

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Generación Distribuida: Tecnologías de Generación
y Sistemas de Almacenamiento de Energía

Autor: José María López Espada

Tutor: D. Antonio Muñoz Blanco

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

Sevilla, 2018



GMTS | GRUPO DE MÁQUINAS Y MOTORES
TÉRMICOS DE SEVILLA

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Generación Distribuida: Tecnologías de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía

Autor:

José María López Espada

Tutor:

D. Antonio Muñoz Blanco

Catedrático de Universidad

Dep. de Ingeniería Energética
Grupo de Máquinas y Motores Térmicos
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018

Trabajo de Fin de Grado: Generación Distribuida: Tecnologías de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía

Autor: José María López Espada

Tutor: 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, 2018

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis amigos

Agradecimientos

A todas aquellas personas que me han apoyado en esta etapa, que han estado ahí en los éxitos y en los tropiezos. A mi familia por su ayuda, comprensión y paciencia. A mis amigos y compañeros. A mis profesores, y a mi tutor de este trabajo, D. Antonio Muñoz Blanco, por su tiempo y atención, y por haberme dado la oportunidad de aprender con este trabajo.

José María López Espada

Sevilla, 2018

En el presente Trabajo de Fin de Grado se tratarán distintas tecnologías para la Generación Distribuida y almacenamiento de energía eléctrica. Actualmente, el agotamiento de los combustibles fósiles y la contaminación atmosférica, están haciendo que se busquen alternativas a la hora de producir energía.

De manera que se apuesta por tecnologías que no utilicen ningún tipo de combustible fósil (energías renovables), 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.

Por lo tanto, el objetivo de este trabajo será dar a conocer algunas de las tecnologías de generación y almacenamiento de energía eléctrica, así como sus costes, eficiencias e impactos ambientales.

Abstract

In this project, different Distributed Generation and Energy Storage technologies will be shown. Currently, the fossil fuels depletion and the atmospheric pollution are making us to find alternatives for energy generation.

Thus, it is tried to look for alternatives on technologies that do not need fossil fuels for their operation (renewable energies), or in case fossil fuels are needed, it will be used in the most efficient way, reducing its consumption and polluting emissions. Furthermore the fact that it is possible to store the energy that is not used for its later use, it is an advance for the future worldwide energy production.

So, the main goal in this Project is to show some of the generation and storage technologies, as well as its costs, efficiencies and environmental impacts.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvi
Índice de Figuras	xviii
Notación	xxii
1 Generación Distribuida	1
2 Generación	7
2.1 <i>Cogeneración</i>	16
2.1.1 Tipos de plantas	19
2.2 <i>Eólica</i>	21
2.3 <i>Solar Fotovoltaica</i>	27
2.4 <i>Turbina de gas</i>	33
2.5 <i>Pila de combustible</i>	36
2.5.1 PEM	38
2.5.2 Pila de combustible de metanol	39
2.5.3 Alcalinas	40
2.5.4 Ácido fosfórico	40
2.5.5 Carbonato fundido	41
2.5.6 Óxido sólido	42
2.6 <i>Minihidráulica</i>	43
2.7 <i>Ciclos de Rankine Orgánicos (Organic Rankine Cycles, ORC)</i>	45
2.8 <i>Energía Marina Renovable</i>	51
3 Almacenamiento	57
3.1 <i>Baterías</i>	58
3.1.1 Baterías de Plomo-Ácido	59
3.1.2 Baterías de Ion Litio	61
3.1.3 Baterías de flujo	63
3.1.4 Baterías de Sodio	67
3.1.5 Baterías de Níquel-Cadmio	69
3.2 <i>Bombeo hidráulico</i>	71
3.3 <i>CAES</i>	74
3.3.1 Almacenamiento Adiabático	79
3.3.2 Almacenamiento diabático	81
3.3.3 Almacenamiento isoterma	81
3.3.4 Almacenamiento a volumen constante	82
3.3.5 Almacenamiento a presión constante	82
3.3.6 Geología	83
3.3.7 Conclusión	83

3.4	<i>Electrólisis + Metanación</i>	83
3.4.1	Reformado de hidrocarburos y metanol	84
3.4.2	Electrólisis del agua	85
3.4.3	Metanación	86
3.4.4	Producción	87
3.4.5	Conclusión	87
3.5	<i>HHS</i>	87
3.6	<i>SMES</i>	92
3.6.1	Bobina superconductora	93
3.6.2	Sistema de refrigeración	94
3.6.3	Interfaz eléctrica	95
3.6.4	Cables superconductores	95
3.6.5	Almacenadores de energía magnética por superconducción en sistemas de potencia	95
3.7	<i>Volante de inercia</i>	96
3.7.1	Ejemplos de instalaciones	99
3.8	<i>Almacenamiento de energía térmica</i>	99
3.8.1	Calor latente	100
3.8.2	Calor sensible	104
3.8.3	Conclusión	108
4	Conclusión	111
5	Referencias	113

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de combustibles	4
Tabla 2. Tabla con tipos de baterías de Níquel	71
Tabla 3. Variación de parámetros de un HHS	89
Tabla 4. Costes iniciales de un HHS	91
Tabla 5. Superconductores SMES	93
Tabla 6. Tabla de parámetros típicos de SMES	95
Tabla 7. Materiales, temperaturas de fusión y entalpías de fusión	101
Tabla 8. Propiedades térmicas de PCMs inorgánicos comunes	102
Tabla 9. Propiedades de PCMs orgánicos comunes	103
Tabla 10. Materiales para almacenamiento mediante calor sensible	104

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de la generación eléctrica peninsular del día 30 de Mayo de 2018	7
Figura 2. Estructura de la generación eléctrica renovable del día 30 de mayo de 2018	8
Figura 3. Estructura de la generación eléctrica no renovable del día 30 de Mayo de 2018	8
Figura 4. Estructura de la potencia instalada peninsular en abril de 2018	9
Figura 5. Estructura de la generación en abril de 2018	9
Figura 6. Leyenda de tecnologías de generación	9
Figura 7. Evolución (en porcentaje) de la generación renovable y no renovable peninsular	10
Figura 8. Evolución (en GWh) de la generación renovable peninsular	10
Figura 9. Evolución (en GWh) de la generación no renovable peninsular	11
Figura 10. Evolución (en porcentaje) de la generación peninsular con y sin emisiones de CO ₂	11
Figura 11. Producción de electricidad peninsular en el año 2016	12
Figura 12. Evolución de la estructura de potencia instalada peninsular	12
Figura 13. Estructura de generación anual de energía eléctrica peninsular	13
Figura 14. Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular	13
Figura 15. Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular en 2016	14
Figura 16. Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular en 2016	14
Figura 17. Diagrama de producción de energía mediante cogeneración	17
Figura 18. Comparación de la producción de energía con y sin cogeneración	17
Figura 19. Motor alternativo de combustión interna en cogeneración	18
Figura 20. Turbina de gas en cogeneración	18
Figura 21. Esquema de producción de energía mediante cogeneración y su consumo	19
Figura 22. Planta de cogeneración mediante ciclo combinado	20
Figura 23. Planta de cogeneración	20
Figura 24. Generación sin cogeneración	21
Figura 25. Generación con cogeneración	21
Figura 26. Esquema turbina eólica	22
Figura 27. Producción de electricidad con fuente de energía eólica	23
Figura 28. Instalación eólica off-shore	24
Figura 29. Instalación de energía eólica off-shore en construcción	25
Figura 30. Parque eólico	26
Figura 31. Esquema de microgeneración eólica en un hogar	26
Figura 32. Funcionamiento de una célula fotovoltaica	28

Figura 33. Silicio dopado	29
Figura 34. Instalación fotovoltaica	29
Figura 35. Panel fotovoltaico de silicio monocristalino	30
Figura 36. Panel fotovoltaico de silicio policristalino	30
Figura 37. Planta fotovoltaica aislada	31
Figura 38. Esquema de una planta fotovoltaica aislada	32
Figura 39. Planta fotovoltaica conectada a la red	32
Figura 40. Esquema de planta fotovoltaica conectada a la red	33
Figura 41. Interior de una turbina de gas	34
Figura 42. Montaje de una turbina de gas	34
Figura 43. Esquema de una turbina de gas	35
Figura 44. Escalonamientos de una turbina de gas	36
Figura 45. Funcionamiento de una pila de combustible	36
Figura 46. Esquema de una pila de combustible	37
Figura 47. Esquema del funcionamiento de una pila de combustible	38
Figura 48. Pila de combustible de membrana de polímero sólido	38
Figura 49. Partes de una pila de combustible PEM	39
Figura 50. Pila de combustible de metanol	39
Figura 51. Pila de combustible alcalina	40
Figura 52. Pila de combustible de ácido fosfórico	41
Figura 53. Pila de combustible de carbonato fundido	41
Figura 54. Pila de combustible de óxido sólido	42
Figura 55. Esquema de pila de combustible de óxido sólido	42
Figura 56. Turbina Pelton	43
Figura 57. Turbina Francis	43
Figura 58. Turbina Kaplan	44
Figura 59. Rango salto-caudal para cada tipo de turbina	44
Figura 60. Instalación de energía hidráulica	45
Figura 61. Ciclo T-s de Rankine orgánico	46
Figura 62. Ciclo de Rankine (vapor)	46
Figura 63. Instalación con turbina de vapor (ciclo Rankine)	47
Figura 64. Diagramas T-s de los ciclos de Rankine convencional y orgánico	47
Figura 65. Diagramas T-s según el fluido utilizado en el ciclo	48
Figura 66. Curvas T-s de los distintos fluidos orgánicos que pueden utilizarse	49
Figura 67. Sistema ORC Turboden	49
Figura 68. Ejemplo de diagrama de Sankey de un ORC con aceite térmico	50
Figura 69. Sistema ORC de Siemens	51
Figura 70. Esquema de central mareomotriz	51
Figura 71. Esquema de central de la Rance (Francia)	52

Figura 72. Turbina de central mareomotriz	52
Figura 73. Generador de corriente de marea	53
Figura 74. Presa de marea	53
Figura 75. Sistema de generación undimotriz	54
Figura 76. Instalación en el Puerto de Pecém	55
Figura 77. Curva de demanda eléctrica del 30 de mayo de 2018	57
Figura 78. Tecnologías de almacenamiento de energía en función del tiempo de descarga frente a la potencia cargada-descargada	58
Figura 79. Esquema del funcionamiento de una batería	59
Figura 80. Batería de plomo	60
Figura 81. Funcionamiento de la batería de plomo-ácido	60
Figura 82. Ejemplo de batería de plomo-ácido	61
Figura 83. Funcionamiento de batería de ion Litio	62
Figura 84. Esquema de la batería de ion Litio	63
Figura 85. Batería de flujo	64
Figura 86. Batería de Vanadio	66
Figura 87. Batería de Zinc-Bromo	67
Figura 88. Batería de Sodio	67
Figura 89. Funcionamiento de la batería de Sodio	68
Figura 90. Batería de Sodio y Azufre	69
Figura 91. Esquema de batería de Níquel-Cadmio	69
Figura 92. Esquema de una central de bombeo	72
Figura 93. Esquema de una central y gráfica volumen-altura para 6 MWh	72
Figura 94. Esquema de centrales de bombeo hidráulico	73
Figura 95. Instalación CAES	75
Figura 96. Instalación CAES	76
Figura 97. Instalación CAES de Huntorf	77
Figura 98. Esquema de la instalación CAES de Huntorf	77
Figura 99. Leyenda de la instalación CAES de Huntorf	78
Figura 100. Esquema sistema CAES	79
Figura 101. Sistema CAES	80
Figura 102. Sistemas CAES convencional y adiabático	80
Figura 103. Almacenamiento CAES a presión constante	82
Figura 104. Sistema para la producción de electrólisis	86
Figura 105. Esquema HHS	88
Figura 106. Sistema HHS	88
Figura 107. Excavación para la implantación de un HHS	90
Figura 108. Excavación para HHS	91
Figura 109. Sistema SMES	92

Figura 110. Esquema SMES	93
Figura 111. Bobina superconductora dentro de un contenedor criogénico de helio, con capacidad de almacenar 100MJ de energía.	94
Figura 112. Volante de inercia	97
Figura 113. Esquema de un volante de inercia	98
Figura 114. Partes de un volante de inercia	98
Figura 115. Volante de inercia	99
Figura 116. Gráfica temperatura-energía, distinguiendo los calores latente y sensible	100
Figura 117. Materiales usados en el almacenamiento mediante calor latente	100
Figura 118. a) Cloruro sódico b) Cloruro de magnesio hexahidratado	102
Figura 119. Cera de parafina (izquierda) y ácido (graso) esteárico (derecha)	103
Figura 120. Estanque solar	105
Figura 121. Central termosolar de receptor central (torre)	106
Figura 122. Almacenamiento de energía térmica con lecho de rocas	106
Figura 123. Almacenamiento de energía térmica mediante acuífero	107
Figura 124. Esquema de almacenamiento de energía térmica con acuífero	107

Notación

AA-CAES	Almacenamiento adiabático avanzado de energía mediante aire comprimido
AC	Corriente alterna
ABB	Asea Brown Boveri
ASET-A	Almacenamiento subterráneo de energía térmica en acuíferos
BT	Baja Tensión
BASE	Electrolito sólido de beta-alúmina (beta alumina solid electrolyte)
CA	Corriente Alterna
CAES	Almacenamiento de energía mediante aire comprimido (Compressed Air Energy Storage)
Cf	Contenido de carbón en el combustible
CFC	Clorofluorocarbonos
CHP	Combined Heat and Power
CIGRE	Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos
CIREN	Congreso y Exposición Internacional sobre Distribución de Energía Eléctrica
DOD	Profundidad de la descarga (Depth of discharge)
Ef	Contenido de energía en el combustible
FV	Fotovoltaica
GD	Generación Distribuida
HC	Hidrocarburos
HCFC	Hydrochlorofluorocarbonos
HFC	Hidrofluorocarbonos
HFE	Hidrofluoroéteres
HHS	Almacenamiento de agua como almacenamiento de energía (Hydraulic Hydro Storage)
IDEA	Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía
IEA	Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency)
LCZ	Zona convectiva inferior (Lower convective zone)
MT	Media Tensión

NCZ	Zona media no convectiva (Non Convective Zone)
ORC	Ciclo Orgánico de Rankine (Organic Rankine Cycle)
PEM	Membrana de intercambio de protones (Proton Exchange Membrane)
PCM	Materiales de cambio de fase (Phase Change Materials)
PFC	Perfluorocarbonos
PHS	Bombeo hidráulico (Pumped Hydro Storage)
PM	Peso molecular
RD	Real Decreto
REE	Red Eléctrica de España
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SMES	Almacenamiento de energía mediante superconductores
TES	Almacenamiento de energía térmica (Thermal Energy Storage)
TSG	Generador de la corriente de marea (Tidal Stream Generator)
UCZ	Zona convectiva superior (Upper Convective Zone)
VRB	Batería redox de Vanadio (Vanadium Redox Battery)
Wp	Vatio pico

1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El concepto de Generación Distribuida (GD) ha surgido en los últimos años debido a la evolución que ha tenido el sistema eléctrico. La generación distribuida consiste en generar electricidad en lugares próximos al punto de consumo y a pequeña escala. De manera que:

- Se reducen las pérdidas (7%-10%) en la red, al no tener que transportarse la energía por ella.
- Suelen tener potencias pequeñas.

No hay una definición exacta sobre qué es la GD, existen varias definiciones con similitudes y diferencias, pero no existe una definición genérica para ella.

Por ejemplo:

El Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE) define la GD como todos los generadores con una capacidad máxima entre 50 MW a 100 MW conectados al sistema eléctrico de distribución, y que no están diseñados ni despachados de forma centralizada. Esto implica que la GD no forma parte del control del operador de la red eléctrica de transporte. Por tanto, no considera GD a los generadores instalados por las compañías eléctricas y que son despachados por el operador de la red eléctrica de transporte. Ésta no considera que los generadores estén conectados al sistema de distribución.

El Congreso y Exposición Internacional sobre Distribución de Energía Eléctrica (CIRED), define la GD en base al nivel de tensión. Establece que la GD se conecta a circuitos desde los cuales se suministra directamente la energía demandada por los clientes. Asimismo, la GD posee algunas características básicas tales como la utilización de energías renovables, cogeneración, etc.

La IEA ve la GD como unidades que generan energía eléctrica de baja tensión o dentro de las compañías locales de distribución.

La definición más generalizada es la de Ackermann, considerando la GD como fuente de potencia eléctrica activa, situada en la red de distribución y/o baja tensión, con una potencia nominal entre 1W y 300MW. Está planteada desde el enfoque de conexión y localización, en lugar de la capacidad de generación.

Hoy en día, en los países industrializados la electricidad es generada en centrales que utilizan combustibles fósiles, de manera que emiten muchos gases perjudiciales para el medioambiente, su eficiencia no es muy alta y se producen pérdidas en el transporte hacia el punto de consumo. Aun así, su rendimiento económico es bueno.

Con la generación distribuida, se reducirían las pérdidas por transporte de energía eléctrica al producirse esta cerca del punto de consumo, por lo que se reducirían el número de líneas que deben construirse.

Tecnologías:

Son sistemas a pequeña escala como alternativa a las centrales de combustible fósil. De todas las posibles

existentes, aquí se tratarán las siguientes:

- Cogeneración
- Energía eólica
- Solar fotovoltaica
- Turbina de gas
- Pila de combustible
- Minihidráulica
- Ciclos de Rankine Orgánicos
- Energía marina renovable

Ventajas:

- Respeto al medioambiente al utilizar energías renovables, se reducen las emisiones contaminantes. Cualquier sistema de GD influye en la emisión de contaminantes al reducir las pérdidas.
- Mejora de la fiabilidad del sistema al haber varios lugares para la generación y no sólo uno centralizado.
- Mayor estabilidad de red.
- Control de la fluctuación de precios.
- Ayudan a suministrar energía cuando existe una gran demanda (horas pico).
- Se evitan costes de inversión en transmisión y distribución.
- Cogeneración: aumento de la eficiencia y ahorro de combustible.
- Reducción de pérdidas eléctricas de transporte y distribución: aumento de la capacidad de distribución de la red eléctrica.
- Sistemas modulares: instalación sencilla y rápida.
- Combustibles diversificados. Y al no depender de combustibles fósiles, no habría que hacer previsiones de costes y existencias de estos.
- Altos rendimientos.

Desventajas:

- Alta inversión inicial.
- Falta de experiencia.
- Si hay mala planificación, pueden aparecer problemas: aumento de pérdidas, propagación de armónicos, huecos de tensión, sobretensiones, etc. Por lo que se requiere un previo estudio sobre los sistemas de GD a implantar.
- La viabilidad depende de decisiones políticas.

Aplicaciones:

- Generación Básica: la mayoría de los sistemas de GD, y especialmente los que son propiedad de las compañías eléctricas, normalmente se utilizan como generación básica para suministrar parte de la energía eléctrica necesaria y apoyar a la red eléctrica mediante el aumento del nivel de tensión del sistema eléctrico. Así se reducen las pérdidas de potencia y se mejora la calidad de la energía eléctrica del sistema.
- Demanda en horas punta: el coste de la energía eléctrica varía según la demanda de consumo y la generación disponible en un momento determinado. La GD puede suministrar energía en horas punta, reduciendo el coste de la energía eléctrica demandada por los grandes clientes industriales.

-Reserva: la GD se puede utilizar como reserva para suministrar la energía eléctrica necesaria a las cargas variables, durante las interrupciones de suministro de la red eléctrica.

-Aisladas en zonas rurales o de difícil acceso: normalmente, las zonas aisladas utilizan la GD como suministro de energía en lugar de conectarse a la red de distribución. Estas zonas tienen impedimentos técnicos y económicos por la distancia que las separa de la red. La GD puede hacer frente a la demanda energética de estas instalaciones. Sus aplicaciones incluyen la iluminación, calefacción, comunicación, pequeños procesos industriales, etc. Es más económico que construir una línea.

-Sistemas CHP: las tecnologías de GD proporcionan sistemas CHP (combined heat and power), ya que una unidad de cogeneración tiene una elevada eficiencia global de utilización de energía. El calor producido, del proceso de conversión de combustible en energía eléctrica, se utiliza in situ para un extenso rango de aplicaciones en hospitales, zonas residenciales, grandes superficies comerciales y procesos industriales.

Los sistemas de generación mediante energía renovable tienen la limitación de la fluctuación de la capacidad de generación de éstos, por ejemplo, si no hay viento no habría producción de energía eólica, o cuando la radiación solar es baja se complica más la generación por este medio. Dicho esto, se plantea la posibilidad de almacenar los excedentes de energía cuando se produzcan, para ser suministrados cuando haya baja generación.

La selección de la tecnología de almacenamiento dependerá de la capacidad deseada, tiempo de respuesta, vida útil, costes, limitaciones constructivas, eficiencia energética, aceptación político-social e impacto ambiental. Algunas de ellas (las que aquí se van a tratar) son:

-Bombeo hidráulico

-Almacenamiento mediante aire comprimido

-Baterías

-Volante de inercia

-Almacenamiento de energía eléctrica mediante superconductores (SMES)

-Electrólisis del agua y metanación

-Almacenamiento de agua como almacenamiento energético (HHS)

-Almacenamiento de energía térmica

Utilizando las tecnologías de generación y almacenamiento anteriormente mencionadas, se obtienen una serie de beneficios económicos, con respecto a las tecnologías tradicionales:

-Menor inversión en infraestructura eléctrica, se evita la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución. Además de la reducción de la construcción de centrales eléctricas convencionales. El coste de construcción de una línea de 6 millas a un consumidor de 3MW podría ir de 365\$ a 1100\$ por kWh (según ABB), mientras que un sistema de GD podría satisfacer la misma carga por un coste de entre 400\$ y 500\$ por kWh.

-Menores costes de operación y mantenimiento.

-Mejora de la eficiencia, reducción del consumo de combustible y uso de la cogeneración.

-Suministro de demanda exacta.

-Los puestos de trabajo serían de mayor calidad. En la industria del carbón la calidad es cuestionable.

Las causas de que cada vez empiece a implantarse las tecnologías de Generación Distribuida son que las existencias de petróleo van llegando a su fin, y la inestabilidad en Oriente Medio, que son asimismo productores principales de este combustible fósil. Europa importa energía, por lo que la energía pasa a ser una prioridad. Se fomenta la investigación de energías renovables y se apuesta por el ahorro y eficiencia energética.

Con la generación distribuida aparece el concepto de prosumidor (productor + consumidor), cualquier persona que disponga de alguna tecnología de generación podría autoabastecer su consumo eléctrico, de manera que la energía sobrante producida que no es consumida se vertería a la red o venderse a terceras personas, por lo que supondría un ahorro en la factura de electricidad, así como su posible almacenamiento. Además de crear más competencia en el mercado.

En países como Dinamarca o Países Bajos, se conoce que la generación de electricidad de éstos es de un 37% y de un 40% respectivamente con generación distribuida. Se espera que en 20 años haya una media de generación distribuida del 50%. Se espera que para 2020, la demanda de electricidad sea de 23 trillones kWh, y la GD de 10^6 MW.

Aproximadamente un 93% de la energía eléctrica mundial proviene de combustibles fósiles, esto es debido a todos los años de desarrollo y utilización de esta tecnología, de modo que su coste se ha ido reduciendo. Esto no pasa con muchas de las tecnologías de generación distribuida, que aún son emergentes y su coste es aún alto. Esto supone una limitación a la hora de utilizar tecnologías de fuente de energía renovable, aunque no emitan efluentes contaminantes, su alto coste (adquisición, operación y mantenimiento) supone una barrera para su uso. También, podría darse la posibilidad de que se causaran nuevos conflictos por controlar el terreno para el abastecimiento energético.

La quema de combustibles fósiles provoca 21,3 Gigatoneladas de dióxido de carbono a la atmósfera, y los procesos naturales sólo absorben la mitad de esta cantidad, por lo que hay un incremento de 10,65 Giga toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera cada año.

Una tonelada de carbono es equivalente a $PM(CO_2)/PM(C)=44/12=3,7$ toneladas de CO_2 .

Las emisiones de CO_2 pueden calcularse como $e(CO_2)=(Cf/Ef) (PM(CO_2)/PM(C))$, siendo $e(CO_2)$ las emisiones de CO_2 en $kgCO_2/kgkWh$, Cf el contenido de carbón en el combustible ($kgC/kgfuel$) y Ef el contenido de energía en el combustible ($kWh/kgfuel$).

La siguiente tabla muestra las emisiones de CO_2 en la combustión de varios combustibles. De media, un coche que circula 10000 millas al año, con un consumo de 25 millas/galón, produce 1,2 toneladas de CO_2 por año.

Fuel	Specific carbon (kg_c/kg_{fuel})	Specific energy (kWh/kg_{fuel})	Specific CO_2 emission (kg_{CO_2}/kg_{fuel})	Specific CO_2 emission (kg_{CO_2}/kWh)
Coal (bituminous/anthracite)	0.75	7.5	2.3	0.37
Gasoline	0.9	12.5	3.3	0.27
Light oil	0.7	11.7	2.6	0.26
Diesel	0.86	11.8	3.2	0.24
LPG—liquid petroleum gas	0.82	12.3	3.0	0.24
Natural gas, methane	0.75	12	2.8	0.23
Crude oil				0.26
Kerosene				0.26
Wood ^a				0.39
Peat ^a				0.38
Lignite				0.36

Tabla 1. Características de combustibles

Se sabe que algunos gases atmosféricos actúan como el cristal de un invernadero (efecto invernadero) dejan pasar la radiación solar, pero absorbe la radiación infrarroja saliente, elevando la temperatura del aire en la superficie terrestre. Las consecuencias del nivel de CO_2 en la atmósfera son deshielos, aumento del nivel del mar y calentamiento global.

Por ejemplo, las emisiones de CO_2 de la combustión de gas natural, cuando se quema un hidrocarburo, casi todo el contenido de carbono pasa a ser CO_2 , causante del efecto invernadero. De media 0,59 kg de CO_2 son producidos por cada kWh de electricidad generados en una planta de gas natural. Una casa utiliza unos 7000 kWh de electricidad por año.

En definitiva, la utilización de las tecnologías de GD como alternativa a la generación convencional ayudarían a contrarrestar el efecto invernadero, al emitir menores (o nulas) emisiones contaminantes.

A pesar de todo lo mencionado anteriormente, existen barreras que impiden la implantación de las tecnologías de GD. Las más importantes son las técnicas, económicas y regulatorias.

Técnicas:

Están relacionadas con el nivel de desarrollo de la tecnología y con la interconexión de los sistemas de generación a las redes de distribución.

La falta de madurez de algunas tecnologías hace que haya menores eficiencias, fiabilidad, tiempo de vida, etc. Es necesario incrementar la investigación y el desarrollo tecnológico.

La producción de las tecnologías de generación de fuente renovable, dependen del recurso renovable en sí, el cual es muy variable a lo largo del año, la producción es impredecible.

En el caso de la cogeneración, la producción eléctrica puede verse afectada según la necesidad de energía térmica del propietario de la instalación.

Las barreras de interconexión incluyen las exigencias de las compañías distribuidoras dirigidas a la compatibilidad con la explotación de la red. Las redes de distribución no están técnicamente preparadas para conectar GD, ya que fueron diseñadas para conectar cargas y no generadores. La conexión de generadores puede conllevar problemas de estabilidad, fiabilidad, etc. Se necesitan normativas de interconexión que aseguren el suministro.

Las redes de distribución son radiales (flujo en una dirección), mientras que la generación distribuida requiere flujos que se muevan en ambas direcciones, por lo que surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.

Los requisitos de interconexión exigidos por las compañías de distribución son muy restrictivos, debido a la falta de experiencia con este tipo de generación.

En cuanto a los recursos renovables, especialmente los parques eólicos no siempre se encuentran cerca de la red, por lo que pueden requerir la construcción de líneas de alta tensión (proceso de aprobación posiblemente lento por cuestiones ambientales).

Económicas:

La falta de madurez de las tecnologías hace que los costes de inversión inicial y mantenimiento sean altos. Así, los plazos de amortización resultan muy altos, por lo que resulta en un riesgo elevado para el inversor. Haría falta mayor investigación y desarrollo tecnológico, y herramientas de financiación, subvenciones, etc., para ayudar a reducir los riesgos de inversión y difundir la GD.

Todavía existe falta de conocimiento de las tecnologías de GD, muchas están aún en fase de investigación con un alto coste asociado.

Regulatorias:

Incluyen los problemas existentes a la hora de obtener licencia de instalación (medioambientales, sociales).

2 GENERACIÓN

A continuación, se detallarán las distintas tecnologías de generación mencionadas en el apartado anterior. Aunque primero vamos a hablar de la estructura de generación eléctrica en la Península. Con la información que hay disponible en la web de Red Eléctrica de España (REE) <http://www.ree.es/es/> se han recopilado datos de en qué proporciones se genera energía eléctrica en la Península (las regiones no peninsulares se tienen en cuenta aparte).

Para el día 30 de Mayo de 2018, la generación eléctrica peninsular fue la siguiente:

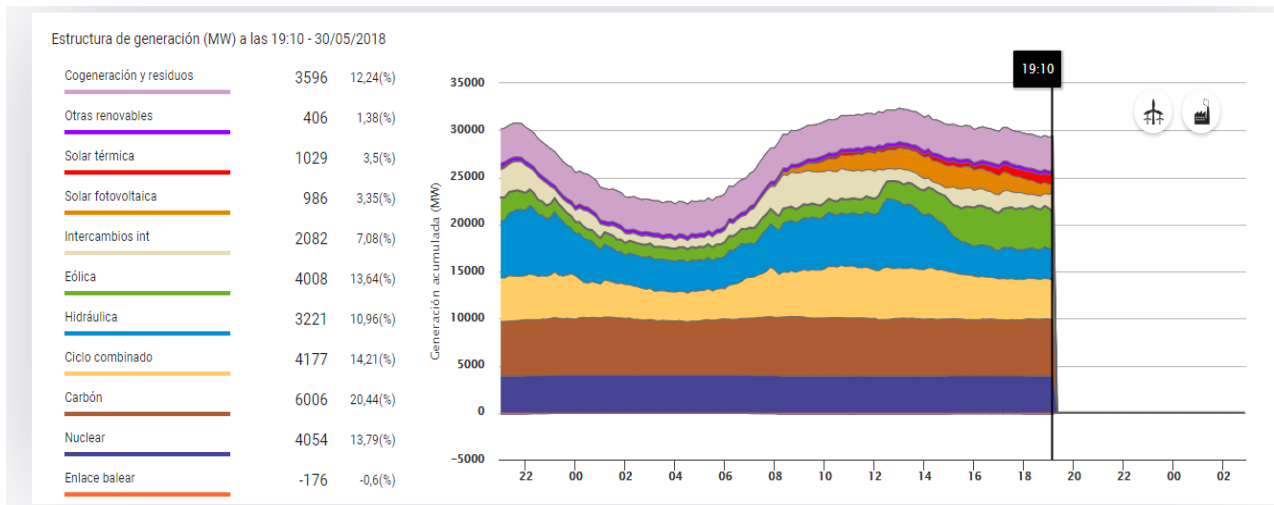


Figura 1. Estructura de la generación eléctrica peninsular del día 30 de Mayo de 2018

Lo cual observando el gráfico podríamos decir que, para este día, la energía se eléctrica se generó un 13,79% con energía nuclear, 20,44% con cogeneración y otros residuos, un 14,21% corresponderían a ciclo combinado y un 20,44% con centrales de carbón. Con respecto a las renovables, se generó un 10,96% con energía hidráulica, 13,64% eólica, 3,35% solar fotovoltaica, 3,5% solar térmica y 1,38% con otras renovables.

Por lo que se generó (hasta esa hora del día) con energía renovable un 32,83%:

Estructura de generación (MW) a las 23:30 - 29/05/2018

Cogeneración y residuos	3596	12,24(%)
Otras renovables	410	1,54(%)
Solar térmica	11	0,04(%)
Solar fotovoltaica	21	0,08(%)
Intercambios int	2082	7,08(%)
Eólica	1370	5,14(%)
Hidráulica	5812	21,79(%)
Ciclo combinado	4177	14,21(%)
Carbón	6006	20,44(%)
Nuclear	4054	13,79(%)
Enlace balear	-176	-0,6(%)

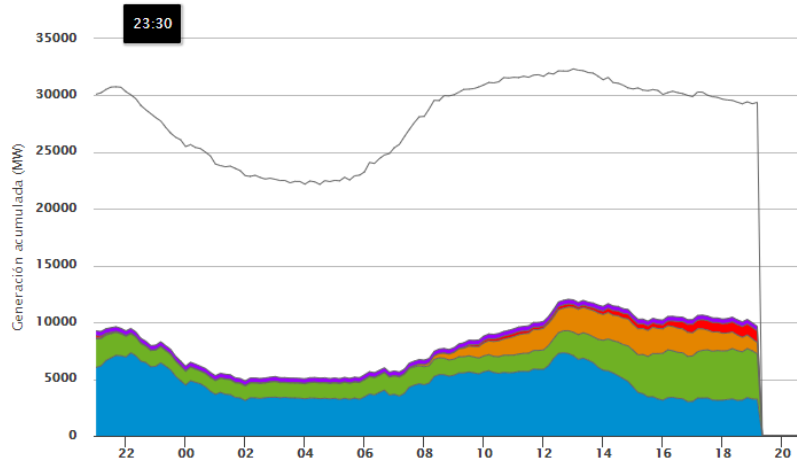


Figura 2. Estructura de la generación eléctrica renovable del día 30 de mayo de 2018

Y con energía no renovable:

Estructura de generación (MW) a las 00:00 - 30/05/2018

Cogeneración y residuos	3561	13,97(%)
Otras renovables	410	1,54(%)
Solar térmica	11	0,04(%)
Solar fotovoltaica	21	0,08(%)
Intercambios int	2082	7,08(%)
Eólica	1370	5,14(%)
Hidráulica	5812	21,79(%)
Ciclo combinado	4647	18,23(%)
Carbón	5926	23,25(%)
Nuclear	4059	15,92(%)
Enlace balear	-176	-0,6(%)

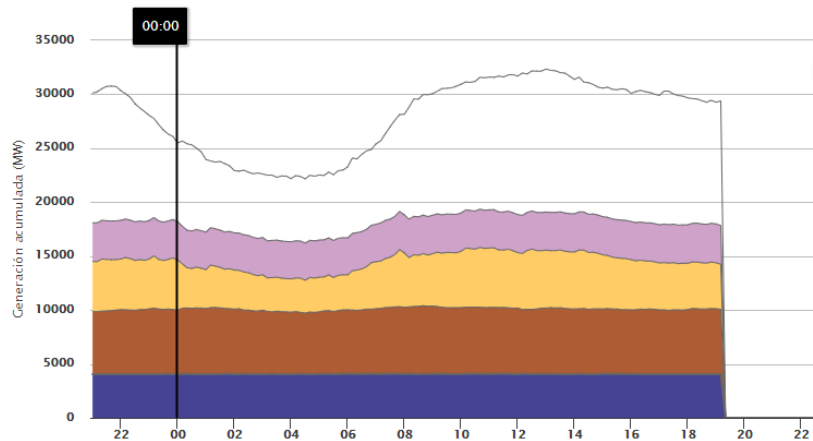


Figura 3. Estructura de la generación eléctrica no renovable del día 30 de Mayo de 2018

De la misma manera podemos mostrar la estructura de la generación del mes de Abril de 2018. En cuanto a potencia instalada y a la estructura de la generación mensual:

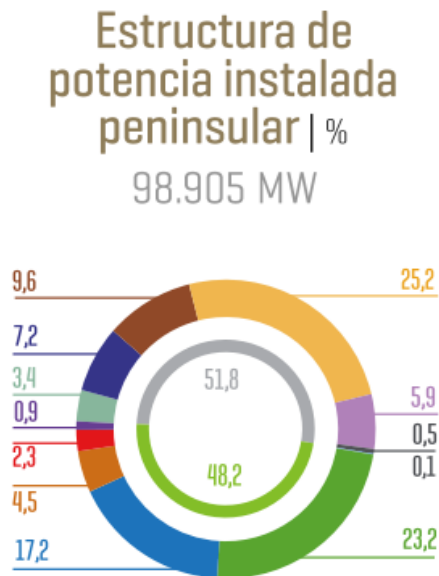


Figura 4. Estructura de la potencia instalada peninsular en abril de 2018

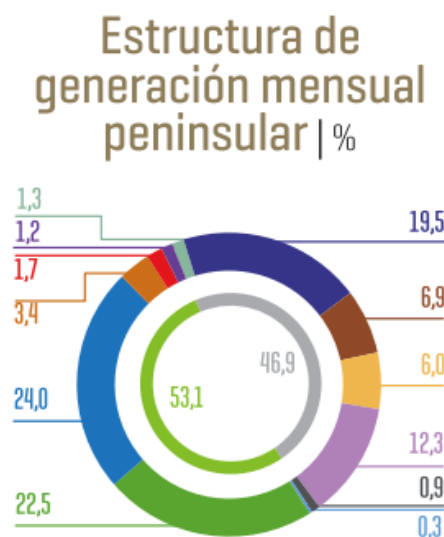


Figura 5. Estructura de la generación en abril de 2018

Se observa que en ese mes la generación fue un 53,1% producida con energía renovable.



Figura 6. Leyenda de tecnologías de generación

En la siguiente imagen podemos apreciar una evolución de la generación en los meses anteriores hasta el mes de Abril de 2018, diferenciando claramente cuánto se produjo con energía renovable y con energía no renovable:

Evolución del peso de la generación renovable y no renovable peninsular | %

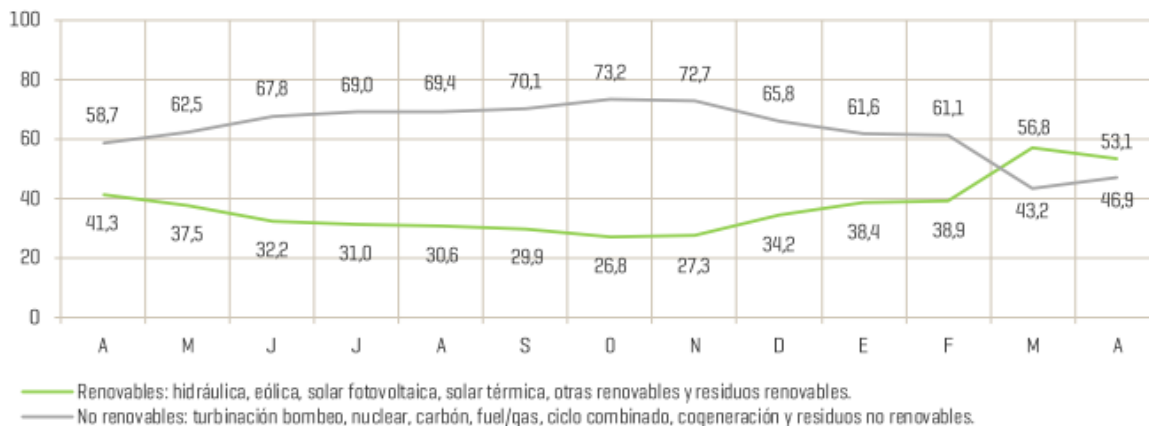


Figura 7. Evolución (en porcentaje) de la generación renovable y no renovable peninsular

Evolución de la generación renovable peninsular | GWh

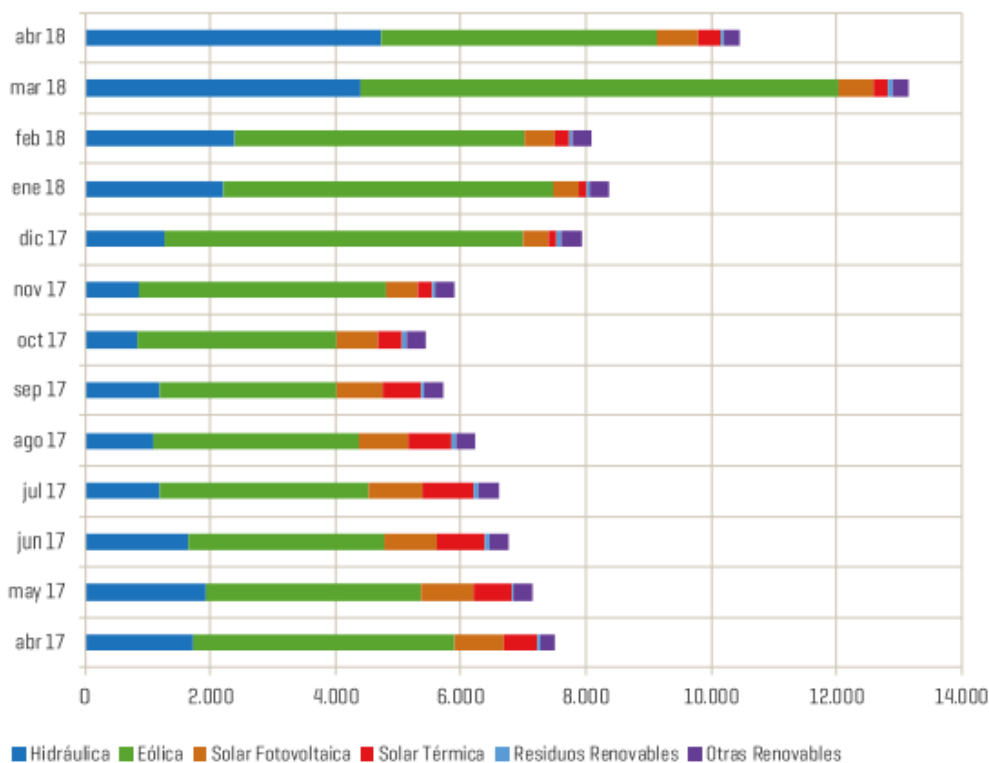


Figura 8. Evolución (en GWh) de la generación renovable peninsular

Evolución de la generación no renovable peninsular | GWh

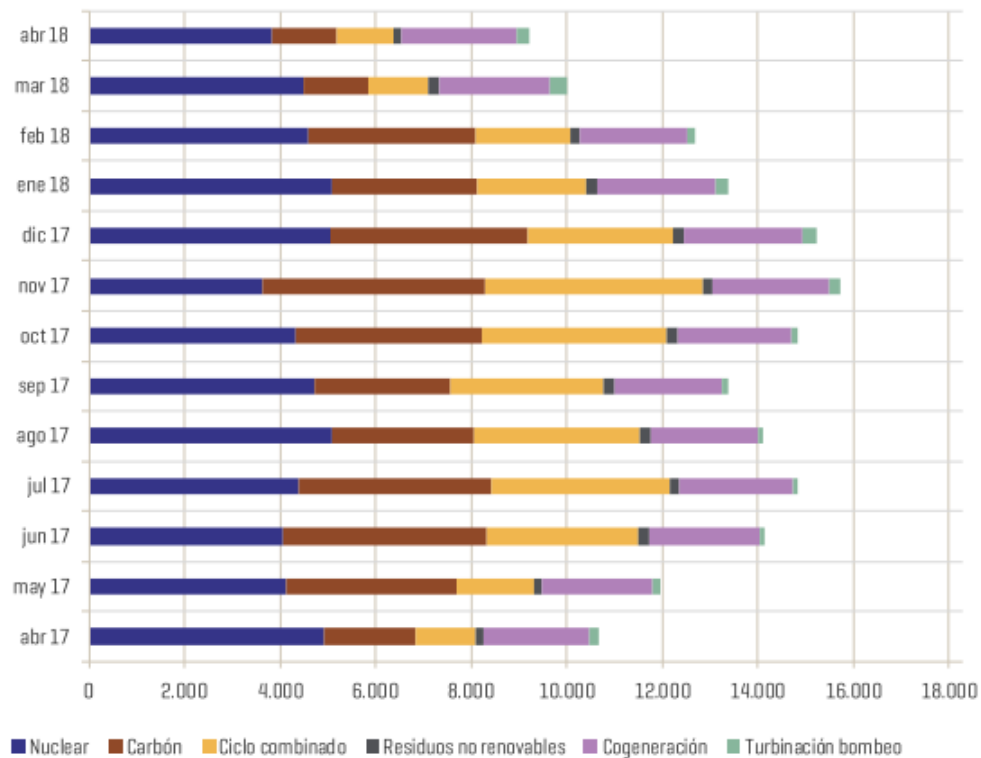


Figura 9. Evolución (en GWh) de la generación no renovable peninsular

Por lo que, en ese mes, un 73,6% de la energía eléctrica que se generó, no emitió CO₂ a la atmósfera. Aquí podemos ver un desglose, comparando los porcentajes de energías que emitieron CO₂ a la atmósfera y las que no, desde el año anterior.

