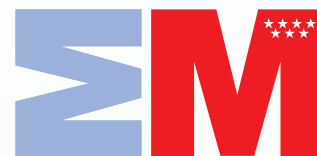




Madrid
Ahorra
con Energía



La Suma de Todos

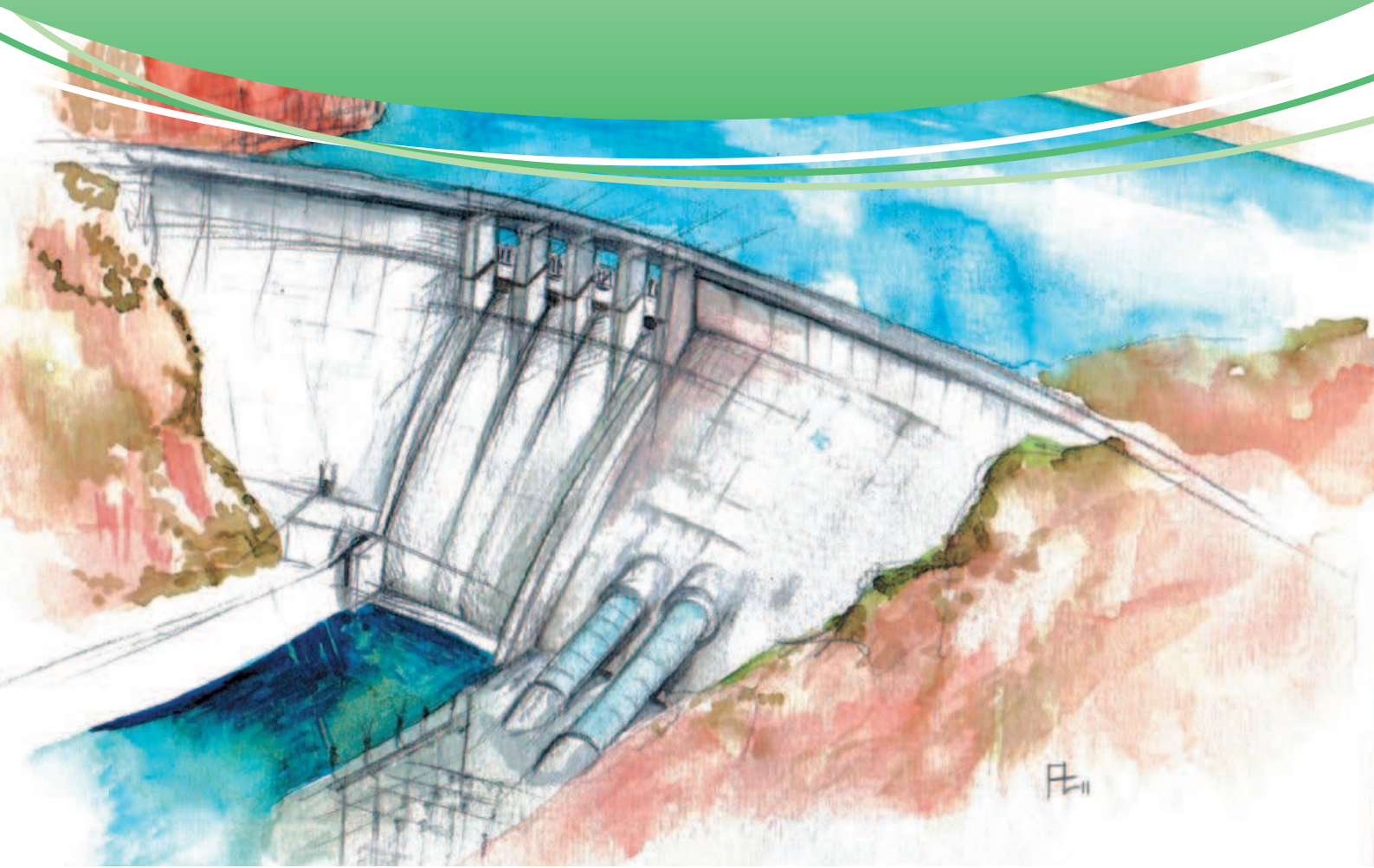


CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA

Comunidad de Madrid

www.madrid.org

Guía del almacenamiento de energía

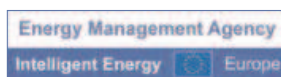


Guía del almacenamiento de energía

Madrid, 2011



Fundación de la Energía de
la Comunidad de Madrid



www.fenercom.com



CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA

Comunidad de Madrid

www.madrid.org

Esta Guía se puede descargar en formato pdf desde la sección de publicaciones de las páginas web:

www.madrid.org

(Consejería de Economía y Hacienda, organización Dirección General de Industria, Energía y Minas)

www.fenercom.com

Si desea recibir ejemplares de esta publicación en formato papel puede contactar con:

Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid

dgtecnico@madrid.org

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid

fundacion@fenercom.com

La Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, respetuosa con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica necesariamente con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, por tanto, no asume responsabilidad alguna de la información contenida en esta publicación.

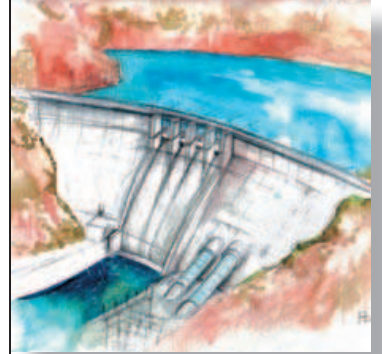
La Comunidad de Madrid y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, no se hacen responsables de las opiniones, imágenes, textos y trabajos de los autores de esta guía.

Diseño de la cubierta: Dña. Paula Tejedor López

Depósito Legal: M. 29.420-2011

Impresión Gráfica: Gráficas Arias Montano, S. A.
28935 MÓSTOLES (Madrid)

Autores



Capítulo 1. **Gestión de parques eólicos empleando hidrógeno como sistema de almacenamiento energético**

Dña. Milagros Rey Porto
Project Manager
Gas Natural SDG
www.gasnaturalfenosa.es

Dña. Raquel Garde
Responsable Área Almacenamiento Energético del Departamento de Integración en Red de EE.RR.
Centro Nacional de Energías Renovables
www.cener.com

Capítulo 2. **El almacenamiento de energía en sistemas eléctricos de potencia: centrales hidroeléctricas reversibles**

D. Rodolfo Martínez Campillo
Jefe del Departamento de Explotación.
Dirección de Gestión de Energía
Iberdrola Generación
www.iberdrola.es

Capítulo 3. **Almacenamiento de energía térmica**

D. Stefan Remke
Gerente
Citrin Solar Iberia
www.citrinsolar.es

Capítulo 4. **Almacenamiento subterráneo de energía térmica (ASET)**

D. Marcel Hendriks
Director
IFTec GeoEnergía
www.ifttec.es

Capítulo 5. **Acumulación de frío en redes dhc: depósitos de agua fría y sistemas de hielo**

D. Josep María Ribera Fumaz
Responsable Área Soporte Proyectos Singulares
Cofely España
www.cofely-gdfsuez.es

Capítulo 6. **Sistemas de almacenamiento de energía basados en volantes de inercia**

D. Rafael Peña Alzola
D. Rafael Sebastián Fernández
Departamento de Ingeniería Eléctrica,
Electrónica y de Control DIEEC
Universidad Nacional de Educación a Distancia UNED
www.uned.es

Índice

Índice



	PRESENTACIÓN	9
1.	GESTIÓN DE PARQUES EÓLICOS EMPLEANDO HIDRÓGENO COMO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO	11
2.	EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES	55
3.	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA	65
4.	ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE ENERGÍA TÉRMICA (ASET)	85
5.	ACUMULACIÓN DE FRÍO EN REDES DHC: DEPÓSITOS DE AGUA FRÍA Y SISTEMAS DE HIELO	103
6.	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADOS EN VOLANTES DE INERCIA	123

P RESENTACIÓN

La energía eléctrica juega un papel esencial en nuestra civilización, gracias a la facilidad de sus transformaciones recíprocas con las otras formas de energía y de su transporte a cualquier distancia con pérdidas muy pequeñas.

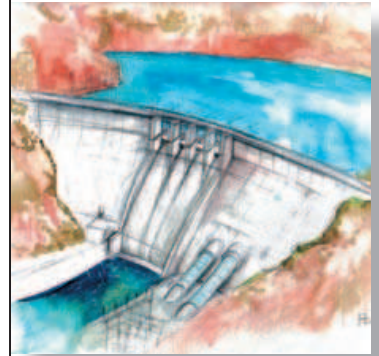
La energía eléctrica se transforma directamente en otras formas de energía: mecánica, térmica, luminosa y química, con rendimientos muy elevados, cualquiera que sea la cantidad de energía que interviene en la transformación. Por otra parte, se presenta como un flujo continuo y, por tanto, muy fácil de subdividir, tanto o más que los demás flujos energéticos (gas, productos petrolíferos, carbón) que, por el contrario, no tienen las mismas posibilidades de transformación directa. La electricidad es, pues, una de las formas más apropiadas para la distribución de energía constituyendo en consecuencia, lo que se denomina un vector energético.

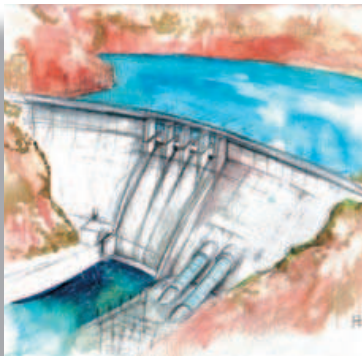
De forma general se puede afirmar que para aumentar el rendimiento de la producción de energía eléctrica es necesario realizar instalaciones (centrales) de grandes dimensiones y como consecuencia es necesario realizar transportes masivos de energía eléctrica (Generación Centralizada). Sin embargo, en la actualidad se está incrementando de forma importante la Generación Distribuida o Generación Dispersa, con unidades de generación relativamente pequeñas (hasta unas decenas de MW) que tienen rendimientos comparables a los de las grandes centrales y están situadas cerca de los consumidores.

Desde hace algunas décadas, la disminución progresiva de las reservas de combustibles fósiles y los problemas ambientales asociados a la combustión de estos han promovido la búsqueda de energías alternativas a las fósiles, entre ellas las renovables.

En la actualidad, en España hay más de 19.000 MW eólicos instalados que suponen, aproximadamente, una cobertura mayor del 18% de la demanda eléctrica.

Dada la magnitud de la potencia eólica instalada (97.447 MW) y el crecimiento esperado en los próximos años, adquiere una gran importancia el mitigar y corregir las desventajas que posee la generación eólica. Se con-





Guía de almacenamiento de energía

vierte en indispensable gestionar la energía vertida a la red por los aerogeneradores. Por lo tanto, es necesario investigar y desarrollar tecnologías orientadas a corregir la variabilidad del recurso y la posibilidad de ajustar la oferta a la demanda. Estos desarrollos tecnológicos están enfocados hacia la predicción y el almacenamiento de la energía que los parques eólicos entregan a la red eléctrica.

Uno de los grandes problemas a los que se enfrentan los sistemas de suministro energético es la dificultad (y el coste) de almacenar energía durante los periodos de baja demanda para poderla luego utilizar durante los picos de demanda. Esto es particularmente relevante desde el punto de vista de las energías renovables, si se pretende que constituyan una alternativa realista a las energías convencionales.

Los mecanismos existentes para el almacenaje de energía y de cómo estos podrían extenderse en el futuro para trabajar a mucha mayor escala son: almacenamiento hidroeléctrico, almacenamiento de aire comprimido, almacenamiento en baterías, almacenamiento cinético, almacenamiento en ultracondensadores, etc..

La Dirección General de Industria, Energía y Minas y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid editan esta Guía con el fin de apoyar actuaciones de conocimiento, desarrollo y aplicación de las tecnologías de almacenamiento en sus diferentes vertientes.

D. Carlos López Jimeno

Director General de Industria, Energía y Minas
Consejería de Economía y Hacienda
Comunidad de Madrid

1

GESTIÓN DE PARQUES EÓLICOS EMPLEANDO HIDRÓGENO COMO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

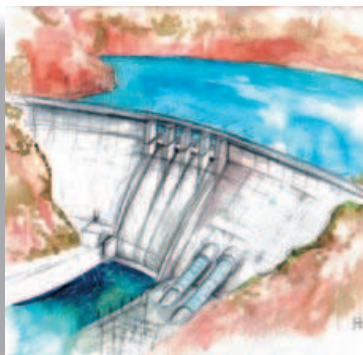


1. INTRODUCCIÓN

Entre los diferentes sistemas de almacenamiento energético, el H_2 muestra una gran versatilidad en cuanto a rangos de energía y de potencia de trabajo y a sus cortos tiempos de respuesta. Además el hidrógeno es uno de los vectores energéticos que presenta mayores ventajas ambientales ya que su combustión apenas produce emisiones contaminantes. Su producción tendrá un impacto medioambiental mayor o menor en función de la energía que se emplee para generarlo. Por lo tanto, si se obtiene mediante energías renovables, el impacto ambiental que provoca es mínimo.

En la primera parte de este artículo se describe la situación de la energía eólica en Europa y España. También se han descrito algunos de los retos y los problemas derivados de la integración de la energía eólica a la red que hay que resolver para incrementar su penetración sin poner en riesgo la gestión y la estabilidad de la red eléctrica.

Es importante señalar que el hidrógeno utilizado como un sistema de almacenamiento energético para gestión de la producción eólica tiene muchas tecnologías competidoras que se pueden utilizar en un amplio rango de potencias y energías. Por lo tanto, en este artículo también se describen brevemente los sistemas de almacenamiento energético que pueden competir con el hidrógeno en aplicaciones de gestión energética con el fin de analizar y enfocar el uso del hidrógeno hacia aquellas aplicaciones dónde éste tenga un mayor valor añadido.



2. PANORAMA EÓLICO ACTUAL

2.1. Situación en Europa

En las últimas décadas el panorama energético a nivel mundial ha sufrido un cambio drástico debido al cambio climático, a la disminución de los recursos fósiles, al aumento de los costes de combustible y a la amenaza de interrupciones en el suministro.

A nivel europeo durante los próximos 12 años, 332 GW (42% de la capacidad europea actual) tienen que ser construidos para reemplazar el envejecimiento de las centrales de generación actuales y para satisfacer el incremento previsto de la demanda.

En 2009 la Directiva Europea de Energías Renovables tenía como objetivo aumentar la cuota de las energías renovables en la UE de 8,6% en 2005 al 20% en 2020. En 2007, el porcentaje de energías renovables ya había alcanzado el 9,9%. Si se continuase con esta tasa de incremento anual (0,65% puntos por año), la contribución de las energías renovables sería del 18,35% en 2020.

En la siguiente figura se representan los objetivos definidos en la Directiva Europea de porcentaje de renovables en 2020 para cada país.

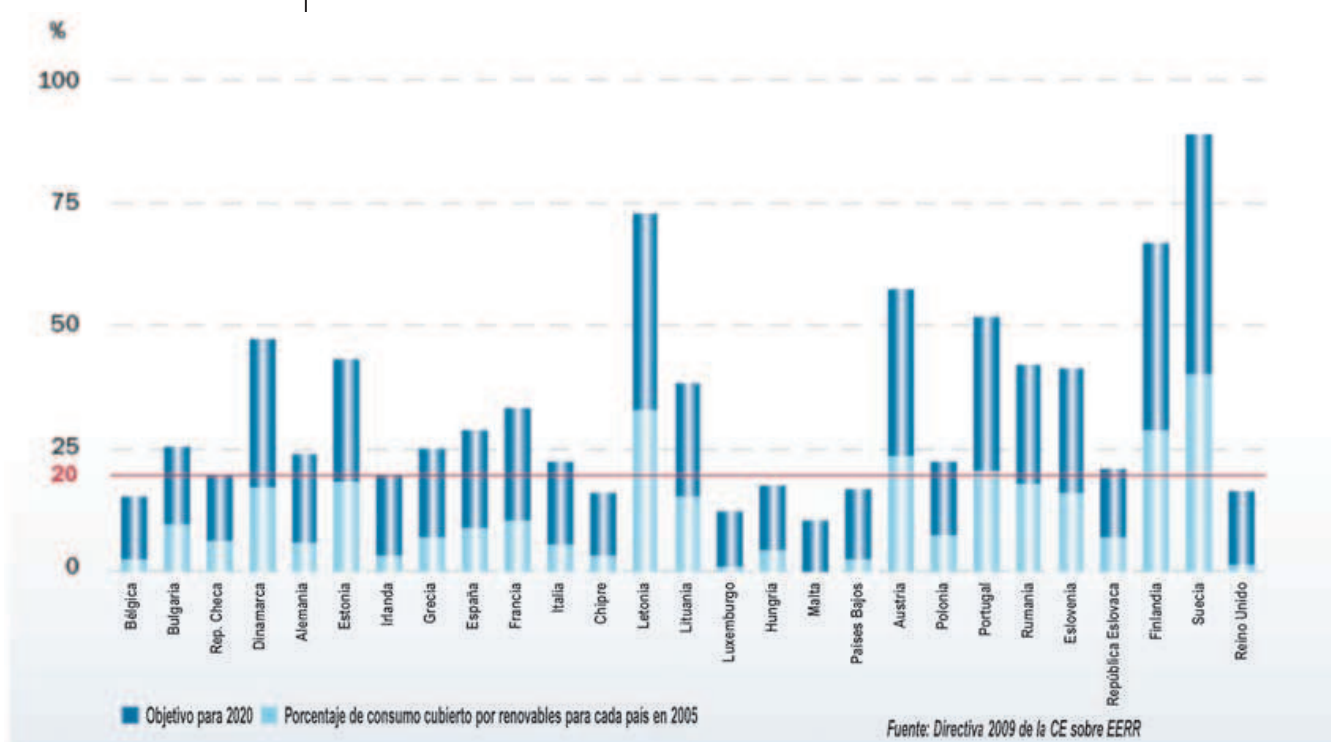
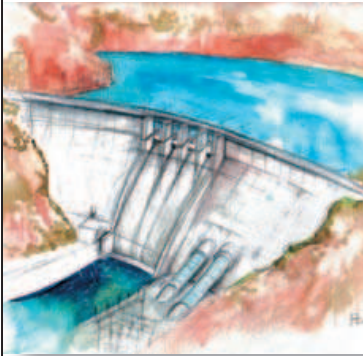


Figura 1. Representación del objetivo de producción renovable en 2020 para cada país marcado por la Directiva Europea.



En la siguiente figura se muestran las previsiones de incremento de la potencia eólica instalada terrestre y marina, según la EWEA (European Wind Energy Association).

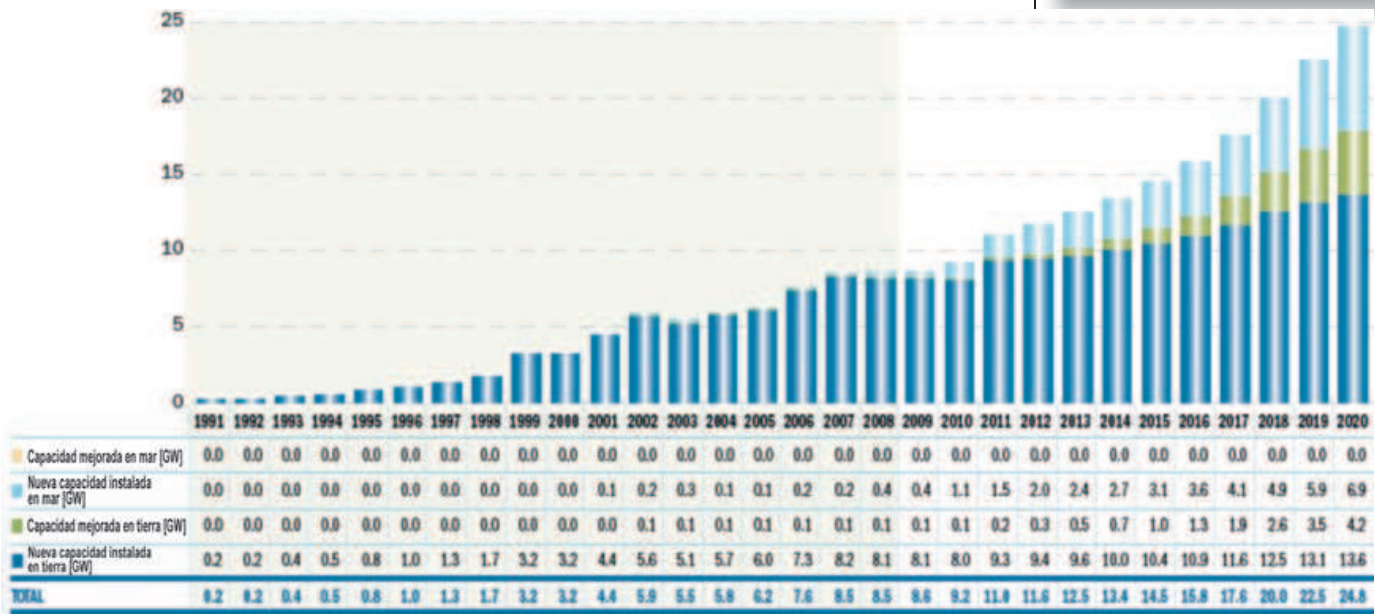
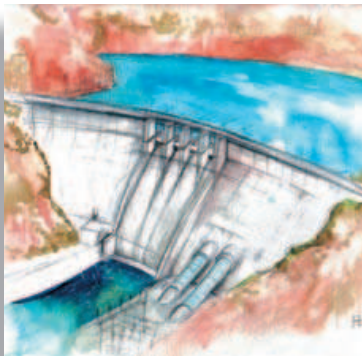


Figura 2. Representación la capacidad anual eólica europea. Fuente: EWEA.

La EWEA ha analizado el mercado eólico en los 27 Estados miembros para proporcionar estimaciones sobre el futuro de la energía eólica en Europa en 2020 y 2030.¹

La EWEA ha considerado dos escenarios, el de baja penetración y el de alta. El primero es más conservador y asume una capacidad total instalada en la UE en 2020 de 230 GW, produciendo 580 TWh de electricidad, con un porcentaje de cobertura de la demanda eléctrica del 14,2%. El segundo considera una capacidad total instalada de energía eólica de 265 GW en 2020, produciendo 681 TWh de electricidad, con una cobertura de la demanda eléctrica del 16,7%. En 2030, en el escenario conservador, la EWEA espera 400 GW de capacidad de energía eólica en la UE-27, con 250 GW de terrestre (on-shore) y 150 GW de marina (off-shore).

