, al igual que en la hipótesis anterior no se considerará en el análisis económico la cantidad excedente.
- La microturbina siempre trabajará al 100% de su capacidad, por lo que el consumo vendrá determinado por el consumo a capacidad nominal de la turbina.
- Supondremos que el compresor va a trabajar a rendimiento constante, aunque muchas veces trabajará a carga parcial. De igual forma trataremos a la microturbina, la cual supondremos que tendrá también un rendimiento constante pese no ser así.
- Puesto que en la actualidad no existe ninguna microturbina que se comercialice quemando un 100% de H_2 (4.1.3.2), supondremos que el rendimiento neto de la misma es constante cuando se cambia de combustible, para así poder determinar la cantidad de hidrógeno que necesita.
- El calor residual de los gases de escape de la microturbina no será considerado en el estudio.
- Cada uno de los sistemas involucrados son analizados para un día medio de cada uno de los doce meses.

Una vez establecidas las hipótesis podemos establecer el procedimiento que hemos seguido a lo largo del estudio basado en el siguiente orden:

5.3.1 Modelado y parametrización de las microturbinas

En primer lugar, se eligen las microturbinas sobre las que se desee realizar el estudio. En nuestro caso elegimos tres microturbinas de diferente potencia (30, 65 y 200 kW) de la productora estadounidense Capstone Green Energy [83]. Dentro de su oferta de tecnología encontramos las tres microturbinas seleccionadas para el estudio las cuales se definen en la Tabla 10. En ella se muestran las distintas características técnicas más relevantes para el estudio de las tres turbinas. Estas nos servirán para poder calcular el consumo necesario de hidrógeno de cada una de las microturbinas.

Microturbina	Potencia [kWe]	Eficiencia eléctrica [%]	Eficiencia cogeneración [%]	Gases de escape [kg/s]	Tª gases de escape [°C]	Voltaje [Vca]
C30	30	26	Hasta 90	0,31	275	400-480
C65	65	29	Hasta 90	0,49	309	400-480
C200S	200	33	Hasta 90	1,3	280	400-480

Tabla 10: Características de las microturbinas seleccionadas [84] [85] [86]

Una vez conocidas las microturbinas, podremos calcular el consumo de hidrógeno que tiene cada una a partir de la energía que proporciona cada una de las microturbinas, así como por el rendimiento de cada una de ellas. Para ello empleamos las siguientes ecuaciones:

$$NHR = P_{MGT} / \eta_{MGT}$$

Siendo:

- NHR : calor neto
- P_{MGT} : potencia que suministra
- η_{MGT} : rendimiento de ña microturbina

Una vez conocemos la energía total aportada a la microturbina y conociendo el poder calorífico inferior (PCI) del hidrógeno, podremos determinar el gasto másico de hidrógeno (\dot{m}_{H_2}) que tendrá cada una de las microturbinas.

$$PCI_{H_2} = 120.011 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{m}_{H_2} [\text{kg/s}] = P_{TOT} / PCI_{H_2}$$

Aplicando estas ecuaciones a las diferentes microturbinas obtemos los resultados de la Tabla 11:

Microturbinas	C30	C65	C200S
Potencia (kW)	30	65	200
Rendimiento (%)	26	29	33
Gasto H₂ (kg/h)	3,46	6,72	18,18
Gasto H₂ (Nm³/h)	38,50	74,79	202,23

Tabla 11: Datos de potencia y gasto de las diferentes turbinas (Propio)

Una vez que se tenga el gasto de hidrógeno, se podrán dimensionar el resto de los componentes.

5.3.2 Modelado y parametrización del electrolizador

Definido ya el consumo de hidrógeno que tendrá cada microturbina, deberemos seleccionar el electrolizador más adecuado para cada una de ellas. Como se ha comentado en los capítulos anteriores el electrolizador es el elemento de la instalación que se encarga de la producción del hidrógeno a través de la energía eléctrica. Entre de los distintos tipos de electrolizadores mencionados en la Tabla 4, para este estudio se ha seleccionado el tipo PEM, puesto que el flujo de energía con el que trabaja es bastante variables y rara vez trabajará a condiciones nominales, además de la madurez que presenta este tipo de electrolizador, lo cual lo convierte en el más idóneo.

En nuestro caso, ante la dificultad de encontrar modelos reales de las diferentes características y curvas de un electrolizador, utilizaremos un modelo teórico [87]. Con este modelo seremos capaces de definir las características de nuestro electrolizador, lo cual nos aportará un consumo energético, a partir del cual podremos dimensionar nuestra planta o campo fotovoltaico. Así mismo modificando el número de stacks de nuestro electrolizador conseguiremos obtener la cantidad de hidrógeno deseada.

Las características del electrolizador tipo PEM seleccionado se muestran a continuación en la Tabla 12. Con objeto de modificar la potencia del electrolizador, y por lo tanto la capacidad de producción de hidrógeno, el número de celdas será variado para cada caso estudiado.

Característica	Valor	Característica	Valor
Área unitaria de la celda [cm ²]	160	P ánodo [bar]	1,01325
Nº celdas	Según caso	P cátodo [bar]	7,09275
δ membrana [cm]	0,0127	α ánodo	0,5
δ ánodo [cm]	0,13	α cátodo	0,5
δ cátodo [cm]	0,13	io ánodo [A/cm ²]	1*10 ⁻⁷
T ^a ánodo [°C]	40-55	io cátodo [A/cm ²]	0,1
T ^a cátodo [°C]	40-55	λ	22

Tabla 12: Propiedades del electrolizador [87]

En esta, se muestran las características más significativas del electrolizador tales como el área de la celda, el número de celdas, el grosor de los componentes (δ), la presión, temperatura, coeficiente de transferencia de carga (α) y densidad de corriente (i) de cátodo y ánodo, así como el contenido de agua en la membrana (λ).

Una vez tengamos el tipo de electrolizador seleccionado, podemos calcular el número de celdas que se usan en función de cada microturbina. Comúnmente, los electrolizadores agrupan sus celdas en stacks, siendo lo más normal ver los stacks formados por 80, 100 ó 120 celdas cada uno. Puesto que tenemos el consumo de cada una de las microturbinas y la tabla de propiedades del electrolizador, tan solo tendríamos que introducir los datos en el software para el cálculo del sistema P2P [88]¹ y comprobar que el electrolizador sería capaz de producir la cantidad necesaria de hidrógeno. En este estudio se ha tomado como valor nominal de la densidad de corriente 2 A/cm² estableciendo así el máximo rango en el que trabajará el electrolizador.

¹ Software tool developed within NEXTMGIT Project (www.nextmgt.com) under European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under Marie Skłodowska-Curie grant agreement No 861079 at University of Seville (Department of Energy).

Para determinar el número correcto de stacks se ha realizado un proceso iterativo con el que se buscaba ajustar la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, de forma que con los datos proporcionados por la misma y las siguientes ecuaciones se pudiera obtener la producción de hidrógeno que puede llegar a proporcionar el electrolizador.

$$V_{stack} = V_{cell} \times N_{cells}$$

$$P_{stack} = V_{stack} \times I$$

$$\dot{m}_{H_2} = 80,676 \times \frac{N_{cells} \times I \times \epsilon_i}{2F}$$

Siendo ϵ_i la eficiencia de Faraday y F la constante de Faraday (F=96500 C/mol)

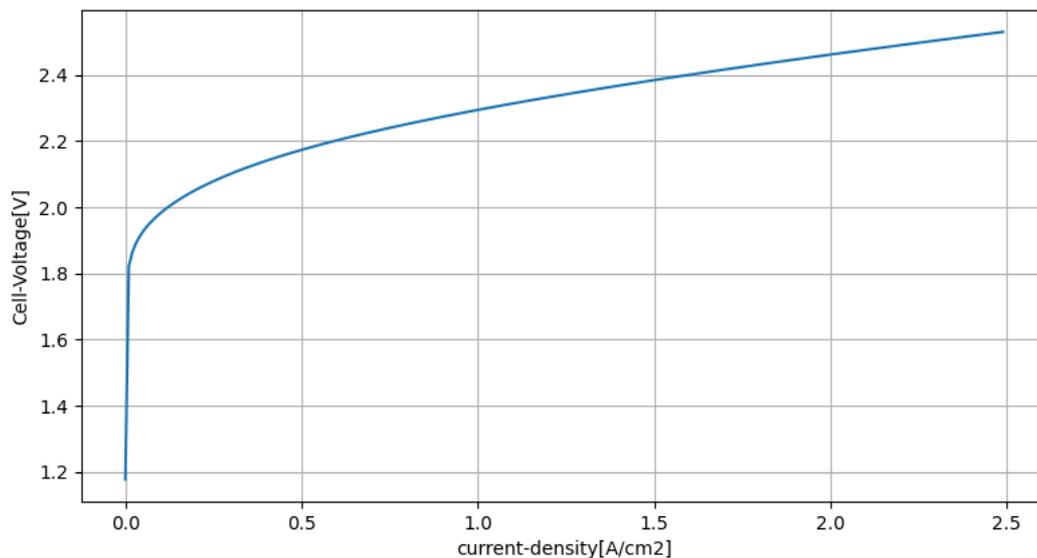


Figura 44: Densidad de corriente frente a voltaje de la celda [88]

Realizado este proceso los datos obtenidos son los mostrados en la Tabla 13 en la cual se muestran los datos individualizados por cada modelo de microturbina:

Microturbina	Tª electrolizador [°C]	Nº de stacks	Celdas por stack	H ₂ generado a potencia nominal del electrolizador [Nm ³ /h] y potencia nominal [kW]
C30	50	3	100	39,87 / 236,275
C65	50	6	100	79,75 / 472,6
C200S	50	19	80	202,045 / 1197,12

Tabla 13: Generación de hidrógeno por electrolizador y tipo de microturbina [88]

Como vemos en la Tabla 13, los valores de producción de hidrógeno por unidad de tiempo son bastante semejantes a los de la Tabla 11, puesto que de esta manera no sobredimensionaremos el sistema en exceso.

5.3.3 Modelado y parametrización del campo fotovoltaico

Una vez dimensionalizado el electrolizador, para que este pueda producir hidrógeno, será necesario aplicarle una cierta cantidad de energía. Para generar esa energía se diseña de forma básica un campo fotovoltaico mediante SAM [82], el cual posteriormente será añadido como un fichero “.JSON” al software del sistema P2P, el cual nos proporcionará la cantidad de hidrógeno producida con dicho campo fotovoltaico.