Evolución del peso de la generación sin/con emisiones de CO2 peninsular | %

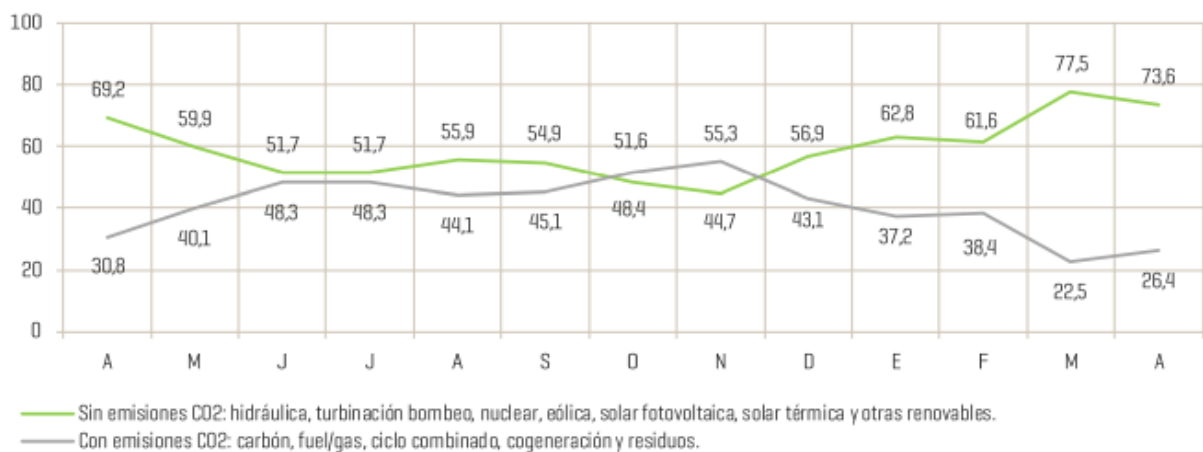


Figura 10. Evolución (en porcentaje) de la generación peninsular con y sin emisiones de CO₂

Como evidentemente, la demanda cambia cada día, cada mes, así como la estructura de la generación eléctrica, vamos a mostrar los datos para todo un año. En este caso van a ser los datos de 2016 que son los que REE nos

proporciona.

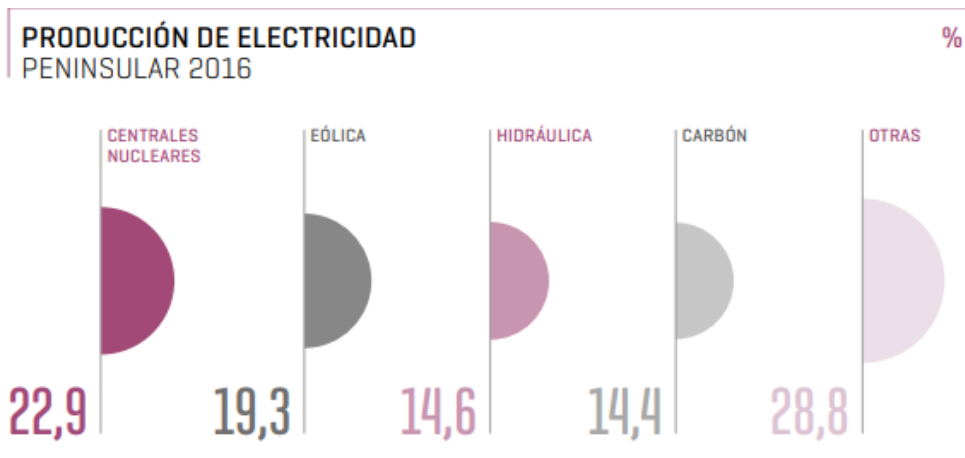


Figura 11. Producción de electricidad peninsular en el año 2016

En cuanto a potencia instalada, descendió ligeramente respecto al año anterior, se registró a finales del 2016 una potencia instalada de 105.279 MW, un 0,8% menor respecto al año 2015. Este ligero descenso se debe a que se dieron de baja cinco centrales de carbón, cuya suma de potencia instalada es 932 MW (supone un 8,9% menos de energía generada con carbón). El resto de las tecnologías no sufrieron cambios, salvo ligeras variaciones en eólica, fotovoltaica y cogeneración.

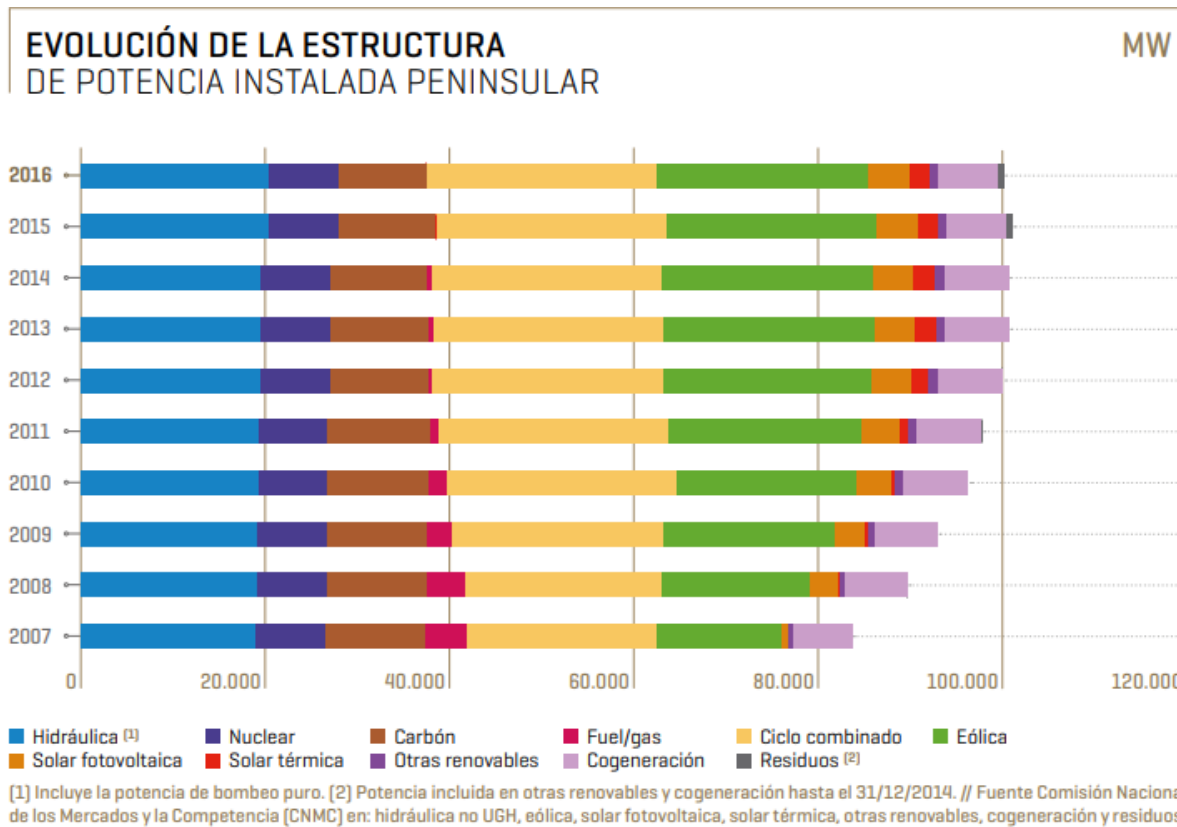


Figura 12. Evolución de la estructura de potencia instalada peninsular

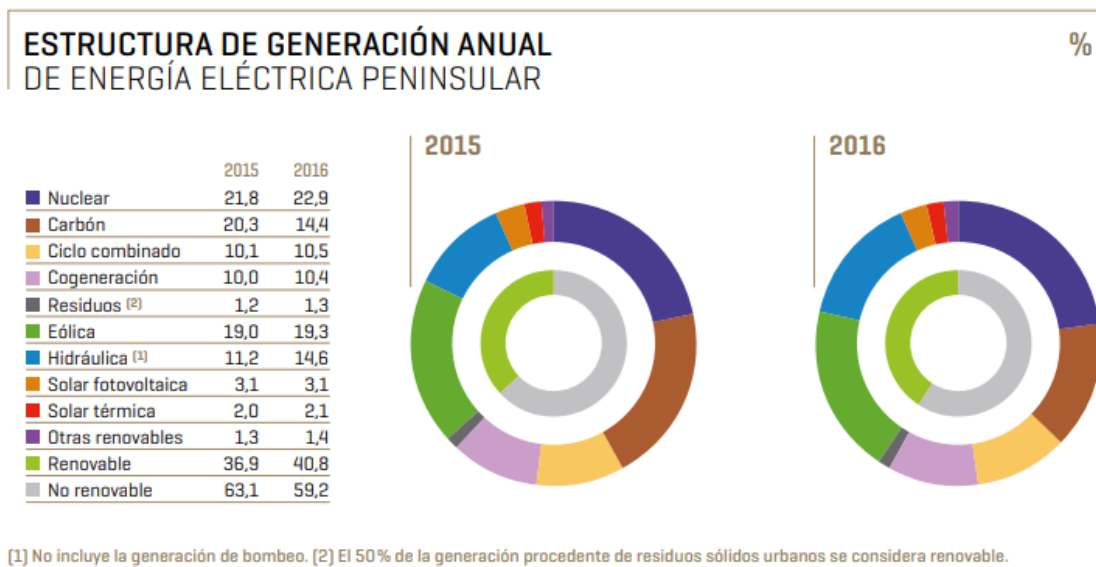


Figura 13. Estructura de generación anual de energía eléctrica peninsular

En el año 2016, la generación fue un 40,8% renovable, superando al año anterior.

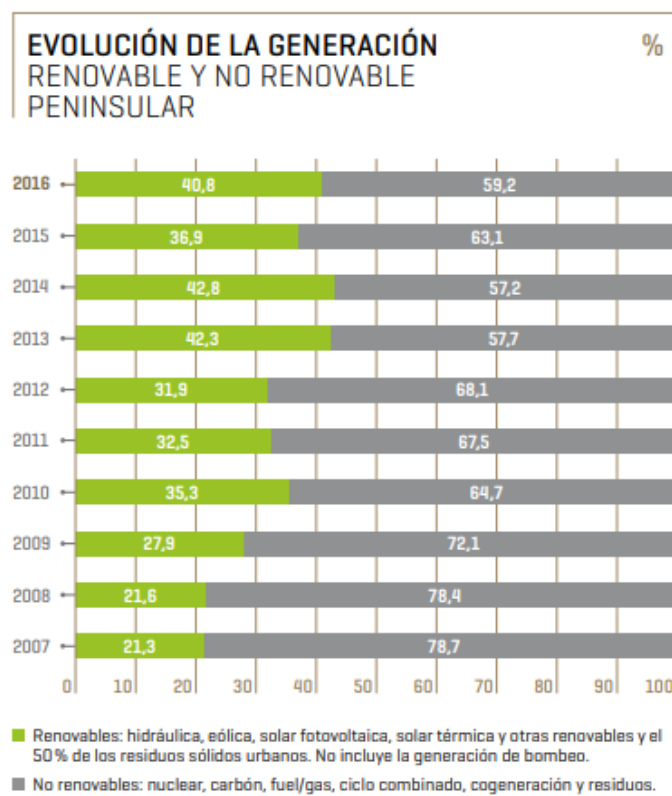


Figura 14. Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular

De la generación con energía renovable, observamos que la que mayor protagonismo tuvo fue la eólica, siendo un 47,4% de la generación renovable, seguida de la hidráulica con un 35,4%, solar fotovoltaica 7,6%, solar térmica 5,1%, otras renovables 3,4% y un 0,7% generada con residuos.

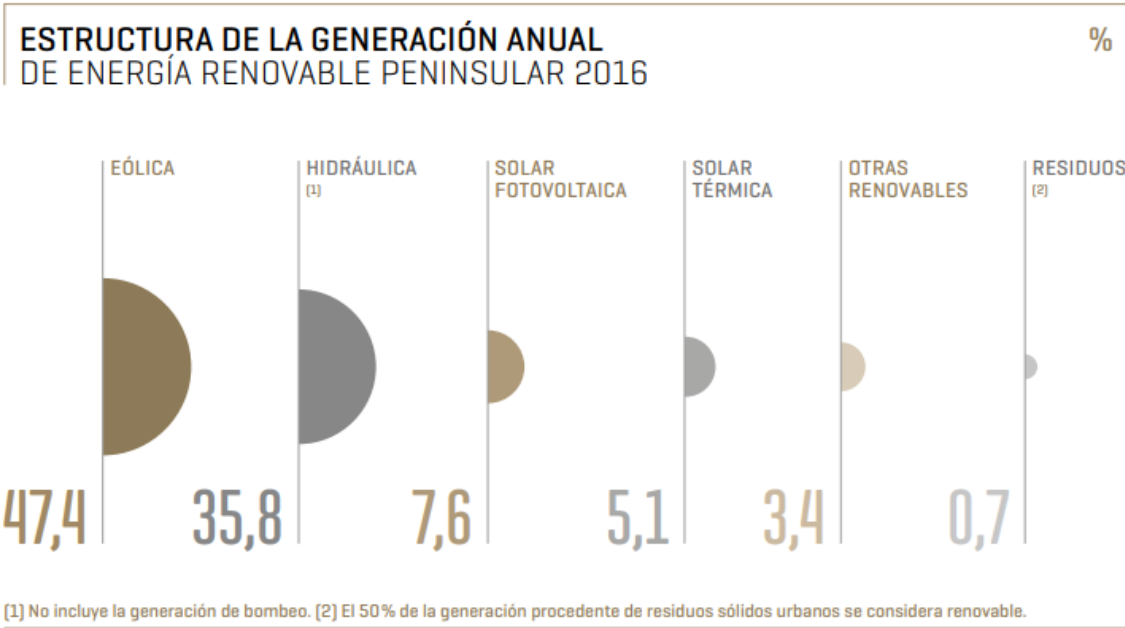


Figura 15. Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular en 2016

Aquí puede observarse una evolución de los 10 últimos años de la potencia generada con cada tecnología, distinguiendo entre renovable y no renovable.

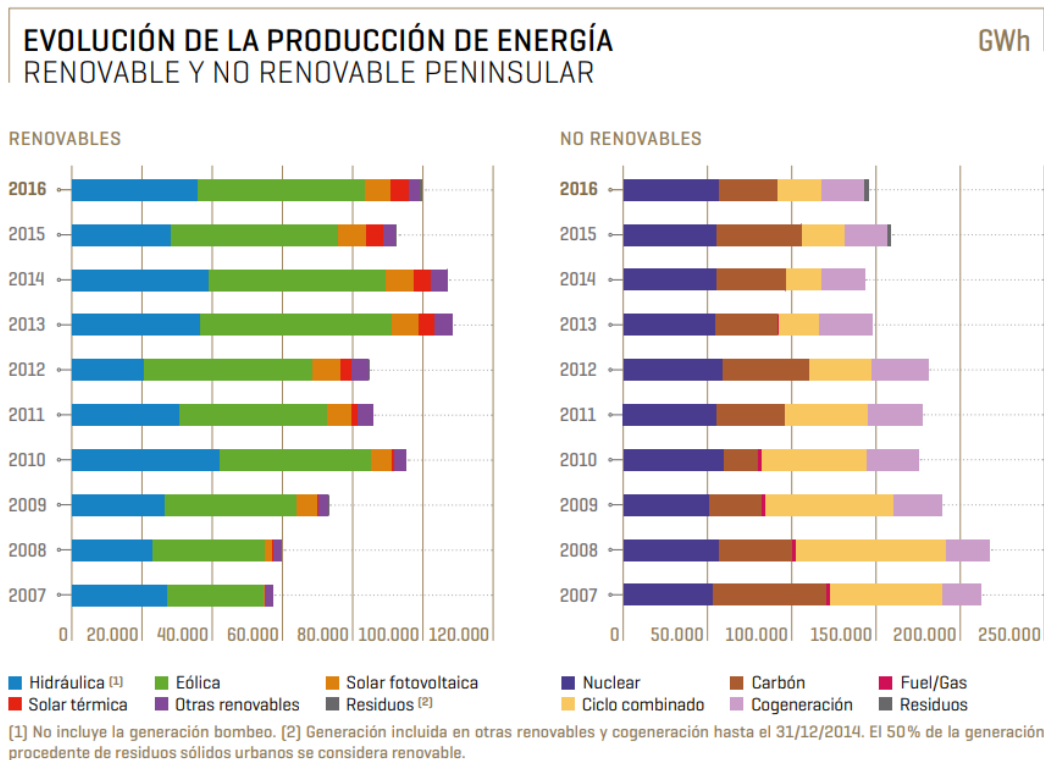


Figura 16. Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular en 2016

En España, existe dos regímenes de generación eléctrica: el Régimen Ordinario y el Régimen Especial.

En España, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, introduce el concepto normativo de generación en régimen especial para las instalaciones que a continuación se detallan con una potencia instalada inferior a 50 MW:

a) Instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.

b) Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

c) Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.

La Ley 54/1997 establece que la producción en régimen especial debe de tener un carácter retributivo y normativo distinto de aquellas centrales de generación con participación en el mercado mayorista (régimen ordinario). El concepto de generación en régimen especial se puede asociar al de Generación Distribuida.

El Real Decreto 2818/1998, el Real Decreto 436/2004 y, recientemente, el Real Decreto 661/2007 son las principales publicaciones que han desarrollado y regulado lo inicialmente contemplado en la Ley 54/1997 para las actividades de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.

Además, la normativa actual establece la obligación para todas las instalaciones del Régimen Especial con potencia superior a 10 MW de estar adscritas a un centro de control de generación.

El Real Decreto 2818/1998 está orientado a la producción energética por instalaciones abastecidas por fuentes renovables, residuos y cogeneración. Se otorga una prima adicional diferente para cada tecnología.

El Real Decreto RD 841/2002 supone una mayor integración en el mercado mayorista, prima y retribución por garantía de potencia.

En el Real Decreto 436/2004 las tecnologías se dividen según la energía primaria utilizada, tecnologías de producción empleadas y rendimientos energéticos. Pero el Real Decreto más reciente sobre la generación en Régimen Especial es el Real Decreto 413/2014 del 6 de Junio. Con la información accesible en la web del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, podemos realizar una descripción detallada sobre este Real Decreto, para la generación eléctrica en Régimen Especial, con fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, dividiendo las tecnologías en grupos:

Categoría a): Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales. Esta categoría se clasifica a su vez en dos grupos:

-Grupo a.1: Instalaciones que incluyan una central de cogeneración. Dicho grupo se divide en los siguientes subgrupos:

- Subgrupo a.1.1: Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa o biogás de los grupos b.6, b.7 y b.8.
- Subgrupo a.1.2: Cogeneraciones que utilicen como combustible principal derivados de petróleo o carbón, siempre que suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.
- Subgrupo a.1.3: Resto de cogeneraciones que utilicen gas natural o derivados de petróleo o carbón, y no cumplan con los límites de consumo establecidos para los subgrupos a.1.1 ó a.1.2.

-Grupo a.2: Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

Categoría b): Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles. Esta categoría b) se clasifica a su vez en ocho grupos:

-Grupo b.1: Energía solar

- Subgrupo b.1.1: Solar fotovoltaica.
- Subgrupo b.1.2: Solar térmica.

-Grupo b.2: Eólica. Se divide en:

- Subgrupo b.2.1: En tierra.
- Subgrupo b.2.2: Espacios marinos.

-Grupo b.3: Geotérmica, hidrotérmica, areotérmica, undimotriz, mareomotriz, la energía de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

-Grupo b.4: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW. Dicho grupo se divide en:

- Subgrupo b.4.1: Centrales hidroeléctricas cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) hayan sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.
- Subgrupo b.4.2: Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.

-Grupo b.5: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

- Subgrupo b.5.1: Igual que el subgrupo b.4.1.
- Subgrupo b.5.2: Igual que el subgrupo b.4.2.

-Grupo b.6: Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

-Grupo b.7: Combustible a partir de biomasa

-Grupo b.8: Biomasa procedente de instalaciones agrícolas o forestales.

Categoría c): Residuos no contemplados en la categoría b).

De esta manera, todo lo que se genere con Generación Distribuida entraría dentro de la categoría de Régimen Especial.

2.1 Cogeneración

Las centrales generadoras independientes utilizan combustibles fósiles, para producir una energía térmica de baja calidad en forma de gas (gases de combustión o vapor) a alta presión y temperatura. La descompresión de estos gases genera una energía mecánica que mediante un alternador se transforma en energía eléctrica, de alta calidad; no aprovechan el calor residual que se genera, lo que conlleva a pérdidas de calor (efecto Joule), que son arrojadas a la atmósfera. De la forma convencional harían falta una central eléctrica para la generación de electricidad y una caldera para la generación de calor. El aprovechamiento de la energía química del combustible utilizado de esta manera es del 25%-40% al no aprovechar este calor residual, pudiendo ser utilizado para la producción de ACS, calefacción o generación de electricidad mediante vapor a presión.

Esta tecnología se basa en la producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica. Tiene como ventajas una alta eficiencia (cerca al 90%), menor coste de producción, un menor consumo de combustible, y menores emisiones de CO₂, por lo que es de gran ayuda a la lucha contra el cambio climático y contribuye a la sostenibilidad. Las centrales de cogeneración han de estar asociadas a un consumidor de energía térmica, de ahí su alta eficiencia por el aprovechamiento del calor residual al producir energía eléctrica, en lugar de arrojarlo a la atmósfera. Al estar situadas cerca del punto de consumo, las pérdidas eléctricas asociadas al transporte de dicha energía se reducen (se estiman unas pérdidas en torno al 25%-30% asociadas al transporte), por lo que es un beneficio para la empresa distribuidora, y se dispone de mayor margen de planeación en el sector eléctrico. Otra ventaja que tiene su alta eficiencia energética es que, si la energía de los gases de escape de la combustión se utiliza para refrigeración mediante los sistemas de absorción, se denomina Trigeneración. Si además de esto se capturan las emisiones de dióxido de carbono, se llama cuatrigeneración (no debe confundirse con la tetrageneración, donde el cuarto tipo de energía producido es energía mecánica).

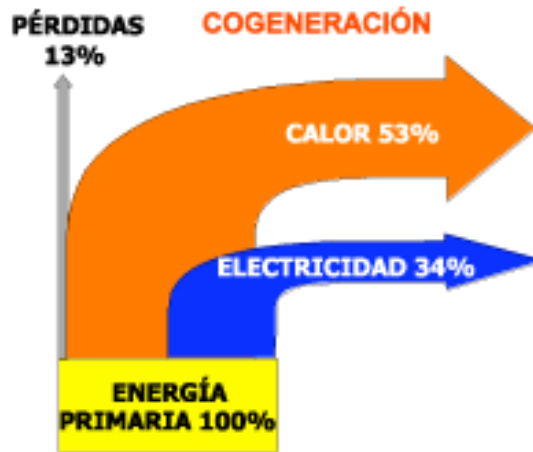


Figura 17. Diagrama de producción de energía mediante cogeneración

Aunque es difícil acoplarlo a viviendas particulares (lo cierto es que cada vez existen más instalaciones, denominándose específicamente microcogeneración), es mucho más favorable realizar instalaciones grandes, como en las de calefacción urbana.

Si se construyen muchas centrales para la cogeneración, se contribuiría a un mejor abastecimiento energético, mayor competencia en el mercado de producción (se tiene una mayor calidad en el proceso de energía) y por tanto creación de empresas y de empleo. Al producirse la energía en lugares cercanos al consumo, también se ahorra en materias primas y en espacio a la hora de fabricar las infraestructuras para su transporte. Cumple con la normativa ambiental, disminuye el precio de la factura eléctrica por lo que disminuyen los costes de producción. Por tratarse de generación distribuida, la cogeneración produce la electricidad en el punto de consumo o en su entorno cercano, por lo que el suministro no depende de posibles fallos en las líneas eléctricas de transporte y distribución. También elimina el costoso despliegue y mantenimiento de las redes de transporte y distribución eléctrica. La producción eléctrica de la cogeneración es predecible y garantizada; no depende de agentes externos como el viento o la radiación solar y tiene una disponibilidad casi total.

Puede funcionar mediante turbinas o motores de gas, siendo el gas natural el principal combustible, aunque también pueden utilizarse otros (por ejemplo, biogás a partir de RSU u otras fuentes de energía renovable). Aunque no se utilicen fuentes de energía renovables en esta tecnología, sí consume menor cantidad de combustible que producir energía eléctrica y térmica por separado.

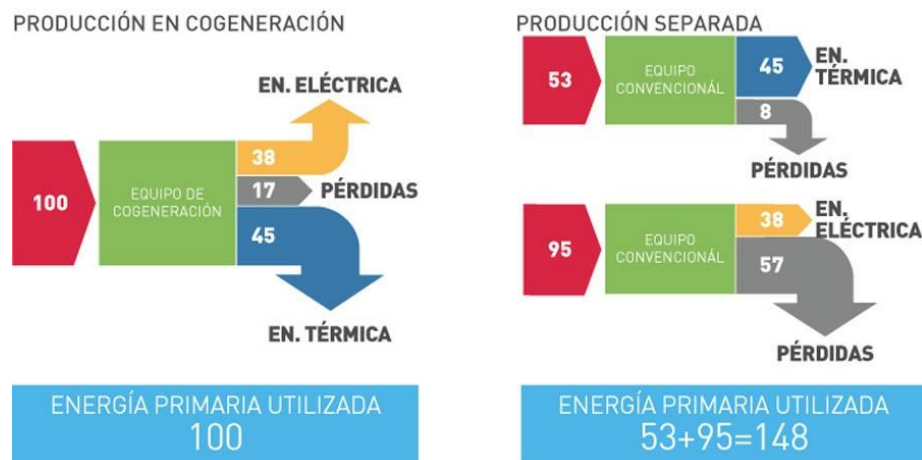


Figura 18. Comparación de la producción de energía con y sin cogeneración

Para el diseño de una planta de cogeneración, es necesario saber el calor que necesitamos para el proceso y de ahí determinar las máquinas que tomarán parte en el proceso, así como su tamaño (motores o turbinas,

elementos primarios). Es interesante resaltar que durante el análisis de las necesidades del proceso de producción no se deben restringir al estudio de las necesidades actuales. Es decir, se debe realizar un análisis futuro sobre las posibilidades de cambio en el aprovechamiento del calor que permitan la instalación de una planta de cogeneración más eficiente y, por lo tanto, más rentable económicamente hablando.

Los motores alternativos de combustión interna se basan en convertir la energía química contenida en un producto combustible en energía eléctrica y térmica. El principio de funcionamiento de un motor alternativo está basado en conseguir mediante los movimientos lineales y alternativos de los pistones el movimiento de giro de un eje. La energía eléctrica se obtiene mediante un alternador acoplado directamente al eje del motor, mientras que la energía térmica se obtiene en forma de gases de escape y agua caliente de los circuitos de refrigeración.

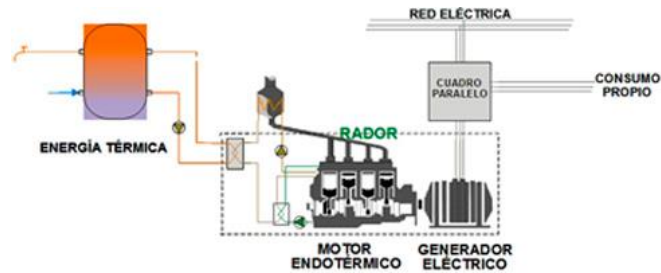


Figura 19. Motor alternativo de combustión interna en cogeneración

Las turbinas de gas siguen el ciclo de Brayton. El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido mediante el compresor rotativo para conducirse a la cámara de combustión donde los productos de la combustión se expansionan a la turbina hasta la presión atmosférica. La energía eléctrica se obtiene a partir de un alternador acoplado, directamente o mediante un reductor, al eje de la turbina que aprovecha el trabajo neto del ciclo.

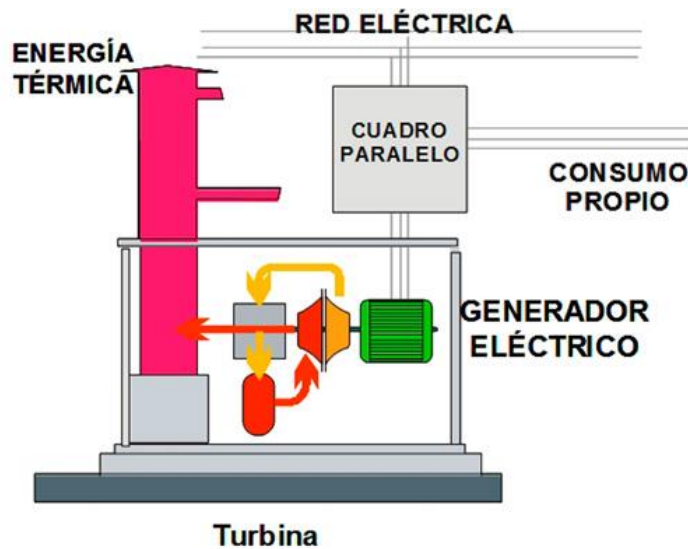


Figura 20. Turbina de gas en cogeneración

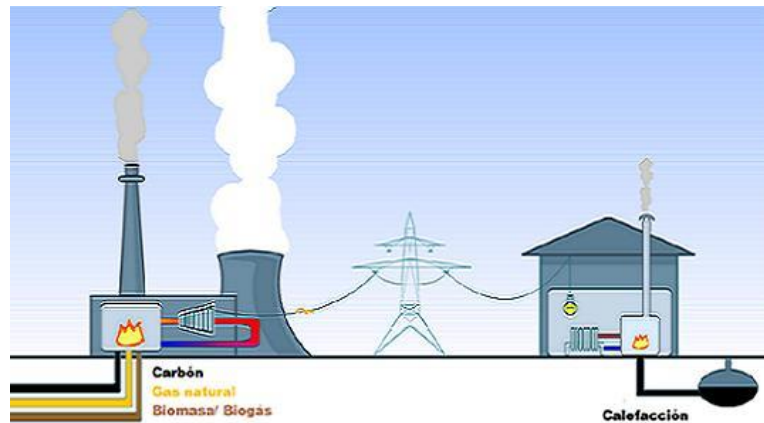


Figura 21. Esquema de producción de energía mediante cogeneración y su consumo

En una planta de cogeneración existen elementos que son comunes ya que son imprescindibles. Entre ellos tenemos los siguientes:

-Lo más importante de todo es la fuente primaria de la cual obtendremos la energía. En este caso, provienen de combustibles fósiles como el gas natural, el gasóleo o el fuelóleo.

-Otro elemento muy importante es el motor. Es el encargado de convertir la energía térmica o química en la energía mecánica. Dependiendo del tipo de planta que se va a instalar y el uso que se le va a dar, nos encontramos con motores como turbinas de gas, de vapor o motores alternativos.

-Una planta de cogeneración necesita de un sistema de aprovechamiento de la energía mecánica. Normalmente suele ser un alternador que transforma la energía en eléctrica. Pero también hay casos en los que el sistema de aprovechamiento es un compresor o una bomba donde la energía mecánica se aprovecha directamente.

-También se necesita un sistema de aprovechamiento del calor que se genera. Nos podemos encontrar con calderas que se encargan de recuperar el calor de los gases de escape. También pueden ser secaderos o intercambiadores de calor.

-Aunque la cogeneración es muy eficiente, existe parte de la energía que no será aprovechada. Es por ello por lo que es necesario un sistema de refrigeración. Como parte de la energía térmica no será aprovechada en la planta, ese calor debe de ser evacuado. Para ello se emplean torres de refrigeración. Pueden ser aerocondensadores del gas o intercambiadores de calor cuyo objetivo es minimizar la cantidad de calor que se desaprovecha y que es vertido a la atmósfera.

-En la planta de cogeneración no puede faltar un sistema eléctrico que permita la alimentación de los equipos auxiliares de la planta. Esto es, la exportación o importación de energía eléctrica que es necesaria para poder mantener el balance energético. Esto permite poder alimentar a la planta en situaciones de deficiencia eléctrica de la red externa. De esta forma estará disponible inmediatamente en el momento en el que se restablezcan las condiciones del servicio.

2.1.1 Tipos de plantas

-Planta de cogeneración con motor de gas. En ella emplean como combustible gas. Son muy eficientes produciendo energía eléctrica pero menos eficiente produciendo energía térmica.

-Plantas de cogeneración con turbina de gas. En estas plantas el combustible se quema en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en sus gases de escape, que está a una temperatura de unos 500°C, idónea para producir vapor en una caldera de recuperación.

-Plantas de cogeneración con turbinas de vapor. En este tipo de plantas la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión que procede de una caldera convencional. Este tipo de uso de la turbina fue

el primero en utilizarse en la cogeneración. Sin embargo, hoy día su aplicación ha quedado limitada como complemento para las instalaciones que emplean combustibles residuales como por ejemplo la biomasa.

-Plantas de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas y vapor. La aplicación de las turbinas de gas y de vapor se le denomina “ciclo combinado”.



Figura 22. Planta de cogeneración mediante ciclo combinado

-Plantas de cogeneración con motor de gas y turbina de vapor. En este tipo de plantas el calor que se retiene en los humos de escape del motor se recupera mediante la caldera de recuperación. Con esto se produce vapor que es utilizado en una turbina de vapor para poder producir más energía eléctrica o energía mecánica.

La energía de cogeneración se incluye en el Régimen Especial de energía (Real Decreto 413/2014, del 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos) que le permite utilizar la cogeneración para proveerse de todo el calor que necesite e inyectar en la red eléctrica la energía eléctrica que no necesite a una tarifa fija. De esta forma se evita que otra central produzca esa energía de forma menos eficiente. Existen cerca de 1.000 instalaciones de cogeneración, por lo que una parada imprevista de una de ellas es fácilmente cubierta, a diferencia de tecnologías no predecibles o concentradas.



Figura 23. Planta de cogeneración

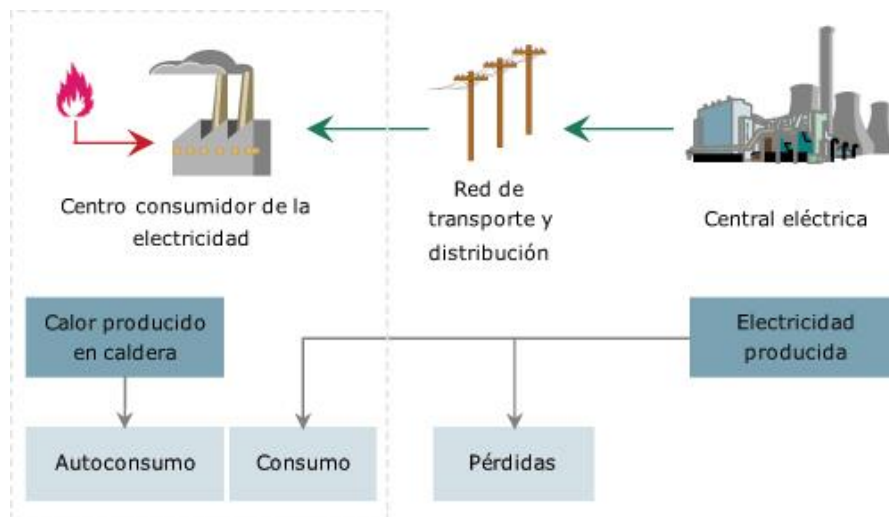


Figura 24. Generación sin cogeneración

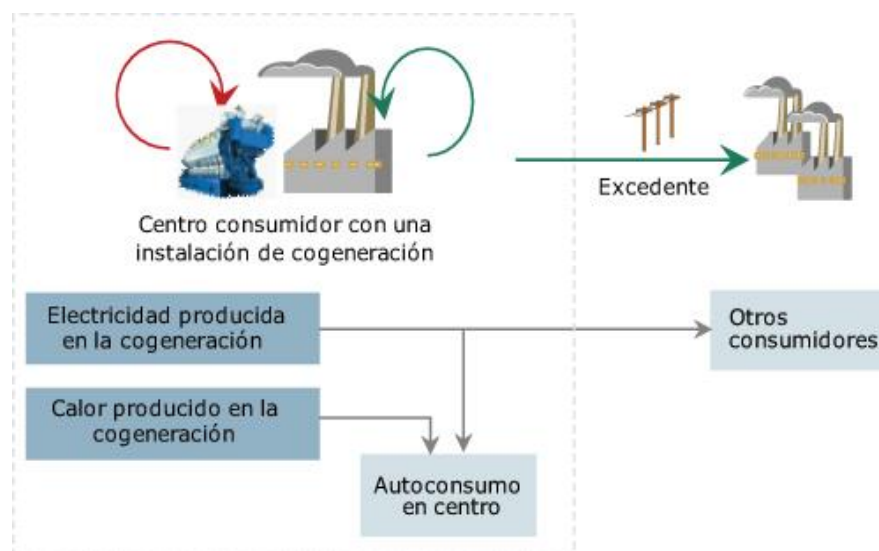


Figura 25. Generación con cogeneración

2.2 Eólica

La energía eólica es una fuente de energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, “molinos de viento” de tamaño variable, mueven una turbina y consiguen transformar la energía cinética del viento por energía mecánica. La energía del viento puede obtenerse instalando los aerogeneradores tanto en suelo firme como en el suelo marino.

Renovable, ecológica y respetuosa con el medio ambiente. Así es la energía eólica, la cual se está convirtiendo en uno de los métodos más extendidos y productivos para generar energía eléctrica a nivel mundial. Hoy en día, esta fuente de energía se aplica tanto a gran escala, como en pequeñas instalaciones.

A mayor longitud de las aspas, se obtiene más potencia y por lo tanto más energía. El tamaño de estos modernos molinos de viento suele variar, ya que existen unidades que van desde los 400 W y un diámetro de 3 metros. Utilizados para el uso doméstico de las casas, hasta los aerogeneradores comerciales instalados por empresas de electricidad que llegan a tener una potencia de 2,5 MW y 80 metros de diámetro de aspas.

El aire cuando se calienta por el Sol es más ligero, sube y este movimiento crea una zona de baja presión. Al contrario, sucede cuando se enfría creando zonas de baja presión.

El viento se produce por la diferencia de temperatura existente en las distintas capas de aire de la atmósfera.

Estas masas de aire a distinta temperatura generan diferencias de presión. El aire se mueve de los lugares donde existe una mayor presión a los lugares donde la presión es menor, y es este movimiento el que produce el viento.

Por lo general, se producen flujos de aire cuando hay diferencias en la presión del aire dentro de nuestra atmósfera. El aire situado en zonas de alta presión se mueve hacia áreas de baja presión. Cuanto mayor es la diferencia de presión, más rápido fluye el aire, y por lo tanto más viento tendremos.

Las corrientes de aire (viento) produce una energía cinética (energía de movimiento) y esta energía puede ser aprovechada para convertirla en energía eléctrica

Las nuevas centrales eólicas utilizan molinos con aspas que mueven un generador que produce energía eléctrica (electricidad eólica). La energía eólica es la fuente de energía con mayor crecimiento en todo el mundo de todas las energías renovables.

Los Generadores Eólicos o Aerogeneradores son los utilizados actualmente para convertir la energía eólica en energía eléctrica. Veamos como son por dentro y explicaremos para qué sirve cada parte:

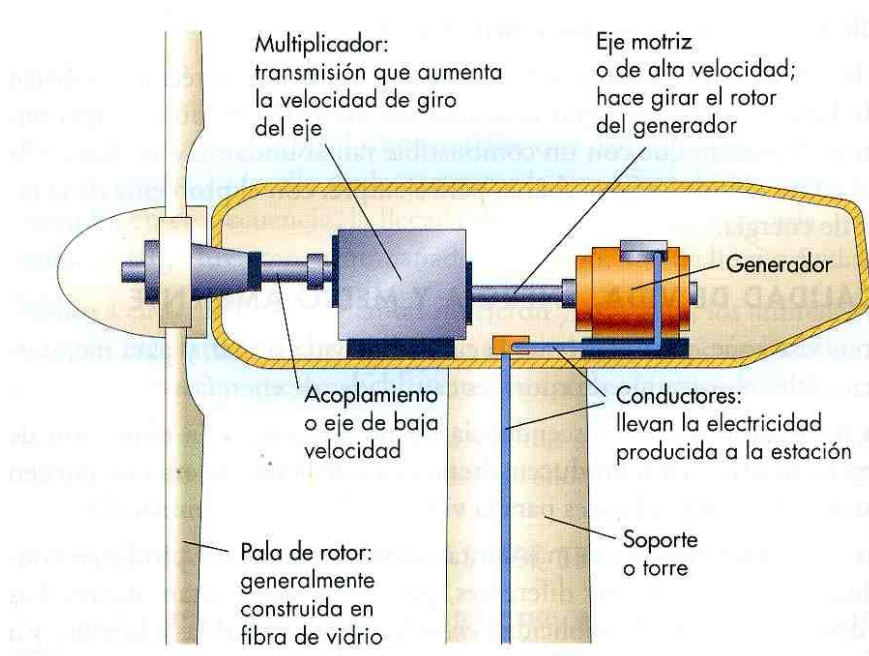


Figura 26. Esquema turbina eólica

La energía del generador, se genera a una tensión de 690 voltios, pasa por un transformador para adaptarla al voltaje necesario de la red de distribución, generalmente se aumenta para conseguir entre 20 y 132 kilovoltios y posteriormente esta energía es enviada a la Red Eléctrica para su distribución y consumo.

Las aspas también se inclinan o se ponen en ángulo para asegurar que se extrae la cantidad óptima de energía a partir del viento que las golpea. En definitiva, es el funcionamiento contrario a un ventilador.

Los aerogeneradores necesitan una velocidad mínima de viento de unos 3 a 4 metros por segundo para ponerse en funcionamiento, pero para velocidades superiores a 25 metros por segundo dejan de funcionar por seguridad. Su rendimiento óptimo se da para velocidades de 13 a 14 metros por segundo.

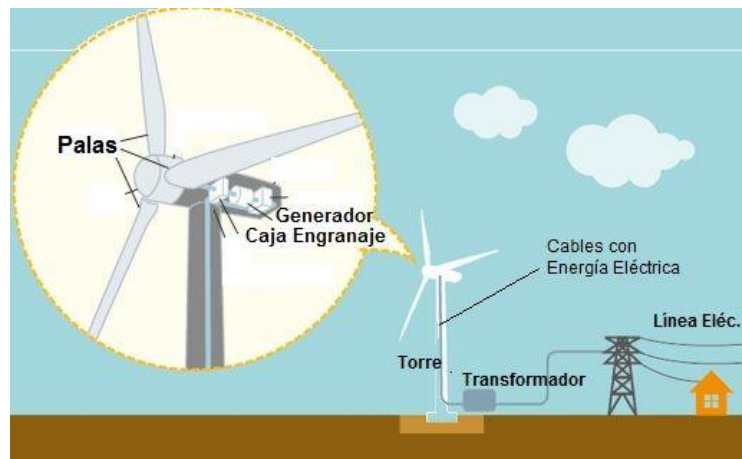


Figura 27. Producción de electricidad con fuente de energía eólica

Normalmente estos aerogeneradores se colocan en grupo en zonas donde existe mucho aire durante casi todo el año. Este agrupamiento de aerogeneradores se llama "Parques Eólicos".

En general, los aerogeneradores suelen estar sobre una torre de gran altura, ya que la velocidad del viento es mayor cuanto más alto nos encontramos. También existen aerogeneradores más pequeños, que pueden aportar la energía necesaria a zonas que están aisladas.

Ventajas:

- El viento es gratis y con la tecnología moderna puede ser capturado de manera eficiente haciéndola cada vez más rentable.
- Una vez que la turbina eólica se construye, la energía que produce no causa gases de efecto invernadero u otros contaminantes. Es una fuente de energía limpia y renovable.
- A pesar de que los aerogeneradores suelen ser muy grandes, cada uno ocupa sólo una pequeña parcela de tierra. Esto significa que la tierra todavía se puede utilizar para otros usos.
- La generación de electricidad a partir de energía eólica reduce la necesidad de quemar combustibles fósiles.
- Las turbinas de viento están disponibles en una amplia gama de tamaños. Hogares individuales de pequeñas ciudades y pueblos pueden hacer un buen uso de la gama de turbinas de viento disponibles en la actualidad.
- Los aerogeneradores necesitan poco gasto en mantenimiento.
- Crea puestos de trabajo.

Desventajas:

- La fuerza del viento no es constante. Esto significa que las turbinas de viento no producen la misma cantidad de electricidad todo el tiempo.
- Contaminación visual.
- Las turbinas de viento son ruidosas. Cada una puede generar el mismo nivel de ruido que un coche que viaja a unos 65 kilómetros por hora.
- Cuando se fabrican las turbinas eólicas también se produce contaminación.

-Se necesitan grandes parques eólicos para proporcionar suficiente electricidad. Por ejemplo, la mayor turbina única disponible en la actualidad sólo puede proporcionar suficiente electricidad para 475 viviendas, cuando funciona a plena capacidad. ¿Cuántas se necesitarían para una población media de 100.000 personas?

-Los aerogeneradores suponen una amenaza para la vida silvestre, principalmente aves y murciélagos.

Los aerogeneradores suelen situarse en tierra, aunque en los países del Norte también hay aerogeneradores en el mar. Éstos últimos se llaman aerogeneradores offshore.