1 EWEA (2009); "Pure Power. Wind Energy Targets for 2020 and 2030".



Guía del almacenamiento de energía

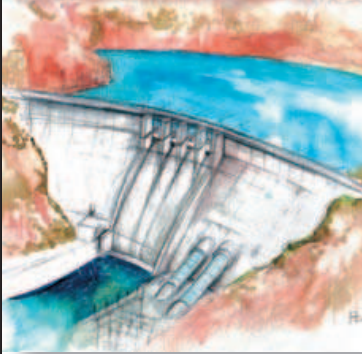
En la **Tabla 1** se recogen los datos de generación en los 27 países considerando ambos escenarios. También se incluyen datos de cobertura de la demanda eléctrica.

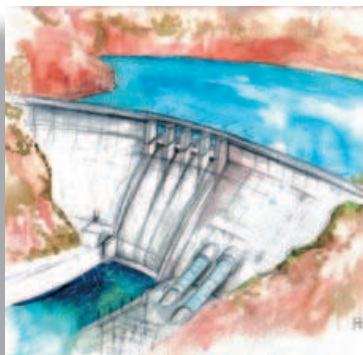
La generación eólica terrestre, como la más barata de las tecnologías de energía renovable, será la mayor contribuyente a la consecución del 34% de electricidad renovable el año 2020 en la UE, según lo previsto en la Directiva de 2009. Como consecuencia de la adopción de la Directiva, la EWEA, en marzo de 2009, aumentó su objetivo para el 2020 de 180 GW a 230 GW, incluyendo 40 GW de energía eólica marina. Con este informe, la EWEA incrementa su objetivo de 2030 de 300 GW a 400 GW. Para el año 2020, la mayoría de la electricidad renovable de la UE será energía eólica terrestre.

Respecto a la energía eólica marina, durante el 2010 Europa experimentó un crecimiento récord en la capacidad de energía eólica marina (*off-shore*). Se instalaron 308 aerogeneradores *off-shore*, lo que representa un incremento del 51% de la capacidad instalada de energía eólica en 2009. En total, se construyeron nueve nuevos parques eólicos en alta mar en cinco países europeos, produciendo 883 MW de nueva capacidad de generación. Reino Unido es líder europeo y mundial, con un total de capacidad *offshore* instalada de 1.341 MW. Reino Unido es seguido por Dinamarca (854 MW), Holanda (249 MW), Bélgica (195 MW), Suecia (164 MW), Alemania (92 MW), Irlanda (25 MW), Finlandia (26 MW) y Noruega (2,3 MW).

Tabla 1. Previsiones de producción eólica y cobertura de la demanda eléctrica en 2020 según EWEA.

País	PRODUCCIÓN EÓLICA 2020 ESCENARIO ALTA PENETRACIÓN (TWH)			PRODUCCIÓN EÓLICA 2020 ESCENARIO BAJA PENETRACIÓN (TWH)			CONSUMO ELECTRICI- DAD FINAL (2020)	% EÓLICA ESCENARIO BAJO (%)	% EÓLICA ESCENARIO ALTO (%)
	Terrestre (Onshore)	Marina (Offshore)	Total	Terrestre (Onshore)	Marina (Offshore)	Total			
Austria	7,5	0,0	7,5	8,6	0,0	8,6	78,5	9,6	11,0
Bélgica	4,7	6,6	11,3	5,6	7,4	13,0	109,5	10,3	11,9
Bulgaria	7,1	0,0	7,1	8,3	0,0	8,3	56,1	12,7	14,8
Chipre	0,6	0,0	0,6	1,0	0,0	1,0	6,5	9,2	15,4
República Checa	3,5	0,0	3,5	3,9	0,0	3,9	103,3	3,4	3,8
Dinamarca	8,6	8,4	17,0	9,3	9,1	18,5	40,0	42,5	46,3
Estonia	1,2	0,0	1,2	1,2	0,4	1,6	14,5	8,3	11,0
Finlandia	3,7	1,5	5,2	4,9	3,7	8,6	101,6	5,1	8,5
Francia	47,7	14,7	62,4	50,2	22,1	72,3	633,0	9,9	11,4
Alemania	77,4	29,4	106,8	79,4	36,8	116,2	674,1	15,8	17,2
Grecia	17,5	0,0	17,5	22,4	0,7	23,1	80,2	21,8	28,8
Hungría	2,1	0,0	2,1	2,8	0,0	2,8	53,0	4,0	5,3
Irlanda	13,9	3,7	17,6	16,7	3,7	20,4	36,8	47,8	55,4
Italia	33,5	0,0	33,5	38,1	0,0	38,1	441,6	7,6	8,6
Letonia	0,5	0,0	0,5	0,5	0,4	0,9	9,5	5,3	9,5
Lituania	2,4	0,0	2,4	2,4	0,4	2,8	21,3	11,3	13,1





País	PRODUCCIÓN EÓLICA 2020 ESCENARIO ALTA PENETRACIÓN (TWH)			PRODUCCIÓN EÓLICA 2020 ESCENARIO BAJA PENETRACIÓN (TWH)			CONSUMO ELECTRICI- DAD FINAL (2020)	% EÓLICA ESCENARIO BAJO (%)	% EÓLICA ESCENARIO ALTO (%)
	Terrestre (Onshore)	Marina (Offshore)	Total	Terrestre (Onshore)	Marina (Offshore)	Total			
Luxemburgo	0,6	0,0	0,6	1,5	0,0	1,5	4,4	13,6	34,1
Malta	0,2	0,0	0,2	0,4	0,0	0,4	1,7	11,8	23,5
Holanda	11,0	16,5	27,5	12,0	22,0	34,0	152,1	18,1	22,4
Polonia	23,6	1,8	25,4	28,3	1,8	30,1	203,7	12,5	14,8
Portugal	16,8	0,0	16,8	20,2	0,0	20,2	77,4	21,7	26,1
Rumania	7,1	0,0	7,1	8,3	0,0	8,3	92,6	7,7	9,0
Eslovenia	1,8	0,0	1,8	2,3	0,0	2,3	43,0	4,2	5,3
Eslovenia	1,1	0,0	1,1	1,6	0,0	1,6	18,2	6,0	8,8
España	91,3	3,7	95,0	96,2	5,5	101,7	387,0	24,5	26,3
Suecia	13,5	11,0	24,5	18,1	11,0	29,1	187,3	13,1	15,5
Reino Unido	36,2	47,7	83,9	39,0	73,5	112,5	452,3	18,6	24,9
EU-27	435,1	145,0	580,1	483,2	198,5	681,8	4.079,2	14,2	16,7

2.2. Situación en España

España es, a nivel mundial, el cuarto país en cuanto a potencia eólica instalada, tras China, EE.UU. y Alemania. A finales de 2010 la potencia eólica instalada era de 20.676,04 MW, ligeramente superior al objetivo del Plan de Energías Renovables 2005-2010, de 20.155 MW.

El año 2010 se instalaron 1.515,95 MW en España, lo que supone un aumento de la potencia instalada del 8% respecto al año anterior, el crecimiento más lento desde 2003 en términos absolutos.

En la siguiente figura se muestra la evolución de la potencia eólica instalada en España desde 1998.

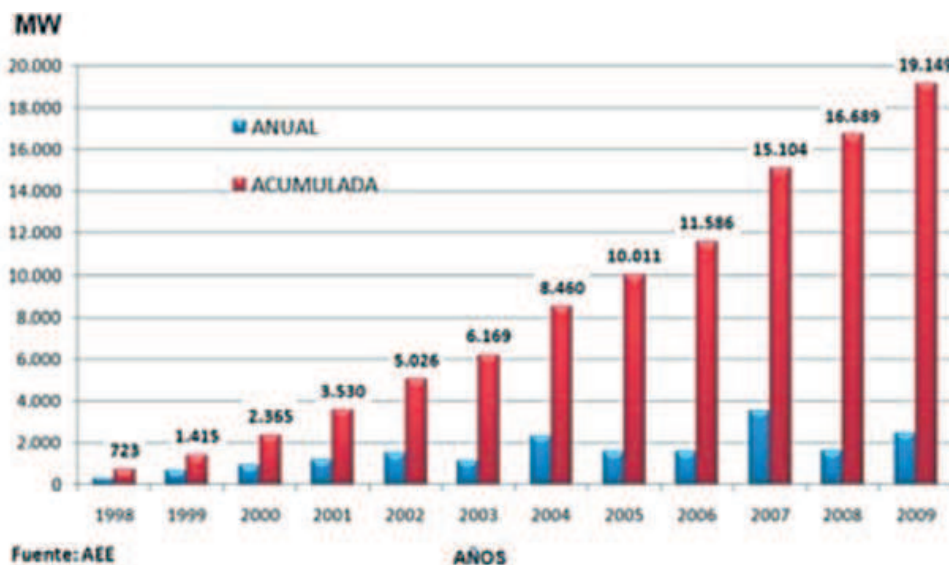
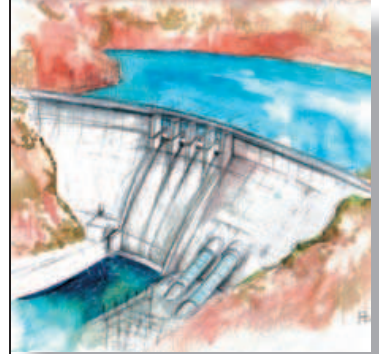
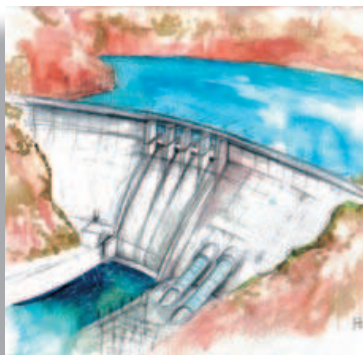


Figura 3. Representación de la potencia eólica instalada anual y acumulada. Fuente: AEE.

En 2010, Castilla y León fue, por segundo año consecutivo, la Comunidad Autónoma que más energía eólica instaló, con 917 MW, el 60,4% de toda la nueva potencia instalada en España. Le siguieron Cataluña, con 326,87 MW nuevos, y Andalucía, con 139,41 MW. De este modo, Castilla y León, continúa a la cabeza del ranking de potencia instalada por Comunidades Autónomas, seguida por Castilla-La Mancha (que instaló 6 MW en 2010) y Galicia (54,80 MW).

Numerosas comunidades (Andalucía, Aragón, Canarias, Cantabria, Cataluña, Extremadura y Galicia) realizaron concursos eólicos en 2010 y adjudicaron potencia eólica por encima de 7.000 MW.



En la **Tabla 2** se muestran los datos de potencias totales instaladas por Comunidades Autónomas y el incremento experimentado durante el último año.

Tabla 2. Potencias instaladas en España por comunidades autónomas e incremento en 2010. Fuente: AEE.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	POTENCIA TOTAL A 31/12/2010 (MW)	NUEVA POTENCIA (MW)	TASA DE VARIACIÓN 2010/2009 (%)	Nº TOTAL DE PARQUES
Castilla y León	4.803,82	917,02	23,59%	204
Castilla-La Mancha	3.709,19	6,00	0,16%	121
Galicia	3.289,33	54,80	1,69%	150
Andalucía	2.979,33	139,41	4,91%	130
Aragón	1.764,01	10,20	0,58%	76
Comunidad Valenciana	986,99	0,00	0,00%	30
Navarra	968,37	6,60	0,69%	45
Cataluña	851,41	326,87	62,32%	33
La Rioja	446,62	0,00	0,00%	14
Asturias	355,95	0,00	0,00%	15
País Vasco	153,25	0,00	0,00%	7
Murcia	189,91	37,60	24,69%	11
Canarias	138,92	0,00	0,00%	47
Cantabria	35,30	17,45	91,76%	3
Baleares	3,65	0,00	0,00%	3

En 2010, la energía eólica cubrió el 16% de la demanda eléctrica en España y se consolidó como la tercera tecnología de generación, tras la nuclear y los ciclos combinados.² Tanto el aumento de generación de la energía eólica, como la menor producción de las centrales térmicas, han contribuido a reducir las emisiones de CO₂ del sector eléctrico, que se han estimado para el 2010 en 58,7 millones de toneladas, un 20% menos que en 2009.

La energía eólica superó en varias ocasiones durante 2010 los valores máximos históricos de potencia instantánea, de energía horaria y de energía diaria. El 9 de noviembre se registró el último récord de energía diaria con 315.258 MWh, una producción que permitió cubrir el 43% de la demanda de ese día. Así mismo, en

2 Red Eléctrica de España (2010). "El sistema eléctrico español. Avance del informe 2010".

febrero se produjo un máximo mensual de energía eólica que cubrió el 21% de la demanda de ese mes.

Sin embargo, la variabilidad que caracteriza esta energía ha dado lugar a situaciones extremas como la producida el mismo día 9 de noviembre (3:35h) en la que el 54% de la demanda fue cubierta con esta energía, mientras que el día 26 de junio a las 10:32 h apenas cubrió el 1%.

Por otro lado, la elevada generación eólica del primer trimestre del año obligó a llevar a cabo ciertas limitaciones de producción durante algunas horas de demanda valle, lo que ha llevado a una pérdida cercana al 0,6% del producible anual.

Según el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER)³, se espera que en 2020 haya 35.000 MW de eólica terrestre y 3.000 MW de eólica marina en España. Este elevado nivel de penetración puede generar problemas de integración en la red.

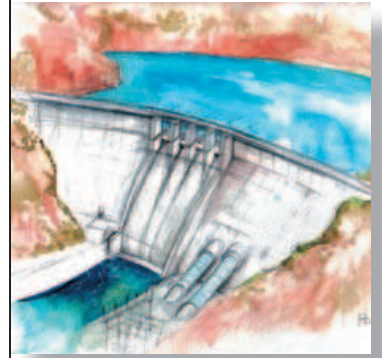
3. RETOS DE LA ENERGÍA EÓLICA

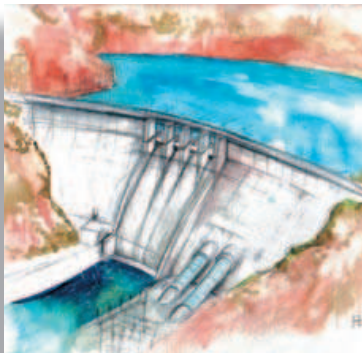
Las fuentes de energía renovables, han implicado, tradicionalmente, unos altos costes, pero en la actualidad, por el desarrollo que han experimentado y que ha permitido aplicar economías de escala, son más competitivas, sobre todo la energía eólica. Sin embargo, todas las fuentes renovables presentan otros tres grandes inconvenientes difíciles de gestionar:

- La gran variabilidad de los recursos renovables.
- La difícil predicción de éstos.
- La dificultad de ajustar la producción a la demanda.

Además de estas desventajas comunes a todas las fuentes renovables, la energía eólica presenta específicamente los siguientes inconvenientes:

- Falta de capacidad de respuesta inercial.
- El recurso eólico está definido en la micro-escala espacial y temporal, pero es muy difícil predecirlo a medio plazo, especialmente en terreno complejo.





Guía del almacenamiento de energía

- La producción de energía eólica disminuye en los meses de verano en la Península Ibérica, período en el que la demanda energética aumenta.⁴
- La producción de energía eólica es baja en períodos de muy baja temperatura, en los que hay una alta demanda energética.⁵

Esta última desventaja se puede comprobar en la siguiente figura. En ella se observa la evolución de la cobertura de la demanda energética que experimenta la energía eólica en horas “valle” y “punta” desde el año 2003 al 2008.

Se observa la proporción de demanda cubierta por la producción eólica tanto en momentos de demanda punta como en los momentos valle, comprobando que su garantía en las horas punta es muy baja; en numerosas ocasiones satisface menos del 4% de la demanda, incluso con relativa independencia de su aportación media, que se observa creciente.

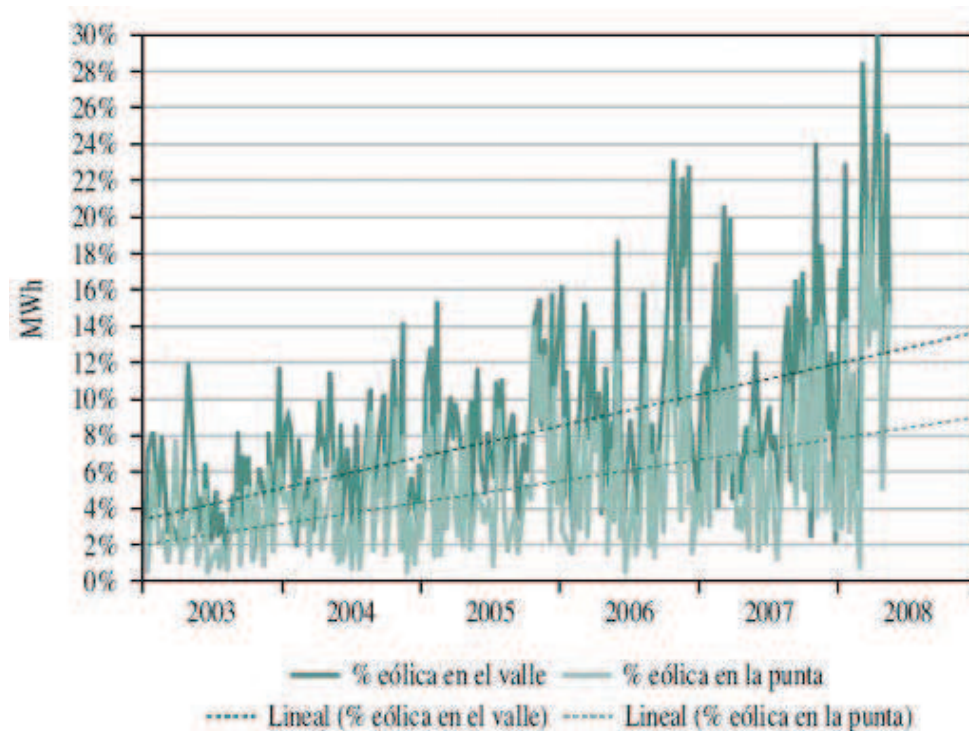


Figura 4. Energía eólica (% aportado en punta y en valle). Fuente: REE.

Las causas de variación de la energía eólica son principalmente:

- 4 Lucia J., Meneu V., "Los precios en los mercados reestructurados de electricidad: algunas lecciones básicas para la negociación derivada", Departamento de Economía Financiera, Universidad de Valencia.
- 5 Miller A., Romney B., (2005). "Sustainable and economic hydrogen cogeneration from nuclear energy in competitive power markets". Energy 30, 2690-2702.

Gestión de parques eólicos empleando hidrógeno como sistema de almacenamiento energético

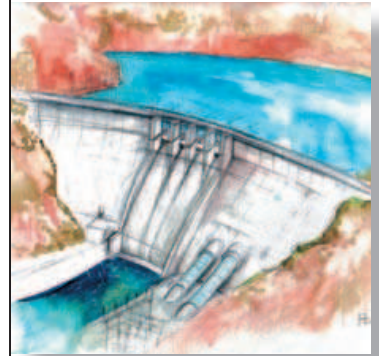
- Ráfagas de viento (turbulencias), con una escala de variación de segundos.
- Variaciones de viento, con una escala de variación de minutos.
- Inversión de capas, con una escala de variación horaria.
- Ciclo diario de vientos, con una escala de variación diaria.
- Cambio de perfil diario de viento, con una escala de variación diaria.
- Ciclo estacional, con una escala de variación mensual.
- Variación anual, con una escala de variación anual.

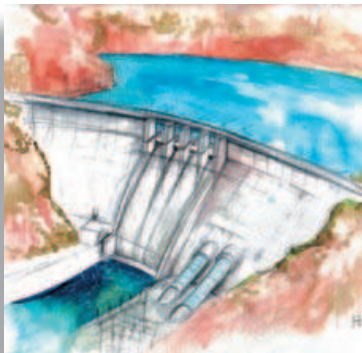
Por otro lado, una de las principales limitaciones de desarrollo de la energía eólica es la capacidad de evacuación de las redes, ya que la generación eólica se encuentra concentrada en áreas geográficas determinadas, que son aquellas con mayor disponibilidad de recurso eólico. La instalación de mayor potencia eólica en esos emplazamientos viene limitada por la capacidad de la red existente en la zona.

En estas áreas la variabilidad del recurso impone:

- Requisitos adicionales en la operación y gestión del sistema.
- La disponibilidad de plantas que aseguren el suministro eléctrico, basadas en combustibles fósiles.
- Reforzamientos, muy costosos, en redes débiles y capacidad de reserva.
- Desconexión de parques eólicos en momentos en los que la generación eólica exceda los límites que la red pueda absorber con seguridad.

Existen varios mecanismos disponibles que ofrecen flexibilidad para hacer frente al impacto de la generación eólica en el corto plazo, entre los que se encuentran las interconexiones, que ofrecen un primer nivel de respuesta, reduciendo los requerimientos de regulación primaria; la interrumpibilidad (alrededor de 2 GW) y la existencia de un parque de generación flexible, como las centrales de bombeo hidráulico y los ciclos combinados.





Guía del almacenamiento de energía

Los ciclos combinados han incrementado de manera significativa su aportación a los procesos de regulación del sistema eléctrico, a través de una doble modulación, por una parte de la demanda, adaptando su producción a las variaciones horarias previstas en la demanda y, por otro lado a la variabilidad inducida por la generación eólica. La contribución de los ciclos combinados a la energía de reserva de regulación en el sistema ha aumentado en los últimos años, pasando de situarse a principios del año 2007 en niveles en torno al 20% a alcanzar valores superiores al 50% a partir de agosto de 2009 (la media hasta octubre de 2009 se sitúa en torno al 40%).