Para el dimensionamiento del campo fotovoltaico hemos tenido en cuenta que no todos los meses se producirá la misma cantidad de energía, es por ello que, con el fin de poder abastecer todos los meses al electrolizador, se ha dimensionado el campo respecto al mes de menor producción. Con ello podremos asegurar que todos los meses el electrolizador será capaz de producir la cantidad de hidrógeno necesaria. Como emplazamiento del campo fotovoltaico se ha seleccionado Sevilla, por tanto, se han tenido que adaptar las inclinaciones de los distintos módulos a la localización establecida. Una vez determinada la localización, se ha de seleccionar el tipo de módulo fotovoltaico, así como establecer la cantidad de módulos en serie y en paralelo, de forma que nos proporcione la tensión y la corriente deseada.

En nuestro caso el módulo seleccionado es el “SunPower-X-22-370” [82] siendo de procedencia estadounidense cuenta con una potencia pico de 370 W. Como ya dijimos, el sistema necesitará corriente continua para el stack y alterna para los auxiliares. Debido a ello, es necesario a poner un inversor, asumiéndose a efectos prácticos un inversor con un rendimiento del 100%. El inversor seleccionado es el “Yaskawa Solectria Solar: SGI 500 XTM [380V]” [82] y dependiendo de la potencia instalada en el campo fotovoltaico serán necesarios más o menos inversores. Con todo ello generamos los distintos campos fotovoltaicos y tenemos la Tabla 14 donde se muestran las características más generales del modelado.

Microturbina	Módulos en serie	Módulos en paralelo	Nº de inversores	Factor de capacidad [%]	Área ocupada [m ²]	Potencia kW
C30	10	130	1	18,5587	2119	507
C65	10	250	2	18,5432	4075	1014
C200S	10	620	7	18,4617	10106	3549

Tabla 14: Dimensionamiento fotovoltaico para los distintos casos según la microturbina a la que abastezca [82]

Tras los diversos ensayos se determina que el mes con una menor producción de energía eléctrica es el mes de diciembre, por ello, podemos decir que con los datos de la Tabla 14, para el resto de los meses tendremos un excedente de producción, que como se ha comentado anteriormente en las hipótesis, podría ser vendida y vertida a la red, no obstante, no es objeto de este estudio. Muestra de este sobredimensionamiento en el parque

fotovoltaico se puede ver en las siguientes gráficas:

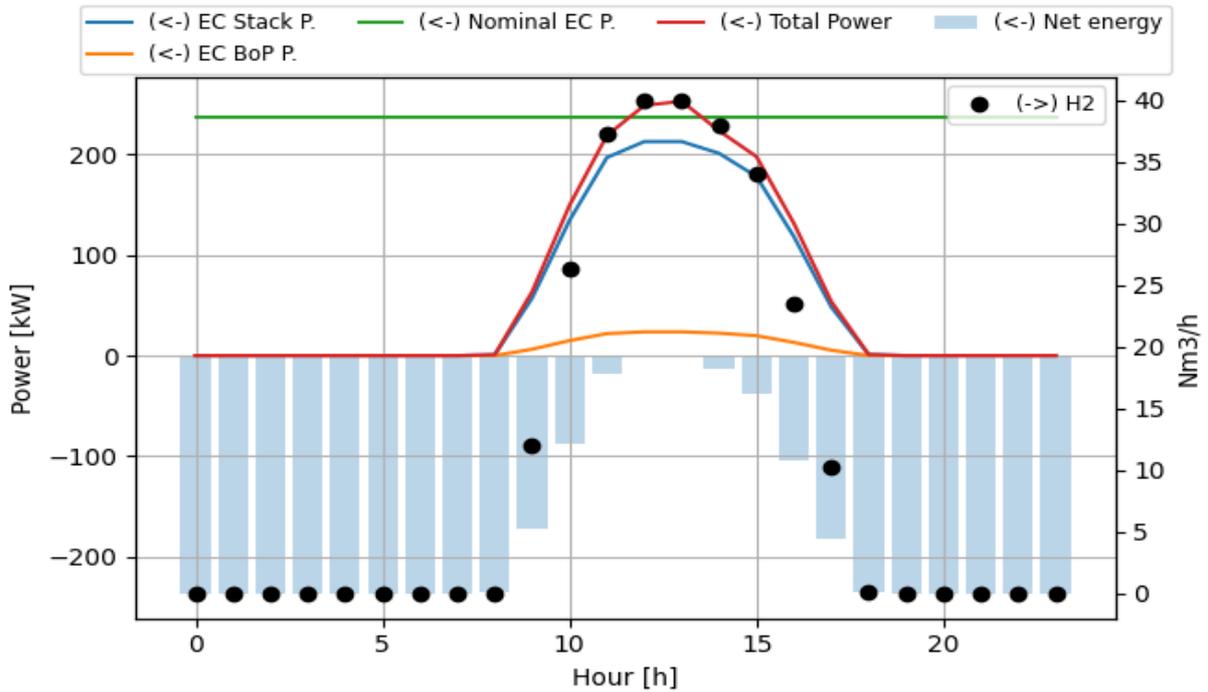


Figura 45: Parámetros de producción del sistema P2P para el mes de diciembre [88]

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** vemos como la producción de energía eléctrica por parte del campo fotovoltaico (curva roja) coincide casi por completo con la suma de la energía consumida por el electrolizador para la producción de hidrógeno (curva azul) más el consumo energético de los sistemas auxiliares (curva naranja) de forma que tendríamos una dimensionalización adecuada. Así mismo, podemos apreciar un pequeño plano en la curva del electrolizador, lo cual nos marca el periodo en el que el electrolizador funciona a potencia nominal, es decir, a su máxima capacidad de producción.

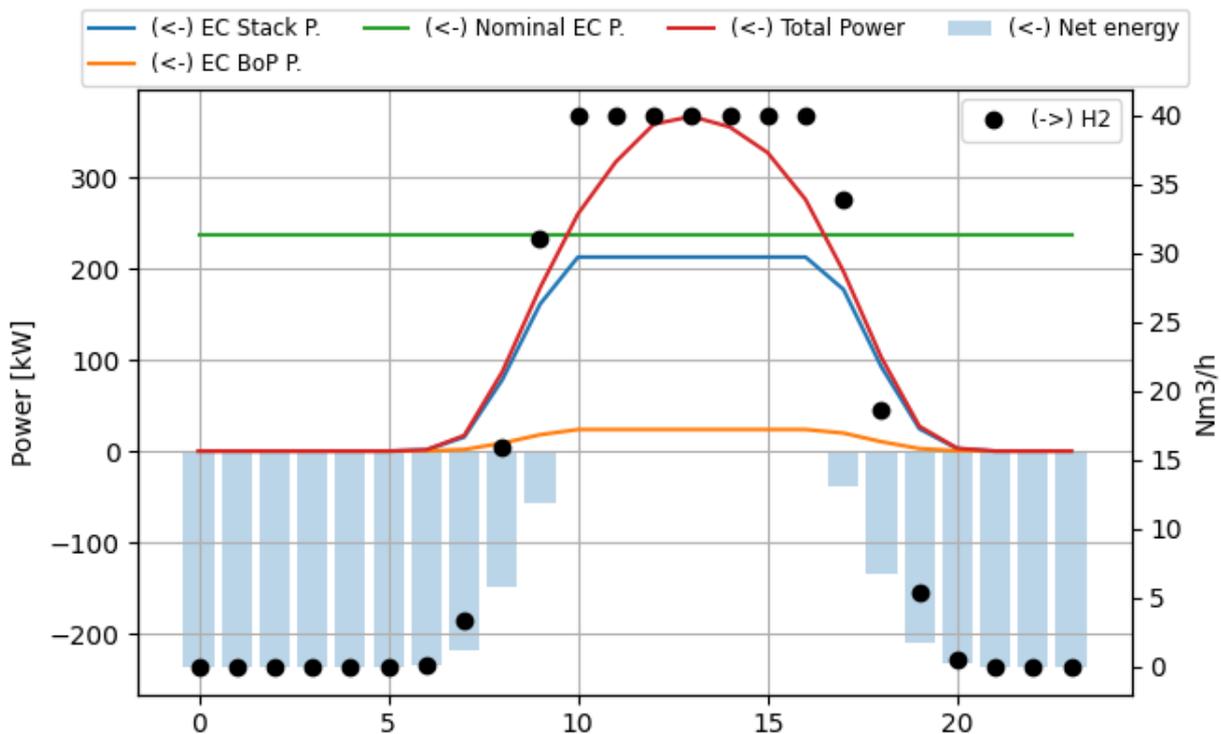


Figura 46: Parámetros de producción del sistema P2P para el mes de junio [88]

Si la comparamos con la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, vemos como en este caso la producción eléctrica es mucho mayor a la suma de las otras dos. Por tanto, en este caso el campo estaría sobredimensionado para este mes. No obstante, una mayor producción eléctrica también conlleva una mayor producción de hidrógeno. Esto es fácilmente visible en la gráfica, puesto que, en este caso, el plano de la curva del electrolizador se mantiene más durante el tiempo, es decir, funciona durante un mayor periodo de tiempo a capacidad nominal.

En ambas gráficas se representan también una serie de barras azules que se corresponden con la diferencia de energía que existe entre la producida por el campo fotovoltaico y la que consumiría el electrolizador a capacidad nominal. Es decir, sería la línea roja menos la verde. Es por ello que en las horas iniciales y finales del día este valor es negativo, puesto que la producción de energía eléctrica por parte del campo fotovoltaico sería insuficiente. En cuanto a los puntos negros; estos se corresponden con la producción de hidrógeno a cada hora. Si se observa la gráfica en detalle se ve como estos puntos siguen la misma geometría que la curva de la energía consumida por el electrolizador para la producción de hidrógeno, manteniendo la máxima producción de hidrógeno en condiciones nominales del electrolizador y mostrando al igual que la línea azul planos de producción en las horas de mayor producción de energía renovable procedente de la fotovoltaica.