Figura 28. Instalación eólica off-shore

Los recursos eólicos que nos proporciona el mar son mucho mayores que los que proporcionan en la costa. Situándolos mar adentro permite un mayor aprovechamiento, así como la colocación de molinos de mayor tamaño ya que al no existir ningún elemento como montañas o edificios, el aprovechamiento es total.

Ventajas offshore:

-Estos aerogeneradores se colocan en el mar, por tanto, su impacto sobre el paisaje de la zona es mucho menor que si se colocaran en Tierra, donde muchas veces suponen una ruptura total con el paisaje de la zona.

-Se aprovecha de las corrientes de aire marinas, mucho más fuertes y constantes. Los fuertes vientos del mar permiten que los aerogeneradores reciban mucho más viento y, por tanto, produzcan una mayor cantidad de energía.

-Al colocar los aerogeneradores en el mar, se evitan los obstáculos naturales o artificiales al paso del viento: edificios, puentes, montañas, cordilleras, valles, etc.

-Una de las principales críticas es que los aerogeneradores colocados en Tierra pueden afectar en gran medida a los comportamientos migratorios de las aves de la zona, e incluso causan pérdidas entre su población.

-Por supuesto, la energía eólica marina mantiene las principales ventajas de la energía eólica.



Figura 29. Instalación de energía eólica off-shore en construcción

Desventajas offshore:

-Por un lado, los aerogeneradores en el mar puede que no afecten a los ecosistemas en Tierra, pero las vibraciones de los aerogeneradores en el agua está demostrado que sí perturban a los ecosistemas marinos.

-El coste de las instalaciones es mayor ya que, aunque los aerogeneradores puedan ser los mismos, se necesitan infraestructuras para poder colocarlos debajo del agua.

-Por otra parte, los aerogeneradores se colocan algunos kilómetros mar adentro, donde producen la energía. Sin embargo, la energía hay que transportarla, y para ello se necesitan hacer dificultosas instalaciones bajo la corteza marina.

En cualquier caso, se trata de una forma relativamente nueva y moderna de aprovechar la energía eólica y de intentar maximizar los beneficios que ésta puede obtener. Todo es mejorable y en este caso, todavía se puede mejorar mucho en lo referente a los costes de transporte y al respeto a los ecosistemas marinos y a la biodiversidad.

España, este último año, ha sido el segundo país que más energía eólica ha producido (11.615 MW), por delante de Estados Unidos. España consta de 438 parques eólicos, repartidos por las distintas comunidades autónomas. Las comunidades que más MW producen son Galicia (22,41% de la energía eólica de España), Castilla-La Mancha (19,9%), Castilla y León (18,25%) y Aragón (13,33%). Madrid, Extremadura y Cantabria no tienen parques eólicos.

La energía eólica, a pesar de no estar demasiado implantada en la actualidad y tener aún muchas carencias en su desarrollo, es una de las energías alternativas que terminarán por ser la alternativa del ser humano cuando se agoten los combustibles fósiles, que ahora extraemos y consumimos sin control. Tan sólo la energía solar, otra fuente renovable, puede competir con la energía eólica en cuanto a respeto al medio ambiente.

Por otra parte, se trata de una energía que podría dar lugar al autoabastecimiento en determinadas zonas y que puede contribuir a llevar el desarrollo a zonas menos favorecidas.

En primer lugar, se necesitan unas condiciones meteorológicas concretas para que pueda funcionar a pleno rendimiento.

Cabe destacar que se trata de una energía todavía poco desarrollada, en la que no hay una inversión y una apuesta segura, ni por parte de los gobiernos ni de las grandes corporaciones.

La energía eólica todavía posee una tasa de producción de energía relativamente baja comparada con otras fuentes de energía, pero cada vez existen aerogeneradores más eficientes y capaces de una producción mayor. Es una energía con mucho margen de mejora.

A nivel mundial, es el continente europeo el que produce la mayor parte de la energía eólica, llegando al 72%.



Figura 30. Parque eólico

Microgeneración:

La microgeneración de energía eólica consiste en pequeños sistemas de generación de hasta 50 kW de potencia. En comunidades remotas y aisladas, que tradicionalmente han utilizado generadores diésel, su uso supone una buena alternativa. También es empleada cada vez con más frecuencia por hogares que instalan estos sistemas para reducir o eliminar su dependencia de la red eléctrica por razones económicas, así como para reducir su impacto medioambiental y su huella de carbono. Este tipo de pequeñas turbinas se han venido usando desde hace varias décadas en áreas remotas junto a sistemas de almacenamiento mediante baterías.

Las pequeñas turbinas aerogeneradoras conectadas a la red eléctrica pueden utilizar también lo que se conoce como almacenamiento en la propia red, reemplazando la energía comprada de la red por energía producida localmente, cuando esto es posible. La energía sobrante producida por los microgeneradores domésticos puede, en algunos países, ser vertida a la red para su venta a la compañía eléctrica, generando de esta manera un pequeño beneficio al propietario de la instalación para que amortice la instalación.

Los sistemas desconectados de la red pueden adaptarse a la intermitencia del viento, utilizar baterías, sistemas fotovoltaicos o generadores diésel que complementen la energía producida por la turbina. Otros equipos, como pueden ser parquímetros, señales de tráfico iluminadas, alumbrado público, o sistemas de telecomunicaciones pueden ser también alimentados mediante un pequeño aerogenerador, generalmente junto a un sistema fotovoltaico que cargue unas pequeñas baterías, eliminando la necesidad de la conexión a la red.

La generación distribuida procedente de energías renovables se ha incrementado en los últimos años, como consecuencia de la mayor concienciación acerca de la influencia del ser humano en el cambio climático. Los equipos electrónicos requeridos para permitir la conexión de sistemas de generación renovable a la red eléctrica pueden además incluir otros sistemas de estabilidad de la red para asegurar y garantizar la calidad del suministro eléctrico.



Figura 31. Esquema de microgeneración eólica en un hogar

2.3 Solar Fotovoltaica

Una planta fotovoltaica (FV) transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica sin utilizar combustibles. De hecho, la tecnología fotovoltaica (FV) se aprovecha del efecto fotoeléctrico, a través del cual algunos semiconductores "dopados" generan electricidad al ser expuestos a la radiación solar.

Las principales ventajas de las plantas fotovoltaicas (FV) son, en resumen:

- Generación distribuida donde sea necesario.
- No se emiten materiales contaminantes.
- Ahorro de combustibles fósiles.
- Fiabilidad de las plantas, ya que carecen de partes móviles (la vida útil suele superar los 20 años)
- Costes de mantenimiento y funcionamiento reducidos
- Modularidad del sistema (para aumentar la potencia de la planta basta con aumentar el número de paneles) conforme a la demanda real de los usuarios.

Sin embargo, el coste inicial de desarrollo de una planta FV es bastante elevado, debido a un mercado que todavía no ha alcanzado su madurez plena desde un punto de vista técnico y económico. Además, la generación de energía es errática a causa de la variabilidad de la fuente de energía solar.

La electricidad anual generada por una planta FV depende de distintos factores. Entre ellos:

- Radiación solar incidente en el lugar de instalación.
- Inclinación y orientación de los paneles.
- Presencia o no de sombras.
- Rendimientos técnicos de los componentes de la planta (principalmente módulos e inversores).

Las aplicaciones principales de las plantas FV son:

- Instalaciones (con sistemas de almacenamiento) para usuarios aislados de la red.
- Instalaciones para usuarios conectados a la red de BT.
- Plantas de energía solar fotovoltaica, normalmente conectadas a la red de MT.

Una planta FV está compuesta esencialmente por un generador (paneles FV), un bastidor de soporte para montar los paneles sobre el terreno, un edificio o la estructura de un edificio; por un sistema de control y acondicionamiento energético, por un posible sistema de almacenamiento de la energía, por cuadros y aparataje eléctricos que alojan los equipos de protección y maniobra, así como por los cables de conexión.

La irradiancia solar es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado [kW/m^2]. Esta intensidad es igual a la integral de la potencia asociada a cada valor de la frecuencia del espectro de radiación solar.

Al atravesar la atmósfera, la intensidad de la radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida (sobre todo por el vapor de agua y el resto de los gases atmosféricos). La radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas en él suspendidas.

Irradiación solar es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado [kWh/m^2]. Por tanto, la radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo.

Componentes:

- Generador fotovoltaico:

El componente elemental de un generador FV es la célula fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0,3 mm y una superficie de 100 a 225 cm². El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetravalente), se "dopa" con átomos trivalentes (p. ej. boro – dopaje Positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (p. ej. fósforo – dopaje Negativo) en la otra. La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones.

En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N), los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones (N) hacia la mitad con déficit de electrones (P), generando así una acumulación de carga negativa en la región P. Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas. Al aplicar una tensión desde el exterior, la unión permite el flujo de corriente únicamente en una dirección (funcionamiento como un diodo).

Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotovoltaico se crean algunos pares electrón-hueco tanto en la región N como en la P. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada.

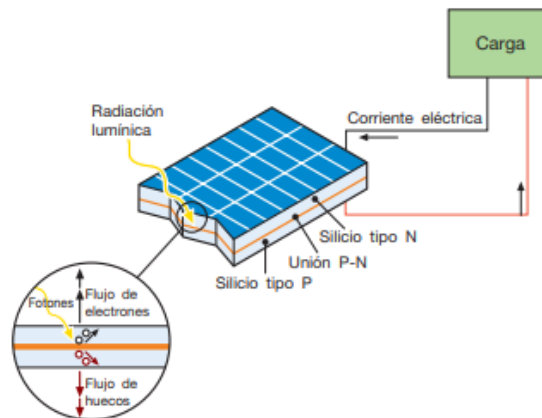


Figura 32. Funcionamiento de una célula fotovoltaica

El efecto fotovoltaico tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material (normalmente un semiconductor) es liberado a la banda de conducción al absorber un fotón con la suficiente energía (cuanto de radiación electromagnética) que incide en el material. De hecho, tanto en los materiales semiconductores como en los aislantes los electrones no pueden moverse libremente. Sin embargo, al comparar los materiales semiconductores con los aislantes la banda prohibida de energía entre la banda de valencia y la de conducción (característica de los materiales conductores) es pequeña, de manera que los electrones pueden alcanzar la banda de conducción fácilmente cuando captan energía del exterior. Esta energía puede ser suministrada por la radiación luminosa, de ahí el efecto fotovoltaico.

La región del silicio que interviene en el suministro de corriente es la que rodea la unión P-N; las cargas eléctricas también se forman en las regiones lejanas, pero no está presente el campo eléctrico que provoca su movimiento y por tanto se recombinan. Por ello es importante que la célula FV posea una gran superficie: a mayor superficie, mayor es la intensidad generada.

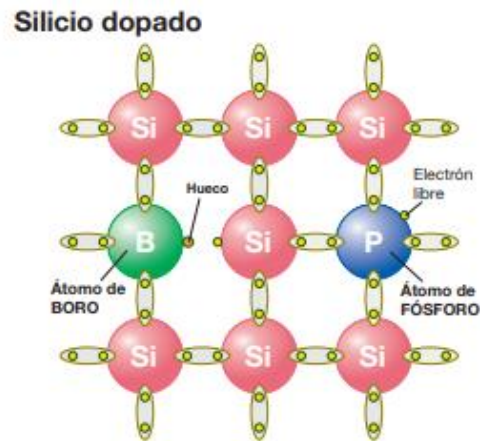


Figura 33. Silicio dopado

En las condiciones de funcionamiento estándar (irradiancia de $1\text{W}/\text{m}^2$ a una temperatura de $25\text{ }^\circ\text{C}$) una célula FV genera una intensidad de 3 A con una tensión de $0,5\text{ V}$ y una potencia pico de $1,5$ a $1,7\text{ Wp}$.

-Inversor:

El sistema de acondicionamiento y control energético está formado por un inversor que transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima.

Debido a las características de los rendimientos necesarios, los inversores para plantas aisladas y para plantas conectadas a la red tienen necesidades distintas:

-En las plantas aisladas, los inversores deben ser capaces de proporcionar una tensión en el lado CA lo más constante posible dentro de la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga;

-En las plantas conectadas a la red, los inversores deben reproducir, lo más fielmente posible, la tensión de red y al mismo tiempo deben intentar optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV.



Figura 34. Instalación fotovoltaica

Tipologías:

-Silicio monocristalino: los paneles monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico, con un diámetro de 13 a 20 cm y una longitud de 200 cm . Se obtiene a partir del crecimiento de un cristal filiforme en rotación lenta. Posteriormente, este cilindro se corta en obleas de $200\text{-}250\text{ }\mu\text{m}$ de grosor cuya superficie se trata para obtener "microsurcos" destinados a minimizar las pérdidas por reflexión. La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14 a 17%), junto con

la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. El coste de estos módulos es de alrededor de 3,2 a 3,5 €/W y los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo. El color azul oscuro se debe al recubrimiento antirreflectante de óxido de titanio, que tiene como función mejorar la captación de radiación solar.



Figura 35. Panel fotovoltaico de silicio monocristalino

-Silicio policristalino: en los que los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho, las iridiscencias características de las células de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz. El lingote de silicio policristalino se obtiene a partir de la fusión y el colado del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Las obleas así obtenidas son cuadradas y presentan unas estrías típicas de 1800-3000 μm de grosor. Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino (12 a 14%), pero su coste también lo es: de 2,8 a 3,3 €/W. Aun así, su duración es larga (respecto a la del silicio monocristalino) y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años). Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los granos cristalinos.



Figura 36. Panel fotovoltaico de silicio policristalino

-Paneles de capa fina: Las células de capa fina están compuestas por material semiconductor depositado, normalmente como mezclas gaseosas, en soportes tales como vidrio, polímeros o aluminio, que le dan una consistencia física a la mezcla. La película semiconductor tiene un grosor de unas pocas micras, mientras que las células de silicio cristalino poseen un grosor de varios cientos de micras. En consecuencia, el ahorro de material es notable y la posibilidad de disponer de un soporte flexible aumenta el campo de aplicación de este

tipo de células.

Los materiales usados son:

- Silicio amorfo.
- CdTeS (teluro de cadmio-sulfuro de cadmio).
- GaAs (arseniuro de galio).
- CIS, CIGS y CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indio-cobre).

El silicio amorfo (símbolo a-Si) depositado como una película sobre un soporte (p. ej. aluminio) ofrece la posibilidad de disponer de tecnología FV a unos costes reducidos comparados con los del silicio cristalino, pero la eficiencia de estas células tiende a empeorar con el tiempo. El silicio amorfo también puede pulverizarse sobre una lámina delgada de plástico o material flexible. Se utiliza sobre todo en los casos en los que es necesario minimizar el peso del panel y adaptarlo a superficies curvas. La eficiencia del a-Si (5% a 6%) es muy baja a causa de las muchas resistencias que se oponen al flujo de electrones. También en este caso el rendimiento de las células tiende a empeorar con el tiempo. Una aplicación interesante de esta tecnología es la "tándem", que combina una capa de silicio amorfo con una o más capas de silicio cristalino multiunión; gracias a la separación del espectro solar, cada unión colocada en secuencia trabaja en su punto óptimo y garantiza niveles más elevados de eficiencia y de resistencia.

Las células solares de CdTeS constan de una capa P (CdTE) y de otra N (CdS) que forman una heterounión P-N.

Las células de CdTeS presentan una eficiencia mayor que las de silicio amorfo: entre 10 y 11% para los productos industriales (15,8% en pruebas de laboratorio). La producción a gran escala de la tecnología CdTeS trae consigo el problema medioambiental en cuanto al CdTe que contiene la célula: al no ser soluble en agua y ser más estable que otros compuestos del cadmio, puede convertirse en un problema si no se recicla o utiliza de una forma apropiada (figura 1.19). El coste unitario de tales módulos es de 1,5 a 2,2 €/W.

Tipologías de plantas FV:

-Plantas aisladas:

Las plantas aisladas son aquellas que no están conectadas a la red y consisten en paneles FV y un sistema de almacenamiento que garantiza el suministro energético también en condiciones de luminosidad deficiente u oscuridad. La corriente suministrada por el generador FV es continua, por lo que si el usuario de la planta necesita corriente alterna se requiere un inversor.

Estas plantas son ventajosas desde el punto de vista tanto técnico como económico cuando no hay red eléctrica disponible o ésta resulta de difícil acceso, ya que pueden utilizarse en lugar de grupos electrógenos. Además, en una configuración aislada, el campo FV está sobredimensionado de forma que, durante las horas de insolación, tanto el suministro de carga como la recarga de las baterías de almacenamiento se puedan garantizar con un cierto margen de seguridad que tiene en cuenta los días con poca insolación.



Figura 37. Planta fotovoltaica aislada

Entre las aplicaciones actuales más frecuentes se encuentra el suministro a:

- Equipos de bombeo de agua
- Radiorepetidores, estaciones de observación climatológica o sísmica y de transmisión de datos
- Sistemas de iluminación
- Sistemas de señalización vial, portuaria y aeroportuaria
- Campings y zonas de servicio para autocaravanas
- Instalaciones publicitarias
- Refugios a gran altitud

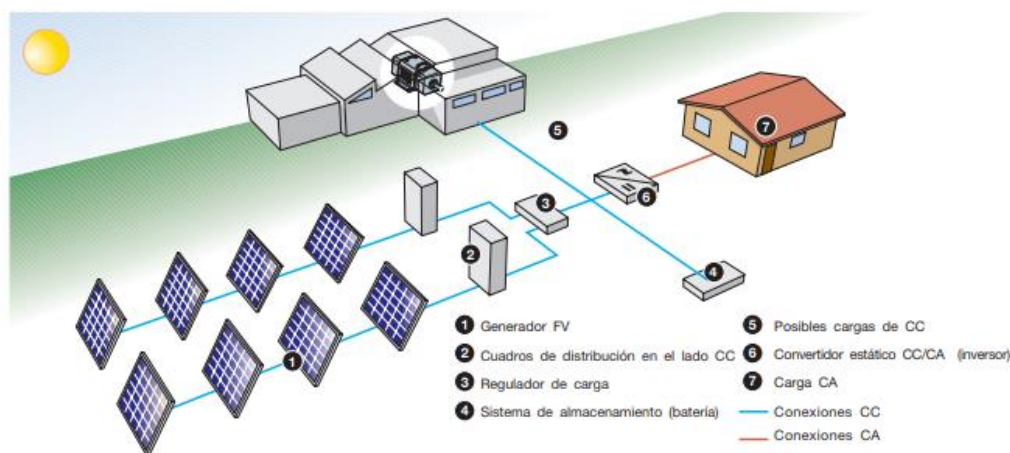


Figura 38. Esquema de una planta fotovoltaica aislada

-Plantas conectadas a la red:

Las plantas con conexión permanente a la red toman energía de ésta en las horas en las que el generador FV no puede producir suficiente energía para satisfacer las necesidades del consumidor. Por el contrario, si el sistema FV produce un exceso de energía eléctrica, el excedente se inyecta a la red, funcionando, así como un acumulador de grandes dimensiones. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores.

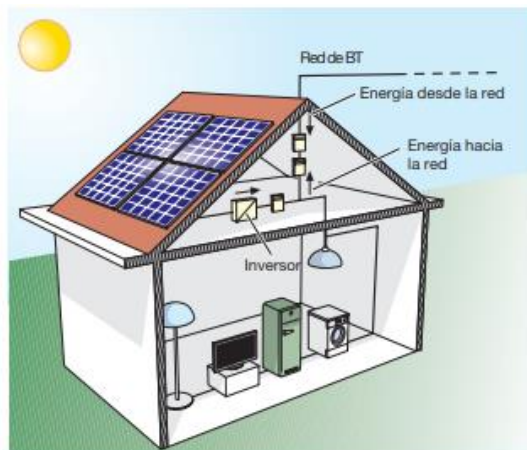


Figura 39. Planta fotovoltaica conectada a la red

Estas plantas ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada: de hecho, la energía producida cerca del área de consumo tiene un valor mayor que la producida en las grandes centrales tradicionales, al limitarse las pérdidas por transmisión y reducirse los costes en concepto de transporte y puesta en marcha de los sistemas eléctricos. Además, la producción energética en las horas de insolación permite que se reduzca los requisitos de la red durante el día, es decir, cuando la demanda es mayor.

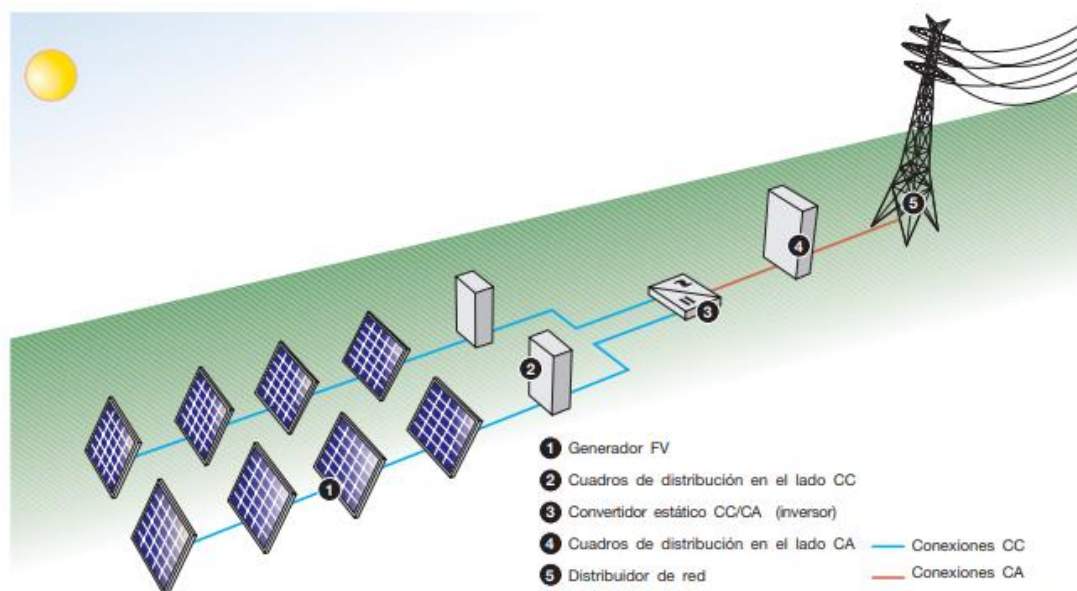


Figura 40. Esquema de planta fotovoltaica conectada a la red

Intermitencia:

La utilización de energía fotovoltaica a gran escala está técnicamente limitada por la incertidumbre en la intermitencia de la producción. De hecho, la red de distribución eléctrica nacional puede aceptar una cantidad limitada de potencia entrante intermitente, superada la cual pueden producirse problemas graves en la estabilidad de la red. El límite de aceptación depende de la configuración de la red y del grado de interconexión con las redes próximas.

En Italia, por ejemplo, se considera peligroso que la energía intermitente total inyectada a la red supere un valor entre el 10 y el 20% de la energía total generada por las centrales eléctricas tradicionales.

En consecuencia, las restricciones que surgen por la intermitencia en la generación fotovoltaica limitan la posibilidad real de contribuir de forma significativa al balance energético nacional.

Para sortear este aspecto negativo sería necesario almacenar durante tiempos lo suficientemente prolongados la energía eléctrica intermitente producida para suministrarla a la red de manera más continua y estable. La electricidad puede almacenarse en bobinas superconductoras o puede convertirse en otro tipo de energía: energía cinética almacenada en volantes de inercia o en gases comprimidos, energía gravitatoria en embalses, energía química en combustibles de síntesis y energía electroquímica en acumuladores eléctricos (baterías).

2.4 Turbina de gas

Una turbina de gas es una turbomáquina motora de combustión interna generadora, cuyo fluido de trabajo es un gas y cuya franja de operación va desde pequeñas potencias (5 KW para las microturbinas) hasta 500 MW para los últimos desarrollos. Como la compresibilidad de los gases no puede ser despreciada, las turbinas de gas son turbomáquinas térmicas. En términos generales, se puede decir que una turbina es un aparato de conversión

de energía que convierte la energía almacenada en el combustible en energía mecánica útil en forma de energía rotacional.

Las turbinas de gas son usadas en los ciclos de potencia como el ciclo Brayton y en algunos ciclos de refrigeración.

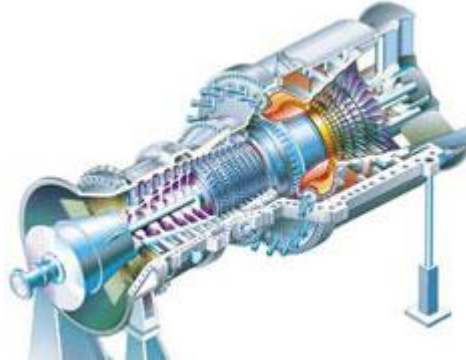


Figura 41. Interior de una turbina de gas

La operación básica de la turbina de gas es la siguiente:

El aire de la atmósfera fluye a través de un compresor que lo eleva a una alta presión. Luego se añade energía añadiendo combustible en el mismo y quemándolo de modo que la combustión genera un flujo de alta temperatura. Este gas de alta temperatura y presión entra a una turbina, donde se expande disminuyendo la presión de salida, produciendo el movimiento del eje durante el proceso. El trabajo de este eje de la turbina es mover el compresor y otros dispositivos como generadores eléctricos que pueden estar acoplados. La energía que no se usa para el trabajo sale en forma de gases, por lo cual tendrán o una alta temperatura o una alta velocidad, la energía térmica residual del gas de escape caliente puede ser aprovechada en una variedad de procesos industriales, el calor de los gases de combustión se recupera mediante calderas recuperadoras de calor. El propósito de la turbina determina el diseño que maximiza esta forma de energía. Las turbinas de gas se usan para dar potencia a aeronaves, trenes, barcos, generadores eléctricos, e incluso tanques.



Figura 42. Montaje de una turbina de gas

En los últimos años se han eliminado muchas centrales de vapor destinadas a la producción de energía eléctrica y se han reemplazado por turbinas de gas o por ciclos combinados. La causa de este fenómeno es económica. Los

rendimientos del ciclo Brayton son sensiblemente superiores a los del ciclo de Rankine de vapor de agua. La causa reside en el hecho de que el ciclo Brayton opera a temperaturas mayores que el Rankine.

Componentes principales:

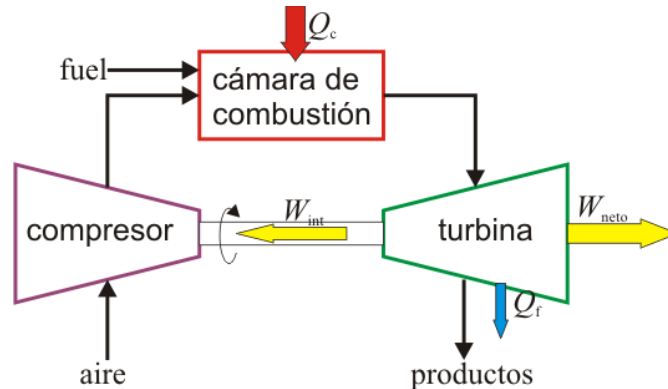


Figura 43. Esquema de una turbina de gas

-Compresor: El compresor admite el aire exterior; luego comprime el aire mediante una serie de álabes estacionarios y giratorios del compresor. El compresor opera con una parte de la energía que desarrolla la turbina (aproximadamente un 65%), y la energía restante, es la energía mecánica disponible en el eje de la turbina.

-Cámara de combustión: En la cámara de combustión, el combustible se añade a las moléculas de aire comprimidas y se quema. Las moléculas calentadas se expanden y se mueven a gran velocidad hacia el interior de la sección de la turbina. La alta temperatura del ciclo se registra en este punto (la salida de la cámara de combustión), a mayor temperatura mayor la eficiencia del ciclo y con la tecnología disponible hasta el momento se pueden lograr temperaturas de hasta 1300 °C. Posteriormente, después de expandirse, los gases de escape abandonan la turbina a una temperatura entre 450 y 600 °C.

-Turbina: La turbina convierte la energía del gas a gran velocidad en energía rotacional útil mediante la expansión del gas comprimido calentado a través de una serie de álabes del rotor de la turbina.

-Eje de salida y caja de engranajes: La energía rotacional de la sección de la turbina es suministrada al equipo impulsado a través de un eje de salida mediante una caja de engranajes de reducción de velocidad.

-Escape: La sección del escape de la turbina extrae el gas consumido de la sección de la turbina y lo manda hacia la atmósfera. El consumo de combustible puede disminuir precalentando el aire comprimido con el calor de los gases de escape de la turbina usando un recuperador o un regenerador, el trabajo de compresión puede reducirse y la potencia aumentar con el uso de refrigeración intermedia y preenfriamiento.

Eficiencia:

De forma general, la eficiencia aumenta a mayor tamaño de la turbina de gas, a medida que la eficiencia eléctrica aumenta, la cantidad total de energía térmica disponible disminuye por unidad de potencia.

Las condiciones ambientales bajo las cuales opera la turbina de gas tienen un efecto notable sobre la potencia y la eficiencia.

Existen varias tecnologías que pueden aumentar la potencia o la eficiencia de las turbinas de gas, como son el uso de Recuperador de Calor o Interenfriadores:

-Recuperador: el uso del combustible puede disminuir, y por tanto la eficiencia mejorar, con el uso de intercambiadores de calor conocidos como recuperadores, que usan el calor de escape de la turbina para precalentar el aire comprimido que entra a la cámara de combustión. Dependiendo de los parámetros de operación de la turbina de gas el uso de este intercambiador puede aumentar un 10% de eficiencia (por ejemplo, de 30 a 40%).

Interenfriadores (refrigeración intermedia): los interenfriadores se utilizan para aumentar la potencia de la turbina dividiendo el compresor en dos secciones y enfriando el aire comprimido que sale de la primera sección antes de que entre a la segunda sección del compresor.



Figura 44. Escalonamientos de una turbina de gas

2.5 Pila de combustible

Convierten la energía química directamente en energía eléctrica sin producir combustión. Consta de celdas dispuestas en serie, formadas por cátodo y ánodo (electrodos), donde se produce la oxidación del hidrógeno y la reducción del oxígeno, y por un electrolito, que facilita el intercambio de iones de las reacciones de oxidación y reducción. El funcionamiento es similar al de las baterías, pero no se agotan mientras se les suministre el combustible que necesitan. La historia de las pilas de combustible comenzó en 1838, con los primeros estudios del científico Christian Friedrich Schönbein en Suiza y, paralelamente, con los del físico y jurista galés Sir William Grove sobre baterías gaseosas, cuyos resultados publicaría en 1843. Son muy útiles para la generación de energía en lugares remotos.

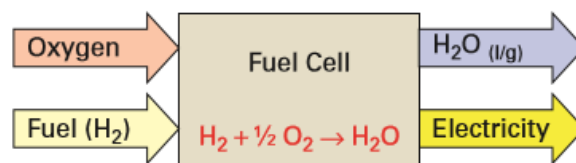
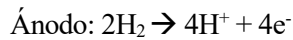


Figura 45. Funcionamiento de una pila de combustible

El combustible alimenta el ánodo y el aire alimenta al cátodo. El hidrógeno se separa en protones y electrones, fluyendo hasta el cátodo, produciéndose electricidad. Los protones se encuentran con el oxígeno y se produce agua y calor, generando una corriente eléctrica (alimentando un circuito externo), mientras que los protones lo hacen a través del electrolito. En el cátodo, los electrones, protones y el comburente (aire) se reducen, dando lugar a los productos. La reacción es exotérmica y suele ser muy lenta, por lo que lo más común es que los propios electrodos se utilicen como catalizadores. En este tipo de pilas se suele utilizar hidrógeno como agente reductor y oxígeno como oxidante.

Dado que una sola celda de combustible proporciona un voltaje muy pequeño (en torno a 0,7V) es necesario disponer varias en serie para llegar al voltaje deseado (Fuel Cell Stack). Generalmente se usan más de 45.

Reacción:



El proceso es altamente eficiente y con impacto ambiental mínimo, pudiendo llegar a unas eficiencias del 40-60% y 85-90% en cogeneración, aprovechando el calor residual. Dado que se quema sólo H_2 , no hay combustión de hidrocarburos, por eso el impacto ambiental es mínimo, el único residuo es agua.

Las primeras aplicaciones de esta tecnología fueron espaciales, y continúa en investigación para ser usadas en vehículos automóviles.

Las placas del electrodo se hacen de nanotubos de metal, de níquel o de carbón y están cubiertas por un catalizador (Pt o Pd). El electrolito puede ser de cerámica o bien una membrana de electrolito polimérico híbrida.

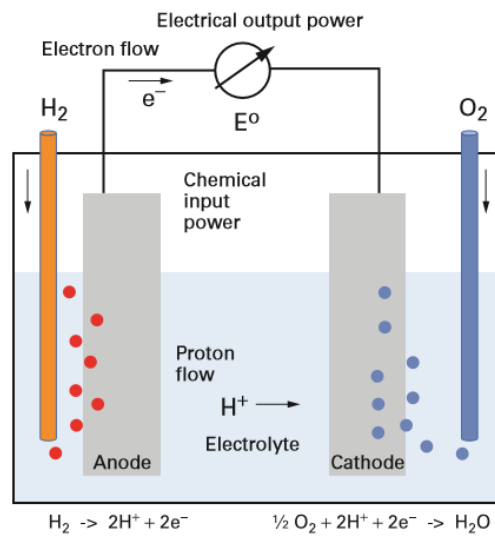


Figura 46. Esquema de una pila de combustible

La ventaja de las pilas de combustibles es que, al carecer de partes móviles, no emiten ruidos, además de su buena eficiencia (40%-60%). Para lograr buena eficiencia, hay que mantener una relación constante entre el reactivo y el oxígeno.

Por el contrario, su elevado coste dificulta su competencia con otras tecnologías de generación más económicas (aunque se están produciendo avances técnicos) y el hidrógeno es difícil de almacenar y distribuir

Se clasifican según el electrolito que utilizan:

- A baja temperatura existen las alcalinas y las de membrana polimérica o PEM (Proton Exchange Membrane)
- A media temperatura, ácido fosfórico
- A alta temperatura, carbonato fundido y óxido sólido.

Se debe mantener la misma temperatura para no dañar la célula por fatiga térmica.

Las PEM tienen relevancia en aplicaciones móviles o de poca potencia (transporte, residenciales...) y las de óxidos sólidos en generación centralizada o distribuida de energía eléctrica.

Para usos estacionarios, las celdas de combustible requieren unas 40000 horas operativas fiables entre -35°C y 40°C , mientras que las células de combustible para automoción requieren unas 5000 horas bajo temperaturas extremas, el equivalente a unos 200000 kilómetros.

El electrolito en las pilas de combustible puede ser líquido o sólido. Si es líquido los electrodos son porosos y el electrolito está en contacto con éstos, empapando pequeñas zonas. Los reactivos gaseosos se difunden a través de una delgada capa de electrolito y reaccionan electroquímicamente en las superficies de los electrodos. La

cantidad de electrolito que puede contener el electrodo es limitada. Por tanto, un exceso de líquido podría impedir el transporte de las especies gaseosas y también las reacciones necesarias para la obtención de energía. Si es sólido contiene un elevado número de catalizadores en la interfaz, que deben estar eléctrica y iónicamente conectados a los electrodos y al electrolito respectivamente, y que, además, están eficientemente expuestos a los reactivos gaseosos.

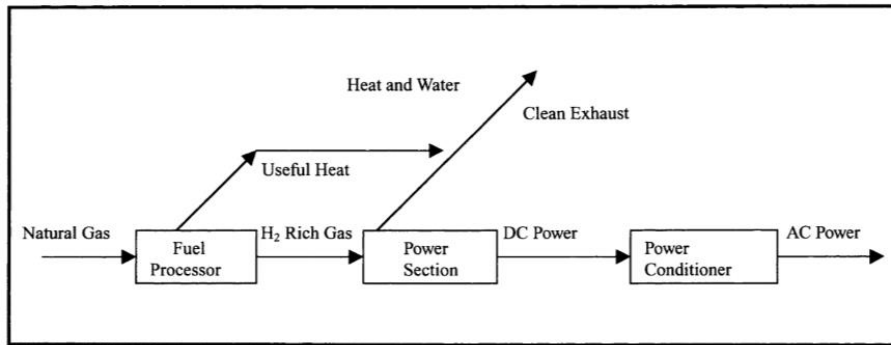


Figura 47. Esquema del funcionamiento de una pila de combustible

2.5.1 PEM

Usan como electrolito una membrana de polímero sólido, que actúa como aislante eléctrico, conductor de protones entre dos electrodos de platino poroso y separador de las reacciones que tienen lugar en cátodo y ánodo; y platino como catalizador. Poseen una eficiencia del orden de 40-60%.

Las PEM operan a temperaturas bajas y tienen una alta densidad de potencia. Existen PEM con potencias que varían entre unos pocos vatios hasta varios kilovatios, por lo que se pueden utilizar en multitud de sistemas.

Los sistemas de pilas de combustible tipo PEM son adecuados para aplicaciones que requieran una respuesta de funcionamiento rápida. Así, se utilizan en una amplia variedad de sistemas que se centran en el mercado de las telecomunicaciones y en vehículos para el transporte de materiales, como los montacargas. En usos residenciales, tendrán impacto en la generación distribuida, en zonas donde el gas natural es barato y la electricidad cara. Las compañías podrían negociar con los clientes que posean pilas de combustible para un posible contrato de cogeneración o de venta de energía a la red (prosumidores). Las PEM pueden utilizar como combustible hidrógeno, metanol o combustibles reformados.

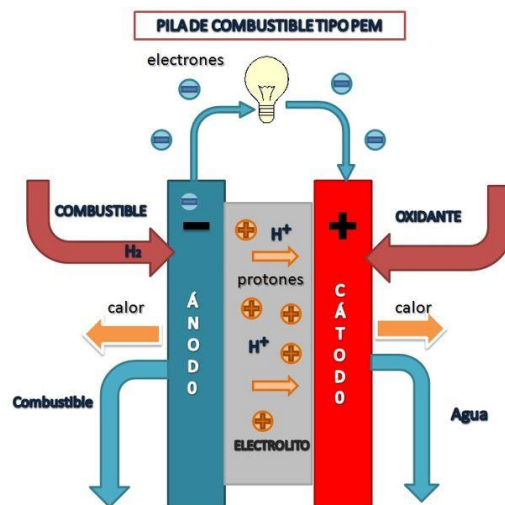


Figura 48. Pila de combustible de membrana de polímero sólido

En las PEM, el electrolito es una membrana de polímero sólido que contiene ácidos sulfónicos perfluorados, y

debe mantenerse completamente hidratada durante la operación para favorecer la conducción de los protones, requiriendo evaporar el agua exactamente en la misma medida en que se produce. Si el agua se evapora demasiado rápido, la membrana se seca, la resistencia a través suyo aumenta, y se agrietará, creando un "corto circuito" de gas donde el hidrógeno y el oxígeno se combinan directamente, generando calor que dañará la celda de combustible. Si el agua se evapora demasiado lentamente, los electrodos se inundarán, evitando que los reactivos puedan alcanzar el catalizador y se parará la reacción. Uno de los objetivos más importantes en la investigación sobre células de combustible es la adecuada gestión del agua. Este requerimiento limita la temperatura de operación por debajo de 100 °C (no se usa para cogeneración) y es fundamental para obtener una buena eficiencia. Al ser agua el único líquido utilizado, los problemas de corrosión son mínimos.

Pueden adaptarse a la demanda de electricidad, variando su producción para ello.

Los principales retos actuales en el desarrollo de este tipo de pilas son: disminuir el coste y aumentar la eficiencia (lo que se traduce en reducir el espesor de la capa catalítica de platino y optimizar la dispersión del catalizador); mejorar las prestaciones de la membrana polimérica (aumentar la conductividad iónica y capacidad de retención de agua).

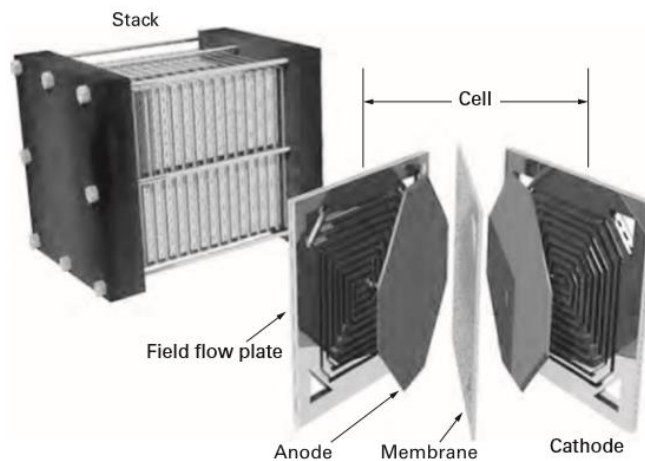


Figura 49. Partes de una pila de combustible PEM

2.5.2 Pila de combustible de metanol

Usan un polímero de membrana como electrolito, son similares a las PEM, sólo que utilizan metanol sobre el ánodo, por lo que no habría que reformar el combustible. Operan a una temperatura entre 50-120°C con una eficiencia por encima del 50%.

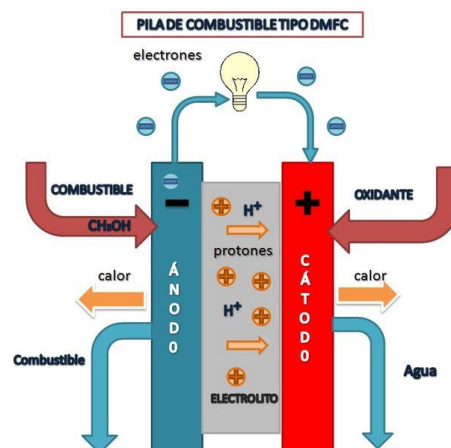


Figura 50. Pila de combustible de metanol

Dada su baja temperatura de operación, se utiliza en aplicaciones de pequeño tamaño, por ejemplo, teléfonos móviles y ordenadores portátiles, y también aplicaciones de tamaño medio.

2.5.3 Alcalinas

El combustible y el comburente que se utiliza tiene que ser hidrógeno y oxígeno puros. En efecto, el CO_2 (o el CO) reacciona con el KOH y se forma carbonato potásico, lo que reduce enormemente la eficiencia de la pila de combustible. Incluso con pequeñas concentraciones (10 a 100 ppm) se produce el "envenenamiento" de la pila por monóxido o dióxido de carbono (a bajas temperaturas). Por este motivo, se utilizan principalmente en el sector aeroespacial y ambientes submarinos (muy caras para aplicaciones comerciales, aunque podría abarataarse con futuros avances tecnológicos). La concentración del electrolito está en torno al 35-50% para temperaturas de operación inferiores a 120°C , pudiendo operar a 250°C cuando la concentración es del 85%.

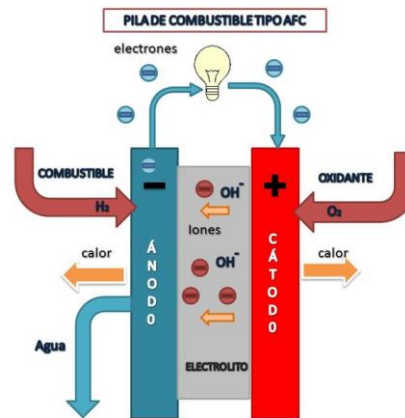


Figura 51. Pila de combustible alcalina

El rango de temperaturas de operación se sitúa entre 105°C y 245°C , y su eficiencia entre 60-70%. Son las que presentan mayor eficiencia, se utilizan en la exploración espacial. Este tipo de celdas han sido utilizadas por la NASA para producir electricidad y agua potable.

2.5.4 Ácido fosfórico

Pueden utilizar hidrocarburos como combustible. Las reacciones que se dan son parecidas a las que se dan en las PEMs, pero las pilas de ácido fosfórico trabajan a una temperatura más elevada ($180\text{-}205^\circ\text{C}$), y soportan mejor las posibles impurezas que pueda tener el combustible. No son buenas para emergencias, dado que tardan 3 horas en arrancar.

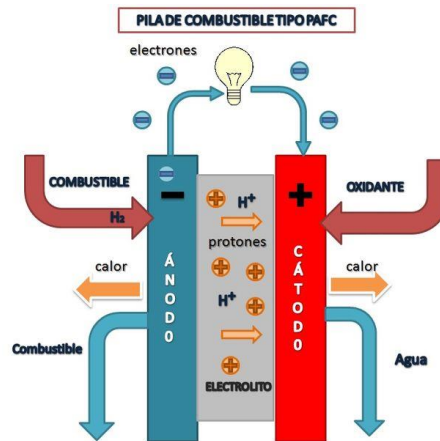


Figura 52. Pila de combustible de ácido fosfórico

Son utilizadas muy frecuentemente en la cogeneración, y se utilizan para proporcionar electricidad a edificios con alta demanda energética. Su eficiencia ronda el 36-42% y un 85% en cogeneración.

Debido a la baja temperatura de operación (como en PEM y alcalinas) el H_2 es el único combustible aceptable. Los combustibles de los cuales puede proceder el H_2 tienen que ser reformados, el CO contamina el ánodo a bajas temperaturas.