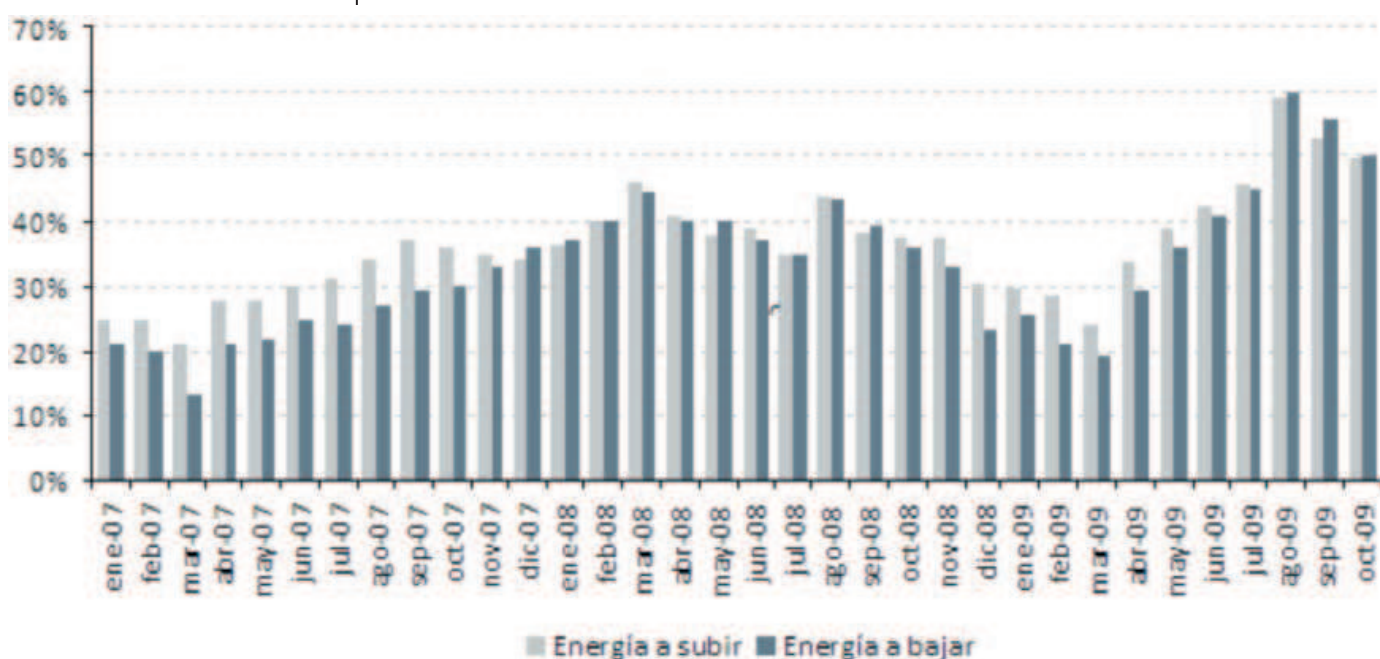


Figura 5. Contribución de los ciclos combinados a la energía de la reserva de regulación Fuente: REE.

Dada la evolución del crecimiento eólico, la magnitud de la potencia eólica instalada y el crecimiento esperado en los próximos años, adquiere una gran importancia mitigar y corregir las desventajas que posee la generación eólica. Además de la existencia de mecanismos de flexibilización del sistema eléctrico, se convierte en indispensable gestionar la energía vertida a la red por los aerogeneradores. Red Eléctrica de España (REE), exige al sector eólico modelos de predicción más fiables y sistemas que contribuyan a la seguridad de la red.

El impacto de la energía eólica en el sistema energético afecta a la seguridad operacional y eficiencia. Los impactos pueden estar relacionados con tres áreas: "balancing", la capacidad suficiente y estabilidad de la red.

a) Balancing

La operación actual del sistema está diseñada para seguir las fluctuaciones de carga en cada momento con mecanismos de “balancing”. Las reservas de frecuencia se basan en los valores de predicción de producción eólica y demanda. Esto significa que los cortes de energía, la variabilidad estocástica de la demanda y las fluctuaciones de la producción eólica son los principales factores a tener en cuenta para el control de potencia y “balancing”.

b) Capacidad suficiente

Para estimar la capacidad de generación necesaria, sobre todo en horas punta, se tienen en cuenta la demanda del sistema y la disponibilidad de las unidades de generación.

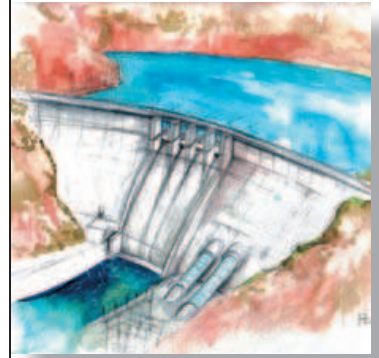
En sistemas energéticos con elevado nivel de penetración de energía eólica, los aerogeneradores y parques eólicos deben asegurar la estabilidad de frecuencia del sistema y cumplir con los requerimientos de energía y control de frecuencia. Eso significa que la generación de energía eólica a futuro debería prestar servicios auxiliares, que incluyan el suministro de energía primaria, secundaria y de inercia (reserva rodante).

c) Estabilidad de la red

La generación eólica tiene una influencia relevante en la estabilidad de la tensión de la red. El impacto sobre la red de transporte depende de la situación de los parques eólicos en relación con la demanda y la correlación entre la generación de energía eólica y el consumo de energía.

La tecnología de aerogeneradores se ha adaptado a los requisitos de estabilidad de tensión de la red. Los fabricantes proveen sus sistemas con filtros de calidad de energía y STATCOMS de control de potencia reactiva, para satisfacer las normas de calidad de tensión. Muchos de los aerogeneradores actuales ya satisfacen especificaciones de apoyo a la red durante huecos de tensión.

En la Fig. 6⁶ se puede observar la representación del coste de las distintas opciones que permiten la flexibilidad, tanto de la generación como de la demanda, según distintos escenarios de penetración de energías renovables.



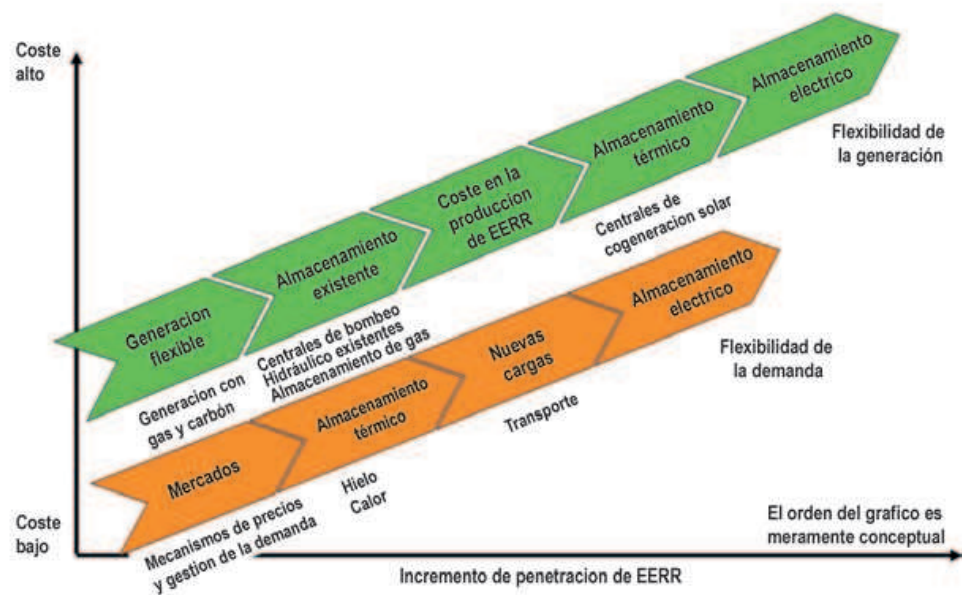
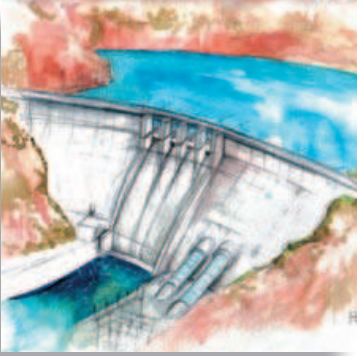


Figura 6. Representación de la flexibilidad de la generación y demanda. Fuente: NREL.

En escenarios con baja penetración de EE.RR., la flexibilidad de la demanda se consigue en el propio mercado, con un buen mecanismo de precios y logrando una gestión de la demanda. A medida que aumenta el nivel de penetración, incrementa también el coste de la flexibilidad, con el almacenamiento térmico y nuevos consumos, como el vehículo eléctrico. Finalmente, en escenarios con elevado % de EE.RR., es necesario llevar a cabo un almacenamiento de energía eléctrica.

Desde el punto de vista de la generación, en escenarios con bajo % de EE.RR., la flexibilidad puede ser lograda mediante el empleo de ciclos combinados y con los sistemas de almacenamiento tradicionales, como el bombeo hidráulico y el almacenamiento de gas. A medida que aumenta el nivel de penetración, en caso de no existir sistemas de almacenamiento se tienen que producir cortes de producción renovable en momentos en los que se exceda el límite de evacuación de la red. Una posible solución sería el almacenamiento térmico con plantas termosolares, y finalmente estaría el almacenamiento de energía eléctrica.

En esta gráfica se presenta claramente, que en escenarios futuros con altos precios de energías fósiles y restricciones medioambientales a su utilización, y con muy alta penetración de energías renovables será

imprescindible contar con sistemas de almacenamiento eléctrico, tanto en el lado de la gestión como en demanda.

4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

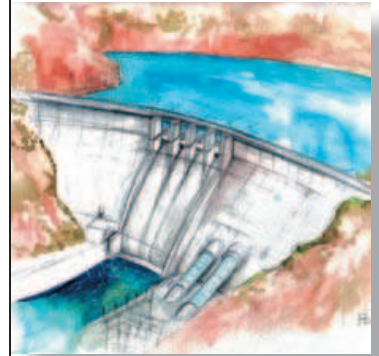
Los sistemas de almacenamiento energético, como el bombeo hidráulico, se han usado desde 1929 para compensar las diferencias entre demandas noche/día.⁷

En la actualidad los problemas existentes en el sector eléctrico son diferentes, y el almacenamiento de energía permite:

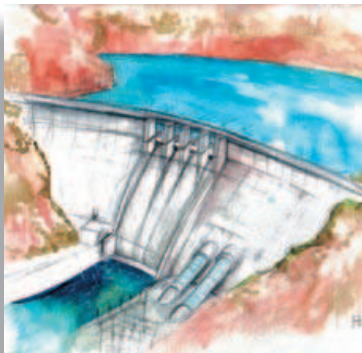
1. Reestructurar el mercado eléctrico.
2. Mejorar la calidad de suministro.
3. Permitir una generación distribuida.
4. Permitir la integración de energías renovables.

Respecto a este último punto, los sistemas de almacenamiento permiten solventar la mayoría de los problemas ligados a la generación eólica, más concretamente:

1. Gestionar la energía generada por los parques mejorando su precio de venta en el mercado eléctrico.
2. Ajustar la producción eólica a las previsiones de producción, además de conseguir una garantía de producción eólica en las horas punta de demanda eléctrica.
3. Aumentar el nivel de penetración de la energía eólica en el mercado, una vez ésta sea gestionable. Estos sistemas permitirían aumentar la potencia instalada en los emplazamientos con riqueza de recurso, almacenando energía eólica en momentos de gran producción eólica, de tal modo que nunca se alcanzase el límite de la red, y generando electricidad e inyectándola en la red en momentos de baja producción eólica.



⁷ Cheung K.Y., Cheung S.T., Navin De Silva R.G., Juvonen M. P., Singh T., Woo J.J. (2003). "Large-Scale Energy Storage Systems". London: Imperial College London.



Guía del almacenamiento de energía

4. Implantar parques eólicos en lugares aislados pero con gran potencial, reduciendo los costes de transmisión necesarios.

En la actualidad existen multitud de sistemas de almacenamiento en función de la aplicación deseada, se caracterizan por la cantidad de energía acumulada y tiempo de almacenamiento necesario.

Existe un amplio rango de aplicaciones: almacenamiento de energía a gran escala; gestión de la demanda; en generación distribuida para "peak-shaving" y calidad de energía; para asegurar la fiabilidad de suministro y en gestión de energías renovables.⁸

En la siguiente figura se representan los tiempos de almacenamiento de cada una de las tecnologías existentes respecto a su rango de potencia.

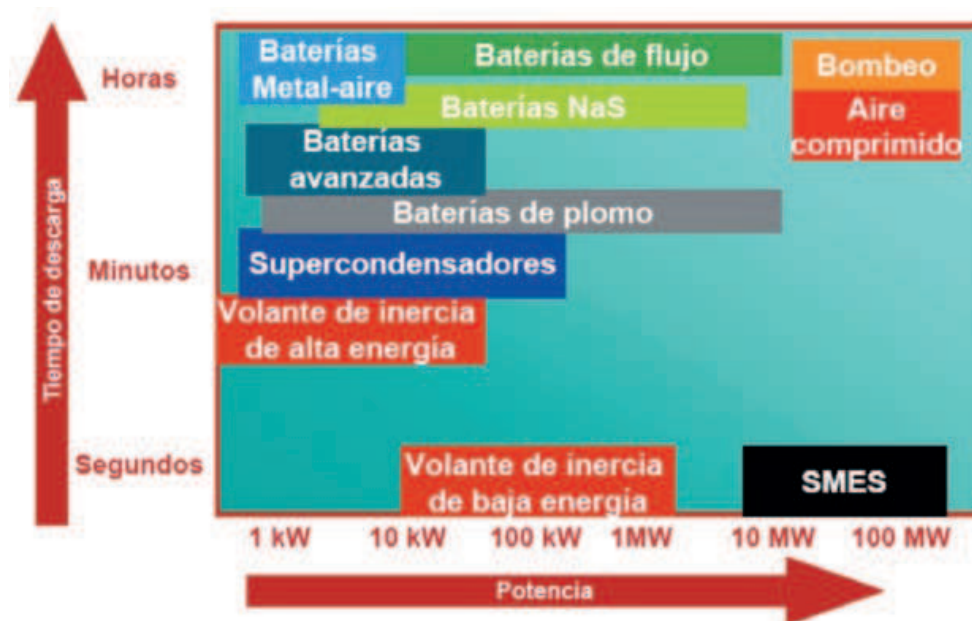


Figura 7. Representación de las distintas tecnologías de almacenamiento energético. Fuente: Electricity Storage Association.

4.1. Volantes de inercia

En estos dispositivos la energía eléctrica se almacena como energía cinética. Se componen de un eje central que mueve un rotor y un volante de inercia. Almacenan la energía de forma cinética median-

⁸ Garde R., Stolzenburg K., Shroder A., Aso I., Hoskin A., Fontela P., Gammon R., Rey M., Trygve S., Schmid, R. (2011). "Wind Energy and Hydrogen Integration". IEA Hydrogen Implementing Agreement.

te la aceleración del rotor y del volante a una velocidad muy alta y liberan energía al invertir el proceso de carga, empleando el motor como generador.

Los sistemas modernos de volante están compuestos por un cilindro de gran rotación con cojinetes de levitación magnética que eliminan el desgaste y prolongan la vida útil del sistema. Para aumentar la eficiencia, el volante se utiliza en un entorno de baja presión para reducir la fricción con el aire.

Las capacidades de potencia y energía son independientes.

En función de la velocidad de giro se clasifican en volantes de baja o alta velocidad. Los volantes de baja velocidad, por lo general tienen velocidades de rotación relativamente bajas, alrededor de 10.000 rpm y un rotor de acero pesado. Pueden proporcionar hasta 1.650 kW, pero por un tiempo muy corto, de hasta 120 s.

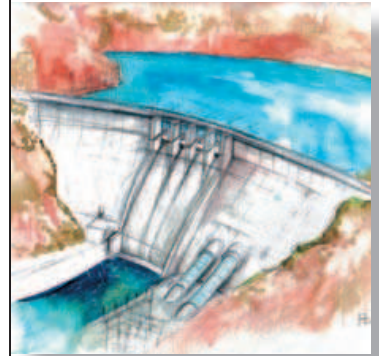
Cuando la velocidad del rotor se incrementa, los sistemas se conocen como volantes de alta velocidad con velocidades de giro cerca de 80.000 rpm. Pueden proporcionar energía hasta una hora, pero con una potencia máxima de 750 kW.

Los volantes tienen una densidad energética de 50 - 100 Wh/kg, una eficiencia de alrededor del 90% (dependiendo de las revoluciones) y la relación carga-descarga es de 1:1.⁹ Presentan una vida útil de unos 20 años o decenas de miles de ciclos. En general, los volantes se utilizan para mejoras de calidad de la energía, como fuente de alimentación ininterrumpida (UPS) y para amortiguar las variaciones de frecuencia.

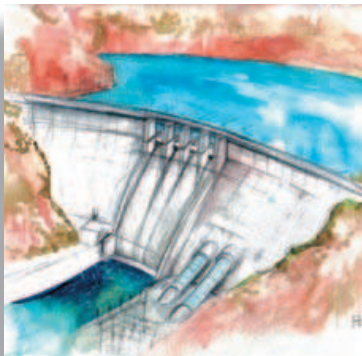
No hay proyectos con volantes vinculados a los parques eólicos a gran escala, pero el concepto se está estudiando.

4.2. SMES

Los sistemas SMES ("Superconducting Magnetic Energy Storage") almacenan energía electromagnética con pérdidas insignificantes mediante la circulación de corriente continua a través de bobinas super-



⁹ Rudel A. (2003). "Storage Technology Report ST6:Flywheels", INVESTIRE Network. <http://www.itpower.co.uk/investire>



Guía del almacenamiento de energía

conductoras, enfriadas criogénicamente. La energía almacenada se puede inyectar de nuevo en la red descargando la bobina.

El sistema utiliza un inversor/rectificador para transformar la corriente alterna a corriente continua o viceversa. El inversor/rectificador presenta pérdidas de energía cercanas al 2-3% en cada sentido. Los SMES presentan menores pérdidas de electricidad, inherentes a la conversión, en comparación a otros métodos de almacenamiento de energía, por ejemplo en energía química en las baterías o en energía mecánica en los volantes de inercia, con eficiencias teóricas cercanas al 95% en grandes instalaciones.¹⁰

El alto costo de los superconductores es la limitación principal para su uso comercial. Debido a las necesidades energéticas de refrigeración (significa una pérdida del 0,1% de rendimiento) y a su alto coste, los SMES se utilizan actualmente para el almacenamiento de energía durante breves periodos de tiempo. Es una tecnología muy atractiva para elevadas potencias con rápidos tiempos de descarga.

Hasta la actualidad se han operado en una escala relativamente pequeña o media (del orden de 10s MW). Sin embargo, se han iniciado proyectos comercialmente en una escala mucho mayor.

Las ventajas que ofrece son las siguientes:

- Ciclos carga/descarga completos en intervalos de minutos sin degradación del imán.
- Muy buena eficiencia.
- Mejora la calidad de energía en cargas críticas, proporciona energía durante huecos de tensión e interrupciones momentáneas y corrige la inestabilidad de la frecuencia.

4.3. Supercondensadores

Los supercondensadores almacenan energía eléctrica en forma de cargas electrostáticas confinadas en pequeños dispositivos, formados por

pares de placas conductivas separadas por un medio dieléctrico. Los supercondensadores, a diferencia de los condensadores tradicionales, poseen elevadas áreas, para ello se emplean dos capas (un ánodo y un cátodo) con esteras de carbono o filamentos metálicos que son fundidos con líquidos que se emplean como dieléctrico. La ventaja de este enfoque de diseño es que las áreas efectivas pueden ser diez mil veces mayores que las de los sistemas convencionales de condensador. Por otro lado, esta configuración exige que la tensión se mantenga debajo de 1,5 a 3,0 V para evitar la electrólisis del líquido utilizado como dieléctrico.

Estos supercondensadores son dispositivos ideales para calidad de la energía y almacenamiento de energía a corto plazo. Los supercondensadores tienen la capacidad de ser cargados y descargados en muy breves periodos de tiempo, del orden de segundos (o inferior), lo cual los hace especialmente apropiados para responder ante interrupciones de suministro de poca duración.

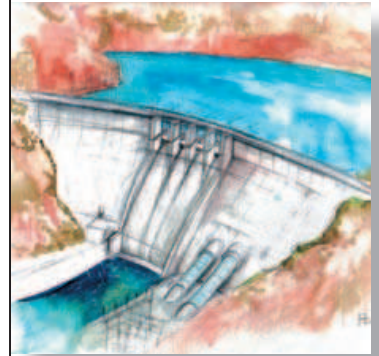
La eficiencia de estos sistemas se encuentra en el orden del 95%. Esta eficiencia disminuye cuando se incrementa la velocidad de descarga respecto a la nominal.

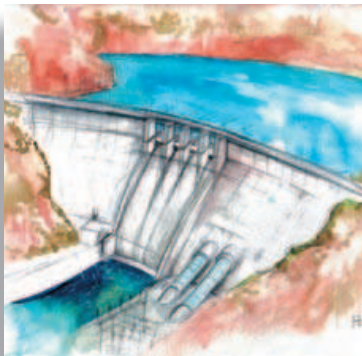
4.4. Bombeo hidráulico

Es el sistema más maduro, ha sido empleado desde los años veinte. Consiste en el almacenamiento energético mediante el bombeo de agua desde una presa a un nivel bajo hasta una presa a un nivel mayor, de este modo en horas valle se puede almacenar energía. En horas punta, cuando se quiere emplear la energía almacenada, funciona como una central hidroeléctrica convencional: el agua, previamente bombeada a la presa de mayor nivel es turbinada y acciona un generador eléctrico de vuelta a la presa de menor nivel.

Existen dos tipos básicos de centrales de bombeo según su funcionamiento:

- Centrales de bombeo puro: en este tipo de centrales es necesario bombear previamente el agua desde la presa inferior hasta la superior, para posteriormente producir energía eléctrica.
- Centrales de bombeo mixto: en estas centrales se puede producir energía eléctrica con o sin bombeo previo. Cuando hay exceden-





Guía del almacenamiento de energía

tes de agua la central funcionará como una central convencional, teniendo la posibilidad también de almacenar energía mediante bombeo desde la presa inferior a la superior.

Este sistema de almacenamiento energético requiere dos presas con un desnivel entre ambas de al menos 100 m.¹¹ Es una técnica eficiente (alrededor del 70%).¹² Además otra de sus ventajas es que requiere un bajo mantenimiento y es una solución de larga duración.

Los inconvenientes de este tipo de solución son de distinta naturaleza:

- Necesita de lugares geográficamente aptos, posee limitaciones geográficas.
- Elevado coste de la instalación hidráulica y de los equipos hidráulico, eléctricos y cañerías, que existen por duplicado para el almacenamiento y generación eléctrica. Al estar los emplazamientos en lugares normalmente aislados generalmente requieren el desarrollo de redes de transporte o distribución desde los centros de generación y consumo, con el consiguiente costo de instalación y operación.
- Fuerte impacto ambiental que produce la construcción de las presas necesarias.

Si bien el primero de los inconvenientes no es subsanable, es decir, siempre se depende de posibilidades geográficas, se pueden ensayar algunas soluciones técnicas a efectos de disminuir los costos de instalación.