5.3.4 Modelado y parametrización de los tanques de almacenamiento

Una vez es producido el hidrógeno, este es almacenado en tanques diariamente para su posterior uso, puesto que entre las hipótesis se menciona la necesidad de contar con el hidrógeno desde el momento N-1, es decir, la producción de un día será la que se empleará para el siguiente. Para el dimensionamiento de los tanques hemos considerado como parámetro de diseño que el espacio ocupado por el sistema de almacenamiento en m² se prácticamente el mismo, es decir, se intentará modificar lo menor posible la geometría del tanque. Para ello lo fijaremos las condiciones medidas del depósito e iremos variando la presión entre los distintos casos. Esto lo haremos siempre que no se requiera una presión excesivamente alta en el depósito, lo cual podría entrañar unos mayores riesgos. También consideraremos que todos estarán fabricados por el mismo material, de forma que las propiedades físicas sean las mismas. De esta manera tenemos que los tanques quedan caracterizados mediante los parámetros de la Tabla 15:

Microturbina	Presión [bar]	Diámetro [m]	Altura [m]	Capacidad [kgH ₂]
C30	60	0,4	1,87	3,935
C65	120	0,4		7,4435
C200S	120	0,6		18,655

Tabla 15: Parámetros para la caracterización de un tanque de almacenamiento

5.4 Resultados

Una vez que hemos dimensionado los distintos elementos del sistema Power-To-Power y siendo ya introducidos en el software del sistema P2P, tendremos una serie de resultados. Estos se mostrarán a continuación, y se refieren a cada una de las microturbinas por separado, de forma que se puedan analizar de manera individualizada cada uno de los distintos casos supuestos inicialmente.

5.4.1 Análisis de resultados de la microturbina C30

Una vez que tenemos dimensionados los distintos equipos que componen el caso de la microturbina C30 tenemos los resultados de la Tabla 16. Contemplando los datos de la Tabla 11, vemos como esta microturbina consume 3,46 kg/h de H₂, por lo que teniendo en cuenta la producción diaria de hidrógeno, obtenemos una cierta cantidad de hidrógeno sobrante. De igual forma pasará en el resto de las microturbinas.

Mes	Producción H ₂ kg/día	Excedente de H ₂ kg/día	Producción H ₂ kg/mes	Nº de tanques	Consumo eléctrico del electrolizador MWh/mes	Producción energía eléctrica de la planta fotovoltaica MWh/mes	Excedente de energía eléctrica MWh/mes	Consumo compresor kWh/día
Enero	30,535	9,7676	796,2529	8	51,6292	56,6392	5,01	20,68
Febrero	33,681	12,9136	789,5349	9	51,2234	58,8228	7,5994	22,6
Marzo	36,289	15,5216	935,5921	10	60,7248	73,4247	12,6999	24,53
Abril	38,474	17,7066	972,5986	10	63,0736	75,3695	12,2959	26,17
Mayo	41,633	20,8656	1083,5476	11	70,4366	88,6358	18,1992	28,15
Junio	41,717	20,9496	1051,1513	11	68,2519	85,722	17,4701	28,2
Julio	41,55	20,7826	1080,8177	11	70,2816	89,0691	18,7875	28,06
Agosto	40,639	19,8716	1051,9373	11	68,4022	87,6122	19,21	27,39
Septiembre	37,845	17,0776	953,1207	10	61,9667	75,937	13,9703	25,56
Octubre	33,394	12,6266	865,0552	9	56,0245	62,8187	6,7942	22,37
Noviembre	30,574	9,8066	771,6778	8	49,944	54,6611	4,7171	20,7
Diciembre	28,348	7,5806	726,654	8	46,8755	47,7666	0,8911	19,07

Tabla 16: Resultados de la simulación para el caso de la microturbina C30 [88]

En la Tabla 16, tenemos distintos parámetros que presentan un interés especial. En ella podemos ver como el excedente de energía es mínimo en el mes de diciembre si lo comparamos con el resto de los meses, siendo ello debido a que el dimensionamiento del campo fotovoltaico se ha realizado tomando como referencia dicho mes. Por el contrario, el resto de los meses sí que presentan un gran excedente, como es el caso de junio que presenta un exceso de entorno al 25%. Así mismo, la producción de ambos meses se representan en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** respectivamente. De esta forma vemos como la producción de hidrógeno aumenta durante los meses de verano, al igual que la producción de energía eléctrica renovable lo cual tiene sentido al ser directamente proporcionales. Con respecto al dimensionamiento de tanques, tal y como se ha indicado en el 5.3.4 el dimensionamiento se debería hacer para el día medio del mes con mayor producción de hidrógeno. A razón de la localización seleccionada, al encontrarse la misma en el hemisferio norte, el mes con mayor producción de energía y por ende de hidrógeno de origen renovable, es el mes de junio. Por tanto, en este caso tendríamos que instalar un sistema de almacenamiento compuesto por 11 tanques, independientemente del mes que se analice. Con ello siempre tendríamos un suministro continuo de hidrógeno y si por cualquier circunstancia algún día hubiera una menor producción, existiría un retén que nos permitiría seguir operando. Con respecto el consumo del compresor vemos que al igual que el resto de variables en los meses de mayor producción de hidrógeno su consumo es mayor, puesto que deberá mover y presionar un mayor caudal de hidrógeno.

5.4.2 Análisis de resultados de la microturbina C65

Al igual que en el caso anterior, una vez que tenemos los resultados, los introducimos en el software del sistema P2P y obtenemos los siguientes resultados:

Mes	Producción H ₂ kg/día	Excedente de H ₂ kg/día	Producción H ₂ kg/mes	Nº de tanques	Consumo eléctrico del electrolizador MWh/mes	Producción energía eléctrica de la planta fotovoltaica MWh/mes	Excedente de energía eléctrica MWh/mes	Consumo compresor kWh/día
Enero	53,55	13,2089	1567,7687	8	101,5405	108,9215	7,381	57,07
Febrero	58,362	18,0209	1558,7746	8	101,0511	113,1207	12,0696	63,2
Marzo	62,88	22,5389	1849,4719	9	119,9653	141,2013	21,236	67,11
Abril	67,47	27,1289	1914,619	10	124,0217	144,9413	20,9196	72,88
Mayo	72,6	32,2589	2145,3688	10	139,399	170,4535	31,0545	78,44
Junio	72,75	32,4089	2081,0932	10	135,0705	164,8501	29,7796	78,68
Julio	72,442	32,1009	2140,1265	10	139,1008	171,2867	32,1859	78,22
Agosto	70,7665	30,4254	2084,4522	10	135,4866	168,4849	32,9983	75,73
Septiembre	65,827	25,4859	1884,4688	9	122,4383	146,0327	23,5944	71,39
Octubre	57,800	17,4589	1708,2328	8	110,5565	120,8051	10,2486	62,34
Noviembre	53,348	13,0069	1511,8395	8	97,6826	105,1176	7,435	57,08
Diciembre	48,297	7,9554	1417,9246	7	91,2721	91,8589	0,5868	51,15

Tabla 17: Resultados de la simulación para el caso de la microturbina C65 [88]

En la Tabla 17 se muestran los resultados obtenidos para el caso de la microturbina C65. Respecto los datos de producción de energía e hidrógeno en los periodos analizados vemos como siguen la misma tendencia. Aumentan en los meses más cálidos y en los meses más fríos disminuye. Al igual que pasa con la energía que consume el electrolizador. El único aspecto que nos interesa destacar en este caso con respecto al anterior caso es el menor número de tanques. Esto es debido a la mayor presión con la que se almacena el hidrógeno en este caso, siendo de 120 bar. Esta mayor presión nos permite almacenar una mayor cantidad de hidrógeno en el mismo volumen que en el caso anterior. Por ello en este caso el conjunto de almacenamiento estaría compuesto por 10 tanques, siendo este el número de tanques necesario para almacenar el hidrógeno producido en el día medio del mes con mayor producción.

5.4.3 Análisis de resultados de la microturbina C200S

Este caso se resume igual que los anteriores, de forma que vemos los resultados de la simulación en la Tabla 18. En este caso también contaremos con 10 tanques para el almacenamiento de hidrógeno diario. Sin embargo, en este caso, tal y como se expuso en la Tabla 15 las dimensiones del tanque son mayores y la presión se mantiene en los 120 bar. Esto se debe a que, si mantenemos las dimensiones de los tanques constantes, y queremos tener un área de almacenamiento similar entre los distintos casos, sería necesario aplicar una gran presión, mucho superior a los 200 bar que suelen tener los tanques de este tipo en uso comercial.

Mes	Producción H ₂ kg/día	Excedente de H ₂ kg/día	Producción H ₂ kg/mes	Nº de tanques	Consumo eléctrico del Electrolizador MWh/mes	Producción energía eléctrica de la planta fotovoltaica MWh/mes	Excedente de energía eléctrica MWh/mes	Consumo compresor kWh/día
Enero	134,392	25,3111	3938,5725	8	254,9456	270,1253	15,1797	143,69
Febrero	146,710	37,6291	3921,7344	8	254,135	280,5395	26,4045	159,45
Marzo	157,925	48,8441	4649,2922	9	301,4204	350,1793	48,7589	169,13
Abril	169,309	60,2281	4809,4426	10	311,3542	359,4545	48,1003	183,27
Mayo	182,731	73,6501	5405,8612	10	351,1785	422,7246	71,5461	198,37
Junio	183,107	74,0261	5243,7232	10	340,2673	408,8282	68,5609	198,94
Julio	182,347	73,2661	5392,8706	10	350,439	424,791	74,352	197,75
Agosto	178,178	69,0971	5254,6234	10	341,4758	417,8425	76,3667	191,63
Septiembre	165,576	56,4951	4744,8507	9	308,1833	362,1612	53,9779	180,33
Octubre	145,168	36,0871	4290,3331	8	277,5043	299,5966	22,0923	156,98
Noviembre	133,628	24,5471	3787,8054	8	244,521	260,6916	16,1706	142,97
Diciembre	120,566	11,4851	3539,8042	7	227,5563	227,8101	0,2538	127,86

Tabla 18: Resultados de la simulación para el caso de la microturbina C200S [88]

5.4.4 Análisis general de las simulaciones

Tal y como se aprecia en los diferentes casos, la tendencia de producción y consumo es similar entre los diferentes casos. Es por ello que podemos afirmar que tendremos una gran dependencia no solo con respecto la tecnología seleccionada, sino con el propio ambiente y localización en la que se establezca la planta. Como se ha mencionado en repetidas ocasiones, hay un sobredimensionamiento de la planta fotovoltaica de forma que el electrolizador no será capaz de aprovechar toda la energía que genera el campo fotovoltaico en la mayor parte de los casos. Es por ello que se puede decir que el factor de capacidad del electrolizador será bajo. Si comparamos los sistemas entre ellos obtenemos:

Datos anuales	C30	C65	C200S
Producción de energía eléctrica PV	782,23 MWh	1503,69 MWh	3711,12 MWh
Consumo eléctrico del electrolizador	718,83MWh	1417,58 MWh	3562,98 MWh
Consumo eléctrico del compresor	8,93 MWh	24,74 MWh	62,38 MWh
H ₂ producido	11077,94 kg	21864,14 kg	54978,91 kg
Producción anual de la MGT	65700 MWh	142350 MWh	438000 MWh
Eficiencia de almacenamiento	50,73%	50,52%	50,54%
Factor de carga del electrolizador	35,28%	34,81%	34,55%
Round-trip efficiency P2P	13,19%	14,65%	16,68%

Tabla 19: Comparativa anual de los diferentes casos [88]

Antes de comentar la Tabla 19, definiremos el concepto de Round-trip efficiency. El round-trip efficiency es la cantidad de energía eléctrica retornada a la red en el proceso de descarga respecto de la energía absorbida.

$$\text{Round - trip eff.} = \frac{\text{Energía eléctrica a la salida}}{\text{Energía eléctrica a la entrada}}$$

Una vez definido el round-trip efficiency, con ayuda del esquema mostrado en la Figura 47 podremos caracterizar los distintos parámetros del sistema, viendo como en cada uno de ellos el aprovechamiento de la energía es diferente.