2.5.5 Carbonato fundido

Trabajan a unos $600^\circ C$, utilizan como combustible el gas natural o el biogás. Por lo que el reformado del combustible se produce en el interior de la celda, dada su alta temperatura de operación (es más fácil). Al no contaminarse con monóxido ni dióxido de carbono, pueden ser alimentadas con gases procedentes del carbón (son flexibles en cuanto al fuel que utilizan). Si se utilizan hidrocarburos como combustibles, se producen emisiones de CO_2 , pero es una fracción muy pequeña en comparación con otros procesos de combustión. En este tipo de celdas de combustible, el dióxido de carbono es usado para mantener la concentración de carbonato en el electrolito, el CO_2 se produce en el ánodo y se consume en el cátodo.

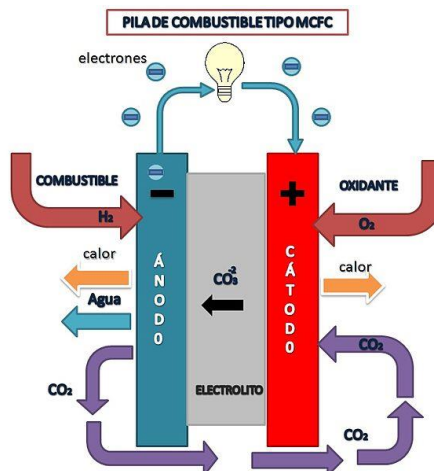


Figura 53. Pila de combustible de carbonato fundido

Se utilizan en aplicaciones estacionarias y en cogeneración, para proveer de energía a edificios, con una eficiencia eléctrica del 50-60%. El calor que desprenden puede hacer funcionar una turbina de gas o producir

vapor para una turbina de vapor en cogeneración.

2.5.6 Óxido sólido

Usan como electrolito un componente cerámico duro (sólido) y no poroso, operan a temperaturas muy altas, hasta 1000°C. Pueden reformar (dada la alta temperatura de operación, permiten la utilización de catalizadores en el reformado) en su interior gas natural o biogás y pueden combinarse con motores a gas, produciendo eficiencias del orden del 75%. Aquí se utiliza el monóxido de carbono, pero el CO₂ no es requerido en el cátodo.

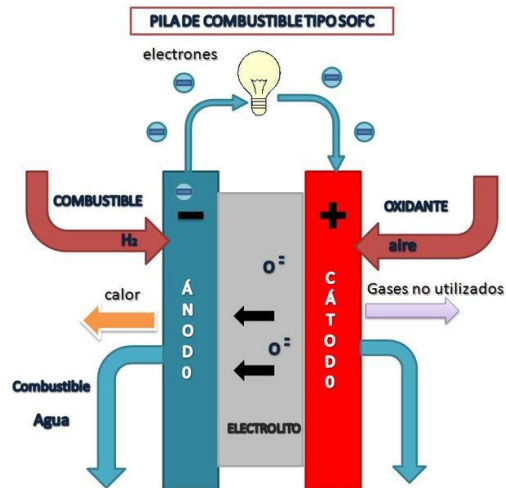


Figura 54. Pila de combustible de óxido sólido

Comenzaron a desarrollarse en los años 50, antes de que la NASA desarrollara la pila de combustible alcalina.

Este tipo de pilas están diseñadas para reformar hidrocarburos ligeros de manera interna, si se quisiera emplear hidrocarburos más pesados, haría falta un reformador externo. Se utiliza en gran variedad de aplicaciones estacionarias en todo el mundo, ideales para aplicaciones de cogeneración. En Europa hay unos 100 kW de potencia instalada, y en Japón 25 kW.

En el futuro se quiere utilizar esta tecnología en turbinas de gas en ciclos combinados, logrando una eficiencia de hasta un 85% al reutilizar el calor del proceso.

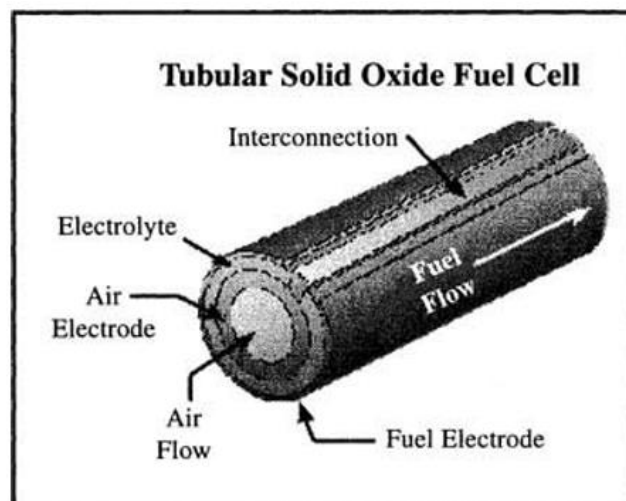


Figura 55. Esquema de pila de combustible de óxido sólido

2.6 Minihidráulica

Consiste en el aprovechamiento de la energía potencial del agua (de un río o embalse) para su posterior transformación en energía eléctrica (transformándose previamente en energía cinética y mecánica) mediante una turbina y un generador eléctrico. Es una energía derivada indirectamente de la energía solar, ya que el sol regula el ciclo hidrológico.



Figura 56. Turbina Pelton

Se considera GD aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 10 MW. La potencia es igual al producto de la diferencia de altura por el caudal. Las alturas pueden ir de 3 hasta 250 metros, y los caudales de 0,4 a 200 m³/s. Según la altura y el caudal que tengamos en cada caso, se utilizará un tipo de turbina u otro. Entre la toma de agua y el punto donde ésta se devuelve a su cauce no suele haber más de un kilómetro de distancia. Las turbinas de estas centrales pueden ser de acción (Pelton), o de reacción (Francis, Kaplan).



Figura 57. Turbina Francis

Las centrales minihidráulicas pueden ser:

-Central de agua fluyente: el agua se desvía y se devuelve a su cauce posteriormente. Hay poco salto, mucho caudal y poca posibilidad de regular la potencia de salida, se utiliza la turbina Francis.



Figura 58. Turbina Kaplan

-Central de embalse: se construye una presa (inferior a 15 metros de altura) en el cauce, almacenándose el agua. Hay mucho salto y poco caudal. El caudal es fácilmente regulable y se utiliza la turbina Pelton.

En la siguiente imagen se muestra el rango de utilización de cada tipo de turbina. La turbina Pelton se emplea en grandes centrales con grandes saltos. La turbina Francis en centrales con saltos entre 30 y 550 metros, y la turbina Kaplan en instalaciones con saltos pequeños (menos de 70 metros) y grandes caudales.

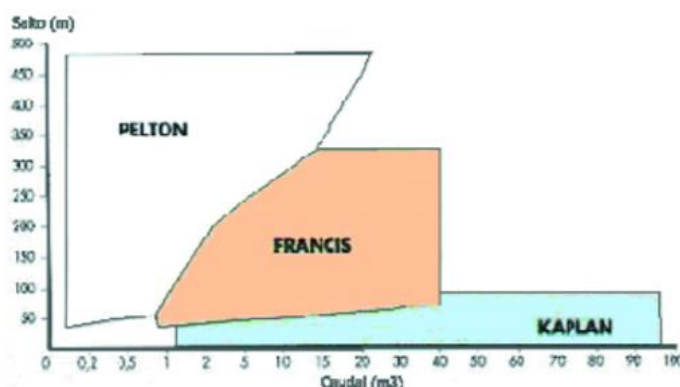


Figura 59. Rango salto-caudal para cada tipo de turbina

Este tipo de tecnología no utiliza ningún combustible fósil, por lo que, al no haber combustión, no emite gases contaminantes a la atmósfera (el “combustible” en este caso es el salto que realiza el agua). El rendimiento de esta tecnología ronda el 80%, su arranque es rápido, se adapta a las variaciones de la demanda. Puede combinarse con sistemas de bombeo. Su vida útil es mayor que las de las centrales eléctricas convencionales y sus costes de operación son bajos. En unos 5-8 años a pleno funcionamiento se podrían cubrir los costes de construcción de la instalación.

La producción de electricidad con esta tecnología no es intermitente, ya que el agua de los ríos está fluyendo continuamente. La cercanía del lugar donde se produce no sólo fomenta la independencia energética, sino que también evita la utilización de las grandes redes de alta tensión, por lo que nos ahorramos su alto costo ambiental y económico, así como pérdidas de electricidad en el transporte.



Figura 60. Instalación de energía hidráulica

Además de utilizarse en sistemas eléctricos públicos, la minihidráulica puede aprovecharse para generar electricidad de autoconsumo o, en caso de producirse excedentes, incluso para vender la electricidad a la red.

Si en una determinada ubicación disponemos de un salto de agua capaz de asegurarnos un suministro de electricidad mínimo, obtendremos un abastecimiento regular que puede ser una alternativa interesante frente a otras fuentes de energía renovable como la solar o eólica.

Los sistemas minihidráulicos pueden aplicarse en todos aquellos lugares donde exista un curso de agua y un cierto desnivel. Los sistemas de potencia más reducida son los de implantación más sencilla, y con menor impacto ambiental, y sirven principalmente para abastecer a zonas aisladas donde existen dificultades para acceder a la red eléctrica general.

La energía minihidráulica depende de las condiciones climatológicas por lo que su aplicación puede resultar inviable en determinados lugares donde los recursos hídricos son escasos o en períodos de sequía.

2.7 Ciclos de Rankine Orgánicos (Organic Rankine Cycles, ORC)

Las máquinas a Ciclo Orgánico de Rankine (ORC, por sus siglas en inglés) funcionan siguiendo el principio de la recuperación de calor. La diferencia radica en que el ORC utiliza un fluido de trabajo orgánico (por ejemplo, isopentano, isoctano, tolueno, aceite de silicona, etc.) y específico, en sustitución de agua.

Los sistemas ORC se comportan de igual modo que un ciclo de Rankine convencional y, por tanto, necesitan de los mismos elementos para funcionar (bomba, evaporador, turbina y condensador). Al mismo tiempo, puede mejorarse el ORC aplicando las mismas acciones que a un ciclo convencional (p.ej. regeneración o precalentamiento).

Esto permite que la temperatura de operación del ciclo se sitúe entre 70 y 300 °C, lo que lo sitúa en el rango ideal de temperaturas para aprovechar el calor residual de los gases de escape de un motor o fluidos calientes para generar electricidad y calor.

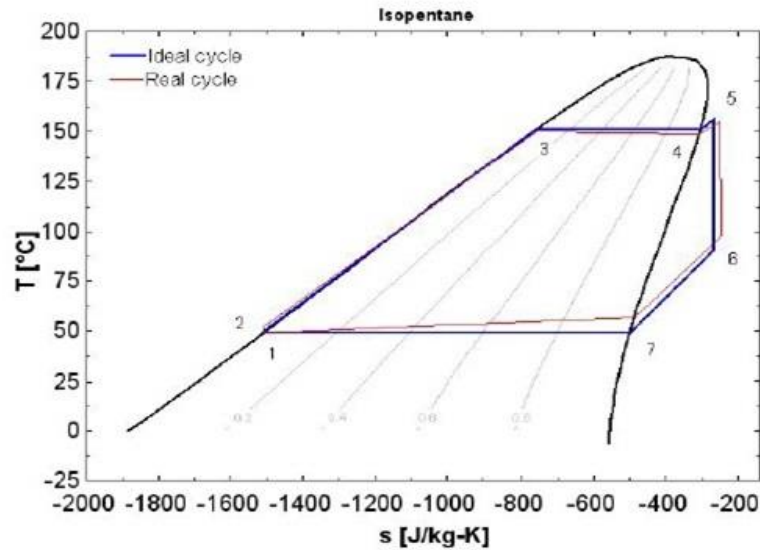


Figura 61. Ciclo T-s de Rankine orgánico

Como sabemos, el ciclo de Rankine es utilizado en muchas plantas de generación eléctrica que funcionan con agua como fluido de trabajo. El ciclo original en una planta de generación puede representarse en un diagrama T-s:

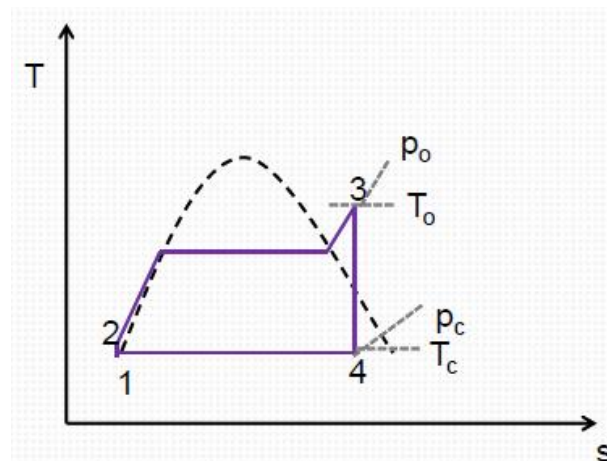


Figura 62. Ciclo de Rankine (vapor)

De manera análoga, los puntos del diagrama T-s corresponden a cada fase del proceso de generación de electricidad. En la planta, el agua es calentada y realiza el ciclo de trabajo a través de los elementos de la planta, tales como la propia caldera, la turbina de vapor y el condensador. Los puntos del diagrama T-s pueden localizarse en el esquema de la planta como sigue.

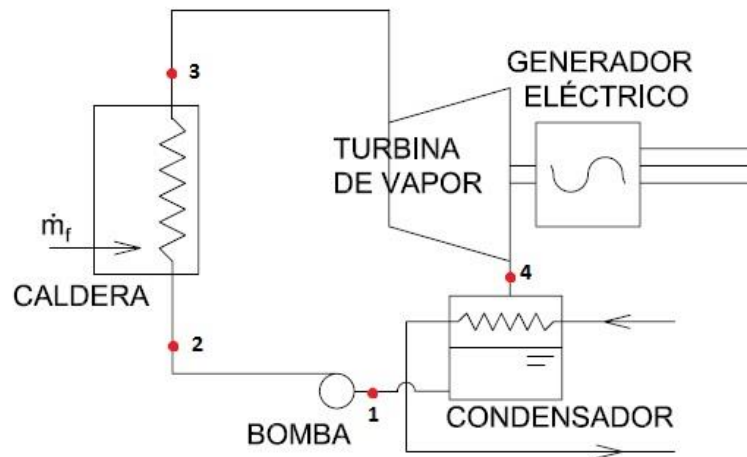


Figura 63. Instalación con turbina de vapor (ciclo Rankine)

El ORC realmente es el mismo ciclo, con la excepción de que el fluido de trabajo es distinto al agua y, por tanto, la campana que forma el diagrama T-s varía.

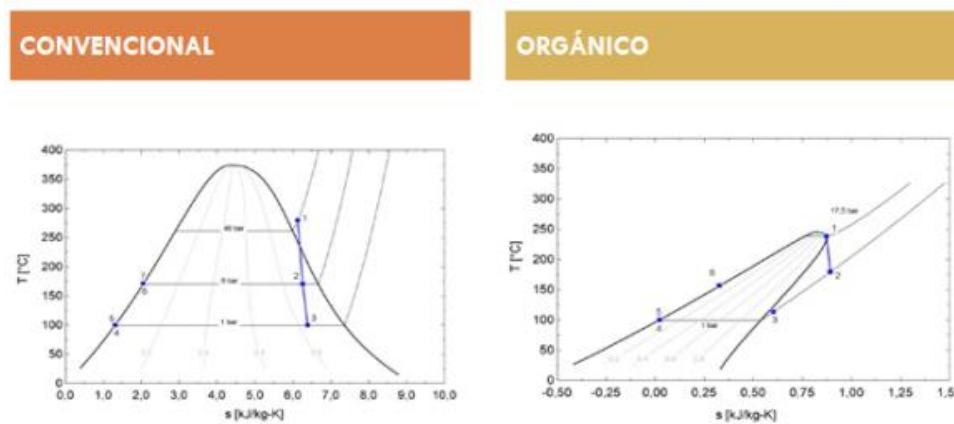


Figura 64. Diagramas T-s de los ciclos de Rankine convencional y orgánico

Tradicionalmente al fluido de trabajo se le llama fluido orgánico puesto que suelen ser compuestos químicos con cadenas de hidrocarburos, como por ejemplo el propano o el butano. Dado que la rama de la química que estudia los compuestos del carbono es la química orgánica, y asumiendo que todos los fluidos de trabajo del ORC contienen carbono, se toma la generalización de llamarlos fluidos orgánicos (para nosotros, fluidos que contienen carbono).

Los fluidos pueden ser:

- Hidrocarburos (HC).
- Hidrofluorocarbonos (HFC).
- Hidroclorofluorocarbonos (HCFC)
- Clorofluorocarbonos (CFC)
- Perfluorocarbonos (PFC)
- Siloxanos
- Alcoholes
- Aldehídos

- Éteres
- Hidrofluoroéteres (HFE)
- Aminas
- Mezclas de fluidos (azeotrópicas o zeotrópicas)

No obstante, es preciso establecer unas pautas que nos permitan identificar los fluidos viables para este tipo de ciclo.

Los fluidos se pueden clasificar dentro de tres tipos, isoentrópicos, húmedos y secos, en función de la forma de la campana del diagrama T-s, tal y como muestra la siguiente imagen.

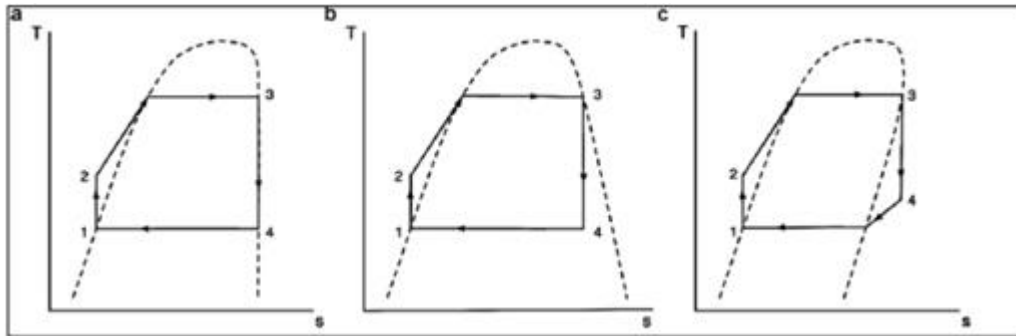


Figura 65. Diagramas T-s según el fluido utilizado en el ciclo

Para nuestro entendimiento, nos centraremos en aquellos fluidos con la campana estrecha y ligeramente desplazada hacia la derecha, esto es, en los fluidos secos.

Las operaciones del ciclo pueden llevarse a cabo de manera subcrítica o supercrítica, por lo que para ambos casos el punto crítico y el grado de humedad (fluido seco o húmedo) son fundamentales para decidir las condiciones de operación del ciclo. Como todo ciclo de potencia, requiere de una máquina de flujo que convierta la energía térmica del fluido en movimiento del eje, y este es uno de los retos fundamentales que tiene el ORC, especialmente a microescala de generación, ya que son pocos los fabricantes que desarrollan turboxmáquinas para las condiciones y características especiales que se presentan en el ciclo.

Evidentemente el mero hecho de considerarse un fluido seco no garantiza la funcionalidad del fluido en el ciclo en sí. Las características que debería reunir el fluido de trabajo en un ORC son las siguientes:

- Bajo punto de congelación, estabilidad a altas temperaturas.
- Baja entalpía de vaporización.
- Bajo impacto ambiental: que no sea tóxico, corrosivo o inflamable.

Estas características son demasiado generales y no dan una idea sobre que familias de fluidos pueden servirnos, de esta forma, para los ciclos ORC se realizan estudios que delimiten cuál es el mejor fluido para nuestro caso.

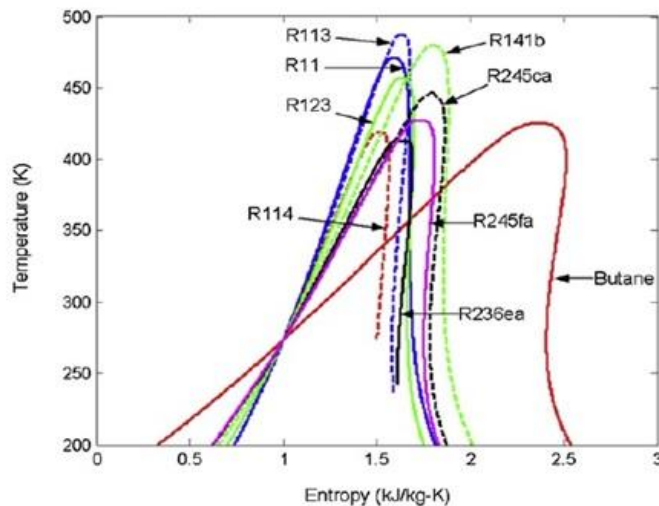


Figura 66. Curvas T-s de los distintos fluidos orgánicos que pueden utilizarse

Las empresas del sector de los ORC venden sistemas todo-en-uno integrados que tratan de adaptarse a las necesidades de cada cliente, el sistema ORC simplemente se acopla a los procesos productivos o de generación de energía permitiendo la recuperación del calor que de otra forma sería expulsado a la atmósfera. Los módulos ofertados por las grandes empresas (Siemens, Turboden, etc.) suelen rondar potencias de entre 0'5 y 5 MW eléctricos.



Figura 67. Sistema ORC Turboden

Generalmente siempre se intenta integrar una solución modular en lugar de optar por soluciones personalizadas para reducir los costes de diseño del ORC. Dependerá de cada caso qué opción utilizar.

Ventajas del ORC:

- El equipo no consume combustibles y no genera emisiones.
- No necesita reductora para el generador eléctrico por lo que las pérdidas mecánicas son casi nulas.
- Se puede generar electricidad con fuentes de calor a temperaturas bajas a partir de 90°C.
- Cuentan con un alto desempeño. Gracias a que se utilizan fluidos de alta masa volumétrica, se puede generar energía eléctrica y eficiente hasta para las pequeñas potencias
- Tienen una alta fiabilidad. Al usar fluidos secos con una expansión que nunca crea gotas, lo que limita los riesgos de corrosión en turbinas

- Plantas ORC pueden producir electricidad a partir de la recuperación de calor residual.
- Gran rendimiento, entre un 95-98%. (25-30 % eléctrico, resto térmico).
- Flexibilidad, puede utilizarse a carga parcial
- Costes de inversión bajos, diseños simples y compactos
- Bajas temperaturas y presiones en comparación con sistemas convencionales de vapor
- Bajos costes de operación, no es necesario tratamientos de agua
- Bajo mantenimiento
- Poco ruidosos
- Larga vida útil

En resumen, aprovechar energía que de otro modo estarías desperdiciando: menos costes en caso de sistemas de producción o mayores beneficios en caso de sistemas de generación de energía.



Figura 68. Ejemplo de diagrama de Sankey de un ORC con aceite térmico

Inconvenientes:

- Aunque existen sistemas modulares, normalmente cada industria, cada planta de producción de energía, tiene unas características distintas por lo que es posible que el diseño del ORC deba de hacerse “a medida”.
- Aunque el rendimiento es muy alto, la producción eléctrica es baja por la alta densidad del fluido orgánico, que hace que este sea muy lento y la turbina generadora no pueda girar muy rápido. Este hecho limita en algunos casos la posibilidad de implantación.

Aplicaciones:

Las típicas industrias con calor residual apropiadas para el ORC son la industria química, del vidrio, cemento (ahorro de electricidad entre un 10% y 20%) y cerámica, industria alimentaria, del plástico, metalúrgica, minera...

Existen varios ejemplos de aplicaciones de los ciclos ORC en diversos sectores y procesos:

- Recuperación de calor en procesos productivos
- Producción energética: aumento de la producción al disminuir las pérdidas en la generación
- Energía solar térmica
- Biomasa
- Energía geotérmica
- Refinerías

En conclusión, los ciclos ORC, pese a ser poco utilizados, representan una opción viable para recuperar el calor

que de otro modo sería expulsado a la atmósfera, generando pérdidas energéticas. El uso de estos sistemas debe limitarse a aplicaciones de recuperación de calor y no en la producción general de energía debido a las temperaturas de operación de los fluidos.

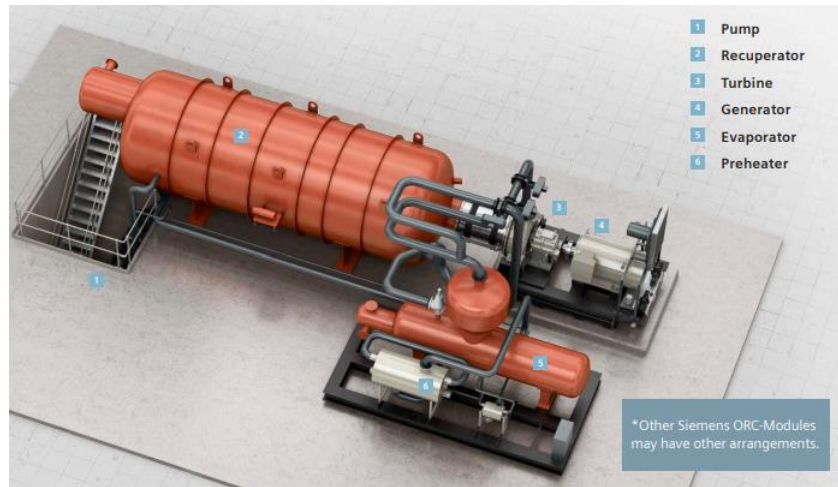


Figura 69. Sistema ORC de Siemens

2.8 Energía Marina Renovable

La energía mareomotriz es aquella energía que aprovecha el ascenso y descenso del agua del mar producido por las mareas (por la acción gravitatoria del sol y la luna y por la fuerza centrífuga de la tierra) para generar electricidad de forma limpia. Se trata, por tanto, de una fuente de energía renovable e inagotable que utiliza la energía de las mareas producida en los océanos. Una energía que se obtiene a través de la energía cinética y potencial que producen las mareas (se crean en la profundidad del océano y se disipan en la superficie).

Una central mareomotriz se basa en el almacenamiento de agua en un embalse formado al construir un dique con unas compuertas que permiten la entrada de agua o caudal para la generación eléctrica. Cuando la marea sube, se abren las compuertas y se deja pasar el agua hasta que llega a su máximo nivel. A continuación, se cierra el dique para retenerla y se espera a que el mar vaya bajando al otro lado, lo que produce un gran desnivel. Una vez la marea vuelve a bajar, y se sitúe por debajo del nivel del embalse, se volverán a abrir las compuertas, pero esta vez, el agua pasará por unos estrechos conductos, hasta llegar a las turbinas, las cuales girarán por el efecto del agua, moviendo un alternador, generando de esta forma la energía eléctrica que necesitamos. Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), sólo en aquellos puntos de la costa en los que la mar alta y la baja difieren más de cinco metros de altura es rentable instalar una central de estas características.

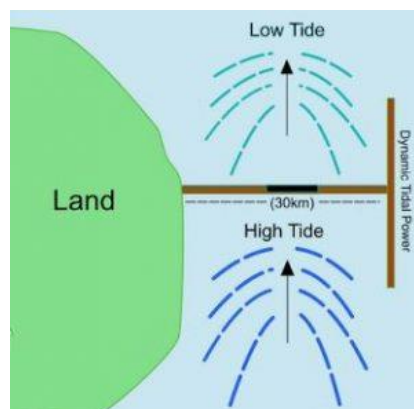


Figura 70. Esquema de central mareomotriz

Este tipo de energía es, sin embargo, muy dependiente de la amplitud de las mareas. Por ello, algunas regiones del planeta son mejores que otras para instalar centrales mareomotrices. Por ejemplo, en el Mediterráneo las mareas suelen registrar un movimiento de entre 20 y 40 centímetros, por lo que su potencial de desarrollo es mucho menor que en el océano Atlántico, donde el desnivel del agua alcanza alturas de más de 10 metros.

La instalación mareomotriz más importante del mundo se encuentra en Francia: la central de la Rance, inaugurada en 1966. Esta planta produce al año 600 millones de kWh, suficiente para cubrir el 45% del consumo eléctrico de toda la Bretaña francesa. Y todo gracias al gran potencial que ofrece la energía de los océanos. Esta central es una prueba patente de cómo las mareas pueden proveer una base de generación de energía que desplace a los combustibles fósiles y a las tecnologías contaminantes que dañan el medio ambiente. Cuenta con una presa de marea de 390 metros de largo y 33 de espesor. Consiste en 33 turbinas Kaplan, acopladas a generadores de 10 MW cada uno, y produce un total de 33 MW de potencia eléctrica. Esta planta mareomotriz se caracteriza por ser una de las primeras en su tipo, la instalación tiene una capacidad de caudal de hasta 6600 m³ por segundo. La clave reside ahora en desarrollar tecnologías de generación de mareas con poco impacto en la naturaleza y con menores costes de capital y producción. Al no consumir elementos fósiles ni tampoco producir residuos contaminantes, se le considera una energía limpia y renovable. Dentro de sus ventajas están el ser predecible y tener un suministro seguro con potencial que no varía de forma trascendental anualmente, sólo se limita a los ciclos de marea y corrientes.

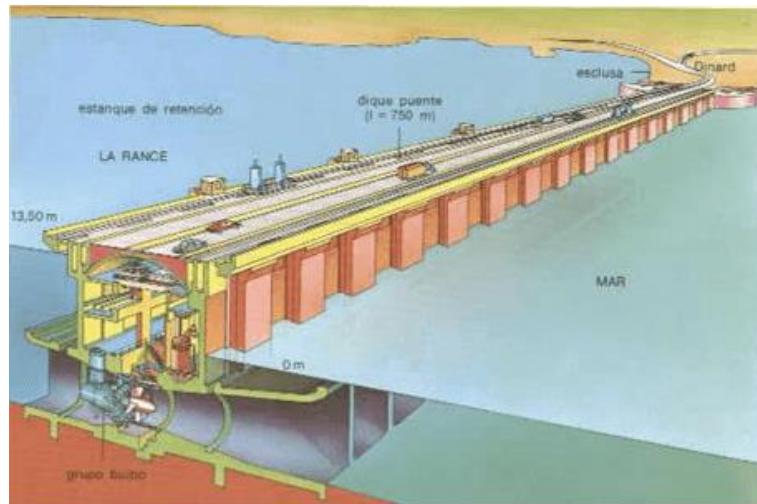


Figura 71. Esquema de central de la Rance (Francia)

La instalación de este tipo de energía se realiza en ríos profundos, estuarios, desembocaduras de ríos y océanos.

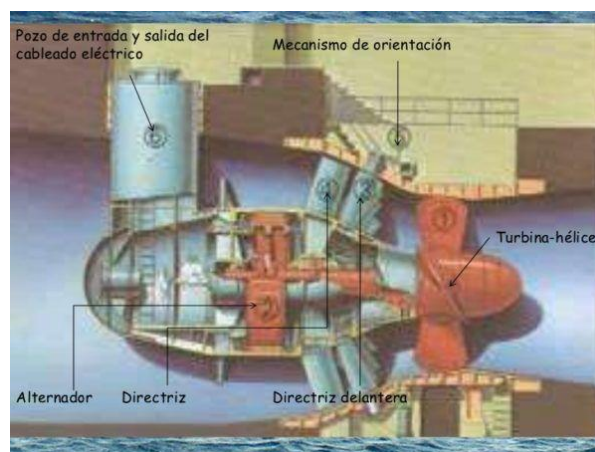


Figura 72. Turbina de central mareomotriz

Existen tres métodos de generación:

Generador de la corriente de marea (Tidal Stream Generator, TSG): Los generadores de corriente de marea hacen uso de la energía cinética del agua en movimiento a las turbinas de la energía, de manera similar al viento (aire en movimiento) que utilizan las turbinas eólicas. Este método está ganando popularidad debido a costos más bajos y a un menor impacto ecológico en comparación con las presas de marea.

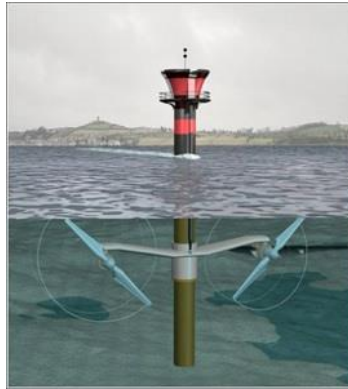


Figura 73. Generador de corriente de marea

Presa de marea: Las presas de marea hacen uso de la energía potencial que existe en la diferencia de altura (o pérdida de carga) entre las mareas altas y bajas (pleamar y bajamar). Las presas son esencialmente los diques en todo el ancho de un estuario, y sufren los altos costes de la infraestructura civil, la escasez mundial de sitios viables y las cuestiones ambientales.



Figura 74. Presa de marea

Energía mareomotriz dinámica: La energía mareomotriz dinámica es una tecnología de generación teórica que explota la interacción entre las energías cinética y potencial en las corrientes de marea. Se propone que las presas muy largas (por ejemplo: 30 a 50 km de longitud) se construyan desde las costas hacia afuera en el mar o el océano, sin encerrar un área. Se introducen por la presa diferencias de fase de mareas, lo que lleva a un diferencial de nivel de agua importante (por lo menos 2-3 metros) en aguas marinas ribereñas poco profundas con corrientes de mareas que oscilan paralelas a la costa, como las que encontramos en el Reino Unido, China y Corea.

Uno de los motivos por los que no se ha invertido demasiado en la obtención de este tipo de energías, es porque hoy en día sigue siendo muy cara su obtención. La relación entre la cantidad de energía mareomotriz que se puede obtener y los costes económicos de producción, tanto en lo referente a la generación de energía como a la instalación de los dispositivos, han impedido su desarrollo por el momento.

Pero la energía mareomotriz no es la única energía que se puede obtener de nuestros mares, las olas, la salinidad, la diferencia térmica entre las aguas superficiales y las aguas profundas, las corrientes, etc., son otra forma de extraer energía del mar.

A pesar de que la energía mareomotriz no es una de las más explotadas del planeta, cada vez existen plantas con mayor capacidad de producción y proyectos destinados a implementar ella creación de energía a través de las mareas.

Como gran proyecto de planta mareomotriz, existe la planta de Sihwa Lake en Corea del Sur (256 MW). Es la mayor del mundo y es la que mayor capacidad de producción tiene, inaugurada en 2011.

Por último, hay que hablar de un proyecto que se encuentra en fase de desarrollo, y no es otro que la planta de Energía Mareomotriz en MeyGen, Escocia. Este proyecto fue aprobado hace ya casi 3 años, pero todavía se encuentra a la espera de comenzar su funcionamiento. Se trataría de la planta de energía mareomotriz más grande del mundo, y tendría capacidad para producir 396 MW de energía.

La diferencia de temperatura da lugar a las corrientes, otra fuente de energía que se puede aprovechar, así como las fases lunares, etc. El mar en sus movimientos de ascenso y descenso genera una energía que es liberada, esa es la energía que convertiremos en eléctrica. La energía mareomotérmica, es la que se produce por la diferencia de temperaturas entre la superficie del mar y las profundidades marinas.

La energía undimotriz, que también es conocida como energía olamotriz, es la energía que se genera por el movimiento de las olas. En cuanto a las energías producidas a través del oleaje, son energías muy irregulares ya que depende del viento, por lo que se ha llegado a construir distintos tipos de máquinas para poder conseguir un aprovechamiento de estas. La energía de las olas es mucho más difícil de dominar y hasta el presente no se ha desarrollado la tecnología adecuada.

La densidad energética de las olas puede llegar a 4,5 kJ/m² de superficie de mar en olas de 2,5 metros, y a 60 kJ/m² en olas de 10 metros.



Figura 75. Sistema de generación undimotriz

Las corrientes marinas, son masa de agua que se mueven horizontalmente, esto se debe a una acción directa del sol, como consecuencia del calentamiento. La salinidad del agua también tiene mucho que ver en las corrientes marinas, al igual que la anchura y la profundidad de dichas corrientes.

En cuanto a las olas, estas se forman en cualquier punto de océano, ya que lo único que necesitan para formarse es la acción del viento. Una pequeña brisa suave puede provocar pequeñas elevaciones, olas pequeñas, pero a medida que la fuerza del viento se incrementa, estas olas también crecerán tanto en altura como en longitud y en profundidad.

La energía undimotriz es, en cierto modo, bastante tratada en España. Sin embargo, a pesar de la baja explotación a nivel general, sí que existen un mayor interés en desarrollar esta energía en comparación con otros países desarrollados, en parte impulsado por la situación geográfica de España, que se encuentra prácticamente rodeada de costa.

Así, existen proyectos en fase piloto para instalar plantas de energía undimotriz en diversos puntos del territorio nacional, sobre todo en la zona del Mar Cantábrico. Una de las más conocidas es la de Santoña, un proyecto que era impulsado por Iberdrola pero que ha quedado abandonado. Otra de las centrales undimotrices en funcionamiento en España es la de Mutriku, en el País Vasco. Sin embargo, ésta ha generado algunas críticas en relación con su coste (unos 2,5 millones de euros) y la poca cantidad de energía que es capaz de generar. Sin

embargo, esta central ya lleva 5 años en funcionamiento y durante este tiempo ha producido 1,3 GWh de electricidad, lo que supone todo un hito y un récord mundial en este sector.

También hay otros proyectos que ya han llevado este tipo de energía a América Latina. Es el caso de la iniciativa emprendida por el Instituto Alberto Luiz Coimbra de Posgrado e Investigación de Ingeniería, un proyecto que ya se encuentra en funcionamiento y que ha colocado la primera planta de energía undimotriz en Brasil. Se trata de una instalación que consiste en dos gigantes brazos mecánicos situados en el Puerto de Pecém, con capacidad de producir energía para abastecer a 60 familias.



Figura 76. Instalación en el Puerto de Pecém

Por otro lado, otra de las energías marinas que se suelen utilizar es la energía maremotérmica, sobre todos en aguas cálidas y tropicales. Una de las más grandes del mundo se encuentra en Japón, en concreto junto a la isla de Nauru. Fue una planta construida por la Universidad de Saga, uno de los principales centros de investigación y desarrollo de la energía marina en el planeta.

Las costas de Hawai, Bahamas u otros puntos diversos de los Océanos Índico o Pacífico ya tienen sus propias centrales maremotérmicas o sus proyectos para realizarlas. Por ejemplo, en Bahamas ya está en marcha un proyecto para construir dos de estas plantas, que producirán en conjunto 15 MW de electricidad.

El principal inconveniente de este tipo de instalaciones, aparte de su coste, es que necesitan construirse en zonas donde la temperatura superficial del agua sea muy elevada. De todas formas, también se puede combatir este problema añadiendo sustancias al agua como aceites, o a través del uso de instalaciones artificiales como pequeñas presas o embalses.

En conclusión, estas energías renovables todavía están en una fase muy temprana de desarrollo y, por tanto, todavía no se apuesta mucho por ellas debido a su alto coste y a sus pequeños resultados.

3 ALMACENAMIENTO

Se trata de almacenar la energía en las horas valle para poder suministrarla en los picos de demanda, también si la fuente de generación es renovable, almacenar y suministrar cuando hay fluctuaciones en la generación de energía (por ejemplo, almacenar energía eólica cuando hay mucho viento para abastecer en días que no hay viento).

En consecuencia, se compra y vende energía limpia, el servicio y confiabilidad mejoran y se reducen inversiones en infraestructuras de distribución y transmisión.

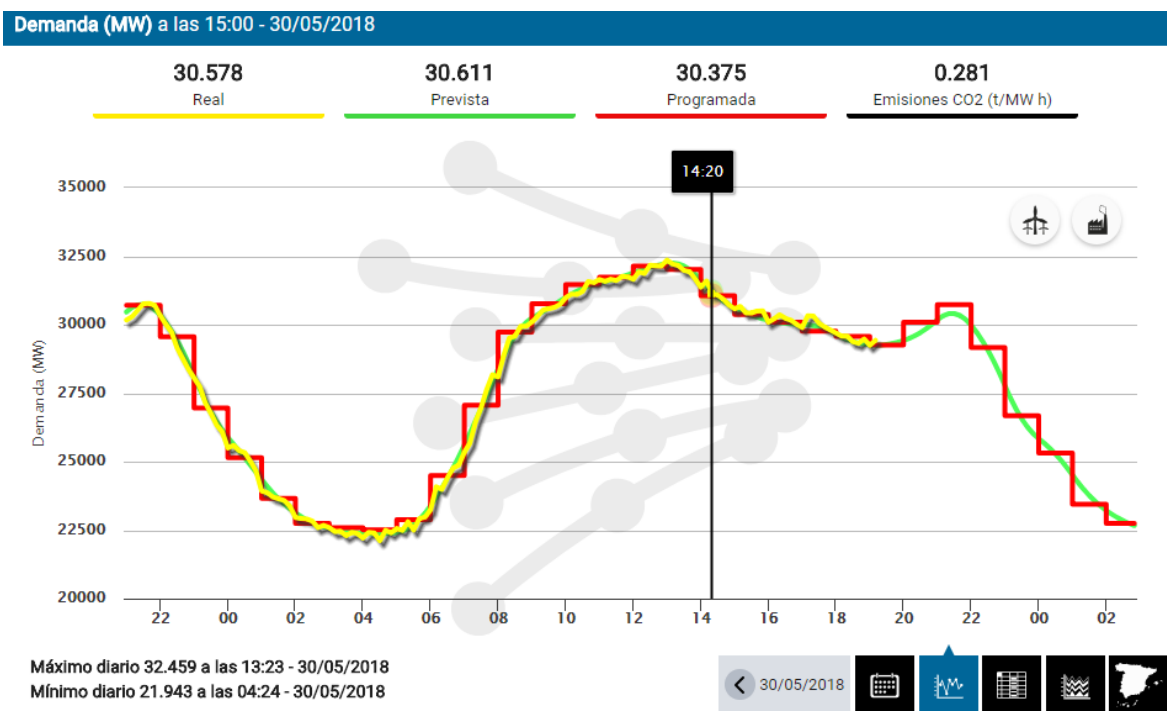


Figura 77. Curva de demanda eléctrica del 30 de mayo de 2018

Vemos en la imagen las horas en las que la demanda es inferior, pues se podría en estas horas producir y almacenar electricidad cuando es más barata y poder utilizarla cuando hay picos de demanda y es más cara, de manera que así el coste sería menor.

Por el contrario, los costes son altos para sistemas de alta duración, hay pérdida de potencia parásita para mantener la unidad cargada y el coste de mantenimiento es alto.

Se espera que este tipo de tecnologías vayan en incremento, dado los beneficios que aporta: reducción de emisiones contaminantes, reducción del coste energético, mayor confiabilidad y calidad del servicio, menores

pérdidas por distribución y mayores rendimientos.

La energía puede almacenarse mediante energía química, que sería el caso de las baterías, o mediante energía cinética, por ejemplo, con volantes de inercia.

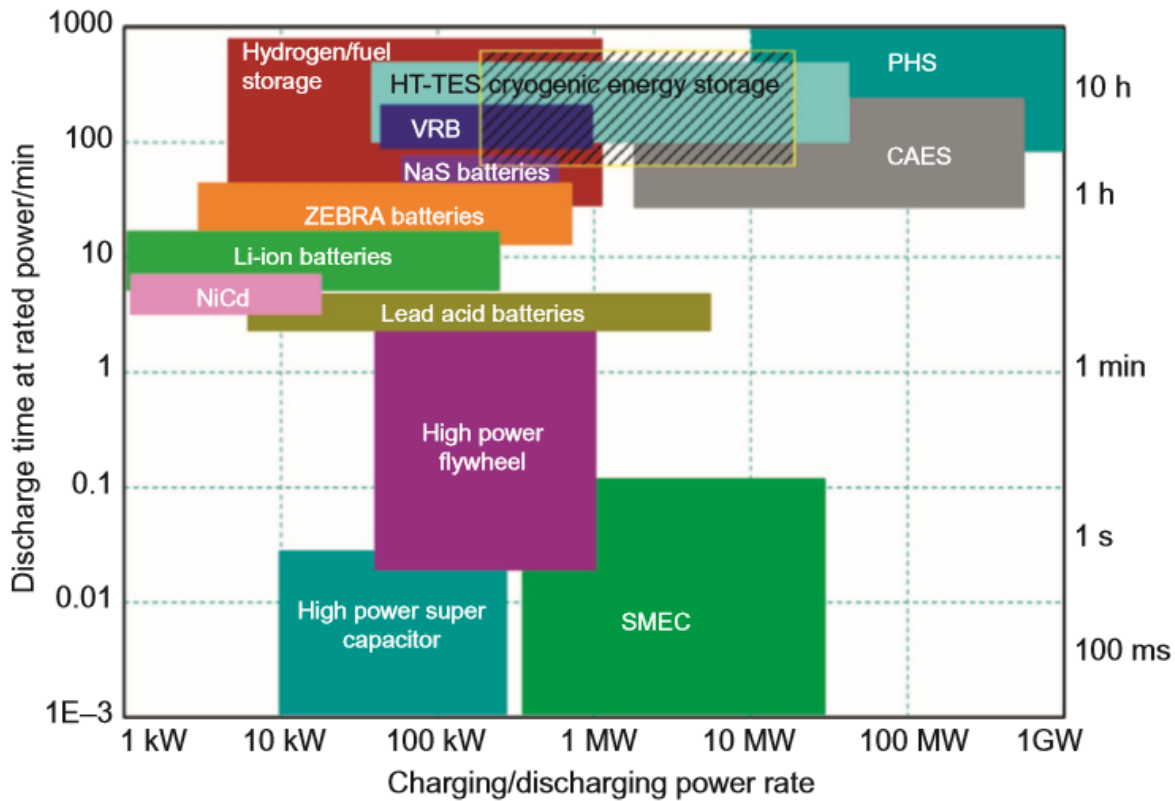


Figura 78. Tecnologías de almacenamiento de energía en función del tiempo de descarga frente a la potencia cargada-descargada

3.1 Baterías

El funcionamiento de las baterías está basado en la pila electroquímica. Existen dos electrodos, uno positivo y otro negativo, que al conectarlos formando un circuito cerrado, generan una corriente eléctrica, es decir, los electrones fluyen de manera espontánea de un electrodo a otro. Las baterías están formadas por varios pares de electrodos que se sitúan en compartimentos independientes llamados celdas. En las celdas los electrodos están sumergidos en una disolución que recibe el nombre de electrolito.

