

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Sistemas de Generación y Almacenamiento
Energéticos Orientados a la Generación Distribuida

Autor: José Pedro Ramos Palacios

Tutor: D. Antonio Muñoz Blanco

Dpto. Ingeniería Energética
Grupo de Máquinas y Motores Térmicos
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



GMTS | GRUPO DE MÁQUINAS Y MOTORES
TÉRMICOS DE SEVILLA

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Sistemas de Generación y Almacenamiento Energéticos Orientados a la Generación Distribuida

Autor:

José Pedro Ramos Palacios

Tutor:

D. Antonio Muñoz Blanco

Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Energética
Grupo de Máquinas y Motores Térmicos
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2022

Trabajo de Fin de Grado: Sistemas de Generación y Almacenamiento Energéticos Orientados a la Generación
Distribuida

Autor: José Pedro Ramos Palacios

Tutor: D. Antonio Muñoz Blanco

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis amigos

Agradecimientos

La realización de este Trabajo de Fin de Grado no hubiese sido posible sin las personas que me han acompañado durante toda mi trayectoria académica y me han ayudado durante esta etapa de mi vida.

Quiero agradecer a mis amigos y profesores, compañeros ideales en mi camino hacia convertirme en ingeniero.

Pero especialmente me gustaría agradecerlo a mis padres, por ser mi pilar y mis maestros en la vida, depositando todo su amor y confianza en mi.

José Pedro Ramos Palacios

Sevilla, 2022

En el siguiente trabajo se abordaran las distintas tecnologías para la producción energética desde un modelo de generación distribuida, centrándonos principalmente en métodos de producción renovables y eficientes, debido al problema actual que existe con la contaminación atmosférica y el agotamiento de los combustibles fósiles.

Posteriormente se detallaran las distintas vías para el almacenamiento energético a pequeña escala, problema actual debido a la variabilidad de producción de las distintas fuentes de energía renovables.

De esta manera, se apuesta por tecnologías que no utilicen ningún tipo de combustible fósil o que en caso de que se utilice, sea utilizado de la manera más eficiente posible, reduciendo su consumo y las emisiones contaminantes. Además, el hecho de poder almacenar la energía producida que no se utiliza, para su posterior uso, supone un avance para el futuro de la producción energética a nivel mundial.

Es por ello que el objetivo de este trabajo es dar una visión global y objetiva de los avances que este tipo de tecnologías pueden suponer.

Abstract

In the following work, the different technologies for energy production will be addressed from a distributed generation model, focusing mainly on renewable and efficient production methods, due to the current problem that exists with atmospheric pollution and the depletion of fossil fuels.

Subsequently, the different ways for small-scale energy storage will be detailed, a current problem due to the variability of production of the different renewable energy sources.

In this way, it is committed to technologies that do not use any type of fossil fuel or that, if it is used, is used in the most efficient way possible, reducing its consumption and polluting emissions. In addition, the fact of being able to store the energy produced that is not used, for later use, represents an advance for the future of energy production worldwide.

That is why the objective of this work is to give a global and objective vision of the advances that this type of technology can suppose.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvi
Índice de Figuras	xviii
Notación	xxii
1 INTRODUCCIÓN	Error! Bookmark not defined.
2 GENERACION DISTRIBUIDA DE ENERGIA	Error! Bookmark not defined.
2.1. <i>ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA</i>	8
2.1.1 CLASIFICACION DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	10
2.1.2 TIPOS DE INSTALACIONES	13
2.1.3 FOTOVOLTAICA EN GD	16
2.2. <i>SOLAR HIBRIDA</i>	18
2.2.1 TIPOS DE PANELES	18
2.2.2 SOLAR HIBRIDA EN GD	19
2.3. <i>EÓLICA</i>	21
2.3.1 MINIEÓLICA EN LA GD	23
2.4. <i>COGENERACION</i>	24
2.4.1 GENERADORES DE ELECTRICIDAD	26
2.4.2 RECUPERADORES DE CALOR	30
2.4.3 COGENERACION EN LA GD	32
2.5. <i>MINIHIDRAULICA</i>	33
2.5.1 PARTES DE UNA CENTRAL MINIHIDRAULICA	35
2.5.2 MINIHIDRAULICA EN LA GD	37
2.6. <i>BIOMASA</i>	38
2.6.1 FUNCIONAMIENTO	39
2.6.2 TIPOS DE COMBUSTIBLES	42
2.6.3 BIOMASA EN LA GD	43
3 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO	Error! Bookmark not defined.
3.1. <i>BATERIAS</i>	48
3.1.1 TIPOS DE BATERIAS	50
3.1.2 BATERIAS EN GD	56
3.2. <i>BOMBEO HIDROELECTRICO</i>	57
3.2.1 BOMBEO HIDROELECTRICO EN GD	61
3.3. <i>AIRE COMPRIMIDO (CAES)</i>	61
3.3.1 GEOLOGIA PARA LOS CAES	63
3.3.2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA CAES	64
3.3.3 MANIPULACION DEL CALOR	65
3.3.4 CAES EN GD	66

3.4. ALMACENAMIENTO TERMICO DE ENERGIA	67
3.4.1 TIPOS DE ALMACENAMIENTO TERMICO	69
3.4.2 ALMACENAMIENTO TERMICO EN GD	75
3.5. SUPERCONDUCTORES (SMES)	76
3.5.1 SMES EN GENERACION DISTRIBUIDA	79
3.6. ULTRACONDENSADORES	79
3.6.1 TIPOS DE CONDENSADORES	81
3.6.2 ULTRACONDENSADORES EN GENERACION DISTRIBUIDA	82
3.7. VOLANTE DE INERCIA	83
3.7.1 VOLANTE DE INERCIA EN GENERACION DISTRIBUIDA	85
3.8. PILAS DE COMBUSTIBLE	86
3.8.1 TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLES	87
3.8.2 OBTENCION DEL HIDROGENO	92
3.8.3 CATALIZADORES	97
3.8.4 PILAS DE COMBUSTIBLE EN GD	98
4 Conclusion	101
5 Referencias	102

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparacion de biomasa con otros combustibles	42
Tabla 2. Comparacion entre los distintos tipos de maderas	42
Tabla 3. Principales tipos de baterías	50
Tabla 4. Comparación de precios entre los principales mecanismos de almacenamiento térmico	69
Tabla 5. Materiales más usados en superconducción	78
Tabla 6. Comparación de las distintas pilas de combustibles	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. a) Flujo de carga generación convencional, b) Flujo de carga generación distribuida	2
Figura 2. Instalación de paneles fotovoltaicos en la fachada de una vivienda.	9
Figura 3. Reducción de precios en las distintas tecnologías de paneles fotovoltaicos	10
Figura 4. Grafica precio-eficiencia de los distintos tipos de paneles fotovoltaicos	11
Figura 5. Panel de silicio monocristalino	11
Figura 6. Panel de silicio policristalino	12
Figura 7. Panel de capa fina	13
Figura 8. Esquema de instalación fotovoltaica aislada	14
Figura 9. Esquema de instalación conectada a la red	15
Figura 10. Esquema de instalacion fotovoltaica de autoconsumo y conexion a la red	16
Figura 11. Panel fotovoltaico de uso domestico	17
Figura 12. Paneles fotovoltaicos instalados esteticamente en una fachada	17
Figura 13. Panel solar hibrido	18
Figura 14. Tecnologia de panel ECOMESH PVT-2	19
Figura 15. Instalación solar hibrida en el parque de bomberos 1 de Zaragoza, España	20
Figura 16. Sistema R-VOLT instalada en una vivienda	21
Figura 17. Parque eólico ubicado en la cima de una colina	21
Figura 18. Componentes internos de un aerogenerador	22
Figura 19. Evolución de tamaño y potencia de aerogeneradores	23
Figura 20. Pequeño aerogenerador en la fachada de una vivienda para autoconsumo	23
Figura 21. Instalación combinada de fotovoltaica y minieolica	24
Figura 22. Arriba, diagrama de Sankey de producción eléctrica con cogeneración. Abajo, diagrama de Sankey de producción eléctrica convencional	25
Figura 23. Diagramas p-v comparativos entre ciclo Otto y ciclo Diesel	26
Figura 24. Esquema de una central de cogeneración con MCIA	27
Figura 25. Diagrama T-s de ciclo Brayton	27
Figura 26. Instalación de cogeneración con turbina de gas	28
Figura 27. Principales componentes de una microturbina	29
Figura 28. Esquema de una central de cogeneración con microturbina	29
Figura 29. Instalación de cogeneración con economizador	30
Figura 30. Instalación de cogeneración con caldera de calor residual	31
Figura 31. Instalación de cogeneración con un generador de vapor de recuperación de calor horizontal	32
Figura 32. Microcogeneracion vs generación convencional	33
Figura 33. Esquema de una central hidroeléctrica convencional	34

Figura 34. Esquema instalación minihidráulica	35
Figura 35. Turbina de hélice	36
Figura 36. Turbina Francis	37
Figura 37. Turbina Pelton	37
Figura 38. Central minihidráulica ubicada en Fuensanta, Albacete de 9 MW de potencia	38
Figura 39. Instalación doméstica de una caldera de biomasa	39
Figura 40. Caldera de lecho fluido	40
Figura 41. Sistema de combustión de biomasa por pirolisis	41
Figura 42. Sistema de gasificación de biomasa previa a su combustión	41
Figura 43. Planta de Biollano, Ciudad Real, con una potencia de 50 MW	44
Figura 44. Potencia instalada de origen de biomasa en España por comunidad autónoma	45
Figura 45. Consumo de una vivienda vs producción diaria FV	47
Figura 46. Esquema de una celda de batería ion-litio	48
Figura 47. Curva de descarga de batería plomo-ácido	51
Figura 48. Curva de descarga de batería Níquel-Cadmio	51
Figura 49. Curva de descarga de baterías Níquel-hidruros metálicos	52
Figura 50. Curva de descarga de baterías ion-Litio	53
Figura 51. Curva de descarga batería de polímero de Litio.	54
Figura 52. Esquema de funcionamiento de batería de flujo	55
Figura 53. Kit powerwall	57
Figura 54. . Partes de una central hidroeléctrica con bombeo	58
Figura 55. Central de bombeo puro en el lago Michigan. 1872 MW.	59
Figura 56. Central con bombeo mixto en Torrejón, en el cauce de los ríos Tajo y Tiétar. 140 MW de potencia	59
Figura 57. Potencia instalada por países	60
Figura 58. Central hidroeléctrica de bombeo La Muela II, Cortes de Pallàs, Valencia, con 880 GW de potencia	60
Figura 59. Sistema de almacenamiento CAES	62
Figura 60. Esquema de planta CAES	63
Figura 61. Sistema CAES adiabático	65
Figura 62. Sistema CAES diabático	66
Figura 63. Micro CAES	67
Figura 64. Almacenamiento térmico subterráneo	68
Figura 65. Gráfica de temperaturas	69
Figura 66. Esquema de ciclo interestacional de calor sensible	70
Figura 67. Estanque solar donde se puede ver las distintas capas del agua	71
Figura 68. Esquema de funcionamiento de una planta termosolar de alta temperatura con almacenamiento térmico	71
Figura 69. Sistema de lecho de rocas	72

Figura 70. Cambio de fase del agua. Las líneas horizontales se corresponden con el cambio de fase, donde se intercambiaría calor latente	73
Figura 71. Receptor solar sobre sales	75
Figura 72. Imán superconductor	76
Figura 73. Esquema bobina superconductora	77
Figura 74. Ultracondensador de la gama maxwell, 48V	79
Figura 75. Periodo de carga/descarga de un ultracondensador	80
Figura 76. Circuito equivalente ultracondensador	81
Figura 77. Ultracondensador simétrico	82
Figura 78. Volante de Inercia	83
Figura 79. Esquema exterior (arriba) e interior (abajo) de un volante de inercia	84
Figura 80. Esquema interno de una pila de combustible	86
Figura 81. Esquema pila PEM y reacciones que se producen	89
Figura 82. Esquema de pila DMFC y reacciones que se producen	90
Figura 83. Esquema de pila MCFC y sus reacciones	91
Figura 84. Esquema de pila SoFC y reacciones	91
Figura 85. Esquema de pila AFC y reacciones en su interior	92
Figura 86. Electrolisis del agua usando energía eólica	95
Figura 87. Reacciones y esquema de un electrolizador alcalino	95
Figura 88. Reacciones y esquema de un electrolizador tipo PEM	96
Figura 89. Esquema interior Toyota Mirai	99
Figura 90. Sistema de cogeneración basado en sistemas de pila de combustible para abastecer las necesidades de un edificio	100

Notación

AC	Corriente alterna
ACS	Agua caliente sanitaria
BT	Baja tensión
CAES	Almacenamiento de energía mediante aire comprimido
CFC	Clorofluorocarbonatos
CHP	Calor y potencia combinados en cogeneración
FV	Fotovoltaica
GD	Generación distribuida
GLP	Gas licuado del petróleo
HC	Hidrocarburos
HRSR	Generador de vapor de recuperación de calor
IDAE	Instituto para la diversificación y ahorro de energía
IEA	Agencia internacional de la energía
MCIA	Motor de combustión interna alternativo
MT	Media tensión
PCI	Poder calorífico inferior
PCM	Materiales de cambio de fase
PES	Ahorro porcentual de energía primaria
RD	Real Decreto
REDOX	Reacción oxidación-reducción
REE	Red eléctrica española
RSU	Residuos sólidos urbanos
SMES	Almacenamiento de energía mediante superconductores
UE	Unión Europea

WHB

Caldera de calor residual

1 INTRODUCCIÓN

A lo largo de las décadas, la producción de energía eléctrica ha estado basado en un modelo centralizado, en el que dicha electricidad se producía en grandes instalaciones deslocalizadas de su centro de consumo, transportando esta producción eléctrica por medio de una infraestructura de redes y subestaciones hasta el punto de consumo.

Esto plantea una gran problemática, ya que se producen pérdidas en dichas redes de transporte. En España, según REE, en el transporte eléctrico se pierde entorno al 3-4% de la electricidad producida. Para usuarios conectados a baja tensión, si agrupamos las pérdidas por generación, transporte y distribución, estas pérdidas pueden llegar a ser alrededor al 14%.

Es por ello, que surge la idea de “Generación Distribuida”. No existe una definición clara sobre que significa la GD, aunque la más consensuada es la de AKERMANN et al. Estos autores proponen una definición de GD atendiendo a una serie de aspectos: propósito de la GD, ubicación, capacidad o tamaño de la instalación, área de servicio, tecnología de la generación, impacto medioambiental, modo de operación, propiedad y penetración de la GD. Únicamente los dos primeros aspectos son considerados relevantes por dichos autores proponiendo la siguiente definición: “*Generación Distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores*”. Asimismo, proponen una clasificación de la GD en función de su tamaño:

- Micro GD → 1 W hasta 5kW
- Pequeña GD → 5kW hasta 5MW
- Mediana GD → 5MW hasta 50 MW
- Gran GD → 50MW hasta 300MW

Dentro del marco regulatorio español, y según la Ley 24/2013, se define la Generación Distribuida como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor, es decir, aquellas fuentes de potencia eléctrica conectadas directamente a la Red de Distribución o en las instalaciones de los consumidores.

Las características de la GD en España son:

- Estar conectada a la Red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida por la misma instalación y el resto se exporte a una red de distribución, como es el caso de la cogeneración.
- No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele despacharse centralizadamente.
- La potencia de los grupos suele ser menor de 50 MW.

En la imagen 1 podemos ver la evolución por medio de dos diagramas de flujo de carga de un modelo de producción convencional a uno basado en GD:

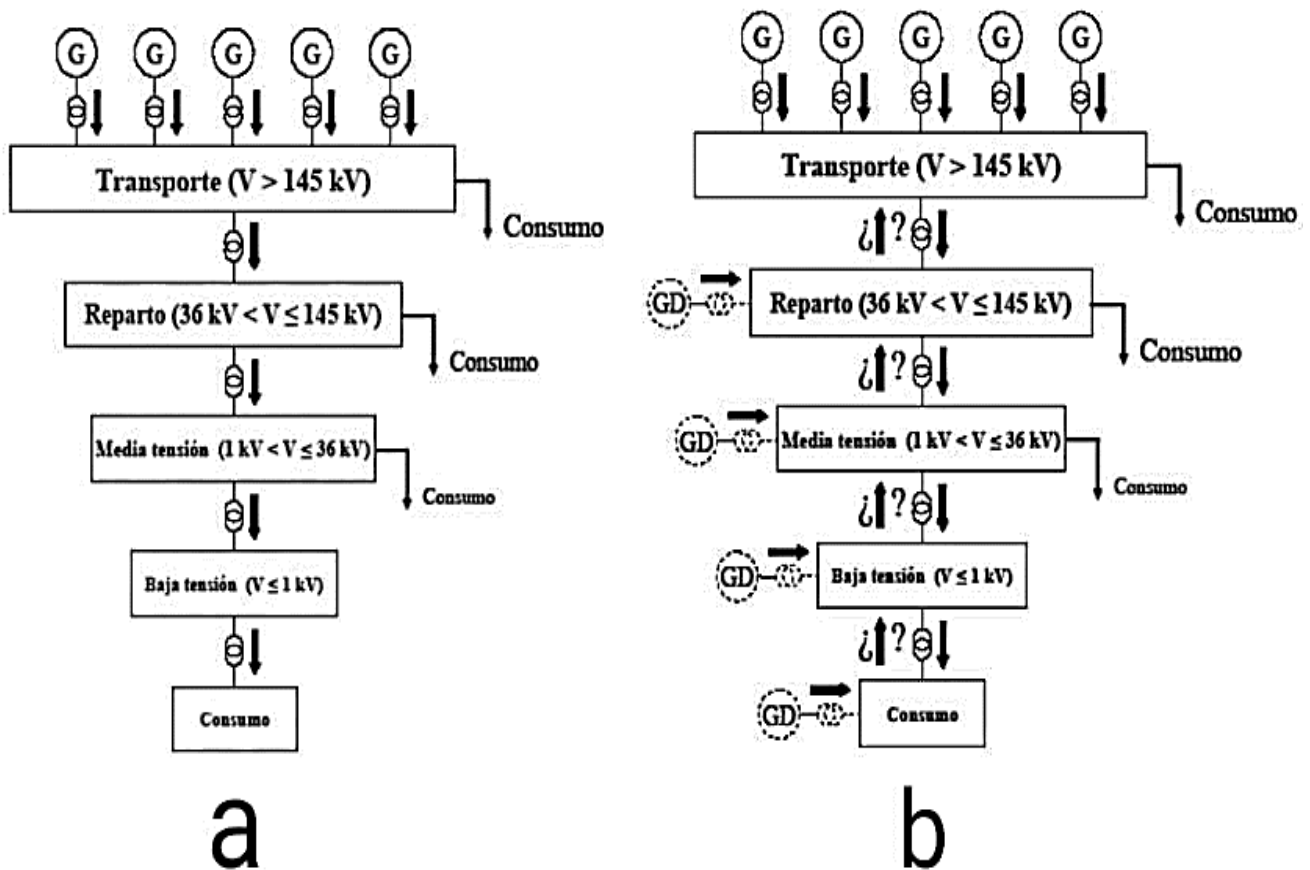


Figura 1. a) Flujo de carga generación convencional, b) Flujo de carga generación distribuida

Hay que destacar el término “Recurso de Energía Distribuida”, el cual a nivel Europeo y sobre todo en EE. UU. es el nombre que agrupa tanto a la generación como almacenamiento de energía, ya que como veremos en capítulos posteriores, sobre todo al producir energía desde fuentes como fotovoltaica o eólica, el almacenamiento se convierte en un factor crítico, debido a la variabilidad de producción por cambios meteorológicos a lo largo del año.

Sus principales aplicaciones serían:

- Carga base: Se utiliza para generar energía eléctrica en forma continua; opera en paralelo con la red de distribución; puede tomar o vender parte de la energía, y usa la red para respaldo y mantenimiento
- Carga en punta: Se utiliza para suministrar la energía eléctrica en períodos punta, con lo que disminuye la demanda máxima del consumidor, ya que el costo de la energía en este período es el más alto.
- Generación aislada o remota: Se usa el arreglo para generar energía eléctrica en el modo de autoabastecimiento, debido a que no es viable a partir de la red eléctrica (sistema aislado o falta de capacidad del suministrador).
- Soporte a la red de distribución: A veces en forma eventual o bien periódicamente, la empresa eléctrica requiere reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas, incluida la subestación de potencia, debido a altas demandas en diversas épocas del año, o por fallas en la red.
- Almacenamiento de energía. Se puede tomar en consideración esta alternativa cuando es viable el costo de la tecnología a emplear, las interrupciones son frecuentes o se cuenta con fuentes de energía renovables.

En términos generales, al implementar proyectos de generación distribuida se busca aumentar la calidad de energía, entendiendo por esto: contar de forma ininterrumpida con energía eléctrica, con sus adecuados parámetros eléctricos que la definen acordes a las necesidades, esto es, voltaje, corriente y frecuencia, entre otros.

La mayoría de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica alcanzan una confiabilidad del 99.9% o de “tres nueves”, equivalentes a 8.7 hora al año fuera de servicio. Sin embargo, la alta tecnología en los procesos en producción y empresas de servicio demandan una mayor confiabilidad, inclusive de hasta seis y nueve nueves, equivalentes a tiempos fuera de servicio al año de tan sólo 32 segundos y 0.03 segundos, respectivamente.

Al respecto, cabe mencionar que en Estados Unidos el costo de las pérdidas por fallas en el suministro de energía es del orden de 119 mil millones de dólares al año, y para el caso de América Latina, de entre 10 y 15 mil millones de dólares anuales.

Al tratar la GD no se puede olvidar hablar de una nueva figura que aparece a raíz de la implementación de esta nueva técnica de producción, el PROSUMIDOR, el cual es tanto consumidor como productor de energía. En el Real Decreto-ley 15/2018, se hizo una distinción entre prosumidores, aquellos que realizaban un “autoconsumos sin excedentes”, los cuales no pueden verter a la red y los “autoconsumo con excedentes”, los cuales si pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte.

Es por ello que con este tipo de suministro se implicaría de manera mas directa al pequeño y mediano empresario (PYMES), ya que estas tendrían una inversión mucho menor que las instalaciones convencionales, además de la cantidad de tecnologías energéticas disponibles para su implementación.

Aun así, esta tecnología también cuenta con varias desventajas y barreras, ya que muchas de las tecnologías que se utilizan tanto para la generación como almacenamiento aun estarían en desarrollo, por lo que aún queda mucho camino a recorrer. Además, la red convencional esta preparada para su uso de manera unidireccional, lo que dificultaría el vertido del excedente de producción. Es por ello, que los operadores de los sistemas de distribución (OSD) lo verían como un aspecto negativo, ya que podría suponer sobrecostes, además de producir fallos en la red (propagación de armónicos, huecos de tensión, sobretensiones,...).

En este proyecto, se abordaran las siguientes tecnologías para la GD, las cuales son las mas utilizadas en el mundo a fecha de 2021:

- Fotovoltaica
- Solar hibrida
- Eólica
- Cogeneracion
 - MCI
 - Turbinas de gas
 - Microturbinas de gas
- Minihidráulica
- Calderas de biomasa

Como se puede observar varias de ellas son energías renovables, por lo que un aspecto critico es el almacenamiento energético, el cual se puede hacer tanto de manera química, como mecánica o térmica. Los aspectos básicos a la hora de elegir un tipo de almacenamiento será la capacidad deseada, el tiempo de respuesta, vida útil, costes, limitaciones constructivas, eficiencia energética, aceptación político-social e impacto ambiental. En este proyecto trataremos las siguientes:

- Baterías
- Bombeo hidroeléctrico
- Almacenamiento por aire comprimido (CAES)
- Almacenamiento térmico
- Ultracondensador
- Superconductores
- Volantes de inercia

- Pilas de combustible

Aunque aún es una tecnología con un gran potencial de crecimiento hay que destacar que ya es una técnica utilizada y en vías de implantación. En el mercado latinoamericano, en países como Argentina se instalaron 5,96 MW en 2021, lo que significa un aumento de 190% de instalaciones de autoconsumo e inyección a la red. En Brasil, se ha creado la ABGD (Asociación Brasileña de Generación Distribuida), la cual el 10 de Agosto de 2021 presento un paquete de datos y proyecciones con el objetivo de aumentar en 2 años, 10 GW de potencia de GD, exclusivamente con tecnologías renovables, ya que entre el 10 de Junio y el 10 de Septiembre se aumento en 1 GW la potencia instalada, representando la energía fotovoltaica casi el 96% del total de instalaciones.

Además, en Marzo de 2020, la UE presento el “Paquete de invierno de la Unión Europea” o “Paquete de Energía Limpia”, el cual marca la política energética de los países miembros hasta 2030, presentando el aspecto del autoconsumo como una de las cinco grandes propuestas de la directiva, situándolo al nivel de la descarbonización. En este informe se busca a nivel europeo un consenso sobre los deberes y derechos del “consumidor activo”, además de implantar medidas de autoconsumo en la edificación, con un remarcado énfasis en el uso de energías renovables.

2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA

En España, cada vez mas mas consumidores optan por convertirse en prosumidores, generando su propia energía a la vez que vende los excedentes de producción.

Con respecto a la GD se tienen varios beneficios tanto desde el aspecto técnico como económico.

Desde el punto de vista técnico aumenta la disponibilidad del suministro, ya que al realizarse la producción en el lugar de consumo y con una ubicación adecuada de los sistemas de GD, se reduciría el flujo de potencia, lo que se traduciría en una disminución de pérdidas energéticas y una mejora del perfil de tensiones. Por otro lado, contribuiría a satisfacer la demanda en horas punta, con instalaciones más pequeñas, las cuales podrían ser renovables y que con una planificación adecuada, podrían ayudar a la estabilidad del sistema y al suministro de servicios auxiliares (mejora de la garantía de suministro, inyección/consumo de potencia reactiva, estabilización de la tensión,...), además de proporcionar una flexibilidad dentro del sistema eléctrico, así como sencillez en el funcionamiento y mantenimiento, debido a su carácter modular.

Por otra parte, desde el punto de vista económico, reduciría la inversión en grandes infraestructuras eléctricas, así como una reducción de operación y mantenimiento. En tecnologías como la cogeneración aumentaría en gran medida la eficiencia, ya que utiliza el calor residual de los procesos. Además, se podría acoplar gradualmente al sistema y suministrar la demanda exacta que necesitara el cliente.

En los últimos 2 años, en España se han instalado unos 1000 MW de autoconsumo solo de fotovoltaica, lo que significa un aumento de mas de 10 veces la potencia instalada desde 2016.

Debido a esto, cada vez es mas necesario una serie de medidas y regulaciones que garantice tanto la seguridad de producción del pequeño consumidor como el buen funcionamiento de la red.

En España, el 26 de Diciembre de 2013 se aprueba la Ley 24/2013, por el que se define al prosumidor y se aplican distintos grupos de consumidores, principalmente en base a la potencia generada.

Este fue seguido por el Real Decreto 900/2015, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de cada una de las modalidades de producción de energía eléctrica de autoconsumo.

Posteriormente, el 5 de Octubre de 2018 se aprueba el Real Decreto-ley 15/2018, en el cual se realiza una modificación profunda en la regulación del autoconsumo en España con el fin de que los consumidores, productores, y la sociedad en su conjunto, puedan beneficiarse de las ventajas que puede acarrear esta actividad. Para impulsar el uso de las energías renovables para generación eléctrica en este real decreto-ley se establece que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. En el, se realizan diferentes modificaciones como:

- Se realiza una nueva definición de autoconsumo, recogiendo que se entenderá como tal el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas.
- Se realiza una nueva definición de las modalidades de autoconsumo, reduciéndolas a solo dos:

- autoconsumo sin excedentes: que en ningún momento puede realizar vertidos de energía a la red
- autoconsumo con excedentes: en el que sí se pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte.
- Se exige a las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, para las que el consumidor asociado ya disponga de permiso de acceso y conexión para consumo, de la necesidad de la obtención de los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación.
- Se habilita a que reglamentariamente se puedan desarrollar mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW.
- Se simplifican los tramites para registrar una instalación de autoconsumo, con un mayor objetivo de evaluar si se está logrando la implantación deseada, analizar los impactos en el sistema y para poder computar los efectos de una generación renovable en los planes integrados de energía.

El 5 de Abril, se aprueba el Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo en España. Esta norma completa el marco regulatorio sobre esta cuestión, impulsado por el Real Decreto-ley 15/2018 por el que se derogó el denominado impuesto al sol, y aporta certidumbre y seguridad a los usuarios. Entre otras medidas, el Real Decreto habilita la figura del autoconsumo colectivo, que fomentará esta fórmula en las comunidades de propietarios o en polígonos industriales; reduce los trámites administrativos, especialmente en el caso de los pequeños autoconsumidores; y establece un mecanismo simplificado de compensación de la energía autoproducida y no consumida. Además, se define el concepto de “instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas”. Con esta figura, se permite realizar el autoconsumo tanto con instalaciones de generación situadas en la misma vivienda –única posibilidad contemplada hasta la fecha–, como en otras que estén ubicadas en las proximidades. Así, por ejemplo, se podrán instalar placas fotovoltaicas en edificios contiguos que tengan mejor orientación, siempre que haya acuerdo entre las partes..

Además, esta ley continua el camino que se comenzó en 2015, ya que en instalaciones donde la potencia instalada no supere los 100 kW y se produzca energía de origen renovable, la compensación económica puede llegar a ser del 100%. Además, con el objeto de impulsar el desarrollo del autoconsumo y ofrecer facilidades a la ciudadanía, la norma abre la posibilidad de que todas las comercializadoras puedan ofrecer servicios de autoconsumo renovable.

Además, en instalaciones de entre 15 kW y 100 kW, se reducen los tramites administrativos a una única gestión, notificar la instalación de una planta de producción eléctrica en su correspondiente comunidad o ciudad autónoma.

Como podemos ver, desde que se inicio el camino hacia la generación distribuida en España, siempre se ha buscado disminuir los tramites y abaratar costes, priorizando las instalaciones renovables, con un único objetivo, fomentar la instalación de estos sistemas.

A continuación, en este capítulo veremos las vías de generación eléctrica de origen renovable y aprovechamiento de calor residual más usadas hasta la fecha.

2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Este sistema de producción de electricidad es sin lugar a duda la líder en producción en lo que a GD se refiere, debido principalmente a su sencillez y a su carácter modular.



Figura 2. Instalación de paneles fotovoltaicos en la fachada de una vivienda.

La Energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable que se obtiene directamente de la radiación solar mediante un panel solar que a su vez la transforma en energía eléctrica.

El proceso comienza cuando la luz solar cae sobre una de las caras de una célula fotoeléctrica, que componen los paneles solares y se produce una diferencia de potencial eléctrico entre ambas caras haciendo que los electrones pasen de un lugar a otro, generando así una corriente eléctrica que luego se transporta hasta una red de distribución o directamente se consume en el punto de generación. Esta electricidad producida es continua y por medio de un inversor, se puede transformar en electricidad alterna. Este hecho significa una gran ventaja para la fotovoltaica, ya que la hace ideal para su uso desde pequeños aparatos electrónicos (por ejemplo baterías portátiles que suelen trabajar a 12V en continua) hasta otras instalaciones (como por ejemplo su uso para la alimentación de electrodomésticos, donde se necesita corriente alterna).

Uno de los mayores atractivos de la generación fotovoltaica es su sistemática bajada de precios durante los últimos años, como se puede observar en la siguiente gráfica, siendo actualmente una de las más baratas, ya que el precio de la electricidad fotovoltaica para una vivienda unifamiliar ronda entre 0,8 y 1,4 €/kWh, lo que significa una bajada de más del 80% en los últimos 10 años para este sector, con rendimientos que pueden superar el 20%, dependiendo del tipo de panel utilizado, como se verá a continuación.

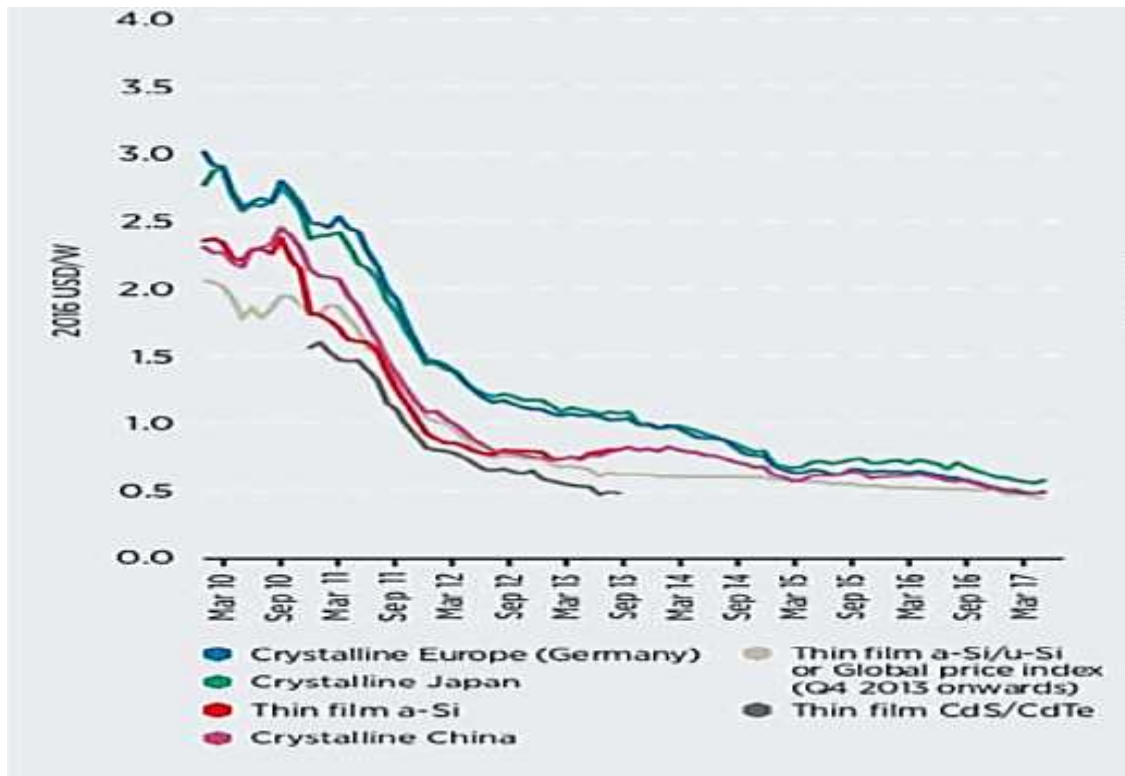


Figura 3. Reducción de precios en las distintas tecnologías de paneles fotovoltaicos

2.1.1 CLASIFICACION DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Como se puede observar, existen distintos tipos de paneles fotovoltaicos, con diferentes precios y rendimientos. El 90% de la energía fotovoltaica producida en el mundo se realiza a partir de paneles formadas por alguna variación del silicio, en donde su mayor diferencia radica en la pureza de este material, ya que cuanto más perfectamente estén alineadas las moléculas de silicio, mejor será la célula para convertir energía solar en electricidad (llamado efecto fotoeléctrico), aunque también hay que tener en cuenta otros aspectos como coste y eficiencia, por lo que también se utilizan otros materiales, como es el caso de los paneles de placa fina.

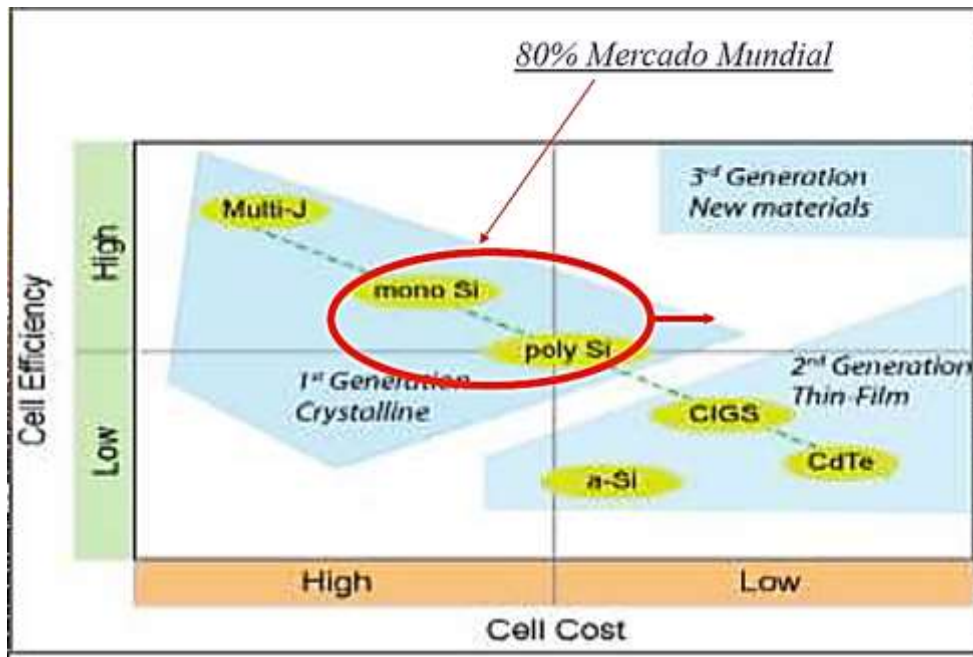


Figura 4. Grafica precio-eficiencia de los distintos tipos de paneles fotovoltaicos

Los distintos tipos de paneles fotovoltaicos son:

- Silicio monocristalino: Las células solares hechas de silicio monocristalino (mono-Si), son fácilmente reconocibles por una coloración externa y apariencia uniforme, indicando silicio de alta pureza. Están fabricadas con lingotes de silicio en forma cilíndrica, los cuales son cortados en cuatro lados para reducir costes y aumentar el rendimiento.



Figura 5. Panel de silicio monocristalino

Entre sus mayores ventajas destacan su alto rendimiento, ya que al ser silicio de alta calidad, sus rendimientos rondan entorno al 20-30%, lo que nos ahorra espacio. Además, son los que cuentan con una vida útil mayor, la cual se encuentra en torno a 25 años.

Su mayor desventaja es su precio, ya que al ser silicio de alta calidad, su proceso de fabricación es caro. Además, ante variaciones de temperatura o suciedad parcial, su rendimiento disminuye en mayor medida que los paneles de silicio policristalinos.

- Silicios policristalinos: Fueron introducidos en el mercado en la década de los 80 y a diferencia de las células monocristalinas, no necesitan un tratamiento tan exhaustivo para su fabricación.

Para producirlos, el silicio crudo se funde y se vierte en un molde cuadrado, que se enfría y se corta en obleas perfectamente cuadradas. Como se puede observar en la imagen, su distribución no es tan uniforme como los monocristalinos.

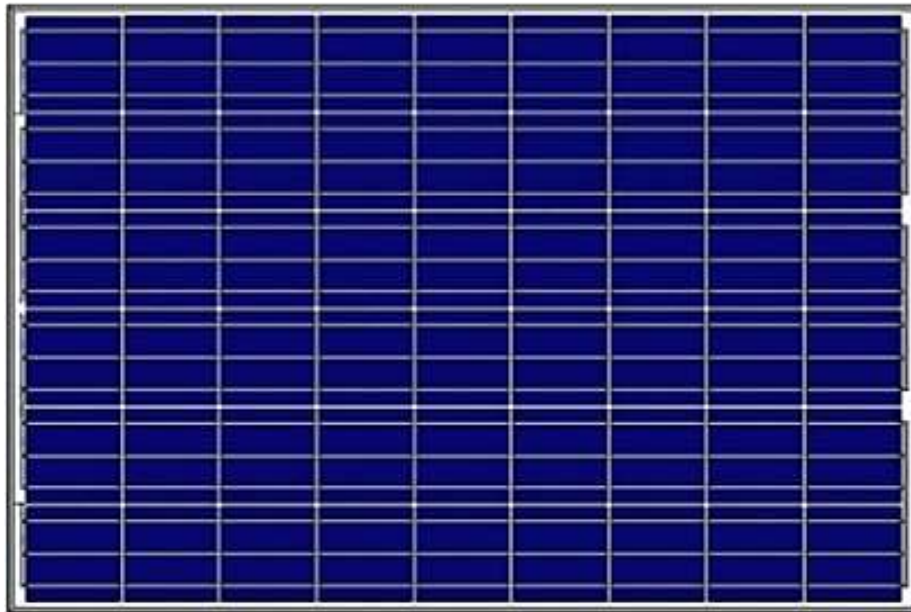


Figura 6. Panel de silicio policristalino

Su mayor ventaja frente a los monocristalinos es su precio, debido a su sencillez de fabricación, además de producir menos residuos. Una peculiaridad de estos paneles es que son menos sensibles a las bajadas de temperatura dentro del módulo.

Como contrapartida, se tiene un bajo rendimiento, ya que solo alcanzan eficiencias de entre el 13-16%, por lo que se necesita más espacio para una misma producción.

- De capa fina: Se basa en el depósito de una o varias capas delgadas de material fotovoltaico sobre un sustrato. Es la tecnología de panel fotovoltaico más prematura y muchas de ellas se encuentran aún en fase de desarrollo.