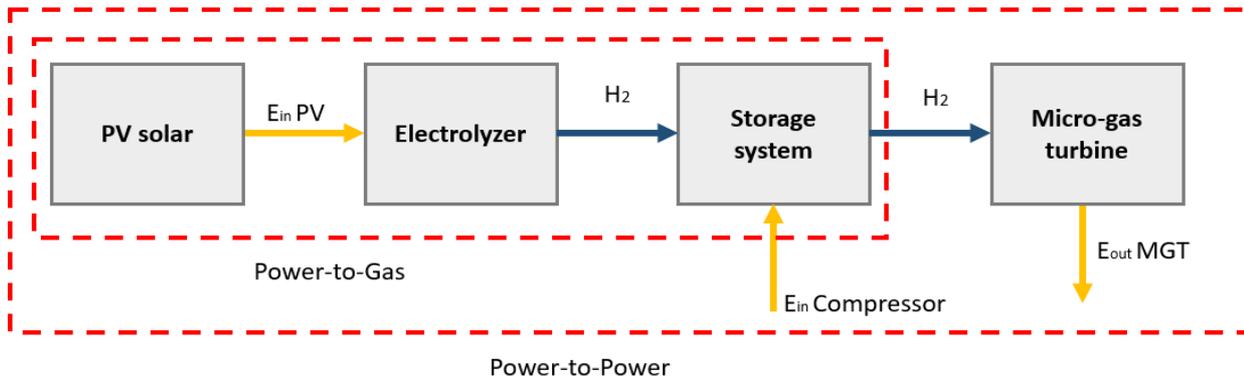


Figura 47: Esquema simple del sistema P2P (propio)

En primer lugar, definiremos el round-trip efficiency del sistema P2P en su conjunto. Previo a ello, deberemos saber que la energía que sale u obtenemos del sistema P2P no solo puede hacer referencia a la que proporciona la microturbina, puesto que siempre estamos produciendo una cierta cantidad de hidrógeno que dejamos como excedente. Es por ello que, con el fin de contemplar todos los recursos obtenidos, añadiremos al numerador la cantidad de hidrógeno almacenado que también ha sido transformada empleando la energía fotovoltaica cedida al electrolizador y la energía del compresor. Es decir, con esto evitamos que nos salgan unos valores absurdamente bajos a la vez que damos una mayor precisión al estudio. No obstante, para poder realizar este cálculo sería necesario multiplicar la energía del hidrógeno almacenado por el rendimiento de la microturbina de forma que evitamos la suma de energía eléctrica con energía química, puesto que al multiplicarlo por el rendimiento de la microturbina utilizaríamos el mismo como un factor de conversión.

$$\text{Round - trip eff. P2P} = \frac{\text{Energía MGT} + (kg_{H_2} \times PCI_{H_2})_{\text{Almacenado}} \times \eta_{MGT}}{\text{Energía}_{EC} + \text{Energía}_{Comp.}}$$

Por otra parte, encontraríamos la eficiencia del almacenamiento la cual contemplaría como energía de salida la cantidad de hidrógeno que produce el sistema, y como datos de entrada tendríamos que tomar la energía procedente tanto del campo fotovoltaico, como del compresor de tal forma que tendríamos:

$$\text{Eficiencia de almacenamiento} = \frac{kg_{H_2} \times PCI_{H_2}}{\text{Energía}_{EC} + \text{Energía}_{Comp.}}$$

Por último, tendríamos el factor de capacidad del electrolizador. Para analizar este no tenemos en cuenta ninguna energía, sino que consideramos la cantidad de hidrógeno que produce, frente la que podría haber producido si funcionase a capacidad nominal durante todo su periodo de funcionamiento.

$$\text{Capacity Factor electrolyzer} = \frac{kg_{H_2} \text{ producidos}}{kg_{H_2} \text{ podría haber producido a capacidad nominal si hubiera operado 8760 h al año}}$$

Con estas ecuaciones completaremos los valores de la anterior tabla.

Respecto la Tabla 19, vemos como las tres primeras filas de datos tan solo muestran unos datos anuales de consumo y producción de los diferentes casos. En ellos vemos como a medida que la potencia de la microturbina

aumenta, también lo hacen los consumos de electrolizador y compresor, puesto que una mayor potencia demanda una mayor cantidad de flujo de combustible que se debe generar y almacenar.

En las siguientes filas tenemos los resultados de las diferentes round-trip efficiency del P2G y P2P y el factor de capacidad del electrolizador. Pese a tener los tres valores, el que más nos puede interesar es el último, el round-trip efficiency del sistema P2P, puesto que abarcaría el conjunto de todo el sistema que es estudiado. En ellos se ve como a medida que la potencia aumenta el factor se hace mayor, es decir, aprovecha mejor la energía de entrada.

Por último, si comparásemos estos resultados con otras tecnologías, como pudieran ser las pilas de combustible, veríamos una gran diferencia en los round-trip efficiency puesto que estas presentan un mejor aprovechamiento de la energía.

5.5 Análisis tecno-económico

5.5.1 Introducción

En este apartado buscaremos hacer un breve análisis tecno-económico de un sistema Power-to-Power. Para ello analizaremos en primer lugar el LCOE (Levelized Cost Of Energy) del campo fotovoltaico, con el cual calcularemos el precio mínimo al que se debería vender la energía para obtener un beneficio. En nuestro caso, como no contemplaremos el caso de venta de energía, lo usaremos para poder calcular posteriormente el precio del hidrógeno. Una vez tengamos el LCOE de la fotovoltaica, podremos calcular el LOCH (Levelized Cost Of Hydrogen). Una vez tengamos este valor, sabremos el valor del hidrógeno verde que posteriormente se quemará en las microturbinas. Por último, calcularemos el LCOE de las microturbinas, de forma que tendremos el precio mínimo al que deberemos vender la energía para sacar un beneficio de dicha planta.

5.5.2 Hipótesis para los cálculos económicos

Para los diferentes cálculos económicos supondremos una serie de hipótesis que podrán afectar en mayor o menor medida al coste final del hidrógeno.

- Supondremos unos costes variables de operación nulos para la planta fotovoltaica puesto que este tipo de costes abarca posibles imprevistos que no se consideraran.
- El periodo de estudio del análisis económico se referirá a la vida útil de la planta, la cual se situará en unos 20 años.
- Tendremos un ratio o tasa de inflación de 2,5% siendo el valor proyectado para España en el 2021 [89].
- La TIR la supondremos de un 13% siendo esta la tasa de retorno de la inversión.
- Supondremos que, del coste capital de la planta, un 60% se establece como préstamo, por lo cual cuenta como deuda.
- Se supondrá una tasa de interés de retorno de la deuda del 9% anual.
- La tasa de impuestos se estimará del 30%.
- Estimaremos la ratio de construcción nominal del 8%.
- Estimaremos un ratio \$/€ de 0,8427.

5.5.3 Cálculo del LCOE de la planta fotovoltaica

Como se ha dicho anteriormente, comenzaremos con el cálculo económico de esta parte del sistema puesto que a partir de ella podremos determinar el resto de los costes asociados al hidrógeno. Para ello el parámetro que buscaremos calcular es el LCOE que no es más que el precio mínimo al que se debería vender la energía para hacer rentable el proyecto. En nuestro caso, puesto que no consideraremos la venta de energía excedente, lo usaremos como el coste que supone generar la energía eléctrica para producir el hidrógeno. El LCOE se calcula

como:

$$LCOE = \frac{FCR \times TCC + FOC}{AEP} + VOC$$

Siendo cada parámetro:

- FCR: costes fijos de la instalación
- TCC: coste capital de la instalación
- FOC: costes de operación y mantenimiento
- AEP: producción eléctrica anual en kWh
- VOC: costes variables de operación

Según las hipótesis el primer parámetro del que nos podemos deshacer es el VOC, puesto que lo hemos considerado nulo.

El valor de AEP vendrá determinado por cada instalación según se muestra en la Tabla 19 de forma que tan solo deberíamos pasarlo a kWh. Para determinar el coste capital de la instalación nos basaremos en los precios del año 2019 según IRENA. Estos dan un rango de valores aproximado, que varía en función de la instalación, no obstante, también aportan un precio medio del kW instalado, siendo este el que tomaremos como valor de referencia. Este determina que el coste de una instalación fotovoltaica está entorno los 995\$/kW instalado [90] que serían unos 841€/kW. Este dato sería el TCC, mientras que el valor del FCR lo obtendríamos del SAM, siendo este 0,096 para los tres casos. Una vez tenemos el dato, con la potencia del campo fotovoltaico dado en la Tabla 14, podremos calcular este coste.

Por último, deberíamos estimar los costes operacionales. Al igual que para el coste capital de la planta en función de la potencia instalada, IRENA propone una serie de valores que varían en función de la región, la tipología de la instalación, etc. Sin embargo, también establece un precio medio para el coste operacional de la planta con un valor de 9,5\$/kW anual, es decir, unos 8€/kW. Con todo ello obtenemos los resultados de la Tabla 20:

Caso	C30	C65	C200S
LCOE (€/kWh)	0,0567	0,0568	0,057

Tabla 20: LCOE del campo fotovoltaico para los distintos casos según la microturbina final [88]

5.5.4 Cálculo del LCOH

Una vez que tenemos definido el LCOE de la planta fotovoltaica, podemos proceder a calcular el precio del hidrógeno, el LCOH. Para ello consideraremos en este apartado tanto el electrolizador, como el sistema de almacenamiento. Dentro de ellos deberemos de tener varios aspectos que analizaremos por separados, tales como el coste del electrolizador, el coste del agua, el coste de los tanques, etc. Con todo ello conseguiremos obtener un coste que nos defina el precio mínimo a lo que debemos de vender el hidrógeno. Este se consigue aplicando:

$$LCOH = \frac{C_{LCC,a}}{E_{H_2,a}}$$

Siendo C_{LCC} el coste de la instalación en su ciclo de vida y E_{H_2} la cantidad de hidrógeno producida en un año.