En Japón los sistemas de bombeo hidráulico tienen una potencia igual al 10% de la capacidad total instalada en el país.¹³

En España existen más de 24 centrales hidráulicas de bombeo:

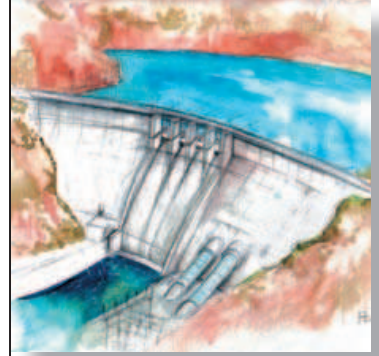
- 16 de bombeo mixto con una potencia instalada de 2.500 MW.
- 8 de bombeo puro, con una potencia total de 5.000 MW. Las más destacables son: La Muela I en el río Júcar con una potencia instalada

11 Ter-Gazarian A. (1994). "Energy storage for power systems". IEE Energy Series 6. Peter Peregrinus Ltd., London, UK.

12 Dell R.M., Rand D.A.J. (2001), "Energy storage-a key technology for global energy sustainability", J. Power Sources, 100, 2-17.

13 Knodoh J. (2000). "Electrical energy storage systems for energy networks", Energy Conversion&Management 41, 1863-1874.

de 628 MW; Sallente–Estany Gento en el río Flamisell con una potencia instalada de 451 MW; Tajo de la Encantada en el río Guadalhorce con una potencia de 339 MW; Bolarque II en el río Tajo con 215 MW.



4.5. Aire comprimido (CAES: “Compressed Air Energy Storage”)

Esta técnica consiste en el almacenamiento de aire comprimido en reservorios bajo tierra a unas presiones normalmente entre 60-70 bar. El aire se comprime en 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 existe un excedente energético.

Los sistemas de almacenamiento de energía basado en aire comprimido se desarrollaron a partir de la tecnología empleada por las empresas norteamericanas proveedoras de gas natural para asegurar la calidad del servicio.

Estas empresas habían desarrollado una tecnología adaptando, para emplear como depósitos, pozos petrolíferos agotados o explotaciones mineras subterráneas abandonadas para evitar, de este modo, la construcción de tanques en gran escala.

Existen dos tipos de sistemas:

- Con emisiones: Para la producción eléctrica el aire comprimido almacenado se calienta mediante la combustión de otro combustible (gas) y se expande en una turbina produciendo energía eléctrica y calor reutilizable.¹⁴ El rendimiento global de las turbinas de gas normales no permitirían alcanzar el rendimiento global que ostentan este tipo de instalaciones, a partir de 75%. La diferencia radica en que en este sistema, en la etapa de generación, es decir, de transformación de la energía acumulada, la totalidad de la energía generada por las turbinas de gas es utilizada para accionamiento del generador eléctrico, no se deriva energía para accionamiento de compresores, que constituyen justamente el factor limitante del rendimiento de las turbinas de gas.

¹⁴ P. Denholm, Kulcinski G.L., (2004). “Life cycle energy requirements and green house gas emissions from large scale energy storage systems”. Energy Conversion and Management.

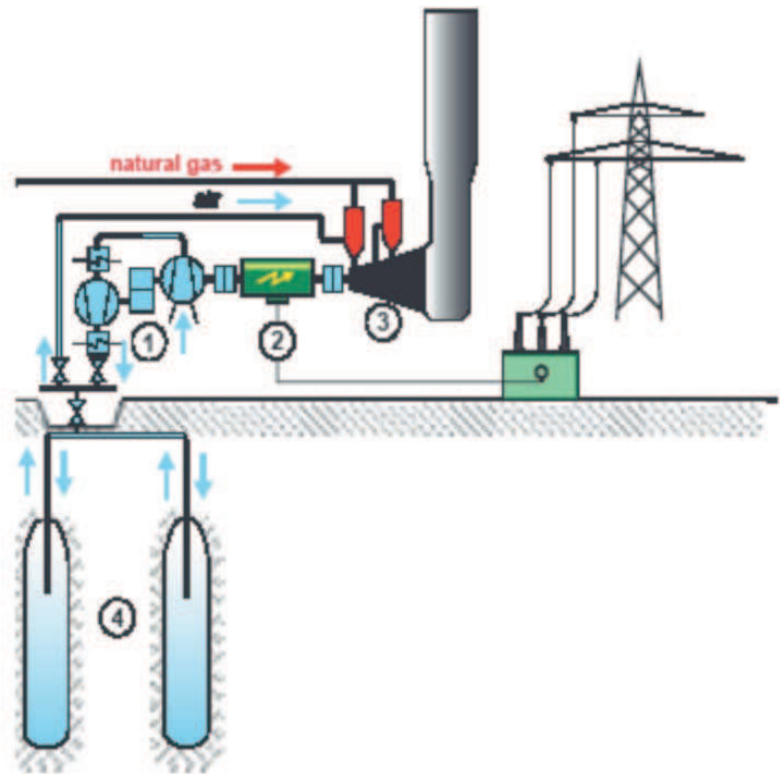
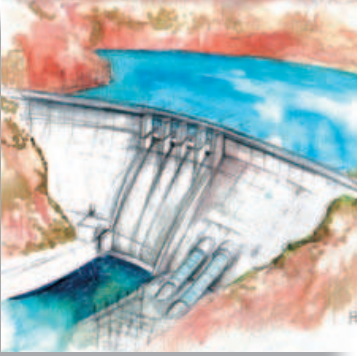


Figura 8. Representación de una planta CAES con empleo de gas natural siendo: 1.Tren de compresión, 2.Motogenerador, 3.Turbina de gas, 4.Almacenamiento de aire comprimido.¹⁵

- Adiabático sin emisiones:¹⁶ El aire comprimido se calienta mediante el calor extraído al aire en la compresión. En este caso es necesario un sistema de almacenamiento de energía térmica.

En estos sistemas es necesario poseer compresores adiabáticos para comprimir el aire a altas temperaturas (alrededor de 650 °C) y presiones (alrededor de 10-20 MPa), sistemas de almacenamiento térmico y turbinas de expansión con bajos tiempos de respuesta, altas rampas de potencia y alta eficiencia para un amplio rango de presiones de entrada. Posee una eficiencia eléctrica alrededor del 70%.

Este método de almacenamiento energético, al igual que el bombeo hidráulico está limitado por las condiciones geográficas del emplazamiento.

-
- 15 Crotogino F., Mohmeyer K., Scharf R., (2001) "Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation", Spring 2001 Meeting, Orlando, Florida, USA.
- 16 Bullough C., Gatzen C., Jakiel C., Koller M., Nowi A., Zunft S. (2004). "Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy", Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC 2004, 22-25, London UK.

Otra de sus desventajas es el gran consumo energético durante la etapa de compresión. Además el gas natural necesario en las turbinas de gas, si no se emplea el ciclo adiabático, genera emisiones de CO_2 , por lo que no puede ser considerada una fuente de gestión energética totalmente limpia.

Las principales instalaciones existentes con esta tecnología son:

- La planta de E.N Kraftwerke, Huntorf, Germany, construida en 1978, con una potencia de 290 MW. Es un ciclo con emisiones que utiliza gas natural y almacena el aire comprimido en una caverna de 310.000 m³.
- La planta CAES de Alabama Electric Co-operative (AEC) con una potencia de 110 en McIntosh, Alabama en 1991. Se emplea una turbina de gas a alta presión (a 44 atm) y una de baja (a 15 atm), ambas están diseñadas para operar con gas natural.¹⁷

4.6. Baterías

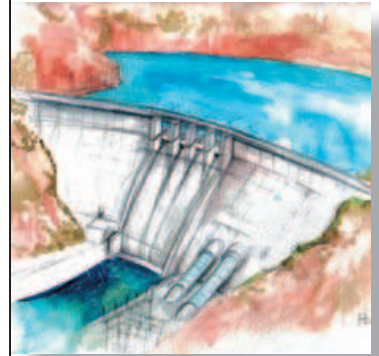
Las baterías son sistemas recargables donde se produce un almacenamiento de energía eléctrica en forma de energía química, generándose iones cargados eléctricamente durante el período de carga y empleando los iones para crear un flujo de electrones durante la descarga. Por lo tanto, su capacidad energética depende de su potencia.

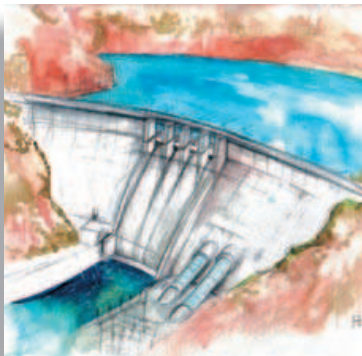
Las más comunes son las de plomo-ácido, aunque otras tecnologías como las de sodio-azufre presentan muy buenos comportamientos.¹⁸

Las **baterías de plomo-ácido** son sistemas eficientes (60-95%), pero presentan la desventaja de sus bajas vidas útiles, potencias y densidades energéticas (25-45 Wh/kg).¹⁹ Además tienen una durabilidad limitada; altos requisitos de mantenimiento y requieren aporte de agua.

En la actualidad se pueden destacar los siguientes proyectos que emplean baterías de plomo-ácido:

-
- 17 Hounslow D. R., Grindley W. (1998). "The Development of a Combustion System for a 110 MW CAES Plant", J. Eng. Gas Turbines Power, Vol.120, 4, pp 875.
 - 18 Kodama E., Durashima Y. (1999). Development of a compact sodium-sulphur battery. Power Engineering Journal 13, 136-141.
 - 19 McDowall J.A. (2001) "Opportunities for electricity storage in distributed generation and renewables", in IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. and Exposition, Atlanta, GA-USA, 1165-1168.





Guía del almacenamiento de energía

- GNB's Lead Recycling Centre en Vernon, CA. Con una potencia instalada de baterías de 5 MW y un tiempo de descarga de 1 hora. El objetivo de esta instalación es alimentar domicilios con una estrategia "peak-saving".²⁰
- Planta en San Agustín de Guadalix, con una potencia de baterías de 1 MW y tiempo de descarga de 4 horas.
- Planta en Fairbanks en Alaska de la Golden Valley Electric Association y ABB con una potencia de 40 MW constituye el mayor sistema de baterías existente en el mundo. Su objetivo es la estabilización de la red de esta región en isla. El tiempo de descarga de este sistema es de alrededor de 15 minutos.²¹
- En 1986 se instaló en Berlín en BEWAG un sistema de baterías de 17 MW/14 MWh con un tiempo de descarga de 11 horas. Se empleó para regular la frecuencia cuando la red eléctrica de Berlín tenía una configuración en isla. Cuando, en 1993, Berlín se conectó a la red eléctrica dejó de utilizarse para regular la frecuencia pero se siguió empleando como reserva rodante.²²

Las **baterías de Níquel-Cadmio** se producen desde principios del siglo XX. Su principal característica es el gran número de ciclos de carga y descarga completa que soportan (500 a 1000).

La eficiencia es de 60% -70% durante el funcionamiento normal y la vida útil es relativamente alta, alrededor de 10 a 15 años, además las baterías de NiCd pueden responder a plena potencia en cuestión de milisegundos. También pueden operar en un rango de temperaturas mucho más amplia que las baterías de plomo-ácido, algunas capaces de soportar temperaturas ocasionales de hasta 50 °C.

Estas baterías son ideales para asegurar la calidad de energía frente a huecos de tensión y proporcionar energía de reserva en condiciones

20 Hunt G. W. (1999). "Operational experience and performance characteristics of a valve-regulated lead-acid battery energy-storage system for providing the customer with critical load protection and energy-management benefits at a lead-recycling plant", Journal of Power Sources, Vol. 78, Issues 1-2, pp 171-175.

21 (2002) World's biggest battery helps to stabilise Alaska: a battery energy storage system is under construction to provide voltage compensation in support of Alaska's Northern Intertie. (Energy Storage Technology). Modern Power Systems.

22 Wagner R. (1999). "Large lead/acid batteries for frequency regulation, load levelling and solar power applications", Journal of Power Sources, Vol. 67, Issues 1-2, pp 163-172.

muy duras. Recientemente, las baterías de NiCd se han hecho populares como el almacenamiento para la generación de energía solar, ya que pueden soportar altas temperaturas. Sin embargo, no tienen un buen desempeño en “peak-shaving”, y por lo tanto generalmente no se emplean en sistemas de gestión energética.

Estas baterías tienen también algunas desventajas, ya que su vida útil se puede reducir por ciclos de carga/descarga rápida. Además también sufren efecto “memoria” y también pierden más energía durante el modo espera debido a la auto-descarga que las baterías plomo-ácido, con una pérdida del 2% a 5% de su carga por mes a temperatura ambiente en comparación con el 1% al mes para las baterías de plomo-ácido.

Como proyecto significativo empleando esta tecnología se pueden citar el de Golden Valley Electric Association Saft con baterías de Ni-Cd de potencia 40 MW. En agosto de 2003, se conectó en Alaska la batería de almacenamiento mayor a nivel mundial. Diseñada por ABB Ltd. con Saft Baterías Industriales el sistema es capaz de suministrar 40 MW de potencia y su objetivo es la reducción de los cortes de suministro en más del 60%, según ABB.

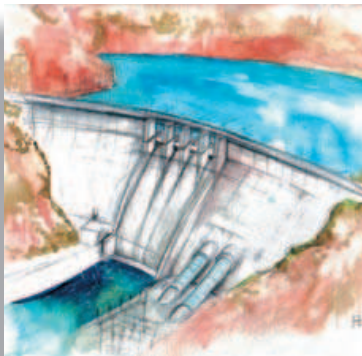
Las **baterías de ion-Litio** tienen una densidad de energía más alta que la mayoría de baterías recargables, de 100 a 150 Wh/kg. También operan en voltajes más altos que otras baterías recargables normalmente alrededor de 3,7 voltios de ion-litio vs 1,2 voltios de NiMH o NiCd. Las baterías de ion-litio tienen una tasa más baja de autodescarga que otros tipos de baterías recargables, con eficiencias del ciclo carga/descarga de 90 a 100%.

La vida útil de las baterías se estima del orden de los 2.000 ciclos, o de seis a diez años, pero no hay información operativa a largo plazo.

Hay algunos desafíos para la fabricación de baterías de ion-litio a gran escala. El principal obstáculo es el alto coste (más de 600 \$/kWh) debido a un embalaje especial y circuitos internos de protección de sobrecarga.

No hay grandes instalaciones de ion-Litio en este momento. La mayor instalación en construcción en la actualidad se encuentra en EE.UU. y tiene una potencia de 100 kW con un tiempo de descarga de 1 min. Sin embargo, varias compañías están trabajando para reducir el





Guía del almacenamiento de energía

coste de fabricación de baterías de ion-Litio para capturar grandes mercados de energía.

Las baterías NaS tienen una densidad energética relativamente alta, dentro del rango de 150 a 240 Wh/kg. Poseen un gran potencial para convertirse en un medio de almacenamiento energético rentable, modular y portátil, ya que están diseñadas específicamente para ciclos de descarga largos (8 horas) y tienen una capacidad de descarga muy rápida con una capacidad pico de energía de más de seis veces su potencia continua (durante 30 segundos). Estas capacidades hacen que esta tecnología sea aplicable en gestión de la energía y calidad de la energía.

Estas baterías tienen una vida útil estimada de 15 años con 2.500 ciclos. La eficiencia media del ciclo carga/descarga se sitúa entre el 86%-89%.

La principal desventaja son las elevadas temperaturas de operación, por encima de 270 °C. Japón ha sido un país pionero en la investigación y desarrollo de baterías NaS desde 1983 por la Tokyo Electric Power Corporation (TEPCO) y NGK.²³ En total se han instalado más de 100 MW de capacidad de almacenamiento de esta tecnología, sobre todo en Japón, donde esta tecnología de almacenamiento de energía es una realidad comercial.

Empleando baterías de sodio-azufre se pueden destacar las siguientes instalaciones:

- En la subestación de Tatsumi en Osaka (Japón) en 1996 se instaló un sistema de batería Na-S con una potencia de 100 kW y una capacidad de almacenamiento de 400 kWh.
- En 1998 en la subestación de Tsunashima en Yokohama (Japón) se instaló un sistema de baterías Na-S con una potencia de 6 MW y un tiempo de descarga de 8 horas.

4.7. Baterías de flujo Redox²⁴

Se pueden considerar sistemas híbridos entre las baterías y las pilas de combustible. El electrolito está contenido en tanques externos y es circu-

23 Mears D. (2005). "Overview of NaS Battery for Load Management", CEC Energy Storage Workshop.

24 L. H. Cutler (1969), in US Patent 3607420 to E.I. du Pont de Nemours and Co..

lado a través del stack. Son sistemas electroquímicos donde la oxidación y reducción involucra especies iónicas en solución y las reacciones tienen lugar sobre los electrodos inertes. Estos sistemas tienen una vida útil elevada, pero su densidad de corriente suele ser baja debido a la solubilidad limitada de los materiales activos. Su capacidad se puede variar incrementando o disminuyendo la cantidad de electrolito.

Una de las mayores ventajas que ofrecen es su alta eficiencia en almacenamiento y conversión (alrededor del 85%), así como su bajo tiempo de respuesta.²⁵

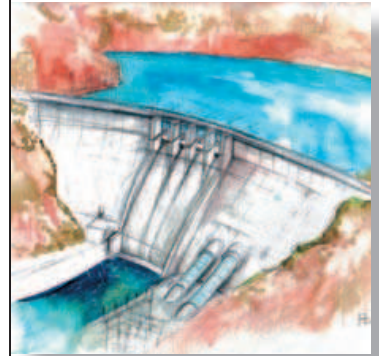
Con respecto a las baterías estándar presentan la ventaja de que en estos sistemas la capacidad energética, relacionada con el volumen de electrolito que viene dado por el volumen del tanque externo, es independiente de la potencia, que es función del tamaño del reactor. Sin embargo, son más complicadas que las baterías estándar, ya que requieren de bombas, sensores, unidades de control y tanques externos.

Como proyectos más relevantes que utilizan esta tecnología se pueden citar:

- Batería de vanadio VRB (Vanadium Redox Battery) de SEI Osaka (Japón) con una capacidad de almacenamiento de 100 kWh instalada en 1996.²⁶
- En 1997, la compañía Kashima-kita Electric Power construyó una VRB de 200 kW con un tiempo de descarga de 4 horas.
- Proyecto SUBARU de filtrado de variaciones de potencia de un parque eólico mediante una batería VRB de 4 MW/6 MWh.²⁷

4.8. Hidrógeno

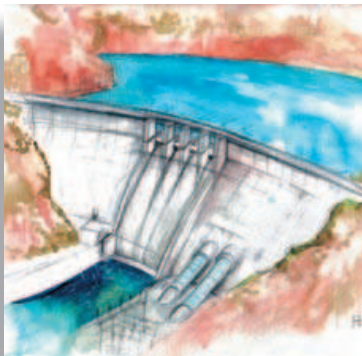
El método de producción de hidrógeno a gran escala más económico es el reformado de gas natural, pero si se tiene en consideración la



25 Shigematsu T., Kumamoto T., Deguchi H., Hara T. (2002) "Applications of a vanadium redox-flow battery to maintain power quality", Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific. IEEE/PES.

26 Tokuda N., et al, (2000) "Vanadium Redox Flow Battery for Use in Office Buildings", Proc. Of Conference on Electric Energy Storage Applications and Technologies, Orlando, Florida.

27 New Energy and Industrial Technology Development Organization. Wind Power Stabilization Technology Development Project. NEDO, Japan, 2003.



Guía del almacenamiento de energía

captura del CO₂ generado, es más eficiente su generación empleando energías renovables mediante electrolisis.²⁸ En la actualidad se está produciendo un incipiente desarrollo del estudio de este tipo de sistemas.

El concepto de generar H₂ a partir de energía eólica nació en 1923, cuando John B.S., Haldane propuso la producción de H₂ y O₂ a partir de agua empleando este tipo de energía.²⁹

Ya en los años 30 Hermann Honnef introdujo la utilización de generadores eólicos de elevada potencia para generar H₂.³⁰ A partir de la década de los 60 se comienza a estudiar la electrólisis empleando energía solar y se extienden los estudios de generación de H₂ a partir de energía eólica.^{31, 32, 33, 34, 35}

La producción de hidrógeno empleando energía eólica mediante electrólisis presenta numerosas ventajas desde dos puntos de vista diferentes:

- Como apoyo en la integración de la energía eólica en la red:
 - Posibilita una operación flexible, que permite consumir en momentos de precios bajos en el mercado eléctrico.³⁶
 - En redes de distribución débiles, si se emplea el H₂ como vector de gestión energética de la energía eólica producida se disminuye la necesidad de reforzamiento de la red. Este planteamiento

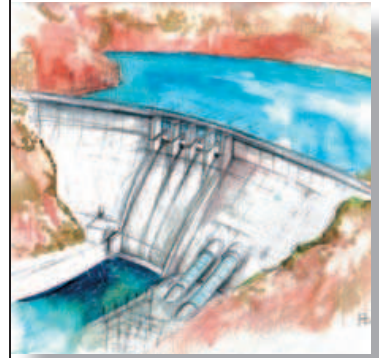
-
- 28 Bharadwaj R. M., Balan C., Liu Y., Sheldon K., Smith D. P., Hegyi A., Okuyama S. (2003), "Hydrogen Energy Systems: Efficiency Study", Proceedings-Hydrogen and Fuel Cells.
- 29 Haldane J. B. S. (1923). "DAEDALUS or Science and the Future." Cambridge.
- 30 Hoffman P. (2001). "Tomorrow's Energy - Hydrogen, Fuel Cells, and the Prospects for a Cleaner Planet," The MIT Press.
- 31 Ben-Dov E., Rudman P.S., and Naot Y.(1978) "Hydrogen Fuel Production by Wind Energy Conversion", Alternative Energy Sources, Vol. 8 Hydrogen Energy, pp.3563-3569.
- 32 Dubey M. (1978), "Hydrogen From Wind - A Clean Energy System", Alternative Energy Sources, Vol. 8 Hydrogen Energy, pp.3551-3561.
- 33 De Battista H., Mantz R., Garelli F. (2005) "Power conditioning for a wind-hydrogen energy system", Journal of Power Sources, Vol. 155, pp.478-486.
- 34 Kelouwani S., Agbossou K., and Chahine R. (2004), "Model for energy conversion in renewable energy system with hydrogen storage", Journal of Power Sources, Vol. 140, pp.392-399.
- 35 Sherif S., Barbir F., and Veziroglu T. (2005) "Wind energy and the hydrogen economy - review of the technology", Solar Energy, Vol 78, pp.647-660.
- 36 Bernal-Aguatín J.L., Dufo-López R., Correas-Usón L., Aso-Aguarta I. (2008), "Analysis of a wind-hydrogen system connected to the electrical grid", World Renewable Energy Congress X and Exhibition.

to es muy útil en emplazamientos con un gran potencial eólico pero dónde la implantación de más potencia eólica está limitada porque las redes de distribución son débiles.^{37, 38}

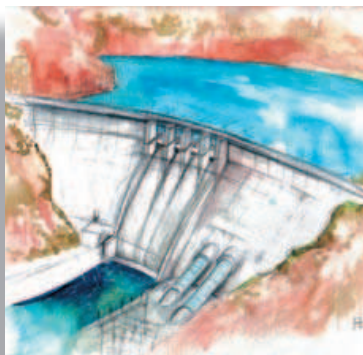
- El factor de capacidad de la red se aumenta, ya que se suavizan los picos de producción eólica. En momentos de exceso de producción ésta energía puede ser consumida en el electrolizador.³⁹
- Producción directa de hidrógeno. Existen distintas aplicaciones del hidrógeno generado mediante electrolisis empleando energías renovables (si se desarrolla la economía del hidrógeno):
 - Aplicaciones portátiles, pequeños dispositivos electrónicos, sistemas de back up, UPS, en aplicaciones de telecomunicaciones, etc.
 - Aplicaciones estacionarias en sistemas residenciales, generación distribuida y smart grids, almacenamiento energético, etc.
 - Sector transporte como combustible.