Figura 7. Panel de capa fina

Aunque algunos prototipos ya han alcanzado rendimientos de hasta el 13%, actualmente el rendimiento de los módulos en producción oscila en torno al 9%, aunque se espera que en un futuro se puedan alcanzar rendimientos de hasta el 16%.

Su mayor ventaja es que superan en simplicidad para su producción incluso a los policristalinos, abaratando sus costes de fabricación, además de ser flexible, dotándolo de mayor facilidad para su instalación en emplazamientos donde el espacio sea un problema.

Otra ventaja es que se puede fabricar con distintos materiales que no sea silicio cristalino. Estos serían los mayoritarios:

- Silicio amorfo (a-Si): Utilizan un 1% de silicio en comparación con las células cristalinas, aunque su rendimiento oscila entre el 6-8%.
- Telurio de cadmio (CdTe): Es el único panel que ha superado en rentabilidad a los paneles de silicio cristalino en una parte significativa del mercado (sistemas de varios kilovatios), ya que con ella alcanzamos rendimientos de entre el 9-11%.
- Células solares de Cobre de Indio Galio Seleniuro (CIS/CIGS): Su producción se inició en Alemania en 2011 y ha mostrado hasta el día de hoy el mayor potencial en términos de rendimiento de paneles de capa fina, con valores entre 10-12%, además de usar menos productos contaminantes.

La mayor desventaja de los paneles de placa fina es que al ser de baja eficiencia, la hace poco útil para su uso a pequeña escala, donde el espacio suele ser un problema, no siendo útil para pequeñas instalaciones de GD, además de sufrir una degradación mayor, lo que lo hace poco atractivo para un consumidor no profesional, que es el usuario mayoritario en instalaciones de GD.

2.1.2 TIPOS DE INSTALACIONES

Una de las ventajas de la energía fotovoltaica es su simplicidad ya que al transformar la energía del sol

directamente en electricidad no necesita de “Isla de Potencia”, solo un inversor para transformarla en alterna y posiblemente un transformador para elevar la tensión.

Estas son las principales configuraciones de instalaciones de energía fotovoltaica:

- **Instalación aislada:** Con este esquema de funcionamiento, todo lo producido se consumiría en el lugar de generación. Es un sistema de funcionamiento muy sencillo, donde la electricidad se transforma en alterna mediante un inversor. Hay que hacer especial hincapié en el uso de protecciones, ya que se trata de una instalación de corriente autónoma y se podría presentar algún problema. Aunque no es estrictamente necesario, si es muy recomendable el uso de baterías, debido a la intermitencia del sol, por lo que también se hace necesario un regulador, para controlar las oscilaciones de producción.

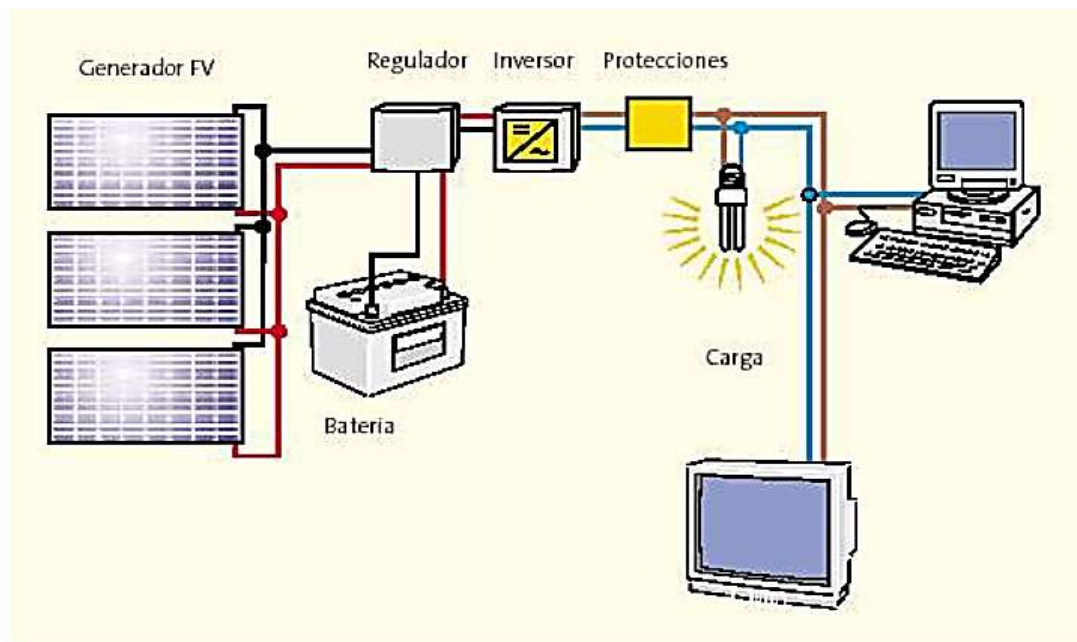


Figura 8. Esquema de instalación fotovoltaica aislada

- **Instalación conectada a red:** Aunque la tecnología fotovoltaica es un sistema muy utilizado a nivel de autoconsumo, también existen centrales de producción eléctricas convencionales o centralizadas, siendo la mas grande el mundo la situada en Zhongwei, Ningxia, región de China con una extensión de 1200 km² y con una potencia de producción máxima de 1500 MW.

Estas centrales están caracterizadas por una unidad de acondicionamiento de potencia mucho mas complejo y de mayor capacidad que las de uso doméstico, debido principalmente a que trabajan con mayores tensiones y corrientes.

Se caracterizan por estar diseñadas para un vertido a la red de toda su producción.

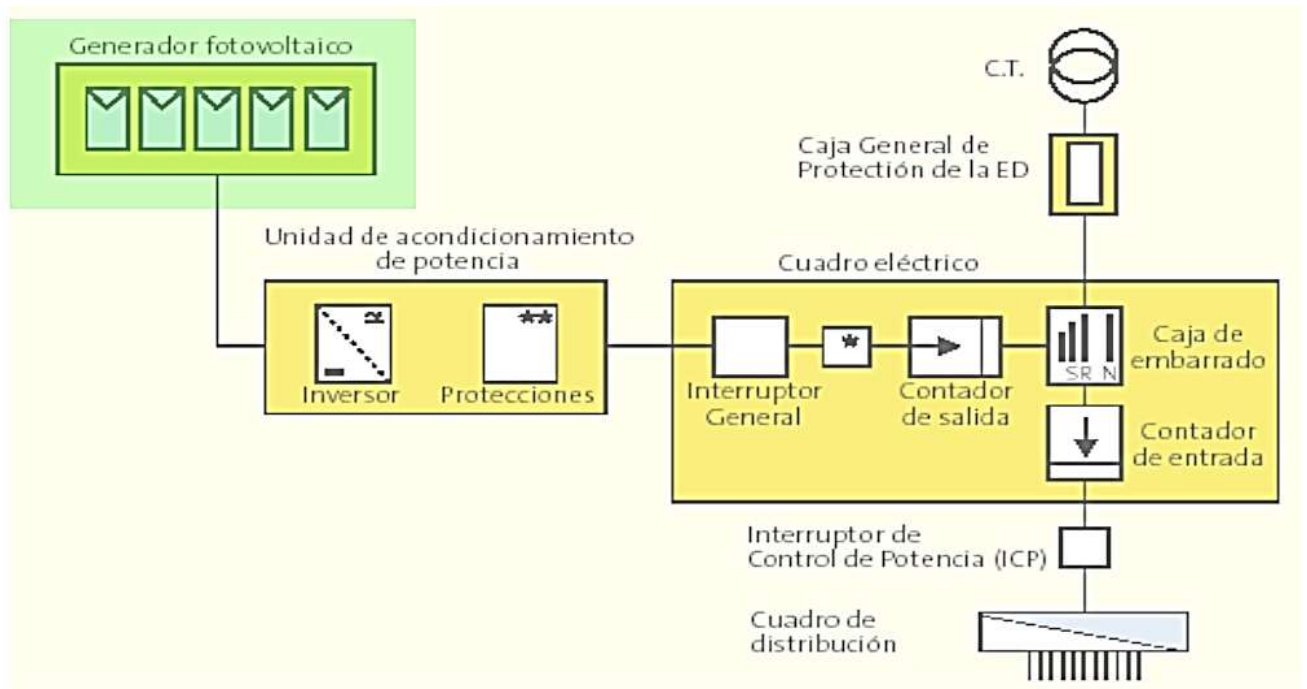


Figura 9. Esquema de instalación conectada a la red

- Instalación de autoconsumo y conectada a la red: En este tipo de instalación es en la que se hará mayor hincapié, ya que es el tipo de instalación a la que se desea llegar con la GD, es decir, en la que un prosumidor pueda tanto consumir su electricidad generada como verter a la red su excedente e incluso consumir electricidad de la red para abastecerse en horas pico.

Resulta de la combinación de una instalación aislada mas una central productora fotovoltaica. Una de las mayores ventajas que presenta este tipo de instalación con respecto a una instalación aislada es su conexión directa a la red, lo que evita el tener que usar baterías para el abastecimiento cuando las horas de sol sean mas bajas y con respecto a la central de vertido total a la red nos evita las perdidas por transporte.

Al ser instalaciones mas pequeñas no presenta tantos problemas a la hora de instalar el inversor, aunque si se deber tener especial cuidado en las cajas generales de protección (CGP) situadas entre la instalación y la red general, ya que ante un fallo aislado, se podría extender a lo largo de la red. Unas buenas protecciones actuarían de barrera entre fallos de nuestra instalación y la red general.

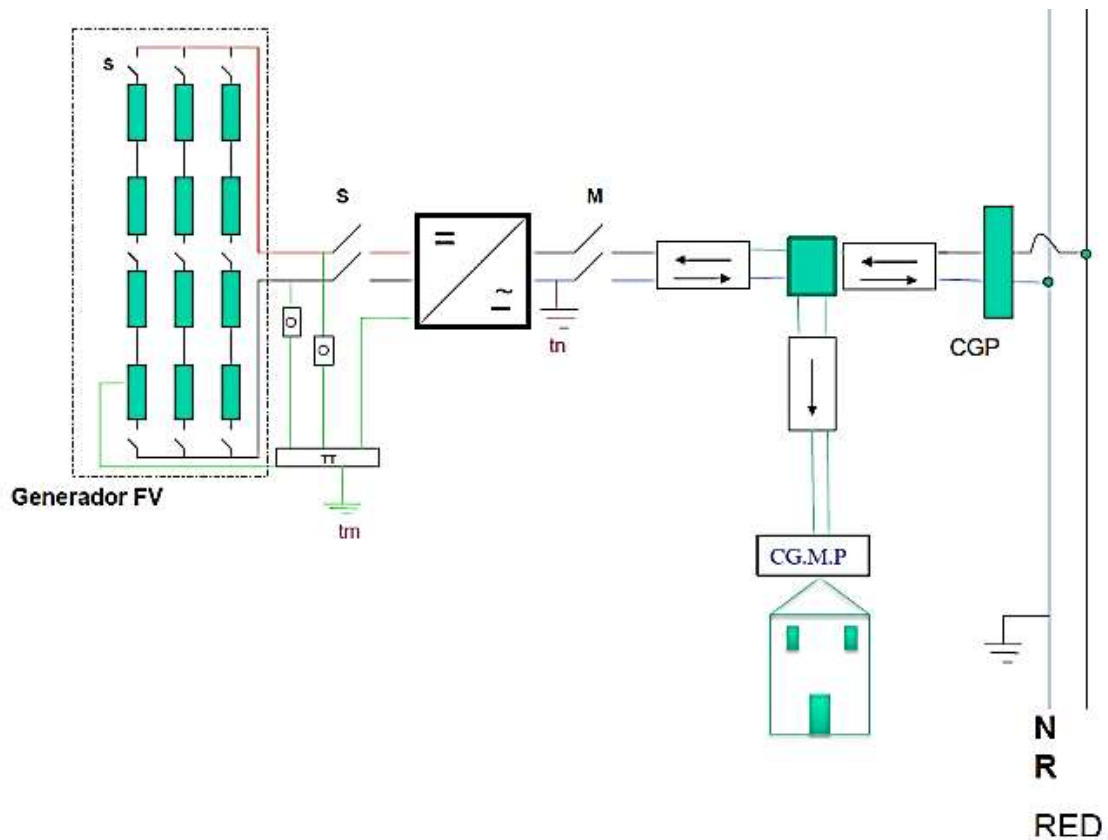


Figura 10. Esquema de instalación fotovoltaica de autoconsumo y conexión a la red

2.1.3 FOTVOLTAICA EN GD

Como se ha observado, existen diferentes paneles y modos de configuración de una instalación fotovoltaica.

En el aspecto de GD, aunque los paneles de capa fina son más baratos, normalmente en una pequeña instalación, el espacio suele ser un problema, por lo que los paneles monocristalinos o policristalinos serían una mejor opción, ya que al tener mejor rendimiento, será necesario colocar menos paneles para conseguir la potencia deseada.



Figura 11. Panel fotovoltaico de uso domestico

No obstante, hay que destacar que en los últimos años se esta llevando a cabo una “fotovoltaica integrada en edificios”, en donde no solo se ve el aspecto técnico de los paneles, sino también su aspecto estético, haciendo más fácil integrarlas en la construcción de un edificio, aunque hay que cuidar un detalle, que siempre prevalezca el aspecto “técnico” frente al “estético”.



Figura 12. Paneles fotovoltaicos instalados esteticamente en una fachada

Si se considera el tipo de instalación, cada vez más personas optan por convertirse en prosumidores, consumiendo tanto su electricidad producida como vendiendo su excedente, aunque debido a la variabilidad de las horas de sol, es recomendable una conexión a la red principal, para evitar apagones durante las horas menos soleadas del día.

A pesar de ello, hay que tener en cuenta los problemas que estas instalaciones autónomas podrían acarrear a la

red general, produciendo armónicos o sobretensiones, por lo que todas las nuevas instalaciones y las ya existentes deberían integrar unas buenas protecciones.

2.2. SOLAR HIBRIDA

Aunque su uso se ha extendido en los últimos años, es una tecnología que existe desde la década de los 70.

Un panel solar híbrido es la combinación de las tecnologías fotovoltaicas y térmicas en un solo módulo. Frente a los paneles fotovoltaicos y térmicos que convencionalmente se instalaban por separado, surge el panel solar híbrido, capaz de generar simultáneamente electricidad y calor.

Con esta acción combinada, se tiene una placa fotovoltaica convencional, con la que se convierte la energía del sol por medio del efecto fotoeléctrico en energía eléctrica en régimen continuo y por medio de un inversor, se transforma en régimen alterno. Por otro lado, el calor restante es usado para calentar los tubos por los que fluye el agua. Esto además de aumentar el rendimiento en casi un 15% con respecto al uso por separado, ayudara a la refrigeración de las células fotovoltaicas, muy castigadas en verano por el sobrecalentamiento.

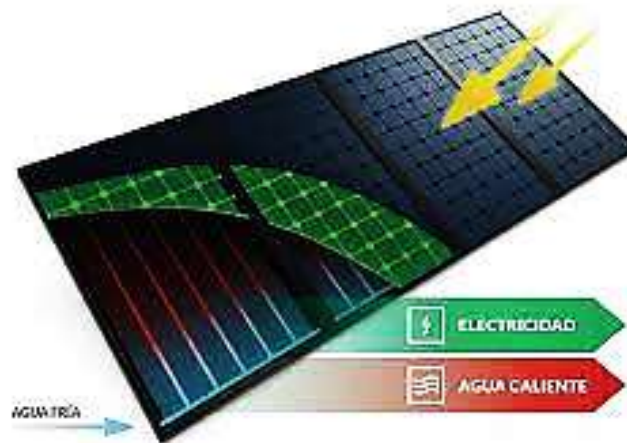


Figura 13. Panel solar híbrido

Es una de las tecnologías más interesantes a la hora de hablar de GD, ya que con ella se puede obtener electricidad, agua caliente sanitaria e incluso calefacción en un solo panel.

Entre sus mayores ventajas destaca el aumento de producción eléctrica así como de agua caliente de origen renovable, además de una fácil integración de calefacción a baja temperatura. Además, la propia electricidad producida por los paneles fotovoltaicos, suministrarían potencias a las bombas necesarias para mover el fluido.

La reducción de temperatura al tener fluido en circulación por la placa se traduciría en menor envejecimiento de los paneles.

2.2.1 TIPOS DE PANELES

Los tipos de paneles híbridos se agrupan por generaciones, según su grado de aislamiento y las cubiertas que este incorpora. Estos serían los más importantes:

- Paneles de generación 0: Se trata del modelo más básico en el mercado de los paneles solares híbridos. Este panel está simplemente compuesto por células fotovoltaicas, un absorbedor de calor y una caja de

conexiones para el cableado eléctrico. No cuenta con aislamiento por ninguno de sus lados, de manera que la temperatura que puede alcanzar es mucho más baja.

Dadas estas características, el emplazamiento donde estos paneles suelen ser instalados son las piscinas ya que el agua se requiere a menor temperatura que, por ejemplo, en una vivienda.

- Paneles de generación 1: Es el panel híbrido más comercializado en todo el mundo. Consiste en la unión del laminado fotovoltaico y del colector térmico que incorpora una cubierta trasera cuya función consiste en la conservación del calor, evitando así que este se pierda por la parte trasera del panel. El no disponer de cubierta más que en la parte trasera hace que, entre otras cosas, el laminado fotovoltaico no esté a tanta temperatura, potenciando así la parte eléctrica del panel. Estos paneles trabajan a menor temperatura que modelos de híbridos con cubierta frontal, siendo ideales para lugares calurosos y, especialmente, para lugares donde se pretenden potenciar la generación eléctrica.
- Paneles de generación 2: La principal característica de estos paneles es la incorporación de una cubierta frontal transparente. Con esto se consigue paliar lo que para algunos es el principal inconveniente de las placas solares híbridas de generaciones anteriores, la pérdida de calor a través de la cara frontal, con lo que se potencia su rendimiento térmico. Al reducir tanto las pérdidas de calor, este panel se postula como ideal para los lugares con un clima frío e instalaciones que demanden altas temperaturas.

Aun así, existen otros modelos en desarrollo. Uno de los más importantes son el modelo ECOMESH PVT-2, patentado por la empresa EndeF Engineering, el cual utiliza una cubierta transparente aislante (CTA), la cual alberga un gas inerte para evitar la pérdida de calor, aumentando el rendimiento del panel y reduciendo el tamaño casi en un 40%.

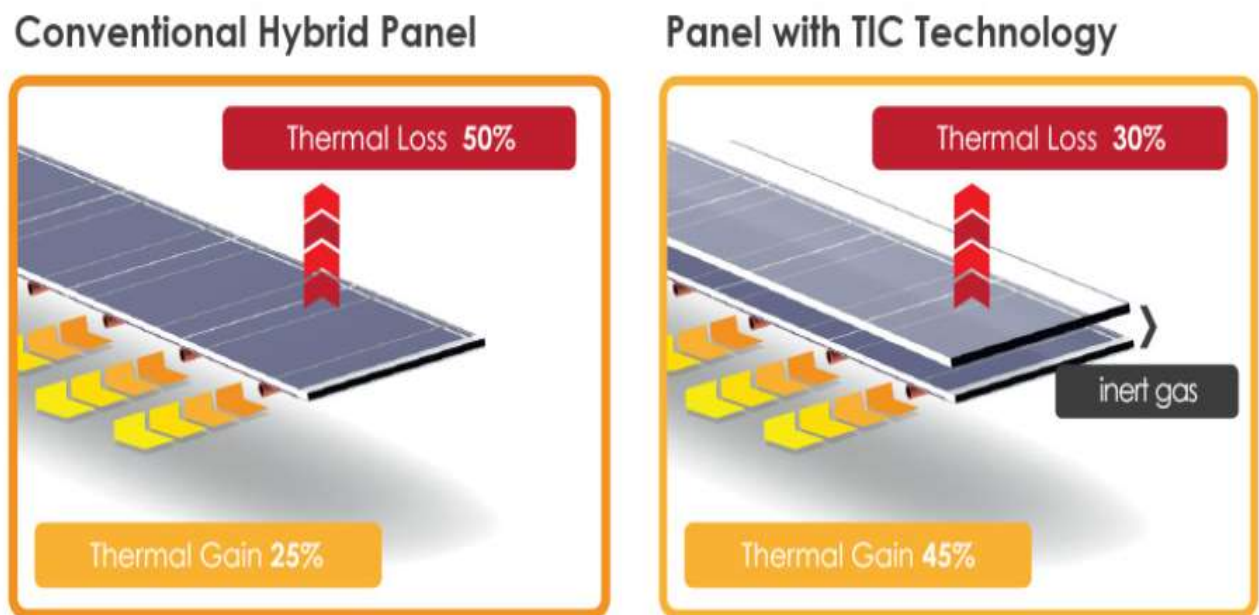


Figura 14. Tecnología de panel ECOMESH PVT-2

2.2.2 SOLAR HÍBRIDA EN GD

Hablamos de una de las tecnologías más prometedoras en la GD, ya que su principal ventaja es el espacio ahorrado, siendo este uno de los principales problemas del pequeño productor de energía.

El uso de esta tecnología no evita el uso de inversor, pero al poder reducir nuestra producción de energía eléctrica, evita el usar inversores de mayor tamaño, así como una reducción en la necesidad de protecciones, al trabajar con potencias más pequeñas.

En la última Task60 (reunión a nivel Europeo de los mejores profesionales de este sector) se abordó el tema del uso de la tecnología solar híbrida para la generación de pozos, calentamiento de agua caliente sanitaria,...

En 2018, se instalaron los primeros paneles de tecnología solar híbrida en el parque de bomberos 1 de Zaragoza, siendo la primera instalación de este tipo en un edificio público. La instalación se estima que producirá 9618 kWh eléctricos y 25449 kWh para calentar al año, lo cual implica que el 65% de la demanda se cubra mediante energía solar. Con esto, se puede ver que es una tecnología madura y lista para su implantación.



Figura 15. Instalación solar híbrida en el parque de bomberos 1 de Zaragoza, España

Aunque con menos éxito, también se están implantando sistemas solares híbridos Aero-fotovoltaicas, en donde el calor sobrante de la producción fotovoltaica se recircula, pudiéndose usar para climatizar desde una pequeña vivienda a un gran hospital. El gran productor de este tipo de instalaciones es la empresa francesa Systovi, mediante su sistema R-VOLT PLUS, en el que una vez que el aire entra en un colector, se fuerza a calentarse o enfriarse al recorrer el interior del panel succionado por un motor en el interior de la vivienda. Por ello, debemos hablar de un sistema, no solo de paneles solares, ya que el diseño del R-VOLT implica no solo a los paneles, sino también al módulo interior que funciona para forzar la circulación del aire desde o hacia el interior de la vivienda, y dispone de filtros de particular para asegura que el aire entra en la vivienda limpio. Con esto, se aprovecha hasta un 60% del calor desperdiciado por un modulo fotovoltaico. A continuación, podemos ver un ejemplo de instalación de este tipo.

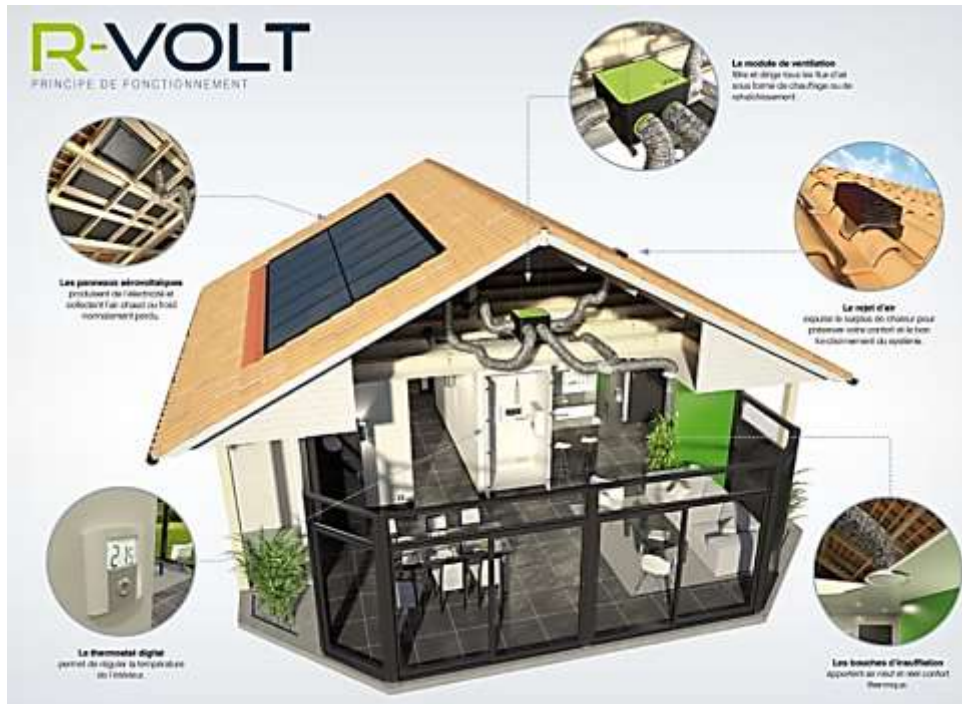


Figura 16. Sistema R-VOLT instalada en una vivienda

2.3. EÓLICA

La energía eólica es aquella que a través de un aerogenerador transforma la energía cinética de las corrientes de aire en energía eléctrica. El proceso de extracción se realiza principalmente gracias al rotor, que transforma la energía cinética en energía mecánica, y al generador, que transforma dicha energía mecánica en eléctrica. Es una fuente de energía renovable, eficiente, madura y segura, la cual es clave para la transición energética y la descarbonización de la economía.

Estos aerogeneradores para producción eléctrica a gran escala se ubican en grandes parques eólicos, ya que debido a la variabilidad del viento, se aprovechan emplazamientos donde la presencia del viento es predominante, como mesetas, cimas, lugares de corrientes marinas,...



Figura 17. Parque eólico ubicado en la cima de una colina

Los aerogeneradores han de orientarse en la dirección del viento —esto sucede gracias a una veleta que se encuentra en la góndola—. A partir de ahí, la fuerza de las corrientes de aire pondrá en funcionamiento las tres principales partes del aerogenerador:

- El rotor: compuesto por tres palas y el buje que las une, su función es captar la fuerza del viento y convertirla en energía mecánica de rotación.
- La multiplicadora: unida al motor mediante un eje, su función es elevar la velocidad de giro de 30 revoluciones por minuto (rpm) a 1500 rpm.
- El generador: este elemento se encarga de convertir la energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

Cada uno de los aerogeneradores que componen un parque eólico están unidos entre sí por cables subterráneos que llevan la energía eléctrica a una subestación transformadora. De ahí es transportada a los hogares, las fábricas o las escuelas, entre otros, a través de las redes de distribución de las distintas compañías eléctricas.

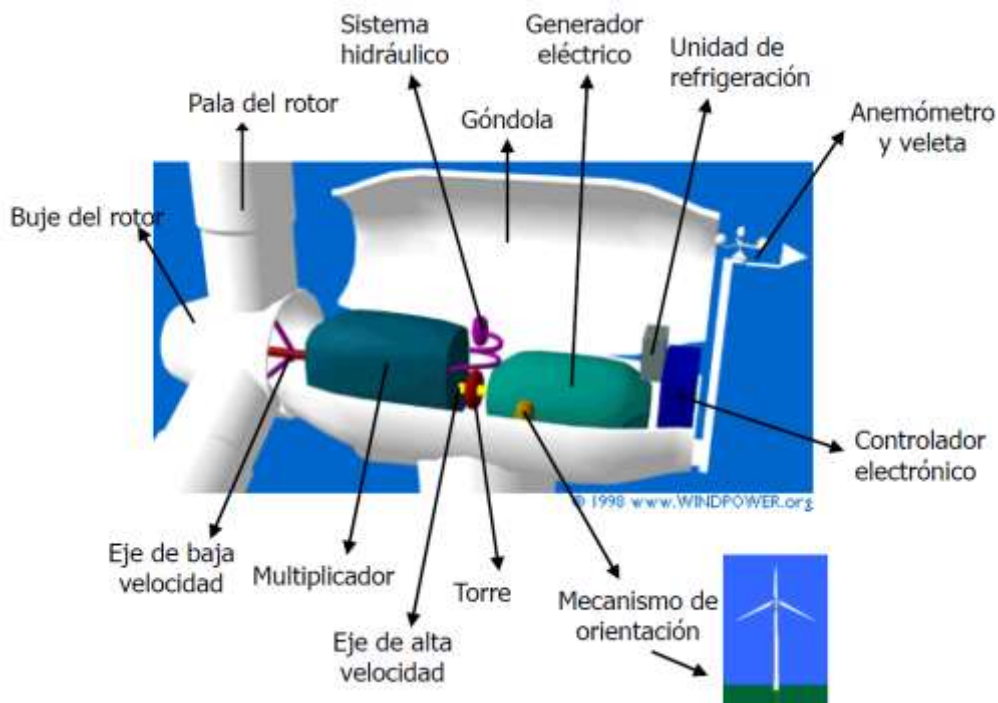


Figura 18. Componentes internos de un aerogenerador

Además, durante los últimos años ha aumentado tanto el tamaño como la potencia que son capaces de producir estos aerogeneradores, como vemos en la imagen inferior.

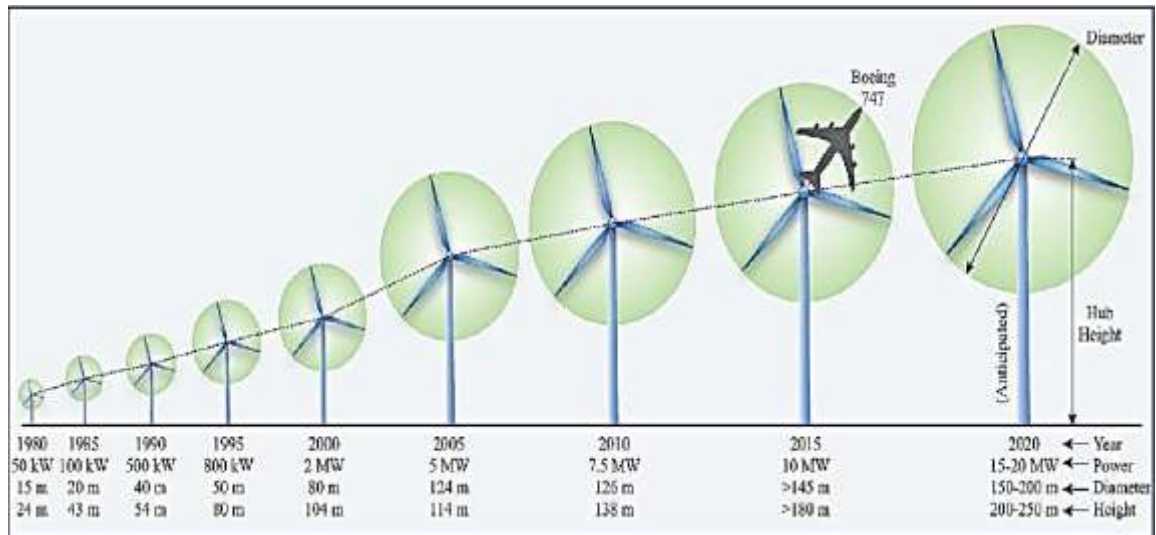


Figura 19. Evolución de tamaño y potencia de aerogeneradores

En España, es la tecnología de producción eléctrica a gran escala que más produjo durante el 2021, con una tasa del 23,3%, lo que suponen mas de 61000 GWh de electricidad. Es por ello que a gran escala lidera la producción eléctrica renovable en nuestro país.

2.3.1 MINIEÓLICA EN LA GD

El funcionamiento a pequeña escala de los pequeños aerogeneradores es similar a aquellos de mayor tamaño, solo que los aerogeneradores son más pequeños (por lo que habitualmente se le llama minieólica) y la energía eléctrica producida se consume en el lugar de generación, paso previo por un inversor, para su transformación en alterna y mayor seguridad.

Habitualmente, estas instalaciones se suelen encontrar en granjas, casas rurales y lugares mas aislados, donde hay espacio suficiente para levantar una torre y una hélice de bastantes metros.

Estos pequeños molinos suelen ser de al menos 2 metros de diámetro de aspas, con potencias nominales que rondan entre los 600 W y 1000 W, aunque también podemos encontrar equipos de 250 W.



Figura 20. Pequeño aerogenerador en la fachada de una vivienda para autoconsumo

Su instalación para autoconsumo plantea una gran problemática, ya que el viento es incluso mas variable que la

producción solar, por lo que una buena ubicación geográfica de nuestra instalación es muy importante, ya que el pequeño aerogenerador dará una potencia significativa si el viento sopla como mínimo a 3 m/s. En el mercado, la capacidad del aerogenerador se calcula por su potencia nominal, potencia entregada habitualmente en el rango de los 10-12m/s de velocidad de viento, siendo hoy en día, de modo orientativo, que el coste del kilovatio instalado oscile para uso doméstico entre los 1.000 a 3.000 euros (A mayor potencia instalada menos coste/kW). Es una tecnología no suele usarse en solitario si se trata de una instalación aislada, aunque una opción sería equiparlas con batería si queremos tener una cierta seguridad de producción, pero aumentaría en gran medida el coste de la inversión.



Figura 21. Instalación combinada de fotovoltaica y minieólica

Debido a los problemas de producción que conllevan, hoy en día se está optando por instalaciones combinadas de minieólica y fotovoltaica o minieólica y diésel. Junto con una instalación de fotovoltaica, conlleva una reducción entorno al 40% en nuestro recibo de la luz y un 90% cuando hablamos de generadores diésel.

2.4. COGENERACION

Según la IDEA, la cogeneración se define como la producción conjunta, en un proceso secuencial, de energía mecánica y/o eléctrica y energía térmica útil. Si además, producimos frío, se llamaría trigeneración. Actualmente esta surgiendo una nueva denominación, llamada cuadrigeración, la cual también captura las emisiones de CO₂ y la tetrageneración, la cual además de energía eléctrica, térmica y frigorífica, produce energía mecánica.

Su mayor ventaja es el aumento significativo de rendimiento que se obtiene al generar de manera simultánea tanto electricidad como calor, ya que hasta hace unos años la demanda eléctrica se cubría con un generador y posteriormente la demanda térmica con una caldera. Con el método convencional, se puede llegar a producir electricidad con un rendimiento entorno al 40%, mientras que usando cogeneración, se pueden llegar a rendimientos entorno al 70% y con trigeneración casi a un 80%. En la imagen inferior, podemos ver mediante dos diagramas de Sankey la comparativa entre una instalación de ciclo combinado y una instalación de

producción eléctrica convencional.

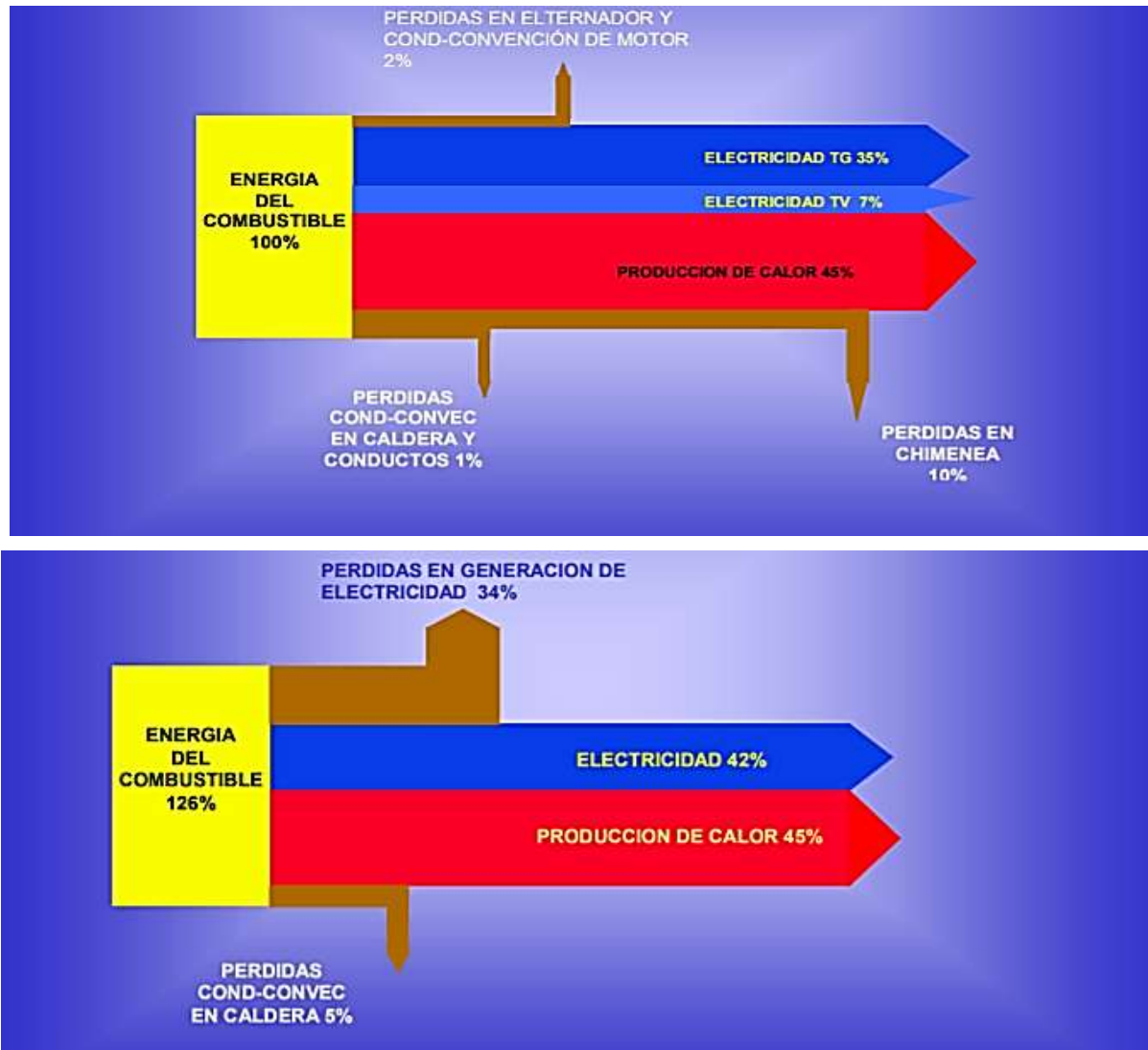


Figura 22. Arriba, diagrama de Sankey de producción eléctrica con cogeneración. Abajo, diagrama de Sankey de producción eléctrica convencional

La producción energética por medio de la cogeneración está regido según el Régimen Especial de energía (Real Decreto 413/2014), por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Para que una instalación de cogeneración pueda acogerse a este plan teniendo una potencia instalada mayor de 1 MW tiene que cumplir con un requisito indispensable, el cual es acreditar un ahorro de energía primaria al producir electricidad. Para este cálculo usamos el factor PES (Primary Energy Savings o ahorro porcentual de energía primaria), que viene determinado por la normativa europea, y que corresponde al porcentaje “teórico” de ahorro de energía primaria que proporciona la cogeneración frente a medios convencionales de producción de energía térmica o eléctrica, debiendo ser este factor mayor del 10% para poder acogerse al Régimen Especial. La fórmula del factor PES sería:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H} - \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E}}$$

Donde:

- $CHP H_\eta \rightarrow$ Rendimiento térmico en nuestra instalación de cogeneración.
- $CHP E_\eta \rightarrow$ Rendimiento eléctrico en nuestra instalación de cogeneración.
- $Ref H \rightarrow$ valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor.
- $Ref E \rightarrow$ Valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad.

2.4.1 GENERADORES DE ELECTRICIDAD

- Motor de combustión interna alternativo: El motor alternativo, es un motor térmico cíclico de combustión interna, el cual convierte la energía química contenida en un combustible en energía mecánica de rotación de un eje. La reacción explosiva de la mezcla aire-combustible en el interior de un cilindro provoca el movimiento lineal del pistón, que la biela convierte en rotación del cigüeñal. De esta manera también se asegura el movimiento alternativo del pistón, que permite renovar los gases producto de la combustión por mezcla fresca, lista para explosionar. Cuando lo usamos para la producción eléctrica, se le denominan motores estacionarios.

Podemos agruparlos en dos tipos, los motores de encendido por chispa, los cuales funcionan según el ciclo Otto y los motores de encendido por compresión, los cuales funcionan según el ciclo Diesel.