Debido a que la cantidad de hidrógeno producida ya la hemos calculado con anterioridad, vamos a centrarnos en esta parte a determinar el valor del numerador de la ecuación anterior. Para ello en primer lugar vamos a desintegrar dicho término de forma que tenemos que:

$$C_{LCC,a} = C_{cap,a} + C_{fom,a} + C_{vom,a}$$

Donde:

- $C_{cap,a}$ → coste capital
- $C_{fom,a}$ → costes fijos de operación y mantenimiento
- $C_{vom,a}$ → costes variables de operación y mantenimiento

Analizando cada uno de ellos por separado obtendremos el coste total que es requerido para obtener el LCOH. Para determinar los costes variables tendremos de operación y mantenimiento usaremos:

$$C_{vom,a} = C_e + C_w$$

En este caso C_e será el coste asociado al coste anual de la electricidad, mientras que el término C_w hace referencia al coste anual de agua. Este coste se situa en torno a los 4,9 €/m³ [91], mientras que el coste asociado al consumo eléctrico del electrolizador lo obtendremos multiplicando el consumo de este por el LCOE de la energía que genera el campo fotovoltaico obtenido en el apartado anterior, puesto que el electrolizador se alimenta directamente de este. Con esto obtendríamos lo siguiente:

Caso	C30	C65	C200S
C_e	41.856,67 €	81.924,21 €	206.645,471 €
C_w	597,10 €	1178,48 €	2.963,36 €
$C_{vom,a}$	42.453,77 €	83.102,69 €	209.608,84 €

Tabla 21: Costes de operación y mantenimiento variables para los distintos casos (propio)

Una vez tenemos los costes de operación y mantenimiento variables, calcularemos los costes de capital, puesto que para calcular los costes de operación y mantenimiento fijos nos hará conocer previamente los costes capitales de los distintos componentes. Para obtener dicho coste usaremos la siguiente ecuación:

$$C_{inv} = C_{EC} + C_{compre} + C_{stor}$$

Siendo:

- C_{inv} → Coste capital de la inversión
- C_{EC} → Coste capital del electrolizador
- C_{compre} → Coste capital de compresor
- C_{stor} → Coste capital del almacenamiento

Con esta ecuación analizaremos los costes capitales del electrolizador, del compresor y del almacenamiento en cada uno de los diferentes casos.

En primer lugar, tal y como se vio en la Tabla 4, el coste capital de un electrolizador tipo PEM suele estar entre los 1200-2000 €/kW, por tanto, para nuestro estudio tomaremos un valor de 1200 €/kW. Para determinar el coste del compresor, estimaremos que tiene un coste de 4000 €/kW [92] mientras que el del sistema de almacenamiento se situará en 70 €/Nm³ [93]. Con estos datos y los de tablas anteriores (Tabla 13, Tabla 15,

Tabla 16, Tabla 17 y Tabla 18) obtendríamos los siguientes resultados:

Caso	C30	C65	C200S
C_{EC}	283.530 €	567.120 €	1.436.544 €
C_{stor}	33.703,56 €	57.958,29 €	145.255,84 €
C_{compre}	4.700 €	13.113,33 €	33.156,67 €
C_{inv}	321.933,46 €	638.191,62 €	1.614.956,51 €

Tabla 22: Costes capitales para los diferentes casos (propio)

Una vez tenemos el coste capital total, deberemos anualizar dicho valor, para ello le aplicamos el factor de recuperación del capital, siendo sus siglas en inglés CRF (Capital Recovery Factor) que se calcula como:

$$CRF = \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Este daría un valor de 0,10185. Por lo que si se le aplica a coste capital tendremos:

Caso	C30	C65	C200S
$C_{inv,a}$	32.788,93 €	64.999,82 €	164.486,89 €

Tabla 23: Coste capital anualizado para los diferentes casos (propio)

Una vez que tenemos calculado tanto el coste capital de cada caso como los costes variables de operación y mantenimiento podemos comenzar a calcular los costes fijos de operación y mantenimiento.

Para ello emplearemos la siguiente ecuación:

$$C_{fom,a} = C_{mc} + C_{cont} + C_{rep,a}$$

Siendo cada una de sus variables:

- C_{mc} : coste de mantenimiento del compresor la cual supondremos que será de entorno al 6% del CAPEX del propio compresor. [91]
- C_{cont} : coste de mantenimiento del electrolizador, el cual se puede obtener de la Tabla 4.
- $C_{rep,a}$: coste de reparación o cambio del stack, que se supondrá en un 50% del CAPEX del electrolizador, pudiendo situarse entorno al 40-50%. [91]

Con todo estas suposiciones y los cálculos realizados con anterioridad obtendríamos la siguiente tabla:

Casos	C30	C65	C200S
C_{mc}	282 €	786,8 €	1.989,4 €
C_{cont}	3.544,13 €	7.089 €	17.956,8 €
$C_{rep,a}$	14.438,76 €	28.880,57 €	73.157,69 €
$C_{fom,a}$	18.264,89 €	36.756,38 €	93.103,79 €

Tabla 24: Costes de operación y mantenimiento fijos para los distintos casos (propio)

Una vez que tenemos todos los costes, aplicamos la ecuación inicial de forma que tendríamos:

Casos	C30	C65	C200S
LCOH (€/kgH ₂)	6,82	6,85	6,81

Tabla 25: LCOH para los diferentes casos [88]

5.5.5 Cálculo del LCOE de las diferentes microturbinas

Por último, para finalizar el análisis tecno-económico de la planta tan solo nos quedaría conocer el LCOE que tendríamos para el final del sistema, es decir, a la salida de la microturbina. Para ello emplearemos los resultados obtenidos con anterioridad y los introduciremos en la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Siendo:

- I_t : la inversión inicial en la microturbina en el año t
- M_t : el coste de mantenimiento y operación de la microturbina anual
- F_t : gasto de combustible (en nuestro caso se corresponderá con el LCOH)
- E_t : generación eléctrica en el año t

En primer lugar, definiremos el LCOE para un solo año (es decir lo suponemos igual cada año siendo $t=1$ en referencia al primer año), de forma que se eliminen los sumatorios de la ecuación y nos quede más simplificada. Una vez hecha esa suposición y mediante los apartados anteriores, conocemos tanto el coste asociado al gasto de combustible, como la generación eléctrica de las microturbinas. Por ello deberemos obtener el coste de la inversión inicial de la microturbina y el coste del mantenimiento y la operación de la misma de forma que podamos obtener el LCOE.

Para obtener el CAPEX y el OPEX de los distintos casos nos basaremos en las referencias [94] y [95]. En ellas se aportan ambos valores para las microturbinas que han sido seleccionadas, no obstante, los precios que aparecen en las mismas corresponden al año 2015, por lo que en la actualidad estarán obsoletos. Pese a ello hemos decidí tomar dichos valores, aunque se les debería realizar una actualización del IPC de forma que se actualizaran los mismos. Dicho esto, obtenemos los siguientes resultados:

Casos	C30	C65	C200S
CAPEX	2.277,5 €/kW	1.802,03 €/kW	1.802,03 €/kW
OPEX ²	0,0105 €/kWh	0,0111 €/kWh	0,0136 €/kWh
I_t	6.958,85 €	11.929,89 €	36.707,35 €
M_t	689,85 €	1.580,08 €	5.956,8 €
F_t	51.696,11 €	100.862,91 €	271.136,8 €
LCOE	0,9033 €/kWh	0,8034 €/kWh	0,7164 €/kWh

Tabla 26: LCOE de las diferentes microturbinas (Propio)

En referencia a la Tabla 26, podemos ver como tendríamos un LCOE de la energía de salida de las microturbinas mucho más alto de lo normal en comparación con el resto de las tecnologías de generación eléctrica. Como se ve en la tabla, el coste anual asociado al combustible es muy superior al resto de costes, es por ello que podemos decir que el elevado coste de la energía en estos casos se debe principalmente al tipo de combustible que usamos. Esto, en nuestro caso tendría un mayor efecto negativo en cuanto a economía se refiere, puesto que a día de hoy la generación de hidrógeno verde es más cara que el resto.

Otro factor que influye sustancialmente en el coste de la energía es el coste capital anualizado. En gran medida el elevado coste capital de estos sistemas recae en el elevado número de equipos que son necesarios para poder producir el hidrógeno, que si se le añade el bajo nivel de desarrollo de la tecnología, desemboca en un mayor coste capital que en otras tecnologías de generación.

Una vez que ya sabemos el LCOE de las microturbinas, podríamos establecer un valor de la energía para el mercado eléctrico y comenzar a comercializar con la energía generada. No obstante, ese punto quedaría fuera del alcance de este estudio, por tanto, quedaría por concluido una vez que hemos obtenido el LCOE de las microturbinas.

² Pese a que en ambas referencias ([94] y [95]) tenemos el OPEX, usaremos el valor de la referencia [95] al mostrar el OPEX sin añadir el precio del combustible, puesto que en la ecuación ese término lo tenemos a parte.

6 CONCLUSIONES

El verdadero progreso es el que pone la tecnología al alcance de todos.

-Henry Ford-

Durante años no ha existido una regulación en la emisión de gases contaminantes a la atmósfera, lo cual ha acabado produciendo en la actualidad una grave crisis medio ambiental. Para intentar solventar los efectos, las distintas organizaciones internacionales promueven una nueva forma de producción y consumo de energía más eficaz y limpia, con el fin de evitar el peor de los casos analizados. Para lograrlo hay una gran esperanza depositada en las energías renovables, las cuales como mayor inconveniente tienen la variabilidad de su producción. Para ello se intentan implementar distintos sistemas de almacenamiento de forma que podamos aprovechar toda la energía que producen las plantas de generación con energías renovables.