Como se comenta, el H_2 producido empleando energías renovables puede ser generado con un objetivo distinto al de su reconversión en electricidad para la gestión energética de un parque. Es muy interesante la producción de H_2 como carburante en un emplazamiento cercano al de su consumo empleando fuentes renovables.

La generación y almacenamiento de hidrógeno se puede realizar en zonas con gran recurso eólico pero sin infraestructura eléctrica. En este caso el recurso eólico se emplearía exclusivamente para generar hidrógeno, lo que requerirá diseños tecnológicos específicos que permitan la conexión directa aerogenerador/es-electrolizador. Además el electrolizador tiene que trabajar con potencias de entrada fluctuantes sufriendo la mínima degradación posible. El hidrógeno producido se tiene que transportar comprimido o licuado hasta los centros de consumo. Esta idea se ha considerado como alternativa



37 Korpas M., Greiner C. (2008) "Opportunities for hydrogen production in connection with wind power in weak grids", *Renewable Energy*, 33, 1119-1208.
38 Korpas M. (2001), "Hydrogen energy storage for grid-connected wind farms", *Proceedings of the IASTED International Conference, Power and Energy Systems, Greece*.
39 Fingersh L. (2003) "Optimized hydrogen and electricity generation from wind". Technical report, NREL/TP-500-34364. National Renewable Energy Laboratory (NREL).



Guía del almacenamiento de energía

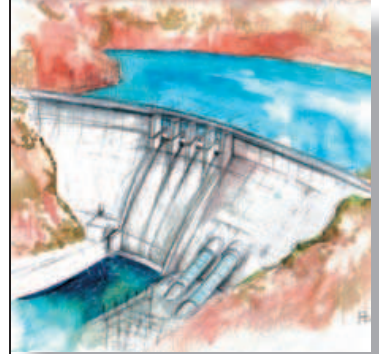
a la instalación de nuevas HVDC (High Voltage Direct Current) líneas para transportar 4.000 MW de nuevas plantas eólicas desde North Dakota a Chicago.⁴⁰ En otros estudios se consideró el H₂ como vector de transporte energético evitando la construcción de infraestructuras eléctricas en parques eólicos marinos (*off-shore*).^{41,42}

4.9. Comparativa de tecnologías de almacenamiento energético

Tabla 3. Aplicaciones y tecnologías apropiadas para cada aplicación. Fuente: Task 24 "Wind Energy and Hydrogen Integration".

APLICACIÓN	POTENCIA	TIEMPO DE ALMACENAMIENTO	ENERGÍA	TIEMPO DE RESPUESTA	TECNOLOGÍAS
LARGO PLAZO			(MWh)		
Generación, nivelación de carga	100's MW	6-10 h	100-1.000	minutos	SMES; Baterías plomo-ácido; Baterías avanzadas; Baterías de flujo; Bombeo hidráulico; CAES; H ₂
Rampa, seguimiento de carga	100's MW	varias hs	100-1.000	< ciclo	SMES; Baterías plomo-ácido; Baterías avanzadas; Baterías de flujo; H ₂
MUY LARGO PLAZO			(MWh)		
Emergencia back-up	1 MW	24 horas	24	seg-mins	Baterías plomo-ácido; Baterías de flujo; Baterías avanzadas; H ₂
Almacenamiento estacional	50-300 MW	semanas	10.000-100.000	mins	CAES; H ₂
Renovables back-up	100 kW-1 MW	7 días	20-200	seg-mins	Baterías avanzadas; Baterías de flujo; Bombeo hidráulico; CAES; H ₂
MUY CORTO PLAZO			(KWh)		
uso final en cortes de red, calidad de energía, arranque motores	≤ 1MW	seg	~0,2	< 1/4 ciclo	Volante inercia; Supercondensadores; Micro-SMES; Baterías plomo-ácido; Baterías de flujo; H ₂
Transitorios	< 1MW	seg	~0,2	< 1 ciclo	Volante inercia; Supercondensadores; Micro-SMES; Baterías plomo-ácido; Baterías de flujo; H ₂
Estabilización red transporte y distribución	> 100'sMW	seg	20-50	< 1/4 ciclo	SMES, H ₂ , Baterías plomo-ácido, Baterías de flujo

- 40 Keith G., Leighty B. (2002) "Transmitting 4.000 MW of new windpower from North Dakota to Chicago: New HVDC electric lines or hydrogen pipeline, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Chicago, USA. pp 510-511.
- 41 Gallachóir B. (2003) "Energy from the ocean". Irish Engineers J 57, pp 24-27.
- 42 Ackermann T. (2002) "Transmission systems for offshore wind farms". IEEE Power Engineering Review, pp 23-27.

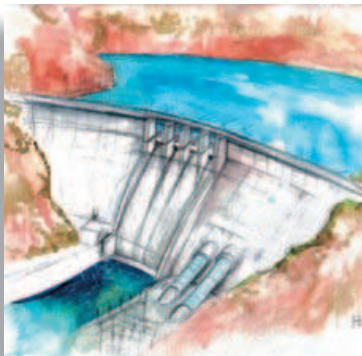


APLICACIÓN	POTENCIA	TIEMPO DE ALMACENAMIENTO	ENERGÍA	TIEMPO DE RESPUESTA	TECNOLOGÍAS
CORTO PLAZO			(KWh)		
Generación distribuida (peaking)	0,5-5 MW	~1 h	5.000-50.000	<1 min	Volante inercia; Baterías avanzadas; SMES; Baterías plomo-ácido; Baterías de flujo; H ₂
Gestión de la demanda (peak shaving)	< 1 MW	~1 h	1.000	<1 min	Volante inercia; Baterías avanzadas; SMES; Baterías plomo-ácido; Baterías de flujo; H ₂
Reserva rodante - de respuesta rápida menos de 3 seg	1-100 MW	<30 min	5.000-500.000	<3 seg	Volante inercia; Baterías avanzadas; SMES; Baterías plomo-ácido; Baterías de flujo; H ₂
Convencional-respuesta en 10 min	1-100 MW	<30 min	5.000-500.000	<10 min	Volante inercia; Baterías plomo-ácido; Baterías avanzadas; Baterías de flujo; SMES; H ₂ ; CAES; Bombeo hidráulico
back-up en telecomunicaciones	1-2 kW	~2 h	2-4	<1 ciclo	Volante inercia; Supercondensadores; Baterías plomo-ácido; Baterías avanzadas; Baterías de flujo; H ₂
Gestión intermitencia renovables	> 10 MW	min-1 h	10-10.000	<1 ciclo	Volante inercia; Baterías plomo-ácido; Baterías avanzadas; Baterías de flujo; SMES; H ₂
Suministro eléctrico ininterrumpible	> 2 MW	~2 h	100-4.000	seg	Volante inercia; Baterías plomo-ácido; Baterías avanzadas; Baterías de flujo; SMES; H ₂

Como se puede observar volantes, supercondensadores y SMES se adaptan mejor a las aplicaciones a corto plazo (elevada potencia y baja energía), mientras que CAES y el bombeo hidráulico son aplicables a elevada potencia y elevada energía.

Las baterías en general se adaptan bien a cualquier aplicación, así como las tecnologías del hidrógeno, teniendo en cuenta que electrolizadores y pilas de combustible también son dispositivos electroquímicos. Las aplicaciones van desde la calidad de energía, nivelación de carga o generación distribuida.

El hidrógeno podría cubrir toda la gama de aplicaciones, incluso podrían competir con volantes o supercondensadores. Sin embargo, estas



aplicaciones requieren un desarrollo mucho mayor de la tecnología de pilas de combustible. Sin embargo, el uso del hidrógeno no es ampliamente extendido debido a dos factores principales, los altos costos y la baja eficiencia del ciclo. De acuerdo con la Tabla 3, las aplicaciones más adecuadas para el hidrógeno, como vector energético, son las aplicaciones a corto y largo plazo de gestión de energías renovables.⁷

5. HIDRÓGENO EN ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

En la actualidad se plantean dos tipos de sistemas que utilizan H₂ como vector energético de almacenamiento de energía eólica:

- Sistemas energéticos aislados, cuyo objetivo fundamental es el satisfacer las demandas de una determinada comunidad con una configuración en isla de la red.^{43, 44, 45, 46, 47, 48}

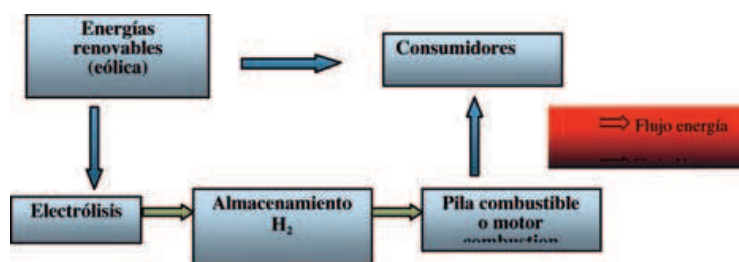
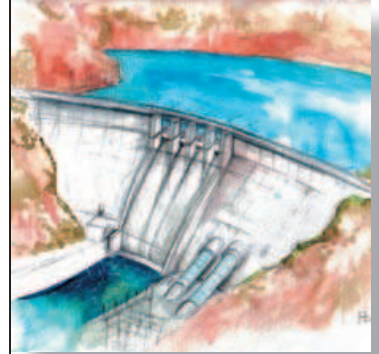


Figura 9. Representación gráfica de una configuración energética en isla alimentada por energías renovables con un sistema de gestión energética de H₂.

- Sistemas energéticos integrados en la red eléctrica, cuyo objetivo es gestionar y optimizar la producción energética de un parque

-
- 43 Vosen S.R., Keller J.O. (1999) "Hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems: optimization of system performance and cost through control strategies", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 24, pp. 1139-1156.
- 44 Kélouwani S., Agbossou K., Chahine R. (2004), "Model for energy conversion in renewable energy system with hydrogen storage", Journal of Power Sources, Vol. 140, pp. 392-399.
- 45 Dutton A.G., Bleijs J.A.M., Dienhart H., Falchetta M., Hug W., Prischich D. and Ruddell A.J., (2000). "Experience in the design, sizing, economics, and implementation of autonomous wind-powered hydrogen production systems", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 25, pp. 705-722.
- 46 Grimsø L.N., Korpaas M., Gjengedal R. and Møller-Holst S. (2004). "A study of a stand-alone wind and hydrogen system", Nordic Wind Power Conference.
- 47 Glöckner R., Ulleberg Ø., Hildrum R., Grégoire C. E., Ife P. (2002). "Integrating Renewables for Remote Fuel Systems", Energy & Environment, Vol. 13, Numbers 4-5, pp. 735-747.
- 48 Ulleberg Ø, Pryor TL. (2002). "Optimization of integrated renewable energy hydrogen systems in diesel engine mini-grids" WHEC 2002 - 14th World Hydrogen Energy Conference.



eólico, mejorando su factor de capacidad.⁸ Este planteamiento permite aprovechar los picos de producción eólica generando H_2 y utilizarlo en caso de un déficit de producción.⁴⁹ Esta configuración permite trabajar con precios de generación de H_2 más bajos.⁵⁰

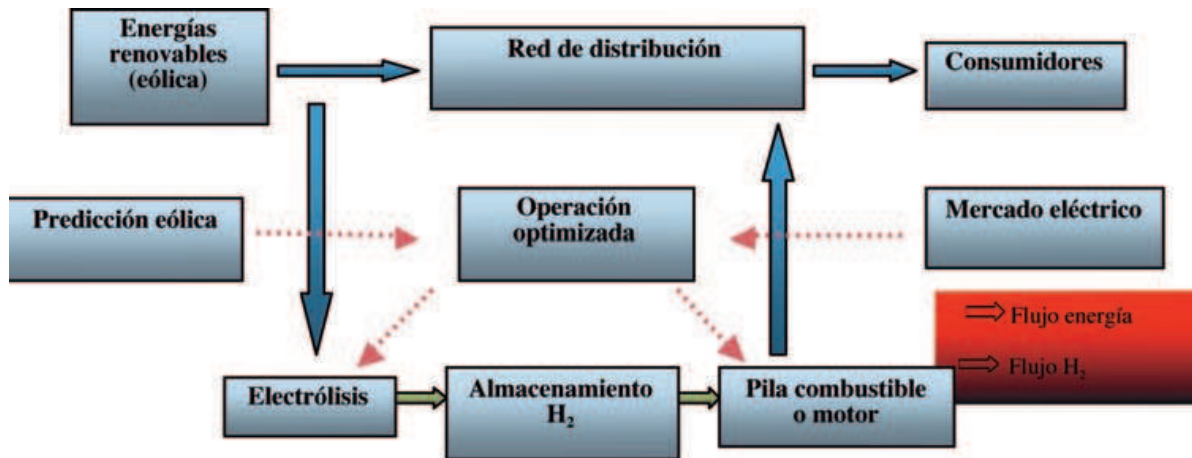


Figura 10. Representación gráfica de una configuración energética.

Ambos planteamientos se han de abordar desde distintas perspectivas, ya que los objetivos, y por lo tanto el modo de operación de las instalaciones, es diferente.

El desarrollo de este tipo de instalaciones viene condicionado en cada país por la calidad de la red de distribución y por la legislación existente en términos de energías renovables y su gestión.⁵¹

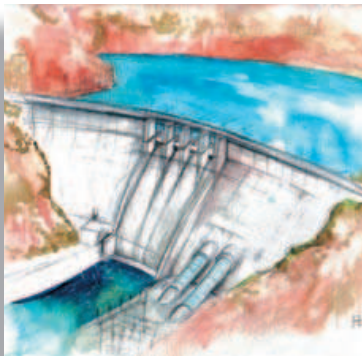
El hidrógeno renovable generado puede ser empleado tanto como combustible para aplicaciones móviles, si existe un mercado y el H_2 se convierte en un producto demandado en el sector transporte, como en aplicaciones estacionarias en el propio parque para gestionar la energía producida por éste en cada momento. Independientemente de cuál sea la aplicación del H_2 generado, el objetivo es gestionar la generación eólica.

En la actualidad tanto la energía eólica como la electrólisis, a nivel

49 Burger J. and Lewis P., (1974). "Energy Storage for Utilities via Hydrogen Systems", presented at 9th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference.

50 Levene J. I. (2005), "An Economic Analysis of Hydrogen Production from Wind," NREL, Golden, CO NREL/CP-560-38210.

51 Set of the existing regulations and legislative framework related to RES implementation, June 2008.



Guía del almacenamiento de energía

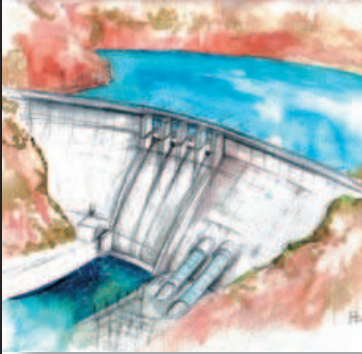
industrial, se suponen tecnologías maduras, sin embargo es necesario realizar un gran esfuerzo en investigación y desarrollo para conseguir que estas dos tecnologías puedan trabajar conjuntamente con buenas eficiencias y conseguir una reducción de costes.

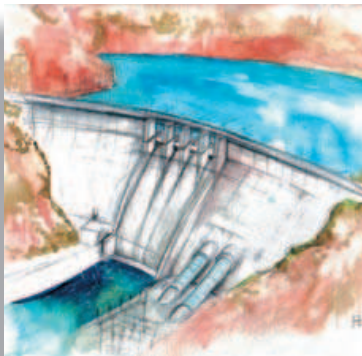
5.1. Instalaciones de gestión de energía eólica mediante hidrógeno

En el siguiente cuadro se recoge una descripción de proyectos de demostración en los que el hidrógeno se utiliza como un sistema de almacenamiento de energía para favorecer y facilitar la gestión de energías renovables como la eólica y fotovoltaica.

Tabla 4. Resumen de principales instalaciones de gestión renovable empleando hidrógeno.

SOTAVEN-TO	HARI	RES2H2 GRECIA	RES2H2 CANARIAS	AIST/ TAKASAGO	WINDD2H2	ITHER	UTSIRA	PHOEBUS JÜLICH	SOLAR-WAS-SERSTOFF-BAYERN HYDROGEN
Generación solar	NO	13 kW	NO	NO	10 kW	100 kW	NO	43 kW	372 kW
Generación eólica	17,5 MW	2 turbinas 25 kW	1 turbina 500 kW	NO	110 kW	80, 225 y 300 kW	2 turbinas 300 kW	NO	NO
Electrolizador	60 Nm³/h	8 Nm³/h	5 Nm³/h	10 Nm³/h	25 y 133 Nm³/día	14 Nm³/h	10 Nm³/h	4 Nm³/h	2 alcalinos 47 m³/h. Pres. 100 Nm³/h
Compresor	SI	SI	NO	NO	SI	SI	SI	SI	SI
Almacena-miento	1.725 Nm3	0,475 m³ a 137 bar	$\text{La}_{0,75}\text{Ce}_{0,25}\text{Ni}_5$ 42 Nm3 H ₂	500 Nm³	HMe 100 Nm³	HMe 7 Nm³- 400 Nm³	2400 Nm3	3000 Nm³	5000 Nm³
Generación eléctrica	Motor 55 kW	2 FC 2 y 5 kW	NO	FC 30 kW	FC 5 kW	FC 5kW MACI 60 kW	PEM 10 kW MACI 55 kW	PEM 5.6 kW	PAFC 79,3 kW PEM 10 kW
Objetivo	Gestión parque eólico	Generación en isla	Producc. de H ₂	Generación isla/ planta desalac.	Gestión "peak shaving" y almacen. HMe	Producción H ₂ / generac. eléctrica red	Generación en isla	Generación en isla	Producc. de H ₂ Generación eléctrica





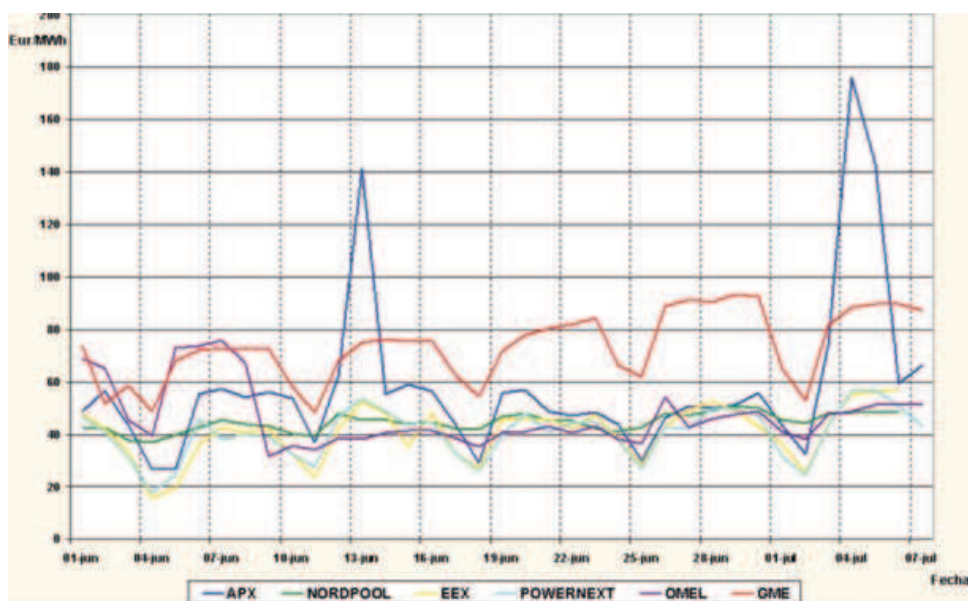
6. ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE PARQUES EÓLICOS

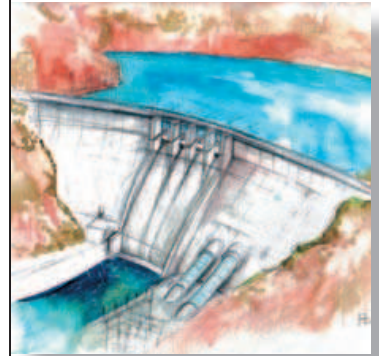
6.1. Estrategia punta/valle

Empleando el H_2 como sistema de gestión energética de la producción de un parque eólico, se puede optar por gestionar el parque con una estrategia de "peak-shaving", consumiendo la energía eólica producida en horas valle (5-6 h diarias generalmente durante la noche) e inyectando electricidad a la red a partir del H_2 previamente almacenado en horas punta (1-2 h por día).^{36,49,50}

Esta estrategia de gestión será más adecuada cuanto mayor sea la diferencia entre el precio del kWh en hora valle y en hora punta. Esta diferencia depende de cada mercado eléctrico. En función de cuál sea el tipo de energía predominante y la cantidad de energía hidráulica presente en el mercado estas diferencias de precio serán más o menos acusadas.

Esta relación se puede observar en la Fig. 11, dónde se ven las escasas variaciones existentes en el precio medio del mercado Nordpool (Noruega), mercado dominado por la energía hidráulica, frente a las mayores variaciones sufridas en el precio medio del mercado EEX (European Energy Exchange), mercado basado fundamentalmente en combustibles fósiles.





En la Fig.12 se observa que en momentos de gran generación hidráulica los precios del mercado eléctrico se estabilizan y se produce una disminución de la diferencia entre precio valle y punta. Por lo tanto, la generación hidráulica, debido a su gran flexibilidad, contribuye a la estabilización de los precios del mercado.