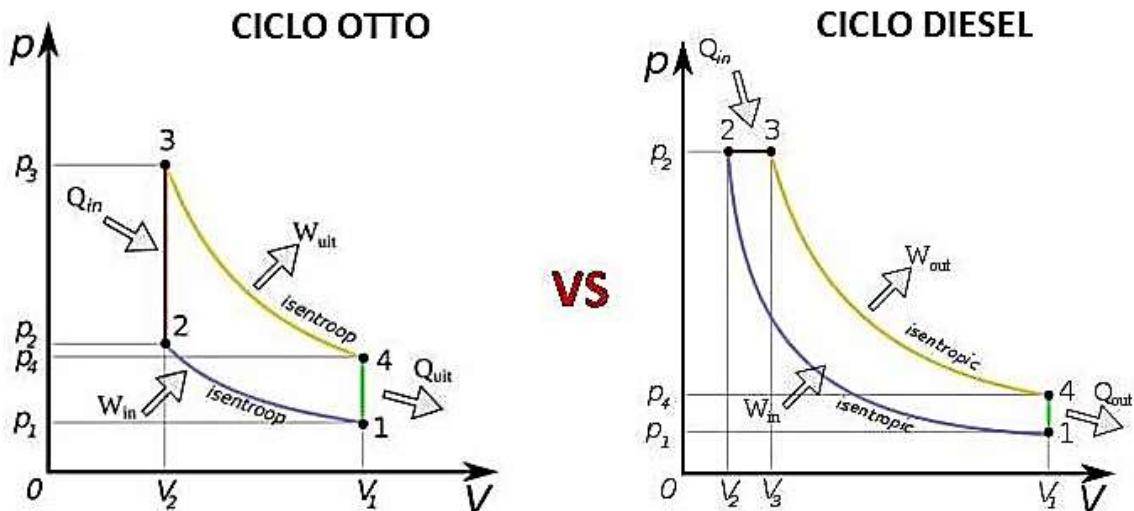


Figura 23. Diagramas p-v comparativos entre ciclo Otto y ciclo Diesel

Al igual que las turbinas de gas, son idóneos para la cogeneración, debido a la energía contenida en los gases de escape. Tienen un rango de funcionamiento que va desde los 5 kWe hasta los 15 MWe, aunque a partir de 10 MWe se suele optar por el uso de turbinas de gas.

Para la producción eléctrica tienen un rendimiento entorno al 45%, pero al integrarlo en un ciclo de cogeneración y aprovechar sus prestaciones térmicas, este rendimiento puede llegar a ser entorno al 80%.

Son adecuadas principalmente para plantas con baja o media demanda térmica, ya que su temperatura de gases de escape es menor que los de la turbina de gas (en torno a 400°C) y para la producción de frío por absorción, utilizando directamente el calor del agua de refrigeración, el cual es estrictamente necesario para este tipo de motores.



Figura 24. Esquema de una central de cogeneración con MCI

Entre sus mayores ventajas destaca su buena eficiencia a carga parcial y flexibilidad de funcionamiento, permitiendo responder de forma casi instantánea a las fluctuaciones de la potencia sin aumentar prácticamente el consumo específico, así como una elevada relación electricidad/calor y unos costes relativamente bajos.

- Turbinas de gas: Una turbina de gas es una máquina térmica que funciona según el ciclo Brayton, en el que a través de un compresor comprimimos aire, que posteriormente es dirigido a una cámara de combustión donde junto con el combustible y el aire comprimido se produce una reacción de combustión, obteniendo como producto gases a altas temperaturas (sobre unos 1300-1500 °C) y presión, los cuales se expanden en la turbina, produciéndose una fuerza motriz la cual mueve un alternador y produce energía eléctrica.

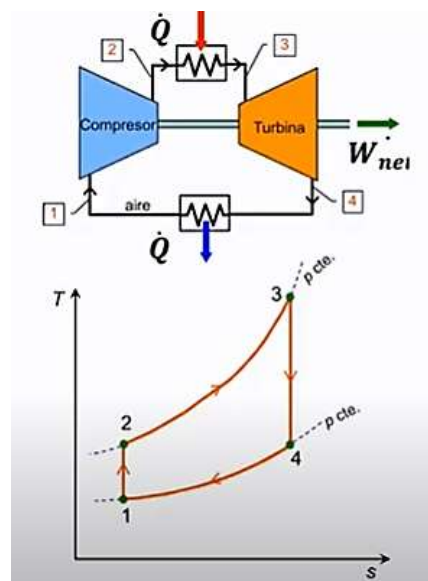


Figura 25. Diagrama T-s de ciclo Brayton

Aunque es uno de los sistemas más utilizados actualmente para la producción eléctrica, sus rendimientos rondan sobre el 30-40%. Esto, junto con la facilidad de recuperar la energía contenida en los gases de escape (los cuales suelen salir en torno a 500-600°C) la hace ideal para su uso en un ciclo de cogeneración, ya que se aprovecha calor residual (que de otra manera sería desechado al ambiente) y se eleva en gran medida su rendimiento.

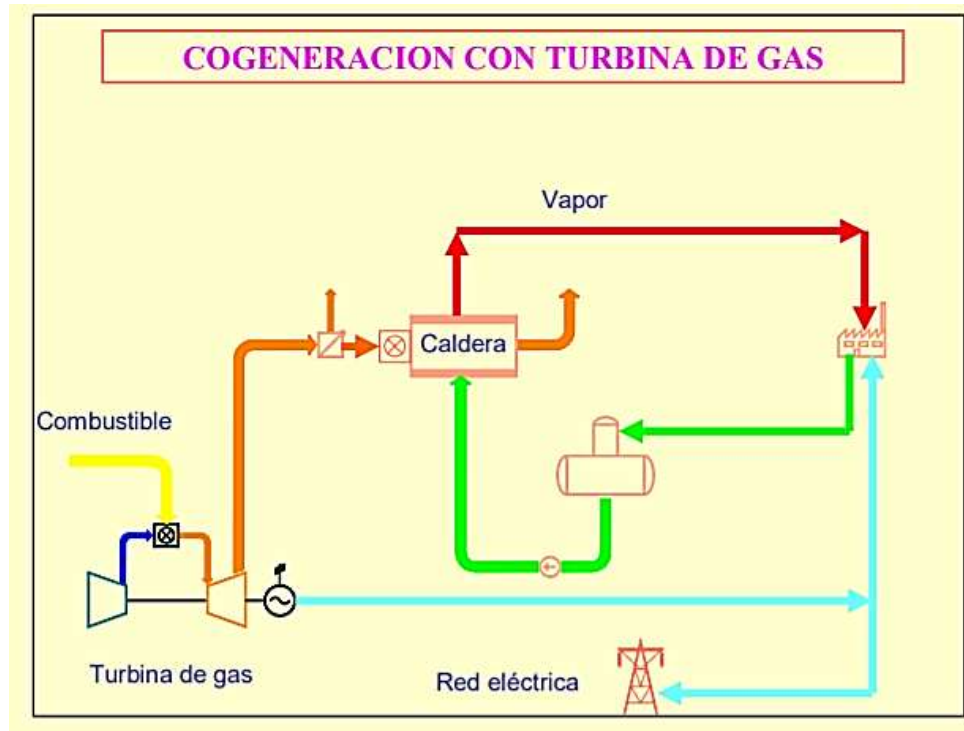


Figura 26. Instalación de cogeneración con turbina de gas

Como podemos ver en la imagen, los gases a su salida se redireccionan a la caldera, donde podemos producir vapor o directamente usarlos para satisfacer la demanda térmica de nuestra industria, como por ejemplo, el caso de un secadero o el tratamiento de leche UHT e incluso con una máquina de adsorción podríamos diseñar un sistema para refrigerar, es decir, trigenerar.

- **Microturbinas:** Funcionan según el mismo ciclo termodinámico que las turbinas de gas, el ciclo Brayton, aunque sus potencias varían desde los 20 kW hasta los 500 kW. Están constituidas por un compresor, una turbina, un recuperador y un generador, generalmente montados en un único eje, aunque a diferencia de las turbinas de gas, las microturbinas simplifican todos estos elementos quedando únicamente una pieza móvil en toda la máquina. Esta pieza móvil contiene la única etapa de compresor, la única etapa de turbina y el eje del alternador. El conjunto gira sobre unos cojinetes de aire que permiten alcanzar los 96.000 rpm. Para poder adaptar la corriente generada a una corriente alterna de 50 Hz útil, se utiliza electrónica de potencia. Se genera corriente alterna a frecuencia variable, se convierte a corriente continua y, mediante un inversor, se vuelve a convertir en corriente alterna. Es por ello, que una de sus principales ventajas son el número escaso de partes móviles, su tamaño compacto, su gran variedad de tamaños y una menor emisión de ruidos y emisiones que una turbina de gas.

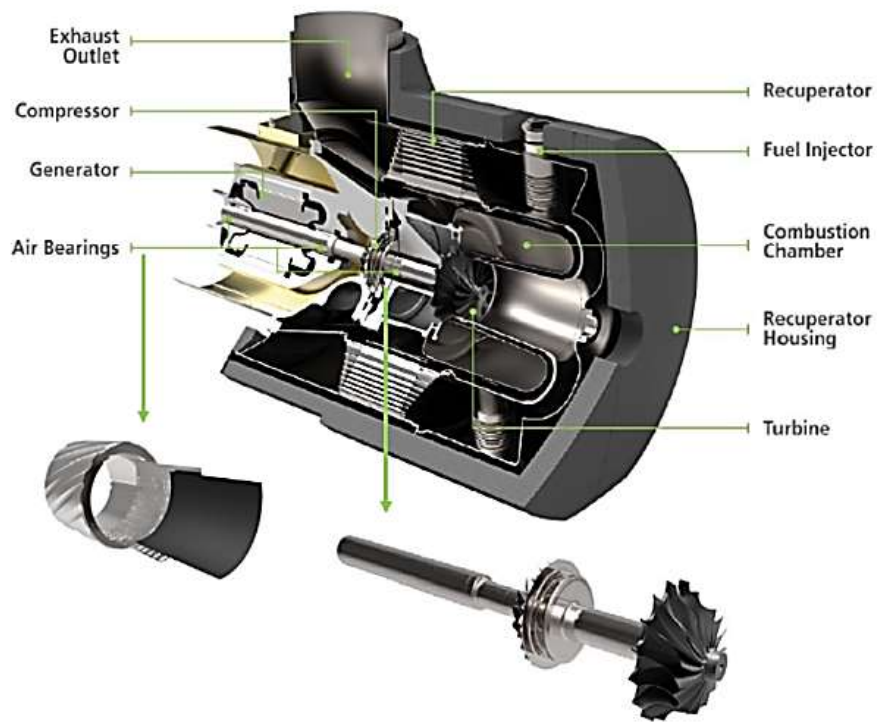


Figura 27. Principales componentes de una microturbinador

Aunque algunas microturbinas de gas utilizan la temperatura de los gases de escape para calentar el aire de entrada al compresor, aumentando así su rendimiento eléctrico entorno al 30%, su principal ventaja se muestra al integrarla en un ciclo de cogeneración, donde su rendimiento eléctrico bajaría un 15%, pero la eficiencia total del ciclo podría llegar a ser del 80%. Hay que destacar, que aunque integre un sistema de regeneración para precalentar el aire de entrada al compresor, aun quedarían gases con una temperatura de salida entorno a los 300 °C, lo que la hace idónea para instalaciones térmicas donde la demanda térmica sea baja o incluso para un uso doméstico, donde la demanda térmica se limita a calefacción y ACS.

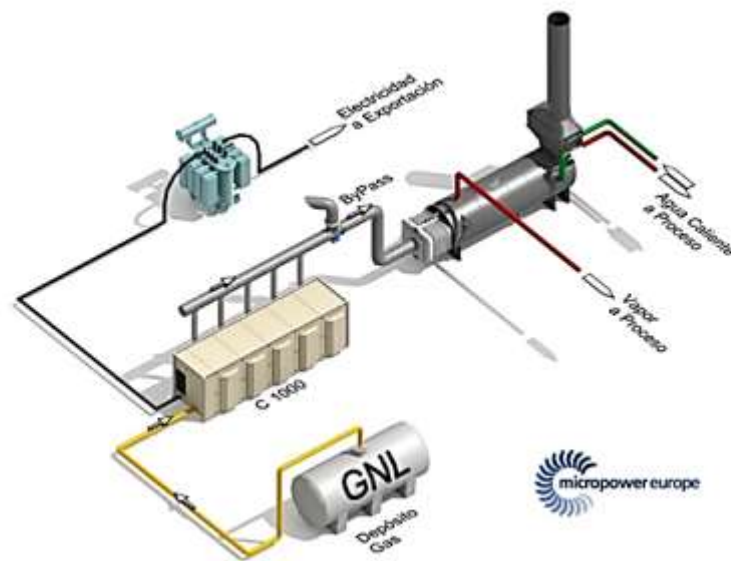


Figura 28. Esquema de una central de cogeneración con microturbinador

Por su simplicidad mecánica las microturbinas aceptan diferentes tipos de combustibles y, variando los inyectores y el programa electrónico, se consigue utilizar desde biogás de vertedero con tan solo el 35% de metano a GLP con PCI muy elevado.

Las turbinas de gas tienen una combustión con un alto exceso de aire por lo que los gases de escape tienen un contenido en oxígeno, superior al 17% y por tanto pueden ser usados como comburente en procesos con postcombustión para la generación de vapor o para sistemas de trigeneración de alta eficiencia con máquinas de doble

efecto. La ausencia de aceite permite usar los gases directos para secado.

2.4.2 RECUPERADORES DE CALOR

El principal aspecto de la cogeneración es un aumento del rendimiento debido a la recuperación del calor residual. Los siguientes son los sistemas más utilizados de recuperación de calor:

- Economizador → Es el sistema más simple de recuperación de calor residual. Los economizadores de la chimenea de calderas utilizan la energía térmica del gas expulsado en el proceso de calentamiento hacia la pila para calentar el agua de alimentación de la caldera y reducir la cantidad de energía requerida para hacer vapor o satisfacer la demanda térmica de nuestro proceso.
En caso de que una instalación requiriera de una caldera, con el economizador conseguiríamos aumentar la eficiencia térmica de la caldera y reducir el consumo de combustibles.

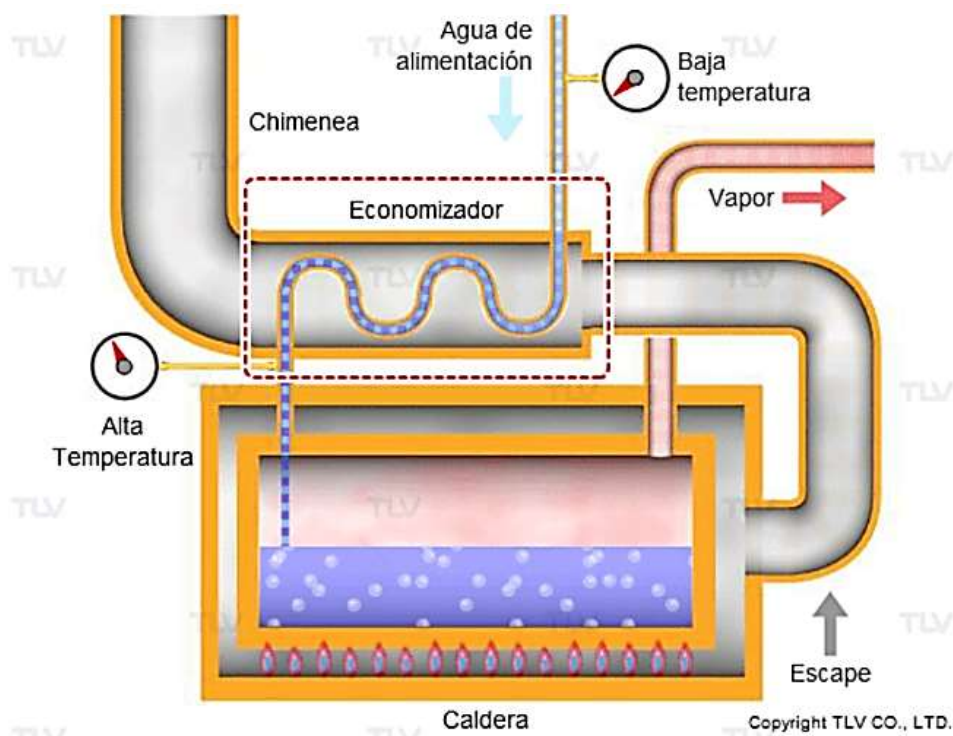


Figura 29. Instalación de cogeneración con economizador

- Caldera de calor residual (WHB): Usa el mismo principio que los economizadores. La energía contenida en los gases de escape se puede capturar para generar vapor de baja a media presión en una caldera. Un WHB también se puede usar para eliminar el calor de un fluido de proceso que necesita ser refrigerado para su transporte o almacenamiento, y generar vapor a partir de ese calor. Para evitar problemas por humedad, se recomienda usar un separador de alta eficiencia y trampa de

vapor.

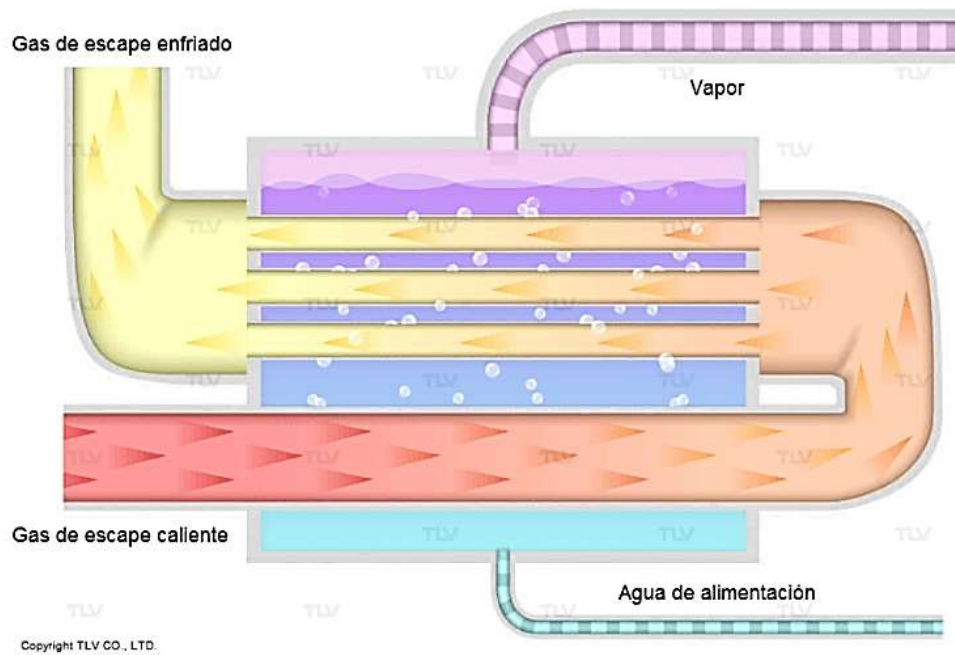


Figura 30. Instalación de cogeneración con caldera de calor residual

- **Generador de vapor de recuperación de calor (HRSG):** Es quizás el sistema de recuperación de calor más complejo de los expuestos, pero también el más eficiente. En este tipo de calderas, el agua de alimentación se hace pasar por un sobrecalentador, un evaporador y un economizador, calentándolo con los gases calientes residuales del escape del generador eléctrico, lo que posibilita el obtener un vapor sobrecalentado de mayor calidad que en los casos anteriores. Esto lo hace ideal para además, producir electricidad por medio de una turbina de vapor. Las calderas de recuperación de calor pueden clasificarse en calderas con o sin postcombustión y horizontales o verticales y también por el número de pasos por la caldera.

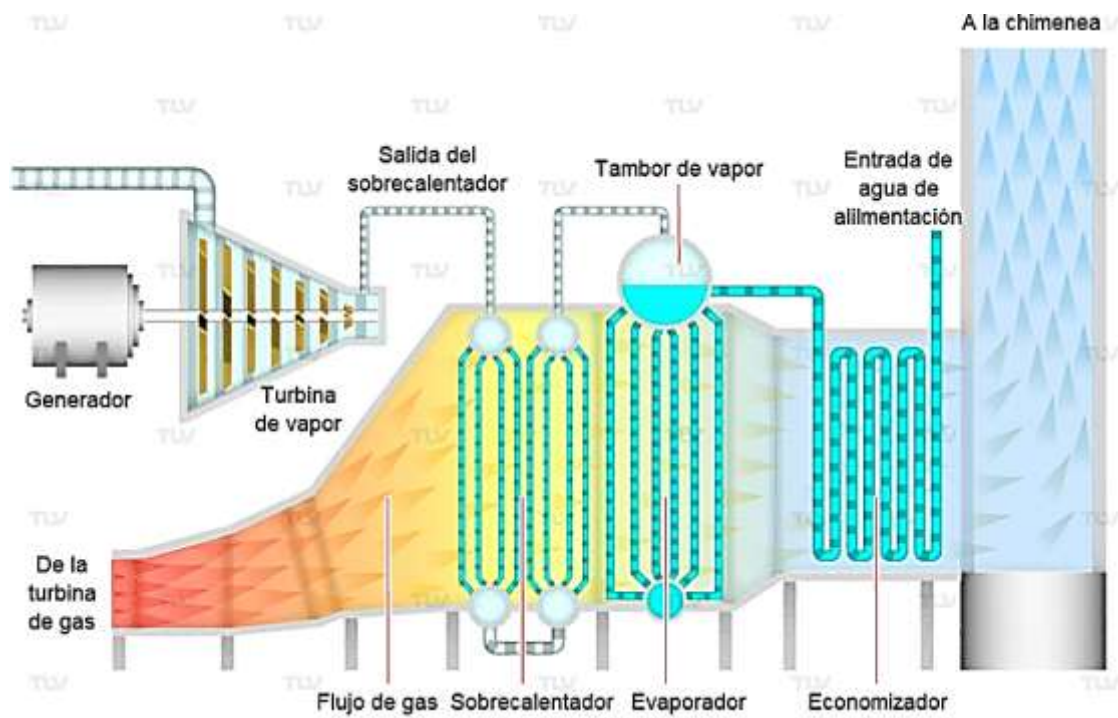


Figura 31. Instalación de cogeneración con un generador de vapor de recuperación de calor horizontal

2.4.3 COGENERACION EN LA GD

Con la cogeneración, se plantea un nuevo campo para los combustibles fósiles, cada vez menos usados para la producción eléctrica, debido a los problemas de emisiones. Cogenerando, se consigue elevar el rendimiento de la producción eléctrica de manera que el ahorro haga viable su implantación.

Es una tecnología principalmente atractiva para industrias donde se demande tanto electricidad como grandes cantidades de energía térmica.

En la actualidad, cada vez está más extendido la microcogeneración en viviendas, ya que al producir de manera simultánea tanto electricidad como energía térmica en el punto de consumo, reduciríamos las pérdidas por transporte, además de evitarnos los problemas de abastecimiento que nos plantean las renovables.

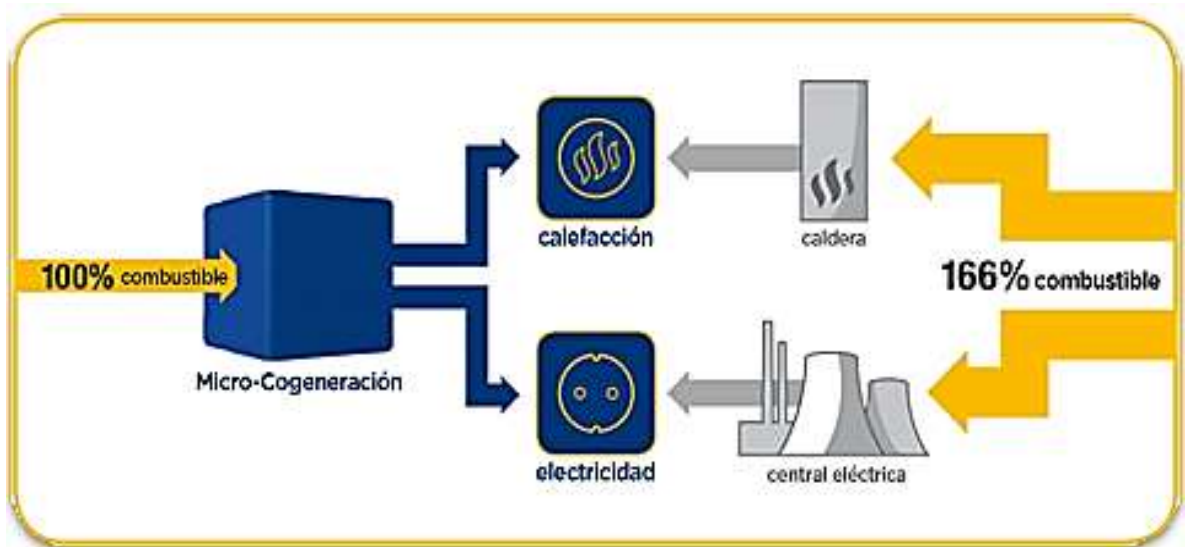


Figura 32. Microcogeneración vs generación convencional

Las turbinas de gas son los equipos más ampliamente utilizados, tanto en ciclo combinado como en ciclo simple, para potencias medias que van desde varios cientos de kilovatios hasta varios cientos de megavatios.

A partir de esos equipos, se desarrolla la construcción de microturbinas, para potencias de algunos kilovatios, la cual se presenta como un mercado en auge. En general, estos equipos son capaces de responder rápidamente a los cambios de carga, teniendo además tiempos más rápidos de arranque. Las microturbinas se han utilizado tradicionalmente para cogeneración, obteniéndose ventajas como: baja inversión inicial, alta disponibilidad, mantenimiento rápido y de bajo coste, además de su capacidad de uso de diferentes tipos de combustible, produciendo calor residual de alta calidad que puede ser fácilmente recuperado, además de altas eficiencias en tamaños grandes. Las microturbinas de gas son una de las mejores alternativas para su aplicación en microcogeneración, debido al bajo ruido, su gran fiabilidad que implica bajos costes de mantenimiento y por las altas eficiencias globales que alcanza.

Además, combinándolas con sistemas de producción energética renovables, podríamos conseguir una instalación de bajas emisiones con la seguridad de producción de sistemas basados en recursos fósiles sin necesidad de un sistema de almacenamiento.

2.5. MINIHIDRAULICA

La producción de energía eléctrica a través del aprovechamiento de la fuerza del agua ha sido utilizada durante muchos años para la producción de energía, desde su aprovechamiento energético en forma de energía mecánica como por ejemplo para moler trigo, hasta las grandes centrales hidroeléctricas que producen electricidad.

Su funcionamiento es sencillo. A su paso por los diferentes componentes, el agua procedente de los sistemas de toma de agua es canalizada, a través de canales o conductos, a la cámara de carga, que determina el nivel del canal a cielo abierto superior, necesario en función del salto útil para la central. Desde este punto, el agua es canalizada a las turbinas a través de conductos forzados y, al pasar a por las paletas móviles (rotores), determina su rotación. El eje del rotor que gira está conectado a un generador de electricidad (alternador); el agua que sale de la turbina es devuelta, a través de los sistemas de restitución a su curso original, a un nivel determinado por el canal a cielo abierto inferior.

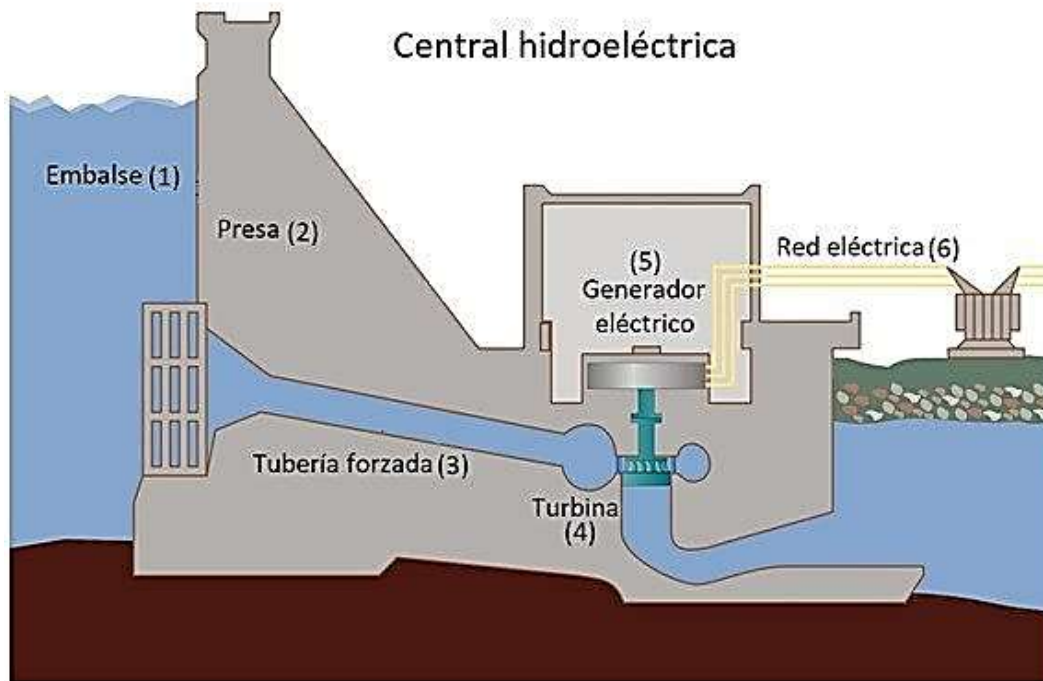


Figura 33. Esquema de una central hidroeléctrica convencional

Es decir, se tiene una tecnología madura, con seguridad de suministro y con cero emisiones, aunque con una gran contra, su impacto ambiental, ya que desde hace años distintos grupos ecologistas se manifiestan, debido a que la implantación de este tipo de centrales altera en gran medida el curso del río, al tener que almacenar grandes cantidades de agua y provoca alteraciones en el ecosistema.

Es por ello, que actualmente están en uso las centrales minihidráulicas, las cuales se caracterizan por el hecho de tener una potencia instalada reducida. Su pequeño tamaño implica el uso de estructuras de tamaño mucho menor que una presa convencional.

Son mas seguras que las centrales hidroeléctricas convencionales, ya que utilizan menores caudales, además de tener un impacto ambiental mucho menor

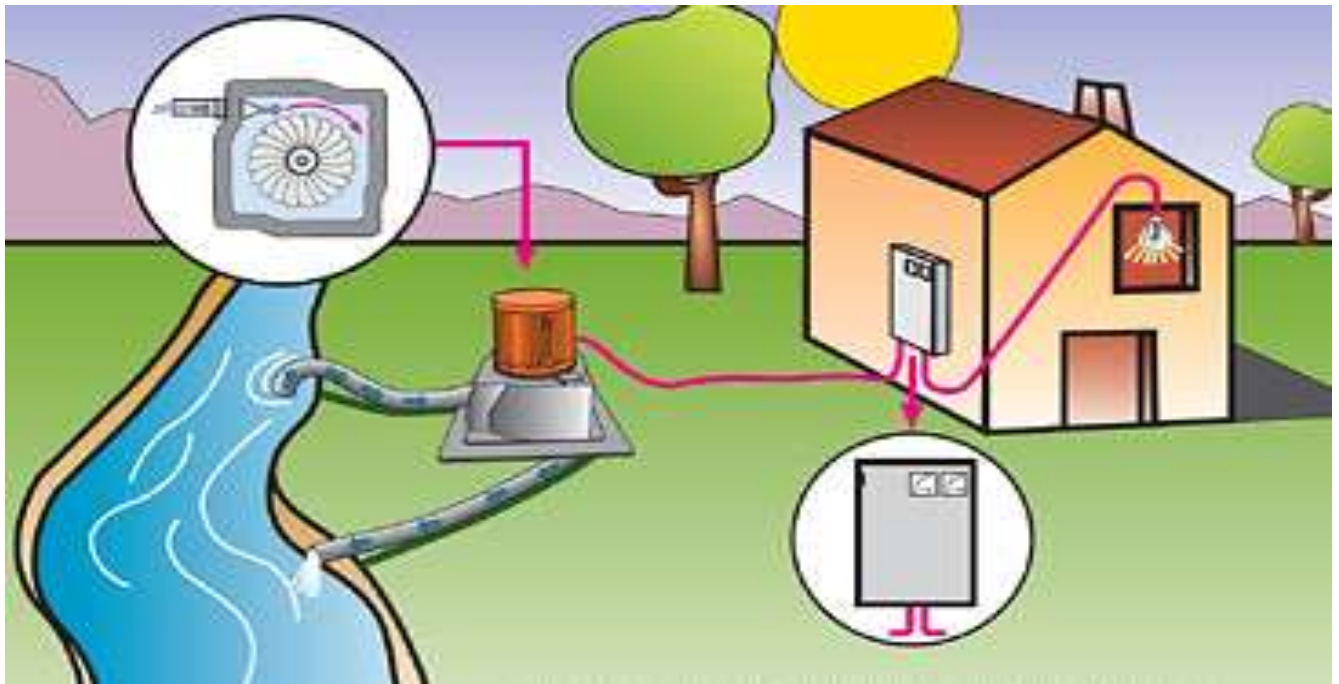


Figura 34. Esquema instalación minihidráulica

El modo de operar de esta minihidráulica para la producción eléctrica es similar al de una central hidroeléctrica convencional. En este caso, la minihidráulica está diseñada para aprovechar menores caudales a una amplia variedad de alturas (normalmente entre 2 y 150m de desnivel).

En España, se cataloga como minihidráulica a todas aquellas centrales hidroeléctricas que no exceden los 10 MW de producción, aunque dentro de la minihidráulica puede hacerse la siguiente distinción:

- Pico centrales $\rightarrow P < 5\text{kW}$
- Micro centrales $\rightarrow P < 100\text{ kW}$
- Mini centrales $\rightarrow P < 1.000\text{ kW}$
- Pequeñas centrales $\rightarrow P < 10.000\text{ kW}$

Además, mediante la autogeneración de energía se estaría evitando el consumo de electricidad de la red. Por tanto, el único coste al que se debería hacer frente es el de mantenimiento de la instalación. Cabe resaltar que dicho mantenimiento es poco importante y se reduce a la limpieza de filtros en la absorción de agua.

Si se optase por la venta de energía, la inversión realizada se vería recuperada en un menor plazo de tiempo y podría, incluso, producir beneficios. Esta posibilidad puede resultar muy interesante si se aprovecha la prima por generación de electricidad mediante energías limpias (en España el precio de venta por kilovatio-hora hidroeléctrico es de 0,082513 /kWh).

2.5.1 PARTES DE UNA CENTRAL MINIHIDRAULICA

Entre sus principales componentes encontramos:

- Captación de caudal: Las minicentrales hidroeléctricas son normalmente de agua fluyente (no se almacena agua); por tanto, el caudal turbinado y la potencia producida es variable, dependiendo del agua que pasa por el río en cada momento. Otras centrales que disponen de embalses pueden regular el caudal turbinado en el momento necesario.
- Canal: En caso de que tengamos un pequeño embalse para nuestra instalación, se hace un canal para transportar el agua desde la misma, hasta el punto que tenga el desnivel deseado con el lecho original del río.

- Cámara de carga: Es el depósito de regulación de agua, entre el punto de llegada del canal y el punto de salida del tubo de presión.
- Tubería de presión o tubería forzada: Es la conducción de agua, desde la cámara de carga hasta la turbina.
- Casa de máquinas: Es el edificio donde se ha instalado la turbina, el generador, los automatismos y otros elementos auxiliares, como el inversor, regulador, transformador,...
- Canal de aforo: Es la conducción que devuelve al río el caudal de agua, una vez que ha pasado por la turbina.
- La turbina: Es la encargada de transformar la energía potencial del agua en energía mecánica. Entre las más importantes encontramos:
 - Turbinas de hélices: Se utilizan para pequeños desniveles, entre 2 y 10 metros, las cuales, consisten básicamente, en una cámara de entrada, un distribuidor, un tubo de aspiración y un rodete con 4 o 5 palas de tipo hélice.

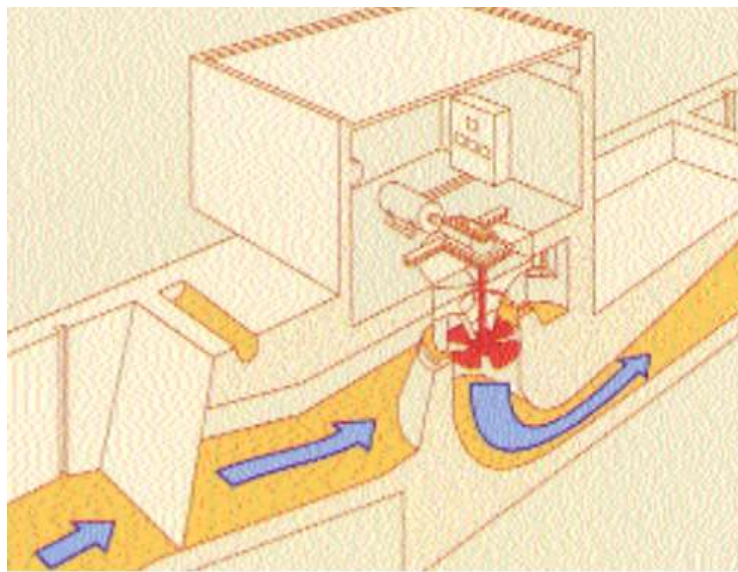


Figura 35. Turbina de hélice

- Turbina Francis: se utiliza para saltos medianos, de 5 a 100 m y se caracteriza porque tiene el rodete formado por una corona de paletas fijas, que constituyen una serie de canales que reciben el agua radialmente y la orientan hacia la salida del rodete de forma axial.

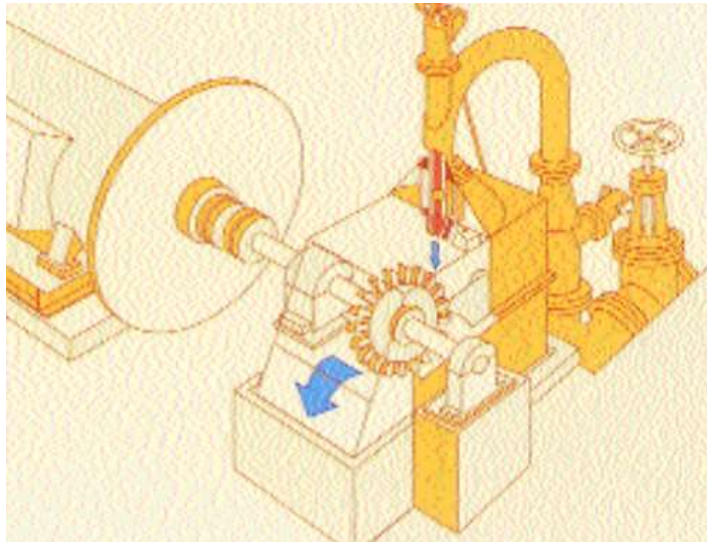


Figura 36. Turbina Francis

- Turbina Pelton: Se utiliza para saltos elevados, de 50 a 400 m, por lo que son poco usuales para minihidráulicas. Esta turbina tiene un rodete que, en la periferia, lleva montadas unas palas en forma de doble cuchara, sobre las cuales incide un chorro de agua, dirigido por uno o más inyectores. Los inyectores son los encargados de regular el caudal y, en consecuencia, la potencia de la turbina.

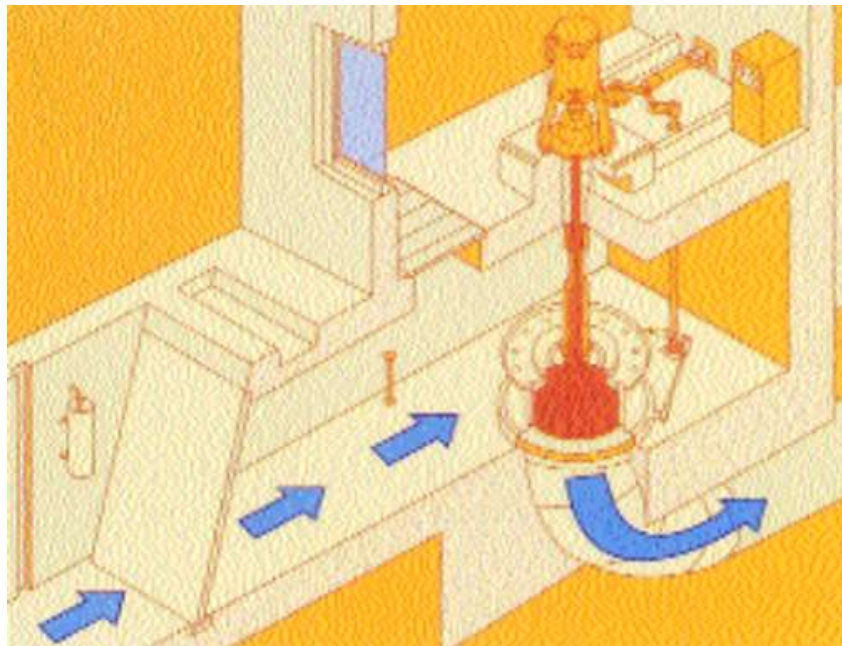


Figura 37. Turbina Pelton

- Generador eléctrico: El generador es el encargado de transformar la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. Funciona según el principio de inducción electromagnética.

2.5.2 MINIHIDRAULICA EN LA GD

Entre sus mayores ventajas destaca que se puede usar los mismos canales de agua ya instalados para el agua potable, canales de riego,...

Son adecuados para consumidores remotos y se adaptan bien al medio ambiente sin alterar el equilibrio

ecológico. Además, son relativamente fáciles de conectar a la red de energía.



Figura 38. Central minihidráulica ubicada en Fuensanta, Albacete de 9 MW de potencia

Una desventaja es su fuerte dependencia de la lluvia, ya que en los esquemas de las pequeñas centrales hidroeléctricas, por regla general, no se proporcionan depósitos de compensación, además que su producción de energía debe cumplir con el programa de riego o suministro de agua cuando se construye en dichos sistemas.