Estos sistemas de almacenamiento pueden ser clasificados según diferentes criterios, dentro de los cuales se encuentra la clasificación según su estado físico. Dentro de este encontramos cinco clasificaciones en las que podemos albergar las diferentes tecnologías de almacenamiento, siendo el sistema P2P clasificado dentro de la categoría de almacenamiento químico. Dependiendo de la categoría a la que pertenezca la tecnología podremos ver que se emplean con mayor frecuencia en unas aplicaciones que en otras. En el caso del almacenamiento químico se ha comprobado que tiene una gran versatilidad en cuanto a las aplicaciones, pudiéndose usar tanto para la generación de potencia eléctrica, para la generación de calor o para la movilidad. Por el contrario, el resto de las categorías no tienen una aplicación tan amplia, como es el caso del almacenamiento eléctrico y mecánico, que sí que presentan una aplicabilidad en la generación de potencia eléctrica, pero su aplicabilidad para la movilidad o la generación de calor se ve muy reducida o nula.

Como último punto en este estudio, se realizó un caso práctico con el que se realizó un predimensionamiento de un sistema P2P. En él, decidimos desde el primer momento que el hidrógeno que se consumiera en el sistema fuera de origen renovable, es decir, que sea hidrógeno verde. Esto se traduce en un mayor coste del combustible, puesto que este se sitúa entorno a los 3,5-5 €/kg de H₂, mientras que el hidrógeno gris se sitúa en valores inferiores al 1,5 €/kg de H₂.

En primer lugar, se realizó una parametrización de los diferentes componentes, partiendo como base de que tendríamos tres microturbinas de 30, 65 y 200 kW. A raíz de esta selección inicial se obtuvieron diferentes valores siendo de mayor interés los datos analizados para tener una visión más general del sistema. Entre ellos hay diversos datos que aumentan con la potencia de la microturbina, como son el requerimiento de energía eléctrica fotovoltaica, el consumo y producción de hidrógeno, o el consumo del electrolizador. Sin embargo, los valores que más nos atraen son los correspondientes a la round-trip efficiency. Con la round-trip efficiency lo que obtenemos es un valor que muestra la cantidad de energía eléctrica que se aprovecha realmente, frente a la que se podría haber utilizado. También vemos como el proceso correspondiente al P2G muestra una eficiencia elevada, situándose en valores cercanos en los tres casos al 50%. Mientras que cuando contemplamos el sistema P2P en su conjunto, vemos como la round-trip efficiency se establece en valores cercanos al 15%, aumentando ligeramente con la potencia instalada.

A raíz de los datos obtenidos en la simulación se pudo realizar el estudio económico en el que se incluye tanto el LCOE del campo fotovoltaico y de las microturbinas, como el LCOH del hidrógeno. Al contrario que en el análisis tecnológico, aquí lo que realmente nos interesa de la simulación no es otra cosa que la producción y el consumo de hidrógeno y energía eléctrica, dejando en un segundo plano los rendimientos de los equipos, los

tamaños o las round-trip efficiency, no obstante estos valores siguen estando ligados al coste, de manera que a mayor round-trip efficiency, tendremos menor LCOH, puesto que se consumirá menor energía eléctrica para producir la cantidad de hidrógeno deseado. Si distinguimos las diferentes partes del sistema en parque fotovoltaico, electrolizador y microturbinas podemos contextualizar el coste de cada una de ellas. Es por ello por lo que en primer lugar se obtuvo el LCOE del campo fotovoltaico. Al tratarse en todos los casos de los mismos paneles fotovoltaicos y solo diferenciarse en la potencia instalada tomamos un único valor para el coste capital y de mantenimiento de la planta fotovoltaica. Ello nos dio unos valores del LCOE muy semejantes entre los diferentes casos, situándose en los 0,057 €/kWh.

Una vez tengamos el LCOE del campo fotovoltaico, conoceremos el precio que tendrá la electricidad que consume el electrolizador, por tanto, afectará al LCOH. Para obtener este no solo hemos tenido en cuenta el precio de la producción del hidrógeno, sino que también hemos contemplado el coste del almacenamiento. En el estudio, hemos impuesto como criterio el tener un área de almacenamiento similar en los tres casos, es por ello que hemos buscado que los depósitos fueran de características similares, para lo cual se debería ampliar la presión de los tanques, lo cual se ve reflejado en un mayor gasto de los compresores. Con ello, y los diversos costes reflejados en el estudio obtenemos el LCOH de nuestro sistema, que se sitúa entorno a los 6,80 €/kg de H₂, el cual es un valor próximo al precio estipulado por las distintas entidades internacionales. Este mayor coste está justificado por las hipótesis que hemos tomado, puesto que dependiendo de ellas el coste será mayor o menor al obtenido.

Por último, con el LCOH podremos obtener el LCOE de las microturbinas, obteniendo de esta manera el coste de la energía en el final del sistema, es decir, el mínimo al que se podría vender. En el cálculo del mismo hemos considerado los costes por la inversión en las microturbinas, el mantenimiento de las mismas, así como el coste del combustible, para lo cual usaremos el LCOH obtenido anteriormente y la generación de hidrógeno total en un año. En este caso obtenemos valores algo más dispares entre sí, puesto que van desde los 0,9033 €/kWh en el caso de la microturbina C30 a los 0,7164 €/kWh de la C200S, mostrándose de esta manera un descenso en el coste de la energía final a mayor es la potencia de la microturbina. Esto se debe a que la microturbina C200S presenta un mejor rendimiento al resto, además de que en el caso de esta microturbina el LCOH también es ligeramente inferior a la de la C30.

De cara al futuro, diversos estudios auguran una reducción en el precio de la electricidad procedente de estos sistemas, puesto que se prevee un aumento del rendimiento de las microturbinas, el cual se espera que se sitúe por encima del 40%. Así mismo existen otros métodos para aumentar el round-trip efficiency de la planta, puesto que se puede combinar el sistema con otras tecnologías como pueden ser las pilas de combustible aumentando dicho valor hasta el 60-70%. En cuanto a los electrolizadores, se estudia la efectividad del tipo SOE, en cuyo caso contaríamos con un menor consumo eléctrico por parte del electrolizador, de forma que se reduciría la LCOH del hidrógeno el cual, además, puede ser utilizado tanto como electrolizador como pila de combustible igualmente. Es decir, no necesitaríamos dos equipos, sino que uno solo pudiera funcionar durante un tiempo como electrolizador, y durante otro tiempo como pila de combustible. Si tenemos todo esto en cuenta podremos reducir el coste del hidrógeno entorno a 1€/kg lo que nos rebajaría el LCOE de la microturbina en unos 0,1-0,15 €/kWh. Si a esto le añadimos una mejora en la tecnología fotovoltaica los resultados pueden ser mucho más favorables.

Para concluir, según la AIE e IRENA los sistemas P2P son un gran pilar en el desarrollo hacia un sistema limpio y respetuoso con el medioambiente, que pueden ayudar a una mayor implantación de las fuentes de energía renovables al mercado eléctrico a la vez que darían un mayor soporte a la red. Es por ello, que se debe seguir investigando en los diversos tipos de electrolizadores al ser estos una parte crucial del sistema, así como se debe continuar en las investigaciones para que se llegue a proporcionar una microturbina que funcione íntegramente con hidrógeno evitando así cualquier uso de combustible fósil.

7 REFERENCIAS

- [1] J. M. Uriarte, «Revolución Industrial,» Caracteristicas.co., [En línea]. Available: <https://www.caracteristicas.co/revolucion-industrial/>. [Último acceso: 18 Diciembre 2020].
- [2] Britannica Online for Kids, «Bkids,» Encyclopædia Britannica, Inc, [En línea]. Available: <https://kids.britannica.com/students/assembly/view/143386>. [Último acceso: 18 Diciembre 2020].
- [3] U.S. Energy Information Administration, «Today in Energy,» Owen Comstock, [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=11951>. [Último acceso: 17 Diciembre 2020].
- [4] Scripps institution of Oceanography, «La curva de Keeling,» UC San Diego, [En línea]. Available: <https://keelingcurve.ucsd.edu/>. [Último acceso: 19 Diciembre 2020].
- [5] Gobierno de España, «Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico,» Gobierno de España, [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/CMNUCC.aspx>. [Último acceso: 19 Diciembre 2020].
- [6] Naciones Unidas, «Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático,» Nueva York, 1992.
- [7] Agencia Internacional de la Energía, «Global CO2 emissions in 2019,» Agencia Internacional de la Energía, [En línea]. Available: <https://www.iea.org/articles/global-co2-emissions-in-2019>. [Último acceso: 19 Diciembre 2020].
- [8] Gobierno de España, «Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico,» Gobierno de España, [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/protocolo-kioto.aspx>. [Último acceso: 19 Diciembre 2020].
- [9] Naciones Unidas, «The Doha Amendment,» Naciones Unidas , [En línea]. Available: <https://unfccc.int/process/the-kyoto-protocol/the-doha-amendment>. [Último acceso: 20 Diciembre 2020].
- [10] Naciones Unidas, «The Paris Agreement,» Naciones Unidas, [En línea]. Available: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>. [Último acceso: 19 Diciembre 2020].
- [11] Agencia Internacional de la Energía, «World energy trade,» Agencia Internacional de la Energía, [En línea]. Available: <https://www.worldenergytrade.com/articulos-tecnicos/energias-alternativas-at/4-factores-claves-en-la-transicion-energetica>. [Último acceso: 20 Diciembre 2020].
- [12] Agencia Internacional de la Energía, «World Energy Outlook: Perspectivas energéticas mundiales 2020,» Agencia Internacional de la Energía, [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>. [Último acceso: 20 Diciembre 2020].
- [13] BP, «BP Statistical Review 2019,» BP, [En línea]. Available: https://www.bp.com/es_es/spain/home/noticias/notas-de-prensa/bp-statistical-review-2019.html.