La energía química de la batería es transformada en energía eléctrica mediante una reacción. Este tipo de almacenamiento es útil en parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas cuando hay fluctuaciones en la generación de la energía por causas meteorológicas (no hay sol o viento), además tienen una eficiencia muy alta, en torno al 90% aunque por el contrario son caras. Además, las condiciones ambientales en las que se encuentran las baterías influyen en su funcionamiento.

Las baterías presentan el fenómeno de la autodescarga, es decir, cuando están cargadas, pierden la energía que han almacenado cuando no están siendo utilizadas. Para contrarrestar este hecho, se utiliza una carga flotante, que consiste en aplicar una tensión constante en los terminales de una batería cargada completamente para producir una pequeña corriente de carga.

Cuando la batería está completamente descargada, digamos que los electrodos "se han descompuesto", ha cambiado su naturaleza. Para volver al estado inicial, proporcionamos energía eléctrica a la batería, la cargamos, haciendo que la corriente circule en el sentido contrario al habitual, "recomponiendo" esos electrodos. Así, una vez vuelto al estado inicial, la batería puede seguir proporcionando electricidad gracias a ese movimiento espontáneo de los electrones.

Para representar el proceso de descarga, representaremos a la celda y sus dos electrodos por medio del símbolo que se utiliza habitualmente, según ilustra la figura. Conectamos una resistencia externa entre los dos electrodos (conexión de un circuito exterior).

La conexión de una carga eléctrica, como es la resistencia, permite a los electrones que sobran en el electrodo negativo de Pb fluir hacia el electrodo positivo a través del circuito exterior. Esto reduce la carga en los electrodos y la diferencia de potencial eléctrico (voltaje) entre ellos. La batería se descargará cuando finalice el flujo de electrones existente.

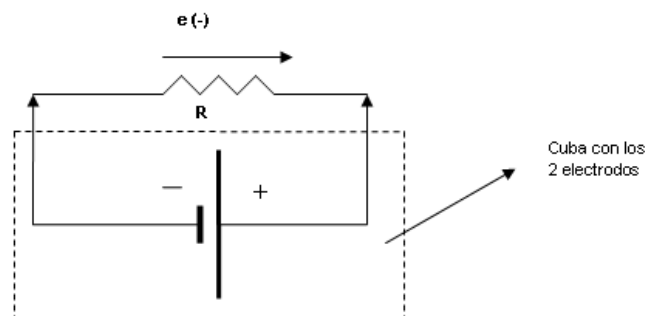


Figura 79. Esquema del funcionamiento de una batería

Si ahora conectamos una fuente de energía eléctrica exterior en lugar de la resistencia, haciendo coincidir su borne positivo con el positivo de la batería y los negativos entre sí, forzará a los electrones del electrodo positivo de la batería a fluir hacia el electrodo negativo de la batería. Esto incrementará la carga y el voltaje en los electrodos de la batería. Las reacciones químicas son impulsadas a producirse en sentido inverso, convirtiendo la energía eléctrica suministrada por la fuente externa en energía química almacenada en la batería. El sulfato de plomo acumulado sobre los electrodos es removido y el electrolito recuperado en su concentración original.

3.1.1 Baterías de Plomo-Ácido

En las baterías de plomo ácido, el electrodo positivo se compone de una placa de plomo recubierta por óxido de plomo (II), PbO_2 , y el electrodo negativo por plomo esponjoso. Reciben el nombre de baterías de plomo "ácido" porque utilizan como electrolito una disolución de ácido sulfúrico.

Pueden suministrar unas intensidades de corriente relativamente grandes, lo que las hacen ideales para los motores de arranque. Si colocamos las celdas en serie, alternando positivo y negativo, podremos sumar las tensiones de cada una de ellas, y finalmente obtener un voltaje más alto (6 V, 12 V, 24 V, etc.) ya que la tensión que suministra la celda es de 2 V. Si, por el contrario, colocamos las celdas en paralelo, positivos al lado de positivos, y negativos al lado de negativos, conseguiremos aumentar la intensidad de la batería.

Las baterías de plomo y ácido son utilizadas en muchos campos: 71% en vehículos, 21% en comunicaciones y el 4% restante en otros campos.

La batería está formada por un depósito de ácido sulfúrico y dentro de él un conjunto de placas de plomo, paralelas entre sí y dispuestas alternadamente en cuanto a su polaridad (positiva (+) y negativa (-)). Para evitar la combadura de las placas positivas, se dispone una placa negativa adicional, de forma que siempre haya una placa negativa exterior. Generalmente, en su fabricación, las placas positivas están recubiertas o impregnadas de dióxido de plomo (PbO_2), y las negativas están formadas por plomo esponjoso. Este estado inicial corresponde a la batería cargada, así que el electrolito agregado inicialmente debe corresponder a la batería con carga completa (densidad 1,280 g/ml). Según el número de placas, la corriente (intensidad) suministrada será mayor o menor. Debajo de las placas se deja un espacio para que se depositen desprendimientos de los materiales que forman las placas. Para que no haya contacto eléctrico directo entre placas positivas y negativas, se disponen separadores aislantes que deben ser resistentes al ácido y permitir la libre circulación del electrolito.

Si llamamos ciclo en una batería al proceso de carga y descarga completa, estas baterías tienen normalmente

una capacidad para proporcional 2000 ciclos, aunque en algunos casos podrían dar hasta 7000 ciclos en usos estacionarios, con una media de 6-12 años de vida útil.

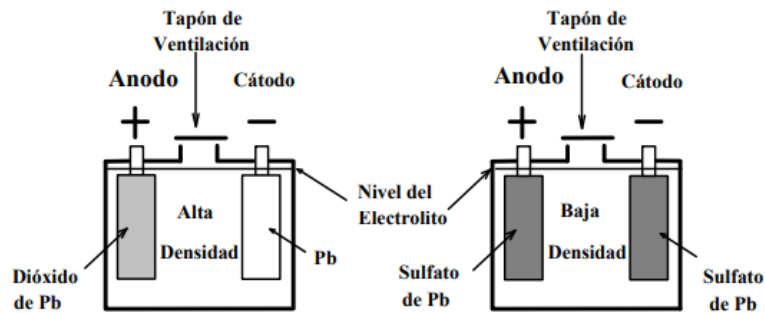
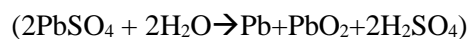
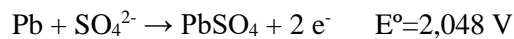
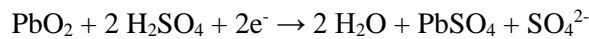


Figura 80. Batería de plomo

El acumulador de plomo y ácido está constituido por dos tipos de electrodos de plomo que, cuando el aparato está descargado, se encuentra en forma de sulfato de plomo (PbSO_4) incrustado en una matriz de plomo metálico (Pb). El electrolito es una disolución de ácido sulfúrico tal que su densidad es de $1,280 \pm 0,010 \text{ g/ml}$ con carga plena y que bajará a $1,100 \text{ g/ml}$ cuando la batería esté descargada.

Durante el proceso de carga inicial, el sulfato de plomo (II) es reducido a plomo metal en las placas negativas, mientras que en las positivas se forma óxido de plomo (IV) (PbO_2).

Durante la descarga se invierten los procesos de la carga. El óxido de plomo (IV) es reducido a sulfato de plomo (II) mientras que el plomo elemental es oxidado para dar igualmente sulfato de plomo (II). Los electrones intercambiados se aprovechan en forma de corriente eléctrica por un circuito externo. Los procesos elementales que trascurren son los siguientes:



En cátodo $\text{PbO}_2 + 3\text{H}^+ + \text{HSO}_4^- + 2e^- \rightarrow \text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ reducción

En ánodo $\text{Pb} + \text{PbO}_2 + 2\text{HSO}_4^- + 2\text{H}^+ \rightarrow 2\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$

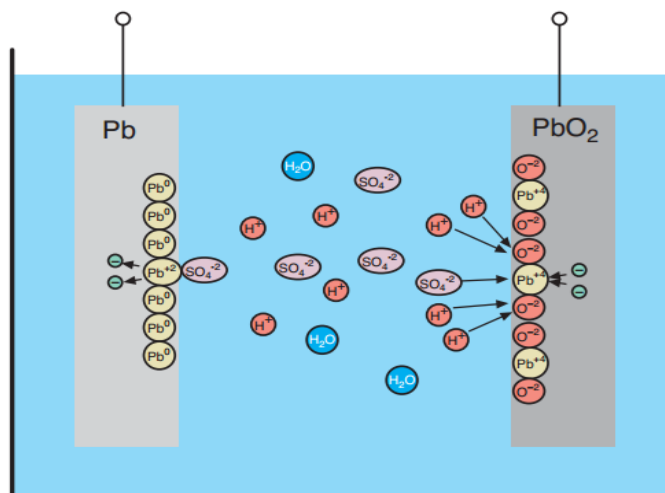


Figura 81. Funcionamiento de la batería de plomo-ácido

En la descarga baja la concentración del ácido sulfúrico porque se crea sulfato de plomo y aumenta la cantidad de agua liberada en la reacción. Como el ácido sulfúrico concentrado tiene una densidad superior al ácido sulfúrico diluido, la densidad del ácido puede servir de indicador para el estado de carga del dispositivo.

Aparte de su uso en automóviles, las baterías de plomo ácido son muy utilizadas en instalaciones fotovoltaicas para almacenar energía en instalaciones que requieren de baterías, como las instalaciones solares aisladas.

En Berlín existe una instalación hecha con este tipo de baterías (BEWAG) desde 1986, con una capacidad de 17 MW. Llegando a haber funcionado más de 7000 ciclos durante 7 años. En China son usadas en el 75% de los nuevos sistemas fotovoltaicos, con una eficiencia entre el 65-80%, aunque la vida de éstas es corta (500-1000 ciclos) y su coste de almacenamiento entre 300-600 \$/kW.

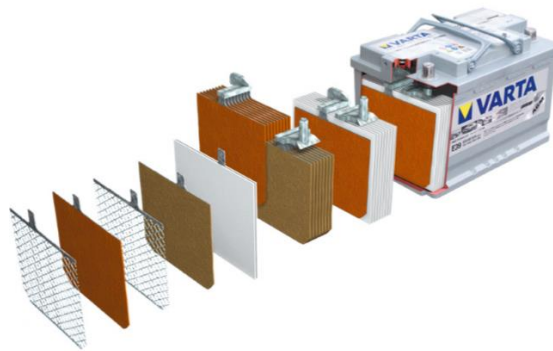


Figura 82. Ejemplo de batería de plomo-ácido

3.1.1.1 Ventajas

Las ventajas que este tipo de batería ofrece, es que es una tecnología ya conocida, y su coste es bajo, unos 100-250 €/kWh por batería, es decir, buena eficiencia económica, así como una rápida disponibilidad en lo que a cantidades, tamaños y diseños se refiere. Como ya sabemos, las condiciones del ambiente pueden influir en el funcionamiento de las baterías, para este caso, el comportamiento que presentan a bajas y altas temperaturas es moderadamente bueno. El voltaje que tiene cada celda es elevado, si lo comparamos con otro tipo de celdas, y sus componentes son fácilmente reciclables.

3.1.1.2 Desventajas

También tienen una serie de desventajas que dificulta su elección a la hora de almacenar energía. El mantenimiento de éstas es elevado, tienen una energía (25-35 Wh/kg) y potencia específica bajas, así como baja densidad de energía (30-50 Wh/kg), su ciclo de vida es relativamente corto. Por último, dependen de la disponibilidad de plomo, y suponen una amenaza medioambiental ya que el plomo y el ácido sulfúrico emiten gases explosivos y vapores tóxicos.

3.1.2 Baterías de Ion Litio

La batería de iones de litio, también denominada batería Li-Ion, es un dispositivo diseñado para almacenamiento de energía eléctrica que emplea como electrolito una sal de litio que consigue los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.

Este tipo de baterías están formadas por celdas que utilizan compuestos con inserciones de litio como electrodos positivo y negativo, con un aislante de por medio. Durante las cargas y recargas de la batería, los iones de litio Li^+ circulan entre los electrodos.

Hoy en día, representan uno de los tipos más comunes en el mundo de la electrónica portátil debido a sus características, y continúa extendiéndose por herramientas portátiles de baja potencia.

Comercialmente, el material más utilizado para el cátodo es el grafito. Para el ánodo se suele utilizar uno de estos 3 materiales: óxido de litio cobalto, fosfato de litio cobalto u óxido de litio manganeso.

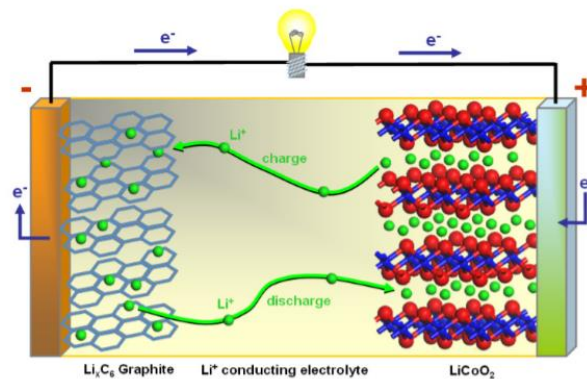


Figura 83. Funcionamiento de batería de ion Litio

Dependiendo del material compuesto utilizado para los electrodos, los parámetros de la celda pueden variar notablemente.

La expectativa de vida de las baterías de ion de litio, como en otros tipos de baterías, varía dependiendo de la profundidad de las descargas (Depth of discharge, DOD) a la que estas son sometidas:

-DOD del 80% → 3000 ciclos de carga-descarga

-DOD entre 20% y 40% > 20000 ciclos de carga-descarga

Debido a los posibles riesgos de explosión, la degradación que se produce al sobrecargar las celdas y los daños irreversibles al descargar la celda por debajo de un cierto límite es necesario el uso de un circuito de protección y gestión de la carga.

Generalmente, este circuito establece unos límites superior e inferior entre los cuales la batería puede ser cargada y descargada sin problemas. En caso contrario, el circuito de protección se encarga de la desconexión de la batería.

La carga de las baterías de ion de litio se distribuye en 3 fases:

Fase 1: se aplica una corriente constante límite hasta alcanzar el voltaje límite de la celda.

Fase 2: se aplica el voltaje límite de la celda hasta que la corriente desciende por debajo del 3% de la corriente nominal de la fase 1.

Fase 3: periódicamente, se recomienda realizar una carga completa cada 500 horas.

En mayo de 2009, A123 Systems anunció construir una batería de 60 MWh, del tamaño de un campo de fútbol.

Las emisiones en este tipo de baterías son de unos 70 kg de CO₂/kWh, más bajas que las de emiten los combustibles fósiles.

Como ventajas que presentan las baterías de Litio, es que son selladas, y no requieren mantenimiento, su bajo peso a igualdad de carga almacenada (pesan menos y ocupan menos volumen que las de níquel y las de plomo-ácido, se presentan en placas rectangulares, con menos de 5 mm de espesor), larga vida útil (>500 ciclos), capacidad rápida de carga (2 horas) y amplio rango de temperatura de trabajo. La densidad de energía es elevada, acumulan mucha mayor carga por unidad de peso (150-200 Wh/kg) y volumen, así como también lo es su energía específica.

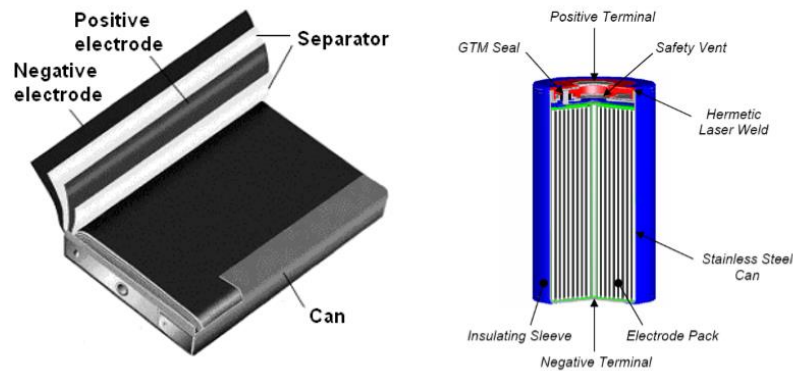


Figura 84. Esquema de la batería de ion Litio

La capacidad de descarga es grande y lineal, durante toda la descarga la tensión varía mucho, si la tensión nominal de una celda de litio es de 3,6V (voltaje alto, lo mismo que tres baterías de Ni-MH o NiCd de 1,2 V cada una), la tensión máxima se hallará en torno a 4,2V, mientras que la tensión mínima recomendada es 2,5V para evitar la descarga profunda de la batería y la reducción de su vida útil. Esto significa que la variación de la tensión de celda con respecto al estado de carga es constante. Es decir, la pendiente de la recta dV/dC es constante (si se representa gráficamente, la tensión en función de la descarga es una línea recta). Eso facilita el conocer con buena precisión el estado de carga de la batería.

El efecto memoria que tienen es mínimo, y la tasa de autodescarga es muy baja (<10%/mes muchas de ellas, tras seis meses en reposo, pueden retener un 80% de su carga). La eficiencia es muy alta, del orden del 90-95%, son competitivas frente a baterías de plomo-ácido para descargas en menos de 1h, pueden entregar casi el 100% de su capacidad incluso a altas intensidades.

Una de las desventajas de esta tecnología es el coste inicial alto que suponen (1200 \$/kWh), dado que el litio es caro, aunque su precio baja debido a su penetración en el mercado, el precio estimado en el año 2020 podría estar en los 200 €/kWh, pudiendo reducirse un 20% para aplicaciones estacionarias. A altas temperaturas (a más de 100°C) se descompone el electrodo positivo. La duración media: depende de la cantidad de carga que almacenen, independientemente de su uso. Tienen una vida útil de unos 3 años o más si se almacenan con un 40% de su carga máxima (en realidad, cualquier batería, independientemente de su tecnología, se deteriora si se almacena sin carga). Soportan un número limitado de cargas: entre 300 y 1000.

Pueden sobrecalentarse hasta el punto de explotar al estar fabricadas con materiales inflamables que las hace propensas a detonaciones o incendios, por lo que es necesario dotarlas de circuitos electrónicos que controlen en todo momento su temperatura.

3.1.3 Baterías de flujo

Una batería de flujo es un tipo de batería recargable donde la recarga es proporcionada por dos componentes químicos, disueltos en líquidos (típicamente el electrolito) contenidos dentro del sistema con diferente potencial electroquímico y separados por una membrana. El intercambio de iones (que proporciona flujo de corriente eléctrica) se produce a través de la membrana, mientras los dos líquidos circulan en su propio espacio respectivo. El voltaje de la celda (pila/batería) se determina químicamente por la ecuación de Nernst y rangos, en aplicaciones prácticas, desde 1.0 a 2.2 voltios.

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 (agrupación de celdas, en serie o en paralelo), siendo independientes ambos parámetros y escalables.

Una batería de flujo es técnicamente similar tanto a una pila de combustible, como a una celda electroquímica (reversibilidad electroquímica). Aunque tiene ventajas técnicas, tales como depósitos de líquidos separables potencialmente y casi longevidad ilimitada sobre la mayoría de las pilas recargables convencionales, las implementaciones actuales son relativamente menos poderosas y requieren una electrónica más sofisticada.

El diseño de las baterías de flujo se encuentra sujeto a los principios de la ingeniería electroquímica.

Lo que hace interesantes a estas baterías es el hecho de que están basadas en un fluido electrolítico que puede ser reemplazado por uno nuevo en pocos minutos. Además, el bombeo del electrolito descargado para introducir al sistema el nuevo electrolito puede hacerse utilizando una turbina de viento o una planta solar. Por lo que el proceso puede tornarse más ecológico.

Aunque la autonomía que brinda este tipo de nuevas baterías es aún insuficiente, se puede notar un gran avance respecto a las baterías anteriores, brindando una autonomía cuatro o cinco veces mayor, lo que las coloca cerca de las baterías de ion litio.

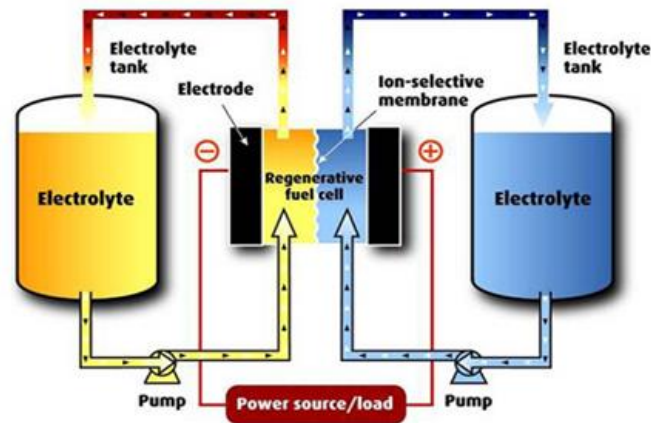


Figura 85. Batería de flujo

Como aplicaciones de las baterías de flujo, vemos que tienen utilidad en la regulación de la frecuencia de la red eléctrica, almacenamiento de energías procedentes de fuentes renovables, como la solar o la eólica para compensar las fluctuaciones meteorológicas; en vehículos eléctricos las baterías pueden ser “recargadas” sustituyendo el electrolito.

Las baterías de flujo redox teóricamente ofrecen una serie de ventajas como una alta eficiencia energética $>75\%$ ($>95\%$ hallada a escala de laboratorio) al 100% de descarga (no se degradan los electrolitos), larga vida (40 años), excelente capacidad de ciclos (>10.000), diseño flexible, tiempo de respuesta rápido, tolerancia a la sobrecarga y exceso de descarga, bajos costos de mantenimiento, auto descarga baja o sin descarga en función del bombeo del electrolito y son fácilmente reciclables.

El gran problema de estas baterías es que los metales electroactivos que se utilizan como electrolitos son caros y tienen una baja solubilidad en agua, lo que impide alcanzar densidades altas de energía almacenada (16-33 kWh/m³).

No existen especiales condiciones durante la carga porque el electrolito se suministra a cada semicelda desde el mismo tanque. Además, el manejo es muy seguro porque la temperatura de operación es la temperatura ambiente, con una eficiencia del orden del 85%. Dado que la reacción que tiene lugar durante la carga y la descarga es la misma, el ratio carga/descarga es 1:1 (carga y descarga completa). Las principales desventajas de estas baterías son la relativa baja densidad de energía por volumen y la complejidad del sistema en comparación con las baterías convencionales. La baja densidad implica la necesidad de más celdas (tensión de celda de 1,2 V) para obtener la misma potencia que otras baterías. 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.

Hay dos tipos de baterías de flujo comerciales: las de Vanadio (VRB) y las de Zinc-Bromo (Zn-Br).

3.1.3.1 Vanadio

Las baterías de Vanadio, VRB (Vanadium Redox Battery), emplean pares redox de vanadio disueltos en cuatro diferentes estados de oxidación para almacenar energía potencial química (utiliza esta propiedad para hacer una

batería que tiene sólo un elemento electroactivo en lugar de dos) en mezclas diluidas de ácido sulfúrico, eliminando de este modo 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, los costes de reemplazo son bajos y no hay problemas de eliminación de residuos. Además, la batería se extiende a toda la vida siendo potencialmente infinita. La forma actual (con electrolitos de ácido sulfúrico) fue patentada por la Universidad de Nueva Gales del Sur en Australia en 1986. El vanadio es el material más popular utilizado en las baterías de flujo, es estable en ácido sulfúrico y la densidad energética es aproximadamente igual que la de las baterías de ácido y plomo. En este tipo de baterías, la capacidad se aumenta fácilmente aumentando el tamaño de los tanques, de modo que la capacidad nominal de la reacción redox dependerá del tamaño de la batería.

El vanadio se puede usar como electrodo, en uno estaría el V^{2+}/V^{3+} y en el otro el V^{4+}/V^{5+} , el V^{2+} y el V^{5+} están presentes si la batería está cargada, y los otros dos iones cuando la batería está descargada. Los electrolitos almacenados en tanques circulan a través de las celdas gracias a un sistema de bombeo

El coste del electrolito de las pilas de Vanadio suele rondar los 30-50 \$/kWh, y el coste total de almacenamiento, dependiendo del sistema, es de 300-1000 \$/kWh. La batería de Vanadio tiene capacidad para 3000 ciclos con una profundidad de descarga del 100%

El desafío existente para las baterías de flujo es la necesidad de la permeabilidad de la membrana para los iones, ya que, si se mezclan los materiales, la batería pierde habilidad para almacenar energía. Con el Vanadio esto no es de importancia al tratarse del mismo elemento, el riesgo de contaminación cruzada se elimina.

Las principales ventajas de la batería redox de vanadio son que trabaja a temperatura ambiente, que puede ofrecer capacidad casi ilimitada simplemente mediante el uso de tanques de almacenamiento más grandes, que se puede dejar completamente descargada durante largos períodos sin efectos nocivos, que se puede recargar simplemente sustituyendo el electrolito si no hay fuente de alimentación disponible para cargarla y que, si los electrolitos se mezclan accidentalmente, la batería no sufre ningún daño permanente.

En baterías de flujo, la producción de energía y la capacidad son independientes. La energía se almacena en tanques, mientras que la capacidad depende sólo de la cantidad de líquido almacenado. Esto proporciona una gran flexibilidad de diseño que otras baterías no permiten. Son también más seguras, ya que los dos líquidos no se mezclan provocando una liberación repentina de energía.

Las baterías de flujo de vanadio son, sin embargo, demasiado grandes y pesadas para reemplazar a las baterías de litio. Estas baterías se utilizan para el almacenamiento de grandes cantidades de energía estacionaria a largo plazo, para abastecer zonas remotas o proporcionar energía de reserva. Son la base para un más eficiente, confiable y sano mercado de energía eléctrica.

Los estudios han demostrado que las baterías de vanadio puede ser una solución sostenible para el almacenamiento de las energías renovables. Las baterías de vanadio pueden convertirse en una reserva de energía en la misma forma que usamos los depósitos para almacenar el agua de lluvia para su uso posterior.

La capacidad de almacenar electricidad reduciría la dependencia del gas y el carbón. A su vez esto aumentaría la seguridad energética y la reducción de las emisiones de CO_2 . De esta forma la UE considera que el vanadio es un metal crítico para las tecnologías energéticas estratégicas.

El Vanadio se extrae, y la producción está actualmente dominada por China, Sudáfrica, Rusia y EE. UU. El vanadio tiene un riesgo medio de escasez de la oferta y un alto riesgo político.

Sin embargo, como el vanadio puede ser un subproducto de otros tipos de minería, alrededor del 70% del vanadio de superficie no se utiliza, como los desechos industriales, de la minería y escorias de acero. De hecho, un estudio estima que el 43% de la producción mundial anual de vanadio podría recuperarse de residuos alcalinos, tales como escoria de acero, lodo rojo, cenizas volantes procedentes de la producción de energía con carbón y residuos procedentes de la construcción y demolición.

Sin embargo, todavía no existe una tecnología firmemente establecida para recuperar este vanadio. Ciertas bacterias y hongos pueden extraer más de vanadio a partir de residuos industriales, y en la actualidad se están desarrollando diversas soluciones para convertirlos en metales útiles. Pero todavía tenemos que encontrar una mejor manera de llegar a las posibles fuentes de este metal "precioso".

Las principales desventajas de la tecnología redox de vanadio son una proporción relativamente pobre de energía-volumen, así como su energía específica, la complejidad del sistema en comparación con las baterías de

almacenamiento estándares (necesidad de sistema auxiliar para circulación y control de temperatura) y el diseño del sistema debe asegurar la seguridad de todas las baterías.

Este tipo de baterías también está compuesto por los siguientes subsistemas: células apiladas, contenedores de electrolitos y sistemas de circulación y bombeo de electrolitos.

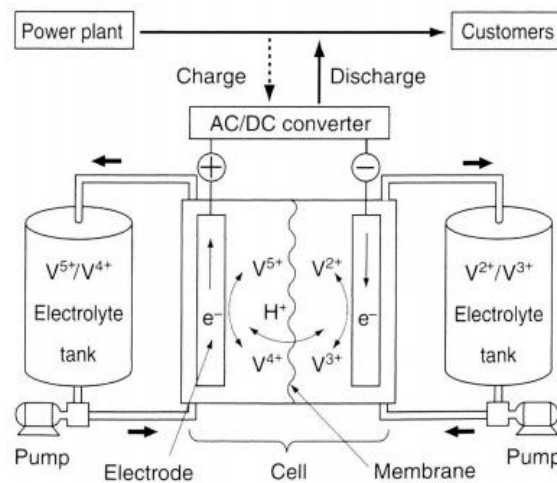
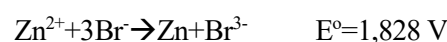


Figura 86. Batería de Vanadio

3.1.3.2 Zinc-Bromo

La batería de zinc-bromuro es una batería de flujo híbrida. Una solución de bromuro de zinc ($ZnBr_2$) se almacena en dos tanques. Cuando la batería está cargada o descargada, las soluciones (electrolitos) se bombean a través de una pila de reactor y de nuevo vuelven a los tanques (forman parte de las baterías de flujo). Un tanque se utiliza para almacenar el electrolito para las reacciones del electrodo positivo y la otra para el negativo. Las baterías de bromo zinc de diferentes fabricantes tienen densidades de energía que van desde 34,4 hasta 54 Wh/kg. Las baterías de Zinc-Bromo basan su atractivo tecnológico en su versatilidad a la hora de ser utilizadas tanto en sistemas de almacenamiento en redes como en vehículos gracias a la alta densidad de energía que proporcionan.

Reacción (carga):



La eficiencia de esta batería ronda el 70-80%, trabajan en un rango de temperaturas de 10-50°C, la energía específica está entre los 65-75 Wh/kg, así como la densidad de energía lo está entre el 60-70 Wh/L, y la densidad de potencia es moderada.

A pesar de ser un tipo de batería desarrollado, se encuentra en un estado poco maduro en comparación con otros tipos.

El tiempo de recarga suele estar entre 3 y 4 horas, y la tasa de autodescarga es de 12-15% por mes. Con una profundidad de descarga del 100%, la batería de zinc-bromuro aguanta más de 2000 ciclos.

La batería de zinc-bromo puede ser considerado como una máquina de galvanoplastia. Durante la carga, el zinc es depositado sobre electrodos conductores, mientras que al mismo tiempo se forma bromuro. En la descarga se produce el proceso inverso, el zinc metálico chapado (plateado) en los electrodos negativos, se disuelve en el electrolito y está disponible para ser plateado de nuevo en el siguiente ciclo de carga. Puede dejarse totalmente descargada indefinidamente sufrir sin daños.

Actualmente, debido al desarrollo de electrodos de carbón y otros componentes, la vida útil de este tipo de baterías se ha visto incrementada notablemente.

El coste por energía almacenada es menor comparando con baterías de plomo-ácido, volantes de inercia, SMES (superconductores), CAES (aire comprimido), H_2 , y PHS (bombeo hidráulico), entre 41 y 45 céntimos/kWh.

Las ventajas de esta tecnología son que la buena energía específica y eficiencia energética que tienen, el bajo

coste y la facilidad de obtención de sus materiales, la baja temperatura de operación y el bajo impacto medioambiental y que no se daña al realizar descargas del 100%. Como se ha comentado previamente, la densidad de potencia es adecuada para la mayoría de las aplicaciones y la capacidad de carga es rápida.

Por contra, necesita de un sistema auxiliar para la circulación y control de la temperatura.

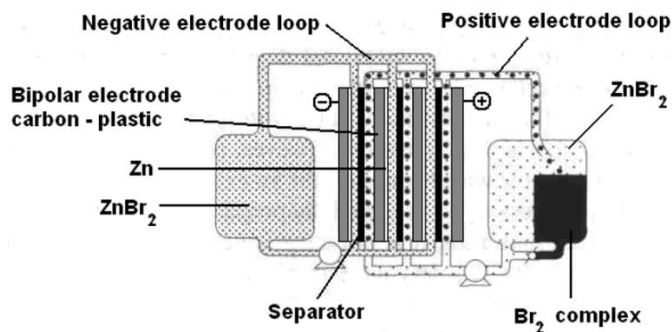


Figura 87. Batería de Zinc-Bromo

3.1.4 Baterías de Sodio

La batería de sodio-ion o batería de ion de sodio es un tipo de batería recargable que utiliza iones de sodio. También son utilizadas como almacenamiento de energía en los parques eólicos.

Este tipo de batería puede llegar a ser una forma más barata de almacenar la energía que las comúnmente utilizadas baterías de iones de litio. A diferencia de las baterías de sodio-azufre, las baterías de iones de sodio se pueden hacer portátiles y pueden funcionar a temperatura de aproximadamente 25°C.

La importancia de estas baterías no está en su energía específica ni en su capacidad, se trata del precio de almacenamiento, los euros que cuesta el kWh, lo que marca la diferencia. El sodio es uno de los elementos más comunes en la tierra. Está en la sal común de cocina y es abundante en los océanos. Su obtención es sencilla y barata, pudiendo reducir a un tercio el precio de una batería de litio. Otra ventaja de usar sodio es que es más estable, menos tóxico y más fácil de reciclar que el litio.

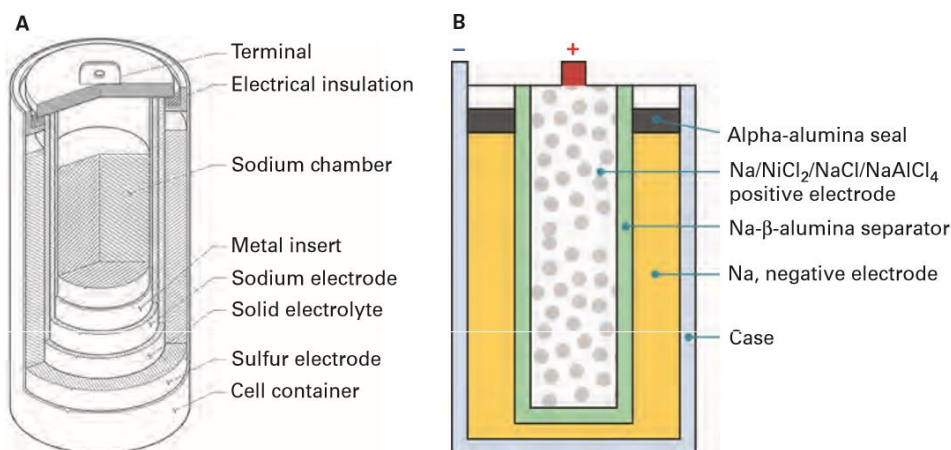


Figura 88. Batería de Sodio

Las baterías de sodio tienen una tensión nominal de 3,6 V, similar a las de litio, y puede tener una energía específica de 400 Wh/kg, que sería el doble que las de ion-litio, una densidad de energía de 345 Wh/L y una eficiencia en torno al 89%.

El problema, que no son capaces de mantener la carga durante muchos ciclos, perdiendo hasta un 50% después de 50 ciclos, mientras que una de ion-litio puede soportar 300 ciclos completos sin llegar a perder ese 50%. Generalmente soportan unos 10000 ciclos, lo más pequeño posible para evitar tensiones termomecánicas, pudiendo durar más de 10 años. El coste de almacenamiento aproximadamente es del orden de 800 \$/ kW. Los ciclos que la batería proporciona también dependen de la profundidad de las descargas, es decir, qué porcentaje de la energía proporcionada por la batería se utiliza. Así:

-100% DOD (Depth of discharge) → 2500 ciclos.

-90% DOD → 4500 ciclos.

-65% DOD → 6500 ciclos.

-20% DOD → 40000 ciclos.

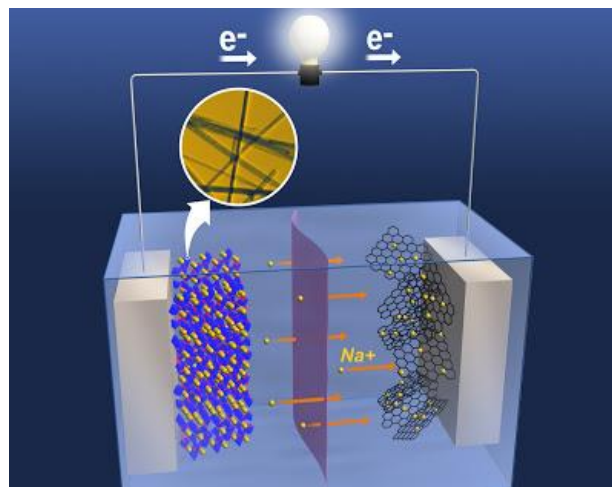


Figura 89. Funcionamiento de la batería de Sodio

Fue durante los años 60 cuando se descubrió el potencial de este tipo de baterías debido a sus buenas características en términos de densidad de energía/potencia, eficiencia, coste de los materiales y expectativa de vida.

Actualmente, la compañía japonesa NGK es la única que comercializa con este tipo de baterías.

En el diseño de las celdas NAS desarrolladas por NGK, el electrodo negativo de sodio se encuentra en el centro rodeado del electrolito sólido de beta-alúmina (BASE, beta-alumina solid electrolyte), que a la vez se encuentra rodeado del electrodo positivo de sulfuro. Si la reacción que se produce es incontrolada, se produce fuego y corrosión dentro de la célula, destruyéndose, ocurre tras la fractura del tubo electrolítico.

Módulos de baterías NAS

A su vez, la compañía NGK ha diseñado las celdas NAS T5 para su uso en los siguientes módulos comerciales de baterías:

- Módulo NAS PS (Peak Shaving): diseñado para descargas de larga duración y caídas de tensión pequeñas. Cada módulo contiene entre 320 y 384 celdas dispuestas de forma de matrices de 8 celdas, suministrando así una tensión de salida del módulo de 64 a 128 VDC.

- Módulo NAS PQ (Power Quality): diseñado para suministro de potencia pulsante. Las 320 celdas que componen el módulo están conectadas en serie, permitiendo una tensión de salida de 640 VDC.

Cada módulo además incluye un calentador eléctrico para mantener una temperatura mínima de 290 °C en función de la aplicación, hay que tener el sodio fundido, lo que incrementa la dificultad de utilización y el coste operacional, si las baterías se enfrían dejan de funcionar.

A continuación, se muestra un módulo NAS PS, donde pueden diferenciarse las celdas en su interior.

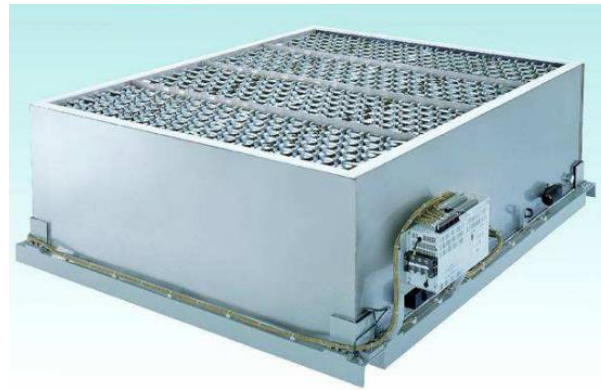


Figura 90. Batería de Sodio y Azufre

Las ventajas que esta batería presenta es que tiene una larga vida útil, baja tasa de autodescarga y que no presenta efecto memoria. Como ya hemos expuesto, la energía específica y la densidad de energía aquí son altas.

Por el contrario, los costes iniciales son altos y el consumo también lo es, debido a que hay que mantener la temperatura constante. Además, esta tecnología puede ser peligrosa si entra en contacto con la atmósfera.

3.1.5 Baterías de Níquel-Cadmio

La batería de níquel-cadmio (comúnmente abreviado como NiCd) es una batería recargable de uso doméstico e industrial (tecnología tradicional, son las baterías de electrodo de níquel más utilizadas en el sector industrial). Cada vez se usan menos (a favor de las baterías de NiMH) debido a su efecto memoria y al cadmio, que es muy contaminante, supone un obstáculo para su mayor introducción en el mercado y uso en sistemas estacionarios. Es por ello por lo que la venta de estas baterías se vio reducida entre los años 1995 y 2003. Sin embargo, poseen algunas ventajas sobre el NiMH, como por ejemplo los ciclos (1 ciclo = 1 carga y descarga) de carga, que oscilan entre los 1000 y 1500 ciclos (+ vida). En condiciones estándar, dan un potencial de 1,3 V (tensión de trabajo nominal 1,2 V). Uno de los mayores sistemas de almacenamiento por batería en Alaska (40 MWp, 6,5 MWh en 15 minutos de descarga) son de NiCd, se espera reemplazar por Li+ en 20 años.

Reacción de descarga:

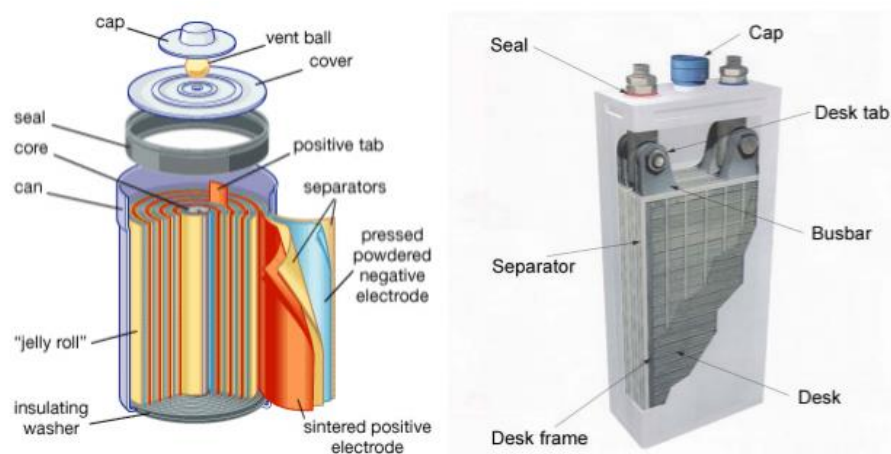
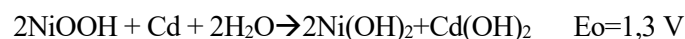


Figura 91. Esquema de batería de Níquel-Cadmio

La tecnología basada en electrodos de níquel proporciona almacenamiento de energía en diversos campos de aplicación. Una de sus mayores virtudes es su durabilidad, ofreciendo así un buen ciclo de vida útil en comparación con otras tecnologías conocidas.

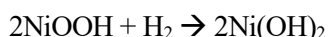
En la actualidad, los tipos de baterías basadas en electrodo de níquel más comunes y con potencial para aplicaciones de almacenamiento a gran escala son los siguientes:

- Níquel-Hierro (NiFe)

- Níquel-Cadmio (Ni-Cd)

- Níquel-Hidrógeno (NiH₂): Campo de aplicación especialmente en satélites, es un híbrido entre una batería y una celda de combustible. Se usó para sustituir el NiCd en aplicaciones espaciales.

La densidad energética es de 50 Wh/kg, el potencial de 1,32 V y tienen una vida alta.



El H₂ se almacena a presión (4 MPa) y se descarga a 0,2 MPa

- Níquel-Hidruro metálico (NiMH), se han desarrollado para sustituir el Cadmio, proporcionando mayor energía y potencia. Es líder en aplicación en vehículos eléctricos en la última década (especialmente en Japón), aunque su coste es elevado, es más respetuosa con el medio ambiente. Aquí el Ni tiene autodescarga alta y es más intolerante a sobrecargas que las baterías de NiCd.



La descarga automática es de 4-5%/día, causada por el H disuelto en el electrolito que reacciona con el electrodo positivo), salvo en las Ni-MH con tecnología LSD (Low Self Discharge, baja autodescarga) que pueden mantener un 80% de carga después de un año.