En la actualidad, se puede afirmar que la energía minihidráulica ha conseguido un grado de madurez tecnológica, comercial y normativa muy elevada, cosa que posibilita un gran número de instalaciones de este tipo.

Un sector para el que es especialmente interesante esta tecnología es para el agrario, ya que cada año deben recircular miles de metros cúbicos de agua para los sistemas de regadío, por lo que esta misma agua recirculada podríamos turbinarla en una central minihidráulica, de manera que se podrían alimentar las bombas de agua con la energía que produzca nuestra minicentral.

Para industrias de determinados sectores (químico, siderúrgico, papeleras, textil, cemento...), con un consumo elevado de electricidad, puede resultar interesante tener una central minihidráulica, porque toda la electricidad producida puede ser utilizada en el proceso de fabricación de la misma industria. La situación ideal es una interconexión con la red, ya que además de mejorar el equilibrio eléctrico entre producción y demanda de la instalación, posibilita vender el exceso producido durante las horas que la fábrica está parada.

2.6. BIOMASA

La biomasa, en el contexto energético, según la APPA, son aquellos combustibles que pueden considerarse como la materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, la cual podemos utilizar como fuente de energía. Aunque hace unos años no era un término muy conocido, es la técnica de generación energética más usada a lo largo de la humanidad, ya que desde que aprendimos a dominar el fuego hemos usado biomasa como la madera para producir energía, aunque posteriormente fueron reemplazados por los combustibles fósiles. Debido a la crisis medioambiental, esta tecnología se presenta como una alternativa viable para la generación eléctrica, debido a su alta eficiencia energética, dosis de ahorro y sostenibilidad ambiental.

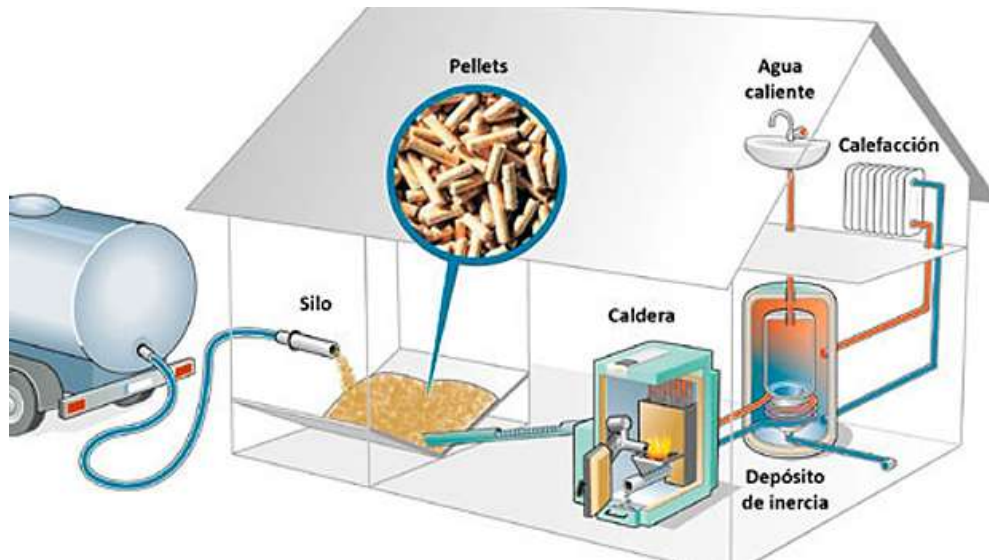


Figura 39. Instalación doméstica de una caldera de biomasa

2.6.1 FUNCIONAMIENTO

Existen dos métodos principales para convertir la biomasa en energía aprovechable, termoquímico y químico.

- Termoquímico: Los métodos termoquímicos transforman la biomasa por medio de la aplicación de calor (energía térmica). Este método libera la energía contenida en la biomasa, o bien la convierte en un producto con una composición diferente de sólido, líquido y gaseoso, dependiendo de la composición del producto inicial y el proceso utilizado. Podemos encontrar diferentes métodos para producir energía de manera termoquímica:
 - Combustión: Es la oxidación completa de la biomasa por el oxígeno del aire al aplicar altas temperaturas (800 -1000 °C), en esta reacción se libera agua, gas carbónico, cenizas y calor. Este último es utilizado para el calentamiento doméstico o industrial o para la producción de electricidad.

La tecnología más difundida a escala comercial para llevar a cabo la combustión son las parrillas fijas, horizontales e inclinadas o las móviles y vibratorias. Son muy similares a las usadas con otros combustibles como el carbon, aunque con pequeñas modificaciones.

En los últimos años, para la producción en plantas térmicas o termoeléctricas se están imponiendo las calderas de lecho fluido, especialmente las de tipo burbujeante, debido a su mayor variabilidad económica en plantas relativamente pequeñas, además de trabajar a temperaturas menores, lo que disminuye las emisiones de NO_x .



Figura 40. Caldera de lecho fluido

- **Pirolisis:** Se trata de una combustión incompleta a una temperatura aproximada de 500°C de la biomasa en condiciones anaerobias, es decir, en ausencia de oxígeno. Se utiliza desde hace mucho tiempo para producir carbón vegetal. Este método libera también un gas pobre, mezcla de monóxido (CO) y dióxido de carbono (CO₂), de hidrógeno (H₂) y de hidrocarburos ligeros. Este gas, de poco poder calórico, puede servir para accionar motores diesel, para producir electricidad o para mover vehículos.
Existe una variante de este método, la pirolisis flash, la cual se realiza a una temperatura mayor, alrededor de 1.000 °C, y tiene la ventaja de asegurar una gasificación casi total de la biomasa. Se optimiza de esta forma el gas pobre. Las instalaciones en la que se realizan la pirolisis y la gasificación de la biomasa se llaman gasógenos. El gas pobre producido puede utilizarse directamente o puede servir como base para la síntesis de metanol, el cual podría sustituir a las gasolinas para la alimentación de los motores de explosión (carburol).

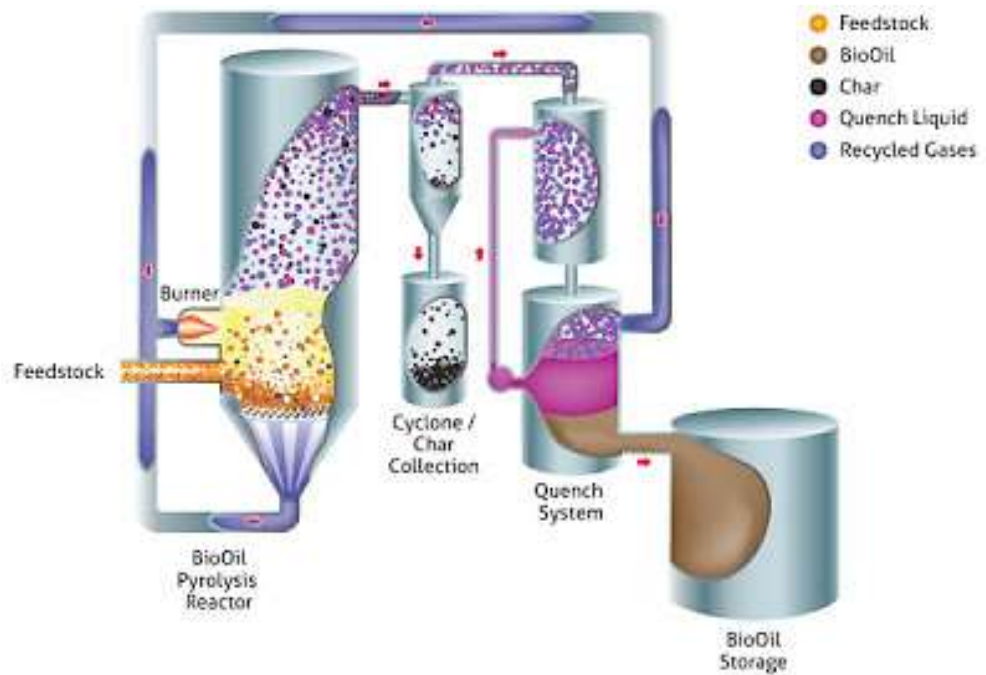


Figura 41. Sistema de combustión de biomasa por pirólisis

- Gasificación: Es un proceso de combustión incompleta de la biomasa, efectuado a altas temperaturas (700-1200°C), aunque en general, inferiores a las de combustión. Como producto principal se obtiene un gas combustible compuesto por hidrógeno, metano y monóxido de carbono. El poder calorífico de este gas, se sitúa en torno a los 4 MJ/Nm³. Es una alternativa con mejores rendimientos que la combustión en calderas, ya que el gas residual puede ser usado para la producción en turbinas.

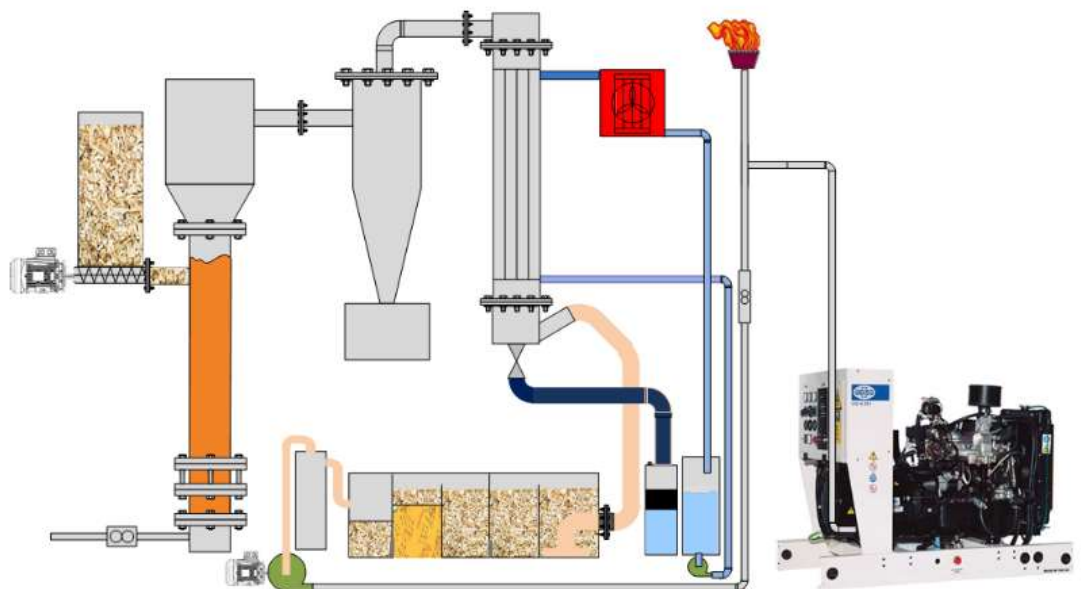


Figura 42. Sistema de gasificación de biomasa previa a su combustión

- Químico: También llamada digestión anaerobia, se basan en la utilización de diversos tipos de microorganismos que degradan las moléculas a compuestos más simples de alta densidad energética.

La digestión anaerobia de la biomasa por bacterias, se puede utilizar en explotaciones de ganadería intensiva, con la instalación de digestores o fermentadores, en donde la celulosa procedente de los excrementos animales se degrada en un gas que contiene cerca del 60% de metano. Es un proceso muy utilizado también en las plantas depuradoras para el tratamiento de aguas residuales.

2.6.2 TIPOS DE COMBUSTIBLES

Uno de los aspectos más ventajosos de la generación eléctrica a través de la biomasa es la amplia variedad de combustibles que se pueden utilizar.

En la siguiente tabla podemos ver una comparación entre algunos de los combustibles de biomasa y combustibles fósiles, donde destaca el precio por MWh, ya que como se puede ver, el precio es mucho menor al generar mediante combustibles de origen orgánico que mediante combustibles fósiles.

Combustible	precio	Humedad	Capacidad calorífica (PCI)	Coste del combustible €/MWh	Eficiencia estacionaria	Precio energía €/MWh
Astilla de madera	80 €/tm	25%	3,85 MWh/tm	20,78	75%	27,71
Pellet de madera	175 €/tm	8%	4,85 MWh/tm	36,08	75%	48,11
Hueso de aceituna	120 €/tm	14%	4,4 MWh/tm	27,27	75%	36,36
Cáscara de almendra	120 €/tm	14%	4,4 MWh/tm	27,27	75%	36,36
Otros combustibles:						
Gasoil	0,78 €/l		10,14 kWh/l	76,92	75%	102,56
Propano	1,03 €/kg		12,88 kWh/kg	79,97	80%	99,96

Tabla 1. Comparación de biomasa con otros combustibles

Entre los combustibles usados para generación eléctrica por medio de la biomasa destacan:

- Residuos tradicionales: Basado principalmente en la leña, primer combustible usado por la humanidad. Hoy día, debido a su menor PCI, es usado principalmente para la calefacción en el ámbito doméstico. Una peculiaridad de este combustible es su variabilidad dependiendo del tipo de leña, por lo que se debe especificar su tipo. A continuación podemos ver una tabla con algunos tipos de leña, donde se puede ver como varía el poder calorífico o el tiempo de combustión en función del tipo de leña usada:

MADERA	PODER CALORIFICO	BRASA	TIEMPO DE COMBUSTION	TIEMPO DE SECADO
Roble	4,5 Kw/h	Excelente *****	Muy lenta	Lento
Fresno	4,6 Kw/h	Muy buena ****	Lenta	Rápido
Haya	4,6 Kw/h	Buena ***	Rápida	Normal
Arce	5 Kw/h	Buena ***	Lenta	Rápido
Castaño	4,9 Kw/h	Buena ***	Media	Normal
Abedul	4,7 Kw/h	Buena ***	Rápida	Rápido
Olmo	4,8 Kw/h	Media **	Lenta	Lento
Pino	5 Kw/h	Basica *	Rápida	Rápido
Abeto	4,8 Kw/h	Basica *	Rápida	Rápido
Álamo	4,8 Kw/h	Basica *	Rápida	Normal

Tabla 2. Comparación entre los distintos tipos de maderas

Como podemos ver, su PCI se encuentra entorno a los 5 kWh, situando su precio en 2,40 centimos/kWh. Entre las calderas que se abastecen con leña, encontramos aquellas que funcionan únicamente con esta, y por otro lado, las que se adaptan a distintos tipos de combustibles de biomasa, como astillas o pellets.

- Residuos forestales:
 - Pellets: Proceden de la compactación de virutas y serrín que han sido molturadas y secadas. Suelen proceder de serrerías y otras industrias a partir de astillas, podas, ... Son fabricadas en formas de pequeños cilindros y son los más utilizados en calderas de biomasa debido a su elevado poder calorífico. Además, el contenido en cenizas es bastante bajo, por lo que su mantenimiento es más sencillo que en calderas de biomasa. Su principal inconveniente con respecto a otros combustibles de biomasa es su precio, debido al proceso de transformación que sufren, aunque aun así, está por debajo de los combustibles de origen vegetal.
 - Briquetas: Proceden de serrines y las virutas de los aserraderos. Se fabrican en cilindros como los pellets pero de mayor tamaño, caracterizándose por una humedad que no llega al 10% y con un poder calorífico próximo a los 4,7 kWh/kg. El precio de estos tipos de combustibles de biomasa es bastante más elevado que los demás. No obstante, sus propiedades caloríficas son también mucho mejores, por lo que pagamos por una calidad mayor. Las briquetas tienen una producción de cenizas menor, así que la limpieza de estas calderas tiene menor complejidad.
 - Astillas: Son pequeños trozos de madera, de entre 5 y 100 mm de longitud, por lo que al igual que la leña, su calidad dependerá de la procedencia. Un aspecto crítico es su humedad, ya que los expertos no recomiendan usar astillas con más del 40% de humedad. Un inconveniente es su gran formación de cenizas, lo que provoca que el mantenimiento de las calderas de este tipo sea más laborioso.
- Residuos agroindustriales: Se basa en el aprovechamiento energético de los distintos residuos producidos en el ámbito agroalimentario, tales como huesos de aceituna, frutos secos, cáscaras, ... Se caracterizan por un elevado poder calorífico, aunque su mayor ventaja es su precio, ya que al tratarse de residuos, su precio es hasta un 70% más bajo que los combustibles fósiles. Normalmente, a estos desechos se le aplica un proceso de secado, para reducir la humedad, aumentando su poder calorífico y su rendimiento.
- Residuos de origen residencial: Uno de las transformaciones de biomasa más utilizadas provienen de lodos y aguas residuales, mediante un proceso llamado metanogénesis. Las aguas fecales, al llegar a una depuradora y antes de ser devueltas para nuestro consumo, sufren una serie de transformaciones químicas. Entre ellas, destaca la metanogénesis, en la cual dentro de un reactor anaerobio, las distintas bacterias metanogénicas, se alimentan del subproducto creado a través de diversas transformaciones llamado ácido acético y al metabolizarlas, producen metano, combustible el cual podemos usar para producir energía por ejemplo en una turbina de gas (cogeneración).

2.6.3 BIOMASA EN LA GD

Como se ha podido ver, la biomasa representa una tecnología madura, segura y con bajos precios en el camino

hacia la GD.

En el ámbito doméstico, el uso de la leña para producir calefacción evitaría el uso de calefactores, radiadores, ... los cuales consumen electricidad que en su mayoría provienen de centrales de origen fósil.

El calor desechado, aunque este a baja temperatura para la mayoría de procesos industriales, también puede ser usado por diversas industrias las cuales no precisen de una excesiva temperatura para sus procesos.

Pero la mayor ventaja de estos combustibles se representa en la industria agroalimentaria y maderera, donde día a día se producen cientos de toneladas de residuos y con esta tecnología se crea un mercado para este tipo de desechos, ya que por ejemplo, desde 2012 hasta 2020 se triplicó la demanda de pellets, lo que provoca mejoras en el proceso de obtención de estos residuos, es decir, convierte residuos en recursos, además de ayudar a la limpieza forestal y representar un combustible asequible para el pequeño prosumidor. Además, los residuos generados de la conversión de biomasa pueden usarse como fertilizantes para la recuperación de suelos, debido a que se trata de residuos orgánicos. El impulso de la biomasa y de su construcción en territorio nacional ayuda a favorecer el desarrollo industrial de España, por lo que resulta necesario impulsar la fabricación de los equipos utilizados en territorio nacional. Hoy en día, están en expansión los cultivos destinados a servir como combustible energético (como girasoles o cáñamo), lo que podría crear un nuevo sector fomentando y creando puestos de trabajo cada vez más específicos.

Además, debido a la similitud entre las calderas para quema de carbón y quema de biomasa, muchas centrales se pueden transformar, como es el caso de la planta de Biollano, transformación en la que trabajaron en torno a 500 personas y actualmente, son alrededor de 50 las personas que diariamente trabajan en la planta y más 1.000 los que se benefician del empleo indirecto generado por su actividad.



Figura 43. Planta de Biollano, Ciudad Real, con una potencia de 50 MW

Las instalaciones de biomasa y de residuos renovables se encuentran distribuidas en base a la localización de los recursos biomásicos, de forma que no se interrumpa la cadena de suministro y se maximice la operación de las plantas. El 81% de la generación de biomasa está conectada directamente a la red de distribución, por lo que estas instalaciones acercan la generación al consumo, lo que favorece la reducción de las pérdidas para el sistema. En la siguiente imagen podemos ver como en España, la comunidad autonómica con mayor potencia de origen biomásico instalada se encuentra en Andalucía, debido a que se trata del territorio con mayor extensión de terrenos de cultivo.

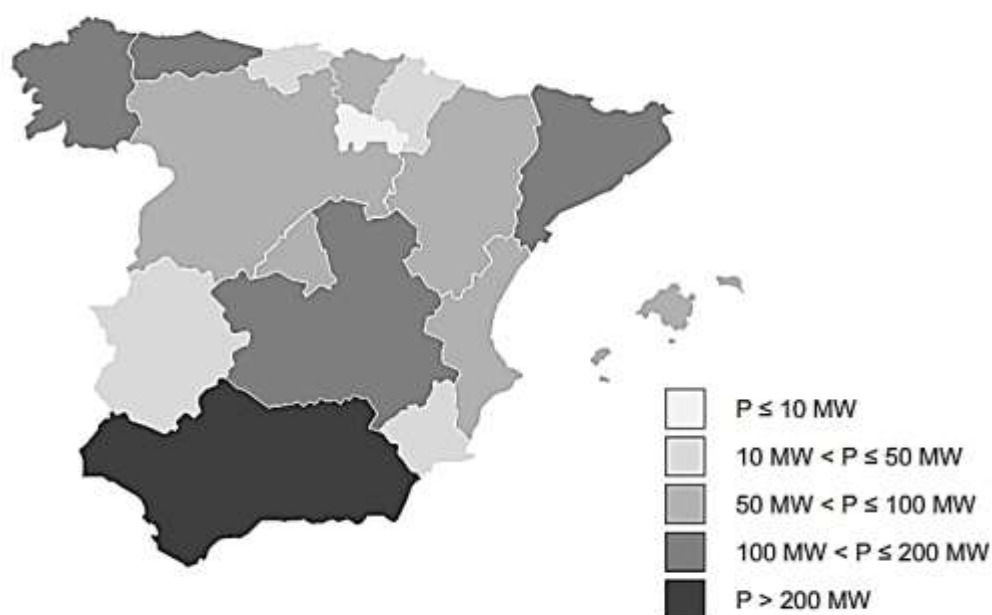


Figura 44. Potencia instalada de origen de biomasa en España por comunidad autónoma

Aunque se trate de una tecnología madura, es necesario impulsar su utilización, ya que, el uso masivo de la misma, repercutirá en la reducción de los costos. Además, una estandarización de los componentes, de la interconexión y de los permisos de instalación facilitará su producción e implementación. La producción en masa hará las unidades de la generación distribuida disponibles para comprarlas e instalarlas en un tiempo muy corto. Para que la tecnología sea viable, es necesario disponer de una fuente de biomasa cercana a la red o los consumidores.

3 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Como hemos podido ver, la generación eléctrica mediante energías renovables de generación distribuida es una tecnología ya usada y consolidada hoy en día. Esto plantea una gran problemática, ya que la producción de energía renovable no es continua porque la mayoría de sus fuentes más importantes son intermitentes (variabilidad del viento y sol por ejemplo), aunque sí se pueden compaginar con otras de menor potencial, como la biomasa o la minihidráulica para un total abastecimiento cuando no se produce lo suficiente, de manera que se consiga un sistema flexible.

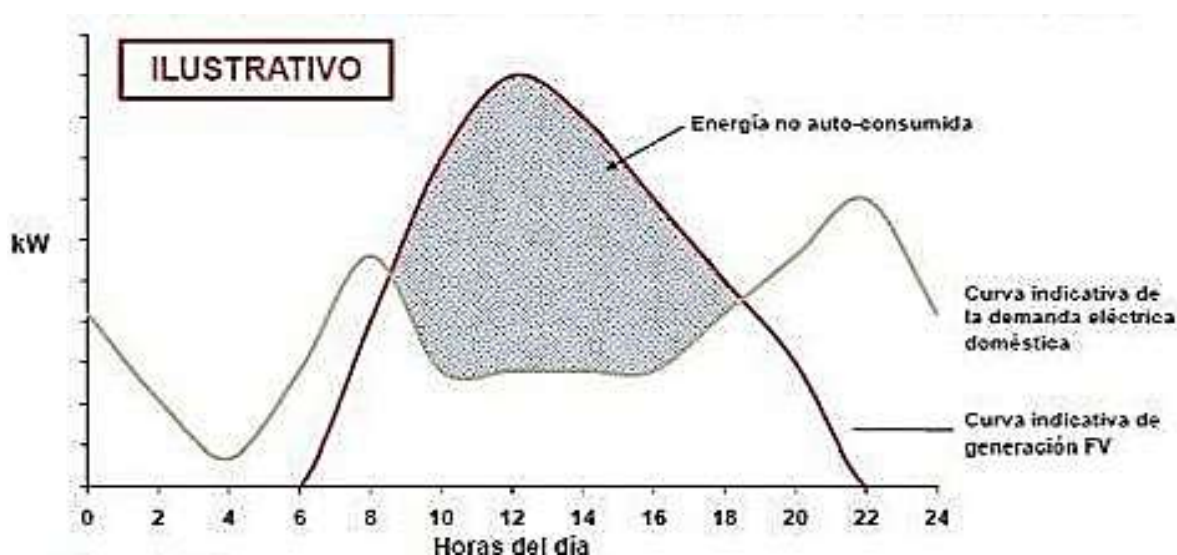


Figura 45. Consumo de una vivienda vs producción diaria FV

En el gráfico superior, podemos ver como la curva de producción diaria de una instalación FV no se ajusta a la curva de consumo.

Otra alternativa a la combinación entre las diferentes renovables sería almacenar el excedente que producimos. Contar con unas adecuadas tecnologías de almacenamiento permitiría guardar los excedentes cuando los recursos naturales son superiores a la demanda y utilizarlos cuando sea necesario. El almacenamiento otorga al sistema la seguridad que requiere tanto para situaciones de emergencia, como para hacer frente a la gran Transformación Digital que abordamos en la actualidad y que, inevitablemente, aumentará la demanda de electricidad. Además, este despliegue ha hecho que este tipo de soluciones sean cada vez más viables económicamente. De hecho, se estima que los costes totales de instalación podrían reducirse entre el 50% y el 60% para el año 2030.

Pero, además, el desarrollo del almacenamiento supone una oportunidad de crecimiento de la economía verde con la puesta en marcha de nuevos modelos de negocio a lo largo de toda su cadena de valor, que repercutirá en la recuperación del país tanto en términos de empleo como de fortalecimiento de su industria y de reducción de

la dependencia de materiales críticos del exterior. Hoy en día, ya podemos ver la expansión de estas tecnologías en sectores como la edificación o el automovilístico.

Almacenar la energía nos permite también descentralizar su producción, acercando consumo y generación y, sobre todo, incentivando aún más el despliegue de las energías renovables, que son esenciales para llegar a cero emisiones en 2050.

3.1. BATERIAS

Las baterías o acumuladores son dispositivos destinados al almacenamiento de energía eléctrica, las cuales mediante reacciones electroquímicas, concentran y descargan energía a través de la puesta en marcha de reacciones químicas redox reversibles, lo que hace posible su carga con ayuda de una fuente eléctrica.

Su estructura se basa en celdas, las cuales están constituidas por dos electrodos, positivo (cátodo) y negativo (ánodo), conectados mediante un separador. Estos componentes se hayan sumergido en un electrolito, el cual permite el paso de los iones hacia el cátodo (descarga) o hacia el ánodo (carga). Este electrolito puede ser sólido, líquido o en forma de gel. El movimiento de los electrones a través de los colectores crea una fuerza electromotriz, proporcionando corriente eléctrica.

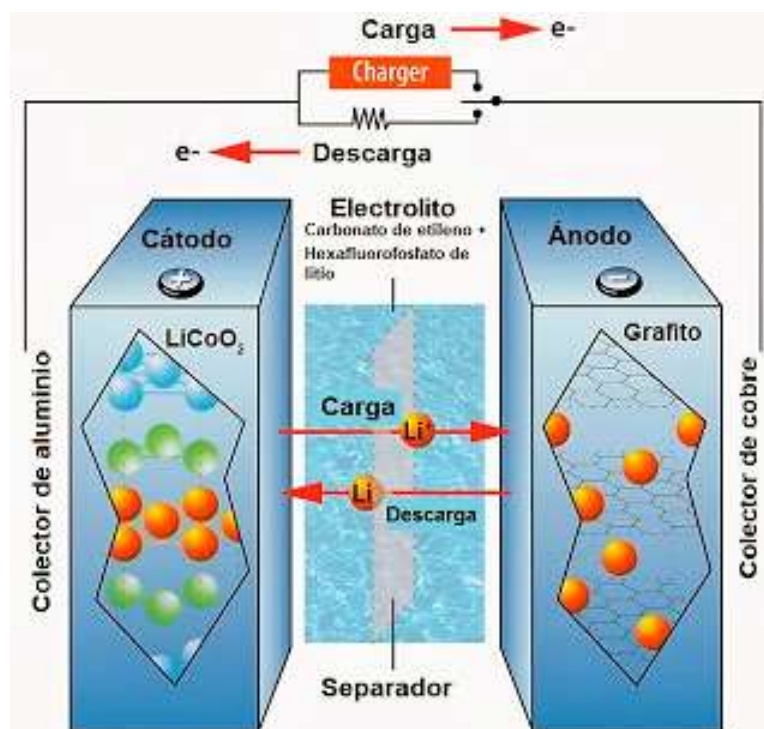


Figura 46. Esquema de una celda de batería ion-litio

Sus características más notables son su tensión de salida constantes (colocando células en serie conseguimos el voltaje deseado) y su alta energía específica.

A la hora de elegir una batería apta para una instalación, hay que tener en cuenta una serie de parámetros, de los cuales estos son los más importantes:

- Temperatura ambiente del habitáculo de las baterías: debido a que en su interior se producen reacciones químicas, la temperatura es un aspecto importante a tener en cuenta. Para la mayoría de las baterías el rango ideal se encuentra en torno a los 20-25 °C

- Tensión de circuito abierto: se refiere al voltaje máximo que puede soportar una batería. Hay que tener en cuenta que la batería cuenta con una resistencia interna, por lo que su voltaje máximo se calculara como:

$$V_{CARGA} = V_{C.ABIERTO} + I * R_{INT}$$

- Capacidad: Es el parámetro mas importante de una batería, ya que nos dará la autonomía que proporciona esta batería. Es inversamente proporcional a la capacidad de descarga y se mide en Ah. El fabricante proporcionara una curva típica de descarga, la cual varía según el tipo de régimen de descarga al que sea sometido.
- Estado de la carga: Nos indica el porcentaje de carga de con la que cuenta la batería. En algunas baterías, es recomendable que este porcentaje nunca baje del 20-30%.
- Corriente de descarga máxima: existe una corriente máxima que puede generar una batería, y cuanto mayor sea esta, menor cantidad de energía podrá dar. Si aumenta la corriente de descarga, disminuye la capacidad.
- Vida de la batería: se refiere a la vida útil con que tiene nuestra batería, la cual dependerá de su uso, numero de ciclos completados, ... este último aspecto es critico a la hora de determinar la vida de la batería, ya que cada vez que completemos un determinado número de ciclos de carga/descarga, la batería empezara a deteriorarse.
Un ciclo de carga/descarga es aquel en el cual se lleva la batería a su valor de carga máxima y posteriormente se descarga hasta su valor de descarga máxima admisible. Hay tres tipos de ciclos según la profundidad de descarga (cantidad de descarga de la batería comparada a su capacidad): pequeño, moderado o profundo. El pequeño indica que sólo un pequeño porcentaje del total de la capacidad de la batería es descargado, y así sucesivamente con los otros dos. Los ciclos de vida que soporte una batería cíclica dependen de factores como el mantenimiento, el porcentaje de descarga, la temperatura de la batería
- Profundidad de descarga: indica el porcentaje de descarga que puede alcanzar una batería. Es un aspecto muy importante en el buen mantenimiento de las baterías, ya que si bajamos de estos porcentajes, disminuye la vida útil de la bateria.
- Autodescarga: La autodescarga es un fenómeno de reducción de la carga almacenada en baterías por medio de reacciones químicas internas sin que exista ninguna conexión entre los electrodos o cualquier circuito externo. Esto, disminuye la vida de la batería, por lo que no es recomendable usar baterías con un alto índice de autodescarga en aplicaciones donde la batería no vaya a estar constantemente en uso.

Las baterías suponen actualmente la principal forma de almacenamiento a pequeña escala, aunque están tomando importancia actualmente su utilización a gran escala; cuentan con multitud de aplicaciones, muchas más que cualquier otro tipo de sistema de almacenamiento, debido en parte, a que son el método más antiguo para almacenar energía eléctrica. Es un sistema en crecimiento y se espera que esta tendencia se mantenga en los próximos años, ya que según el estudio de la “McKinsey Global Perspective 2021”, los precios de estas baterías disminuirán hasta en un 90% en los próximos años, haciendo su uso accesible para cualquier usuario.

3.1.1 TIPOS DE BATERIAS

En el mercado existen diferentes tipos de baterías, donde sus principales diferencias se encuentran en los materiales usados para producir sus electrodos, las sustancias electrolíticas y los aspectos constructivos.

A continuación, podemos ver una tabla donde se muestran los principales tipos de baterías.

	Densidad energética [MJ/m ³]	Rango de potencia [MW]	Ciclos de carga y descarga	Rendimientos [%]	Mínimo estado de carga [%]	Coste de la instalación [€/kWh]
Plomo - Acido	60-180	0,1-10	2.500	90	20	360
Níquel-Cadmio	50-100	0,1-10	2.000	80	30	300
Níquel-Hidruros metálicos	150	0,01-10	2.000	70	1,5	600
Ion- Litio	10,8-14,4	0,1-10	4.500	94	10	530
Polímero de Litio	300	0,1-10	1.000	95	1,5	650
Redox de Vanadio	54-65	0,1-100	20.000	90	5	700
Redox Zn-Br	72-108	0,1-100	12.000	75	10	385

Tabla 3. Principales tipos de baterías

A continuación, veremos en detalle cada una de ellas:

- Plomo-Acido: Son el tipo de baterías más antiguas y las más utilizadas. Cuentan con un costo aproximado de 360€/kWh.

Su funcionamiento se basa en un electrodo de plomo y otro de peróxido de plomo; su electrolito es ácido sulfúrico disuelto en agua. Cuando la batería se encuentra descargada, la densidad del electrolito disminuye, y aumenta cuando está cargada.

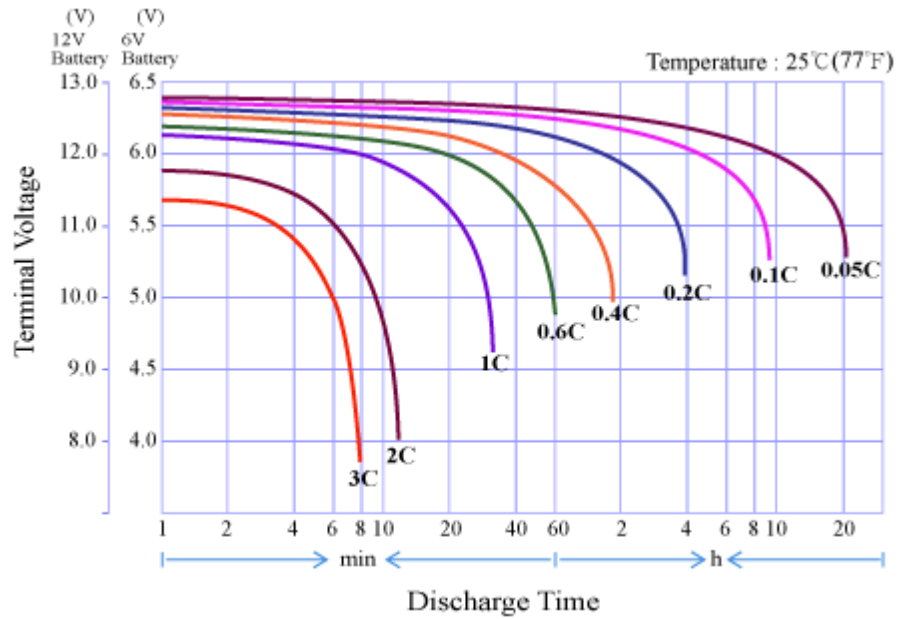


Figura 47. Curva de descarga de batería plomo-acido

Entre sus mayores ventajas destacan su bajo precio y su madurez tecnológico, ya que han sido usada durante muchos años. Además, pueden soportar tensiones elevadas, ya que cada celda puede dar unos 2V y al ser celdas modulares, se puede acoplar en serie para conseguir el voltaje deseado, además de soportar elevadas corrientes de descarga, y por tanto, aplicar una alta potencia de descarga, llegando este tipo de baterías a rendimientos de hasta el 80%.

Aun así, cuenta con varias desventajas, como una energía específica muy baja, por lo que ocupan un volumen muy amplio y su peso es elevado, además de contar con elementos tóxicos para el medio ambiente, como el propio plomo, antimonio y arsénico.

Son baterías ideales para ciclos no muy profundos, pudiendo llegar a los 4500 ciclos, aunque si le aplicamos descargas muy profundas estos se reducen a unos 600-800 ciclos.

- Baterías Níquel-Cadmio: Esta formado por un terminal positivo de hidróxido de níquel y un terminal negativo de cadmio metálico, con un electrolito de hidróxido de potasio.

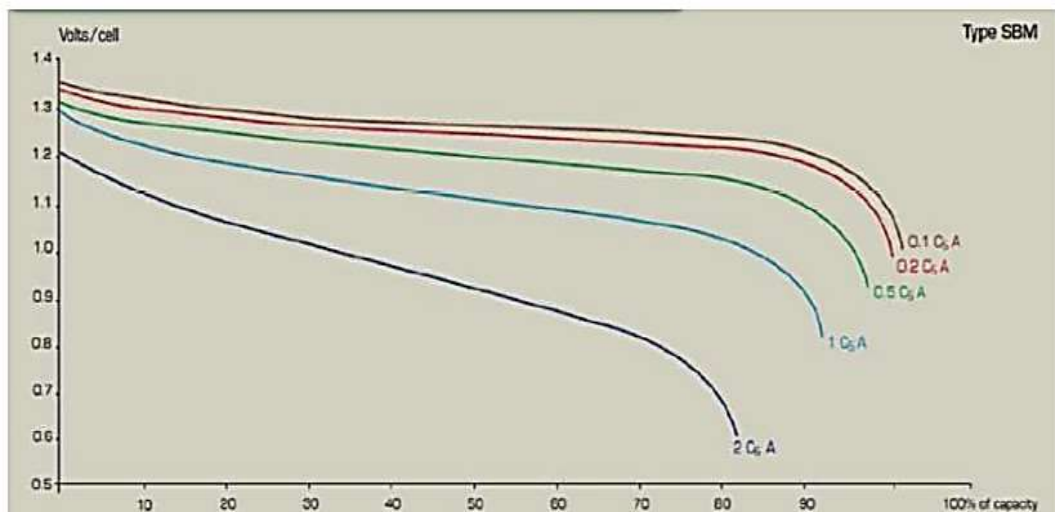


Figura 48. Curva de descarga de batería Níquel-Cadmio

Desde 2015, está prohibida su fabricación y distribución en Europa, debido al Cadmio, el cual es un elemento altamente contaminante.

Entre sus ventajas destaca la gran cantidad de ciclos que puede soportar, de aproximadamente 1500 ciclos, además de admitir cargas y descargas rápidas, tolerar las sobrecargas y descargas profundas, permitiendo estar largos periodos de tiempo en un estado de baja carga sin excesiva degradación.

Entre sus principales desventajas destaca principalmente la toxicidad del cadmio, además de que el coste de materiales para los electrodos es elevado. Otro gran inconveniente es su baja densidad energética (60 Wh/kg) y una autodescarga considerable (3-6%).

- Baterías Níquel-hidruros metálicos: Son la evolución de las baterías níquel-cadmio, aunque con la ventaja de que se elimina el cadmio, elemento contaminante. En este caso, el ánodo está formado por una aleación que puede insertar hidrógeno y el electrolito de hidróxido potásico (KOH).

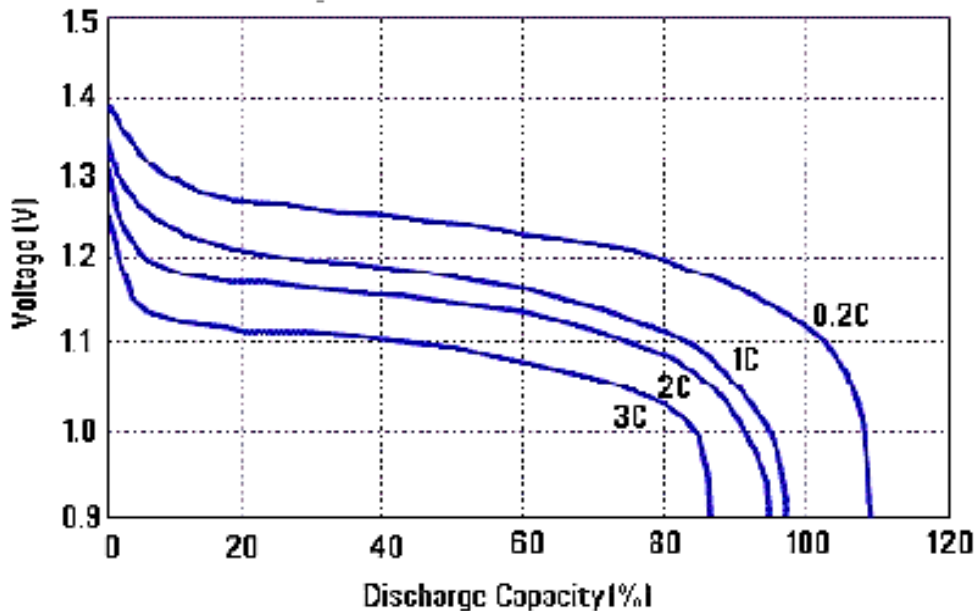


Figura 49. Curva de descarga de baterías Níquel-hidruros metálicos

Tienen una longevidad alta y aunque son similares a las de Níquel-Cadmio, ofrecen una capacidad de acumulación mayor. Su densidad energética está entorno a lo 100Wh/Kg.