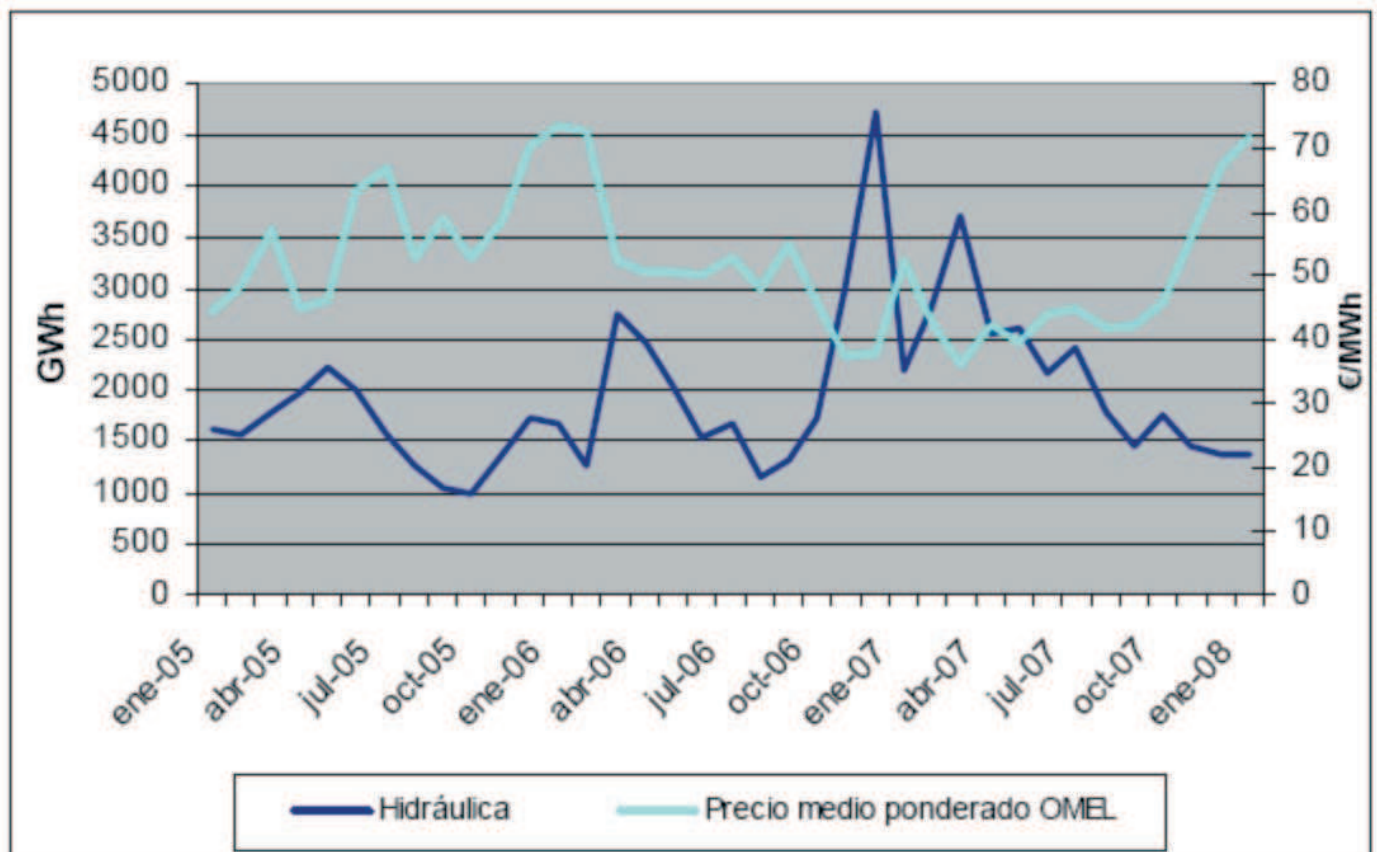
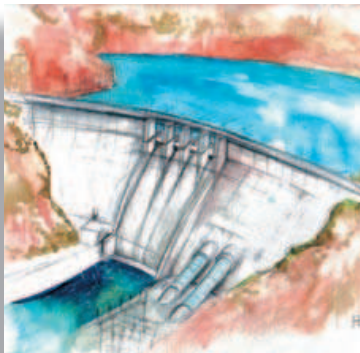


Figura 12. Representación gráfica de la evolución de la producción hidráulica frente a los precios de OMEL. Fuente: OMEL, REE, CNE.

Por lo tanto, cuanto más energía hidráulica exista en un mercado, menor será la diferencia entre precios eléctricos en hora valle y punta y habrá menos fluctuaciones temporales en los precios. La situación inversa se produce en mercados con fuerte dependencia de combustibles fósiles en los que los precios eléctricos sufrirán más variaciones en función del coste de los combustibles y de la demanda eléctrica existente, por lo que la estrategia “peaking” será más adecuada en este tipo de mercados.

En la siguiente gráfica se puede observar la evolución de los precios del sistema eléctrico español desde el año 2005 hasta enero de 2009.



Guía del almacenamiento de energía

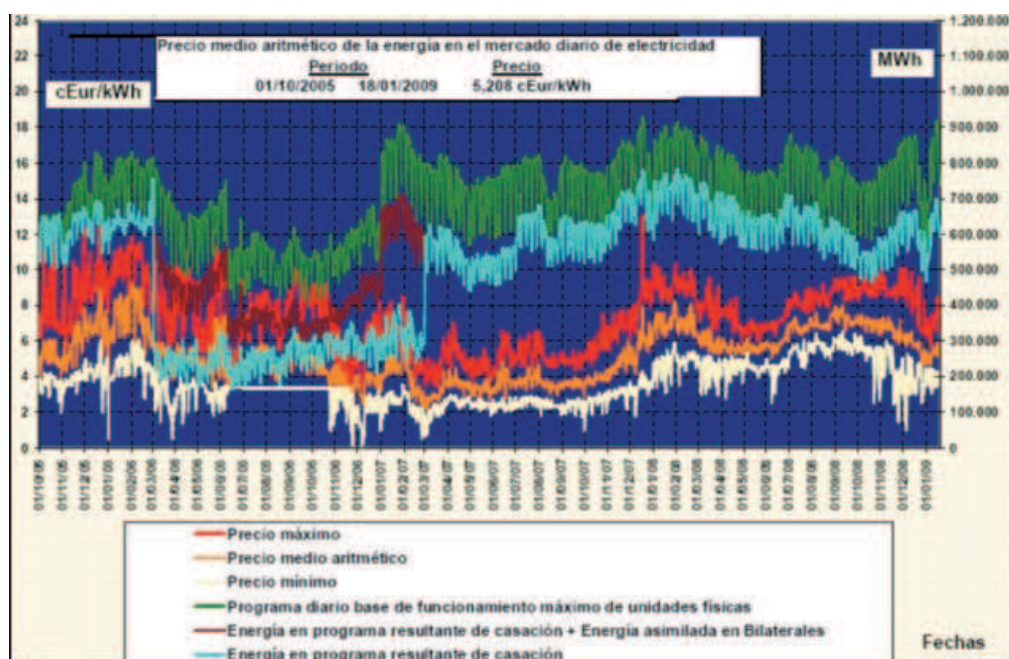


Figura 13. Representación gráfica de la evolución de los precios del sistema eléctrico español. Fuente: OMEL.

En esta figura se puede apreciar la diferencia de precios existente entre horas punta (precio máximo) y horas valle (precio mínimo) en el mercado eléctrico español. En la estrategia punta/valle se aprovecharía esta diferencia de precios para gestionar la instalación.

Esta estrategia de operación da lugar a precios de generación de H₂ más bajos.⁴⁹ Sin embargo los altos costes de los equipos de este tipo de instalaciones y la baja eficiencia de la conversión electricidad-hidrógeno-electricidad provoca que este tipo de instalaciones todavía sean económicamente desfavorables.

Sin considerar la inversión necesaria en la instalación, para que este tipo de instalaciones gestionadas con una estrategia “peaking” fuesen económicamente rentables, en el mercado en el que se encuentren, debe existir una diferencia entre precio hora-valle que compense las pérdidas debidas al rendimiento de la instalación. En la actualidad en el mercado español estas diferencias de precio no son tan acusadas.

6.2. Corrección de desvíos de producción

Otra estrategia de gestión de las instalaciones eólicas empleando sistemas de almacenamiento con H_2 es la de evitar la producción de desvíos.

El operador del parque eólico adquiere unos compromisos de venta de energía basados en las previsiones de viento. Si los compromisos no se cumplen, el operador debe pagar multas. Para evitar esto, el hidrógeno se produce cuando existe una generación eólica en exceso y se transforma en electricidad para cubrir el déficit respecto al compromiso.

En esta aplicación, el tamaño de la planta de hidrógeno puede ser muy reducido, pero depende de la desviación media de la explotación, teniendo en cuenta que en algunas regiones, los picos de desvío pueden ser superiores al 20%.

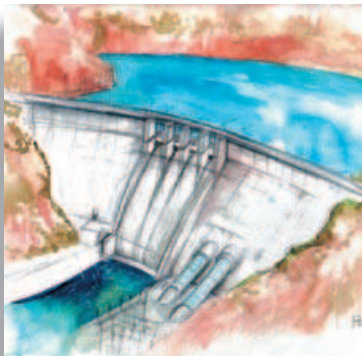
En caso de que la opción de venta de la electricidad producida por el parque eólico fuese la correspondiente al artículo 24.1.a. del RD 661/2007 (tarifa regulada), el objetivo fundamental de una instalación de producción y almacenamiento de H_2 sería gestionar los desvíos del parque eólico.

El artículo 34 de este RD indica, "A las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1, se les repercutirá el coste de desvío fijado en el mercado organizado por cada período de programación. El coste del desvío, en cada hora, se repercutirá sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión."

Por lo tanto, si se elige este modo de venta, el máximo beneficio económico se obtiene minimizando los desvíos entre la producción real y la previsión.

Esta opción de venta no es la elegida mayoritariamente por los parques eólicos españoles, ya que los beneficios económicos suelen ser más elevados si se opta por la venta en mercado a través de un representante que englobe varios parques. Este representante gestionará los desvíos de cada uno de ellos intentando compensarlos. De este modo se disminuye el desvío global del conjunto.





Guía del almacenamiento de energía

Este precio de desvíos para los productores, en el mercado español, se establece en función del coste que tenga la resolución de los desvíos generación-consumo totales del sistema, que se definen en la programación de la generación.

La resolución de los desvíos se realiza según lo indicado en el Procedimiento de Operación 3.3. "Resolución de los desvíos generación-consumo", implican unos costes, que se establecen en el Procedimiento de Operación 14.4. "Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema". En este procedimiento se indica en cuanto a la gestión de desvíos a subir: "el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el máximo precio marginal de la asignación de desvíos a subir en las sesiones de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario". En cuanto a la gestión de desvíos a bajar se indica: "el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el mínimo precio marginal de la asignación de desvíos a bajar en las sesiones de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario".

Estas penalizaciones no son lo suficientemente elevadas como para suponer un beneficio económico si son evitadas mediante el empleo de instalaciones con hidrógeno, debido al alto coste de los equipos empleados y a la baja eficiencia global del proceso.

6.3. Nivelación de carga que permita una generación distribuida o en isla.

La estrategia de nivelación de carga a nivel de parque eólico o a nivel de subestaciones (para un grupo local de parques eólicos) consiste en la gestión de la energía eólica, de acuerdo con el perfil de la demanda eléctrica en ese punto. Eso significa que, cuando la demanda es baja y hay un exceso de producción eólica, se produce hidrógeno y se almacena. Cuando la demanda es alta, se cubre mediante producción eólica e hidrógeno, si fuese necesario.³⁵ Este tipo de sistemas suelen ser sistemas aislados a pequeña escala.

También puede ser empleada esta estrategia en sistemas de gene-

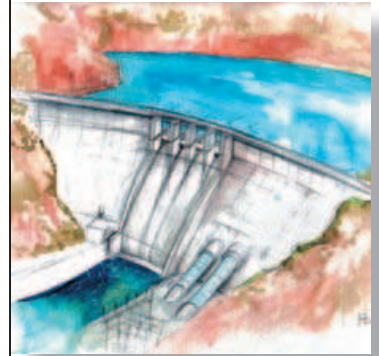
-
- 18 Según se comenta repetidamente en este texto, la situación está cambiando hacia una mayor presencia de la absorción/adsorción.
- 19 Se han desarrollado máquinas de absorción de varias etapas con las que se consiguen eficiencias superiores a 1,5.

ración distribuida basados principalmente en energías renovables y conectados a redes de distribución, con cargas máximas de varios MW.

La nivelación de carga a gran escala, en sistemas de generación distribuida, podría ser descrita como una gestión de la demanda con electrolizadores que significarían cargas en distintos emplazamientos y de diversos tamaños: en las gasolineras para repostar los vehículos con hidrógeno, en las subestaciones, en los hogares o en plantas centralizadas^{52,53}. Trabajando a nivel de generación y consumo locales, dependiendo de la generación eólica y demás renovable, de la generación convencional y de la demanda eléctrica existente, los electrolizadores trabajarían o no absorbiendo la energía producida excedentaria para producir hidrógeno, pero, en este caso, el gas no sería más tarde utilizado para producir electricidad, sino como combustible para aplicaciones de transporte o incluso como complemento en las tuberías de gas natural. La aplicación final de este hidrógeno dependerá de los precios de los competidores, el litro de gasolina o el Nm³ de gas natural.

El NREL ("National Renewable Energy Laboratory") se une a esta línea de generación de hidrógeno renovable para su uso como combustible desarrollando un software llamado SERA. Es una herramienta para el diseño de la infraestructura óptima para la producción y transporte de hidrógeno producido mediante fuentes renovables. Los objetivos de este software son:

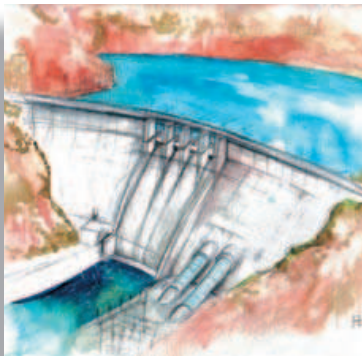
- Determinar la infraestructura regional óptima, los patrones para generación del hidrógeno, teniendo en cuenta disponibilidad de recursos y costo de la tecnología.
- Resolver la expansión de la producción, y los componentes de la infraestructura de distribución.⁵⁴



52 Troncoso E, Newborough M. (2007). "Implementation and control of electrolyzers to achieve high penetrations of renewable power". Int J Hydrogen Energy; 32(13):2253-2268.

53 Jørgensen C, Ropenus S. (2008). "Production price of hydrogen from grid connected electrolysis in a power market with high wind penetration". Int J Hydrogen Energy; 33(20):5335-5344.

54 Melaina M.W., Bush B.W., Sozinova O., Steward D., (2011), "Optimal Production, Transport, and Delivery Infrastructure for Hydrogen Production from Renewable Resources". National Renewable Energy Laboratory. Fuel Cell and Hydrogen Energy Conference & Expo



6.4. Aumento de la capacidad de evacuación de la red / repotenciación

Por último, el aumento de capacidad de evacuación de la red⁵⁵ no es estrictamente una estrategia de gestión de energía en sí misma sino que trata de solventar la problemática del aumento de la potencia eólica instalada en algunos nodos de la red, que podría dar lugar a problemas de evacuación.

Esta aplicación tiene sentido en países como España, Alemania o Dinamarca, donde parques antiguos tienen aerogeneradores de bajas potencias y algunos de los mejores emplazamientos están subexplotados.

En España, por ejemplo, la potencia nominal de los parques eólicos no puede superar el 5% de la potencia en el PCC (punto de acoplamiento común). Por lo tanto, la potencia nominal del parque eólico está limitada por este valor.

Si se quiere aumentar el factor de capacidad del parque eólico en el PCC, se puede incrementar la potencia nominal del parque, pero en ocasiones la generación excederá el límite del PCC y el parque eólico tendrá que ser desconectado, perdiendo su producción. Durante estas horas podría producirse hidrógeno por electrolisis, almacenarlo y reconvertirlo en electricidad en períodos de baja generación eólica, aumentando en factor de capacidad del parque.

Esta estrategia también contempla la resolución de los problemas de limitación de producción durante algunas horas de demanda valle en los que la producción eólica es muy elevada. Tal y como se ha comentado en el apartado 2., en 2010 se han tenido que parar parques eólicos en España, lo que supuso una pérdida energética cercana al 0,6% del producible anual. Esta energía eólica podría haberse empleado en la producción de hidrógeno.

55 Aguado M., Ayerbe E., Azcárate C., Blanco R., Garde R., Mallor F., Rivas D. M. (2009). Economical assessment of a wind-hydrogen energy system using Wind-HyGen® software, International Journal of Hydrogen Energy, 34, 2845-2854.

7. CONCLUSIONES

Para el empleo de hidrógeno en gestión de parques eólicos, técnicamente a nivel de instalación, un aspecto clave es la integración de equipos, teniendo en cuenta los flujos de hidrógeno en régimen estacionario y no estacionario, la electricidad, y flujo de información y control. El desarrollo de protocolos abiertos de comunicación entre los diferentes equipos contando con el apoyo de los fabricantes podría simplificar muchísimo la integración.

La tecnología empleada se encuentra en un estadio de desarrollo. En el mercado hay muy pocos electrolizadores con las características adecuadas para trabajar con energía eólica, y de rangos de potencia muy escasos. Respecto a las pilas de combustible o motores de combustión las conclusiones son similares. Es decir, es necesario que se produzca un gran desarrollo tecnológico en el campo de la gestión energética empleando hidrógeno, ya que en la actualidad estas tecnologías no están maduras. También es importante estandarizar tamaños de los sistemas.

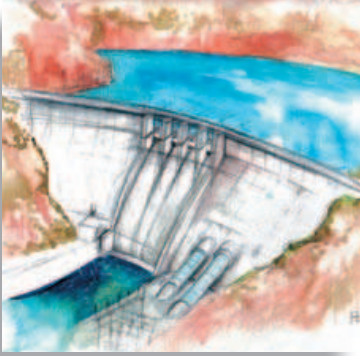
Tienen mayores posibilidades de éxito aquellas aplicaciones dónde no se produzca la reconversión del hidrógeno producido a energía eléctrica, ya que esta segunda parte del ciclo es la que hace disminuir el rendimiento global. En estas aplicaciones el hidrógeno podría ser utilizado como combustible en transporte o gas comercial, tal y como se ha comentado en numerosas ocasiones a lo largo de este artículo.

También es importante el diseño de las instalaciones de modo que se incremente al máximo sus horas de operación, trabajando según distintas estrategias, ya que sólo de este modo se podrían amortizar las fuertes inversiones en equipamiento.

En la actualidad, los sistemas "energía eólica-hidrógeno" son técnicamente adecuados para la gestión de la generación eólica, aunque presentan elevadas pérdidas energéticas. Sin embargo, para que desde el punto de vista económico sean sistemas rentables se requeriría un precio de venta de la energía eléctrica producida más elevado.

En la actualidad, en España, no existe legislación al respecto de la facturación de la energía eléctrica inyectada a la red, si en este





Guía del almacenamiento de energía

tipo de instalaciones se emplea un motor de combustión. En caso de que el equipo conversor de hidrógeno a electricidad utilizado sea una pila de combustible el precio de venta de la electricidad producida viene regulado por la ITC/3860/2007. Se necesitarían precios de venta de la electricidad inyectada a red mucho más altos de los actuales para que estas tecnologías se convirtiesen en económicamente rentables.

2 EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES



1. NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD

La energía eléctrica no puede ser fácilmente almacenada. Esta realidad hace necesaria la existencia de centros de control y despacho que tienen como misión que la energía eléctrica sea generada en el momento de ser consumida.

El almacenamiento de energía eléctrica puede satisfacer cuatro necesidades que se presentan en todos los sistemas: gestión valle-punta, allisamiento de carga, control de frecuencia e integración de renovables.

1.1. Gestión valle-punta

Es lógico que en una red eléctrica grande moderna haya considerables excesos de producción en ciertas horas y defectos en otras. La necesidad de dar una base eléctrica fiable pero incapaz de arrancar y parar con rapidez, hace que ciertas tecnologías operen de manera incesante incluso aunque no se demande tanto (es el caso de las nucleares por la noche). Por otra parte, existen momentos del día puntuales en los que la demanda es realmente alta, teniendo que estar diseñado el sistema eléctrico para poder dar respuesta a esta situación. Ante esto, en definitiva, parece evidente que una capacidad de almacenamiento nos permitiría "guardar" la energía sobrante de bajo coste variable en los momentos de "valle" para así poder ser consumida en los momentos de "punta". En el caso de no disponer de medios de almacenamiento de energía, sería necesario diseñar el sistema eléctrico con medios de generación flexibles que puedan adecuar su producción a las necesidades de la demanda.

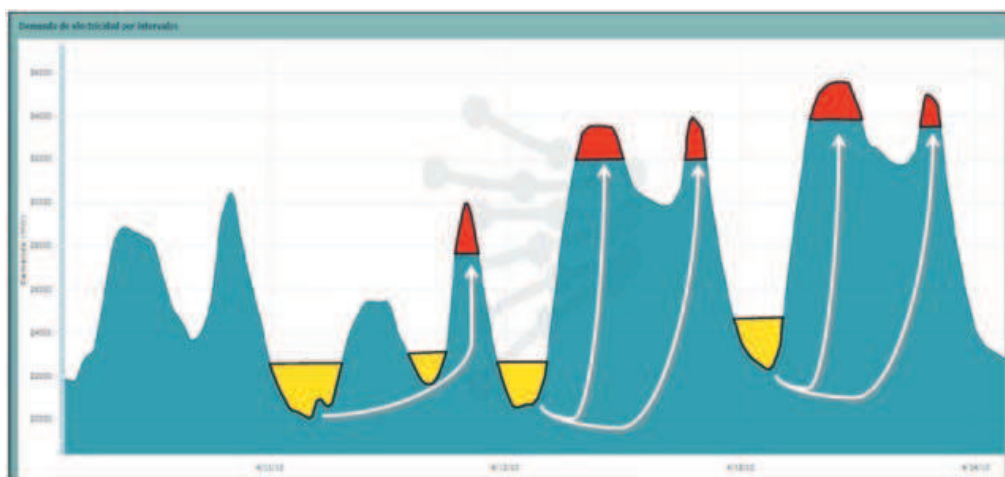
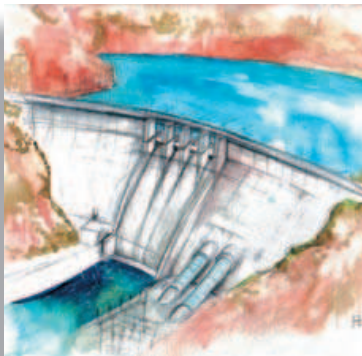


Figura 1. Almacenamiento de energía en valles para producción en punta.