La densidad energética es un 25% más alta que en el NiCd (80 Wh/kg), la potencia específica es de 200 W/kg, con una vida útil que supera los 1000 ciclos, presentan efecto memoria y son usadas en las baterías de vehículos híbridos y teléfonos móviles).

- Níquel-Zinc (NiZn): se considera la tecnología menos madura de las baterías de electrodo de níquel.

Operación y mantenimiento

Carga Flotante: se aplica una tensión constante en los terminales de una batería cargada completamente para producir una pequeña corriente de carga, usada para contrarrestar los efectos de la autodescarga.

Reacondicionamiento: la batería es descargada en su totalidad y vuelta a cargar para mitigar los efectos de la degradación reversible.

Reposición de agua: es necesario añadir agua destilada a cada celda individual para compensar las pérdidas debidas a la evaporación y la electrólisis.

Seguridad y amenazas medioambientales

Debe tenerse en cuenta la producción de hidrógeno y oxígeno durante la carga y descarga de las baterías por efecto de la electrólisis.

Particularmente, las baterías de NiCd son las más peligrosas debido a la alta toxicidad del cadmio. Este debe ser recogido en lugares especiales, para así poder ser reciclado para la fabricación de nuevas baterías.

Las ventajas (NiCd) son que tienen la mejor temperatura en servicio de todas las baterías recargables, su durabilidad, y relativa tolerancia al abuso físico y operacional (sobrecarga, exceso de descarga, cortocircuitos, y circuito abierto durante largos periodos). Las baterías de Níquel e Hidrógeno tienen un ciclo de vida extremadamente largo, su coste de mantenimiento es bajo y su fiabilidad es alta. En las baterías que contienen NiMH, la densidad de energía es algo mayor que las que utilizan cadmio como electrodo. La densidad de energía de las baterías de níquel y zinc es ligeramente mayor que las de NiCd, y su coste menor.

Como desventajas, las baterías de NiCd poseen una baja densidad de potencia, son más caras e ineficientes que las baterías de ácido-plomo, suponen una amenaza medioambiental ya que el Cadmio es altamente tóxico y tienen efecto memoria. En el caso de la batería de níquel e hidrógeno, su coste es también elevado. En baterías de níquel-hidruro metálico, el coste es elevado debido a la menor tolerancia al abuso que presentan (sensibles a

sobrecargas y a descargas completas) y la dificultad para su fabricación es alta. El ciclo de vida de las baterías de níquel y zinc es bajo.

Batería	Expectativa de vida	
	[años]	[ciclos]
NiCd Ventilada "Pocket Plate"	8 – 25	500 – 2000
NiCd Ventilada "Sintered Plate"	3 – 10	500 – 2000
NiCd Sellada	2 – 5	300 – 700
NiFe	8 – 25	2000 – 4000
NiZn	-	500
NiH ₂	-	1500 – 6000
Ni-MH	2 – 5	300 – 600

Tabla 2. Tabla con tipos de baterías de Níquel

3.2 Bombeo hidráulico

Esta tecnología consiste en bombear agua (dulce o salada) de un depósito a otro, situados a una diferencia de altura, esta agua se bombea en las horas valle hacia el depósito superior, de forma que cuando la demanda es alta (horas pico) se deja descender el agua hacia el depósito inferior, accionando una turbina generadora de electricidad. Existen más de 20 GW de capacidad instalados en Estados Unidos. Esta tecnología comenzó a usarse en Italia y Suiza en la década de 1890, y en Estados Unidos en 1929.

Cuando la energía hidráulica de que se dispone en un conducto a presión no es suficiente para cumplir con los requerimientos del diseño se instalan estaciones de bombeo en las cuales se incrementa la energía existente mediante la aplicación de una energía externa. La estación de bombeo consta de una o varias bombas con sus correspondientes pozos de bombeo, tuberías de succión y descarga, y de las instalaciones civiles y electromecánicas adecuadas para su operación.

La diferencia de altura entre los depósitos está comprendida entre 30 y 650 metros. Una planta con una diferencia de alturas de 300 metros, por cada metro cúbico de agua:

$$m \cdot g \cdot h = 1000 \text{ kg} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 300 \text{ m} = 2943 \text{ kJ}$$

La energía es almacenada de forma mecánica (en este caso potencial). La capacidad generadora de la planta es función de la diferencia de altura entre los depósitos y del volumen de los mismos. La eficiencia de este tipo de sistemas es del orden de 80%, aunque en los diseños antiguos la eficiencia era menor del 60%. La eficiencia global es el cociente entre la energía suministrada (E_g) y la energía consumida durante el bombeo (E_b), por lo que será el producto de la eficiencia del bombeo y la eficiencia de la generación de energía.

$$\eta_{total} = \eta_b \cdot \eta_g$$

La energía empleada en bombear un determinado volumen de agua:

$$E_b = \frac{\rho \cdot g \cdot h \cdot V}{\eta_b} \text{ siendo } \rho \text{ la densidad del agua}$$

Y la energía suministrada a la red:

$$E_g = \rho \cdot g \cdot h \cdot V \cdot \eta_g$$

Por lo que la densidad de energía del sistema será función de la diferencia de altura a la que se encuentren los

depósitos y viene dada por:

$$W_h = \frac{E_b}{V} = \frac{\rho \cdot g \cdot h}{\eta_b}$$



Figura 92. Esquema de una central de bombeo

La diferencia de altura entre los depósitos es la parte del diseño más crítica, porque el bombeo es lo más caro y difícil. Una mayor altura requiere menos volumen de agua para proporcionar la misma energía que un depósito más grande a menos altura.

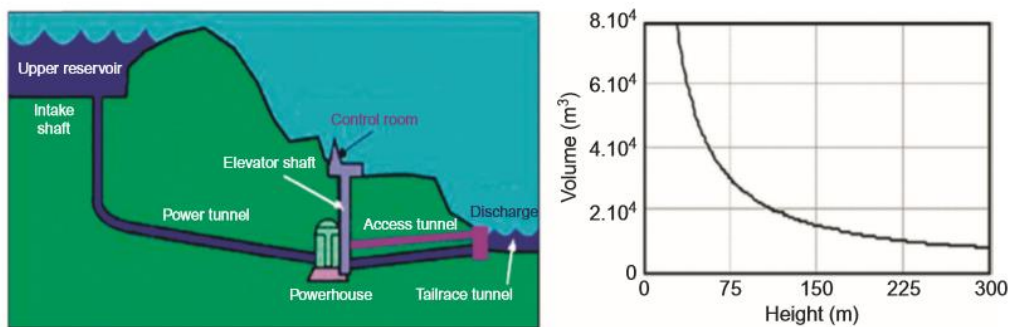


Figura 93. Esquema de una central y gráfica volumen-altura para 6 MWh

Aumentando la diferencia de altura, se necesita menos diámetro en la turbina, y por tanto menor coste. Asumiendo que una tubería recta y ancha conecta ambos depósitos (para reducir pérdidas por fricción) y que la evaporación es mínima, las pérdidas principales en bombeo son originadas por las ineficiencias en la bomba y la turbina.

Una planta típica podría proporcionar energía por 8h, aunque no sería suficiente si por ejemplo hubiese varios días sin viento, no se compensaría la falta de energía eólica.

Las principales ventajas son que esta tecnología de almacenamiento no precisa de combustible fósil y contamina menos que una planta nuclear, su vida económica es más larga que la de una planta de combustión, y su coste operativo es bajo, necesitan poco personal debido a que están automatizadas. Como desventaja, tiene un alto

coste de construcción civil.

En la actualidad hay instaladas unas 250 plantas de bombeo, con una capacidad total de 120 GW. La eficiencia de éstas suele estar en torno al 65-85%, con una vida media de 30-60 años.

El coste de almacenamiento de la energía ronda los 0,1-1,4 \$/kWh en cada ciclo.

En los sistemas de almacenamiento por bombeo, existen pérdidas que hacen que la eficiencia de este no sea del 100%. En los conductos que conectan ambos depósitos existen pérdidas por fricción, turbulencia y arrastre viscoso.

$$hf = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g}$$

Atendiendo a esta expresión, distancias más cortas y tuberías de mayor diámetro, conllevan menores pérdidas. Siendo L la longitud del conducto, D su diámetro, v la velocidad del fluido y g la gravedad.

Los ciclos de funcionamiento pueden ser expresados como 1:1 (carga/descarga a plena potencia), pero por los requerimientos de la red local puede usarse de manera flexible. El ciclo de vida puede valorarse en función de las décadas de uso en lugar de un conjunto de ciclos, ya que no tienen porqué necesitarse un ciclo de carga/descarga completo.

En la actualidad existen unas 250 plantas de almacenamiento por bombeo, llegando a almacenar 120 GW, un 3% de la capacidad de almacenamiento global, mientras que en 1990 la capacidad instalada era de 74 GW. La capacidad de una planta de bombeo se encuentra comprendida entre los 300 y 1800 MW, con unas turbinas de 30-350 MW de potencia.

En Estados Unidos hay instalados 20 GW, que se corresponde con el 2,5% de la capacidad de almacenamiento de energía del país, y en Europa unos 30 GW.

Una de las plantas más grandes y rápidas es la de Dinorwig (Gales), con una capacidad de 1800 MW es capaz de proporcionar 1320 MW a la red en 10 segundos. Está diseñada para un ciclo de carga y descarga diario con una eficiencia del 78%, tardando 6 horas en llenarse el depósito superior. El volumen y altura de los depósitos de la planta es $6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ y 600 metros respectivamente.

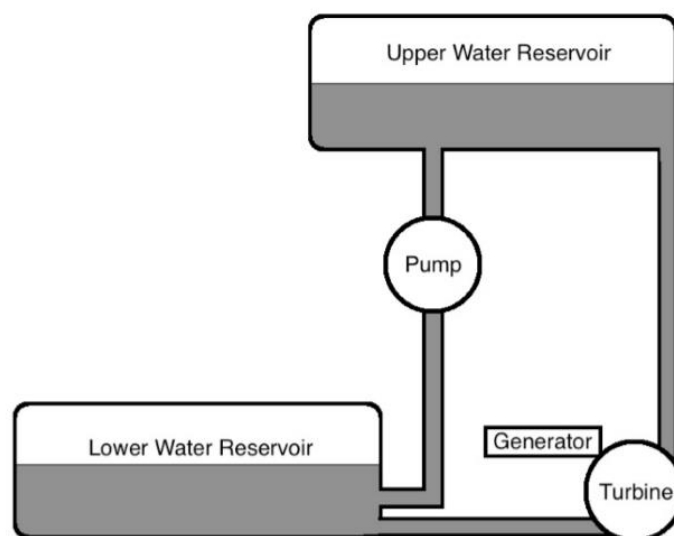


Figura 94. Esquema de centrales de bombeo hidráulico

En Japón, el sistema de almacenamiento por bombeo es el 10% de la capacidad de almacenamiento de energía total del país. En la ciudad de Okinawa, se instaló la primera planta con agua salada en 1999, con una capacidad de 31,4 MW, el depósito está a 500 metros del océano en un acantilado de 150 metros. Esto representa una ventaja en Japón, debido a las costas del país, pero a pesar de ello, necesitan una protección extra en las tuberías

debido a la corrosión por el agua salada.

Ejemplo:

1. Una turbina que produce electricidad cerca de un lago con una profundidad media de 45 metros, con un caudal de 600 kg/s. La potencia producida es de 220 kW. Si el generador tiene una eficiencia del 95%, la eficiencia del sistema y el trabajo transferido de la turbina al generador serían:

$$\dot{W}_{fluido} = \dot{m} \cdot g \cdot z = 264,9 \text{ kW}$$

Por lo que la eficiencia global:

$$\eta_{global} = \eta_{tb} \cdot \eta_{gen} = \frac{\text{Energía obtenida}}{\text{Energía utilizada}} = \frac{220 \text{ kW}}{264,9 \text{ kW}} = 0,83$$

$$\eta_{tb} = \frac{\eta_{global}}{\eta_{gen}} = 0,87$$

Entonces, el trabajo transferido por la turbina:

$$\dot{W}_{turb} = \eta_{turb} \cdot \dot{W}_{fluido} = 230,5 \text{ kW}$$

Por lo que el lago suministraría 264,9 kW a la turbina y el 87% convierte en potencia. Esta potencia acciona el generador que produciría 220 kilowattios.

2. La cantidad de agua que haría falta en una planta con una capacidad de 1·10⁶ kWh (energía potencial), almacenada a una diferencia de altura de 60 metros:

$$Ep = m \cdot g \cdot h \quad m = 6,122 \cdot 10^9 \text{ kg}$$

3. Suponiendo que la eficiencia de bombeo de un sistema cualquiera es 1, si los depósitos se encuentran a 100 metros de altura entre ellos:

$$W_h = \frac{10^3 \text{ kg}}{\text{m}^3} \cdot 10 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 100 \text{ m} = 10^6 \text{ J/m}^3$$

Y la velocidad máxima v_{max} con la que el agua entra a la turbina se puede calcular igualando la energía potencial con la energía cinética, suponiendo que las pérdidas para este caso son nulas:

$$W_c = W_{pot} = \frac{1}{2} \cdot v_{max}^2 \cdot m$$

$$v_{max} = \sqrt{2 \cdot m \cdot W_{pot}} = \sqrt{2gh} = 44,3 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

3.3 CAES

Almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) es una forma de almacenar la energía generada en un momento para su uso en otro momento con aire comprimido en un volumen, por ejemplo, una caverna del orden de 10⁵ m³. Una de las ventajas es que interfiere poco con el paisaje, ya que la mayor parte del sistema suele estar bajo tierra. A escala de servicio público, la energía generada durante los períodos de baja demanda de energía (fuera de horas punta) puede ser liberada para cumplir con los períodos de mayor demanda comprimiendo el aire en un almacenamiento subterráneo, y alimentar una turbina generadora (turbina de gas) para verter energía a la red, pudiendo regenerarse hasta el 80% de la energía almacenada, de esta manera, se generaría 3 veces más electricidad que una turbina de gas para la misma cantidad de combustible. En la actualidad, el almacenamiento de energía es una de las grandes áreas de investigación en energías renovables. Existen muchas y diferentes técnicas en investigación y desarrollo para ayudar a contrarrestar uno de los principales argumentos en contra de las energías renovables, su falta de acoplamiento entre la producción de estas y su demanda por parte de los usuarios. La desventaja radica en que es dependiente de la geografía de donde quiera ser instalada, requiriendo

de obra civil (el estudio del subsuelo es caro).

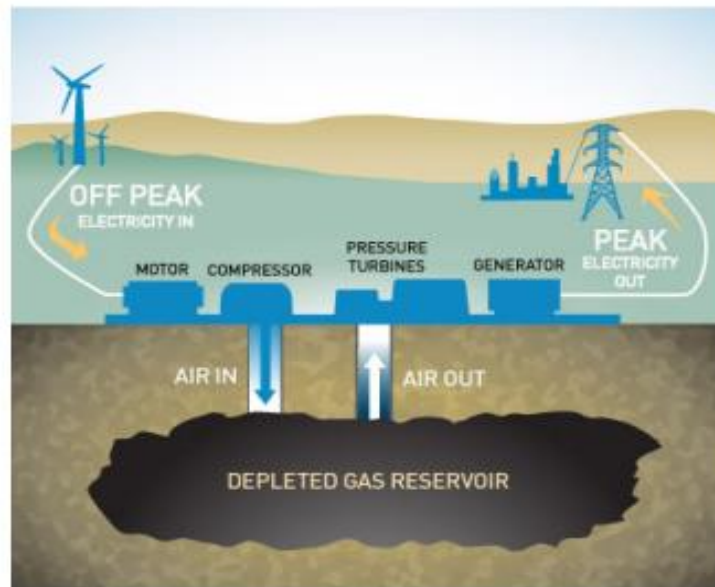


Figura 95. Instalación CAES

Los diferentes sistemas de almacenamiento que se pueden usar dependen de lo que se requiera en cada momento: mucha potencia en poco tiempo, ganar tiempo de energía, o mejorar la calidad del servicio y dar estabilidad a la red. Este sistema es capaz de almacenar energía a largo plazo, llegando a más de un año. Su coste capital es bajo, en torno a 400-800 \$/kW y su vida útil 20-40 años. La capacidad de los CAES está entre 50-300 MW con una densidad energética de 3-6 Wh/l y eficiencias entre 60-80%.

Entre los beneficios que proporciona esta tecnología se encuentran:

- Regulación de un equilibrio en la oferta y demanda de electricidad.
- Promover el uso de fuentes de energía renovables.
- Explotar el uso de recursos energéticos renovables.
- Rentabilidad
- Proporcionar un mejor mecanismo de generación de energía.
- Integración con la infraestructura ya disponible proporcionando un apoyo de reserva fuerte.

El aire se comprime de forma escalonada, con enfriamientos intermedios, con lo cual se consigue un buen rendimiento en la etapa de almacenamiento de energía en los períodos en los que la red tiene excedente de energía. Estas plantas están diseñadas para operar en un ciclo diario, la carga durante la noche y la descarga durante el día. Al comprimir el aire se genera calor que puede ser utilizado como almacenamiento de energía.

El almacenamiento por aire comprimido genera mucha potencia, pudiendo llegar a los 100 MW, y es una buena solución para dar estabilidad a la red.

El almacenamiento de energía con aire comprimido es un método no sólo ecoeficiente y limpio, sino económico. En 1978 se instaló en Alemania la primera planta de almacenamiento de energía en aire comprimido, haciendo uso de las cuevas naturales del subsuelo como almacén. Más tarde se han ido instalado posteriores plantas similares en Estados Unidos.

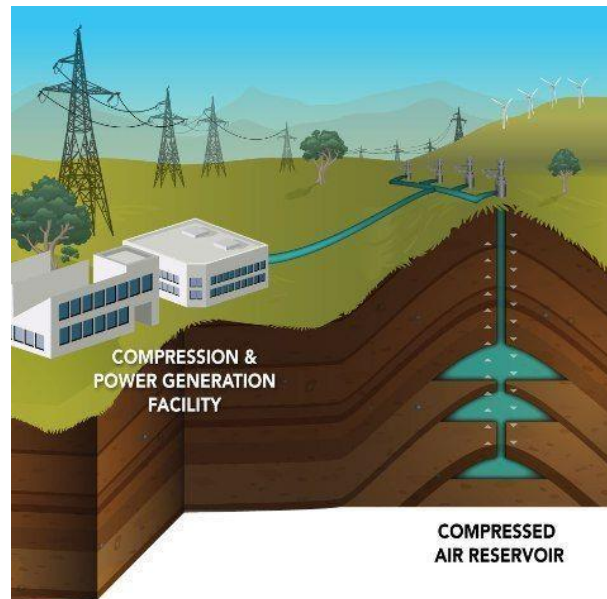


Figura 96. Instalación CAES

En Estados Unidos, el Laboratorio Nacional del Pacífico Noroeste (PNNL) está estudiando dos posibles enclaves en el estado de Washington para una nueva planta de aire comprimido CAES, que se uniría a las de *Huntorf* en Alemania, construida en 1978, las presiones en el depósito donde el aire se comprime van de 66 a 46 bar, con un gradiente de presiones de 10 bar/h durante la descarga, el sistema tarda en cargarse 8 horas y se encuentra situado a 600 metros de profundidad (utiliza cavidades naturales, con una capacidad de 321MWe y eficiencia del 83%) se usa para complementar una central nuclear, suministra 3 horas a la red y es controlada desde la estación de Hamburgo, por lo que no requiere personal; y a la de McIntosh (Alabama, con 110 MWe de capacidad en 6 horas, incluyendo precalentamiento de aire, por lo que se reduce el consumo de combustible un 25%) en Estados Unidos, las presiones van de 74 a 45 bar y el caudal de aire que acciona la turbina es de 170 kg/s. Están estudiando dos grutas de basalto, a casi 500 metros de profundidad, cercanas a líneas de alta tensión y situadas alrededor del río Columbia. Las plantas de Huntord y McIntosh utilizan gas natural para generar calor para la expansión del aire. Actualmente se investiga para que este sistema siga siendo sostenible, de manera que dicho calor se genere sin la utilización de combustibles fósiles.

En la actualidad hay varios proyectos de investigación de CAES:

-Una tercera planta de CAES en Norton (Ohio) de 2700 MW de capacidad, por Haddington Ventures Inc. El aire se comprimiría a 10 MPa en una mina de caliza a 670 metros bajo tierra, en un volumen de 120000000 m³.

-En Markham, Texas, de 540 MW por Ridege Energy Services y El Paso Energy. Se trata de 4 plantas CAES de 135 MW cada una, instaladas en una cueva de sal.

-En Iowa, de Iowa Association of Municipal Utilities. El aire será comprimido en un acuífero, la capacidad del sistema sería de 200 MW, de los cuáles 100 MW serían energía eólica para la compresión. Esta planta complementarían al parque eólico, proporcionando energía cuando haya falta de energía eólica.

-Japón, Proyecto Chubu, por Chubu Electric. Se trata de 14 centrales térmicas y 2 centrales nucleares, alcanzando los 21380 MWh eléctricos anuales.



Figura 97. Instalación CAES de Huntorf

Este laboratorio americano pretende almacenar los excedentes de energía eólica que se produce principalmente por la noche y que equivale a la demanda de 85.000 hogares.

A pequeña escala (por debajo de los 10 MW), no se usarían cavernas para almacenar el aire comprimido. Sería ideal para el futuro de la generación distribuida. Comparando el sistema CAES con las baterías de ácido y plomo, tendríamos que los sistemas CAES tienen una vida mayor, de unos 20 años, frente a la vida de las baterías de plomo-ácido, que suele estar en torno a 12. Otra ventaja del CAES a pequeña escala sobre las baterías de plomo-ácido es que requieren un menor tiempo de instalación y puesta en marcha, 8 horas frente a 16-64 horas. Pero a pesar de esto, la eficiencia del CAES es menor.

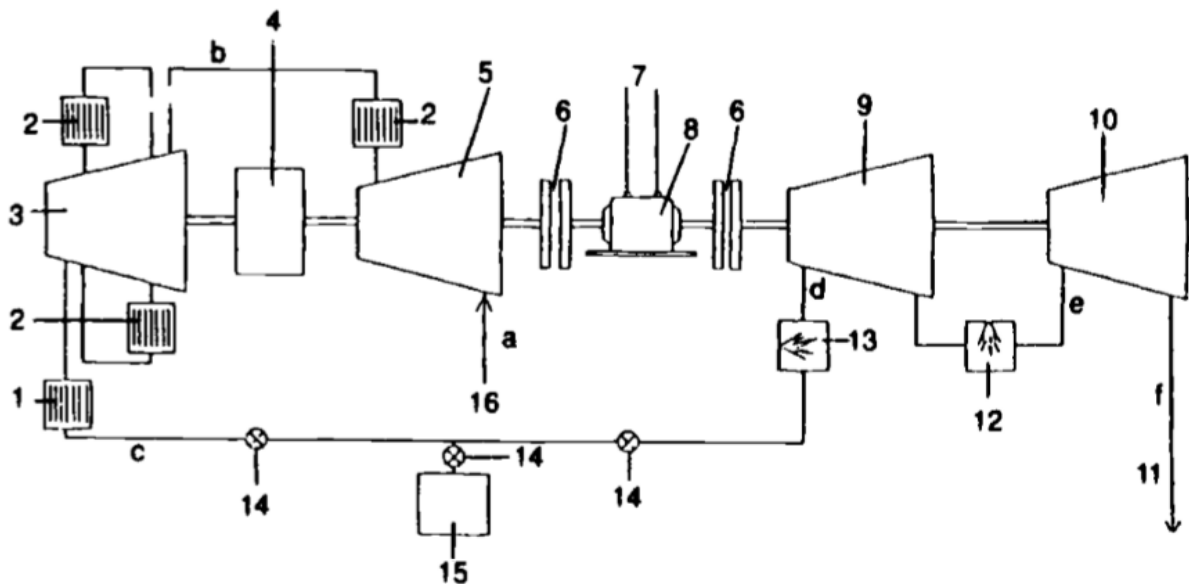


Figura 98. Esquema de la instalación CAES de Huntorf

Huntorf CAES

- 1 aftercooler
- 2 intercooler
- 3 compressor (high pressure stage)
- 4 gear box
- 5 compressor (low pressure stage)
- 6 clutch
- 7 transmission line
- 8 motor/generator
- 9 high pressure turbine
- 10 low pressure turbine
- 11 exhaust
- 12 low pressure combustor chamber
- 13 high pressure combustor chamber
- 14 valve
- 15 air cavity
- 16 intake

Power conditions

- a* - 15°C, 1 bar
- b* - 55 bar
- c* - 37°C, 68 bar
- d* - 550°C, 43 bar
- e* - 825°C, 11 bar
- f* - 390°C, 11 bar

Figura 99. Leyenda de la instalación CAES de Huntorf

Sin duda el desarrollo todavía insuficiente de soluciones de almacenamiento de energía es un factor en contra de las renovables, pero no olvidemos que es un problema común para la generación convencional de energía, donde los excedentes también se desperdician o se infrutilizan, bien porque se cubre la demanda de energía prioritariamente con otra fuente. Lo que si es cierto es que, con la incorporación creciente de las renovables y su producción poco predecible, esta situación se ha agravado, lo que hace que sea necesario disponer de un almacenamiento ecoeficiente para la energía que no consumimos. De esta manera se paliaría la disminución del rendimiento económico de las instalaciones, siendo la tecnología CAES un candidato para el almacenamiento de energía sobrante.

Cuando profundizamos en los procesos que componen este ciclo, normalmente diario, encontramos varias dificultades técnicas que nos alejan del rendimiento ideal y nos plantean retos a los ingenieros. Entre ellos, el más importante, es la termodinámica del ciclo: al comprimir el gas, éste se calienta, mientras que, al expandirlo, se enfría. Además, hay que tener presente que para extraer trabajo de la expansión es necesario aportarle calor.

Hay varias soluciones a estas dificultades técnicas que componen los diferentes caminos de investigación abiertos en la actualidad. Se plantean sales y otros sólidos para extraer el calor al aire en la compresión y devolvérselo en la expansión, o el empleo de gas natural en la expansión, distintos métodos de compresión y expansión, incluso el empleo de metales líquidos en intercambiadores de calor.

Sin embargo, algunos de estos caminos rompen el carácter sostenible y renovable de este método de almacenamiento energético (como el uso de gas natural, que, aun así, resulta ser menor de un tercio del necesario en una central de ciclo combinado). Por ello, se investiga en el empleo de mecanismos de almacenamiento térmico (como las soluciones salinas de las centrales de concentración sola) para evitar el uso de combustibles fósiles en el ciclo de expansión.

Este tipo de plantas son similares a las de energía hidroeléctrica por bombeo, la diferencia radica en que, en la planta de bombeo, el agua se bombea desde un embalse inferior a uno superior, y en el sistema CAES como ya sabemos la energía se almacena en cavidades subterráneas.

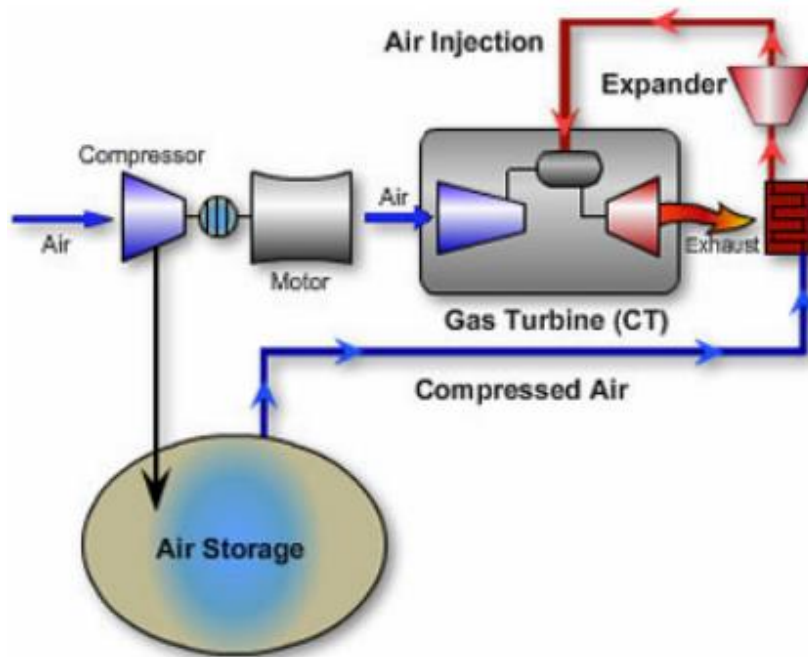


Figura 100. Esquema sistema CAES

El sistema se compone principalmente de:

- Un motor/generador para comprimir y descomprimir el aire.
- El recuperador, el tren de turbinas y turbinas de baja y alta presión, con refrigeración intermedia y a la salida, de forma que el aire llega a la caverna frío y se reduce la humedad.
- Equipos de control.
- Equipos auxiliares, de fuel, mecánico, eléctrico, tubería, refrigeración.

El almacenamiento de aire puede ser adiabático, diabático, o isotérmico; a volumen constante o a presión constante.

3.3.1 Almacenamiento Adiabático

El calor originado puede quedar almacenado en el propio aire comprimido o en otro medio de almacenamiento de calor como pueden ser sales fundidas para, posteriormente, ser devuelto al aire antes de su expansión en la turbina. La eficiencia del almacenamiento será mayor cuanto mayor sea la capacidad para aprovechar este calor durante la expansión, llegando normalmente a valores del 70%. Con ello, este sistema es un 20-30% más caro que el CAES convencional.

En Alemania, existe un proyecto de este tipo (ADELE) en fase de investigación. Se espera que este sistema esté en condiciones de funcionar para el año 2018. El almacenamiento de calor se realiza en forma sólida o líquida. En los sistemas de almacenamiento adiabático de energía mediante aire comprimido (CAES), no se requiere combustible adicional o en exceso para convertir la energía almacenada en electricidad en los momentos de máxima demanda. El procedimiento de los sistemas CAES implica el enfriamiento de compresores y la expansión del aire se logra mediante la energía almacenada. El sistema está diseñado con facilidad utilizando los equipos que ya están disponibles. El obstáculo en el uso de este sistema para la producción de electricidad es el costo y las propiedades hidrotérmicas subyacentes.

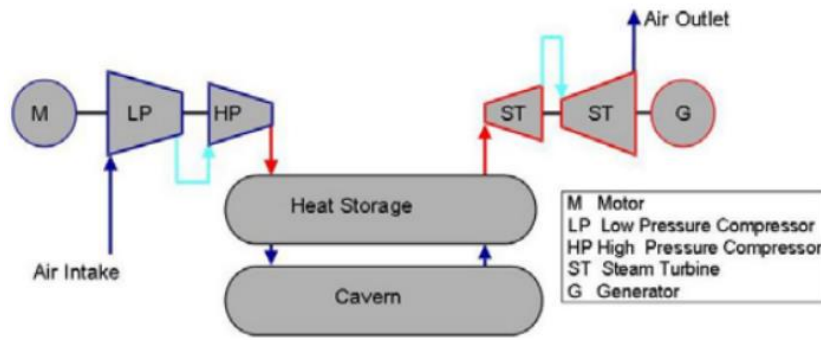


Figura 101. Sistema CAES

La utilidad y eficacia de sistema CAES adiabático está demostrado por los estudios teóricos. Una aplicación de este sistema es una pequeña planta CAES adiabática cerca de un parque eólico. Esta almacenaría la energía eléctrica con la ayuda de la energía eólica cuando la congestión de la red esté bloqueando cualquier almacenamiento adicional. Si no hay ningún mecanismo de almacenamiento que esté presente, este exceso de energía eléctrica se pierde. Una modificación del almacenamiento adiabático de energía mediante aire comprimido es el almacenamiento adiabático avanzado de energía mediante aire comprimido (AA-CAES). Es una modificación del sistema CAES convencional. Los conceptos subyacentes son similares a la línea de base de los sistemas CAES en cuanto al almacenamiento de calor de compresión usando máquinas con turbina y utilizando también una cueva subterránea. El sistema CAES adiabático avanzado se diferencia de otros en términos del mecanismo de almacenamiento de calor disipado utilizado durante la compresión. La siguiente figura muestra esta diferencia en forma gráfica. La presencia de la cámara de almacenamiento de energía térmica separada hace que el sistema AA-CAES sea cerca de un 16% más eficiente.

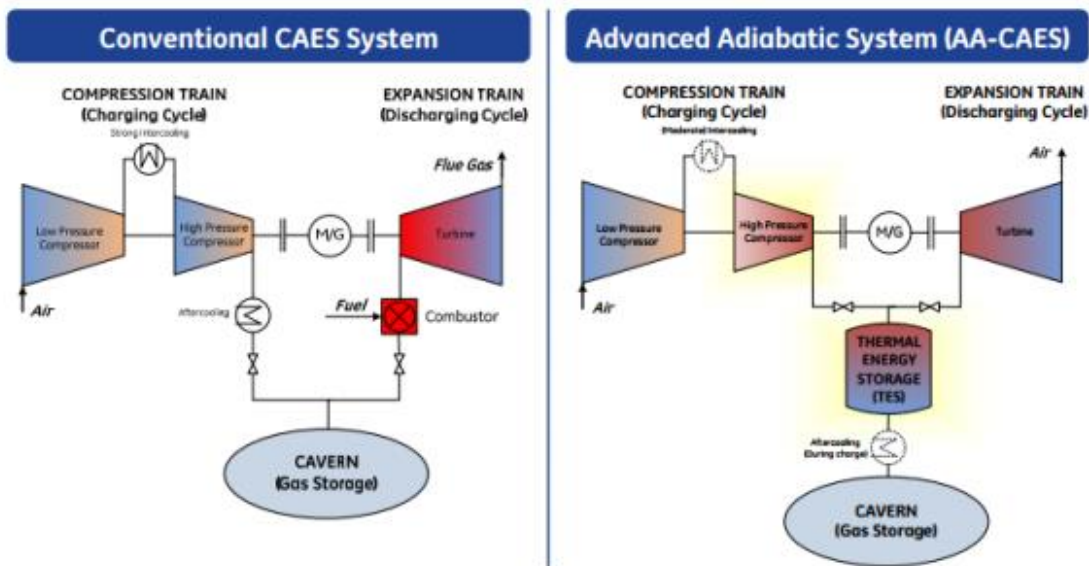


Figura 102. Sistemas CAES convencional y adiabático

El almacenamiento de aire no es posible cuando se comprime a una temperatura muy alta. El aumento de la temperatura del aire tiene que ser reducido mediante la eliminación de calor antes de que se almacene. En los sistemas CAES generales, el calor del aire comprimido se disipa en el entorno circundante y la atmósfera. Esto da lugar a la demanda de calor para la reexpansión. El sistema AA-CAES almacena este calor además del aire comprimido. Luego, este calor se utiliza en una etapa posterior en la expansión del aire. Dicha modificación del

sistema permite aumentar su eficiencia.

El sistema AA-CAES se basa en el intercambio de energía entre el aire comprimido con otro material. Una opción podría ser el uso de combustible. El calor del aire comprimido se intercambia con el combustible y éste se mantiene almacenado para conservar la temperatura a fin de ser utilizado en una etapa posterior. Otra variación del sistema es el uso de turbinas de aire para generar aire comprimido directamente sin la necesidad de electricidad. Se ha propuesto el sistema AA-CAES con diferentes diseños, pero todos han de ser desarrollados y desplegados. Se están haciendo estudios e investigaciones para hacer que estos sistemas se conviertan en una realidad para beneficiarse de todas las ventajas antes mencionadas.

Se propone el uso de lechos de relleno para el almacenamiento de calor disipado durante la compresión en contraste con los fluidos térmicos. El análisis ha procurado evaluar la eficiencia del sistema CAES y sus resultados se han presentado a fin de poner en relieve que las pérdidas son ocasionadas principalmente por el uso de compresores y expansores. El sistema CAES adiabático está sujeto a muchos desafíos y problemas, los cuales constituyen el interés central para muchos estudios de investigación. Algunos de los problemas pronunciados son las preocupaciones de almacenamiento de energía térmica en los sistemas de almacenamiento adiabáticos avanzados de energía mediante aire comprimido; el diseño del compresor en sistemas CAES adiabáticos tiene que ser eficiente y debe sostener el cambio de temperatura y otros factores ambientales y las preocupaciones acerca de la cueva y su diseño, (Finkenrath, M. 2009). Especialmente el almacenamiento de energía térmica y el diseño del compresor demandan una investigación extensa y clara. Estas preocupaciones anteriormente mencionadas han hecho que este tipo de sistema CAES sea inadecuado para sus implementaciones prácticas. Muchas investigaciones se han hecho en la última década para explorar esta área, pero se necesitan estudios más profundos para poder finalmente emplearla en sistemas reales.

3.3.2 Almacenamiento diabático

El calor se disipa a la atmósfera mediante una enfriadora. El calor extra que se requiere para la expansión se obtiene mediante la quema de algún combustible. Es un sistema de almacenamiento híbrido.

A pesar de que su eficiencia es menor y los costes energéticos mayores que los del almacenamiento adiabático, es la única tecnología que ha sido llevada a la práctica.

La energía térmica producida durante la compresión se libera en la atmósfera y luego se incorpora al ambiente en forma de residuo. De esta manera se desperdicia la energía renovable que se utilizó para la compresión. La temperatura del aire almacenado muestra la capacidad de la energía almacenada en el aire comprimido. La baja temperatura del aire comprimido almacenado requiere que la energía térmica eleve la temperatura para la expansión. El aire comprimido debe ser calentado sustancialmente de modo que se expanda para hacer funcionar la turbina que se utiliza durante la generación de electricidad.

El calentamiento requerido antes de que el aire comprimido se expanda se logra al quemar un gas natural. La disipación de calor disperso durante la compresión del aire genera la necesidad de más combustible para calentar el aire comprimido almacenado antes de la expansión. Esto reduce la eficiencia del sistema al agotar el combustible excesivo. Esta técnica es costosa debido al aumento de las necesidades de combustible. También la disipación de calor en la atmósfera afecta el entorno ecológico. La simplicidad del diseño de este sistema ha hecho que sea posible su implementación comercial. Las dos plantas existentes, una en Alemania y otra en EE. UU., se basan en sistemas CAES diabáticos para el almacenamiento de energía en forma de calor.

3.3.3 Almacenamiento isoterma

Este sistema sostiene que la compresión y la expansión se hagan a una temperatura constante gracias al intercambio de calor con el ambiente. Esto llevaría al sistema a eficiencias del 100%, sin embargo, como las pérdidas de calor son inevitables, este sistema es inalcanzable.

Se trata de llegar a sistemas casi isotermos, utilizando masas térmicas con estructuras que absorban y liberen calor (HARS) y consigan estabilizar la temperatura del gas. En estos sistemas se podrían alcanzar eficiencias del 90-95%.

El sistema CAES isotérmico depende del intercambio de calor con el entorno a fin de mantener la temperatura.

En el cálculo teórico, los sistemas dan una eficacia del 100% con los intercambios de calor perfectos con el medio ambiente. Sin embargo, una cierta pérdida de calor es inevitable y por lo tanto la eficiencia del sistema se reduce. El sistema CAES isotérmico ayuda a resolver los problemas y restricciones que enfrentan los sistemas CAES diabáticos y adiabáticos. Es una 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. No hay implementaciones isotérmicas basadas en el sistema CAES que estén disponibles comercialmente todavía, aunque se han propuesto algunos diseños y soluciones y están bajo consideración.

Una modificación del sistema de almacenamiento isotérmico de energía mediante aire comprimido (CAES) es el sistema isotérmico próximo, el cual se comprime y se expande donde se logra la compresión de aire cerca de una gran masa térmica. Esta masa térmica transfiere el calor producido durante la compresión. Un enfriador externo se utiliza para enfriar esta masa térmica. Este sistema actúa como adiabático o isotérmico en función de su eficiencia. Si la eficiencia es del 0%, el sistema es completamente adiabático, mientras que es isotérmico cuando la eficiencia es del 100%. Al actuar entre ambos procesos como también sobre el proceso isotérmico próximo, la eficiencia del sistema es aproximadamente del 90- 95%.

3.3.4 Almacenamiento a volumen constante

Este sistema de almacenamiento utiliza un volumen (un cuarto o caverna) de paredes rígidas para almacenar grandes cantidades de aire. Desde un punto de vista termodinámico el sistema se entiende como volumen constante y presión variable. Algo que puede causar problemas de operación en compresores y turbinas conectados. Las variaciones de presión tienen que ser mantenidas dentro de un límite seguro. La cámara de almacenamiento de gran tamaño es un espacio subterráneo que se ha creado usando la minería de disolución, el cual es un procedimiento de extracción de sal por disolución en agua.

3.3.5 Almacenamiento a presión constante

La presión dentro del recipiente de almacenamiento es constante, aunque el volumen del recipiente puede ser variable. Este sistema se realiza mediante la colocación del recipiente a cientos de metros bajo el agua, donde la presión del agua está por encima de la del recipiente de almacenamiento de energía manteniendo así los gases en el interior del recipiente. Esta estructura aumenta la densidad de energía del sistema de almacenamiento de energía, hace que el equipo de turbina sea eficiente y la planta CAES resulte adecuada para ser colocada en diferentes geologías. Además de las ventajas asociadas, el costo de este sistema de almacenamiento de energía es mucho mayor debido a la colocación del recipiente de almacenamiento en el interior del agua. El costo del recipiente también aumenta debido a que tiene que ser diseñado para permanecer en el agua durante mucho tiempo.



Figura 103. Almacenamiento CAES a presión constante

3.3.6 Geología

Para almacenar energía haciendo uso de esta tecnología, se requieren estructuras determinadas de manera que su uso sea rentable. Existen tres tipos de geologías para los sistemas CAES: roca dura, porosa y sal. La viabilidad de este tipo de geologías para el almacenamiento por aire comprimido está aún en fase de investigación. No hay estudios específicos para la aplicación de este tipo de tecnología en España, pero dado que las especificaciones geológicas necesarias para la construcción de almacenes de gas natural y sistemas CAES son muy similares, podemos afirmar que en Europa y España se podrían llevar a cabo varios de estos sistemas en el territorio. Este tipo de geología es más común en Estados Unidos, ocupando una buena parte de su territorio.

3.3.6.1 Roca dura

Es una buena opción, pero presenta un coste elevado. Es la opción más fiable, duradera y propensa a las fugas. Su elevado coste hace que su uso no sea atractivo en el futuro.

3.3.6.2 Roca porosa

Es una buena opción para utilizarla para el almacenamiento de energía. Un ejemplo son los acuíferos salinos. Un acuífero es un reservorio de agua subterránea compuesta por rocas y distintos materiales, genera agua para formar un pozo donde puede ser extraída.

3.3.6.3 Sal

Existen dos plantas de este tipo en el mundo, utilizan minas de sal para el almacenamiento del aire comprimido. Se pueden crear estas cavidades, pero resulta más atractivo utilizar las minas de sal abandonadas.

3.3.7 Conclusión

Es la única tecnología disponible comercialmente junto al bombeo hidráulico capaz de proporcionar gran almacenamiento de energía por encima de 100 MW. Es de baja eficiencia y bajo coste, pero de gran capacidad de almacenamiento.

Las barreras que presentan los CAES es como se ha mencionado anteriormente, que dependen de la geografía, y de combustibles fósiles para la turbina de gas, aunque su consumo es menor que en otros sistemas que incluyen turbina de gas, por lo que estos sistemas siguen en investigación actualmente.

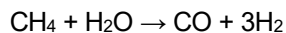
3.4 Electrólisis + Metanación

El hidrógeno es un transportador excelente de energía, ya que puede producirse a partir de diferentes y abundantes precursores, tales como gas natural, carbón, agua y energías renovables.

El hidrógeno (H_2) se considera como la energía más atractiva para el futuro próximo debido a que su combustión no resulta contaminante. El hidrógeno, cuando se combina con el oxígeno del aire, libera la energía química almacenada en el enlace H-H, generando solamente vapor de agua como producto de la combustión. Puede almacenarse como gas a presión y como líquido o distribuirse mediante gasoductos, por lo que se considera que puede reemplazar al gas natural a medio-largo plazo. Puesto que no se producen gases de efecto invernadero durante su combustión, el hidrógeno ofrece un gran potencial para reducir las emisiones de CO_2 que se generan durante la combustión de combustibles fósiles. El hidrógeno prácticamente no se encuentra en estado libre en la Tierra, por lo que no es una energía primaria. Sin embargo, puede producirse a partir de distintos precursores mediante procesos químicos o bioquímicos.

3.4.1 Reformado de hidrocarburos y metanol

El reformado de metano (CH_4) con vapor es un proceso utilizado a lo largo de varias décadas para producir H_2 . Por tratarse de la tecnología más económica, este proceso es el que se utiliza en la actualidad en la producción industrial del hidrógeno. La reacción es:



El gas natural reacciona con vapor de agua sobre un catalizador de níquel colocado en el reformador primario a temperaturas de 1.200 K y presión total de 20-30 bar. Puesto que el gas natural contiene impurezas de azufre, se requiere una etapa previa de eliminación de este contaminante para evitar el deterioro de la actividad catalítica. La corriente limpia de metano se hace reaccionar después en un reactor al que se incorpora un catalizador de níquel. El gas de salida es rico en hidrógeno, pero contiene una cierta proporción de monóxido de carbono, que a su vez se transforma en otro reactor, o incluso en dos, en hidrógeno adicional mediante reacción con vapor de agua. 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 H_2 se incorporan unidades de purificación mediante compresión/adsorción/desorción que permiten alcanzar un hidrógeno muy puro (99,999% volumen).