Pueden tener problemas de temperatura, por lo que necesitan de un mantenimiento constante, además de contar con una autodescarga que puede llegar al 1,5% diario y un rendimiento bajo, entorno al 60-70%.

Además, son 4 veces más caras que las baterías plomo-acido.

- Baterías de ion-litio: Son el tipo de batería con mayor proyección de futuro a corto plazo y las cuales se espera que reemplacen a las baterías de plomo en todos sus usos. En la actualidad, se usan desde pequeñas baterías para pequeños aparatos electrónicos hasta las más grandes para almacenar la electricidad producida en una instalación fotovoltaica.

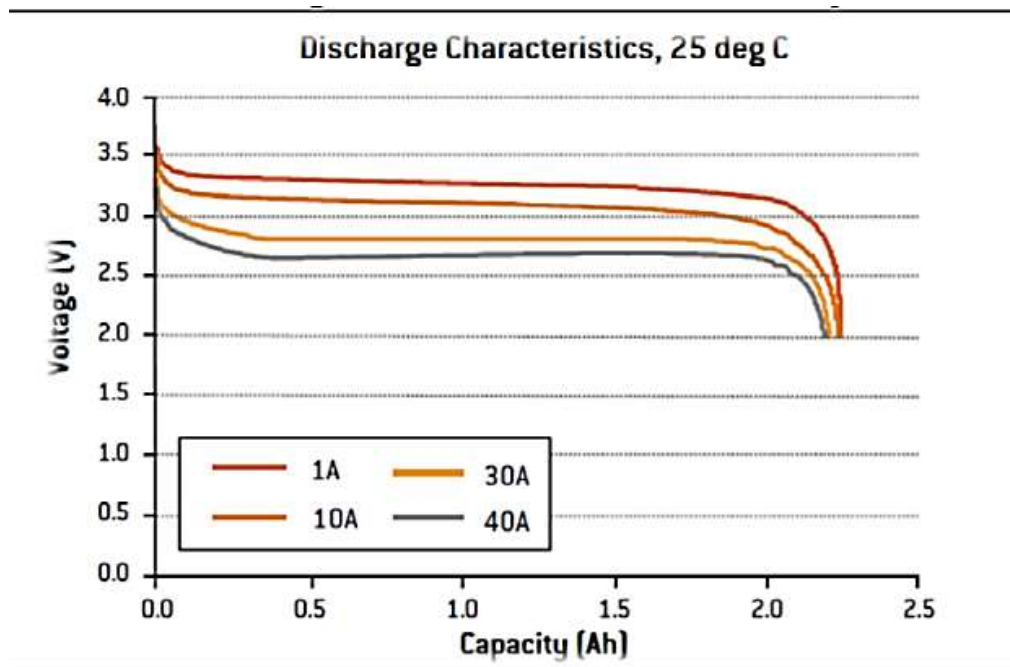


Figura 50. Curva de descarga de baterías ion-Litio

En las baterías de ion-litio, el cátodo generalmente está formado por un compuesto químico llamado óxido de litio-cobalto o, como en pilas más recientes, de fosfato de litio y hierro, para evitar utilizar cobalto, un elemento químico caro y escaso. El ánodo generalmente se fabrica con grafito. El ánodo y el cátodo se sumergen en un disolvente orgánico que actúa como electrolito, dentro del cual se coloca el separador. El separador es una lámina muy delgada de plástico microperforado. Como su nombre indica, separa los electrodos positivo y negativo, evitando cortocircuitos entre ambos; además permite que los iones pasen a través de sus microporos.

Entre sus mayores ventajas destacan su elevada densidad energética, lo que se traduce en poco peso y poco espesor, además de carecer de efecto memoria. Desde el punto de vista medioambiental, desaparecen los elementos contaminantes, gran avance con respecto a sus predecesoras.

Además, cuenta con una vida útil mayor, ya que algunas pueden llegar incluso a los 4000 ciclos con el 80% de profundidad de descarga.

Su mayor desventaja es su precio, mucho más elevado que su predecesora de plomo.

Con respecto al mantenimiento, debemos mantenerlas en un sitio fresco (unos 15°C), ya que tienen tendencia a sobrecalentarse.

- **Polímero de litio:** La batería de polímero de litio se diferencia del resto de las baterías por el electrolito usado, ya que usa un polímero sólido. Este electrolito se ensamblaba en un recipiente plástico que no conduce la electricidad, y que impide el paso de electrones. El polímero sólido ofrece ventajas de fabricación, permitiendo alcanzar grosores de 1 milímetro, lo que permite crear baterías con el espesor de una tarjeta de crédito. Desafortunadamente el polímero sólido sufre de baja conductividad debido a la alta resistencia interna, por lo que no puede ofrecer la suficiente capacidad de descarga, además de aumentar su temperatura hasta cerca de 60 grados, lo que la hace inviable para ciertas aplicaciones. Para solucionar este problema se añadió un gel al electrolito.

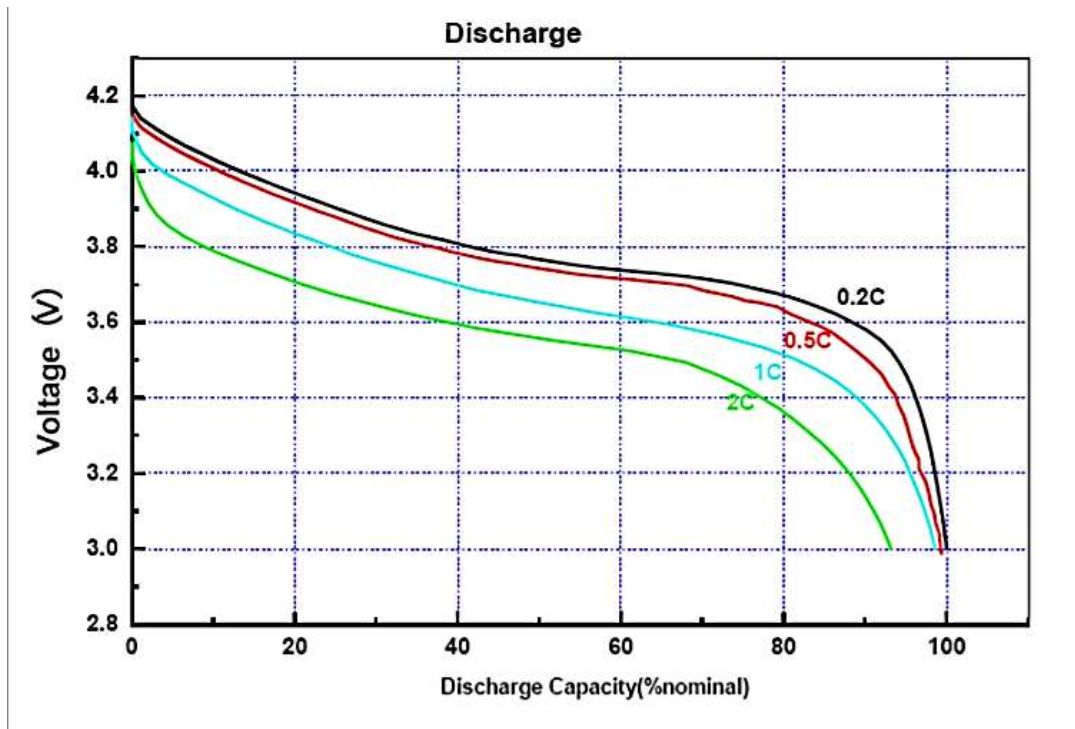


Figura 51. Curva de descarga batería de polímero de Litio.

Suelen tener una vida útil de 2 o 3 años, con unas 500 cargas completas y corrientes de descarga de hasta 25A.

Además, al igual que las baterías de ion-litio, no cuentan con efecto memoria y una baja tasa de autodescarga.

- Zebra:** Se presenta en la actualidad como una alternativa a las baterías de litio. Su gran diferencia radica en su electrolito, el cual está formado por compuesto sodio-aluminio-cloro o sodio-níquel-cloro, siendo el electrodo positivo níquel y el electrodo negativo sodio triturado. Tienen una densidad energética en torno a 120 Wh/kg y apenas necesitan mantenimiento. Pueden almacenar grandes cantidades de electricidad, ya que existen prototipos que pueden almacenar hasta 10 MWh de energía, teniendo una vida útil entorno a los 1.000 ciclos.

Para mantener el electrolito de sal líquido, la batería requiere una temperatura de entre 270 ° y 350 °C. Para reducir las pérdidas con el ambiente por diferencia de temperatura, se aísla el interior.
- Baterías de flujo tipo REDOX:** Se trata de una batería recargable, pero a diferencia de las baterías convencionales, esta consta de una o más especies electroactivas, que fluyen a través de la celda electroquímica que convierte dicha energía química en eléctrica. Se puede almacenar más de un electrolito en tanques externos y bombearlos dentro del stack de las celdas.

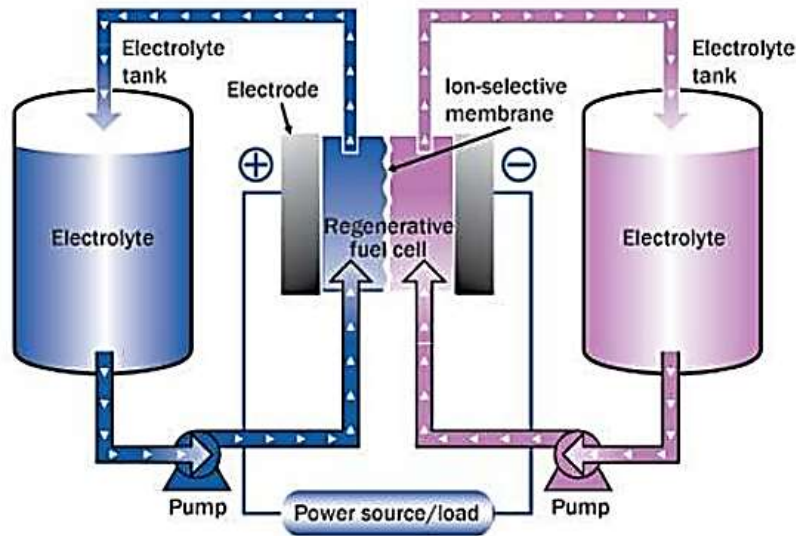


Figura 52. Esquema de funcionamiento de batería de flujo

Estas baterías se recargan rápidamente sustituyendo el electrolito o revertiendo la reacción redox. Por lo tanto, la capacidad energética del sistema está determinada por el tamaño de los tanques y la potencia por el tamaño del stack, siendo independientes ambos parámetros.

Existen dos tipos principales de baterías de flujo tipo REDOX:

- **Baterías de flujo de vanadio:** Las baterías de Vanadio emplean pares redox de vanadio disueltos en mezclas diluidas de ácido sulfúrico. De este modo, eliminamos el problema de la contaminación por difusión de iones de un lado de la membrana al otro, lo que hace que la vida útil del electrolito sea prácticamente infinita.

Tienen un voltaje típico de 1,4 V a 25°C, con eficiencias de alrededor del 85%. Se caracterizan por una rápida respuesta, pudiendo proporcionar altas potencias y más de dos veces su potencia nominal en cortos periodos de tiempo de hasta varios minutos.

Su mayor desventaja es su baja densidad de energía por volumen, además de una gran complejidad con respecto a las baterías convencionales. Además, el hecho de tener que circular grandes volúmenes de electrolito con bombas limita la aplicación de estos sistemas en el sector transporte y el sistema de control y eléctrico es complejo y costoso.

- **Baterías de flujo Zinc-Bromo:** Las baterías de flujo Zn-Br se caracterizan por presentar una alta capacidad de almacenamiento y eficiencia global, con rendimientos de entre el 70% y el 80%. Son baterías de gran fiabilidad y con un diseño flexible, ya que potencia y capacidad se encuentran parcialmente desacopladas.

Entre sus mayores ventajas destaca su alta ciclabilidad, la cual oscila entre los 2.000 y 10.000 ciclos.

Aunque estas dos sean las baterías de flujo más conocidas actualmente, hoy en día existen muchas líneas de investigación sobre otros materiales que en un futuro podrían integrar este tipo de baterías, como por ejemplo bromo-hidrógeno, hierro-tiatio, hierro-cromo, zinc-cerio,...

- **En fase de experimentación:** Hoy en día, existen diferentes vías de investigación para encontrar nuevos materiales para producir baterías. Estas son las más importantes:

- **Aluminio-aire:** En este tipo de baterías el ánodo es de Aluminio, el cátodo queda sustituido por aire mientras que el electrolito esta constituido por agua. Cuenta con una densidad energética 8 veces mayor que las baterías actuales, con un precio tres veces menor, además de tener mismo peso y tamaño que las de Litio, siendo el aluminio un material mas abundante y barato que el Litio.

- **Zinc-aire:** Es una tecnología simple, efectiva y de bajo coste, la cual puede ser utilizada como una solución alternativa en el sector automotriz y en los aparatos electrónicos portátiles de pequeño tamaño.
 Las baterías de zinc-aire son una variedad de las baterías de metal aire que aprovechan la oxidación del zinc a partir de oxígeno del aire. En el cátodo el oxígeno del aire oxida el zinc generando electrones que viajan hasta el ánodo produciendo una corriente eléctrica.
 Este tipo de baterías tiene una alta densidad de energía alta y son relativamente baratas de producir, así como el potencial de ser mucho más ligeras, y por lo tanto más económicas que las baterías convencionales, porque tan solo necesitan un polo, ya que el otro es el aire.
 Su mayor desventaja es su problema para recargarse, ya que hay que extraer el zinc para recargarlo una vez gastado, por lo que hasta ahora solo se producían baterías primarias, es decir, baterías de un solo uso, aunque actualmente la empresa NantEnergy ha conseguido probar con éxito baterías de este tipo con hasta 500 recargas, esperando que en algunos años este numero llegue hasta las 10.000 recargas.

- **Baterías con nanotecnología:** Aunque aún es una tecnología muy precoz, representan en esencia el verdadero futuro de las baterías. Se trata de fusionar los químicos de las baterías con la nanotecnología. La empresa que lidera este sector, Cui, esta construyendo una intrincada estructura de electrodos que pueden absorber y liberar iones de carga en grandes cantidades y a mayor velocidad que los electrodos convencionales, sin producir reacciones secundarias problemáticas, es decir, gracias a la nanotecnología se puede controlar lo que ocurre dentro de la batería, abriendo un mundo de posibilidades.

- **Supercondensadores:** Este tipo de almacenamiento se basa en el uso de capacitores para almacenar energía en forma de campo eléctrico. Su funcionamiento es el mismo que cualquier capacitor regular usado en electrónica, se basa en almacenar cargas electrostáticas para formar un campo eléctrico, y así almacenar la energía. La diferencia que poseen estos capacitores con los regulares es que poseen capacitancias muy altas en un espacio reducido. Existen diferentes tipos de supercondensadores, los cuales se clasifican según su construcción. Los principales son capacitores electroquímicos de doble capa, que funcionan a través de electrodos de carbón activado, sumergidos en un electrolito líquido. Cuentan con una densidad energética entorno a los 60 Wh/kg, alcanzando eficiencias de hasta un 98%.

3.1.2 BATERIAS EN GD

Se puede ver como las baterías son a nivel comercial los acumuladores de energia mas comercializados, principalmente debido a que son uno de los sistemas mas antiguos y a la gran variedad de materiales que podemos usar para su construcción.

Cabe destacar que a pequeña escala las baterías de flujo no se plantean como una opción, debido principalmente a su complejidad y su poco grado de madurez tecnológica.

No obstante, cada día mas empresas optan por la investigación de baterías para sistemas de poca potencia.

Un ejemplo claro es la batería Powerwall desarrollada por Tesla. Powerwall se presenta como la pionera en almacenamiento de energía a nivel doméstico con la cual se puede optimizar el uso de la energía solar instalada en la vivienda. Si bien Tesla no ha inventado nada nuevo, si que ha simplificado una idea ya existente, adaptando las baterías para que el pequeño consumidor pueda hacer uso de ellas sin excesivas complicaciones.

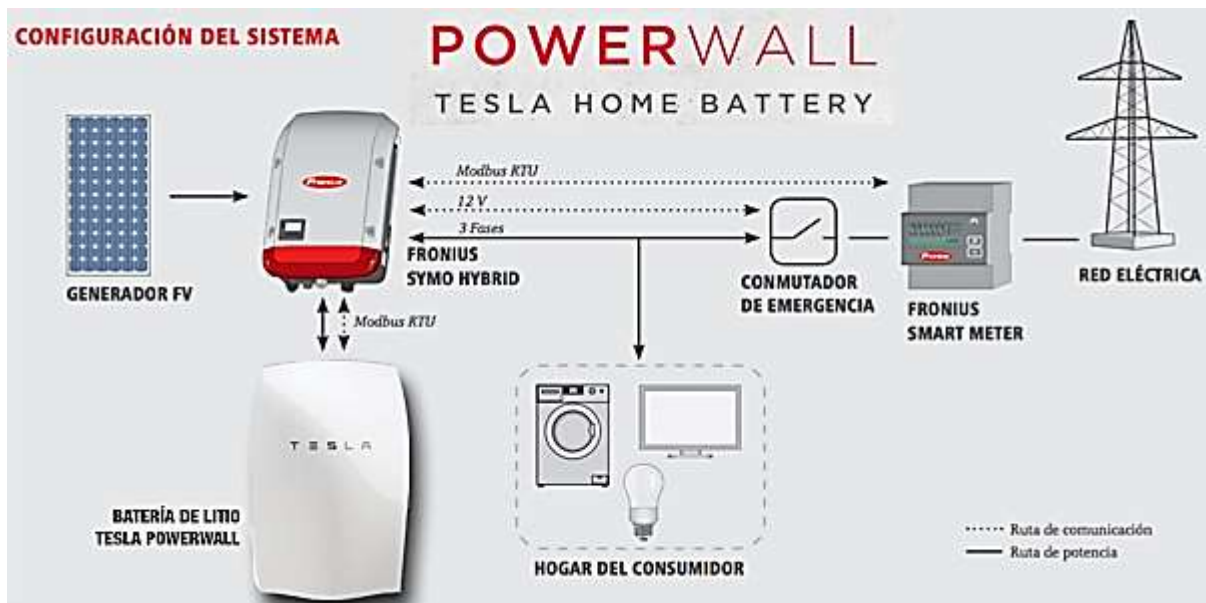


Figura 53. Kit powerwall

El kit Powerwall se compone tanto de la batería, inversor, como la propia batería, la cual se trata de una batería Ion-litio. El funcionamiento viene completamente automatizado y casi no requieren mantenimiento. Otra ventaja de esta batería es que esta completamente aislada del exterior, por lo que se comportan bien en temperaturas de entre -20°C y 50°C , lo que la hace ideal para estar a la intemperie. Es capaz de almacenar mas de 6,4 kWh de potencia con un rendimiento alrededor del 90%. Su inversión inicial es de alrededor de 3.000 €.

Existen otras empresas como RaStore la cual también investiga en baterías para bajos consumos. Esta se caracteriza porque a diferencia de la Powerwall cuenta con varios modelos, que van desde los 3kW hasta los 5kW.

Podemos ver como con la incursión de las baterías en el mundo del pequeño consumidor se crea además un mercado, principalmente orientado a la producción a pequeña escala de energía fotovoltaica, que como se ha destacado en capítulos anteriores es la tecnología de generación de energía a pequeña escala mas importante del mercado actualmente.

3.2. BOMBEO HIDROELECTRICO

El bombeo hidroeléctrico se trata de una tecnología de almacenamiento energético eficiente, segura y desarrollada. Se basa en la idea de bombear el agua en los momentos de menor demanda (horas valle) hacia un depósito elevado con respecto a la instalación para aprovecharla y generar energía en las horas de mayor consumo (horas pico). Con esta técnica, se consigue dotar a la energía hidroeléctrica de mayor seguridad de producción frente a otras energías renovables existentes hoy en día, además de ser un sistema de respuesta muy rápido y sin ningún tipo de emisión a la atmosfera siempre que usemos el excedente de producción de dicha central para suministrar energía a las bombas.

El funcionamiento de una central hidroeléctrica con bombeo es exactamente igual que una central hidroeléctrica convencional a la hora de producir electricidad. Es a la hora de bombear el agua hacia nuestro acumulador donde aparecen diferencias constructivas. Hay que destacar que el desnivel necesario entre el embalse donde se acumula el agua y donde desemboca debe tener al menos 100m para ser eficiente.

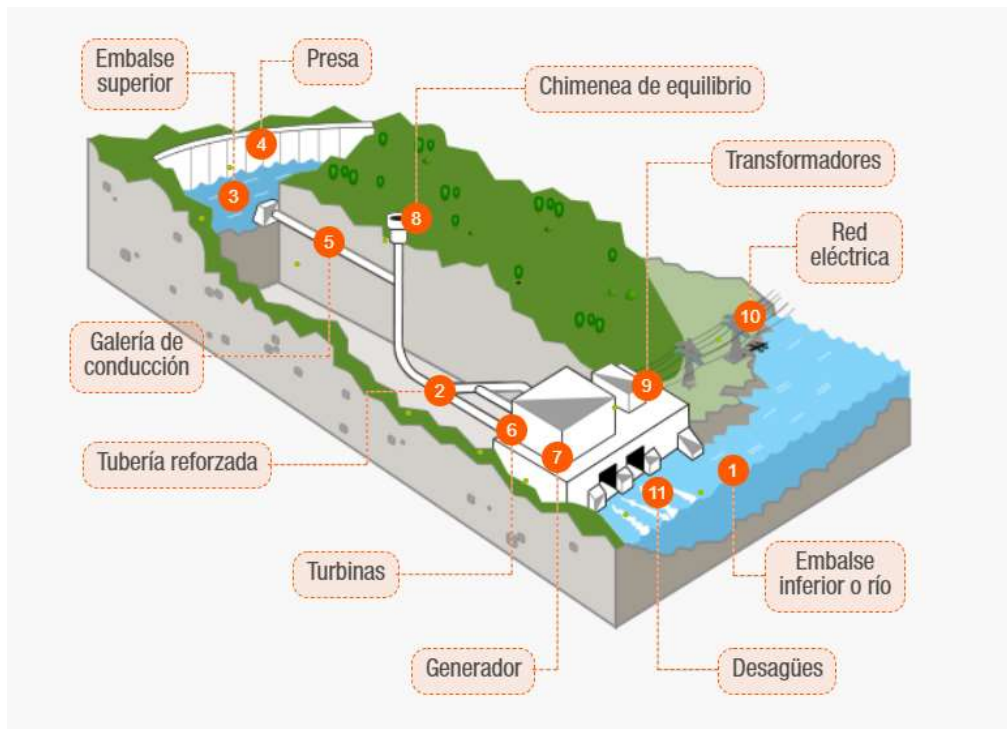


Figura 54. . Partes de una central hidroeléctrica con bombeo

En este tipo de instalaciones, se bombea el agua desde el embalse inferior o río hasta el embalse superior en horas valle (principalmente por la noche y fines de semana), por medio de la energía sobrante de la misma central o apoyada por una producción externa (por ejemplo, la energía para bombear agua en la central hidroeléctrica de La Muela II procede de la central nuclear de Cofrentes). Este bombeo, se hace mediante una bomba hidráulica, que conduce el agua por el interior una tubería forzada, la cual desemboca en una galería de conducción, dirigiendo el agua hasta el embalse superior.

Una vez que el agua llega hasta el embalse superior, se almacena y durante las horas pico, es utilizada para producir electricidad. A la hora de producir el mecanismo es exactamente igual al de una central hidroeléctrica convencional, aprovechando la energía cinética del agua para transformarla en energía mecánica rotatoria en la turbina y su posterior transformación en energía eléctrica mediante un alternador.

De esta manera, se consigue que las centrales hidroeléctricas sean mas competitivas y salvamos uno de los mayores problemas de la producción de las energías renovables, la seguridad de producción, ya que en épocas de sequía la cantidad de agua que usamos durante el día para producir podemos posteriormente bombearla durante la noche y volver a hacer el ciclo, lo que reduce considerablemente la cantidad de agua usada.

Estas centrales se dividen en dos tipos:

- Central de bombeo puro: es necesario bombear el agua desde la presa inferior hasta la superior para poder producir.



Figura 55. Central de bombeo puro en el lago Michigan. 1872 MW.

- Central de bombeo mixto: No es necesario el bombeo de agua, ya que cuenta con el curso natural del río a su paso, por lo que en épocas de excedentes hídricos, solo produce energía, sin bombear agua.



Figura 56. Central con bombeo mixto en Torrejón, en el cauce de los ríos Tajo y Tiétar. 140 MW de potencia

Actualmente, hay instalados 158 GW de potencia, lo que se traduce en una capacidad de almacenamiento de 9000 GWh de potencia. Esta potencia se espera que llegue a los 236 GW en 2030.

Actualmente, el país que lidera el almacenamiento por bombeo hidráulico es China, con el 30% de la potencia mundial instalada, seguidas de Japón y Estados Unidos. En Europa, la potencia total es de 57 GW, siendo el 36

% de la potencia mundial.



Figura 57. Potencia instalada por países

Es una tecnología muy atractiva para España, ya que debido a su geografía, contamos con unas 1000 grandes presas, con una potencia de 20,4 GW, lo que significa el 19% de la potencia total instalada.



Figura 58. Central hidroeléctrica de bombeo La Muela II, Cortes de Pallàs, Valencia, con 880 GW de

potencia

La mayor central hidroeléctrica de bombeo en Europa, La Muela II, está ubicada en Cortes de Pallàs, Valencia, en la corriente del río Júcar. Su capacidad instalada en 2021 supera los 880 MW (capaz de satisfacer el consumo eléctrico de unos 200.000 hogares), que junto con la central de La Muela I, se obtiene una potencia de 1500 MW, siendo capaz de satisfacer la demanda de casi medio millón de hogares. Como podemos ver, la central, por medio de 4 grandes grupos de turbinas reversibles, aprovechan el desnivel de 500 metros existente entre el depósito artificial de La Muela y el embalse de Cortes de Pallàs para producir energía eléctrica en las horas pico, consumiendo energía durante las horas valle para bombear agua hasta el depósito.

3.2.1 BOMBEO HIDROELECTRICO EN GD

Aunque es una tecnología actualmente madura, tiene poca proyección en lo que a generación distribuida se refiere. El principal problema al que se enfrenta esta tecnología es su impacto ambiental, el cual provoca una alteración de los ríos y los ecosistemas. Una solución podría ser la unión de varios prosumidores locales con el objetivo de crear un embalse y un sistema de bombeo, aunque nos encontramos ante otra problemática, el emplazamiento, ya que debemos tener en cuenta que es necesario un caudal de agua abundante. Además, deberíamos de integrar complejos sistemas electrónicos para programar su uso como minihidráulica para producción en horas pico y bombeo en horas valle, lo que encarece la inversión. Por estas razones, es una tecnología poco atractiva cuando se habla de generación distribuida, aunque no hay que olvidar que a gran escala es una de las tecnologías más atractivas de almacenamiento energético.

3.3. AIRE COMPRIMIDO (CAES)

El almacenamiento de energía mediante aire comprimido o CAES es una técnica mediante la cual se comprime aire con el objetivo de concentrar y almacenar dicha energía. Se basa en el principio por el cual al comprimir y expandir un gas, en este caso aire, se libera energía en forma mecánica y térmica, la cual puede ser utilizada como energía almacenada durante los periodos de menor demanda.

Es una tecnología con una vida útil entorno a los 40 años, en la que tenemos rendimientos de entre el 60-80%. Además, tiene un coste capital bajo, de entre el 400-800 \$/kW y una capacidad de entre 50-300 MW.

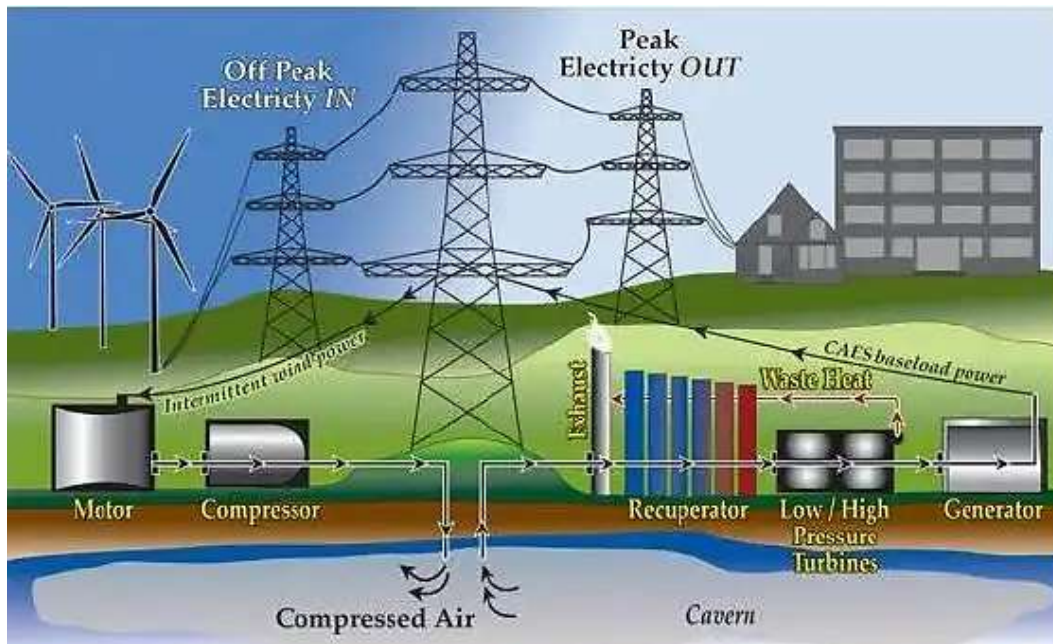


Figura 59. Sistema de almacenamiento CAES

En términos prácticos, es muy similar a la tecnología por bombeo, donde se almacena agua. En este caso, almacenamos aire comprimido en cavidades o depósitos subterráneos en las horas donde la demanda es baja, para posteriormente producir electricidad en las horas de mayor demanda o horas pico.

Durante las horas de menor demanda eléctrica, se comprime aire por medio de un compresor. Este aire, el cual es comprimido en ordenes de entre 4 y 8 Mpa, se calienta y esa energía térmica es almacenada en una cámara aislada térmicamente del exterior, con el fin de ser usada posteriormente. Una vez que la demanda eléctrica aumenta, se libera este aire comprimido, el cual es calentado (si usamos el mismo calor disipado a la hora de comprimir para calentar el aire aumenta considerablemente el rendimiento) y se expande en una turbina de gas produciendo electricidad.

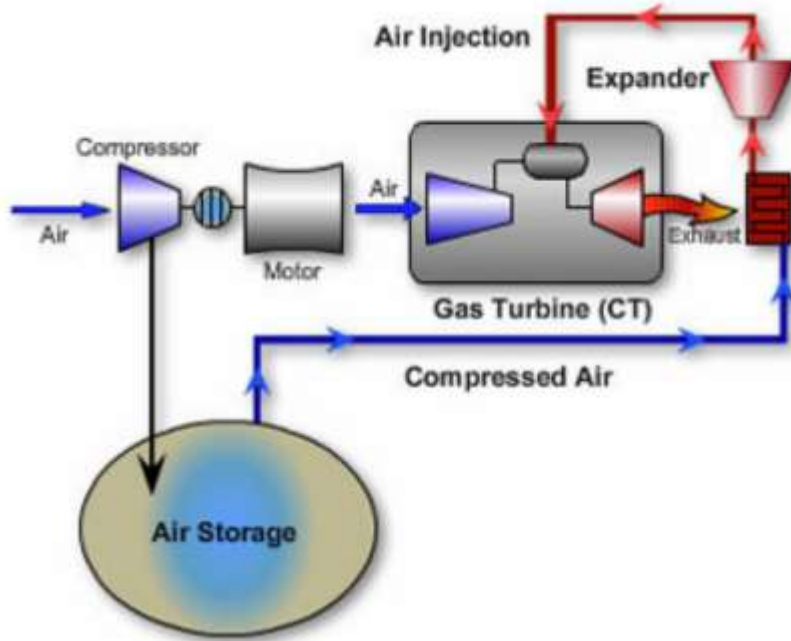


Figura 60. Esquema de planta CAES

Es por todo esto, que se presenta como una tecnología viable para el almacenamiento energético a gran escala, ya que es un sistema rentable, el cual permite regular el equilibrio entre la oferta y la demanda, además que permite la integración de estructuras ya existentes, ya que por ejemplo los mismos yacimientos petrolíferos pueden ser usados para almacenar aire, aunque también lo convierte en su mayor desventaja, ya que si la geografía no brinda naturalmente el habitáculo donde almacenar el aire comprimido, el coste de la inversión aumenta en gran medida.

3.3.1 GEOLOGIA PARA LOS CAES

El sistema de almacenamiento CAES exige estructuras y materiales específicos para que pueda ser viable y rentable el almacenamiento. Los mejores ejemplos son los reservorios de hidrocarburos o los acuíferos de agua subterránea.

Este habitáculo, el cual será sometido a frecuentes ciclos de presión, temperatura y humedad, debe ser hermético, así como contar con una estabilidad estructural, ya que dichos factores permiten mantener la integridad del reservorio, y por lo tanto contener el aire a presión.

Es aquí donde se presenta una de las vías a explorar para este tipo de tecnologías, ya que actualmente se limitan a tres tipos de formaciones de rocas: rocas salinas, rocas cristalinas y rocas porosas.

- **Rocas salinas:** Este tipo de cavidad ha sido utilizada durante décadas para el almacenamiento a gran escala de gas natural o petróleo. En ellas, se utilizan las capas salinas estratiformes, llamada halita, para almacenar nuestro gas comprimido. Estas instalaciones subterráneas, son idóneas para el almacenamiento de gases debido al gran hermetismo y estabilidad estructural que presentan, lo cual se debe principalmente a las propiedades petrofísicas y geomecánicas que posee la halita, que se caracteriza por presentar muy baja permeabilidad y porosidad, además de poseer propiedades mecánicas auto-reparadoras que permiten conservar la resistencia de la roca tras los sucesivos ciclos de presurización.

Estas cavidades se construyen mediante el proceso de lixiviación por disolución de la sal, la cual consiste en perforar la superficie para construir un pozo hasta la profundidad a la cual se instalará el reservorio, luego se inyecta agua fresca para disolver la sal y finalmente se bombea la mezcla o salmuera que se genera. Este proceso supone un coste de inversión inicial en torno a 2-10 US\$/kWh

La ventaja más notable de este tipo de almacenamiento es que debido a que se lleva usando durante décadas para el almacenamiento de petróleo o gas natural, se abaratan los costes del estudio del terreno, teniendo que prestarles especial atención a las capacidades auto reparadoras de la halita, ya que el almacenamiento de hidrocarburos es estacionario, mientras que en un sistema CAES la cavidad se vaciara y volverá a llenar con regularidad, lo que derivaría en un mayor desgaste para la roca.

Una desventaja de este tipo de geología para el almacenamiento es que al encontrarnos en un ambiente salino, se produce corrosión de los conductos.

- Rocas porosas: Al igual que las rocas salinas, este tipo de geología ha sido usada durante muchos años para el almacenamiento de gas natural o petróleo. Se forman generalmente por acuíferos o reservorios de hidrocarburos agotados.

Los acuíferos corresponden a formaciones geológicas que se forman naturalmente bajo la superficie terrestre, poseen medios porosos permeables de extensión y espesor considerable, que permiten la circulación y el almacenamiento de fluidos. Este tipo de cavidades esta principalmente caracterizados por la existencia de trampas geológicas profundas, gruesas y lateralmente extensas, que poseen reservorios con cierta porosidad y permeabilidad (que permiten la inyección y extracción del gas), y se encuentren subyaciendo una capa de baja permeabilidad y porosidad que actúa como roca sello. El tipo de roca ideal seria aquellas que son impermeables y no porosas, aunque son difícilmente de encontrar, por lo que se optan por formaciones de comportamiento similar (lutitas, carbonatos y anhidrita).

Una de las ventajas de este tipo de almacenamiento es que no se encuentran ubicados a una gran profundidad, por lo que sus costos de inversión inicial rondan los 0,10 US\$/kWh.

Para el caso de reacondicionamiento de reservorios de hidrocarburos, el comportamiento del almacenamiento es similar al de los acuíferos, aunque como estos se ubican a grandes profundidades permiten almacenar el aire a mayor presión. Sin embargo, hay que tener en consideración que los restos de hidrocarburos pueden generar compuestos que reducen la permeabilidad o bien pueden combustionar con la inyección de aire a presión, por lo que se debe evaluar cuidadosamente los pozos en desuso, y en caso de ser necesario se puede utilizar nitrógeno para impedir la mezcla de aire con gas natural.

- Rocas cristalinas: Otra opción para la tecnología CAES es construir cavernas dentro de formaciones de rocas cristalinas, las cuales son rocas formadas por granos minerales. Generalmente, estas cavidades se construyen mediante técnicas de minería convencional y presentan las ventajas de que pueden ser situadas a cualquier profundidad, funcionando tanto a volumen como a presión constante.

Sin embargo estas poseen mayores costos de inversión inicial, los cuales pueden ascender a 30 US\$/kWh. Por ello, los sistemas propuestos explotan el uso de minas existentes para ser utilizadas como un depósito de energía, ya que se abaratan los costes iniciales en hasta un 70%.

La roca cristalina es por ello una opción más fiable, duradera y propensa a las fugas para el desarrollo de los sistemas CAES. Los altos costos asociados con ellas con respecto a otras geologías hacen que su uso no sea muy conveniente para los sistemas CAES actuales, aunque se puede utilizar la roca cristalina como una geología adaptada a la explotación de la tecnología minera para los sistemas CAES en emplazamientos donde no se disponga ni de roca salina ni roca porosa.

3.3.2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA CAES

En relación a las condiciones termodinámicas y la tecnología usada podemos distinguir los sistemas de almacenamiento en dos tipos:

- Almacenamiento a volumen constante: Utiliza una cámara de almacenamiento de gran tamaño, la cual tiene límites fijos constantes, por lo que esta diseñado para trabajar con variaciones de presión.

La variabilidad de las presiones crea problemas tanto en compresores como en turbinas, por lo que la presión debe ser regulada para estar dentro de unos límites establecidos.

Este tipo de almacenamientos se ubican en cavernas a gran profundidad, usando la minería de disolución, el cual es un procedimiento de extracción de la sal por disolución en agua.

- Almacenamiento a presión constante: Utiliza una cámara de volumen variable, manteniendo la presión en todo momento constante dentro del recipiente. Este sistema se realiza mediante la colocación del recipiente a cientos de metros bajo el agua, donde la presión del agua está por encima, manteniendo así los gases en el interior a una presión constante.

Con este tipo de estructura aumenta la densidad de energía del sistema de almacenamiento de energía, mejoramos la eficiencia y reduce daños de la turbina y el compresor al no variar la presión de trabajo, además de poder ser colocado en diferentes geologías.

Un inconveniente es que es mas costoso que el almacenamiento a volumen constante, ya que al hecho de tener que hundir la estructura en el agua hay que sumarle la fase de desarrollo del recipiente.

3.3.3 MANIPULACION DEL CALOR

El calor generado al comprimir el aire es almacenado para su posterior uso a la hora de expandir el gas y generar electricidad, ya que dicho gas se encuentra a una baja temperatura. Los más utilizados son:

- Adiabático: consiste en mantener la energía térmica que se produce en el proceso de compresión del aire. Para poder realizarlo, la estructura del sistema debe estar totalmente aislada. De momento, es un sistema experimental, pero se prevé que si se consigue, se podría obtener una eficiencia del 100 %. Hasta ahora, solo el proyecto alemán ADELE, ha hecho avances significativos en esta tecnología, llegando a eficiencias de hasta un 70%, aunque solo con prototipos. Con este sistema, no se precisa de combustible adicional o exceso de energía para calentar el aire que vamos a expandir, ya que el mismo calor almacenado al comprimir es el que le aportamos al gas a la hora de expandirlo para generar electricidad en las horas de mayor demanda.

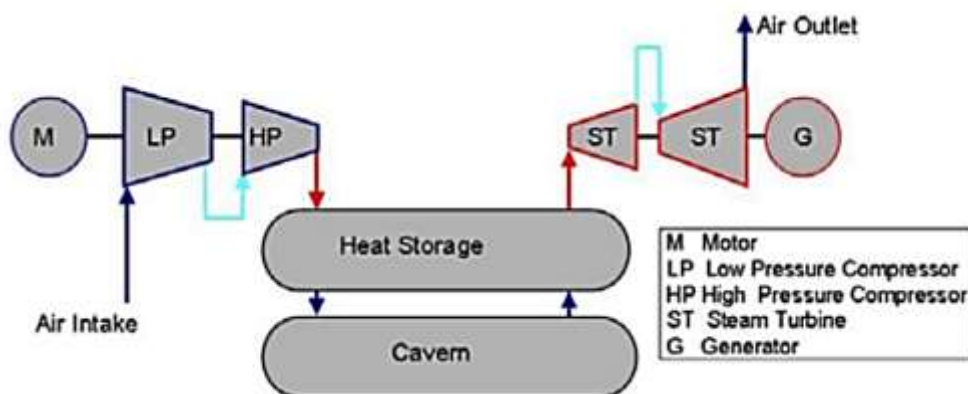


Figura 61. Sistema CAES adiabático

El mayor problema al que se enfrenta este tipo de almacenamientos es a la complejidad de crear un sistema el cual nos permita almacenar la energía térmica sin ningún tipo de pérdidas.