- [Último acceso: 19 Diciembre 2020].
- [14] Statista, «Consumo mundial de energía primaria de 2010 a 2018, por tipo de combustible,» Statista, [En línea]. Available: <https://es.statista.com/estadisticas/635502/volumen-global-de-energia-primara-consumida-por-tipo-de-combustible/>. [Último acceso: 26 Diciembre 2020].
- [15] Enerdata, «Anuario estadístico mundial de energía 2020,» Enerdata, [En línea]. Available: <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>. [Último acceso: 20 Diciembre 2020].
- [16] Agencia Internacional de la Energía, «Capacidad instalada de generación de energía en el escenario de políticas declaradas, 2000-2040,» Agencia internacional de la Energía, [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/installed-power-generation-capacity-in-the-stated-policies-scenario-2000-2040>. [Último acceso: 20 Diciembre 2020].
- [17] Agencia Internaciona de la Energía, «Almacen de energía,» Agencia Internaciona de la Energía, [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/energy-storage>. [Último acceso: 27 Diciembre 2020].
- [18] Iberdrola, «Almacenamiento de energía: la clave de un futuro descarbonizado,» Iberdrola, [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente>. [Último acceso: 27 Diciembre 2020].
- [19] I. F. D. y. A. R. R. Díaz, «Centra de generación de energía eléctrica,» [En línea]. Available: <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1160/course/section/1407/bloque-energia-III.pdf>. [Último acceso: 27 Diciembre 2020].
- [20] R. Estévez, «Almacenar energía comprimiendo aire,» ECO inteligencia, [En línea]. Available: <https://www.ecointeligencia.com/2013/07/almacenar-energia-comprimiendo-aire/>. [Último acceso: 27 Diciembre 2020].
- [21] E. S. R. A. F. Kamyar Rouindej, «CAES por diseño: un enfoque centrado en el usuario para diseñar sistemas de almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) para la futura red eléctrica: un estudio de caso para Ontario,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138818305848>. [Último acceso: 27 Diciembre 2020].
- [22] I. O. y. M. Gutiérrez, «ALMACENAMIENTO TÉRMICO: EL CAMINO HACIA LA OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN ENERGÉTICA,» CIC energi GUNE, [En línea]. Available: <https://cicenergigune.com/es/blog/almacenamiento-termico-optimizar-gestion-energetica>. [Último acceso: 27 Diciembre 2020].
- [23] C. H. A. K. Z. W. Jinqiang Liu, «Uses, Cost-Benefit Analysis, and Markets of Energy Storage Systems for Electric Grid Applications,» Journal of Energy Storage, [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X20315681>. [Último acceso: 27 Diciembre 2020].
- [24] Agencia Internacional de Energías Renovables, «Global energy transformation,» [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_GRO_Summary_2020.pdf. [Último acceso: 20 Diciembre 2020].
- [25] R. H. y. C. H. Isidoro Lillo Bravo, «Instalaciones Fotovoltaicas,» SODEAN S.A. y DGS LV Berlin, Sevilla, 2004.

- [26] V. S. T. y. VahidAbbasi, «Energy management in microgrid with considering high penetration of renewable resources and surplus power generation problem,,» *Energy*, vol. 189, 2019.
- [27] M. S. & I. Sterner, *Handbook of Energy Storage*, Berlín: Springer, 2019.
- [28] I. S. Michael Sterner, «Chapter 6 : Electrical Energy Store,» de *Handbook of energy storage*, Berlín, Springer, 2019, p. 829.
- [29] M. S. & I. Stadler, «Thermal energy storage,» de *Handbook of energy storage*, Berlín, Springer, 2019, p. 829.
- [30] C. L. Jimeno, «EL SUBSUELO COMO FUENTE DE ENERGÍA,» [En línea]. Available: http://aetess.com/wp-content/uploads/Carlos_Lopez_Jimeno_GEOTERMIA.pdf. [Último acceso: 21 Febrero 2021].
- [31] IDAE, «Área tecnológica: Geotermia,» 1 Febrero 2012. [En línea]. Available: idaes.es/uploads/documentos/documentos_Calor_y_Frio_Renovables_Geotermia_30012012_global_196afed7.pdf. [Último acceso: 21 Febrero 2021].
- [32] J. M. Olarte, «Investigación sobre la aplicación del almacenamiento de energía térmica mediante materiales de cambio de fase en elementos de construcción termoactivos,» 2016. [En línea]. Available: <https://zagan.unizar.es/record/48320/files/TESIS-2016-115.pdf>. [Último acceso: 21 Febrero 2021].
- [33] M. M. P. S. M. M. I. Vladimir D. Stevanovic, «Upgrade of the thermal power plant flexibility by the steam accumulator,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689042030813X>. [Último acceso: 21 Febrero 2021].
- [34] P. M. G. Llanes, «: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA: AMPLIO DESARROLLO,» [En línea]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4853/fichero/Cap%C3%ADtulo+4.+Sistemas+de+almacenamiento+de+energ%C3%ADa.+Amplio+desarrollo.pdf>. [Último acceso: 21 Febrero 2021].
- [35] P. A. Cabedo, «Mejora de las propiedades térmicas de sal solar mediante adición de nanopartículas,» Castellón, 2014.
- [36] Universidad distrital Francisco José de Caldas, «Universidad distrital Francisco José de Caldas: Ingeniería,» [En línea]. Available: <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/reving/article/view/12510>. [Último acceso: 22 Febrero 2021].
- [37] R. C. Á. B.-P. J. M. V. Jesús Lizana, «Caracterización de materiales de almacenamiento de energía térmica para aplicaciones en edificación,» de *3º Congreso Internacional de Construcción Sostenible y Soluciones Eco-Eficientes*, Sevilla, 2017.
- [38] M. S. & I. Stadler, «Mechanical Energy Storage Systems,» de *Handbook of energy store*, Berlín, Springer, 2019, p. 829.
- [39] M. Legrand, L. M. Rodríguez-Antón, C. Martínez-Arévalo y F. Gutiérrez-Martín, «Las ventajas de almacenar energía mediante aire líquido,» Universidad politécnica de Madrid, 2019. [En línea]. Available: https://www.upm.es/UPM/SalaPrensa/Noticias?fmt=detail&prefmt=articulo&id=7d496ab5d9041710VgnVCM10000009c7648a_____. [Último acceso: 24 Febrero 2021].

- [40] L. Ojeda, «Llega a España el sistema más barato para el almacenamiento estacionario de energía: la batería criogenizada de aire líquido,» *El periódico de la energía*, 26 Octubre 2019. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/llega-a-espana-el-sistema-mas-barato-para-el-almacenamiento-estacionario-de-energia-la-bateria-criogenizada-de-aire-liquido/>. [Último acceso: 24 Febrero 2021].
- [41] M. S. I. Stadler, «Electrochemical Energy Storage Systems,» de *Handbook of energy storage*, Berlín, Springer, 2019, p. 829.
- [42] J. K. & J.-M. T. Bruce Dunn, «Almacenamiento de energía eléctrica para la red: una batería de opciones,» *Science*, vol. 334, n° 6058, pp. 928-935, 2011.
- [43] Solar Schools, «Chemical energy,» Solar Schools, [En línea]. Available: <https://www.solarschools.net/knowledge-bank/energy/types/chemical>. [Último acceso: 13 Marzo 2021].
- [44] N. W. H. U. H. J. L. M. R. P. A. K. D. S. Dilara Gulcin Caglayan, «Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe,» *Sciencedirect*, vol. 45, n° 11, pp. 6793-6805, 2020.
- [45] A. P. Pavlos Nikolaidis, «A comparative overview of hydrogen production processes,» *ScienceDirect*, vol. 67, pp. 597-611, 2016.
- [46] Aleasoft Energy Forecasting, «El hidrógeno y toda su gama de colores,» *El periódico de la energía*, 15 Diciembre 2020. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-hidrogeno-y-toda-su-gama-de-colores/>. [Último acceso: 15 Marzo 2021].
- [47] Lenntech, «Electrólisis,» Lenntech, [En línea]. Available: <https://www.lenntech.es/electrolisis.htm>. [Último acceso: 15 Marzo 2021].
- [48] IDEA GREEN, «Tipos de electrolizadores,» IDEAGREEN, [En línea]. Available: <https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/>. [Último acceso: 18 Marzo 2021].
- [49] F.-Z. B.-F. Karim Ghaib, «Power-to-Methane: A state-of-the-art review,» *ScienceDirect*, vol. 81, pp. 433-446, 2017.
- [50] M. S. & I. Stadler, «Chemical energy storage,» de *Hand book energy storage*, Berlín, Springer, 2019, p. 829.
- [51] W. W. Patrick Schmidt, «Power-to-Liquids: Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel,» Umwelt Bundesamt, Munich, 2016.
- [52] M. S. & I. Stader, «Comparison of Storage Systems,» de *Handbook of Energy Storage*, Berlín, Springer, 2019, pp. 637-670.
- [53] S. d. E. d. I. Energía, «Estrategia de almacenamiento energético,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Madrid, 2021.
- [54] D. V. Esposito, «ScienceDirect,» Departamento de ingeniería Química de la universidad de Columbia (New York), 27 Septiembre 2017. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2542435117300107>. [Último acceso: 24 Marzo 2021].
- [55] D. C. Spiegel, «Introduction to Electrolyzers,» Fuel Cell Store, 11 Julio 2017. [En línea]. Available: <https://www.fuelcellstore.com/blog-section/introduction-to-electrolyzers>. [Último acceso: 23 Marzo 2021].

- 2021].
- [56] L. G. y. P. A. Ursua, «Producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua: estado actual y tendencias futuras,» *Actas del IEEE*, vol. 100, n° 2, pp. 410-426, Febrero 2012.
- [57] IRENA, «Renewable power to hydrogen,» 2019. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Power-to-Hydrogen_Innovation_2019.pdf?la=en&hash=C166B06F4B4D95AA05C67DAB4DE8E2934C79858D. [Último acceso: 23 Marzo 2021].
- [58] J. R. L. Ramírez, «Modelo dinámico de un electrolizador alcalino,» Escuela técnica Superior de Ingeniería de Sevilla, [En línea]. Available: <https://docplayer.es/65207392-Modelo-dinamico-de-un-electrolizador-alcalino.html>. [Último acceso: 6 Abril 2021].
- [59] T. A. G. G. J. G. A. T. y. M. T. Juan Ramón Morante, «Almacenamiento, transporte y distribución,» de *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*, Madrid, Fundación Naturgy, 2020, pp. 94-129.
- [60] G. M. A. C. & V. F. G. Sdanghi, «Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications,» ELSEVIER, 18 Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118307822>. [Último acceso: 12 Abril 2021].
- [61] NEA COMPRESSORS, «Hydrogen Compressors,» NEA COMPRESSORS, [En línea]. Available: <https://www.neuman-esser.de/en/compressors/hydrogen-compressors/>. [Último acceso: 12 Abril 2021].
- [62] C. H. H. Q. Jürgen Essler, «Integrated design for demonstration of efficient liquefaction of hydrogen (IDEALHY),» *Ideally*, 5 Junio 2012. [En línea]. Available: https://www.idealhy.eu/uploads/documents/IDEALHY_D3-16_Liquefaction_Report_web.pdf. [Último acceso: 13 Abril 2021].
- [63] C. F.-B. Badia, «Energética del hidrógeno. Contexto, estado actual y perspectivas de futuro,» Universidad de Sevilla, [En línea]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3823/fichero/3.2+Almacenamiento+del+Hidr%C3%B3geno.pdf>. [Último acceso: 15 Abril 2021].
- [64] J. Eckroll, «Concepts for Large Scale Hydrogen Liquefaction Plants,» Norwegian University of Science and Technology, Junio 2017. [En línea]. Available: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2454901/17110_FULLTEXT.pdf?sequence=1. [Último acceso: 15 Abril 2021].
- [65] K. M. & W. A. Patrick Adametz, «Energetic evaluation of hydrogen storage in metal hydrides,» *International Journal of Energy Research*, n° 40, pp. 1820-1831, 2016.
- [66] E. Barea, «Interés del almacenamiento de hidrógeno en medios de automoción,» Departamento de Química Inorgánica de la Universidad de Granada, 9 Marzo 2007. [En línea]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2260683>. [Último acceso: 6 Mayo 2021].
- [67] I. Rucandio, «Utilización del grafeno para el almacenamiento de hidrógeno,» CIEMAT, 8 Julio 2013. [En línea]. Available: <https://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2013/07/08/132127>. [Último acceso: 6 Mayo 2021].
- [68] Instituto Europeo de Investigación Energética, «Soluciones de compresión innovadoras para una movilidad eficiente del hidrógeno,» Unión Europea, [En línea]. Available: <https://cosmhyc.eu/learn->