Como el gas natural contiene una pequeña proporción de otros hidrocarburos tales como etano, propano y butano, que se descomponen con facilidad y generan residuos carbonosos en las condiciones de reformado del metano, componente mayoritario, se requiere una etapa previa de reformado (pre-reformado) para transformar una parte de los hidrocarburos presentes en el gas natural en una mezcla de CO/H_2 . Este proceso se incorpora antes de la unidad de reformado y permite operar con una variedad de alimentaciones asegurando que la alimentación es constante en todas las unidades de reformado. El pre-reformado tiene un fuerte efecto sobre la composición gaseosa que alimenta la unidad de reformado con vapor. Así, los hidrocarburos de cadena más larga se eliminan completamente al mismo tiempo que se convierte una fracción del metano. Dado que estos hidrocarburos de cadena larga tienen tendencia a formar carbono, este proceso de pre-reformado minimiza la formación de residuos de carbón durante el propio proceso de reformado del metano, lo que redundaría en un tiempo de vida largo de los sistemas catalíticos utilizados.

El vapor de agua, utilizado en la reacción de reformado con vapor, puede reemplazarse por dióxido de carbono, por oxígeno o por una mezcla de ambos. Estos conceptos avanzados de la tecnología de reformado son similares a la clásica de reformado con vapor, pero solamente se utilizan en casos muy concretos. Específicamente, se aplican cuando se requiere utilizar la mezcla CO/H_2 para fabricar hidrocarburos o metanol en vez de producir exclusivamente hidrógeno.

En lugar de metano, se puede utilizar igualmente metanol para la producción industrial de hidrógeno. En este proceso, el metanol se hace reaccionar con vapor de agua sobre un catalizador para producir H_2 . Esta es una reacción endotérmica en la que el calor requerido se obtiene de la combustión del gas de cola junto a otra pequeña fracción de metanol. La corriente de hidrógeno se purifica en una unidad de adsorción/desorción, tal como se hace en el reformado de metano. Esta reacción es simple ya que no tiene en cuenta la formación de compuestos oxigenados intermedios, si bien por razones económicas solo se utiliza allí donde hay un exceso de metanol.

La disponibilidad y buena red de distribución de gases licuados de petróleo (LPG) y de destilados medios hacen de estas fracciones candidatos idóneos para producción de H_2 . Sin embargo, se ha dedicado muy poca atención al desarrollo de un proceso basado en estos combustibles. La razón principal del escaso cuerpo de trabajo existente es que se deposita carbón en la superficie catalítica con relativa facilidad. El proceso implica básicamente oxidación parcial de estos hidrocarburos. El reactor está rodeado de un horno eléctrico con el que se calienta la mezcla de hidrocarburo-aire. A la salida del reactor se elimina como H_2S y a continuación se inyecta vapor de agua antes de incorporar el reactor de desplazamiento del gas de agua. Para las celdas de combustible de membrana polimérica los niveles de CO se mantienen por debajo de 10 ppm lo que se consigue pasando la corriente sobre catalizadores altamente activos y selectivos, capaces de oxidar las impurezas de CO a CO_2 a temperatura ambiente. El reformador opera satisfactoriamente con varios tipos de combustible; sin embargo, los problemas derivados de la presencia de compuestos de azufre, así como el depósito de coque sobre los catalizadores no están totalmente resueltos. Teniendo en cuenta el impacto de esta tecnología en el medio ambiente, los fabricantes de automóviles la consideran como una de las opciones posibles de generar el H_2 a

bordo para alimentar la celda de combustible que genera la electricidad requerida por el motor eléctrico.

3.4.2 Electrólisis del agua

Los paneles solares y los aerogeneradores pueden producir a veces, durante ratos por lo general cortos, más energía de la que se puede transferir a la red eléctrica en el momento. Un concepto ya explotado, aunque todavía a pequeña escala, para aprovechar esa electricidad, es el de utilizarla para producir hidrógeno, mediante la electrólisis del agua.

La electrólisis del agua es la descomposición del agua (H_2O) en los gases oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2) por medio de una corriente eléctrica continua, suministrada por una fuente de alimentación, una batería o una pila, que se conecta mediante electrodos al agua. Para disminuir la resistencia al paso de corriente a través del agua esta se suele añadir pequeñas muestras de ácido sulfúrico o bien añadiendo un electrolito fuerte como el hidróxido de sodio, NaOH.

Una fuente de energía eléctrica se conecta a dos electrodos. En una celda propiamente diseñada, el hidrógeno aparecerá en el cátodo (donde los electrones son bombeados al agua), y el oxígeno aparecerá en el ánodo.

La electrólisis de agua pura requiere una gran cantidad de energía extra en forma de sobrepotencial (y representa cualquier tipo de pérdida y no finalidad en el proceso electroquímico), con respecto al teóricamente necesario para llevarla a cabo (+1,229 V) puesto que se han de superar varias barreras de activación. Esto se debe en parte a la escasa disociación del agua pura. La conductividad del agua pura es de una millonésima de la del agua de mar siendo la conductividad típica del agua pura del orden de $0.055 \mu S \cdot cm^{-1}$.

Para una célula bien diseñada, el sobrepotencial más grande es el sobrepotencial de reacción para la oxidación de cuatro electrones de agua a oxígeno en el ánodo. Los electrocatalizadores pueden facilitar esta reacción, y las aleaciones de platino son actualmente la mejor técnica para llevar a cabo esta oxidación.

Desarrollar un electrocatalizador barato y eficaz para la descomposición del agua sería un gran avance, y es un tema de investigación actual.

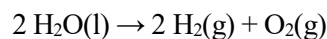
Sin esa energía extra, o sobrevoltaje, la electrólisis de agua pura ocurre muy lentamente si es que logra suceder. Varias celdas electrolíticas pueden no tener los electrocatalizadores requeridos. Como se ha comentado anteriormente la eficacia de la electrólisis aumenta con la adición de un electrolito (como la sal, un ácido o una base) y el uso de electrocatalizadores.

Las reacciones que tienen lugar en los electrodos son:

Reducción en el cátodo: $2 H^+(ac) + 2e^- \rightarrow H_2(g)$

Oxidación en el ánodo: $2 H_2O(l) \rightarrow O_2(g) + 4 H^+(ac) + 4e^-$

Sumando las semireacciones anteriores se obtiene la reacción global:



Como se puede apreciar el número de moléculas de hidrógeno producidas duplica el número de moléculas de oxígeno. Además, el número de electrones transportados a través de los electrodos es el doble del número de moléculas de hidrógeno producidas y el cuádruple del número de moléculas de oxígeno obtenidas.

En combinación con el dióxido de carbono (CO_2), el hidrógeno, un recurso renovable, se puede utilizar para producir metano, el cual puede ser almacenado y transferido a redes de suministro de gas natural, ya que éste se compone en su mayor parte de gas metano.

Cuando los volúmenes de hidrógeno requeridos en una determinada aplicación no son elevados, el hidrógeno se obtiene mediante electrólisis de agua. La reacción electrolítica se realiza en medio alcalino debido a que en este medio se incrementa la conductividad eléctrica. El hidrógeno producido en el cátodo se debe purificar ya que contiene impurezas de oxígeno y un cierto nivel de humedad. La corriente de hidrógeno se seca mediante un adsorbente y las impurezas de oxígeno se eliminan con un convertidor DeOx. Además, en el ánodo del electrolizador se produce oxígeno, cuyo volumen es la mitad del volumen de hidrógeno, tal como corresponde a la composición de la molécula de agua. La mayor parte de los electrolizadores son de tipo tanque con los electrodos dispuestos en paralelo. El calor liberado en el proceso se elimina recirculando agua alrededor de las celdas. Conviene señalar el hecho de que el hidrógeno producido por electrólisis es del orden de 4.9-5.6 kWh

por cada m³ de hidrógeno producido, lo que resulta al menos dos veces más caro que el hidrógeno obtenido por reformado del gas natural.

Puesto que los electrolizadores convencionales proporcionan H₂ con un coste elevado, se han desarrollado otros procesos electrolíticos. Uno de ellos es la electrólisis en fase de vapor. El potencial reversible de la celda decrece al aumentar la temperatura. Puesto que el coste de electricidad requerida en la electrólisis para producir H₂ a partir de H₂O es proporcional a la fuerza electromotriz de la celda, el coste disminuye con la temperatura. La celda se enfría debido a que el proceso es endotérmico y se mantiene a temperatura constante aportando calor desde el exterior. Esto significa que el calor se convierte por vía electroquímica en H₂ sin pasar por un ciclo de Carnot. Así, a 1.500 K la cantidad de energía térmica que se utiliza en la descomposición termo-electroquímica es del 50% del total. Bajo estas condiciones, el coste de producción es 50% más bajo que en el proceso convencional. Otra alternativa económica de producción de H₂ la proporcionan nuevos tipos de electrocatalizadores que son capaces de disminuir el sobrevoltaje, lo que supone una reducción del coste.

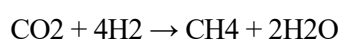


Figura 104. Sistema para la producción de electrólisis

3.4.3 Metanación

En el proceso de metanación se emplea CO₂, generado por ejemplo a partir de la elaboración de biogás, y dicho CO₂, combinado con hidrógeno (H₂), obtenido mediante electrólisis gracias a ese excedente de electricidad generada mediante energías renovables, produce metano, el cual no sólo puede ser distribuido con facilidad y de forma rentable en las redes de distribución de gas natural, sino que también puede ser almacenado durante periodos largos de tiempo. De este modo, se puede usar energía renovable para elaborar un combustible "cuasi-fósil".

La reacción química de Sabatier, la cual produce metano a partir de hidrógeno y CO₂ a altas temperaturas y presiones, con la ayuda de un catalizador de níquel en agua y metano, fue descubierta por el químico francés Paul Sabatier (1854-1941). Se requiere un catalizador para provocar la reacción del CO₂ con el hidrógeno utilizando la mínima cantidad posible de energía. Las moléculas de gas reaccionan más fácilmente unas con otras sobre la superficie de un catalizador (níquel), reduciendo así la energía requerida para que dicha reacción ocurra.



La reacción es exotérmica y produce una energía de aproximadamente 165 kJ. La reacción se lleva a cabo en un reactor, cuyas paredes están revestidas de níquel que actúa como catalizador.

Además de metano también se produce agua.

3.4.4 Producción

La eficiencia de los modernos generadores de hidrógeno se mide por la energía consumida por volumen estándar de hidrógeno (MJ/m³), suponiendo la temperatura y la presión estándar del H₂. Cuanto menor sea la energía utilizada por un generador, mayor será su eficiencia.

Un electrolizador teórico 100% eficiente consumiría 39,4 kilovatios-hora por kilogramo (142 MJ/kg) de hidrógeno, 12749 julios por litro (12,75 MJ /m³). En la práctica, la electrólisis (utilizando un electrolizador giratorio a una presión de 15 bar) puede llegar a consumir 50 kilovatios-hora por kilogramo (180 MJ/kg) y otros 15 kilovatios-hora (54 MJ) si el hidrógeno se comprime para su uso en coches de hidrógeno.

Los vendedores de electrolizadores proporcionan eficiencias basadas en la entalpía. Para evaluar la eficiencia reivindicada de un electrolizador es importante establecer cómo fue definido por el vendedor (es decir, qué valor de entalpía, qué densidad de corriente, etc.).

Hay dos tecnologías principales disponibles en el mercado, la alcalina y los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM). Los electrolizadores alcalinos son más baratos en términos de inversión (usan generalmente catalizadores de níquel), pero menos eficientes. Por el contrario, los electrolizadores de PEM son más caros (usan generalmente catalizadores de metal del grupo del platino) pero son más eficientes y pueden operar a densidades de corriente más altas y, por lo tanto, pueden ser posiblemente más baratos si la producción de hidrógeno es suficientemente grande.

En 1996 los informes sobre las eficiencias de trabajo para la tecnología alcalina estaban comprendidas en el rango del 50-60% para los electrolizadores pequeños y alrededor del 65-70% para las plantas más grandes. La eficiencia teórica para los electrolizadores de tipo PEM se supone que pueden llegar hasta el 94%. Los rangos en 2014 fueron del 43-67% para los alcalinos y del 40-67% para los PEM, y se estima que pueden alcanzar hasta el 53-70% en 2030 para los alcalinos y el 62-74% para los PEM.

3.4.5 Conclusión

La vía seleccionada de producción de H₂ viene dictada por la economía del proceso, las necesidades del mercado y también por las regulaciones ambientales. El hidrógeno permite el acceso a un amplio grupo de precursores primarios tales como combustibles fósiles, energía nuclear y, con una penetración cada vez mayor, las energías renovables (eólica, solar, biomasa). Mediante todas estas alternativas, el coste del hidrógeno como portador de energía no contaminante será más estable que cualquier otra fuente. La introducción del hidrógeno y la electricidad como portadores de energía permitirá explotar los recursos autóctonos y así reducir la fuerte dependencia del petróleo.

3.5 HHS

La idea de este sistema es elevar una gran masa de roca cilíndrica bombeando agua debajo de ella, utilizando el excedente de energía (horas valle), almacenando energía potencial. Cuando la demanda de energía es superior a la generación renovable, la masa cilíndrica desciende, y el agua a presión acciona una turbina generadora de electricidad. Este tipo de “pistón” se construye mediante el movimiento de tierras o tecnologías mineras.

La construcción mediante tecnologías mineras consiste en cortar el “pistón hidráulico” de la roca natural. Dicho pistón queda incrustado en la zona de alrededor, de forma que se reduce el esfuerzo de la construcción. En el proceso de corte para exponer el pistón se utilizan sierras de alambre (que se utilizan en las canteras para separar grandes bloques de rocas), para que la superficie de la roca sea lo suficientemente suave para su posterior procesamiento. Todas las superficies que están expuestas al agua se sellan impermeables utilizando geomembrana para mantener la capacidad del cilindro hermético. El anillo sellador de la capacidad del cilindro a presión tiene que mantener el agua a presión dentro del cilindro. Este anillo está encima del centro de gravedad del pistón por razones hidrostáticas, si no, el pistón podría quedarse atascado en la roca.

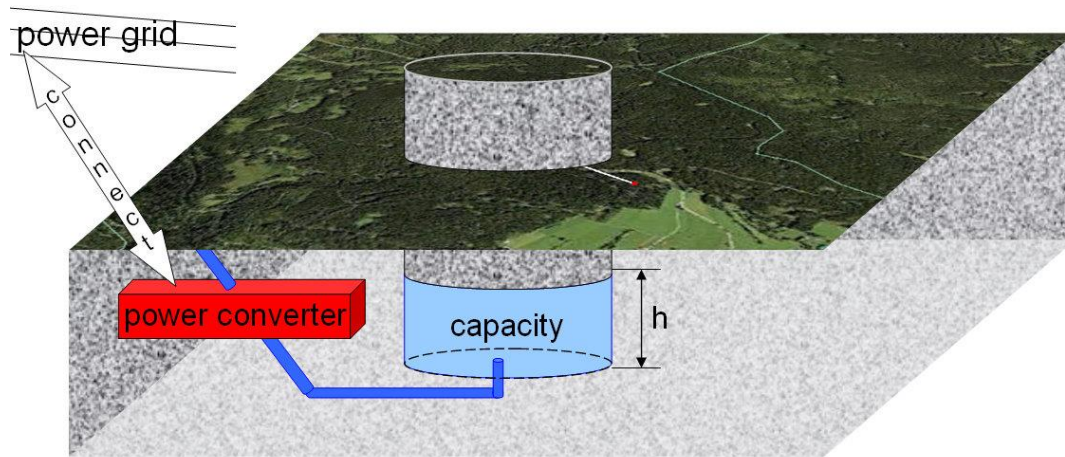


Figura 105. Esquema HHS

En esta disposición el agua es bombeada hacia la parte inferior entre el cilindro y la base, resultando una elevación del pistón de granito.

La energía almacenada puede derivarse de la masa que es elevada y la cantidad de agua que es movida dentro de la cavidad bajo el pistón. Asumiendo que la densidad de la roca es $\rho_R = 2600 \text{ kg/m}^3$, que se aplica a todas las rocas de la corteza terrestre, y la gravedad $g = 9.81 \text{ N/kg}$, la energía potencial E de un volumen V , elevado una altura h es calculado por:

$$E = g * \rho_R * V * h$$

El volumen V de la roca depende de la forma. Por razones de estabilidad mecánica, la forma del pistón debe ser compacta. Esto resulta en un ratio entre diámetro y altura cercano a uno. Por tanto, el pistón es aproximadamente un cilindro de radio r y altura h , que es igual a su diámetro d . El volumen, puede ser calculado por:

$$V = 2 * \pi * r^3$$

Dado que el anillo tiene que permanecer siempre debajo del suelo para contener el agua y por encima del centro de gravedad, el pistón sólo puede ser elevado por la mitad de su longitud l : $h = l/2$.

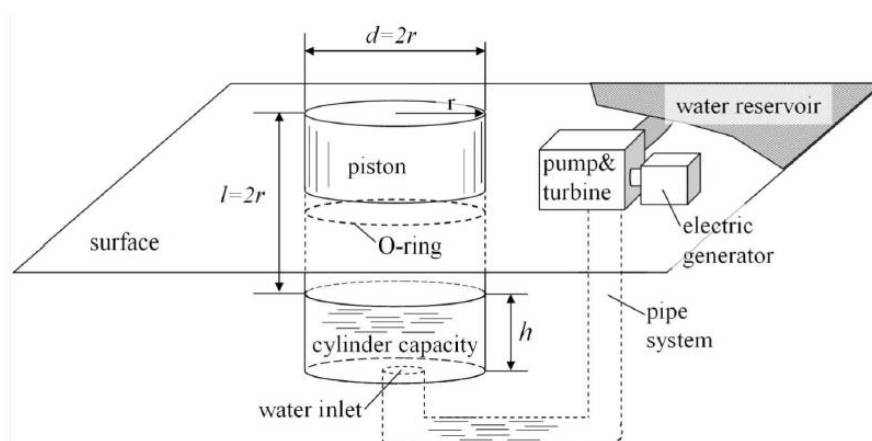


Figura 106. Sistema HHS

Obtenemos la energía potencial del pistón E_r como:

$$E_r = 2 * \pi * g * \rho_R * r^4$$

La energía total que puede ser almacenada E_{HHS} es reducida por la pérdida de energía potencial del agua E_W

con densidad ρW que es inyectada en el cilindro en la profundidad media de $3/2 * r$. Resultando en un total de capacidad energética de:

$$EHHS = ER + EW = 2 * \pi * g * \rho R * r^4 - 3/2 * \pi * g * \rho W * r^4$$

$$EHHS = (2 * \rho R - 3/2 * \rho W) * \pi * g * r^4$$

La ventaja radica en la gran cantidad de energía que se podría almacenar y las relativas pequeñas inversiones que hay que realizar, comparado con un sistema hidráulico de almacenamiento similar. No se necesitan grandes diferencias de alturas como en el bombeo hidráulico, así como la cantidad de agua, pudiendo además funcionar con una vida de más de 60 años.

La única propiedad de la ecuación es que la capacidad de almacenamiento de energía del sistema es proporcional al radio elevado a cuatro. Esto implica que, si se dobla el radio, resulta un aumento de 16 veces la capacidad de almacenamiento. Lo interesante es que la cantidad de energía aumenta con el radio a la cuarta mientras que los costes de producción, principalmente a través de la eliminación del cilindro de su ambiente, sólo crece con el radio al cuadrado. Esto quiere decir que, en comparación con todas otras formas de almacenamiento conocidas, bajos costes por kWh pueden ser alcanzados si el radio del sistema es lo suficientemente grande.

A modo de ejemplo se calculan dos plantas hidráulicas. La primera con un radio de 150 metros, y la segunda con 500 metros de radio.

La energía almacenada es obtenida en una roca con densidad 2500 kg/m³, una densidad reducida de 1500 kg/m³ (esta agua es considerada para sustituir la roca) y un radio de 150 metros:

E(150m) = 13 GWh de capacidad de almacenamiento. Esto es precisamente la capacidad de la planta de almacenamiento planeada en Atdorf Schluchseewerk AG.

Si aumentamos el radio a 500m, la capacidad crecerá:

E(500m) = 1614 GWh que es la producción actual diaria de electricidad de Alemania.

Un análisis muestra que, en el futuro, la mezcla de energía eólica y solar necesita, al menos, una capacidad de almacenamiento de dos días. Sería por tanto suficiente, si dos HHS de 500 metros de radio fueran construidos en Alemania. El terreno requerido sería menos de dos kilómetros cuadrados.

Aquí tenemos unos cálculos realizados en función del radio:

HHS parameter							Unit
radius <i>r</i>	30	40	50	60	70	80	m
height <i>h</i>	30	40	50	60	70	80	m
length <i>l</i>	60	80	100	120	140	160	m
energy <i>E</i>	26	81	198	411	761	1.297	MWh
pump <i>C_P</i>	3,6	11,5	28	58	108	184	MW
turbine <i>C_T</i>	1,4	4,6	11	23	43	73	MW
water stream <i>V/t</i>	3	7	14	24	37	56	m ³ /s
cost	13	20	30	40	52	66	Mio. €
storage price	512	254	149	98	69	51	€/kWh
energy density <i>e_{HHS}</i>	6	11	18	27	37	48	kWh/m ²

Tabla 3. Variación de parámetros de un HHS

La potencia de bombeo CP se elige tal que el almacenamiento puede completarse en 8 horas, valor típico para un día soleado. El sistema descarga a una media de 16 horas CT, típico suministro nocturno en futuros escenarios. Estos cálculos están basados en un ciclo con eficiencia del 80%.

Los sistemas de almacenamiento son caros. Los rangos de precios de las baterías son amplios. El precio del almacenamiento mediante batería puede reducirse a 500€/kWh.

Otro aspecto de los sistemas de almacenamiento es el uso del terreno. Típicamente, los sistemas industriales de baterías pueden almacenar 10kWh/m^2 ; la mayor parte de los sistemas de bombeo hidráulico tienen valores similares. Incluso usando un pequeño sistema HHS con 40 metros de radio, la densidad energética alcanza los 11kWh/m^2 . Por lo que sistemas más grandes producirán valores mucho más altos. Los cálculos incluyen el área del pistón y una porción cuadrada de terreno con un margen de 2 metros para el cercado. La fuente de agua no se incluye porque es preexistente.

Hay al menos dos formas de construir un HHS, por movimientos de tierra o tecnología minera. La manera depende de la calidad de la tierra y del tamaño del sistema. Si el subsuelo es pobre, es preferible por movimiento de tierra. En este caso, una pared cilíndrica de contención mantiene el pozo de construcción abierto. Dentro del pozo, se construye un cubo para almacenar la tierra excavada. El costo de este sistema depende del volumen de tierra que haya que mover, y de las estructuras.

Si el subsuelo es de roca sólida, sistemas HHS más grandes se construyen con tecnologías mineras (figura 2a). Un eje es conducido hacia la profundidad del suelo. Dos túneles de instalación circular se ramifican desde allí, uno en la parte inferior y uno en la mitad hacia abajo. El túnel inferior es necesario para separar la superficie inferior usando raspado como en la industria minera. La grava restante permanece bajo el pistón para evitar una zanja abierta debajo de él. El túnel superior es necesario para instalar el anillo de sellado. Las paredes exteriores del cilindro son separadas de la roca que la rodea usando sierra de alambre. Por tanto, los agujeros son perforados desde la superficie hasta el túnel circular. Debido a la mecánica de la roca, es necesario cortar dos rendijas. La zanja restante debe tener un ancho que permita a los trabajadores entrar a la zanja con una canasta. En ambos modos de construcción todas las superficies del sistema son selladas con una geomembrana, esencialmente una lámina fuerte de plástico. En la parte superior, desde la superficie hasta el medio del túnel, se cubre con metal porque esta área está en contacto con el sistema de sellado, que requiere una superficie fuerte.

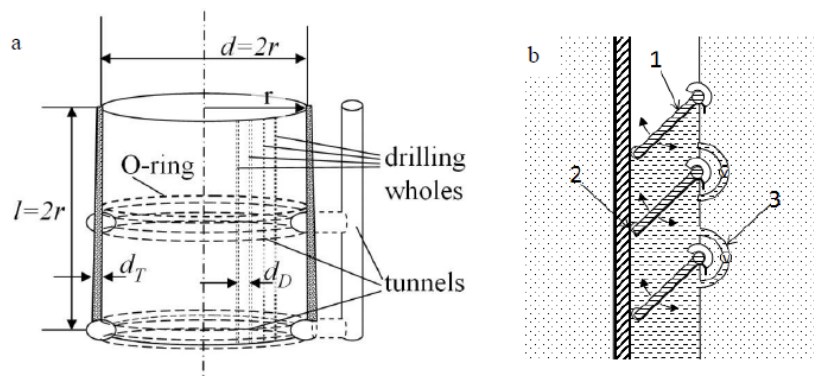


Figura 107. Excavación para la implantación de un HHS

El Sistema de sellado consiste en un anillo de sellado múltiple de construcción, como el de la figura 2b. cada anillo de sellado consiste en una solapa montada de manera flexible (1) y el material de sellado (2), que presiona contra la superficie de la pared exterior cubierta de metal. Las válvulas (3) que son situadas entre los diferentes anillos de sellado distribuyen la presión equitativamente entre las solapas. Esta construcción permite una reacción flexible si la superficie de la pared exterior no es perfectamente suave. Otra ventaja es que la presión por anillo de sellado puede ser libremente determinada por la elección del número de anillos.



Figura 108. Excavación para HHS

Los problemas técnicos radican principalmente en la construcción similar a la incertidumbre del proyecto de cada túnel. El corte de las paredes del cilindro es difícil porque tiene que ser muy preciso, si no el movimiento del pistón se verá perturbado, resultando en pérdidas por fricción.

Es interesante preguntarse si el pistón puede inclinarse. Pero esto no es posible siempre que menos de la mitad de la altura del pistón sea movida encima de la superficie, es decir, siempre que su centro de gravedad se encuentre bajo la línea de sellado, no se inclinará. Teniendo un radio r y una longitud $l=2r$, el pistón se elevará a una altura $h=r$.

Otro aspecto es la gran cantidad de agua que llenará el cilindro. El agua requerida debería ser tomada de una gran superficie. Por ejemplo, una superficie como el Lago Constanza sería adecuada, esto resultaría en una fluctuación máxima de un metro del nivel de agua del lago, calculado para una planta extremadamente grande con un pistón de 500 metros de radio.

Un recurso alternativo sería tomar agua del mar si el sistema estuviera localizado cerca de la costa. Además, estos sistemas tendrían la ventaja de ser capaces de absorber la energía eólica de manera óptima.

El concepto de almacenamiento de energía con un gran pistón es nuevo y por tanto sólo estimaciones aproximadas pueden ser calculadas. El coste de un HHS depende de tres factores, la construcción del cilindro, el sistema de bomba y turbina, y el suministro de agua. El sistema de bomba y turbina es bastante similar al de una central de bombeo, la diferencia es que sistemas HHS grandes usan turbinas y bombas más pequeñas debido al relativo coste de la parte de almacenamiento. El suministro de agua depende de las condiciones locales. Dado que no se requiere terreno montañoso, este sistema puede ser construido en cualquier lugar, de manera que el suministro de agua no será un problema importante.

Invest	Task	Specific price		Comment
		per unit	Unit	
I_{Tunnel}	tunnel system	10,000	€/m	utility tunnel price ¹
I_D	drilling	500	€/m	depending on depth ²
I_{AS}	wire saw cutting	10	€/m ²	price in quarry ³
I_R	rock removal	20	€/m ³	depends on deposit cost ⁴
I_F	floor separation	1,000	€/m ²	calculated from tunnel cost I_T
I_O	steel coverage	200	€/m ²	stainless steel ⁵
I_W	waterproof cover	100	€/m ²	geomembrane ⁶
I_{IO}	O-ring for sealing	10,000	€/m	depends on security requests

Tabla 4. Costes iniciales de un HHS

El coste principal surge de la construcción del pistón. Si el cilindro se construye usando tecnologías mineras,

sólo la superficie del pistón es rayada. Esto implica que el coste incrementa en proporción de los siguientes factores: túnel, perforaciones, aserradura, raspado y sellado. El coste de proyectos específicos dependerá mayormente del caso.

Una primera aproximación muestra que un pistón de un radio de 50 metros puede costar 30 millones de euros, resultando un precio de almacenamiento de 150€/kWh (bomba y turbina no incluidos, dependen del diseño del sistema). Los sistemas más grandes disfrutan de importantes retornos a escala: el costo unitario de almacenamiento disminuye con $1/r^2$ como resultado de la capacidad creciente en proporción a la cuarta potencia del radio mientras que el costo de construcción solo aumenta con el cuadrado de r .

Comparando el coste del sistema con su precio de almacenamiento, encontramos que un sistema en el rango de $r=50\text{m}$ puede presentar más inversión beneficiosa que los sistemas de baterías dependiendo del tamaño del convertidor de potencia. Los sistemas más grandes son aún mejores.

El sistema HHS es una nueva oportunidad para construir una red de sistemas de almacenamiento. Su alta eficiencia en el rango del 80% reduce la necesidad de invertir en energía fotovoltaica o parques eólicos. Debido al hecho de que un HHS puede construirse virtualmente en cualquier lugar, muchas ciudades pueden alcanzar un alto nivel de suministro energético sostenible e independiente. Otra ventaja radica en la reducida demanda de líneas de larga distancia debido al bajo coste de la capacidad de almacenamiento.

3.6 SMES

Un Sistema de Almacenamiento de Energía por Superconducción (SMES, en inglés: Superconducting Magnetic Energy Storage) es un dispositivo de almacenamiento de energía que almacena energía en un campo magnético generado por el flujo de corriente en una bobina superconductora. La bobina es criogénicamente enfriada a una temperatura más baja que su temperatura crítica y con ello muestra su propiedad superconductora. El principio básico de un SMES es que una vez que la bobina es cargada, la corriente no decae y la energía magnética puede ser almacenada indefinidamente. Este almacenamiento de energía puede ser inyectado a la red eléctrica por simple descarga de la bobina. Están diseñados para satisfacer variaciones en la demanda eléctrica diurna, con una eficiencia en torno al 90%.

Las unidades SMES almacenan energía de la misma manera que un inductor convencional, en el campo magnético creado por las corrientes que fluyen en los alambres. Pero en el SMES la corriente fluye por un alambre superconductor, por lo que el alambre se encontrará a temperaturas criogénicas y no tendrá resistencia conductiva. Este hecho significa que no hay disipación térmica, por lo que la energía se podrá almacenar indefinidamente hasta que sea requerida.

Este fenómeno fue descubierto por Karmeligh Onnes, refrigerando con helio líquido una muestra superconductora con forma de anillo a la que indujo corriente eléctrica. Un año después de haber desconectado la muestra de la fuente, la corriente seguía circulando sin disminuir.

La estructura básica de un dispositivo SMES se muestra en la figura a continuación:

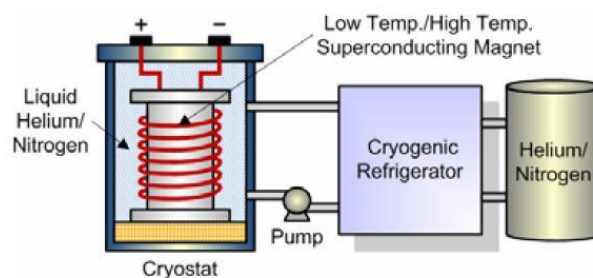


Figura 109. Sistema SMES

La base de este dispositivo es una gran bobina superconductora, cuya estructura básica está compuesto de los

componentes de la bobina y el sistema de refrigeración criogénico.

Los sistemas SMES se caracterizan por sus bajas pérdidas, bajos costos de mantenimiento y por la capacidad rápida de cargarse o descargarse. La energía almacenada se puede lanzar de nuevo a la red descargando la bobina.

A la salida del sistema se utiliza un inversor/rectificador para transformar energía de corriente alterna (AC) a corriente continua (DC) o viceversa. El inversor/rectificador presenta pérdidas de energía cercanas al 2-3% en cada dirección. el alto costo de los superconductores es la limitación principal para el uso comercial de este método de almacenamiento de energía.

Estos sistemas constan de: bobina superconductor, sistema de refrigeración e interfaz eléctrica.

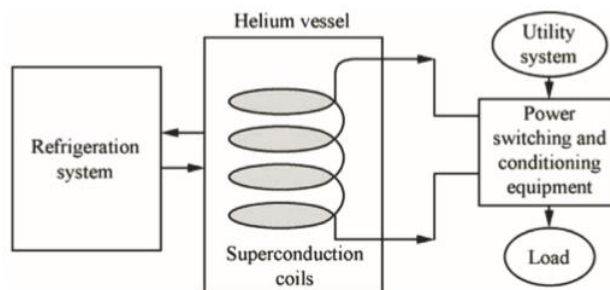


Figura 110. Esquema SMES

3.6.1 Bobina superconductor

Los superconductores son capaces de transportar altos niveles de corrientes en la presencia de altos niveles de campos magnéticos a bajas temperaturas con resistencias al flujo de corriente eléctrica nulas, a menos que se superen sus valores críticos: temperatura (T_c), densidad de flujo magnético (B_c) y densidad de corriente (I_c). Los materiales que muestran superconductividad han ido creciendo en número y variedad, pero la cantidad de superconductores utilizados en aplicaciones prácticas y comerciales todavía es limitada, siendo la aleación de Niobio-Titanio (NbTi) la más utilizada en aplicaciones a altos niveles de potencia. En la Tabla 1 podemos ver una lista de superconductores con sus valores críticos de temperatura, densidad magnética y su densidad energética (W_m).

Superconductor	T_c [K]	B_c [T]	W_m [J/m ³]
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. Superconductores SMES

El contenido energético en un campo magnético es determinado por la corriente que fluye a través de las espiras de una bobina, viene dado por:

$$W_m = \frac{1}{2} * L * i^2$$

Siendo W_m la energía almacenada (en Julios), L la inductancia (en Henrios) e i la intensidad eléctrica (en Amperios).

Dado que la densidad de campo magnético en materiales ferromagnéticos no sobrepasa los 3 Teslas, las bobinas utilizadas para almacenar energía magnética por superconducción son usualmente colocadas en aire o al vacío con permeabilidad $\mu = \mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ [H/m]. Para obtener altos valores de energía (W_m) con una corriente (i) limitada por el superconductor utilizado es necesario incrementar la inductancia; lo cual se puede hacer utilizando la geometría.

Existen tres configuraciones en el diseño de SMES:

-Solenoides sencillos con forma circular.

-Conexión en serie de solenoides coaxiales.

-Toroides de forma circular, ovalado o D comprendido por una serie de espiras conectadas en series.

Cabe señalar que la configuración del inductor afecta la masa total de la estructura del SMES. Inductores con configuración toroidal compuesto por espiras sencillas tienen un campo magnético externo mínimo, lo cual es ideal para no afectar a los sistemas de navegación, la salud de las personas y las líneas de transmisión, pero utilizan aproximadamente el doble de superconductor, mientras que la configuración de solenoide sencillo es superior en términos de energía almacenada por peso.

3.6.2 Sistema de refrigeración

El sistema de enfriamiento de un SMES está compuesto por el refrigerador, en donde se prepara el refrigerante y el contenedor criogénico en donde reposa la bobina superconductora para ser refrigerada y aislada térmicamente del medio ambiente. El sistema de enfriamiento utiliza normalmente Helio como refrigerante. Éste remueve todo el calor que entra al contenedor criogénico y por consiguiente asegura que la temperatura del superconductor no exceda la temperatura crítica. Dado que la planta de refrigeración posee una eficiencia límite, el calor que penetra por las tuberías, los soportes mecánicos y por radiación deben ser tan bajo como sea posible; para asegurar esto, se provee de un enfriamiento intermedio llamado “escudo térmico”. La refrigeración de la bobina y el aislamiento térmico son problemas técnicos de extrema dificultad dado a las bajas temperaturas (alrededor de 1.8 K) que se necesitan para mantener el superconductor trabajando de manera eficiente. El refrigerador consume energía eléctrica y por consiguiente disminuye la eficiencia del SMES. Un sistema de refrigeración típico requiere aproximadamente 1.5 kW por MWh de energía almacenada.

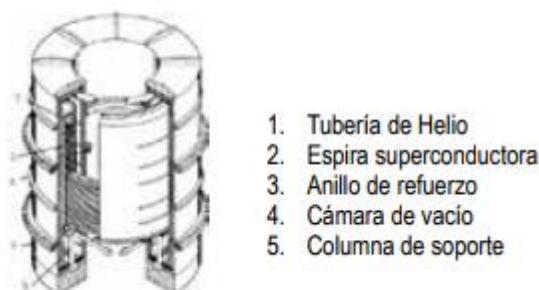


Figura 111. Bobina superconductora dentro de un contenedor criogénico de helio, con capacidad de almacenar 100MJ de energía.

3.6.3 Interfaz eléctrica

La interfaz eléctrica entre el inductor superconductor y el sistema de potencia es un convertidor. El mismo es un rectificador/inversor que cambia la corriente alterna proveniente de la red a la corriente directa que fluye continua en las bobinas. Para cargar o descargar el inductor, el voltaje, a través de las bobinas, se hace positivo o negativo. Cuando la unidad está en reposo, independientemente del nivel de energía almacenado, la corriente se mantiene constante y el voltaje promedio, a través de las bobinas superconductoras, es cero.

Las pérdidas correspondientes al convertidor de estado sólido se estiman alrededor del 3 al 8% del total de la energía almacenada.

3.6.4 Cables superconductores

Sustituyendo los conductores en las líneas de distribución por superconductores, las pérdidas asociadas a la resistencia Joule (10-20%) se reducirían radicalmente.

Un cable superconductor tiene que estar refrigerado para mantenerlo a una temperatura inferior a la crítica del material que lo forma. Si el superconductor trabajase a temperatura ambiente, la refrigeración no sería necesaria. Y si el superconductor estuviese formado por nuevos materiales cerámicos, el sistema de refrigeración sería más simple, y menor su coste.

Estos cables superconductores pueden dividirse según el aislamiento térmico y el sistema conductor eléctrico.

Se tienen tres tipos de cables, con respecto a su construcción:

-Rígidos: aislamiento y conductor son construidos con tubos rígidos. Su desventaja es su longitud máxima de manufactura transportable, unos 20 metros.

-Semiflexibles: el aislamiento también consta de tubos rígidos. Sin embargo, el conductor es flexible. Pueden fabricarse en longitudes de 200 a 500 metros y ser transportados en tambores.

-Completamente flexibles: es aislamiento también es flexible.

La tecnología de fabricación dependerá si el cable transportara corriente alterna o continua. La diferencia está en la disposición de los superconductores dentro del cable. Aunque el esquema general permanezca prácticamente sin cambios. Los materiales más utilizados son Nb₃Sn y NbTi.

3.6.5 Almacenadores de energía magnética por superconducción en sistemas de potencia

En la tabla siguiente, podemos ver algunos parámetros típicos de un sistema de almacenamiento por superconducción. Los sistemas SMES son capaces de almacenar de 1 MW a 10 MW.

Total de energía almacenada	10000-13000 MWh
Energía disponible	9000-10000 MWh
Tiempo de descarga	5-12 h
Potencia máxima	1000-2500 MW
Corriente máxima	50-300 kA
Densidad de campo máximo	4-6 T
Diámetro medio de la bobina	300 m
Altura total de la bobina	80-100 m
Profundidad media debajo de la superficie	300-400 m
Eficiencia*	85-90 %
Pérdidas en el convertidor	2% de la potencia
Potencia del refrigerador	20-30 MW

* Asumiendo un ciclo completo de carga/descarga al día.

Tabla 6. Tabla de parámetros típicos de SMES

Dado que los sistemas de almacenamiento de energía magnética por superconducción son altamente eficientes y responden rápidamente a las variaciones de la demanda, pueden ser de gran utilidad a los sistemas de potencia ya que:

- Tienen la capacidad de proveer energía al sistema si se presenta una pérdida en la generación.
- Pueden proveer estabilidad durante transitorios ya que amortigua las oscilaciones presentes en la línea de transmisión.
- Pueden amortiguar cambios bruscos de voltaje.
- Y finalmente, el sistema de almacenamiento en general es relativamente pequeño en tamaño en comparación con otros sistemas de almacenamiento y su ubicación no se ve limitada a algún área específica como es el caso de las hidroeléctricas.

El primer SMES utilizado tanto para experimentación como para uso comercial fue diseñado por el Laboratorio Nacional Los Álamos (LANL, por sus siglas en inglés) y construido para la Bonneville Power Company en 1982. Estuvo en uso por cinco años y fue desmantelado para investigación. Este proyecto tenía una capacidad energética de 30 MJ y fue utilizado para estabilizar el sistema de potencia ya que amortiguaba las oscilaciones presentes en una línea de transmisión de 1500 km de largo.

Según LANL, el costo de construcción de un sistema de almacenamiento por superconducción se distribuye de la siguiente manera:

- Bobina superconductora 45%.
- Estructura 30%.
- Mano de obra 12%.
- Convertidor 8%.
- Sistema de enfriamiento 5%.

El mayor reto que presenta esta tecnología es reducir el costo total del sistema. Actualmente, el costo del sistema de almacenamiento SMES depende del costo de los superconductores. En el 2007, el coste del NbTi era de 1 \$/kAm, mientras que el Nb3Sn era de 1.50 \$/kAm (Dólar/kilo amperio por metro). Afortunadamente, una característica inusual de este sistema es que el coste por unidad de energía almacenada (MJ o kWh) decrece a medida que la capacidad de almacenamiento aumenta, es por esto por lo que este tipo de sistema es preferible para aplicaciones de gran tamaño como lo es el sistema de potencia, aunque también se están realizando estudios para su aplicación en vehículos. Existen 100MW instalados en todo el mundo, 30 dispositivos en EE. UU. con un total de 50MW.

SMES es una tecnología de almacenamiento de energía que tiene mucho potencial debido a su capacidad de almacenar grandes cantidades de energía y aún ser rentable en comparación con otros sistemas de almacenamiento. El mayor reto que presenta es reducir el costo total del sistema (1000-10000 \$/ kW), pero avances en los sistemas de refrigeración criogénica y el desarrollo de mejores superconductores puede llevar a que su aplicación sea mucho más comercial.

3.7 Volante de inercia

En mecánica, un volante de inercia o volante motor es un elemento totalmente pasivo que únicamente aporta al sistema una inercia adicional de modo que le permite almacenar energía cinética, se construyen perpendicularmente al rotor para evitar la influencia de la gravedad. Este volante continúa su movimiento por inercia cuando cesa el par motor que lo propulsa. De esta forma, el volante de inercia se opone a las aceleraciones bruscas en un movimiento rotativo. Así se consiguen reducir las fluctuaciones de velocidad angular. Es decir, se utiliza el volante para suavizar el flujo de energía entre una fuente de potencia y su carga. En la actualidad numerosas líneas de investigación están abiertas a la búsqueda de nuevas aplicaciones de los volantes. Algunos ejemplos de dichos usos son:

- Absorber la energía de frenado de un vehículo, de modo que se reutilice posteriormente en su aceleración (KERS).
- Como dispositivos para suavizar el funcionamiento de instalaciones generadoras de energía eléctrica mediante energía eólica y energía fotovoltaica, así como de diversas aplicaciones eléctricas industriales.
- En los ferrocarriles eléctricos que usan desde hace mucho tiempo un sistema de freno regenerativo que alimenta la energía extraída del frenado nuevamente a las líneas de potencia; con los nuevos materiales y diseños se logran mayores rendimientos en tales fines.
- Para estabilizar la frecuencia y la tensión de sistemas eléctricos aislados.



Figura 112. Volante de inercia

Su principal característica frente a otros sistemas es la capacidad de absorber y ceder energía en poco tiempo. Es adecuado para sistemas mecánicos de ciclo energético discontinuo donde el periodo de tiempo sea muy corto, por lo que tradicionalmente se ha utilizado en motores y compresores alternativos, prensas, troqueladoras, etc. Esta tecnología no emite gases de efecto invernadero o materiales tóxicos, no utiliza combustibles fósiles, por lo que es totalmente respetuosa con el medio ambiente.

El volante de inercia es un elemento rotatorio capaz de almacenar energía cinética. Lo hace gracias a la inercia generada en su movimiento cuando se detiene el par motor que lo propulsa y al casi nulo rozamiento que se consigue con los cojinetes magnéticos. Empleando energía eléctrica para propulsar un disco metálico, éste genera energía cinética al girar y la almacena de manera que se puede utilizar como electricidad en el momento que se requiera. La densidad de almacenamiento de los volantes de inercia es alta, por el contrario, los costes de obtención son altos, a la vez que la descarga cuando estos no son utilizados también es alta.