Como mejora de este sistema, se ha creado el almacenamiento adiabático avanzado de energía mediante aire comprimido (AA-CAES). Su principal diferencia se basa en el mecanismo para almacenar la energía térmica, la cual se realiza con otro material, consiguiendo aumentar nuestro rendimiento en hasta un 16%. Con este mecanismo, conseguimos almacenar el calor en una cámara aislada por medio de sales o líquidos con una alta capacidad calorífica. Con este calor residual se podría incluso precalentar

el combustible y almacenarlo para las horas de mayor demanda. Aun así, sigue siendo un sistema en desarrollo.

- Diabático: La energía térmica disipada durante la compresión del aire se libera a la atmósfera en forma de residuo, es decir, el calor generado durante la compresión se pierde.

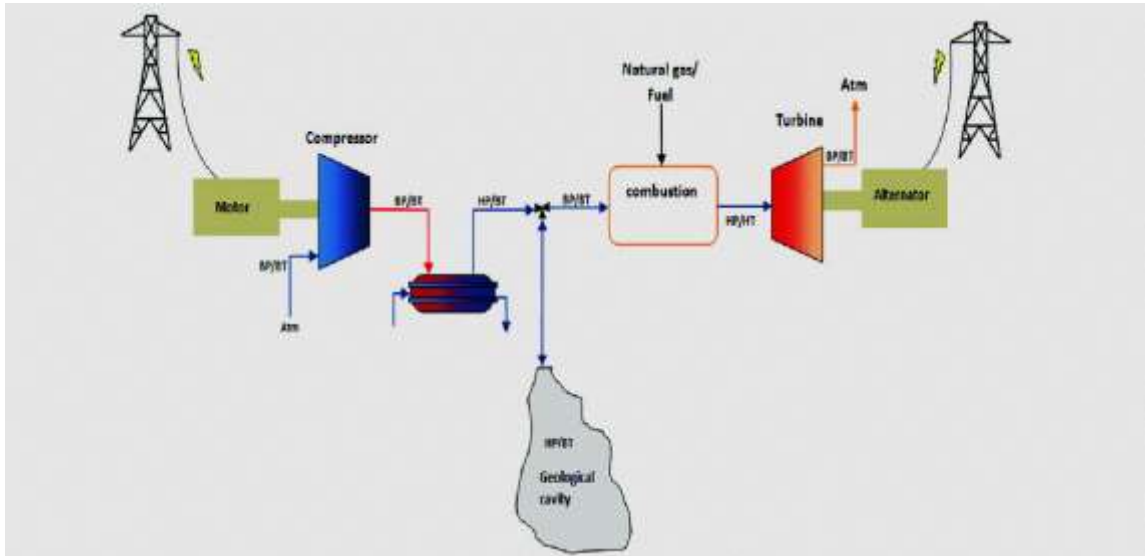


Figura 62. Sistema CAES diabático

Aunque el gas almacenado este a una alta presión, debido a su baja temperatura es un gas de poca densidad energética, por lo que debemos aportarle calor para elevar su temperatura. Normalmente, este aporte de calor se realiza mediante la combustión de algún combustible. Esto reduce la eficiencia del sistema debido al uso excesivo de combustible.

Aun así, hoy en día es el sistema CAES más utilizado comercialmente, debido principalmente a la simplicidad en su diseño. Este ciclo es similar al de la turbina de gas convencional, con la diferencia de que la etapa de compresión es independiente de la etapa de expansión. Separar los dos procesos permite una mayor eficiencia de la turbina al generar tres veces más la producción de electricidad en comparación con los sistemas basados en las turbinas de gas de generación de electricidad no modificados.

- Almacenamiento isotérmico: En este proceso, tanto la compresión como la expansión se tienen que realizar a una temperatura constante. Si se consiguiera esto, sería un proceso 100% eficiente, algo que no es posible debido a que las pérdidas de calor son inevitables. El sistema CAES isotérmico ayuda a resolver los problemas y restricciones que enfrentan los sistemas CAES diabáticos y adiabáticos. Aun así, aun no hay sistemas comercializados actualmente, debido principalmente a tarea difícil de lograr que el calor se elimine del aire de forma continua durante la compresión. Del mismo modo, el calor tiene que ser añadido a la etapa de expansión de forma continua. Vemos como este hecho plantea una gran problemática, ya que la ventaja de los CAES se basa en la idea de comprimir y expandir a distintas horas, dependiendo de la curva de demanda eléctrica.

3.3.4 CAES EN GD

El almacenamiento de energía de aire comprimido a pequeña escala se presenta como una alternativa sostenible, con una vida útil mucho más larga, menores costos de ciclo de vida, simplicidad técnica y menor mantenimiento

que las baterías.

Se basa en almacenar aire a presión en pequeños recipientes herméticos en su interior, los cuales serían superficiales, por lo que no es necesaria la localización ni el estudio del terreno para su implantación.



Figura 63. Micro CAES

Aun así, esta tecnología se enfrenta a una gran problemática, ya que la eficiencia del sistema y el tamaño del almacenamiento están inversamente relacionados. El aumento de la presión de aire minimiza el tamaño de almacenamiento pero disminuye la eficiencia del sistema, mientras que el uso de una presión más baja hace que el sistema sea más eficiente en términos de energía pero da como resultado un mayor tamaño de almacenamiento.

Es por ello, que para salvar estos problemas se plantean dos líneas de investigación.

La primera sería el CAES a pequeña escala con altas presiones. En esta línea de investigación, debido al aumento de la presión, bajaría nuestro rendimiento. Aun así, al comprimir a mayores presiones se producen mayores temperaturas, por lo que se podría integrar en un sistema de trigeneración, usando el calor disipado de la compresión para calefacción y agua caliente y el aire frío de la expansión para refrigeración. Es idóneo para sistemas que no demanden una alta producción eléctrica. Con este sistema, conseguimos un rendimiento eléctrico de entre 11-17%, aunque la eficiencia global se sitúa en torno al 70%.

La otra línea de investigación se basa en CAES a pequeña escala con bajas presiones. Este sistema se basa en compresiones y expansiones prácticamente isotérmicas. Con este sistema, comprimimos el aire por debajo de 10 bar, donde los cambios de temperatura con respecto al ambiente son insignificantes, siendo el rendimiento de este sistema de más del 90%. No hay calor residual y, en consecuencia, no hay necesidad de recalentar el aire al expandirse. Son sistemas idóneos para emplazamientos con una fuerte demanda eléctrica, aunque con la desventaja de que es necesario un espacio amplio para situar el depósito.

3.4. ALMACENAMIENTO TERMICO DE ENERGIA

A este tipo de sistema de almacenamiento pertenecen una serie de tecnologías que almacenan energía térmica (mediante el intercambio de energía en forma de calor). La base de estos sistemas consta de la capacidad latente de ciertos materiales de absorber, para luego mantener calor durante el tiempo.

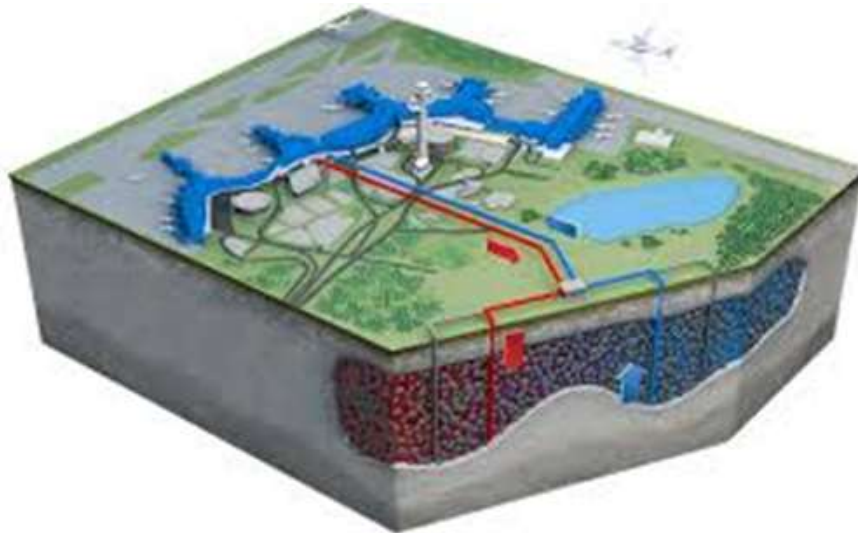


Figura 64. Almacenamiento térmico subterráneo

Este tipo de tecnología sigue la primera ley de la termodinámica o conservación de la energía, la cual nos dice que la energía total de un sistema aislado ni se crea ni se destruye, permanece constante.

Según esta ley, se puede cambiar la energía interna de un sistema si se realiza un trabajo sobre él o bien si este sistema intercambia calor con otro, según la ecuación:

$$dU = dQ + dW$$

siendo U la energía interna del sistema, Q la energía en forma de calor y W la energía en forma de trabajo. Estos cambios de energía se pueden reflejar en un cambio de temperatura, un cambio de fase o en una reacción fisicoquímica.

Los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) pueden almacenar calor o frío para ser utilizados posteriormente bajo condiciones variables como la temperatura, la ubicación (cuando se transporta) o la potencia. También agrega flexibilidad a la operación de plantas energéticas y procesos industriales, a la vez que favorece la recuperación de calor residual procedente de los procesos industriales, y mejora el rendimiento energético en los procesos industriales y en la edificación.

En estos sistemas, la energía realiza un ciclo completo basado en la carga, el almacenamiento y la descarga energética, y deben cumplir una serie de requisitos como que el material de almacenamiento tenga una alta densidad de energía, una buena conductividad térmica, estabilidad química y mecánica, reversibilidad completa de los ciclos y bajas pérdidas térmicas durante el periodo de almacenamiento. En cualquier caso, para que funcione como un sistema de almacenamiento térmico viable, el proceso debe ser reversible, es decir, que el proceso de carga y descarga de energía térmica pueda repetirse un gran número de veces.

Aunque es una tecnología consolidada existen distintas líneas de investigación hoy en día. Uno de ellos es el ReSlag, un proyecto europeo que tiene como objetivo estudiar la aplicabilidad de las escorias en el almacenamiento térmico, enfocándose principalmente en su aplicabilidad en plantas termosolares, así como estudiar los distintos mecanismos de recuperación de calor de dichas escorias. Estos estudios culminaron en la construcción de un prototipo a escala 1/10 para las instalaciones de ArcelorMittal, en Sestao, Bizkaia.

Otro gran avance en el campo del almacenamiento térmico es el realizado por energiGUNE, el cual, enfocándolo en procesos industriales, desarrolló un sistema de almacenamiento basado en lechos porosos de magnetita, construyendo una planta de demostración en Ben Guerir, Marruecos.

3.4.1 TIPOS DE ALMACENAMIENTO TERMICO

En este apartado, se estudiará los distintos medios y materiales para realizar el intercambio y almacenamiento energético en forma de energía térmica o calor. Para ello se distinguirá entre tres tipos, almacenamiento de calor sensible, almacenamiento de calor latente y almacenamiento termoquímico. A continuación, se puede ver una tabla donde se detalla de manera general estos tres tipos de almacenamiento térmico:

	Capacidad (kWh/t)	Energía (MW)	Eficiencia (%)	Periodo de almacenamiento	Coste (€/kWh)
Sensible	10-50	0,001-10	50-90	días / meses	0,1-10
Latente	50-150	0,001-1	75-90	horas / semanas	10-50
Termodinámico	120-250	0,01-1	75-100	horas / días	8-100

Tabla 4. Comparación de precios entre los principales mecanismos de almacenamiento térmico

- Almacenamiento de calor sensible: Es la tecnología de almacenamiento térmico más utilizada en aplicaciones de escala residencial e industrial.

La cantidad de calor almacenada en estos sistemas se expresa mediante la ecuación:

$$Q_S = m * c_p * \Delta T$$

Donde m sería la masa de material que usamos para almacenar nuestro calor sensible, c_p el calor específico de dicha sustancia y ΔT la diferencia de temperatura inicial y final.

Su funcionamiento se basa en aumentar o disminuir la temperatura de materiales líquidos o sólidos con alta capacidad calorífica (aceite, agua o sales fundidas), operando sin cambio de fase, con el objetivo de almacenar y liberar energía térmica para aplicaciones de baja temperatura. Por lo tanto, la capacidad de almacenamiento dependerá de las propiedades térmicas del material (principalmente de su calor específico), la cantidad de material y la temperatura del almacenamiento.

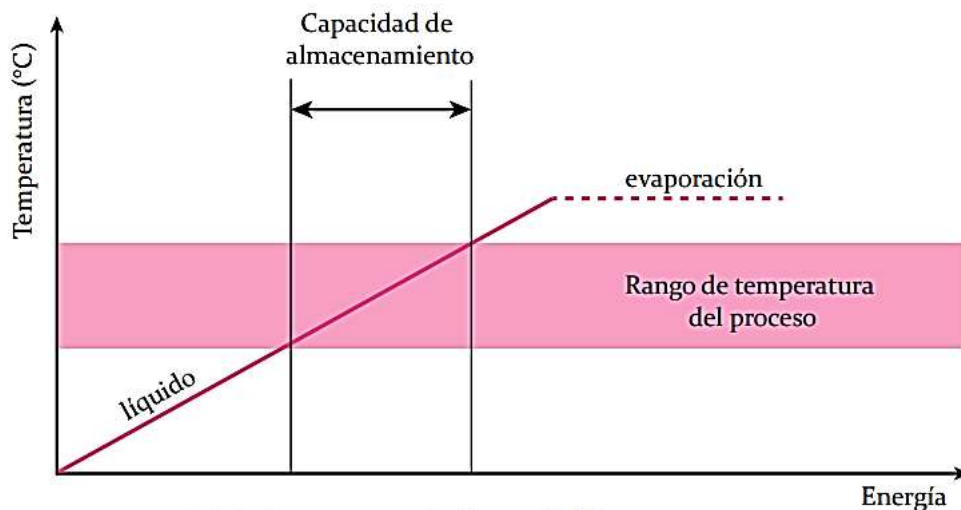


Figura 65. Grafica de temperaturas

Para bajas temperaturas (hasta unos 100 °C) se recurre al agua como medio eficaz y de muy bajo coste, además de ser una de las sustancias con mayor capacidad térmica conocidos. Usualmente se almacena en tanques pequeños, bien aislados, que por su rango de temperaturas permite emplear energía solar térmica. En el ámbito residencial, es muy habitual su uso para agua caliente sanitaria (ACS). Estos dispositivos, integrados en sistemas de autoconsumo, permiten aprovechar los excedentes de generación renovable.

En caso de que se requieran volúmenes superiores se recurre a almacenamientos subterráneos, como

cavernas o pozos, los cuales admiten almacenamiento tanto de frío como de calor de baja temperatura para suministrar refrigeración y calefacción a edificios.

Las propiedades hidrotérmicas de los acuíferos permiten mantener focos de temperatura estacionarios durante un ciclo anual.

El sistema ATES puede funcionar en ciclo semi cerrado, en un proceso retroalimentado, para crear un foco caliente y otro frío dentro de un mismo acuífero.

En invierno se bombea agua del acuífero para alimentar una bomba de calor, el agua fría resultante del intercambio se inyecta en un foco frío, lejano. En verano el ciclo se invierte, se bombea del foco frío y el agua caliente del intercambio se inyecta en el otro extremo para crear un foco caliente para el invierno siguiente, es decir, es un almacenamiento interestacional de energía térmica.

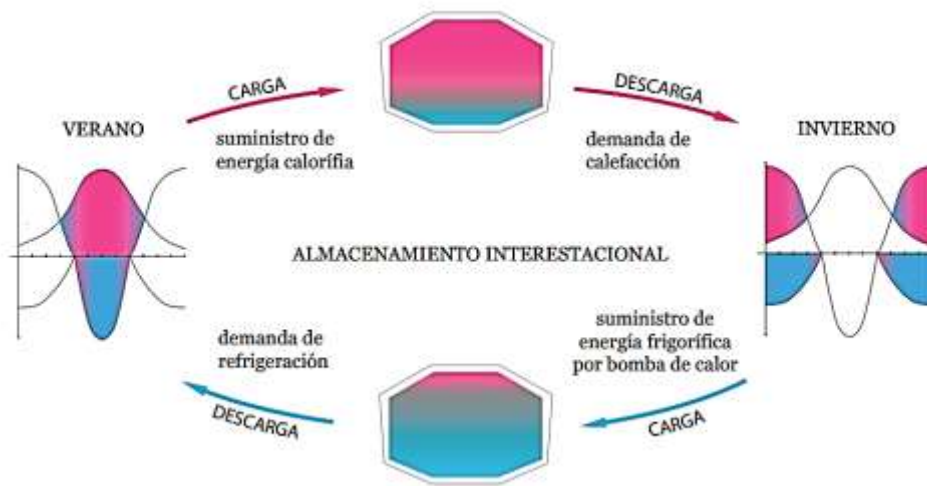


Figura 66. Esquema de ciclo interestacional de calor sensible

Estos sistemas cuentan con eficiencias de hasta un 90%, reduciendo entre el 70% y 80% en nuestro consumo eléctrico para calefacción.

Otra alternativa usada para almacenar energía térmica en grandes volúmenes es el estanque solar, donde se llena agua con diferente concentración de sal a diferentes profundidades. Al recibir la radiación solar, esta agua salada con gradiente de concentración acumula la energía en forma de calor, generando una capa de líquido muy caliente en el fondo de este y una capa de líquido a casi temperatura ambiente sobre superficie del tanque. Este cambio de temperatura del agua se puede usar para diferentes fines.

Los factores a tener en cuenta en los estanques solares son: la solubilidad de la sal para mantener altas densidades, que la solubilidad no debe variar mucho con la temperatura, el agua debe ser transparente para que la radiación llegue a las capas más inferiores y que la sal no debe ser contaminante, debe ser segura, asequible y disponible, usando principalmente NaCl.

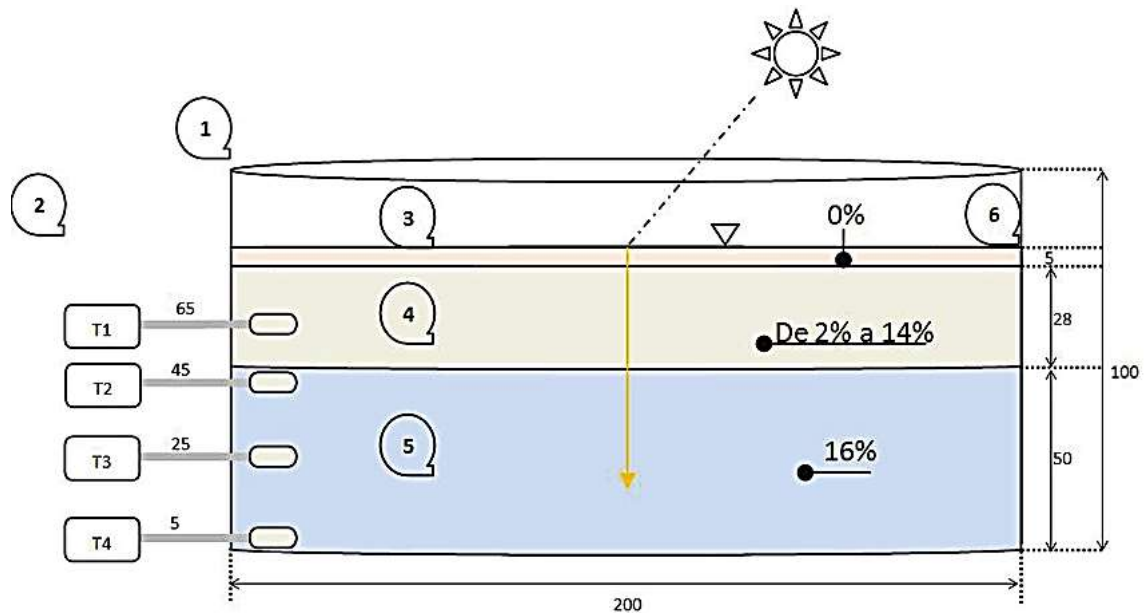


Figura 67. Estanque solar donde se puede ver las distintas capas del agua

Para altas temperaturas, el fluido más habitual son las sales fundidas, por su excelente relación entre la capacidad de almacenamiento y el coste, las cuales se componen en un 60% de NaNO_3 y un 40% de KNO_3 .

Son usadas en plantas termosolares de alta temperatura, donde el calor excedente es usado para calentar dichas sales fundidas almacenadas en un tanque, hasta una temperatura en torno a los $500\text{ }^\circ\text{C}$. Estas sales se utilizan para producir vapor, que posteriormente accionará una turbina para generar electricidad. Estas sales también almacenan la energía de forma que pueda usarse ésta en días con menor radiación solar. Sus costes capitales y de operación son bajos, con un calor específico alto, siendo estables y poco corrosivas. Una desventaja de estos sistemas es la temperatura de fusión de las sales, que está en torno a los $200\text{ }^\circ\text{C}$.

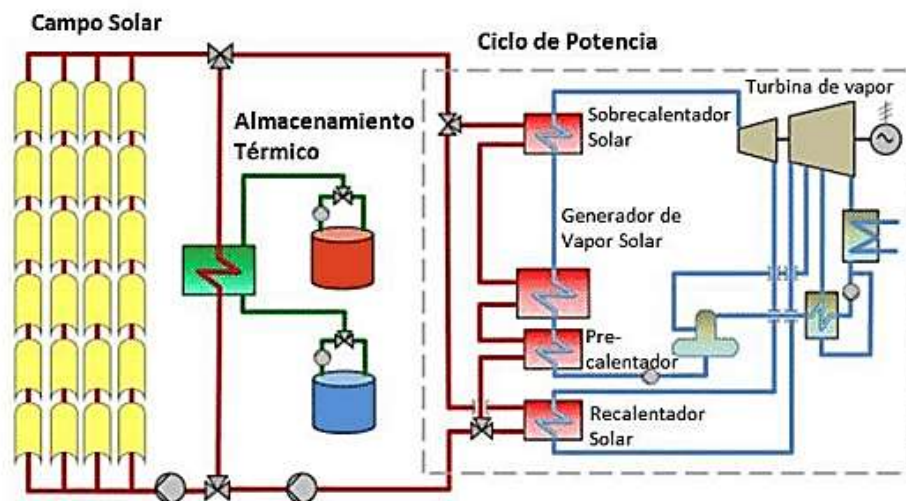


Figura 68. Esquema de funcionamiento de una planta termosolar de alta temperatura con almacenamiento térmico

Adicionalmente, existen soluciones de almacenamiento en materiales sólidos, en las que el calor se transfiere de manera directa desde un medio gaseoso a materiales tales como ladrillos cerámicos, hormigón, o piedras naturales, como las volcánicas y el cuarzo, pudiendo alcanzar temperaturas por encima de $700\text{ }^\circ\text{C}$ y teóricamente hasta los $1.000\text{ }^\circ\text{C}$.

El sistema más utilizado para el almacenamiento de energía térmica en materiales sólidos es el lecho de rocas. Se trata de un conjunto de rocas, con un conducto de entrada y de salida en la que la energía térmica viene proporcionada por la energía solar de radiación. Normalmente se mueve en las temperaturas de entre 450°C-550°C. Durante el funcionamiento de carga, el flujo pasa a través del lecho hacia abajo en una dirección. Una desventaja de estos sistemas es que no se puede aportar y extraer calor al mismo tiempo; por diferencia de densidades el aire pierde calor y vuelve al colector para otro ciclo de carga. Por la noche se produce la descarga, el aire frío toma el calor almacenado en las rocas y se calienta para satisfacer la demanda de calor. Cuando el calor que puede suministrarse se termina, el sistema está listo para cargarse durante el día repitiendo el ciclo descrito.

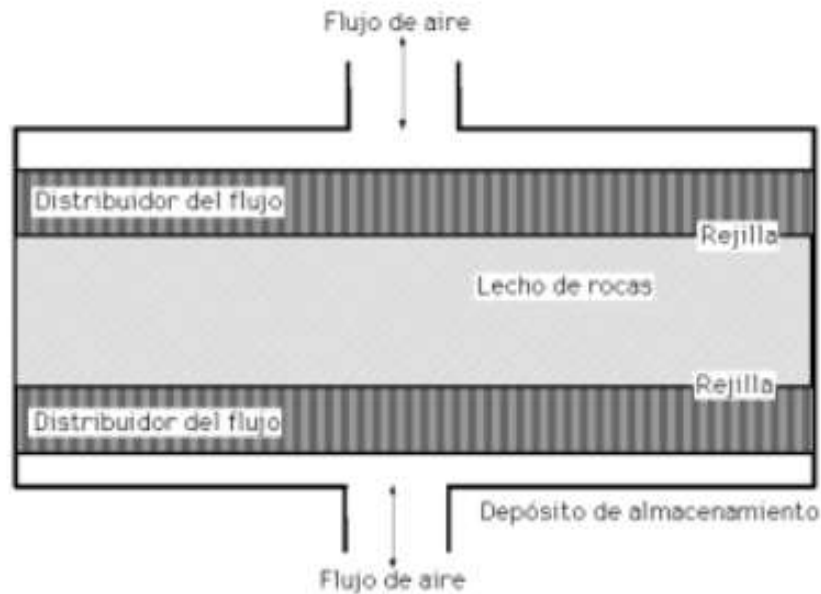


Figura 69. Sistema de lecho de rocas

Uno de los inconvenientes de almacenar energía térmica mediante calor sensible es el gran volumen de material que necesitamos para almacenar cantidades suficientes de energía. Este problema se compensa con la ventaja de ser una tecnología robusta y simple y con materiales de almacenamiento económicos.

- Almacenamiento de calor latente: El almacenamiento de calor latente es un tipo de almacenamiento de energía térmica con una capacidad de almacenamiento que depende principalmente de la energía absorbida y liberada durante un material que sufre un cambio de fase.

Al contrario que el intercambio de calor sensible, en este caso se produce una variación mínima de la temperatura del material, pero se transfiere mayor energía por unidad de volumen. El calor se utiliza para inducir un cambio de fase en el material de almacenamiento, ya sea solidificación, evaporación, condensación o sublimación. En estos casos, lo llamaríamos calor de fusión, calor de vaporización, o calor de transformación de la fase cristalina del sólido, dependiendo del tipo de cambio de fase que experimente el material.

La cantidad de energía almacenada viene dada por la siguiente ecuación:

$$Q = m * (C_{p,S} * (T_f - T_s) + h + C_{p,L} * (T_l - T_f))$$

La cual correspondería a un cambio de fase de líquido a sólido, donde $C_{p,s}$ y $C_{p,l}$ son los calores específicos medios en las fases sólidas y líquidas respectivamente, h es la entalpía de cambio de fase,

T_f es la temperatura de fusión, T_s es la temperatura del sólido y T_l es la temperatura del líquido. A continuación podemos ver gráficamente la diferencia entre calor sensible y calor latente.

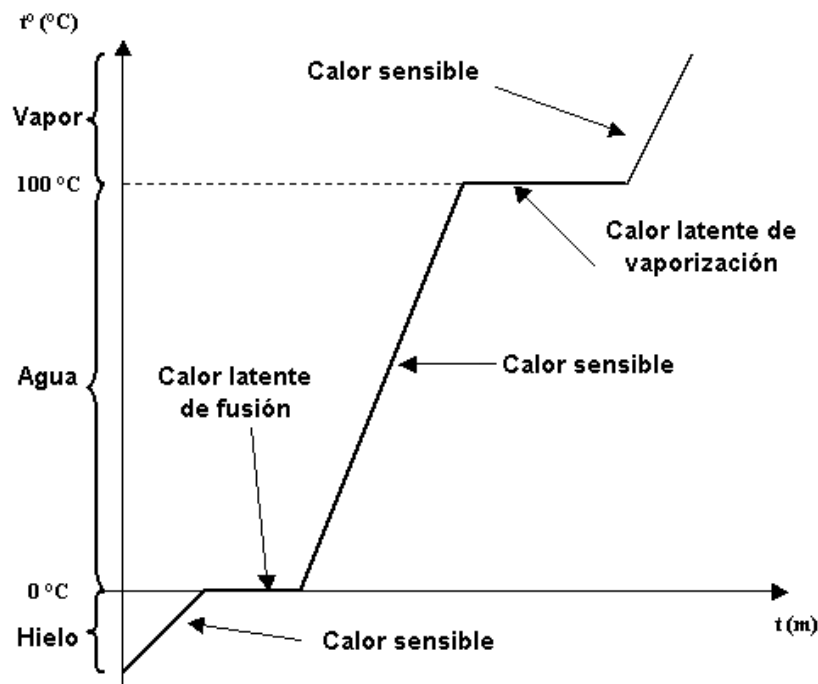


Figura 70. Cambio de fase del agua. Las líneas horizontales se corresponden con el cambio de fase, donde se intercambiaría calor latente

Los materiales usados para este tipo de almacenamiento se denominan materiales de cambio de fase o PCM. En general, al hablar de materiales de cambio de fase se hace referencia a materiales con un calor de fusión considerable, ya que el calor de cambio de fase líquido-gas es mucho mayor, pero menos práctico, ya que al trabajar con gases se debe trabajar con volúmenes y presiones mayores.

A la hora de elegir un PCM debe cumplir ciertas características:

- Físicas: La densidad de los dos materiales debe ser similares y elevadas para poder almacenar mayor cantidad de calor por unidad de volumen.
- Cinéticas: Evitar el problema de histéresis, subenfriamiento o retardo al inicio de la solidificación, como ocurre en los PCM inorgánicos.
- Químicas: El proceso de cambio de fase debe ser totalmente reversible y sólo dependiente de la temperatura, ser químicamente estables en el tiempo evitando su descomposición y contaminación, ser compatibles con los materiales de encapsulado y otros con los que esté en contacto: estabilidad química, para evitar oxidación, descomposición térmica, hidrólisis, corrosión y otras reacciones, así como no inflamables y resistentes al fuego.
- Térmicas: La temperatura de cambio de fase debe ser adecuada a cada aplicación particular, así como poseer una gran capacidad de almacenamiento de calor sensible en estado sólido y líquido, elevada entalpía de cambio de fase y alta conductividad térmica.
- Económico: Utilizar materiales de bajo coste para reducir la inversión.

Aunque tenemos materiales que cumplen estas características, esta tecnología también cuenta con algunas desventajas con respecto al almacenamiento de calor sensible. Desde el momento en que se produce el cambio de fase, el sistema se vuelve muy complicado, prácticamente incontrolable e irrealizable. La necesaria utilización de intercambiadores de calor más complejos hace que se encarezca el sistema si se compara con los sistemas de almacenamiento de calor sensible.

Estos materiales podemos dividirlos en dos grupos, orgánicos e inorgánicos.

Los PCM orgánicos, formados principalmente por parafinas, ácidos grasos y mezclas orgánicas, son más estables térmica y químicamente que las sustancias inorgánicas, funden y solidifican convenientemente, sin necesidad de agentes nucleadores (sustancia química para crear núcleos y formar cristales dentro del polímero) y no sufren subenfriamiento o histéresis. Aunque el coste inicial de un PCM orgánico es superior al de un inorgánico, su coste es competitivo (los ácidos grasos cuestan el doble que las parafinas).

Aunque también cuentan con algunas desventajas con respecto a los materiales orgánicos, ya que poseen un calor específico (en torno a 200 kJ/kg), entalpía y conductividad térmica más bajos y en casos como la parafina tienen un amplio rango de fusión, además de sufrir grandes cambios de volumen durante el cambio de fase, por lo que se usan principalmente para temperaturas de operación bajas.

Por otra parte, las sustancias inorgánicas, como las sales hidratadas, son sustancias generalmente baratas, contando con densidades de almacenamiento y conductividad térmica elevada. Además, cuentan con temperaturas de cambio de fase claramente definidas y no son inflamables.

La búsqueda de sustancias con temperatura de cambio de fase próxima a la temperatura ambiente no ha encontrado buenos candidatos dentro de este grupo y las investigaciones se han dirigido más hacia las sustancias orgánicas. Sus propiedades térmicas le confieren un elevado potencial de seguridad y buena presentación de PCM para almacenamiento térmico en sistemas de refrigeración.

También cuentan con algunos inconvenientes, ya que requieren un encapsulado semipermeable, ya que absorben agua fácilmente, necesitando aditivos para un tiempo de almacenamiento prolongado.

- Almacenamiento termoquímico: Estos sistemas emplean la energía térmica para disociar los compuestos en 2 productos reactivos que almacenan calor de manera separada.

Las reacciones que tienen lugar en el período de carga son endotérmicas, absorbiendo dicho calor, mientras que en los períodos de descarga se obtienen reacciones exotérmicas. La cantidad de energía almacenada depende principalmente del calor liberado en la reacción y el grado de conversión, dado por:

$$Q = a_r * m * \Delta h$$

Siendo a_r la fracción reaccionada, m la masa del material almacenador y Δh el calor de reacción por unidad de masa.

Podemos clasificar el almacenamiento termoquímico según el tipo de reacción que se produce en los materiales:

- Absorción: las moléculas del material absorbido se incorporan a la mayor parte del absorbente.
- Adsorción: las moléculas del material adsorbido se adhieren a la superficie del material adsorbente.
- Reacciones químicas: utiliza una reacción de gas con reactivo sólido. Estas reacciones tienen una mayor densidad de energía que el proceso de sorción, pero experimentan cambios en el volumen del reactivo sólido que podría ser una fuente de degradación del material.

Los estudios que se han realizado en el almacenamiento termoquímico sobre el diseño, los materiales, el rendimiento y su comportamiento a largo plazo proporciona algunas ventajas sobre el almacenamiento a través de calor sensible y latente, ya que cuentan con una mayor densidad de energía, podemos almacenarlos a largo plazo como reactivos con pequeña pérdida térmica (la cual se puede

transferir fácilmente para generar calor en otra ubicación) o un amplio rango de temperaturas de operación según los reactivos.

Sin embargo, este tipo de almacenamiento se encuentra aún en una fase preliminar de desarrollo debido a su compleja configuración, su coste y su escasa capacidad de transferencia de calor. Hoy en día únicamente existen proyectos piloto (algunos de ellos con resultados muy prometedores) a escala de laboratorio o en una fase preindustrial.

3.4.2 ALMACENAMIENTO TERMICO EN GD

Como se puede ver, nos encontramos ante uno de los sistemas de almacenamiento energético a pequeña escala más consolidados, ya que desde años se lleva utilizando para el almacenamiento de ACS (ya sea en un termo eléctrico o en colectores solares).

Uno de los proyectos más prometedores del mundo lo lleva a cabo la empresa RealValue, la cual, junto con un consorcio de empresas y universidades pretende crear una red de sistemas generalizados en el territorio que funcionen como un único organismo virtual. En este caso, los investigadores están considerando el uso de radiadores y calderas eléctricas domésticas como sistemas de almacenamiento distribuido para la energía producida a partir de fuentes renovables.

Para ello, se crearon los llamados SETS (almacenamiento térmico eléctrico inteligente), los cuales son una evolución de los tradicionales acumuladores de calor eléctricos nocturnos, que simplemente funcionan convirtiendo la electricidad en calor durante la noche. En los nuevos sistemas son más flexibles porque disponen de un núcleo térmico que puede ser “recargado en cualquier momento”, permitiendo así el almacenamiento de energía eléctrica en forma de calor en cualquier momento del día.

Otro proyecto interesante es el llevado a cabo por el instituto Masdar de la Universidad de Khalifa, ubicada en Emiratos Árabes. En ella se plantea la idea de concentrar la luz solar directamente sobre las sales.



Figura 71. Receptor solar sobre sales

Esta configuración invertida que combina recolección y almacenamiento tiene muchas ventajas de eficiencia térmica. Es mucho más conveniente de instalar, mantener y operar, debido a que el receptor, a diferencia de una central termosolar de concentración, no está en la parte superior de una torre de 140 metros de altura, con lo que se ahorraría tanto en la energía del bombeo como en la complejidad, pudiéndose instalar pequeños acumuladores que serían viables en su uso a pequeña escala.

3.5. SUPERCONDUCTORES (SMES)

Aunque originalmente fueron creados para satisfacer variaciones en la demanda diurna, los imanes superconductores constituyen una novedosa forma de almacenamiento, que aunque es poco económica en la actualidad (debe reducir su precio entorno a un 300% para que sea comercialmente competitiva), es una de las formas de almacenamiento energético masivo que promete tener una vital importancia, ya que estos sistemas tienen en torno al 90% de eficiencia energética.

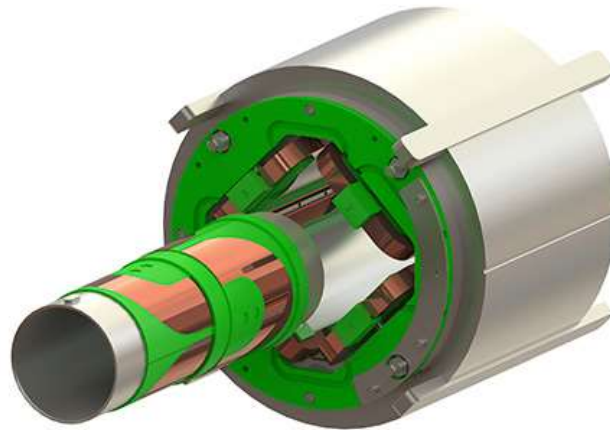


Figura 72. Imán superconductor

Su funcionamiento es idéntico al de una inductancia convencional, sin embargo, es el carácter superconductor lo que produce que se elimine la resistencia conductiva, es decir, al no perderse energía térmica por el efecto Joule, no tendríamos pérdidas por disipación térmica.

Este dispositivo almacenará la energía en su interior procedente de un campo magnético que es generado mediante la aplicación de una corriente continua en la bobina, al conectarla a una fuente de tensión. Dicha bobina estará criogenizada (mediante Helio o Nitrógeno líquido) a una temperatura inferior a la crítica con el fin de que la bobina pueda mostrar su propiedad de superconducción. Una vez la bobina esté cargada, la corriente se mantiene constante y la energía permanece almacenada teóricamente en su interior sin límite de tiempo.

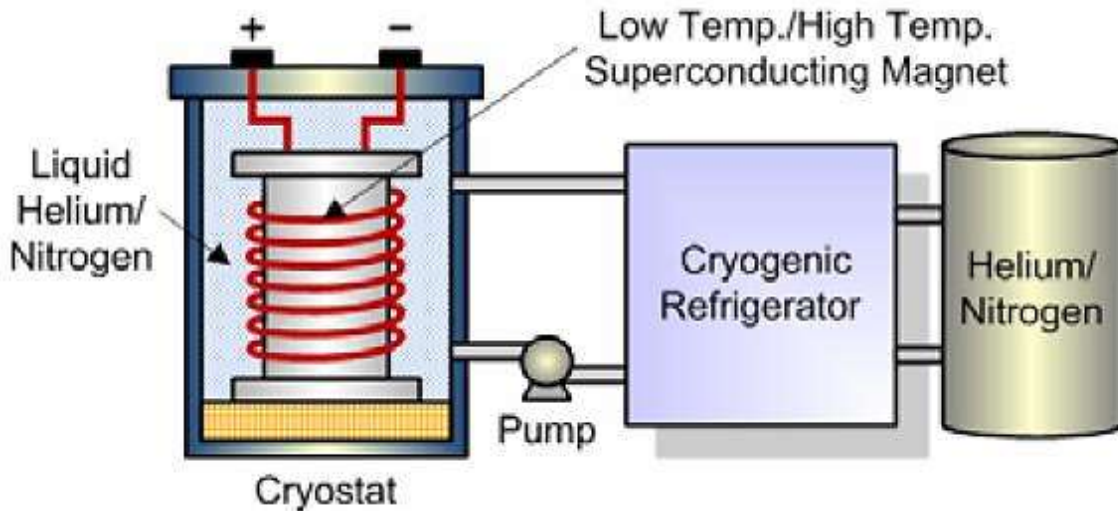


Figura 73. Esquema bobina superconductora

Para entender el funcionamiento de los superconductores, es necesario hacer referencia al efecto Meissner, el cual consiste en que un material que permite el paso de un campo magnético por su interior pasa al estado de superconducción y rechaza de forma activa dichos campos en su interior. El efecto Meissner da lugar a repulsión entre un imán y un superconductor de forma que levitan uno sobre el otro. Si el campo magnético es suficientemente fuerte o la temperatura es alta se destruye la superconductividad y la levitación no ocurre. Es por ello que debemos criogenizar nuestra bobina.

La ecuación por la cual se define la energía almacenada en un campo electromagnético es:

$$E = \frac{1}{2} * L * I^2$$

Donde E es la energía almacenada, L es la inductancia [H] e I es la intensidad de corriente [A].