1.2. Alisamiento de carga

La demanda eléctrica no sólo tiene un comportamiento fluctuante entre puntas y valles, también en el alcance de una hora se producen variaciones que deben ser seguidas por la generación. Estas variaciones pueden ser atendidas por generadores que modifiquen su producción o mediante sistemas de almacenamiento de electricidad que tomen energía durante unos minutos y la devuelvan a la red en otros. Dependiendo de la estructura de costes de la generación, una solución basada en almacenamiento de energía puede ser más eficiente.

1.3. Control de frecuencia

Cuando en un sistema eléctrico de potencia se producen perturbaciones consistentes en una pérdida súbita de generación o una pérdida súbita de carga se produce inevitablemente una alteración de la frecuencia de la red. Esta alteración de la frecuencia de red debe ser urgentemente solucionada porque de lo contrario el sistema eléctrico colapsaría. Un sistema de almacenamiento de energía diseñado para las escalas de tiempo en las que hay que corregir la frecuencia, puede ayudar a evitar sobredimensionamientos ineficientes del sistema de generación.

1.4. Integración de renovables

Debido a que las renovables no producen cuando se les pide o se necesita, sino cuando disponen del recurso natural del que se nutren, surge la

necesidad de almacenar la energía que estas dan cuando la red no la necesita, para así poder usarla cuando el consumo lo exija. La creciente expansión de las renovables por todas las redes eléctricas del mundo, hace que esta necesidad sea de especial interés en la actualidad.

2. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA ALMACENAMIENTO

Vistas las necesidades de almacenamiento de energía, cabe preguntarse lógicamente por cómo lograrlo. Para ello, existen ciertas tecnologías disponibles y otras en desarrollo. Cada una de ellas tienen sus propias características, y estas son las que las convierten en idóneas para satisfacer unas u otras necesidades.

2.1. Tecnologías disponibles:

2.1.1. Centrales hidroeléctricas reversibles

(Pumped Hydro): Se busca almacenar la energía en forma de altura de agua. Esta será bombeada hasta un cierto embalse cuando existan excedentes de energía en la red, y turbinada desde el mismo embalse cuando la red lo requiera, por ejemplo en horas punta.

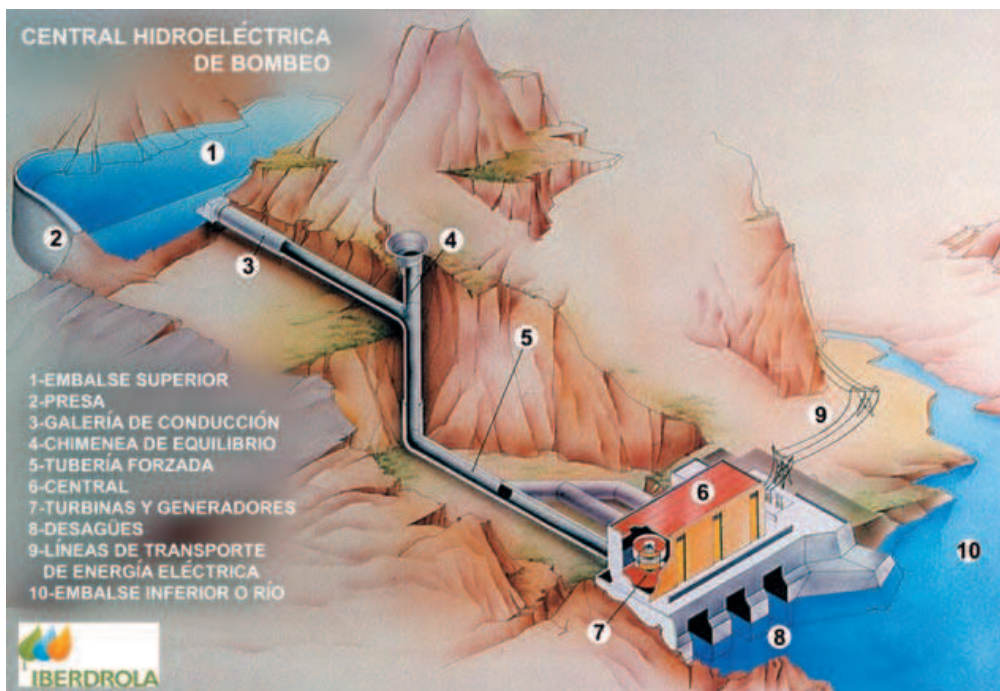
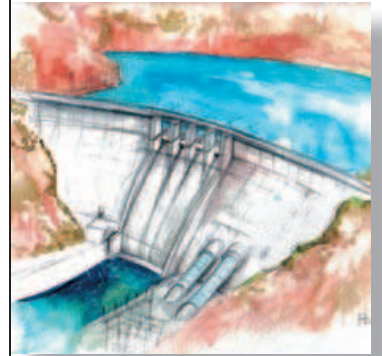
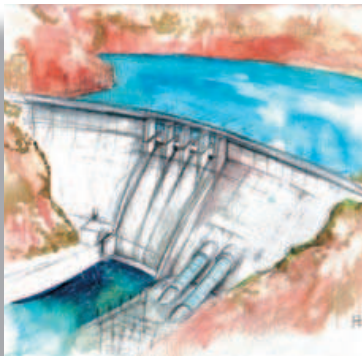


Figura 2. Esquema de una central subterránea reversible.





2.1.2. Almacenamiento en aire comprimido (CAES, en inglés)

El almacenamiento se produce mediante la inyección de aire a presión en unas cavernas adecuadamente elegidas para este fin (por ejemplo una caverna de sal previamente vaciada), de manera que posteriormente se expande el aire para hacerlo pasar por un recuperador donde se precalentaría antes de pasar por una cámara de combustión y finalmente por la turbina de gas que estaría conectada al generador. Este método, sin embargo, no resulta lo suficientemente eficiente, resultando más rentable e interesante, por ejemplo en el caso de España, usar las cavernas para el almacenamiento de gas natural. En el mundo hay pocos ejemplos de CAES en operación. Sin embargo, se están diseñando nuevos sistemas de CAES adiabático que prometen tener eficiencias comparables al bombeo.

2.1.3. Volantes de inercia (Flywheels)

Consisten en masas cilíndricas que acumulan energía cinética girando a grandes velocidades. Requieren sistemas tecnológicamente avanzados como por ejemplo cojinetes magnéticos para eliminar al máximo el rozamiento, o alto vacío en el entorno del cilindro (los extremos del cilindro pueden alcanzar Mach 2). Como ejemplo, podemos citar el volante Smart Energy 25. Basado en la tecnología de las centrifugadoras para enriquecimiento de uranio, almacena hasta 25 kWh a 16.000 rpm en un cilindro de 1.000 kg fabricado en fibra de carbono. Como aplicaciones directas, se puede citar: operación cíclica repetitiva, integración de energía eólica en sistemas pequeños y soporte de tensión en sistemas ferroviarios.

2.1.4. Baterías

El almacenamiento de energía mediante baterías químicas ha estado siempre limitado por la naturaleza misma de esta tecnología. Aunque la aparición de las baterías de litio ha supuesto una revolución en muchos sectores de la industria, sigue siendo un método de almacenamiento con inconvenientes y dificultades fundamentalmente debido a su necesidad de ser reemplazadas con frecuencia. Las baterías de litio serán las que se empleen en los vehículos

eléctricos del futuro. Se prevé ya una interesante interacción entre los vehículos eléctricos en proceso de carga y el control y gestión del sistema eléctrico: Los operadores de los sistemas eléctricos podrán, mediante redes inteligentes, utilizar la reserva almacenada en las baterías de los coches en proceso de carga para regular y controlar la calidad de la red eléctrica.

2.1.5. Super-condensadores

Tampoco el almacenamiento electrostático en condensadores es algo nuevo. Viene usándose desde hace décadas, y su uso viene marcado por su capacidad de volcar con rapidez energía a la red cuando esta la necesite. Este almacenamiento tiene muy limitada su capacidad energética, si bien es muy interesante para solucionar problemas de estabilidad en la red.

2.1.6. Almacenamiento magnético (SMES)

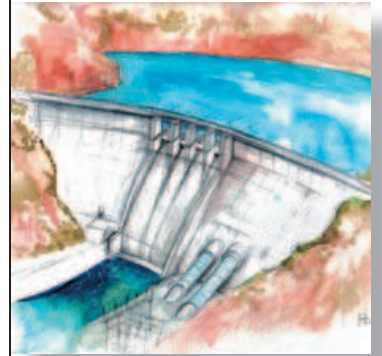
Consiste en almacenar energía eléctrica en una bobina superconductora. Es un sistema caro y limitado, pero perfecto para volcar energía con gran potencia en poco tiempo (idóneo para el control de frecuencia).

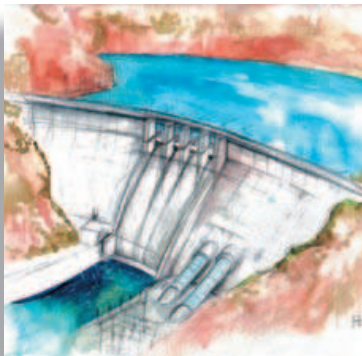
2.2. Tecnologías en desarrollo

Podemos citar fundamentalmente tres: almacenamiento térmico, pilas de combustible reversibles y almacenamiento en hidrógeno. Conviene mencionar que el uso del hidrógeno promete ser más que un sistema de almacenamiento de electricidad para convertirse en el sustituto del petróleo y gas natural en un futuro.

La elección del sistema de almacenamiento de electricidad más adecuado a nuestras necesidades debe hacerse contemplando los costes que tiene cada opción. Existen costes fijos de inversión y costes de operación. Los costes variables de operación incluyen, por supuesto, el coste de adquirir la energía eléctrica que vamos a almacenar y el consumo de vida útil o fungibles que sean necesarios.

Atendiendo a los costes fijos de inversión, podemos hacer una comparativa entre las tecnologías disponibles si analizamos la Fig. 3. Ve-





Guía del almacenamiento de energía

mos que cada tecnología resultará idónea en función del uso que se le quiera dar. Así, sin duda, necesidades de poco tiempo de servicio entregando energía hacen de las tecnologías de almacenamiento magnético o volantes de inercia los más adecuados, mientras que para tiempos mayores y potencias grandes, el bombeo resulta sin duda el mejor.

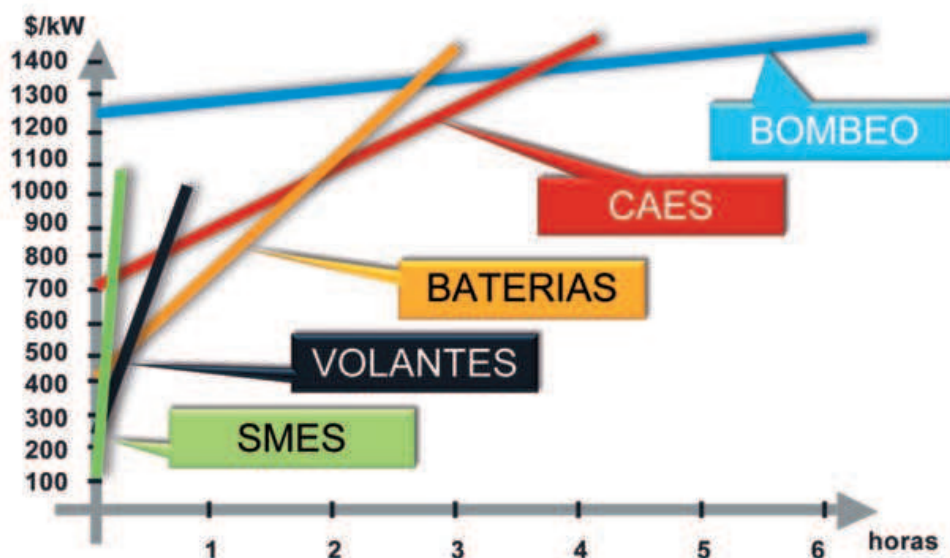


Figura 3. Costes de inversión en sistemas de almacenamiento.

3. CENTRALES DE BOMBEO

El uso de rodetes reversibles basados en la turbina Francis, supuso un avance importante para esta tecnología. La primera central de bombeo se instaló en Suiza en 1882, y ya en 1930 se usaban precisamente esta clase de rodetes.

Existen en la actualidad unos 95 GW de potencia instalada en centrales de bombeo en todo el mundo (3% del total), pudiéndose hablar de centrales actuales de gran salto y de centrales de gran potencia (pero no necesariamente gran salto, pues depende del caudal aprovechado). Cabe destacar de entre las de gran salto, las centrales Piastra Edolo (Italia), Chiotas (Italia) y Grand Maison (Francia), con 1.260 m, 1.070 m y 955 m respectivamente. Por otra parte, las más potentes vienen expuestas en la tabla 1, donde llama la atención la primera por conseguir más de 2.800 MW con un salto de solo 33 metros (Lewiston, Niagara, USA-NY).



Tabla 1. Relación de las centrales de bombeo más potentes del mundo.

PAÍS	NOMBRE	FECHA	SALTO (m)	POTENCIA (MW)
USA-NY	Lewiston (Niagara)	1961	33	2.880
USA-VA	Bath County	1985	380	2.700
China	Guangzhu	2000	554	2.400
Rusia	Dneister	1996	150	2.268
USA-MI	Ludington	1973	110	1.980
USA-TN	Racoon MT	1979	310	1.900
UK-Wales	Dinorwig	1984	545	1.890
China	Tianhuangping	2001	590	1.800
Francia	Grand Maison	1987	955	1.800
Australia	Tumut 3	1973	151	1.690
Taiwan	Mingtán	1994	380	1.620
Japón	Kazunnogowa	2001	714	1.600

En el caso de España, la primera central reversible data de 1930 (Urdiceto), aunque hubo que esperar hasta los años sesenta para que se realizaran las primeras centrales de cierta envergadura.

La Fig.4 recoge las 7 grandes centrales de bombeo puro¹ existentes en operación en España en la actualidad, destacando especialmente las centrales de Moralets y La Muela, siendo ambas no sólo las que más salto aprovechan, sino también las más potentes.

¹ Son centrales de bombeo puro aquellas en las que no existe aportación natural de caudal en el embalse superior. Se denomina bombeo mixto a las centrales cuyo embalse superior recibe aportación de caudal natural.

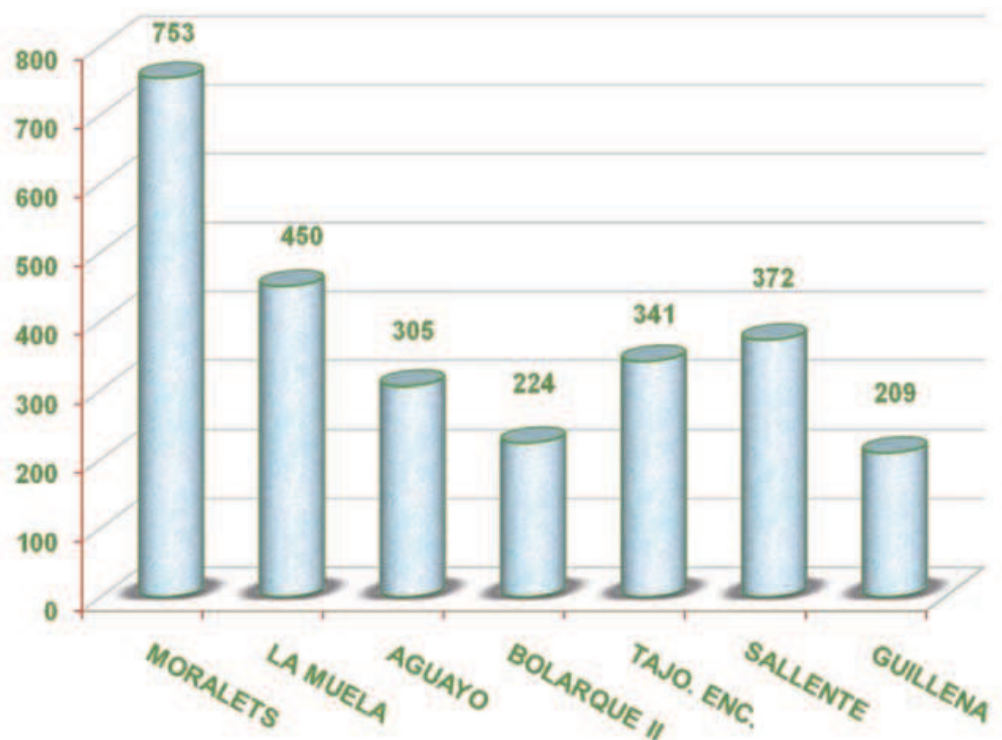
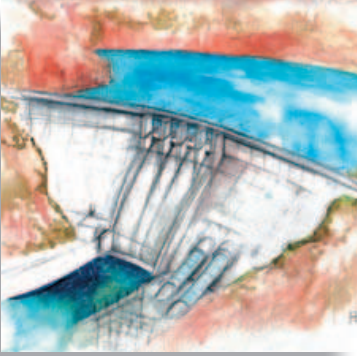


Figura 4. Centrales de bombeo puro en España: Salto neto (metros).

En la actualidad, la potencia total instalada mediante centrales de bombeo puro en España es de 2.457 MW, con una energía total máxima almacenable de 70.000 MWh. Sin embargo, teniendo en cuenta los proyectos que ya están en construcción (La Muela II de 840 MW y Moralets II de 400 MW), o que se están planeando, se considera que el total de potencia de bombeo, tanto puro como mixto, en un futuro podría llegar hasta los 8.100 MW.

4. NUEVOS PROYECTOS DE BOMBEO

4.1. Aprovechamiento del río Tâmega

Este proyecto forma parte del plan nacional de embalses de alto potencial hidroeléctrico. Emplazado en el río Tâmega, al norte de Portugal. El concurso ganado por Iberdrola supone una inversión de 1.700 millones de euros. Dispondrá de una potencia de 1.135 MW y una producción estimada de energía de 1.900 GWh. Constará de 12 km de túneles, un volumen total excavado de 1,5 millones de metros cúbicos y una superficie total inundada de 1.700 hectáreas. Se trata, así pues, de uno de los proyectos de este tipo más ambiciosos en la actualidad.

Tal y como se ve en la Fig. 5, el proyecto exigirá la construcción de cuatro embalses: dos en el mismo río Tâmega (embalses de Alto Tâmega y de Daivoes), y otros dos en los afluentes Torno y Beça (embalses de Gouvaes y Padroselos respectivamente). Todos ellos conectados entre sí, lo que tendrá como resultado una operación muy versátil y un aprovechamiento óptimo del recurso hidráulico.

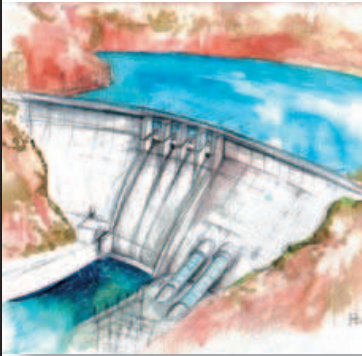


Tabla 2. Embalses del aprovechamiento del río Tâmega.

EMBALSE	GOUVAES	PADROSELOS	ALTO TÂMEGA	DAIVOES
Capacidad (hm³)	25	147	170	66
Altura de presa (m)	37	90	107	76

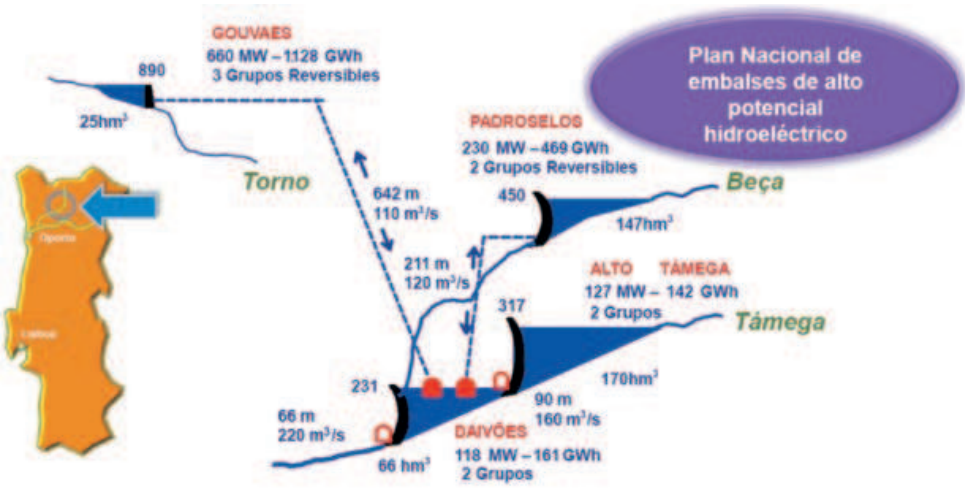
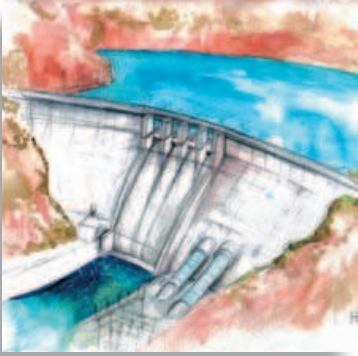


Figura 5. Aprovechamiento del río Tâmega.

4.2. La Muela II

Actualmente la central de bombeo puro de La Muela (potencia 3 x 210 MW y un caudal de 145m³/s) consta de un depósito superior de 20 hectómetros cúbicos con una cota máxima de 832 msnm y un salto neto de 450 metros sobre el embalse de Cortes (río Júcar), de 116 hectómetros cúbicos y cota máxima de 326 msnm. Finalmente, en este embalse, se sitúa la central hidroeléctrica de Cortes II .

El nuevo proyecto (figura 6), ya en construcción, consiste en construir una nueva central de bombeo puro en paralelo a la ya existente entre el depósito y el embalse de Cortes. La inversión prevista es de 340 millones de euros, y la puesta en servicio en 2012. Constará de 4 grupos



Guía del almacenamiento de energía

adicionales con un caudal total de $4 \times 48 \text{ m}^3/\text{s}$, una potencia total en turbinas de 840 MW, y en consumo por bombeo de 720 MW.