- more-about. [Último acceso: 27 Abril 2021].
- [69] A. E. P. y. D. T. S. Martínez, «La hoja de ruta del hidrógeno en España: ¿Podemos cumplir los objetivos?,» Ethic, 10 Diciembre 2020. [En línea]. Available: [https://ethic.es/2020/12/hoja-ruta-hidrogeno-espana-objetivos/#:~:text=El%2095%20%25%20es%20catalogado%20como,%2C5%20%E2%82%AC%2Fkg\)..](https://ethic.es/2020/12/hoja-ruta-hidrogeno-espana-objetivos/#:~:text=El%2095%20%25%20es%20catalogado%20como,%2C5%20%E2%82%AC%2Fkg)..) [Último acceso: 3 Mayo 2021].
- [70] J. J. B. Sánchez, «Hidrógeno y pilas de combustible,» AEE, 3 Octubre 2012. [En línea]. Available: <https://www.evwind.com/2012/10/03/hidrogeno-y-pilas-de-combustible-por-jose-javier-brey-sanchez/>. [Último acceso: 29 Abril 2021].
- [71] R. D. Robbio, «Innovative combustion analysis of a micro-gas turbine burner supplied with hydrogen-natural gas mixtures,» ScienceDirect, 8 Septiembre 2017. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217337979>. [Último acceso: 4 Mayo 2021].
- [72] C. S. P.E., «Microturbines in integrated systems, fuel cells, and hydrogen fuel,» ScienceDirect, 2007. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780750684699500154>. [Último acceso: 3 Mayo 2021].
- [73] F. & M. M. Thema, «Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review,» Technical University of Applied Sciences of Regensburg, Faculty Electrical Engineering and Information Technology, Research Center on Energy Transmission and Energy Storage, 20 Junio 2019. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211930423X>. [Último acceso: 8 Mayo 2021].
- [74] Siemens, «HYFLEXPOWER: El primer demostrador integrado de una turbina de gas de hidrógeno de Power-To-X-To-Power del mundo,» Siemens, [En línea]. Available: <https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/hyflexpower-worlds-first-integrated-power-x-power-hydrogen-gas-turbine-demonstrator>. [Último acceso: 10 Mayo 2021].
- [75] FLEXnCONFU, «flexnconfu,» FLEXnCONFU, [En línea]. Available: <https://flexnconfu.eu/>. [Último acceso: 10 Mayo 2021].
- [76] edp, «FLEZnCONFU: Power-to-X para aumentar la flexibilidad de las plantas térmicas,» EDP, [En línea]. Available: <https://www.edp.com/es/innovacion/flexnconfu-produzir-energia-atraves-do-hidrogenio#:~:text=As%C3%AD%20pues%2C%20el%20proyecto%20piloto,del%20Reino%20Unido%20e%20Italia..> [Último acceso: 10 Mayo 2021].
- [77] GRT gaz, «Jupiter 1000,» GRT gaz, [En línea]. Available: <https://www.jupiter1000.eu/english>. [Último acceso: 5 Mayo 2021].
- [78] Robinsón, «Integración inteligente de las fuentes de energía locales y almacenamiento innovador para un suministro de energía flexible, seguro y rentable en las islas industrializadas,» Robinsón, [En línea]. Available: <https://www.robinson-h2020.eu/>. [Último acceso: 17 Mayo 2021].
- [79] University of Keele, «HyDeploy,» University of Keele, [En línea]. Available: <https://hydeploy.co.uk/>. [Último acceso: 5 Mayo 2021].
- [80] International Energy Agency, «Energy Technology Perspectives 2020,» IEA, París, 2020.
- [81] International Energy Agency, «ETP Clean Energy Technology Guide,» IEA, 2 Julio 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/articles/etp-clean-energy-technology-guide>. [Último acceso: 11 Mayo 2021].

- 2021].
- [82] N. ... Blair, A. ... Dobos, J. ... Freeman, T. ... Neises, M. ... Wagner, T. ... Ferguson, P. ... Gilman y S. Janzou, *System Advisor Model Version 2020.11.29 (SAM 2020.11.29)*, Golden, Colorado, EEUU: National Renewable Energy Laboratory, 27 de diciembre de 2020.
- [83] Capstone Green Energy, «Capstone Green Energy: Products,» Capstone Green Energy, [En línea]. Available: <https://www.capstonegreenenergy.com/products>. [Último acceso: 7 Junio 2021].
- [84] Capstone Green Energy, «Capstone Green Energy: C30,» Capstone Green Energy, [En línea]. Available: <https://www.capstonegreenenergy.com/products/energy-conversion-products/capstone-microturbines/c30>. [Último acceso: 8 Junio 2021].
- [85] Capstone Green Energy, «Capstone Green Energy: C65,» Capstone Green Energy, [En línea]. Available: <https://www.capstonegreenenergy.com/products/energy-conversion-products/capstone-microturbines/c65>. [Último acceso: 8 Junio 2021].
- [86] Capstone Green Energy, «Capstone Green Energy: C200S,» Capstone Green Energy, [En línea]. Available: <https://www.capstonegreenenergy.com/products/energy-conversion-products/capstone-microturbines/c200s>. [Último acceso: 8 Junio 2021].
- [87] E. H.-P. ., M. M. ., H. S. Kevin W. Harrison, «Semiempirical Model for Determining PEM Electrolyzer Stack Characteristics,» ASME. J. Fuel Cell Sci. Technol, 2005 Noviembre 2005. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.1115/1.2174072>. [Último acceso: 5 Julio 2021].
- [88] D. S. & L. G.-R. Antonio Escamilla, *Power-to-Power with micro-gas turbine analisis tool*, Sevilla: University of Seville (Departament of Energy), 2021.
- [89] R. Fernandez, «STATISTA,» STATISTA, 5 JUNIO 2020. [En línea]. Available: <https://es.statista.com/estadisticas/495620/tasa-de-inflacion-en-espana/>. [Último acceso: 14 Julio 2021].
- [90] IRENA, «RENEWABLE POWER GENERATIONS COST IN 2019,» 2020. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf. [Último acceso: 14 Julio 2021].
- [91] J. T. H. ., J. B. S. a. R. U. Ludvik Viktorsson, «A Step towards the Hydrogen Economy-A life Cycle Cost Analysis of a Hydrogen Refueing Station,» *Energies*, vol. 10, nº 763, p. 15, 2017.
- [92] G. a. R. S. Glenk, «Economics of converting renewable power to hydrogen,» *Nature Energy*, vol. 4, nº 3, pp. 216-222, 2019.
- [93] D. a. E. B. Stolten, *Hydrogen Science and Engineering*, Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag, 2016.
- [94] U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership, «Catalog of CHP Technologies,» Environmental protection agency of United States, September 2015. [En línea]. Available: https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies_section_5_characterization_-_microturbines.pdf. [Último acceso: 23 Julio 2021].
- [95] United States-Department of energy, «Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series,» United States-Department of energy, July 2016. [En línea]. Available: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/09/f33/CHP-Microturbines_0.pdf. [Último acceso: 23

- July 2021].
- [96] E. Z. & N. Lymberopoulos, «Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems,» *Renewable energy*, vol. 32, n° 4, pp. 680-696, 2007.
- [97] FuelCellsWorks, «Celda de combustible de membrana de intercambio de protones,» FuelCellsWorks, [En línea]. Available: <https://fuelcellsworks.com/knowledge/technologies/pemfc/>. [Último acceso: 2 Marzo 2021].
- [98] APPICE, «Pilas de combustible alcalinas,» Asociación española de pilas de combustible, [En línea]. Available: <https://appice.es/pilas-de-combustible-alcalinas/>. [Último acceso: 2 Marzo 2021].
- [99] G. & G. C. L. Barelli, «Sciencedirect,» 14 Febrero 2018. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918301435>. [Último acceso: 23 Marzo 2021].
- [100] E. Troncoso Muñoz, V. d. Cortés Galeano y M. Newborough, Generación de hidrógeno por electrolisis a partir de energías renovables, Sevilla: S.l. : s.n., 2004.
- [101] R. P. Vaquero, «Almacenamiento de hidrógeno,» ARIEMA, [En línea]. Available: <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2#:~:text=El%20hidr%C3%B3geno%20puede%20ser%20almacenado,envasa%20en%20botellas%20o%20plataformas..> [Último acceso: 7 Abril 2021].
- [102] V. Dusastre, Materials for Sustainable Energy, Nature Publishing Group, 2010.
- [103] IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction scaling up electrolyzers to meet the 1,5°C climate goal, Abu Dhabi: International renewable energy agency, 2020.
- [104] J. T. H. J. B. S. a. R. U. Ludvik Viktorsson, *A Step towards the Hydrogen Economy—A Life Cycle Cost Analysis of A Hydrogen Refueling Station*, Reykjavik: Adolf Acquaye, 2017.
- [105] T. S. & M. W. Thomas Bexten, *TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF A HYDROGEN PRODUCTION AND STORAGE SYSTEM FOR THE ON-SITE FUEL SUPPLY OF HYDROGEN-FIRED GAS TURBINES*, Aachen, Germany: Institute of Power Plant Technology, Steam and Gas Turbines (RWTH Aachen University), 2021.