Los principales componentes de una bobina superconductora son:

- Bobina superconductora: Para obtener el mayor valor posible de energía almacenada introduciendo una corriente debemos tener una geometría de bobina adecuada. Los diseños más usados de solenoide son con forma circular, coaxiales conectados entre sí en modo serie y con forma de toroide (bobinas conectadas entre sí en serie).

Además, para que sean materiales comercialmente viables deben tener una serie de características. Deben tener una temperatura crítica alta (para minimizar el consumo para refrigeración criogenizante), un campo magnético lo mayor posible (para almacenar la mayor cantidad de energía posible) y unas densidades de corriente lo más altas posibles (para reducir la cantidad de material). A continuación vemos una tabla comparativa de distintos materiales usados:

Superconductor	Tc [K]	Bc [T]	Wm [J/m³]
Metales			
Niobio (Nb)	9.26	0.82	2.68E+05
Tántalo (Ta)	4.48	0.30	3.58E+04
Vanadio (V)	5.03	1	3.98E+05
No-Metales			
C6Ca	11.5	0.95	3.59E+05
Diamante:B	11.4	4	6.37E+06
In2O3	3.30	3	3.58E+06
Si:B	0.40	0.40	6.37E+04
Aleaciones Binarias			
MgB2	39	74	2.18E+09
Nb3Ge	23.2	37	5.45E+08
Nb3Sn	18.3	30	3.58E+08
NbTi	10	15	8.95E+07

Tabla 5. Materiales más usados en superconducción

- Sistema de refrigeración criogénico: compuesto por refrigerador y contenedor criogénico. En el refrigerador se prepara el líquido refrigerante, el cual logra enfriar y mantener el Helio o Nitrógeno líquido a las temperaturas que sean necesarias para que el material presente el fenómeno de superconducción, mediante baño en el refrigerante o mediante circulación forzada del mismo. Este sistema consume entorno a 1,5 kW por cada MWh que almacenemos.
- Sistema de potencia: Formado por rectificador e inversor, son los encargados de transformar la corriente alterna en continua y viceversa. Es el causante de la mayor parte de las pérdidas en el sistema, aunque cuenta con eficiencias del 96%.

Entre los distintos tipos de SMES que podemos encontrar tenemos:

- SMES de baja temperatura crítica: se emplean con Helio líquido a -269°C y utilizan bobinados para mantener el campo eléctrico. Debido a su baja temperatura de trabajo, estos sistemas resultan inviables comercialmente hoy en día.
- SMES de alta temperatura crítica: utilizan Nitrógeno líquido a -196°C y también poseen bobinados. Al utilizar temperaturas de trabajo más altas, son potencialmente más viables comercialmente, aunque aún hoy en día se encuentran lejos de ser viables.
- SMES de alta temperatura crítica sin bobinado: trabajan con temperaturas similares a los SMES de alta temperatura crítica, pero al eliminar el bobinado eliminan los problemas que pueden surgir a raíz de este. Cuentan con una vida útil casi ilimitada.

3.5.1 SMES EN GENERACION DISTRIBUIDA

Se han realizado inversiones en EE. UU. con el fin de ampliar los conocimientos y desarrollar proyectos de SMES a pequeña escala, lo que hasta ahora era prohibitivo debido a su alto coste. A gran escala únicamente se presentan proyectos de diversas empresas, pero no llegan a la comercialización.

Una vía de investigación actual para integrar esta tecnología son los aerogeneradores superconductores. Un problema de los aerogeneradores actuales es su peso (alrededor de 180 toneladas), por lo que utilizar imanes superconductores en los aerogeneradores reduce su peso y sus dimensiones, además de que estos materiales presentan una resistencia eléctrica nula y son capaces de soportar altas densidades de corriente. Así, se consigue reducir el tamaño del aerogenerador al 50% y su peso al 75%, además su ruido es mucho menor y su generación sería comparable a la de entre 3 y 6 molinos tradicionales, ayudando a su integración en los sistemas de baja potencia.

3.6. ULTRACONDENSADORES

Los condensadores electroquímicos o ultracondensadores son componentes electrónicos pasivos que permiten el almacenamiento de energía en pequeños periodos de tiempo.

Su sistema de almacenamiento se basa en la pseudocapacitancia, la cual se define como el almacenamiento de carga eléctrica entre las láminas del condensador gracias a un medio aislante. Esta capacidad depende de la tensión, por lo que posee una capacitancia variable.



Figura 74. Ultracondensador de la gama maxwell, 48V

Los ultracondensadores se descubren a finales de la década de los 60, por lo que su descubrimiento es reciente. Aun así, significaron una pequeña revolución en el mundo de la electrónica actual.

Los precios de almacenamiento de esta tecnología son muy variables, encontrándose en el rango de entre 10-20 €/kWh. Esta variabilidad es debido a la amplia gama que existen de estos elementos, ya que cada fabricante cuenta con una gama con distintas capacidades y distintos voltajes de utilización. Además hay que destacar que el coste de inversión que suponen los ultracondensadores es alto, relacionado claro su precio con la capacidad de almacenamiento de este.

Entre sus mayores ventajas destaca su buen comportamiento frente a altas corrientes, con un alto rendimiento (hasta un 98%), que unido a su bajo mantenimiento y a su larga vida útil, lo convierten en un sistema idóneo para almacenar energía eléctrica. Además, cuenta con un amplio rango de temperaturas (desde -40°C hasta 70°C), variando muy poco su capacidad ante grandes cambios de temperatura. Cuenta con una alta densidad energética, entre 1 y 10 Wh/kg, permitiendo cargas y descargas rápidas.

Además, cuenta con algunas ventajas con respecto a sus competidoras directas, las baterías, ya que son más seguras y mucho menos contaminantes, aunque, como se verá más adelante, es muy práctico su uso combinado.

Su funcionamiento es muy similar a los condensadores convencionales, es decir, se almacena la energía eléctrica gracias a campos eléctricos, los cuales almacenan iones y no hay una transferencia de masa. El cambio principal frente a los condensadores consiste en acercar las cargas de distinta polaridad dentro del dispositivo a nivel molecular y además aumentar la superficie efectiva de los conductores. Mientras que los condensadores almacenan cargas del orden de microfaradios, los ultracondensadores pueden alcanzar magnitudes de hasta 5000 faradios.

La energía que es capaz de almacenar un ultracondensador viene expresada por la función:

$$E = \frac{1}{2} * C * V^2$$

Donde E es la energía almacenada [J], C es la capacidad del condensador [F] y V es la tensión máxima que soporta [V].

La curva de carga y descarga de un ultracondensador es muy similar al de un condensador tradicional como podemos ver en la siguiente imagen.

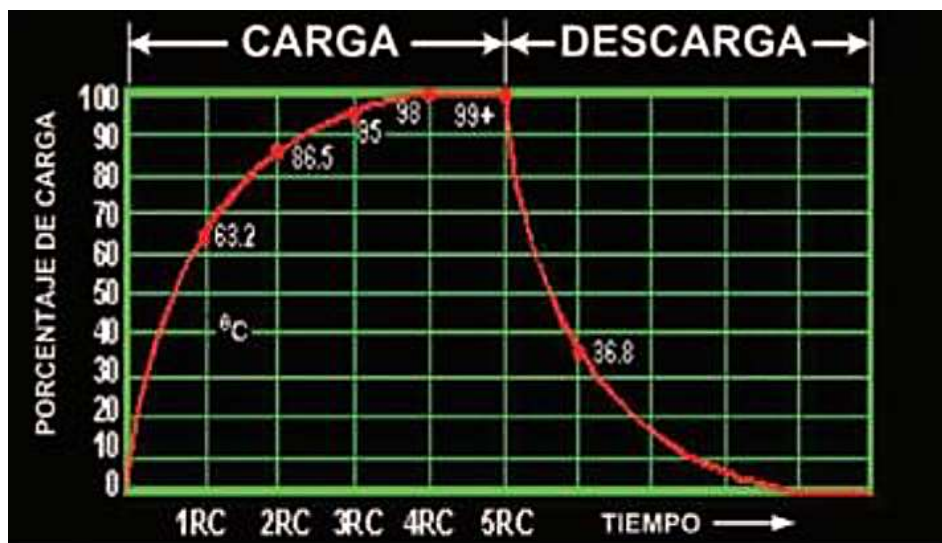


Figura 75. Periodo de carga/descarga de un ultracondensador

Para modelar el comportamiento de un ultracondensador, podemos servirnos del siguiente circuito equivalente:

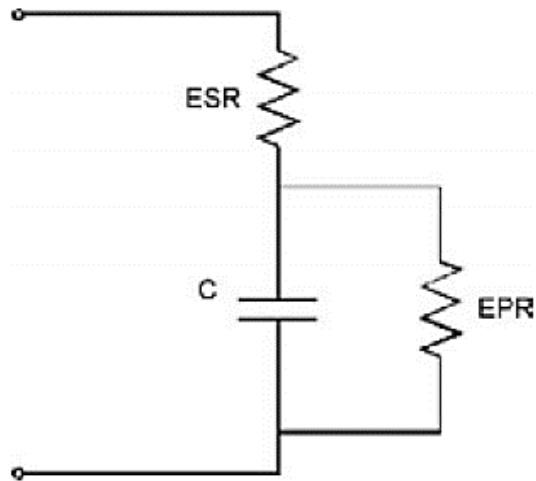


Figura 76. Circuito equivalente ultracondensador

Como vemos se puede apreciar, existe una resistencia equivalente en serie, la cual representa las pérdidas del dispositivo cuando conduce, y una resistencia equivalente en paralelo, que representa las pérdidas por corrientes de fuga. Ambas son muy pequeñas, del orden de $1-10\text{m}\Omega$ y $1-10\text{mA}$ respectivamente. Siendo esto así, se alcanzan rendimientos por encima del 95%.

Las partes fundamentales de un ultracondensador son:

- **Electrodos:** la capacidad de almacenamiento del ultracondensador es proporcional a la superficie de los electrodos y esta se consigue aumentando en gran medida la superficie de los mismos gracias a nanoporos que se forman al emplear carbono activado, aunque también se pueden estar formados por óxidos metálicos o polímeros conductores, dependiendo del uso que se le vayan a dar. Estos dos últimos materiales presentan mejores propiedades de funcionamiento, aunque son muchos más caros.
- **Electrolito:** Un aspecto muy importante a tener en cuenta es la combinación entre material del electrolito y material de electrodos, prestando especial atención a la porosidad de estos, para que los iones tengan una fluencia correcta por su interior. La elección del electrolito va a condicionar el voltaje de la celda y la densidad de energía de esta. Para los ultracondensadores se suele usar electrolitos orgánicos o acuosos.
- **Separador aislante:** su función es impedir el contacto eléctrico entre los electrodos pero permitiendo la fluencia de electrones. Se utiliza aislante polimérico si el electrolito es orgánico o cerámico si son acuosos. Son recomendables separadores con espesores pequeños, con alta resistencia eléctrica y alta conductividad iónica.

3.6.1 TIPOS DE CONDENSADORES

La división para los distintos ultracondensadores que existen se puede realizar en base a la composición de su electrodo. Así pues, se pueden encontrar tres tipos principales:

- **Ultracondensadores simétricos con electrodos de carbono:** El tipo de ultracondensador carbón-carbón simétrico significa que ambos electrodos están fabricados de la misma manera, y por tanto, son iguales. Los electrodos son de carbón poroso, y los colectores de la corriente de electrodo suelen estar contruidos en aluminio. Como electrolito se suelen usar materiales de tipo orgánico, como sales orgánicas. Los disolventes suelen ser carbonato de propileno o acetonitrilo.

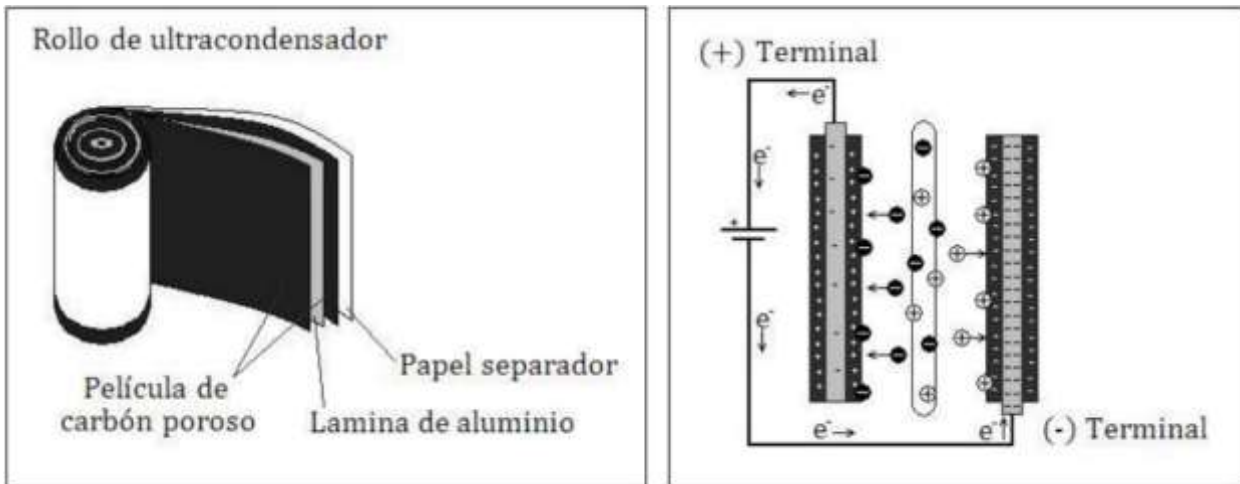


Figura 77. Ultracondensador simétrico

Como podemos ver en la imagen El ultracondensador consiste en un par de electrodos, separados por un papel separador poroso. Cada electrodo está formado a su vez por una lámina de aluminio recubierta de una película de carbón poroso a ambos lados. La lámina de aluminio permite realizar la conexión eléctrica, mientras el carbón poroso consigue la enorme área superficial equivalente.

En el dibujo a la derecha de la figura, se muestra como una fuente de tensión externa agota de electrones uno de los electrodos (electrodo positivo) y los deposita en el electrodo opuesto (electrodo negativo), creando un exceso de electrones en uno y un déficit en el otro, y por tanto, creándose un campo eléctrico interno a través de la estructura.

- Ultracondensadores asimétricos: Los ultracondensadores de tipo asimétrico son idealmente parecidos a una batería, con un electrodo no polarizante, tal como un óxido de metal, emparejado con un electrodo de ultracondensador, por ejemplo, un electrodo de carbón de doble capa.

Hoy en día existen muchas compañías investigando sobre este tipo de ultracondensador, como Evans Capacitor Company o JS Company ESMA. Aun así, aun es una tecnología poco desarrollada, por lo que los de tipo simétrico son más populares.

- Ultracondensadores híbridos: se trata de una clase de supercondensador simétrico denominado condensador de litio. Como su nombre indica, este tipo de ultracondensador es una hibridación entre una batería de Ion-Litio y un ultracondensador, con lo que se consigue aumentar la tensión y la potencia gracias a cada tipo de almacenamiento respectivamente. Como se verá a continuación, la hibridación de ultracondensadores y baterías puede suponer una revolución para la generación distribuida.

3.6.2 ULTRACONDENSADORES EN GENERACION DISTRIBUIDA

Los ultracondensadores se muestran como una solución viable para el almacenamiento energético a baja escala.

En sistemas fotovoltaicos se utilizan ultracondensadores dispuestos en paralelo para estabilizar la tensión de salida de las células, permitiendo así disminuir picos de tensión, además de contar con una vida útil mayor que las baterías, siendo mucho menos sensibles a los cambios de temperatura. Como desventaja hay que destacar que tienen menor densidad energética que las baterías actuales.

Normalmente los ultracondensadores serán una mejor opción de almacenamiento en aquellas aplicaciones que requieran aportar al sistema una alta potencia durante un breve periodo de tiempo, mientras que elegiremos las baterías cuando sea necesario acumular grandes cantidades de energía.

Una técnica muy utilizada es la hibridación entre ultracondensadores y baterías. Al usarlas juntas, conseguimos alargar la vida de las baterías y obtener densidades energéticas altas sin necesidad de sobredimensionar, por lo que es una opción más que recomendable principalmente para microrredes.

3.7. VOLANTE DE INERCIA

El volante de inercia o batería mecánica es un elemento capaz de almacenar la energía cinética mediante un movimiento de rotación de un disco metálico, que comienza a girar cuando se le aplica un par motor. Una vez está girando, se frena cuando se somete a un par resistente. Esta tecnología se ha usado a lo largo de los siglos, ya que en la antigüedad, se usaban volantes de inercia en los tornos para mantener una velocidad constante al moldear arcilla. Evidentemente, estos volantes no tenían la complejidad de los actuales, pero sentaron las bases para esta tecnología.



Figura 78. Volante de Inercia

Sus costes están en torno a los 140-370 €/kWh, superando los 3000 € de inversión inicial, pudiendo ser incluso mayor para distintas aplicaciones a gran escala.

No existen precios de fabricantes establecidos aún para el almacenamiento energético en volantes de inercia a pequeña escala. Los de pequeña escala (los cuales normalmente tienen una utilidad diferente al puro almacenamiento energético) tendrán un precio también variable dependiendo de su aplicación, podemos encontrar volantes de inercia desde 10€ hasta miles de euros.

Los volantes de inercia son el sistema de almacenamiento con mayor potencia en relación con su masa, con lo cual podrá entregar potencias muy grandes, aunque acumulará menos energía en un espacio mayor que el resto de los sistemas de almacenamiento.

Una de las mayores ventajas de los volantes de inercia es su rápida respuesta (frente a baterías químicas, por ejemplo, que debido a las propiedades químicas de los elementos que están compuestas requieren de un cierto tiempo de carga y descarga), de manera que ha sido utilizado en ciclos mecánicos de requerimiento energético discontinuo, tal como motores y compresores alternativos, prensas, troqueladoras, automoción, etc. Además, cuentan con una gran eficiencia (en torno al 90%) y no requieren un mantenimiento costoso, además de contar con una larga vida útil, en torno a los 20 años, siendo tres veces la de las baterías actuales.

Aun así, cuenta con algunas desventajas, ya que debido a su funcionamiento mecánico necesita un complejo sistema de control para asegurar la calidad de la corriente, así como inversor AC/DC y diferentes sistemas

auxiliares, además de no ser una tecnología madura, ya que el tiempo de almacenamiento sigue siendo limitado y sus pérdidas están en torno al 3-20% por hora

Los principales componentes de los que está formado un volante de inercia son:

- Máquina eléctrica: Se encarga de convertir la energía eléctrica en mecánica y viceversa. Normalmente se usan máquinas asíncronas.
- Inversor AC/DC y DC/AC: Permite la circulación de energía en ambos sentidos.
- Electrónica de control: Controlar la circulación de energía, tanto en régimen de carga como de descarga.
- Rodamientos: Permite el movimiento relativo y soportar cargas en el eje. Los rodamientos convencionales son más baratos que los magnéticos, aunque necesitan mayor mantenimiento y aumentan las pérdidas.
- Carcasa: Aislamiento del volante. Debe resistir las tensiones producidas por la fuerza de rotación.
- Bomba de vacío: Reducen las pérdidas aerodinámicas, siendo opcionales en caso de volantes de baja velocidad. También es posible reducir dichas pérdidas usando gases menos densos que el aire, como el helio.

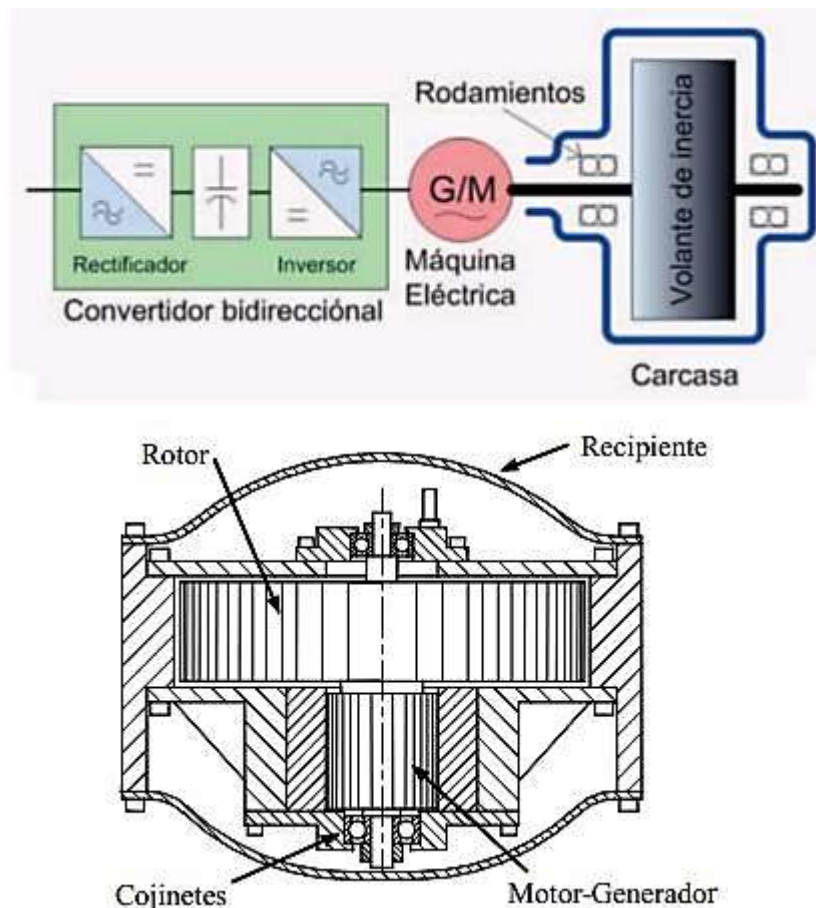


Figura 79. Esquema exterior (arriba) e interior (abajo) de un volante de inercia

Los volantes se cargan mediante la acción de un motor, el cual es alimentado mediante energía eléctrica, provocando el movimiento del rotor, hasta que este alcanza su velocidad nominal, consiguiendo almacenar la energía eléctrica suministrada en forma de energía mecánica. Después la energía mecánica almacenada se transformará en el momento de su utilización a energía eléctrica mediante el generador (el cual se comportaba

como motor en el proceso de carga), disminuyendo en el proceso la velocidad del rotor del volante hasta su valor mínimo de diseño. Acto seguido se transformará a corriente alterna mediante un inversor y un sistema de control se encargará de controlar los valores de utilización.

La energía máxima que pueden almacenar estará condicionada por la tracción del material con el que esté construido el volante. Podemos calcular la energía almacenada mediante la siguiente ecuación:

$$E = \frac{1}{2} * I * \omega^2$$

Donde E es la energía almacenada, I es el momento de inercia y ω es la velocidad angular.

El momento de inercia es función de la masa y de la distancia de dicha masa con respecto al eje de giro, por lo que podemos aumentar la energía almacenada aumentando cualquiera de estos dos parámetros, aunque como la velocidad angular está al cuadrado, resulta más rentable incidir en tratar de elevar el número de revoluciones antes que aumentar la masa o las dimensiones para alcanzar una mayor energía almacenada, ya que mayor masa o distancia se traduciría en mayor costo de material.

Los volantes de inercia se pueden diferenciar en dos tipos principales, según su velocidad de giro:

- **Velocidades bajas:** Estos volantes son aquellos los cuales no sobrepasan los 6.000 rpm. El material del volante de inercia está formado por metales simples, ya que no soportan excesivas fuerzas centrífugas y abaratan entre 20 y 30 veces los costes de producción con respecto a los materiales compuestos. En caso de que nuestro rotor precise un diámetro grande el material usado suele ser acero.

El tipo de maquina eléctrica usado para este tipo de volantes son maquinas asíncronas, de imanes permanentes y de reluctancia, la cual puede ser instalada independientemente del volante, dotándolo de una modularidad muy práctica.

Al girar a bajas velocidades, la atmosfera de confinamiento está compuesto por un vacío parcial o un gas ligero.

Suelen usar unos rodamientos mecánicos, aunque también podemos encontrar rodamientos mixtos (mecánicos y magnéticos).

Son principalmente usados para usos estacionarios, tales como la regulación de la carga o para asegurar la calidad de la energía eléctrica.

- **Velocidades altas:** Los volantes de velocidades altas suelen girar desde las 10.000 rpm hasta las 100.000 rpm, aunque existen modelos que pueden alcanzar incluso velocidades mayores. Para fabricar el rotor se suelen usar materiales compuestos, ya que dicho elemento se ve sometido a una gran fuerza centrífuga. El más usado es el rotor de composite avanzado, como el grafito o la fibra de carbono, que se caracteriza por ser resistentes a esfuerzos mecánicos y poseer baja densidad, aunque tienen un precio bastante elevado.

Para reducir las pérdidas aerodinámicas, la atmósfera de confinamiento se encuentra en un vacío total, siendo los rodamientos en este caso magnéticos.

Sus principales aplicaciones son en la industria del transporte, desde automóviles hasta la industria aeroespacial, ya que debido a su alta velocidad de giro, cuentan con un tamaño reducido.

3.7.1 VOLANTE DE INERCIA EN GENERACION DISTRIBUIDA

Debido a la fiabilidad y a la versatilidad de este sistema, son muy usados en la generación distribuida, tanto para almacenamiento energético como para asegurar una calidad de la corriente eléctrica.

El campo de mayor éxito de implantación de estos sistemas son los sistemas de alimentación ininterrumpida, ya que cuentan con una rápida respuesta (casi instantánea), ayudando a sistemas aislados a que en caso de corte eléctrico no se queden sin suministro hasta que se activen los generadores diésel.

Los volantes de inercia son también empleados en sistemas que combinan generadores diésel con turbinas eólicas. El generador diésel se activará cuando la potencia entregada por la turbina eólica no sea suficiente debido a la falta de viento. Es aquí donde entra en juego el volante de inercia, con el cual se almacena energía cuando

exista una cantidad suficiente de viento y utilizarla más adelante, con lo que evitaremos el arranque y la parada del generador diésel. De esta forma, se ahorra combustible y alarga la vida útil del generador.

Debido a su rápida respuesta, es muy usado en el campo de la automoción, el cual necesita un sistema de respuesta rápido. La energía cinética perdida en la frenada se almacena en un volante de inercia, para posteriormente ser usada cuando el motor demande potencia. Este sistema se usa de igual manera en las catenarias de los trenes.

Los volantes de inercia de pequeña escala se prevé que tengan un boom debido al aumento de coches híbridos, los cuales demandaran sistemas eléctricos más complejos para aumentar su eficiencia.

3.8. PILAS DE COMBUSTIBLE

Al igual que las baterías, las pilas de combustible son sistemas de almacenamiento electroquímico que realizan una conversión de energía química-electrica. Su principal diferencia consiste en su manera de recargarse, ya que mientras las baterías usan energía eléctrica para recargar los reactivos consumidos (ya que se producen reacciones redox reversibles), las pilas de combustible se reabastecen de combustible, el cual generalmente se trata de hidrogeno. Es por ello, que no necesitamos una fuente de energía externa para recargarla, sino simplemente recargando el hidrogeno puede seguir funcionando.

Es decir, una pila de combustible es un dispositivo que transforma de forma directa la energía química en eléctrica partiendo de un combustible que suele ser hidrogeno y de un comburente, que suele ser oxigeno. Gracias a esta mezcla de combustible y comburente, los productos de la reacción que se produce en la pila es calor, electricidad y agua, es decir, evitamos la contaminación que se produce por la quema de combustibles fosibles y además, lo mas importante, usamos hidrogeno como combustible, el cual es el elemento mas abundante en el universo.

Aun así, actualmente también se usan otros combustibles como metano o monóxido de carbono, ya que el hidrogeno actualmente es un combustible costoso de obtener, además de altamente volátil e inflamable. No obstante, como se vera a continuación, estos combustibles también necesitan un reformado para el correcto funcionamiento de nuestra pila.

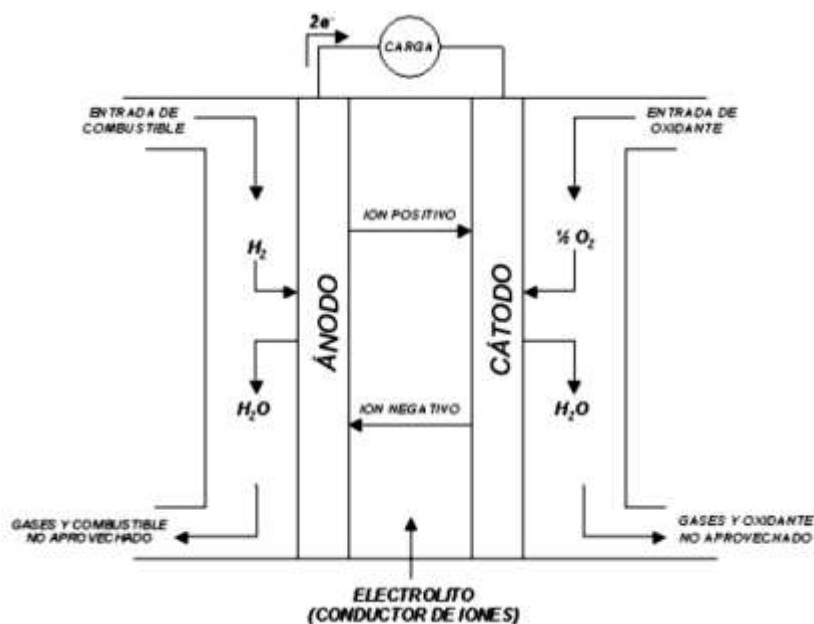


Figura 80. Esquema interno de una pila de combustible

En la imagen se muestra una unidad básica de celda de combustible. Aunque existen diversos tipos de pilas de combustibles, todas tienen estas tres partes en común:

- Electrodo → formado por ánodo y cátodo. Si usamos hidrogeno como combustible, en el ánodo se reduce el H_2 en dos protones H^+ y en el cátodo reaccionan los protones H^+ y O_2 , dando como producto de la reacción H_2O .
- Electrolito → Separa los gases, permitiendo el paso de iones H^+ . Mas adelante se vera como la composición de este electrolito diferencia una pila de otra.
- Placas bipolares → Las cuales separan las celdas, conducen los gases y evacuan el producto de la reacción.

Su funcionamiento se basa en la oxidación del combustible en el ánodo y la reducción del oxígeno en el cátodo, creando una diferencia de potencial entre los electrodos. La conexión entre las dos permite el paso de electrones, creando una corriente eléctrica.

Para el caso particular del hidrogeno, en el lado del ánodo, el hidrógeno que llega se disocia en protones y electrones. Los protones son conducidos a través de la membrana al cátodo, pero los electrones están forzados a viajar por un circuito externo (produciendo energía) ya que la membrana está aislada eléctricamente. En el catalizador del cátodo, las moléculas del oxígeno reaccionan con los electrones (conducidos a través del circuito externo) y protones para formar el agua. En este caso, el único residuo es vapor de agua o agua líquida.

Normalmente, la tensión producida por una sola celda es del orden de 1V, por lo que se suelen disponer en serie para conseguir el voltaje deseado.

Las pilas de combustible se caracterizan por lo general por una alta densidad de energía, flexibilidad en el combustible que se utiliza y son fáciles de emplazar. Una desventaja es su respuesta de arranque lenta, aunque en funcionamiento si que tiene una rápida respuesta ante variaciones de la carga, ya que simplemente varia la cantidad de combustible que necesita. Esto también se presenta como una ventaja frente a las baterías, ya que para aumentar su producción basta con aumentar el combustible consumido, mientras que si se usan baterías, ante una necesidad de potencia nuestra única solución es añadir mas baterías. Es decir, con las pilas de combustible necesitaremos menor peso y volumen para producir la misma capacidad energética que si usamos baterías.

Además de esto, las pilas de combustible pueden tener una autonomía ilimitada (siempre que se disponga de combustible), lo que no puede decirse de una batería, que presenta problemas debido a su estado de carga cuando este es muy bajo.

Una de sus mayores desventajas es su precio, ya que aun es una tecnología que en la mayoría de sus tipos esta en vías de desarrollo, situándose en una media de 45 €/kWh.

3.8.1 TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLES

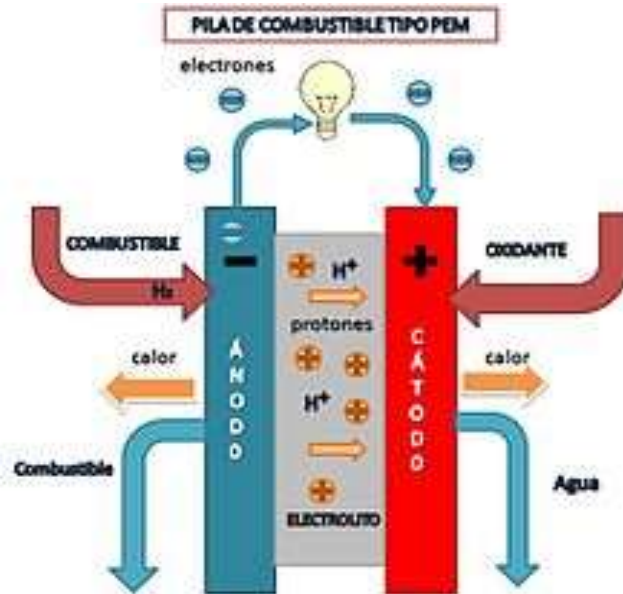
Aunque comparten tanto estructura como principio de funcionamiento, existen diferentes tipos de pilas de combustibles. Su principal diferencia radica en el electrolito usado. A continuación, se vera una tabla resumen sobre las pilas de combustible mas usadas actualmente.

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
Electrolito	Membrana de polímero sólido	Solución alcalina	Ácido Fosfórico	Carbonatos Fundidos	Óxido Sólido	Membrana de polímero sólido
Temperatura de operación [°C]	60-80	100-120	200-250	600-700	800-1000	50-120
Rango de potencia [kW]	5-250	5-150	50-11.000	100-2.000	100-250	5
Combustible	H ₂	H ₂	H ₃ PO ₄	H ₂ , CH ₄	H ₂ , CH ₄ , CO ₂	CH ₃ OH
Rendimiento [%]	60	35-85	50-85	60-85	40	60-85
Precio [€ /kWh]	43	40	42	50	52	40
Ventaja	Baja temperatura, arranque rápido y baja corrosión	Mayor eficiencia y reacción catódica más rápida.	Acepta H ₂ impuro	Reformado interno y cogeneración.	Reformado interno y cogeneración	No necesita reformador de combustible
Aplicaciones	Generación estacionaria, aplicaciones móviles, espacial.	Generación estacionaria, aplicaciones móviles, espacial.	Generación eléctrica y de calor, transporte pesado.	Producción eléctrica, cogeneración	Producción eléctrica, cogeneración	Generación estacionaria, aplicaciones móviles

Tabla 6. Comparación de las distintas pilas de combustibles

- Membrana polimérica (PEM): Usan como electrolito un polímero sólido y electrodos porosos de carbono que contienen platino como catalizador. Se caracterizan por usar hidrógeno como combustible y ser capaces de trabajar a bajas temperaturas. Son pilas ligeras y con una respuesta rápida ante variaciones de la carga, por lo que son principalmente usadas en el sector del transporte, aunque también tienen aplicaciones en la producción de energía.

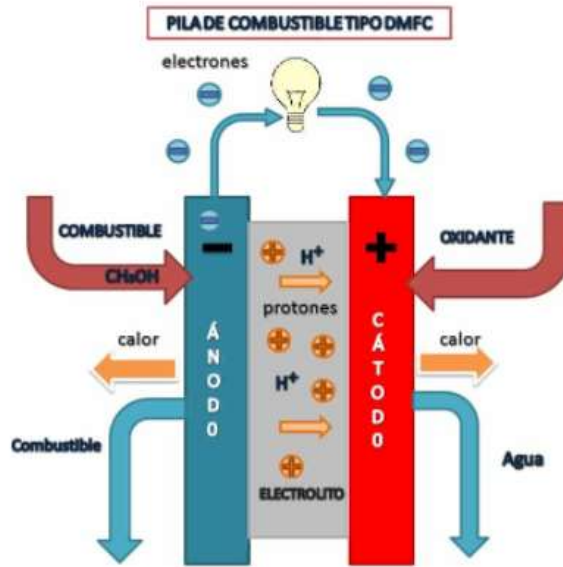
Tienen una temperatura de funcionamiento en torno a los 70-80°C y son capaces de soportar densidades de corriente altas.



REACCION ANODICA	ELECTROLITO	REACCION CATODICA
$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$H^+ \rightarrow$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$

Figura 81. Esquema pila PEM y reacciones que se producen

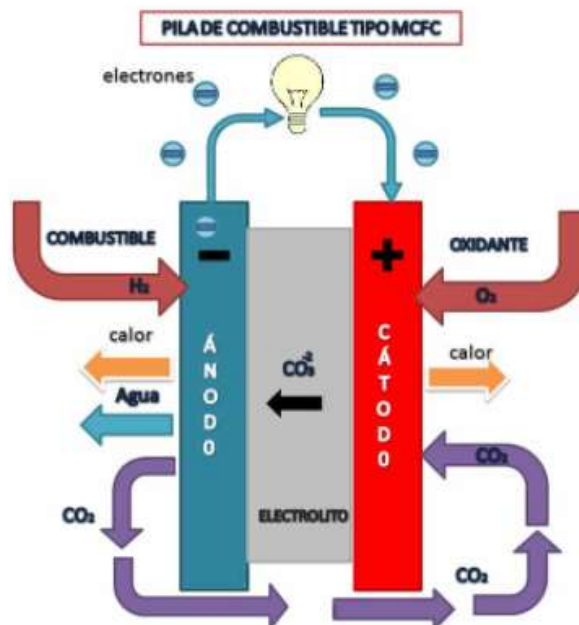
- Pilas de Metanol Directa (DMFC) → Son muy similares a las pilas tipo PEM, ya que usan un polímero de membrana como electrolito, pero en este caso usan metanol sobre el ánodo, lo que elimina la necesidad de un combustible que deba ser reformado. Gracias a esto, son especialmente recomendables para pequeños dispositivos electrónicos portátiles, como portátiles, móviles, cargadores de baterías... Estas pilas tienen unas temperaturas de funcionamiento parecidas a las pilas tipo PEM, aunque solo son capaces de soportar densidades de corriente moderadas.



REACCION ANODICA	ELECTROLITO	REACCION CATODICA
$CH_3OH + H_2 \rightarrow CO_2 + 6H^+ + 6e^-$	$H^+ \rightarrow$	$\frac{3}{2}O_2 + 6H^+ + 6e^- \rightarrow 3H_2O$

Figura 82. Esquema de pila DMFC y reacciones que se producen

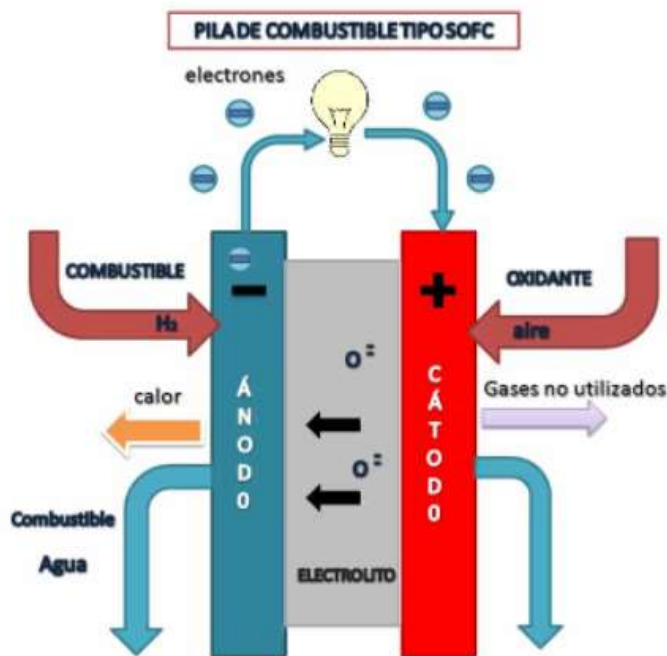
- Pilas de combustible de carbonato fundido (MCFC): usan como electrolito una sal de carbonato fundido inmovilizado en una matriz porosa. Su mayor ventaja es su alta eficiencia, usándose principalmente para la producción de energía a mediana o gran escala. Usan unas temperaturas de funcionamiento altas, alrededor de 600 °C, lo que le permite reformar internamente combustibles como el metano.



REACCION ANODICA	ELECTROLITO	REACCION CATODICA
$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$ $CO + CO_3^{2-} \rightarrow 2CO_2 + 2e^-$	$\leftarrow CO_3^-$	$\frac{1}{2}O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$

Figura 83. Esquema de pila MCFC y sus reacciones

- Pilas de combustibles de oxido solido (SoFC): Se caracterizan por tener un electrolito compuesto por un material ceramico y no poroso. Este tipo de pilas pueden operar a temperaturas muy altas, hasta unos 1.000°C, lo que las hace apropiadas para su uso en sistemas estáticos tales como centrales de generación de energía. Estas pilas pueden reformar interiormente gas natural y biogás, y pueden combinarse con motores a gas para producir electricidad con eficiencias del 75%.