Se pueden clasificar según las velocidades de giro: lentos, para velocidades menores de 5000 rpm; medios, para velocidades entre 5000-25000 rpm; y rápidos, hasta 100000 rpm.

La cantidad de energía que es capaz de almacenar un disco depende de su masa, de la distancia al eje de giro y, sobre todo, de la velocidad a la que consigue girar. Para ello, el mejor material es la fibra de carbono, que es muy resistente y puede girar a una velocidad de 100.000 revoluciones por minuto (rpm). Aunque también son fabricados con metal (bajas velocidades) o material compuesto (velocidades medias y altas). En usos comerciales, un volante de inercia de 1 metro de diámetro y 2 metros de altura puede almacenar unos 25 kWh a una velocidad de 16.000 rpm. Un aumento de la velocidad de giro no significa mayor cantidad de energía almacenada. A mayor velocidad de giro e igual velocidad lineal, menor radio, porque si no, los materiales no podrían soportar las fuerzas centrífugas.

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad v = \omega \cdot R$$

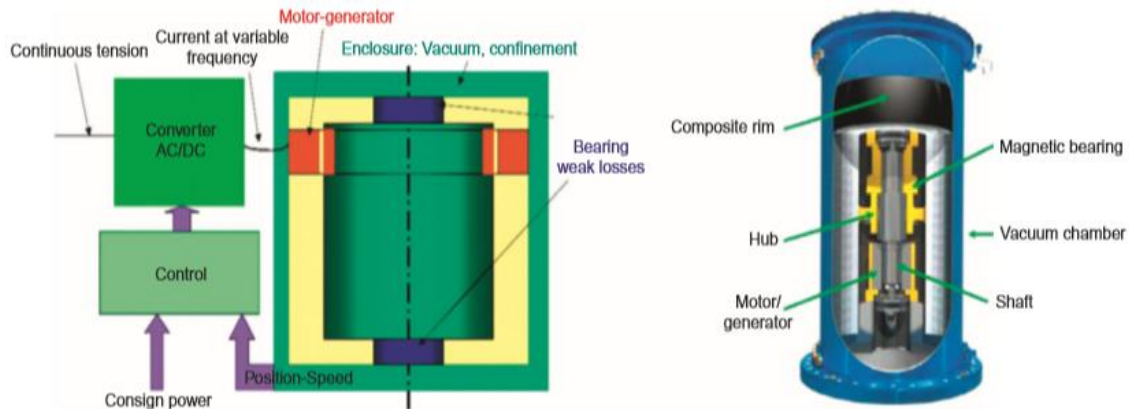


Figura 113. Esquema de un volante de inercia

Este sistema de almacenamiento de energía no requiere de un tiempo de carga y descarga, y puede almacenar una gran cantidad de energía respecto a su peso. Pueden suministrar muy altas potencias en poco tiempo y poseen una vida media entre 15 y 20 años.

La desventaja de estos sistemas es la autodescarga, en horas pueden perder el 50% de la energía almacenada (pérdidas de 3-20% por hora), por lo que son ineficientes para almacenamiento a largo plazo. Aun así, la eficiencia de éstos ronda el 90%, siendo además el coste capital 1000-5000 \$/kWh (los materiales son caros) y su coste de mantenimiento es bajo.

Para cargar el volante, la corriente eléctrica alimenta a unas bobinas (estátor) y el campo magnético creado por la corriente mueve el rotor.

Los volantes de inercia sirven tanto como para dar energía como para absorberla, pueden ser cargados por motores eléctricos cuando hay exceso de energía o actuar como generados cuando descargan. Por ejemplo, cuando en un sistema le voltaje es inferior al que se fija, el volante descarga energía para mantener ese voltaje, y cuando es superior, almacena la energía para mantenerlo en el voltaje deseado.

Partes:

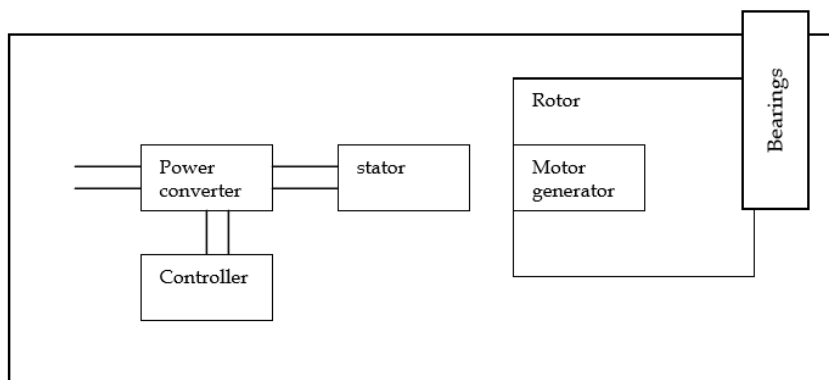


Figura 114. Partes de un volante de inercia

Si a un sistema de generación distribuida se le añaden volantes de inercia, logramos que se establezca el voltaje de este, mejoramos la eficiencia del combustible del generador, reducimos emisiones, y aumenta la vida útil del

generador.

3.7.1 Ejemplos de instalaciones

Uno de los proyectos de volante de inercia con mayores dimensiones es la planta de almacenamiento de energía de *Stephentown de Beacon Power*. Empezó a funcionar en 2011 y es la más grande de Norteamérica.

Tiene una capacidad de 20 MW con un tiempo de respuesta de 4 segundos, utilizando para ello 200 volantes de inercia de alta velocidad.

Su objetivo es regular la frecuencia y ofrecer estabilidad a la red eléctrica de Nueva York sin producir emisiones ni consumir combustibles fósiles. Llega a cubrir sus necesidades en un 10% con una eficiencia del 97%.

Con el proyecto Store liderado por Endesa, se instaló en 2014 un sistema de volante de inercia de 0,5 MW/18 MWs en la isla de la Gomera. Con un tiempo de respuesta muy alto, el objetivo de esta instalación era regular la red y estabilizar la frecuencia de la red eléctrica de la isla de forma continua.



Figura 115. Volante de inercia

3.8 Almacenamiento de energía térmica

Puede almacenarse la energía en forma de calor, variando la temperatura de una sustancia o produciéndose un cambio de fase. Con este tipo de sistema, podría usarse la energía solar durante la noche o en invierno si es almacenada lo que conllevaría a una mayor flexibilidad en la operación. Así el consumo energético se reduciría, así como las emisiones de CO₂, y los costes de operación y mantenimiento.

Si el mecanismo de almacenamiento de energía es el cambio de fase, hablaremos de calor latente, en el que sólo cambia la fase de la sustancia sin variar su temperatura (o varía muy poco).

Si lo que ocurre es un cambio de temperatura, se tratará de calor sensible, sin que se produzca cambio de fase.

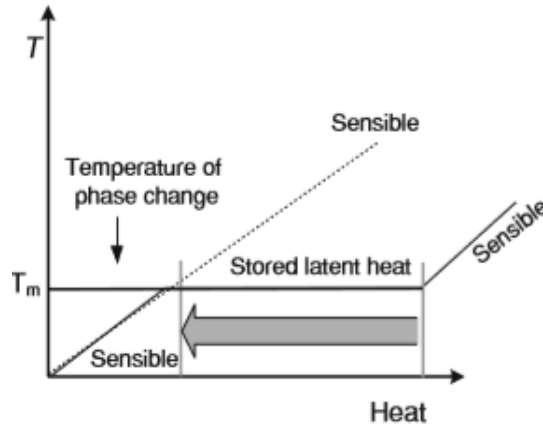


Figura 116. Gráfica temperatura-energía, distinguiendo los calores latente y sensible

Las ventajas que tiene el calor sensible son que tiene una gran capacidad de almacenamiento y un buen potencial de recuperación de energía térmica a temperatura constante.

El calor latente tiene gran capacidad de almacenamiento cuando la diferencia de temperatura entre la fuente y el sumidero de calor es baja. Se utiliza en aplicaciones como confort térmico en edificios, calentadores solares, refrigeración estacionaria, enfriamiento con baja energía o sistemas termosolares de concentración.

3.8.1 Calor latente

El almacenamiento por calor latente, al no haber variación (o muy poca) de temperatura, puede almacenar más energía por unidad de volumen o masa que el calor sensible, lo que implica que tiene mayor densidad energética (mejor, se trabaja con menos volumen, más eficiente). Interesa más el cambio de fase de sólido a líquido (es el que se usa principalmente), debido a que el cambio de fase líquido a gas no es práctico, requiere altos volúmenes o altas presiones para ser almacenado.

$$Q = m \cdot \Delta h$$

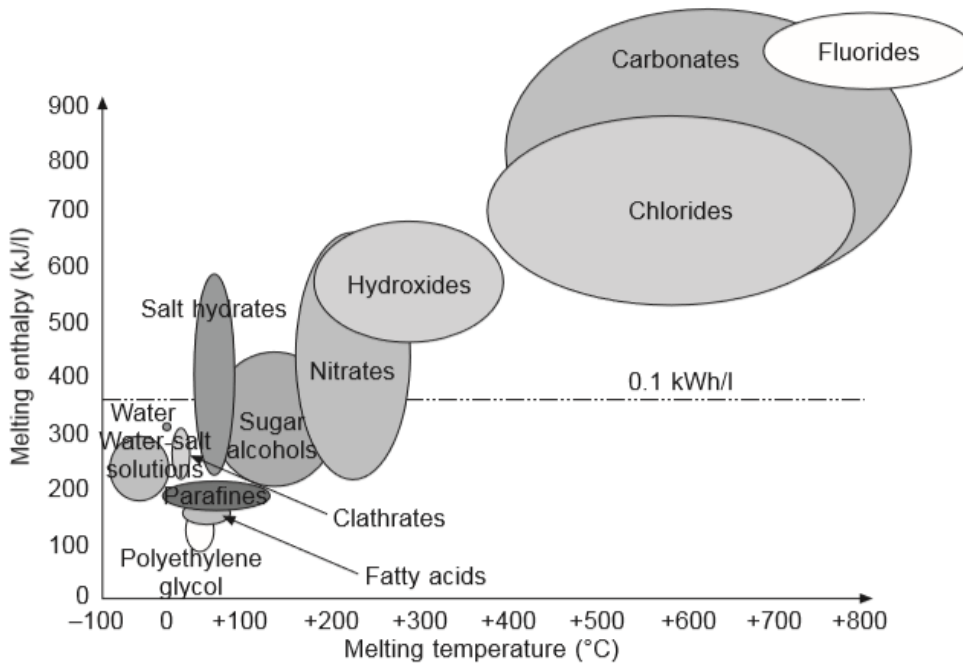


Figura 117. Materiales usados en el almacenamiento mediante calor latente

Los materiales usados en los que tiene lugar el cambio de fase se denominan PCM (del inglés Phase Change Materials). Estos materiales deben tener una temperatura de fusión en el rango de operación, calor latente alto por unidad de volumen, alta densidad, alta conductividad térmica (es deseable para almacenar más energía), alto calor específico, cambios pequeños en el volumen, presión de vapor a la temperatura de operación, estabilidad química, ser no corrosivo, no tóxico, no inflamable, no explosivo, resistente a las fugas, deben ser compatibles con la mayoría de materiales, baja o nula tendencia al superenfriamiento, tener un coste bajo y una alta disponibilidad (por ejemplo, polipropileno, poliolefina, acero inoxidable). Estas características son las ideales que debería tener un material ideal, lamentablemente ningún material cumplirá todas las características.

Material	Melting temperature (°C)	Melting enthalpy (MJ/m ³)
Water-salt solutions	-100-0	200-300
Water	0	330
Clathrates	-50-0	200-300
Paraffins	-20-100	150-250
Salt hydrates	-20-80	200-600
Sugar alcohols	20-450	200-450
Nitrates	120-300	200-700
Hydroxides	150-400	500-700
Chlorides	350-750	550-800
Carbonates	400-800	600-1,000
Fluorides	700-900	> 1,000

Tabla 7. Materiales, temperaturas de fusión y entalpías de fusión

La ventaja de los PCM es que son fiables, portátiles, ligeros y no dependen de una fuente de flujo externo (bomba...).

$$q_{alm} = \text{calor sensible (s)} + \text{calor latente} + \text{calor sensible (l)}$$

$$q_{alm} = m \cdot Cps \cdot (Tm - Ti) + m \cdot \Delta Hm + m \cdot Cpl \cdot (Tf - Tm)$$

Siendo:

$$Tf > Tm > Ti$$

Donde Tf es la temperatura final, Tm es la de fusión y Ti la inicial.

El calor se transfiere mediante un fluido, que normalmente será agua o aire, en un intercambiador de calor.

Si la temperatura del fluido Tf < Tm, el material solidifica y cede calor al fluido, si Tf > Tm el material funde y almacena calor.

Los materiales pueden ser orgánicos, inorgánicos, o metales líquidos. Se utilizan sales, ácidos grasos, ésteres y parafinas. Se añaden agentes nucleantes para minimizar el cambio de fase y evitar el subenfriamiento. El criterio de selección de los materiales depende de la temperatura de fusión y estabilidad de estos, también habría que considerar las posibles temperaturas externas.

Los materiales inorgánicos se usan en aplicaciones solares cuando las temperaturas son altas, su conductividad térmica es mayor que en los materiales orgánicos. Tienen poco cambio en su densidad en el cambio de fase y su densidad es más alta que la de los materiales orgánicos.

Las sales deben ser encapsuladas para evitar la evaporación de agua, tienen alta capacidad para almacenar calor por unidad de volumen, el calor latente de cambio de fase es alto, y su conductividad térmica es alta. No son tóxicas, no inflamables y de bajo coste. Son corrosivas, y tienen capacidad para 10000 ciclos de carga y descarga.

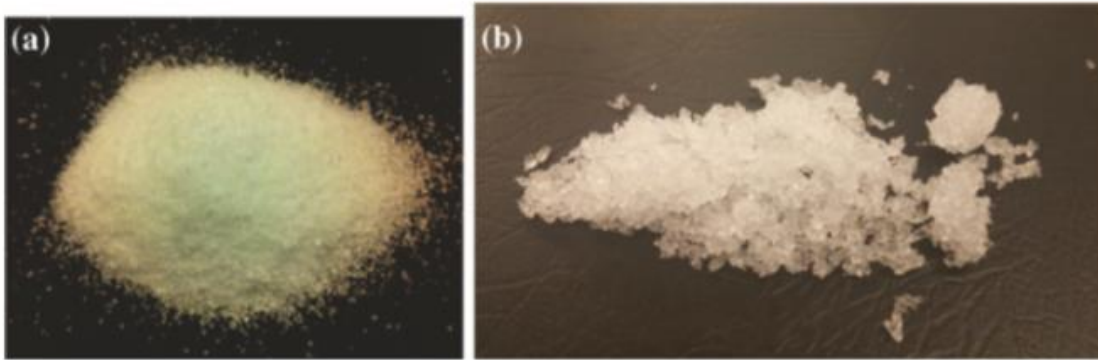


Figura 118. a) Cloruro sódico b) Cloruro de magnesio hexahidratado

Los hidratos de sales tienen características similares a las sales, son combinaciones de sales (óxidos, sulfatos, etc.) con agua. Tienen alto calor latente por unidad de volumen, baja presión de vapor en estado líquido, no son corrosivas, no reaccionan, no son peligrosas y no son inflamables, son compatibles con materiales de construcción, reciclables, tienen alta conductividad térmica con pocos cambios volumétricos en el cambio de fase, y son respetuosas con el medio ambiente. Las limitaciones que tienen son el alto grado de superenfriamiento, la limitada compatibilidad con materiales de construcción, corrosión cuando actúan con metales, y su ligera toxicidad.

Chemical formula	Name	Peak melt point (°C)	Latent heat (kJ/kg)	Density (kg/m ³)	Thermal conductivity (W/m K)
MgCl ₂ · 6H ₂ O	Magnesium chloride hexahydrate	117	168.6	1450 (liq) 1569 (solid)	0.579 (liq) 0.694 (solid)
CaCl ₂ · 6H ₂ O	Calcium chloride hexahydrate	29	170–192	1562 (liq) 1802 (solid)	0.561 (liq) 1.008 (solid)
NaSO ₄ · 10H ₂ O	Glauber's salts	32	251	1485 (solid)	0.544
NaNO ₃	Sodium nitrate	307	172	2260 (solid)	0.5
KNO ₃	Potassium nitrate	333	266	2110 (solid)	0.5
MgCl ₂	Magnesium chloride	714	452	2140 (solid)	NA
NaCl	Table salt (sodium chloride)	802	492	2160 (solid)	5.0
KF	Potassium fluoride	857	452	2370 (solid)	NA

Tabla 8. Propiedades térmicas de PCMs inorgánicos comunes

Las parafinas (C₂H₂+2n) y ácidos grasos (CH₃(CH₂)₂NCOOH) congelan sin subenfriar mucho, con propias propiedades nucleantes. Son estables, con alto calor latente de cambio de fase, son materiales seguros, no reaccionan y son reciclables. Por el contrario, poseen baja capacidad latente volumétrica de almacenamiento de calor y baja conductividad térmica en estado sólido (parafinas 0,2 W/(m·K) aproximadamente), son caros e inflamables a altas temperaturas. A veces es más beneficioso mezclar materiales, por ejemplo, mallas de cobre en parafina. El rango de temperaturas de las parafinas oscila entre 35°C y 70°C y su calor latente oscila entre los

200 y 300 kJ/kg. Los ácidos grasos tienen menor temperatura de fusión que las parafinas, se utilizan en aplicaciones para el confort humano su calor latente está entre 100 y 200 kJ/kg.

Name	Type	T _m (°C)	Latent heat (kJ/kg)	ρ (kg/m ³)	C _p (kJ/kg)	k (W/m K)
Octadecane	Paraffin	29	244	814 (sol)	2150 (sol)	0.358 (sol)
				724 (liq)	2180 (liq)	0.152 (liq)
Heneicosane	Paraffin	41	294.9	773 (liq)	2386 (liq)	0.145 (liq)
Tricosane	Paraffin	48.4	302.5	777.6 (liq)	2181 (liq)	0.124 (liq)
Tetracosane	Paraffin	51.5	207.7	773.6 (liq)	2924 (liq)	0.137 (liq)
IGI 1230A	Blended paraffin	54.2	278.2	880 (sol)	2800 (liq)	0.25 (sol)
				770 (liq)		0.135 (liq)
Oleic acid	Fatty acid	13	75.5	871 (liq)	1744 (liq)	0.103 (liq)
Capric acid	Fatty acid	32	153	1004 (sol)	1950 (sol)	0.153 (liq)
				878 (liq)	1720 (liq)	
Lauric acid	Fatty acid	44	178	1007 (sol)	1760 (sol)	0.147 (liq)
				965 (liq)	2270 (liq)	
Palmitic acid	Fatty acid	64	185	989 (sol)	2200 (sol)	0.162 (liq)
				850 (liq)	2480 (liq)	
Stearic acid	Fatty acid	69	202	965 (sol)	2830 (sol)	0.172 (liq)
				848 (liq)	2380 (liq)	

Tabla 9. Propiedades de PCMs orgánicos comunes



Figura 119. Cera de parafina (izquierda) y ácido (graso) esteárico (derecha)

Como ventajas de los PCM orgánicos tenemos que la mayoría son químicamente estables, no corrosivos y reciclables. Por el contrario, su conductividad térmica, su densidad energética y su calor latente de fusión son bajos, son inflamables, su volumen cambia mucho al cambiar de fase, y al ser necesarios encapsularlos, aumenta su coste y disminuye el rendimiento por la resistencia térmica del encapsulamiento.

En los inorgánicos, el calor latente por unidad de volumen es mayor, así como su conductividad térmica, son reciclables, no inflamables y su coste es menor. Como desventajas, son corrosivos para la mayoría de los metales y tienen un mayor coste de mantenimiento.

En cuanto a la encapsulación, se trata de envolver los materiales en una pared sólida. La cápsula se constituiría

del núcleo, compuesto por el material a encapsular, y la cáscara, que sería la pared de la cápsula. En función del diámetro de la cápsula, existen las nanocápsulas (diámetro inferior a 1 μm), microcápsulas (diámetro de 1 μm a 1mm) y macrocápsulas (diámetro superior a 1mm).

Las cápsulas han de ser duraderas e inertes para que los PCM puedan ser usados eficientemente. Estas previenen las fugas en estado líquido, y son utilizadas en la industria farmacéutica, agroquímica, textil y térmica.

3.8.2 Calor sensible

El calor sensible viene dado por la expresión:

$$Q = m \cdot C_p \cdot \Delta T$$

Siendo m la masa, C_p el calor específico y ΔT la diferencia de temperatura.

Puede utilizarse cualquier material, que se elegirá según las capacidades. El almacenamiento de energía térmica mediante calor sensible es barato, controlable y fiable.

Material	Density (kg/m^3)	Specific heat ($\text{J}/\text{kg}\cdot\text{K}$)	Volumetric thermal capacity ($10^6 \text{ J}/\text{m}^3\cdot\text{K}$)
Clay	1,458	879	1.28
Brick	1,800	837	1.51
Sandstone	2,200	712	1.57
Wood	700	2,390	1.67
Concrete	2,000	880	1.76
Glass	2,710	837	2.27
Aluminium	2,710	896	2.43
Iron	7,900	452	3.57
Steel	7,840	465	3.68
Gravelly earth	2,050	1,840	3.77
Magnetite	5,177	752	3.89
Water	988	4,182	4.17

Tabla 10. Materiales para almacenamiento mediante calor sensible

Las tecnologías que utilizan el calor sensible con materiales sólidos son viables para su uso a altas temperaturas y el riesgo de fuga es reducido. Pero están limitadas por la baja capacidad de almacenamiento (unos 1200 $\text{kJ}/(\text{m}^3\cdot\text{K})$), la reducida densidad energética, la autodescarga y el coste asociado de operación y mantenimiento. Con materiales líquidos (por ejemplo, agua) la capacidad y la disponibilidad son mayores, y el coste es menor.

El almacenamiento mediante calor sensible puede ser a corto o a largo plazo. A corto plazo, la energía se almacenaría durante el día y se usaría de noche o viceversa, a largo plazo, o también llamado almacenamiento estacional, la energía se almacenaría en verano y se utilizaría en invierno o viceversa, por ejemplo, para aplicaciones de refrigeración o calefacción.

Las propiedades esenciales de los materiales utilizados en almacenamiento de energía térmica serían las siguientes: gran capacidad de almacenamiento por unidad de volumen o masa, alta conductividad térmica, buena densidad energética, buena habilidad de carga y descarga, estabilidad térmica, baja autodescarga, mecánicamente estable, bajo coste, bajo impacto ambiental, bajo coeficiente de expansión térmica, estabilidad mecánica, ser no tóxico, no explosivo, tener baja corrosión, y ser no reactivo al medio de transporte.

3.8.2.1 Estanque solar

Se trata de un depósito con agua (por ejemplo, un lago) en el que el agua es calentada mediante la radiación solar, es un sistema eficiente ya que almacena gran cantidad de calor, la salinidad del agua influye en la operación

de este tipo de sistema. Se distinguen 3 zonas en el estanque: zona convectiva superior (UCZ), en la que no hay salinidad, zona media no convectiva (NCZ), en la que ya hay salinidad, y la zona convectiva inferior (LCZ), estas zonas tienen un papel importante en el almacenamiento y en el suministro de energía térmica.

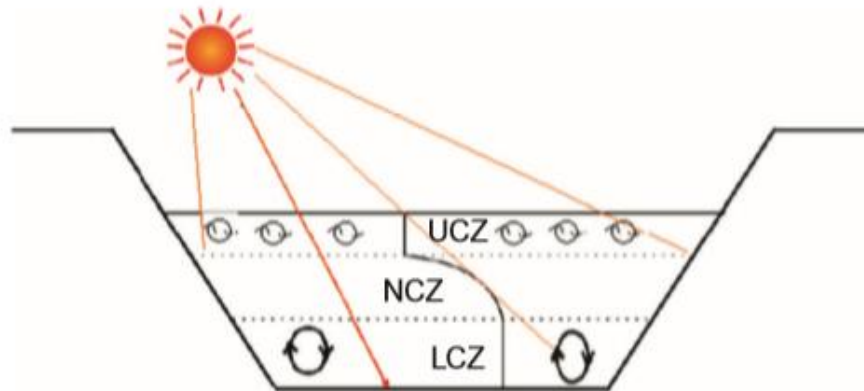


Figura 120. Estanque solar

La salinidad de UCZ es mucho menor que la de la NCZ, y la salinidad de la NCZ es mucho menor que la de la LCZ.

La radiación solar entra al estanque por las 3 zonas, la alta salinidad de LCZ hace que la energía se almacene ahí. El gradiente de salinidad ofrece resistencia a la convección entre las zonas (la UCZ es aislante para las capas inferiores). El calor se almacena en la parte inferior del estanque y se extraería mediante un intercambiador de calor. El estanque puede crearse artificialmente usando el gradiente de salinidad como medio para almacenar la energía.

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 LCZ y que la sal no debe ser contaminante, debe ser segura, asequible y disponible.

Los tipos de sales que se utilizan en el proceso son: NaCl, Na₂CO₃, MgCl, KNO₃, NH₄NO₃, NH₂CO·NH₂ (urea).

Usando cloruro sódico se alcanzarían temperaturas de hasta 55°C, más que con las demás sales. La eficiencia del proceso ronda el 20-50%, dependiendo del intercambiador de calor y de la salinidad de LCZ y NCZ, ya que en función de éstas puede mejorarse la eficiencia del almacenamiento.

3.8.2.2 Sales fundidas

Usadas en sistemas termosolares de concentración, los heliostatos concentran la radiación solar, que calienta la sal fundida almacenada en un tanque (a unos 565°C). Estas sales se utilizan para producir vapor, que posteriormente accionará una turbina para producir electricidad. Estas sales también almacenan la energía de forma que pueda usarse ésta en días con menor radiación solar. El rango de temperaturas de operación está entre los 300°C y 800°C. Sus costes capitales y de operación son bajos, el calor específico es alto, la viscosidad es baja, son estables y poco corrosivas.

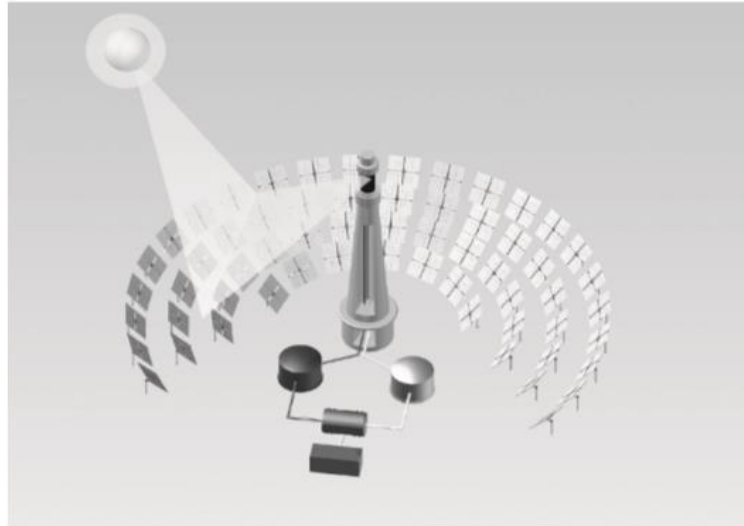


Figura 121. Central termosolar de receptor central (torre)

En las plantas termosolares de concentración estas sales se componen en un 60% de NaNO_3 y un 40% de KNO_3 , con una temperatura de fusión de 220°C , suelen estar a 290°C en estado líquido en un tanque aislado, capaces de almacenar hasta 15 horas la energía. Hoy día se está trabajando para mejorar este aspecto. El riesgo de congelación de las sales es alto dado que su temperatura de congelación es alta.

3.8.2.3 Lecho de rocas

Se utiliza en aplicaciones residenciales, se trata de un lecho de rocas, con un conducto de entrada y de salida en la que la energía térmica viene proporcionada por la energía solar, las rocas almacenan la energía y se transfiere por el aire desde el colector solar. 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. Se trata de un sistema pasivo, ya que el aire no contribuye al proceso de almacenamiento.

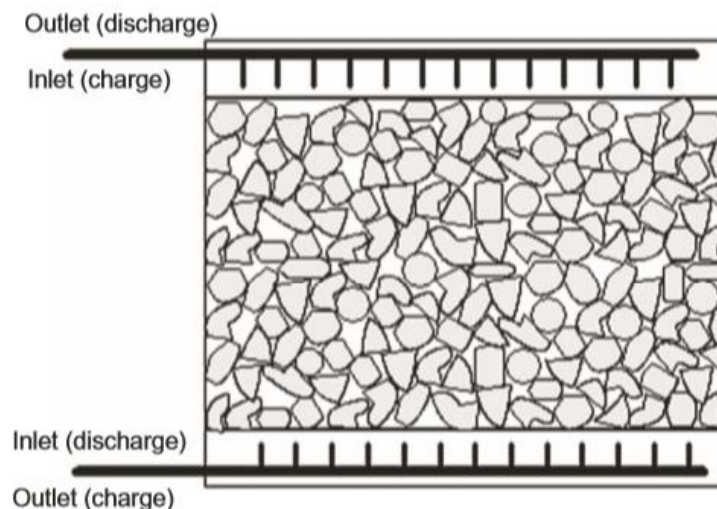


Figura 122. Almacenamiento de energía térmica con lecho de rocas

3.8.2.4 Acuíferos

Se trata de un tipo de almacenamiento estacional. Para Almacenamiento Subterráneo de Energía Térmica en Acuíferos (ASET-A) se hace uso de una capa acuífera del subsuelo para almacenar frío o calor. En muchos

casos se aplican sistemas ASET-A para almacenamiento tanto de frío como de calor de baja temperatura para suministrar refrigeración y calefacción a edificios. Para ello, el agua subterránea es bombeada en invierno desde uno o más pozos calientes, a continuación, el calor almacenado en el agua subterránea es usado para fines de calefacción, después de esto el agua enfriada se retorna al acuífero mediante los pozos fríos. En verano el proceso se invierte. El agua subterránea fría se bombea desde los pozos fríos y es usada para refrigerar, después de esto el agua calentada se inyecta de nuevo en los pozos calientes. Las aplicaciones de almacenamiento en acuífero se encuentran particularmente en entornos urbanos construidos, tales como edificios de oficinas, hospitales, centros comerciales y áreas residenciales. Los sistemas ASET-A permiten una fuerte reducción del consumo de combustibles fósiles para usos de climatización. Un sistema ASET-A de un edificio de oficinas diseñado para almacenar frío y calor de baja temperatura ahorra entre el 70 y 80% del consumo de electricidad para la producción de frío y entre un 20 y 40% en el consumo de gas o petróleo para la generación de calor. Los sistemas ASET-A permiten el almacenamiento de frío y calor de baja temperatura con una eficiencia del 70 al 90%. Si se almacena calor de mayor temperatura, la eficiencia de almacenamiento baja en relación con el aumento de temperatura de almacenamiento.

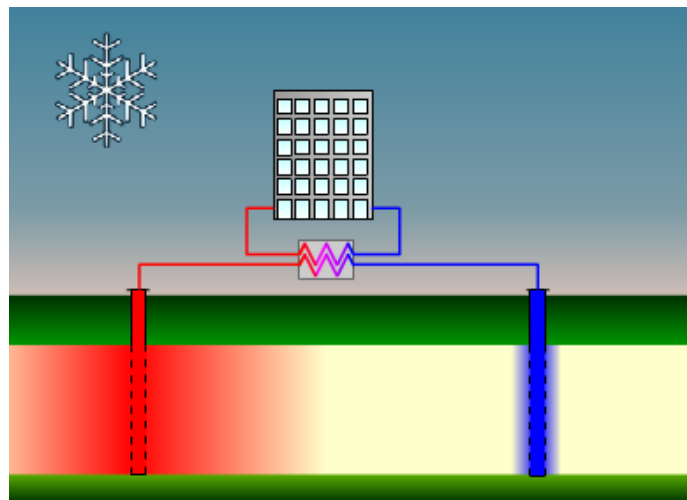


Figura 123. Almacenamiento de energía térmica mediante acuífero

Como desventajas se tiene que la calidad del agua se desestabiliza y que en el intercambiador de calor crecen algas, parásitos, hongos y bacterias.

El criterio de selección de este método depende del sitio donde se instale y la diferencia de temperatura con respecto a la profundidad de extracción. El tiempo de vida de estas instalaciones oscila entre los 20 y 25 años.

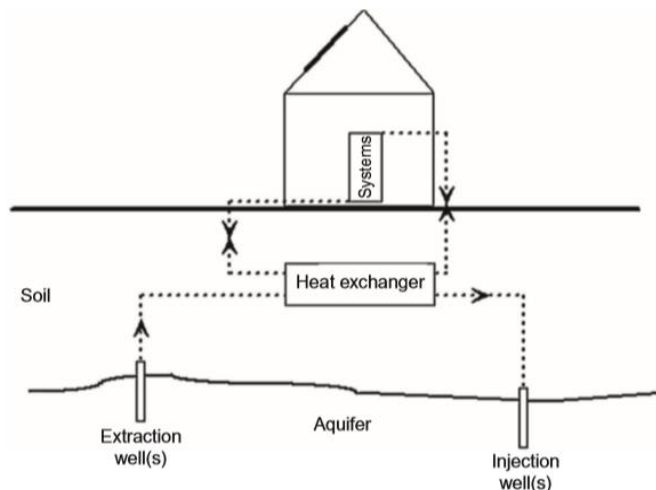


Figura 124. Esquema de almacenamiento de energía térmica con acuífero

3.8.3 Conclusión

Las energías renovables tienen la desventaja de no proporcionar energía eléctrica de forma continua. Los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) permiten evitar las fluctuaciones en la producción, permitiendo la distribución de la energía en horas donde la energía es más económica. Esta ventaja queda patente en el hecho de que de las plantas de concentración solar ya disponen de dichos sistemas de almacenamiento, siendo en su mayoría de tipo sales fundidas almacenadas en dos tanques.

El uso de PCM permite almacenar una gran cantidad de energía en un volumen relativamente pequeño, usando el calor de fusión del cambio de fase del material. Se consigue de este modo un almacenamiento de menor tamaño y coste en comparación con los sistemas de almacenamiento en forma de calor sensible. También hay que destacar que los sistemas de almacenamiento en forma de calor latente permiten en el periodo de descarga liberar energía a una temperatura constante, lo cual aporta muchas ventajas desde el punto de vista del diseño de la planta y el acoplamiento con el resto de los elementos del sistema.

4 CONCLUSIÓN

La Generación Distribuida actualmente es una realidad que va en aumento debido a los beneficios que aporta. Puede generarse energía de manera más eficiente, reduciendo las pérdidas de distribución y transporte que se generan con la generación convencional, y llegando a lugares aislados donde no llegan las líneas eléctricas.

Puede decirse que las tecnologías de generación convencionales han alcanzado una gran madurez al llevar muchos años en el mercado, de manera que sus costes son bajos. Las presiones ambientales a nivel global hacen que se apueste cada vez más por las tecnologías de GD, reduciendo las emisiones contaminantes y utilizando tecnologías de generación renovable (solar, eólica, etc).

Como se ha comentado anteriormente, la producción de energía eléctrica de fuente renovable, lamentablemente, no puede realizarse de manera continua, por lo que, disponiendo de tecnologías para el almacenamiento de éstas, podría abastecerse energía cuando haya fluctuaciones en la generación.

Las distintas tecnologías de almacenamiento de energía mencionadas en este trabajo ofrecen una alternativa de cara al futuro, tanto para un posible autoconsumo, como para la independencia de la utilización de combustibles fósiles, que hoy siguen presentes en la generación eléctrica.

También las tecnologías de almacenamiento no tienen la misma madurez, dado que hay algunas que no están completamente desarrolladas, y sus eficiencias y costes no son aún los deseados. Por lo tanto, será cuestión de tiempo que se desarrollen más a fondo estas tecnologías, teniendo una producción de energía eléctrica mucho más limpia en el futuro.

5 REFERENCIAS

- [1] David Trebolle Trebolle, La generación distribuida en España, 2006
- [2] Francisco M. González-Longatt, Tecnologías de Generación Distribuida: Costos y Eficiencia, 2004
- [3] Guía Básica de la Generación Distribuida, <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>
- [4] Plantas de Cogeneración, <http://opex-energy.com/cogeneracion/cogeneracion.html>
- [5] Plantas de Cogeneración, <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>
- [6] Principio de la Cogeneración, <http://www.absorsistem.com/tecnologia/cogeneracion/principio-de-la-cogeneracion>
- [7] ¿Qué es la cogeneración? <https://www.renovablesverdes.com/cogeneracion/>
- [8] Las plantas de Cogeneración. <http://www.energiza.org/puesta-en-marcha-de-instalaciones/36-las-plantas-de-cogeneracion>
- [9] Qué es la cogeneración, beneficios y ventajas medioambientales, <https://www.caloryfrio.com/ahorro-energia/cogeneracion/que-es-la-cogeneracion-beneficios-y-ventajas-medio-ambientales.html>
- [10] Energía eólica, <http://www.areatecnologia.com/electricidad/energia-eolica.html>
- [11] La energía eólica, http://exterior.pntic.mec.es/pvec0002/e_eolica.htm
- [12] Energía eólica- qué es, cómo funciona y ventajas y desventajas de la energía eólica, <http://erenovable.com/aerogeneradores-eolicos/energia-eolica/>
- [13] ¿Qué es la energía eólica?, <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/>
- [14] ABB, Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10: Plantas fotovoltaicas
- [15] Energías renovables para todos. Hidrógeno y pila de combustible <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/cuadernos-energias-renovables-para-todos-hidrogeno-y-pila-de-combustible.pdf>
- [16] ¿Qué son las pilas de combustible?, <https://revistadigital.inesem.es/gestion-integrada/pilas-combustible/>
- [17] Principio de operación en una turbina de gas, <http://www.energiza.org/tubinasgasmarcho14/124-especial-turbinas-de-gas/971-principio-de-operaci%C3%B3n-en-una-turbina-de-gas>
- [18] La turbina de gas, <http://www.cicloscombinados.com/index.php/6-la-turbina-de-gas>
- [19] ¿Qué es y cómo funciona la energía minihidráulica?, <https://www.ecologiaverde.com/que-es-y-como-funciona-la-energia-mini-hidraulica-336.html>
- [20] Energía minihidráulica
http://www.construmatica.com/construpedia/Energ%C3%ADa_Minihidr%C3%A1ulica
- [21] Leticia Jiménez Douglas, Simulación y optimización de un ciclo Rankine orgánico (ORC) de pequeña potencia (10 kW), 2013
- [22] Siemens, Power Generation: Waste Heat Recovery with Organic Rankine Cycle Technology
- [23] Ricardo Vásquez Padilla, Uso de ciclos de Rankine orgánicos para generación de potencia acoplados a fuentes renovables y calor de desecho
- [24] Laia Sánchez Junco, Aplicación del ciclo orgánico de Rankine para el aprovechamiento de calor residual

en una refinería, 2012

[25] Energía mareomotriz, http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/D._Mare.html

[26] Energía mareomotriz: olas y mareas como fuentes de energía renovable, <https://erenovable.com/olas-y-mareas-como-fuentes-de-energia-renovable/>

[27] Energía mareomotriz, <https://www.fuentesdeenergiarenovables.com/energia-mareomotriz/>

[28] Batería de plomo-ácido: principio de funcionamiento, <http://egresadoselectronicaunc.blogspot.com/2015/01/bateria-de-plomo-acido-principio-de.html>

[29] Baterías de Li-Ion: Ventajas, desventajas y mantenimiento <http://www.securamente.com/baterias-de-li-ion-ventajas-desventajas-y-mantenimiento/>

[30] Baterías de flujo redox: Una alternativa de carga rápida, <http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2009/11/25/129223>

[31] Baterías de flujo redox para energía eólica y solar, <https://francis.naukas.com/2014/01/08/baterias-de-flujo-redox-para-energia-eolica-y-solar/>

[32] Baterías de ion-sodio, <http://forococheselectricos.com/2013/03/baterias-de-ion-sodio.html>

[33] Vanadio, el metal "precioso" que puede revolucionar el almacenamiento energético, <https://elperiodicodelaenergia.com/vanadio-el-metal-precioso-que-puede-revolucionar-el-almacenamiento-energetico/>

[34] Ejemplos de la tecnología por aire comprimido como sistema de almacenamiento energético (CAES) <https://twenergy.com/a/ejemplos-de-la-tecnologia-por-aire-comprimido-como-sistema-de-almacenamiento-energetico-caes-2021>

[35] Almacenamiento energético en aire comprimido <https://ingenierosenapuros.wordpress.com/ingenergia/almacenamiento-energetico-en-aire-comprimido/>

[36] Almacenar energía comprimiendo aire <https://www.ecointeligencia.com/2013/07/almacenar-energia-comprimiendo-aire/>

[37] Adrià Lladó Sánchez, Estudio del almacenamiento de energía mediante aire comprimido. Los sistemas CAES (Compressed Air Energy Storage), 2015

[38] Alejandro Muñoz Díez de la Cortina, Almacenamiento de energía mediante aire comprimido: Plantas CAES, 2015

[39] Obtención más eficaz de gas natural sintético a partir de electricidad sobrante <http://noticiasdelaciencia.com/not/9982/obtencion-mas-eficaz-de-gas-natural-sintetico-a-partir-de-electricidad-sobrante/>

[40] El hidrógeno: metodologías de producción http://www.fgcsic.es/lychnos/es_es/articulos/hidrogeno_metodologias_de_produccion

[41] Eduard Hindl, *Hydraulic Hydro Storage Sytem for Self-Sufficient Cities* <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214001787>

[42] *Hydraulic Hydro Storage*, <http://www.eduard-heindl.de/energy-storage/energy-storage-system.html>

[43] *Hydraulic Hydro Storage, an ecological solution for grid scale storage* https://www.efzn.de/uploads/media/131121_Heindl_-_Lageenergie-Speicher.pdf

[44] Guadalupe G. González, *Almacenamiento de energía magnética por superconducción* http://www.utp.ac.pa/documentos/2014/pdf/10_Energi_a_magne_tica_1.pdf

[45] Jorge Luis Mirez Tarrillo, *Almacenamiento de Energía Magnética por Superconductividad (SMES)* <https://jmirez.wordpress.com/2013/09/03/j602-almacenamiento-de-energia-magnetica-por-superconductividad-smessuperconducting-magnetic-energy-storage/>

[46] *Funcionamiento del volante de inercia como sistema de almacenamiento de energía*

- <https://twenergy.com/a/funcionamiento-del-volante-de-inercia-como-sistema-de-almacenamiento-de-energia-por-volante-de-inercia-2061>
- [47] <http://www.ree.es/es/>
- [48] Andrés García Alonso, *Análisis del mercado eléctrico español*, 2014
<https://repositorio.comillas.edu/rest/bitstreams/799/retrieve>
- [49] *Clasificación de las instalaciones de acuerdo con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*
<http://www.mincotur.gob.es/energia/electricidad/energias-renovables/Paginas/clasificacion-instalaciones-RD413-2014.aspx#contenido>
- [50] *Generación Distribuida*, http://e-spacio.uned.es/fez/eserv/tesisuned:IngInd-Mgomez/TESIS_MGG1_Capitulo2.pdf
- [51] *¿Qué es la generación distribuida?* <https://suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=7092>
- [52] AFS Trinity Power Corporation, Melissa M. Reading, *Flywheel Energy Storage System*, 2004
- [53] A. Ter-Gazarian, *Energy Storage for Power Systems*, 1994
- [54] Robert Schögl, *Chemical Energy Storage*, 2013
- [55] Bert Droste-Francke, Boris P. Paal, Christian Rehtanz, Dirk Uwe Sauer, Jens-Peter Schneider, Miranda Schreurs, Thomas Ziesemer, *Balancing Renewable Electricity: Energy Storage, Demand Side Management and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective*, 2011
- [56] Yasar Demirel, *Energy: Production, Conversion, Storage, Conservation, and Coupling*, 2012
- [57] Pengwei Du, Ning Lu, *Energy Storage for Smart Grids*
- [58] Ahmed Fahrem Zobaa, *Energy Storage: Technologies and Applications*, 2013
- [59] Richard Baxter, *Energy Storage*
- [60] Ann Chamber, Barry Schnoor, Stephanie Hamilton, *Distributed Generation*
- [61] David Wenzhong Gao, *Energy Storage for Sustainable Microgrid*
- [62] J. O'M. Bockris, *Comprehensive Treatise of Electrochemistry*
- [63] S. Kalaiselvam, R. Parameshwaran, *Thermal Energy Storage Technologies for Sustainability: System Design, Assessment and Applications*, 2014
- [64] Luisa F. Cabeza, *Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications*, 2015
- [65] Mark A. Shields, Andrew I. L. Payne, *Marine Renewable Energy Technology and Environmental Interactions*