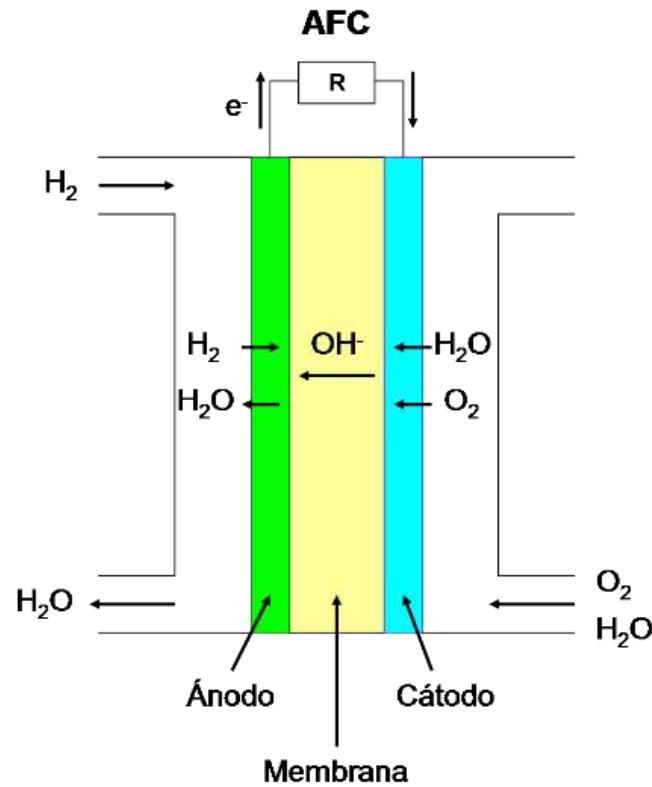


REACCION ANODICA	ELECTROLITO	REACCION CATODICA
$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$ $CO + O^{2-} \rightarrow CO_2 + 2e^-$ $CH_4 + 4O^{2-} \rightarrow 2H_2O + CO_2 + 8e^-$	$\leftarrow O_2^{2-}$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$

Figura 84. Esquema de pila SoFC y reacciones

- Pilas de combustibles alcalinas (AFC): El electrolito esta formado por hidróxido de potasio (KOH). Se mueve entre unas temperaturas de operación de entre 100-120°C, contando con la reacción catódica mas rápida de entre las pilas y una mayor eficiencia. Debe usar hidrogeno puro en su funcionamiento, ya que si existen restos de CO₂, este es absorbido por el KOHy se forma carbonato potasico, bajando

en gran medida su eficiencia. Se usa principalmente en aplicaciones espaciales.



REACCION ANODICA	ELECTROLITO	REACCION CATODICA
$H_2 + 2(OH^-) \rightarrow 2H_2O + 2e^-$	$\leftarrow OH^-$	$\frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2(OH^-)$

Figura 85. Esquema de pila AFC y reacciones en su interior

3.8.2 OBTENCION DEL HIDROGENO

El verdadero potencial de las pilas de combustible radica en el combustible usado, el hidrogeno. El hidrogeno puede ser almacenado como el gas natural o el biogas, por lo que representa otra via de almacenamiento energético limpia y la cual no genera residuos.

El hidrogeno esta llamado a ser el combustible del futuro, ya que al combinarse con oxigeno forma agua (H₂O), liberando energia al romperse el enlace entre la molécula H₂. Además, es la sustancia mas abundante en el universo.

Aun así, el hidrogeno cuenta con varias desventajas, como ser muy volátil, una baja energia de activación, su elevado precio de obtención,... Este ultimo aspecto será tema de estudio en este apartado, ya que aunque sea tan abundante, en la naturaleza las moléculas de H₂ no se encuentran en estado libre, por lo que no es una fuente de energia primaria. Sin embargo, puede producirse a partir de distintos mecanismos, tales como reformado o electrolisis (los mas usados hoy en dia), aunque también existen vías de investigación muy interesantes.

Un problema asociado a la obtención del hidrogeno se relaciona con su almacenamiento, ya que al tratarse de

un elemento tan volátil es necesario un buen sellado del recipiente que lo contenga.

Además, un aspecto a tener en cuenta es la fragilización de los elementos metálicos. La fragilización por hidrógeno es un tipo de corrosión en la cual el hidrógeno atómico se difunde en el material y se deposita en la estructura reticular del metal. El hidrógeno sufre una recombinación molecular, en particular en defectos y límites de veta en el material. El incremento de volumen asociado puede conducir a una presión interna alta y, por consiguiente, a esfuerzos a tensión internos, lo que hace frágil al material y crea grietas (llamado agrietamiento inducido por hidrógeno). Los esfuerzos a tensión internos y los esfuerzos de cargas causan la fractura por fragilización. La aparición de este agrietamiento también puede ser retrasado debido al tiempo que tarde el hidrógeno en ser incorporado. Este proceso de incorporación inhibe el deslizamiento, lo que causa que un componente se rompa prácticamente sin deformación.

Uno de los objetivos es que esta producción sea de origen renovable, con el fin de obtener el llamado “hidrogeno verde”. Como se verá más adelante, las dos principales vías para obtener hidrógeno es mediante el reformado de hidrocarburos y la electrolisis. Esta última, se basa en la idea de disociar las moléculas de agua con el fin de obtener H_2 puro. Para ello, se precisa de un electrolizador, el cual consume energía eléctrica. Si se alimenta con electricidad de origen renovable se consigue producir hidrógeno de manera totalmente renovable.

Uno de los aspectos a tener en cuenta en la electrolisis es el consumo de agua, ya que es el elemento primario para la obtención del H_2 .

Según estudios llevados a cabo por el Centro de Política Energética y Ambiental Internacional de la Universidad de Texas en Austin, 1 kg de gas hidrógeno requiere aproximadamente 9 litros de agua como materia prima.

Este problema se agrava aun más cuando tenemos en cuenta que el agua precisa de un tratamiento de impurezas previo, proceso que consume unas 2 toneladas por cada litro de agua pura que produzcamos.

Es decir, nos harían falta unas 18 toneladas de agua para poder producir 1 tonelada de hidrogeno.

Esto plantea un problema desde el punto de vista medioambiental, ya que solo podemos usar agua dulce, debido a los problemas de corrosión asociados al ambiente salino.

Una posible solución sería potenciar la tecnología que permita acabar con la corrosión que limita el uso del agua marina como materia prima para la electrolisis, o bien potenciar el uso de plantas de desalinización y ósmosis inversa para purificar el mar y las aguas residuales como materia prima de hidrógeno.

Un producto resultante de la ósmosis sería la salmuera, la cual desde un punto de vista energético es aprovechable con técnicas como la electrodiálisis inversa, ya que mediante la separación electroquímica de la sal del agua conseguiríamos producir electricidad. Según los últimos estudios se conseguiría reducir hasta en un 36% el gasto energético de purificar el agua, haciendo aún más viable la obtención del H_2 de origen renovable y haciendo mucho mas accesible los puntos de obtención del agua para producir hidrogeno.

Aun así, el coste del agua (tratamiento, transporte) sería inferior al 2% del coste total de producción de hidrógeno y el consumo de energía para la desalinización de agua sería sólo alrededor del 1% de la energía total necesaria para la producción de hidrógeno. Es por ello que no plantea un problema desde le punto de vista económico, pero si medioambiental.

Es por ello, que surge la necesidad de conocer más a fondo el comportamiento del hidrógeno al contacto con diversos materiales, y cómo estos se ven afectados a corto y largo plazo por trabajar con dicho hidrógeno.

Actualmente, se están desarrollando modelos informáticos para predecir los mecanismos de estas interacciones y la evolución del daño provocado por el hidrógeno. Esas predicciones pueden ayudar a los científicos a adaptar la composición y la microestructura de los materiales para que estos resistan mejor al contacto con el hidrógeno. El objetivo final es mejorar la fiabilidad y vida útil de los materiales en toda la infraestructura y aplicaciones del hidrógeno en la industria.

A continuación se detallarán las principales vías de obtención del hidrogeno.

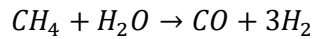
- Reformado de hidrocarburos: Es el mas utilizado hoy en día, debido a que se trata de una tecnología consolidada a lo largo de los años, además de ser la mas económica.

En ella, se hace reaccionar metano con vapor de agua para la obtención del H_2 .

Todo comienza con un pre-reformado del gas natural, ya que como contiene una pequeña proporción de otros hidrocarburos tales como etano, propano y butano, estos se descomponen con facilidad y

generan residuos carbonosos en las condiciones de reformado del metano. Así, los hidrocarburos de cadena más larga se eliminan completamente al mismo tiempo que se convierte una fracción del metano. Con este pre-reformado, conseguimos eliminar los posibles residuos de carbon que se producen, lo que alargaría la vida de los sistemas catalíticos utilizados.

Una vez que se eliminan las impurezas y aumentamos la fracción de metano, este se hace reaccionar con vapor de agua sobre un catalizador (generalmente de níquel), a unas temperaturas de 1200 K y con presiones que rondan los 20-30 bar. La reacción sería:



El gas de salida tiene una gran proporción de H₂, aunque también cuenta con una gran proporción de CO. Este proceso se puede repetir incluso dos veces, con el objetivo de obtener un hidrogeno lo mas puro posible. El gas resultante tiene un contenido elevado de hidrógeno, junto a dióxido de carbono y cantidades mucho más bajas de metano no convertido y monóxido de carbono remanente, usualmente 1% en volumen. En las plantas modernas de producción de H₂ se incorporan unidades de purificación mediante compresión/adsorción/desorción que permiten alcanzar un hidrógeno muy puro (99,999% volumen).

Esta se presenta como una tecnología muy interesante a la hora de conseguir hidrogeno, aunque los problemas asociados a la corrosión y a la deposicion de azufre suponen una barrera para desarrollar estos sistemas.

Una aplicación muy interesante para estos sistemas es en el sector automovilístico, ya que debido al aspecto no contaminante del hidrogeno como combustible se investigan distintas vías para producirlo directamente y alimentar a la pila de combustible que suministre energía eléctrica al motor eléctrico.

- Electrolisis del agua: En esta técnica, mediante la aplicación de energia electrica, conseguimos romper la unión de H₂O, obteniendo H₂ puro.

Una ventaja de esta técnica con respecto al reformado es que si aprovechamos el excedente de producción de las energías renovables para producir hidrogeno y posteriormente lo almacenamos, se elimina el uso de combustibles fósiles. Hoy en día, este no es posible, por lo que la energia electrica usada proviene en muchas ocasiones de fuentes no renovables.

Una de sus mayores desventajas es el precio del hidrógeno producido. El precio actual de la producción de hidrógeno verde a partir de renovables es de unos 5-8 €/kg, pero este coste depende principalmente del precio de las energías renovables, por tanto se estima que en los próximos años este precio se reduzca con la disminución del coste de las renovables, siendo competitivo con el hidrógeno proveniente de fuentes fósiles.

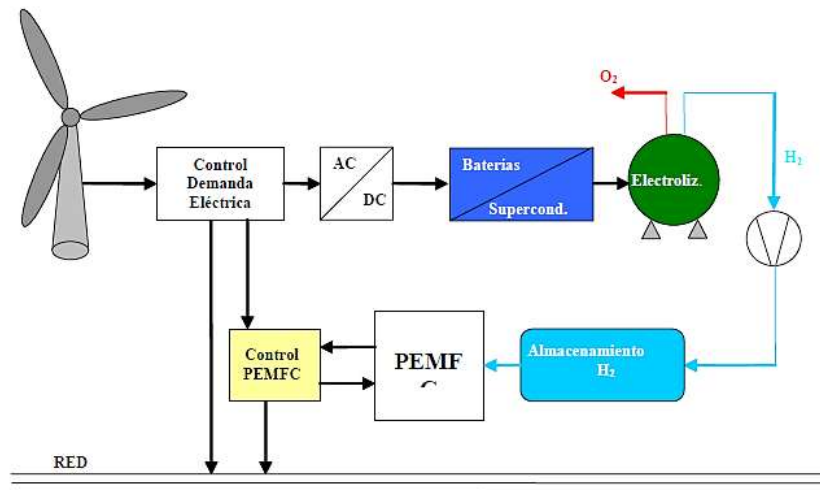


Figura 86. Electrólisis del agua usando energía eólica

Existen diferentes electrolizadores:

- **Electrólisis alcalina convencional:** es la tecnología más desarrollada comercialmente. Esta se basa en la inmersión de los dos electrodos en un electrolito líquido alcalino que conduce aniones OH^- y los electrodos están separados por un diafragma.

Su principal ventaja es que se trata de una tecnología simple y barata, de mantenimiento sencillo, ya que no se necesitan metales nobles y es relativamente estable.

No obstante, las densidades de corriente que se obtienen son bajas, ya que trabaja dentro de unos límites de operación (inferior y superior) para que no se produzca mezcla de hidrógeno y oxígeno, perdiéndose por tanto parte de la energía producida. Además, los electrodos se degradan después de un número determinado de operaciones y no se ajusta a los requerimientos de acumular energía renovable ya que su tiempo de respuesta es elevado. Por tanto, generalmente se acoplan a una batería para utilizarse como acumuladores de energía.

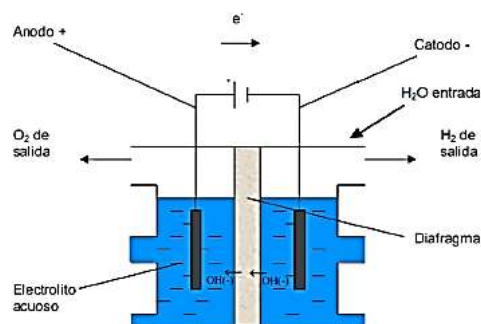


Figura 87. Reacciones y esquema de un electrolizador alcalino

- **Electrólisis de membrana polimérica protónica (PEM):** Es una tecnología comercial a menor escala pero continúa en fase de desarrollo. Es un tipo de electrólisis donde el electrolito es una membrana polimérica sólida que conduce cationes de hidrogeno. Se alimenta con agua pura, el hidrógeno producido es muy puro (cerca del 99.9 %) y se presuriza directamente en el sistema.

Las densidades de corriente que se obtienen son las más elevadas y tiene una respuesta muy rápida y dinámica, lo que la convierte en un electrolizador ideal para renovables.

Sus inconvenientes son que los materiales de los electrodos están basados en metales nobles y en las placas bipolares se utiliza titanio, lo que las encarece en enorme medida.

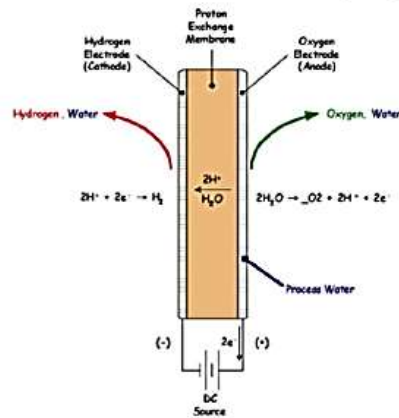
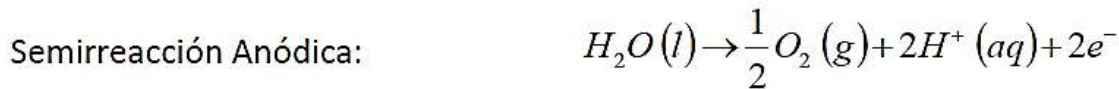


Figura 88. Reacciones y esquema de un electrolizador tipo PEM

- **Vías de desarrollo:** Aunque estos son los dos sistemas mas comercializados, existen diferentes vías de investigación para abaratar costes. Estas son algunas de ellas:

- **La electrólisis de estado sólido:** Dentro de los tipos de electrólisis, la electrólisis de estado sólido todavía no se comercializa.

Es un sistema sólido que trabaja a altas temperaturas (500-1000 °C). El electrolito es un conductor de iones oxígeno (O²⁻). La eficiencia energética es prácticamente del 100%, no necesita metales nobles, puede trabajar a alta presión y es reversible a una pila de combustible.

Una de las mayores barreras para su comercialización es su alta temperatura de operación, la cual afecta a durabilidad de los componentes y dificulta su acoplamiento a energías renovables. No obstante, este hecho la hace idónea para su acoplamiento a sistemas que liberen calor, como por ejemplo en un sistema de cogeneración.

- **Biomasa celulósica:** El hidrógeno puede obtenerse a partir de una fuente renovable como es la biomasa celulósica. La celulosa puede convertirse en H₂ mediante varios procesos termoquímicos tales como combustión, licuefacción, pirólisis y gasificación. El material lignocelulósico se oxida parcialmente a temperaturas superiores a 1.000 °K, se produce una fracción gaseosa junto a un residuo carbonoso que se reduce posteriormente para formar

posteriormente H₂, CO, CO₂ y CH₄. La gasificación de la biomasa en presencia de O₂ genera una corriente gaseosa rica en hidrógeno que se reforma con vapor de agua a la salida del gasificador con el objetivo de producir hidrógeno adicional.

Aun así, cuenta con un gran inconveniente, ya que su producción genera alquitrán, aunque este puede minimizarse mediante un diseño apropiado del gasificador.

- **Procesos térmicos:** En este proceso, la primera etapa consiste en la descomposición térmica de sulfato a temperaturas próximas a 1.100 °K, generando el óxido metálico y gases (SO₂ y O₂). En una segunda etapa el óxido metálico se oxida con vapor de agua y SO₂, generando de nuevo el propio sulfato y liberando hidrógeno. Este proceso tiene un gran atractivo, ya que no se producen emisiones de CO₂ y cuenta con una eficiencia del 85%.

Aun así, todavía no está implantado a escala industrial.

- **Reformado de etanol y azúcares:** Representa una forma simple de transporte del hidrogeno. Por medio de sustancias como el etanol (C₂H₅OH) y azúcares(C₆H₁₂O₆) en fase líquida se transportan las moléculas de hidrogeno y se transforman mediante procesos de reformado con vapor de agua o bajo presión en fase líquida en el mismo lugar donde se consume el hidrógeno, con lo que abaratamos costes al trabajar con gases, mas difícil de transportar que una sustancia en fase líquida.

3.8.3 CATALIZADORES

La electrolisis representa hoy en día la totalidad de hidrogeno producido con cero emisiones de carbono, si la electricidad usada en el electrolizador proviene de fuentes renovables.

Aun así, una problemática presente en este tipo de tecnologías son los catalizadores usados, los cuales provienen en su mayoría de metales nobles, como el platino o el iridio, los cuales se caracterizan por ser caros y escasos en la naturaleza. Esto ha provocado un estancamiento en el desarrollo de los electrolizadores y que en 2020 solo un 1% del hidrogeno producido fuera 100% renovable, subiendo este porcentaje hasta el 5% en 2021.

Este hecho ha provocado que se investigue con el objetivo de abaratar costes en los catalizadores. Estas son las líneas de investigación más prometedoras hoy en día:

- **Uso de Cobalto y níquel:** Se trata de una técnica desarrollada por Investigadores de la Universidad de Curtin, en Australia. Con este método, usando cobalto y níquel han conseguido romper las moléculas de los átomos de agua empleando menos energía y consiguiendo una mayor extracción de hidrogeno.

Para ello, tomaron nanocristales bidimensionales de hierro y azufre (que no suelen funcionar como catalizadores para la reacción eléctrica con la que se extrae hidrógeno del agua) y les añadieron pequeñas cantidades de iones de níquel y cobalto. De este modo, el hierro-azufre se transforma por completo en un catalizador viable y eficaz.

- **Combinación de luz solar y sulfuro de molibdeno:** El sulfuro de molibdeno se considera un potente catalizador de hidrógeno, ya que está libre de metales nobles y goza de una alta actividad catalítica, pero se trata de un proceso que aún no se ha logrado controlar del todo.

Aun así, un estudio dirigido por el profesor Dr. Sebastian Fiechter del Instituto HZB, usa este material combinándolo con la acción solar, lo que representa una vía de producción del hidrogeno.

Para ello, se probaron distintas capas de sulfuro de Molibdeno, las cuales se depositaron a diferentes temperaturas en un sustrato, desde la temperatura ambiente hasta los 500 °C. La morfología y la estructura de las capas cambian con el aumento de la temperatura de deposición. Mientras que las regiones cristalinas se forman a temperaturas más altas, el sulfuro de molibdeno depositado a temperatura ambiente es amorfo. Es precisamente este sulfuro de molibdeno amorfo depositado a temperatura ambiente el que tiene la mayor actividad catalítica.

Un catalizador hecho de sulfuro de molibdeno amorfo no sólo libera hidrógeno durante la electrólisis del agua, sino también gas de sulfuro de hidrógeno en la fase inicial. El azufre para esto tenía que provenir del propio material del catalizador, y sorprendentemente, este proceso mejora la actividad catalítica del sulfuro de molibdeno de forma considerable.

Una de sus desventajas es precisamente la formación de azufre, lo que provoca mayor suciedad.

- **Batería de níquel y hierro:** En 2014, Hongjie Dai, de la Stanford, consiguió romper el agua con una batería de níquel y hierro, económicos, para los dos electrodos y una tensión de 1.5V. Es un catalizador bifuncional, que rompe el agua con una eficiencia del 82%, a temperatura ambiente. Con el nuevo catalizador los investigadores de Stanford han dado importancia al punto en que los átomos de oxígeno se aparean, y forman burbujas. Antes ese punto era difícil de lograr. El nuevo catalizador descubierto funciona con un solo electrolito y con un pH uniforme; producirlo es económico, y más estable que otros electrolitos, creados a base de metales caros.

Para lograrlo, se han usado iones de litio para romper químicamente el catalizador de óxido metálico en partículas muy pequeñas. Según Cui, esas partículas incrementan el área superficial y crean partículas diminutas, que son elementos activos en la reacción catalítica de romper el agua. Son partículas muy unidas, que dan al catalizador muy buena conductividad eléctrica y estabilidad. Partículas con orificios en la superficie, para activar la reacción. Los metales del catalizador deben estar distribuidos con mucha uniformidad, sin formar grumos. Esa distribución uniforme es difícil de conseguir, repartir los óxidos metálicos, pero se ha logrado: convertir el electrolito en un gel.

3.8.4 PILAS DE COMBUSTIBLE EN GD

Una de las mayores ventajas que presentan las pilas es el combustible que utilizan, hidrogeno, el cual esta llamado a ser uno de los vectores energéticos para la transición ecológica, ya que es una sustancia abundante y limpia. Si durante las horas en las que hace mas sol o viento usamos el excedente de energia para producir hidrogeno mediante electrolisis, tendríamos un sistema capaz de almacenar energia con cero emisiones. Esto hace a las pilas de combustibles un sistema ideal para combinarlos con otras energías renovables, ya que el excedente de producción renovable se aprovecharía para producir hidrogeno, el cual podría ser almacenado y usado para producir electricidad.

Otro gran sector donde se podría producir una explosión de esta tecnología es el automovilístico. Las más usadas son las de tipo PEM. Japón es el país que actualmente lidera esta carrera, ya que quieren para el año 2025 tener 200.000 vehículos de hidrógeno y superar los 800.000 a finales de la década. Los objetivos son más que optimistas, teniendo en cuenta que en la actualidad se han vendido menos de 4.000 coches de hidrógeno en el primer país del mundo en el que se comercializó uno de estos vehículos, el Toyota Mirai, en 2014. Aún así, hay que trabajar en aspectos de seguridad y almacenamiento del del hidrogeno.



Figura 89. Esquema interior Toyota Mirai

Este último aspecto es uno de las barreras para la expansión de esta tecnología, ya que al ser un gas tan volátil es difícil conseguir un sistema hermético el cual no tenga pérdidas. Hoy en día los tres sistemas más utilizados son con el hidrógeno en forma de gas a presión, en forma líquida y en hidruros metálicos, combinándose los átomos de hidrógeno con hidruros metálicos (ya que su composición y descomposición son lo suficientemente rápidos como para ser utilizado en sistemas de almacenamiento, aumentando la estabilidad del hidrógeno).

Además, al usar pilas de combustibles tendríamos un sistema de almacenamiento capaz de producir tanto electricidad como calor simultáneamente cerca del punto de consumo.

En el mercado podemos encontrar desde pilas de combustible de entre 1kW (usados en el sector doméstico) hasta pilas de 1MW, las cuales son usadas en industrias, como por ejemplo en plantas depuradoras o en la fabricación de productos químicos, cuyos procesos de producción tienen consumos significativos tanto de calor como de electricidad. Las pilas más utilizadas a nivel mundial para la producción combinada de calor y energía eléctrica son las pilas de ácido fosfórico (PAFC), capaces de alcanzar eficiencias combinadas (de calor y electricidad) del 90%. Las MCFC y SOFC también se utilizan en sistemas de cogeneración, logrando una eficiencia eléctrica muy elevada cercana al 60%.

Para menores potencias podemos encontrar pilas de combustibles de entre 0,3 y 1,5 kW, para producción eléctrica, aunque actualmente no se trata de un sistema muy desarrollado.

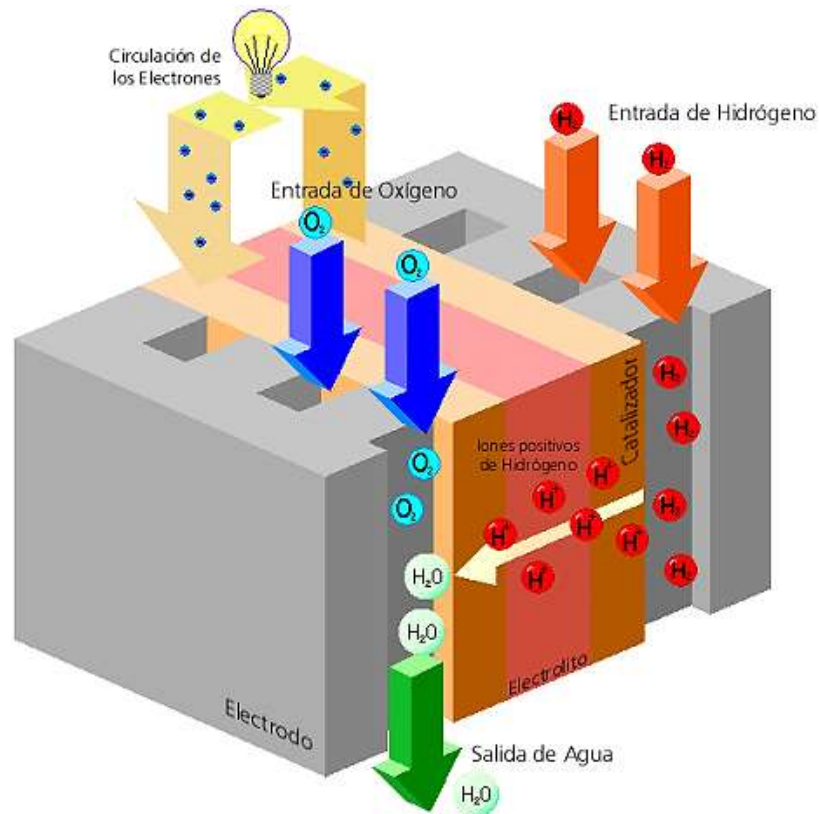


Figura 90. Sistema de cogeneración basado en sistemas de pila de combustible para abastecer las necesidades de un edificio

Debido a que debemos producir su combustible, en este trabajo han sido tratadas como un sistema de almacenamiento.

4 CONCLUSION

La GD como se ha podido ver en este proyecto es un sistema de generación energética en aumento, debido principalmente a las grandes ventajas que aporta, como una generación mas eficiente y una considerable reducción de la perdidas por transporte y distribución. Continuamente se avanza hacia una etapa que requiere cada vez un mayor consumo energético. Hasta ahora se ha realizado un abuso de consumo de las fuentes de energía basadas en los combustibles fósiles, pero se prevé su agotamiento en algunas décadas. Es por ello que se hace evidente la necesidad de crear nuevos modelos de producción energética.

En el apartado de generación, existen mucha diferencia en el aspecto de desarrollo entre unas tecnologías y otras, por lo que será necesario una fuerte inversión, teniendo en cuenta su viabilidad, tanto tecnológica como económica.

Pero es en el aspecto del almacenamiento energético donde se hace evidente la falta de desarrollo, ya que la mayoría de las técnicas se encuentran aún en fase muy prematura de evolución tecnológica, siendo por ejemplo el bombeo hidráulico y el CAES los mas desarrollados, aunque como hemos podido ver son sistemas orientados al almacenamiento a gran escala. Es por ello que es necesario líneas de investigación que ayuden a abaratar costes, con el objetivo de crear un mercado accesible para el pequeño consumidor, con el que se pueda satisfacer la demanda cuando la producción de EERR fluctúen.

Es importante recalcar que para un mejor aprovechamiento energético, es necesario un desarrollo de todas las tecnologías por igual, ya que como se ha expresado en varias ocasiones en este proyecto, no hay una fuente ideal de generación ni de almacenamiento, sino que un buen mix de todas ellas es el camino para conseguir un sistema solido de GD.

5 REFERENCIAS

- [1] A. Shields, Mark. *Marine Renewable Energy Technology and Environmental Interactions*. Springer. 2014
- [2] ABGD propone un conjunto de medidas para crear 10 GW nuevos de potencia instalada a partir de fuentes renovables en dos años. (2021, 10 agosto). *Review Energy*. <https://www.review-energy.com/solar/abgd-propone-un-conjunto-de-medidas-para-crear-10-gw-nuevos-de-potencia-instalada-a-partir-de-fuentes-renovables-en-dos-anos>
- [3] Aliana Bertolo. (2019, 30 septiembre). *Abandone las Baterías: Almacenamiento de Energía de Aire Comprimido Fuera de Red*. LOW←TECH MAGAZINE.
<https://solar.lowtechmagazine.com/pl/es/2019/09/ditch-the-batteries-off-grid-compressed-air-energy-storage.html>
- [4] *ALMACENAMIENTO CONSUMIDO POR AIRE COMPRIMIDO (CAES)*. (s. f.). Pontificio de la universidad de Chile. <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/pasada/caes.html>
tok.wiki. (s. f.).
- [5] *Almacenamiento de energía de aire comprimido. Tipos y Compresores y expansores*.
[https://hmong.es/wiki/Compressed air energy storage](https://hmong.es/wiki/Compressed_air_energy_storage)
- [6] *Almacenamiento térmico: el camino hacia la optimización de la gestión energética*. (2020, 29 septiembre). CIC energiGUNE. <https://cicenergigune.com/es/blog/almacenamiento-termico-optimizar-gestion-energetica>
- [7] *Almacenamiento de energía: la clave de un futuro descarbonizado*. (2019, 15 noviembre). Iberdrola. Recuperado 1 de julio de 2022, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/almacenamiento-de-energia-eficiente>
- [8] *Aplicaciones curiosas del aire comprimido: El sistema CAES*. (2022, 29 junio). *Mundo Compresor*.
<https://www.mundocompresor.com/articulos-tecnicos/aplicaciones-curiosas-aire-comprimido-i-sistema-caes>

- [9] *¿Sabes para qué sirven las centrales hidroeléctricas de bombeo?* (s. f.). Iberdrola.
<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/central-hidroelectrica-bombeo>
- [10] Asociación Española de Pilas de Combustible. (2018, 27 agosto). *Pilas de Combustible Alcalinas*. APPICE.
<https://appice.es/pilas-de-combustible-alcaldas/>
- [11] Baldomero Navalón. Nuevas centrales de bombeo en España. Ciclo de conferencias sobre Almacenamiento de Energía Almacenamiento Eléctrico con Bombeo Hidráulico. 29 Abril 2021.
- [12] Belinchón, M. Á. J. (2020, 17 marzo). Europa marca un modelo enfocado a la generación distribuida, el autoconsumo y la gestión inteligente de la demanda. *Material Eléctrico - CdeComunicacion.es*. <https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/sectoriales/37081/europa-marca-un-modelo-enfocado-a-la-generacion-distribuida-el-autoconsumo-y-la-gestion-inteligente-de-la-demanda>
- [13] *BioElectricidad Industrial | Métodos Termoquímicos*. (s. f.). BioElectricidad Industrial.
<https://www.bioelectricidad.org/contenido/metodos-termoquimicos>
- [14] Carbonell, M. (2021, 20 septiembre). *Paneles solares híbridos: ¿los conoces?* Hogarsense.
<https://www.hogarsense.es/calefaccion/paneles-solares-hibridos>
- [15] Carbonell, M. (2021b, septiembre 20). *¿Qué tipo de combustibles hay para la biomasa?* HogarSense. <https://www.hogarsense.es/calefaccion/tipos-combustibles-biomasa#:~:text=A%20continuaci%C3%B3n%20hablaremos%20de%20los,c%C3%A1s caras%20de%20los%20frutos%20secos>
- [16] Castells, C., *MINIHIDRÁULICA EL RECORRIDO DE LA ENERGÍA*. Madrid. E.i.S.E. Domènech, S.A. 2002.
- [17] Dobry, H. (2022, 7 enero). *Se triplicó la generación distribuida en 2021*. Desarrollo Energético.
Recuperado 1 de julio de 2022, de <https://desarrolloenergetico.com.ar/se-triplico-la-generacion-distribuida-en-2021/>

- [18] España. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. BOE 7 de abril de 2019, num. 83.
- [19] *Energía minihidráulica o hidroeléctrica*. (s. f.). Soliclima. Energía Solar.
<https://www.soliclima.es/minihidraulica>
- [20] EnergyGO, B. (2021, 22 septiembre). *Autoconsumo eólico: ¿es viable una instalación minieólica?*
Blog EnergyGO. <https://blog.energygo.es/autoconsumo-eolico-es-viable-una-instalacion-minieolica/>
- [21] *El futuro de las baterías está en la nanotecnología – Centro de Estudio Grl Mosconi*. (2016, 16 agosto). Centro de Estudios Grl Mosconi. <https://www.fie.undef.edu.ar/ceptm/?p=1284>
- [22] Enseñat y Berea, F.J, EL ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO CENTRALES REVERSIBLES. JORNADA DE ALMACENAMIENTO HIDRAULICO DE ENERGIA. Madrid, 25 de Marzo de 2021
- [23] *Ejemplos de aire comprimido para almacenar energía*. (2019, 28 noviembre). Twenergy.
<https://twenergy.com/eficiencia-energetica/almacenamiento-de-energia/ejemplos-de-la-tecnologia-por-aire-comprimido-como-sistema-de-almacenamiento-energetico-caes-2021/>
- [24] Estévez, R. ¿Cómo almacenar energía? Energía térmica. Eco Inteligencia. 24 de septiembre de 2021.
- [25] Faheem Zobbaa, Ahmed et al. *Energy storage: technologies and applications*. Rijeka, Croatia. Intech. 2013
- [26] F. Cabeza, Luisa. *Advances in thermal energy storage systems*. Oxford, UK. Woodhead publishing. 2015.
- [27] FIERRO, J. L. G. (s. f.). *El hidrógeno: metodologías de producción*. LYCHNOS.
https://fgcsic.es/lychnos/es_es/articulos/hidrogeno_metodologias_de_produccion
- [28] Generación Distribuida. (2021, 20 julio). *Tech España*.
<https://www.techtitute.com/ingenieria/blog/generacion-distribuida>
- [29] García, G. (2018, 13 noviembre). Las nuevas baterías de zinc-aire permitirán mayores autonomías a los coches eléctricos. *Híbridos y Eléctricos*.
<https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/tecnologia/nuevas-baterias-zinc-aire-permitiran-mayores-autonomias-coches-electricos/20181025190757022762.html>

- [30] Ini, L. (2021, 13 septiembre). En tres meses, la generación distribuida pasa de 6 GW a 7 GW de potencia instalada. *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*.
<https://www.energias-renovables.com/panorama/en-tres-meses-la-generacion-distribuida-pasa-20210913>
- [31] IDEA. “Biomasa: Producción eléctrica y cogeneración”. Madrid. 2007
- [32] Blasco Busquets, M. Ventajas de la aplicación de Microturbinas para la generación eléctrica con Biogás. Murcia. Capstone Turbine.
- [33] *Micro-cogeneración en viviendas para generar agua caliente y electricidad para autoconsumo*. (2014, 21 octubre). CertificadosEnergeticos.com.
<https://www.certificadosenergeticos.com/micro-cogeneracion-viviendas-generar-agua-caliente-electricidad>
- [34] N. Gaonkar, D. Distributed generation. Vukovar, Croatia. In-Tech. 2010
- [35] C. Ameta, Sures et al. SOLAR ENERGY CONVERSION and STORAGE. British Columbia, Canada. CRC Press. 2016
- [36] Patiño, M. A. (2012, 14 diciembre). 8 de cada 100 kilovatios de electricidad se pierden o se roban en España | Energía | Empresas | Accesible | expansion.com. *Expansión*.
<https://www.expansion.com/accesible/2012/12/14/empresasenergia/1355500914.html>
- [37] *Panel Solar Híbrido – Energía solar para principiantes*. (2018, 30 octubre). Endef.
<https://endef.com/paneles-solares-hibridos/#:%7E:text=Un%20panel%20solar%20h%C3%ADbrido%20es,generar%20simult%C3%A1neamente%20electricidad%20y%20calor>
- [38] Planas, O. (2020, 2 mayo). *¿Qué es una central minihidráulica?* Energía Solar.
<https://solarenergia.net/energias-renovables/energia-hidraulica/central-minihidraulica>
- [39] *Pilas de Combustible*. (2019, 7 febrero). Centro Nacional de Hidrógeno. <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/#:%7E:text=Una%20pila%20de%20combustible%20es,de%20corriente%20continua>

a%20y%20calor

[40] *PILA DE COMBUSTIBLES* » *Qué es, Tipos, Ventajas*. (2019, 1 marzo). Cumbre Pueblos.

<https://cumbrepuebloscop20.org/energias/combustibles/pila/>

[41] Prof. Dr. Robert Schlogl. *CHEMICAL ENERGY STORAGE*. Berlin, Alemania. Graduate. 2012

[42] Pansini, A.J et al. *Guide to electric power generation*. Lilburn, Gales. CRC Press. 2015

[43] Ramos, R. (2021, 22 marzo). *Almacenamiento de energía: Central hidroeléctrica de bombeo | Eco*

Medio Ambiente. Eco Medio Ambiente | Blog sobre medio ambiente y reciclaje.

<http://ecomedioambiente.com/energias-renovables/almacenamiento-de-energia-central-hidroelectrica-de-bombeo/>

[44] Rodríguez, M. (2017, 7 marzo). *¿Qué son las pilas de combustible?* Canal Gestión Integrada.

<https://www.inesem.es/revistadigital/gestion-integrada/pilas-combustible/>

[45] Rubio Maya, , Belman Flores, J. ,Galván González, S. , Pacheco Ibarra, J. , Medina Flores, J. M. *MODELADO ENERGÉTICO DE MOTORES DE COMBUSTION INTERNA PARA APLICACIONES DE COGENERACIÓN*. SOMIM. 2010.

[46] Rodríguez, A. (2020, 23 julio). *¿Qué es la Biomasa y cómo funciona?* *caloryfrio.com*.

<https://www.caloryfrio.com/energias-renovables/biomasa/que-es-la-biomasa-y-como-funciona.html#como-funciona-la-biomasa>

[47] *Soluciones para autoconsumo: Aerogeneradores “minieólicos” | Ingeniería Industrial -*

Proyectos/Certificaciones/Mercado CE. (2021, 30 enero). Ingeniería Aipro.

<http://iaipro.es/soluciones-para-autoconsumo-aerogeneradores-minieolicos/>

[48] S. Fleischer, Amy. *Thermal Energy Storage Using Phase Change Materials Fundamentals and Applications*. Minneapolis, EEUU. Springer. 2015

[49] S. Mahmoud, Magdi and M. AL-Sunni, Fouad. *Control and optimization of distributed generation systems*. Switzerland. Springer. 2015

[50] Sang Lee, Kun. *Underground Thermal Energy Storage*. Seoul, South Korea. Springer. 2013

[51] Seaman, Andrew et al. *HVAC THERMAL STORAGE: Practical application and performance issues*. Cambridge, EEUU. BSRIA. 2000

[52] Sorensen, Bent et al. *Solar Energy Storage*. London Wall, London. Elsevier. 2015

[53] *Transformación de biomasa en energía - Biomasa - Grupo Visiona*. (s. f.). Grupo Visiona BD.

<http://www.grupovisiona.com/es/biomasa/transformacion-biomasa-en-energia#:~:text=La%20valoraci%C3%B3n%20de%20la%20biomasa,temperaturas%20con%20exceso%20de%20ox%C3%ADgeno>

[54] *¿Qué es la energía fotovoltaica?* (2021, 13 septiembre). APPA Renovables.

<https://www.appa.es/appa-fotovoltaica/que-es-la-energia-fotovoltaica/>

[55] *Ventajas e inconvenientes de las baterías Aluminio-Aire - EXTRUAL*. (s. f.). Ectreal.

<http://www.extrual.com/es/noticias/son-las-baterias-aluminio-aire-el-futuro>

[56] *¿Qué es la energía eólica, cómo se transforma en electricidad y cuáles son sus ventajas?* (2021, 22

abril). Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica>

[57] Yahyaoui, Imene. *Advances in renewable energies and power technologies*. Cambridge, EEUU. Yangyi. 2018