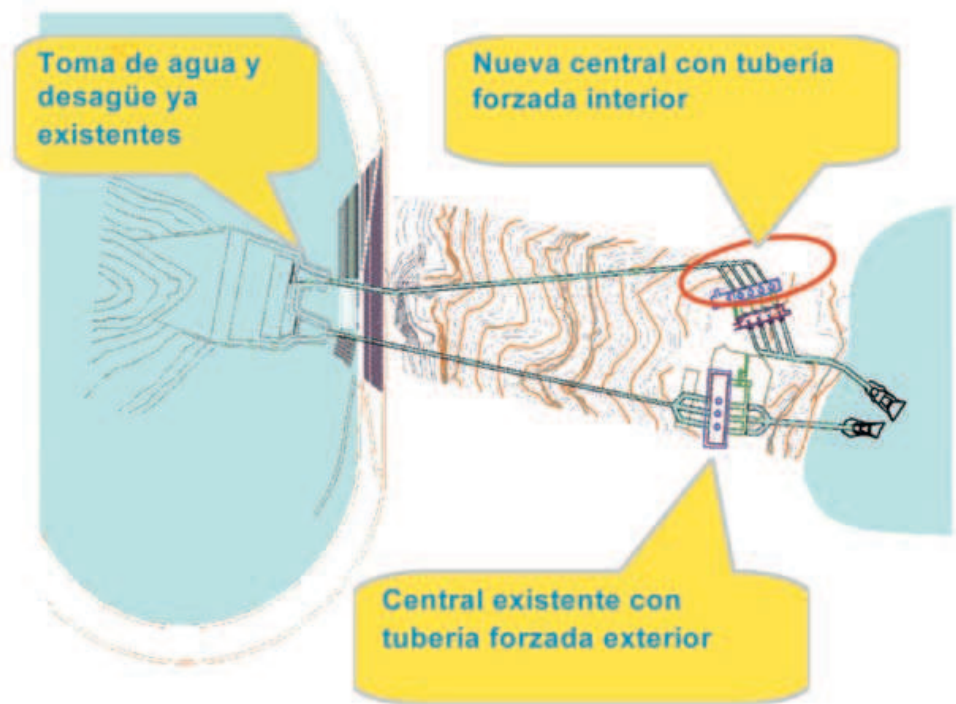
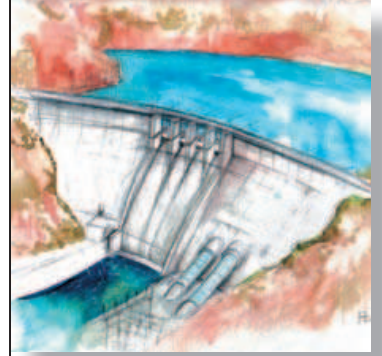


Figura 6. Vista en planta de La Muela I y La Muela II.

3

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA



1. ANTECEDENTES

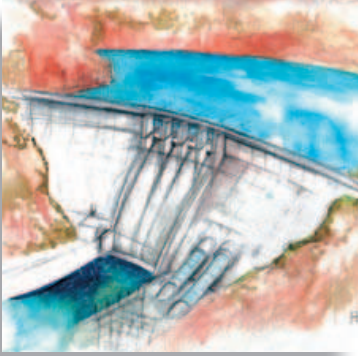
A pesar de que el presente capítulo trata sobre varios aspectos y diversas tecnologías del almacenamiento de calor, no pretende, ni mucho menos hacer un análisis exhaustivo de esta materia tan amplia, sino más bien trata de dar al lector una visión general sobre sus múltiples facetas.

En general, cuando hablamos de almacenamiento de calor, de hecho nos estamos refiriendo al almacenamiento de energía térmica. El calor es el flujo de energía térmica, tal como la corriente es el flujo de la energía eléctrica. A pesar de ello y, siguiendo el uso habitual del término calor, en lo expuesto a continuación no vamos a distinguir estrictamente entre calor y energía térmica.

Conviene también tener en cuenta que el valor de la energía térmica no sólo está determinado por su cantidad sino también por el nivel de temperatura y su disponibilidad. La energía térmica tiene más valor cuanto más alta sea su temperatura debido a que con el aumento de temperatura aumentan las posibilidades del uso del calor para los diversos procesos. Por eso se trata de almacenar la energía térmica a una temperatura lo más alta posible.

2. MOTIVOS PARA EL ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA TÉRMICA

El principal motivo para el almacenamiento de energía térmica, como el de cualquier otra forma de energía, es la conservación de un bien valioso que, de otra manera, se pierde o no es aprovechable en un momento posterior.



Guía de almacenamiento de energía

Existen también otros motivos, que son menos evidentes, por ejemplo el aumento de eficiencia de procesos, como es el caso en acumuladores de agua caliente que almacenan una cantidad de agua para abastecer las puntas de la demanda, con el fin de permitir la instalación de una caldera de menor potencia. En este caso, la máxima potencia de la instalación se determina por el acumulador como elemento de almacenamiento en lugar de la caldera como fuente de energía térmica. Este tipo de instalaciones de almacenamiento de calor hoy en día es, probablemente, el más difundido.

Un motivo para el almacenamiento que ha ido ganando importancia con el desarrollo de nuevos materiales en los últimos años, es la climatización a través de la manipulación de la inercia térmica de edificios. En este tipo de aplicaciones, el almacenamiento sirve para absorber puntas de temperaturas ambientales, con el fin de facilitar un clima agradable en espacios habitables.

El motivo más reciente de almacenamiento de energía térmica es el de hacer dicha energía transportable. Las nuevas tecnologías que permiten una densidad superior de almacenaje unido a importantes aumentos de los precios de las materias primas de generación de energía térmica, hacen cada vez más factible el transporte de energía térmica a través de sistemas móviles. También posibilitan su uso en un punto de consumo relativamente lejano de su generación. De tal manera sería posible el uso de energía térmica residual proveniente de procesos industriales que, hasta este momento, ha sido poco explotado.

3. MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO

El almacenamiento de energía térmica sigue la primera ley de la termodinámica, que también es conocida como principio de conservación de energía. Según esa ley se puede cambiar la energía interna de un sistema si se realiza trabajo sobre él o bien si este sistema intercambia calor con otro.

$$dU = dQ + dW$$

Los cambios de la energía interna del medio del almacenamiento se pueden reflejar en:

- Un cambio de su temperatura.
- Un cambio de fase.
- Una reacción físico-química.

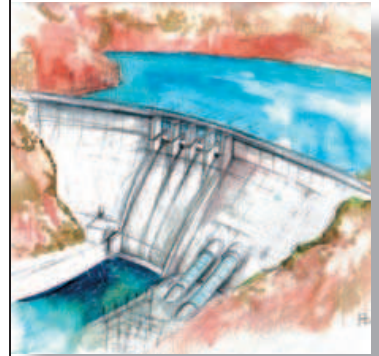
En cualquier caso, es importante para su funcionamiento como sistema de almacenaje, que los procesos sean reversibles, es decir, que el hecho de introducir y extraer calor pueda repetirse un gran número de veces.

3.1. ALMACENAMIENTO DE CALOR SENSIBLE

El calor sensible cambia la temperatura de un cuerpo. Subir la temperatura de un medio de almacenamiento es equivalente a deponer calor sensible en él. En el proceso inverso se recupera el calor almacenado bajando la temperatura del almacén. Los límites de este ciclo son las temperaturas de cambio de fase (sólido $\Leftrightarrow$ líquido $\Leftrightarrow$ gaseoso), ya que es propio de los acumuladores de calor sensible que la fase del medio de almacenamiento no se cambie en ningún momento durante el funcionamiento habitual del sistema.

La relación entre el cambio de la energía térmica de un medio y su temperatura es la llamada **capacidad térmica** que es propia del medio de almacenamiento.

La capacidad térmica del agua es una de las más grandes de todos los medios conocidos. Sólo el helio tiene una capacidad térmica superior. Además de su gran capacidad térmica el agua no es inflamable, es económica, no tóxica y disponible en abundancia. Estas son las razones por las que el agua es el medio preferente para el almacenamiento de calor sensible.



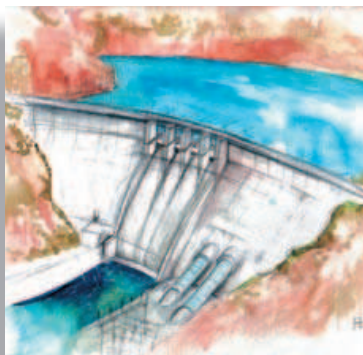


Tabla 1. Capacidad térmica de medios de almacenamiento D'Ans (1998).

	TEMP. DE FUSIÓN [°C]	TEMP. DE EVAPORACIÓN [°C]	DENSIDAD [KG/M³]	CAPACIDAD TÉRMICA (298,15K) CP [KJ/KG K]
Helio	-272	-269	0,1785	5,20
Agua	0	100	1.000	4,18
KNO ₃	337	-	2.109	0,95
NaNO ₃	307	-	2.261	1,10
Hormigón	-	-	2.200	0,88
Aceite térmico ¹	-12	365	863	1,92

Como ejemplo para la acumulación de energía térmica con agua, podemos citar las instalaciones solares térmicas en las cuales son habituales los acumuladores de agua caliente sanitaria (ACS), que se calientan a través de un serpentín, mediante el calor cedido por el captador solar. La temperatura de almacenamiento, normalmente, está limitada a 60 °C para evitar la precipitación de cal que comienza a partir de 55-60 °C. Si se abre el grifo de agua caliente para aprovechar el calor acumulado, se descarga energía térmica y, en consecuencia, se enfría el acumulador.

Es una particularidad de los acumuladores de agua caliente sanitaria que el medio de almacenamiento, el agua, se consume durante la descarga y este agua se renueva con la entrada en el acumulador de agua de la red a una temperatura de aproximadamente 15 °C.

El ciclo de carga y descarga de acumulador, que marca el rango de temperatura del proceso, tiene lugar entre la temperatura del agua de la red (15 °C) y la temperatura máxima de almacenamiento (60 °C). Por tanto, el salto térmico máximo en el acumulador es de 45K. Si consideramos que el agua caliente sanitaria requiere una temperatura mínima de 35 °C para un confort satisfactorio, el salto térmico aprovechable sería tan solo de 25 K, que corresponde a una cantidad de energía térmica recuperable de aproximadamente 30 kWh/m³.

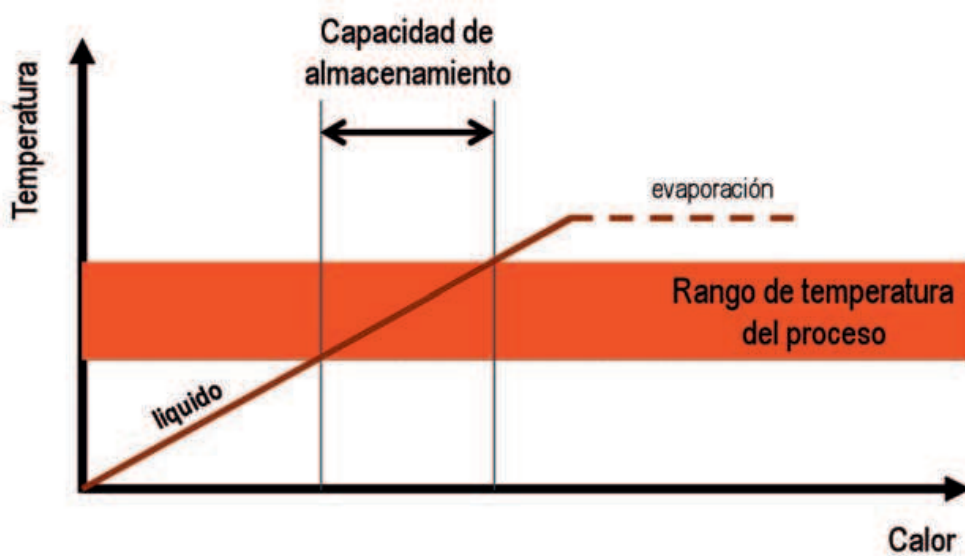
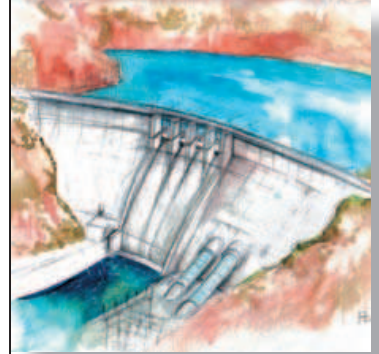


Figura 1. Capacidad de almacenamiento con calor sensible.

Para el almacenamiento de calor sensible en un nivel de temperaturas más allá del punto de ebullición del agua ($100\text{ }^{\circ}\text{C}$), hay que recurrir a otros medios que tienen un punto de ebullición superior.

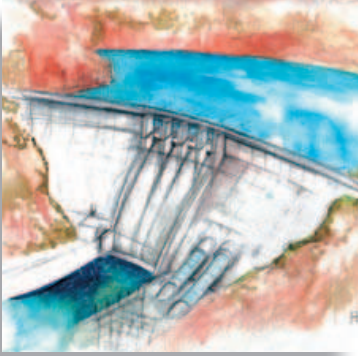
Debido a la limitada densidad de energía, los acumuladores de calor sensible suelen ser de un tamaño relativamente grande, para llegar a almacenar cantidades suficientes de energía. Este inconveniente se ve compensado con la ventaja de una simple y robusta tecnología y unos medios de almacenamiento muy económicos.

Los componentes básicos que todos los acumuladores de calor sensible tienen en común son los siguientes:

- Recipiente para el medio de almacenamiento.
- Aislamiento del recipiente.
- Sistema de deposición de energía térmica.
- Sistema de toma de energía térmica.

3.1.1. Acumuladores de baja temperatura

Los acumuladores de baja temperatura ($<50\text{ }^{\circ}\text{C}$) suelen tener una dimensión muy grande con el fin de conseguir una adecuada capa-



Guía de almacenamiento de energía

ciudad de acumulación de energía térmica, a pesar de su rango de temperatura inferior. Para ahorrar en inversiones en la construcción del recipiente se aprovechan, bien sea formaciones geológicas subterráneas, o estructuras de obra en edificios que ofrecen la masa y el material adecuado para ser aprovechado como acumulador.

En los edificios, el elemento continuo más pesado normalmente es la losa de hormigón. En combinación con un suelo radiante, el calor generado con un sistema de energía solar, puede ser almacenado por la losa durante el día. Debido a la inercia térmica de la losa, se mantiene mejor la temperatura del edificio durante las horas sin sol, reduciendo la necesidad de energía auxiliar.

La Foto 1 muestra una losa de hormigón con un suelo radiante de 3.000 m² para una nave industrial en construcción. En contraste con los suelos radiantes convencionales, se cubren los tubos con una capa más gruesa de hormigón para aumentar la capacidad de almacenamiento. Al mismo tiempo, se aumenta el aislamiento inferior para limitar las pérdidas al suelo.



Foto 1. Suelo radiante en construcción (Foto: Citrin Solar).

Para el almacenamiento en formaciones geológicas se aprovechan estratos de agua subterránea – acuíferos – en profundidades mayores

de 100 m. Se accede al acuífero a través de pozos que se disponen en dirección de la corriente del agua subterránea. Del agua ascendente (pozo caliente) se extrae el calor mediante el evaporador de una bomba de calor, usándose en la calefacción de edificios o el abastecimiento de procesos. El agua enfriada de esta manera se retorna al acuífero a través del otro pozo (pozo frío).

En verano se puede cambiar la corriente de los pozos, aprovechando ahora el pozo frío para la condensación de una bomba de calor y, retornando el agua calentada por el pozo caliente al acuífero.

De esta manera se va formando un gradiente térmico en el subsuelo o, dicho en otras palabras, un acumulador estacional que permite aprovechar el frío residual del invierno para la refrigeración en verano y viceversa, el calor residual del verano para el calentamiento en invierno.

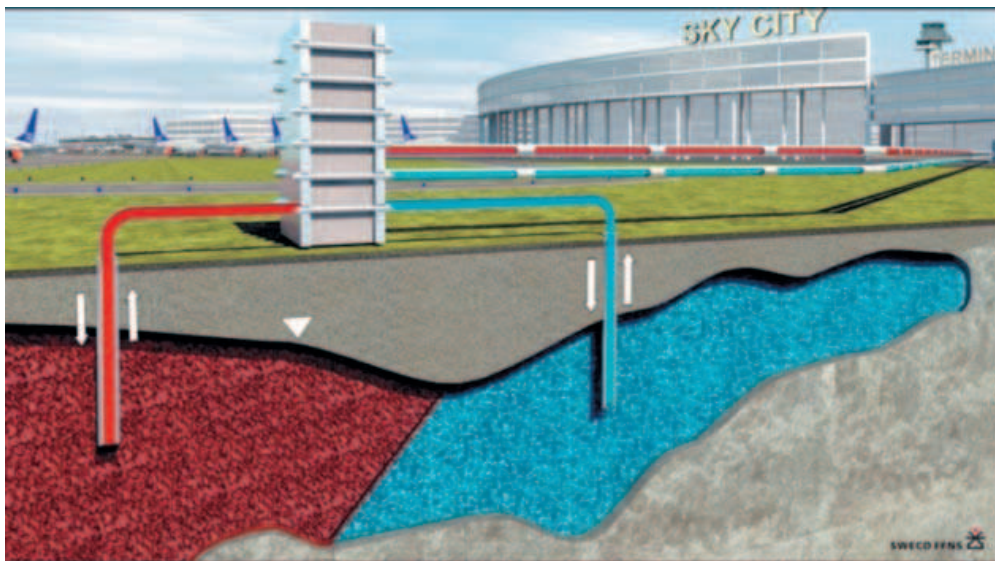
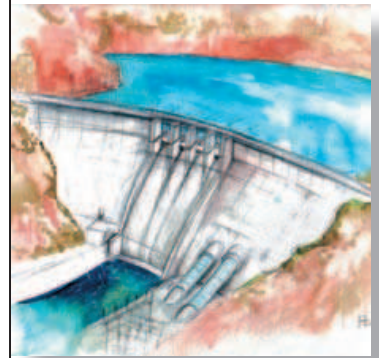


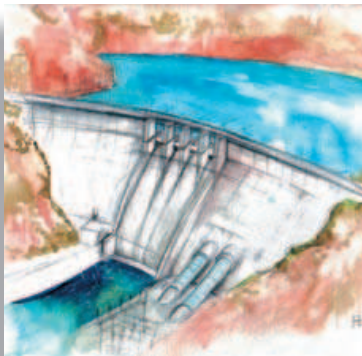
Figura 2. Almacenamiento en formaciones geológicas ARLANDA (2010).

La Fig. 2 muestra un esquema del acumulador de acuífero más grande del mundo, el del aeropuerto Arlanda de Estocolmo. El acumulador está en servicio desde el año 2009 y consigue un ahorro de 4 GWh de electricidad y 15 GWh de calor por año (ARLANDA, 2010).

3.1.2. Acumuladores de media temperatura

Los acumuladores de media temperatura entre 50 - 100 °C son los más difundidos debido al gran número de procesos y consumos que re-





Guía de almacenamiento de energía

quieren este nivel de temperatura. El medio de almacenamiento más habitual es el agua, debido a sus características preferentes.

Podemos distinguir entre acumuladores de agua caliente sanitaria y depósitos de inercia. Los primeros requieren de una protección de su superficie interior debido al efecto corrosivo del agua, que se renueva con cada consumo. Los segundos pueden acabarse en acero negro.



Figura 3. Tipos de acumuladores: Interacumulador de inercia (izquierda), acumulador de inercia (medio), interacumulador de ACS solar (derecha).
Fuente: Citrin Solar.

La **Fig. 3 (izq.)** muestra un acumulador de inercia con una carcasa de acero negro que contiene agua de un circuito cerrado medio de almacenamiento. El depósito está forrado con un aislamiento térmico de poliuretano expandido.

En la parte inferior se encuentra un serpentín para el calentamiento del depósito a través de energía solar. El serpentín es necesario para separar hidráulicamente el circuito de energía solar del agua del depósito, ya que se trata de fluidos de diferente composición que no se deben mezclar.

La descarga de energía térmica se lleva a cabo con la conexión directa del consumo a los manguitos del depósito. Se puede conectar un intercambiador de calor agua/aire (p.e. suelo radiante, fancoils, etc.) o bien un intercambiador agua/agua, en los casos en los que se desee conseguir o sea necesaria la separación hidráulica del medio de almacenamiento y del fluido a calentar (p.e. calentamiento de ACS o calentamiento de otro acumulador).

Tabla 2. Superficie de intercambio en acumuladores de agua
(Fuente: Citrin Solar).

VOLUMEN DE ACUMULACIÓN [LITROS]	SUPERFICIE DEL SERPENTÍN [M²]
< 650	1,6
650 - 825	2,0
1.000 - 1.500	3,0
> 1.500	IC de placas

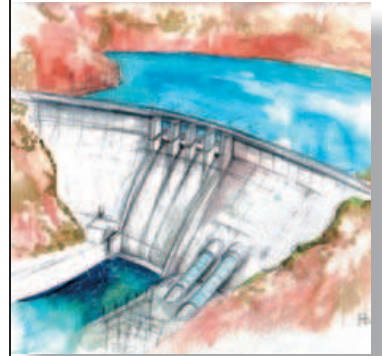
La potencia de intercambio de calor depende del salto térmico, de la superficie activa y del número Nusselt, que alcanza valores más grandes con intercambiadores de flujo forzado, en comparación con la convección natural de serpentines. Por este motivo, a partir de un cierto tamaño del acumulador conviene emplear intercambiadores externos de placas en lugar de serpentines sumergidos.

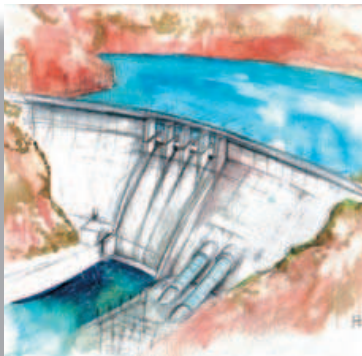
Además de estos depósitos estándares se han desarrollado en los últimos años depósitos especiales para el almacenamiento de energía solar, que tienen como objetivo la mejora de la estratificación térmica en su interior, para permitir la operación del captador solar a la temperatura más baja posible.



Figura 4. Acumuladores especiales para el almacenamiento de energía solar térmica. Fuente: Citrin Solar.

Para ello, se equipan los acumuladores con una serie de elementos que tienen como fin guiar los flujos térmicos, de tal manera que lleguen a la capa de su temperatura con el mínimo efecto posible sobre las demás capas (tubos de estratificación) o evitar la mezcla de las capas por flujos de convección (discos de estratificación, manguitos curvados, aislamiento debajo del depósito).





3.1.3. Acumuladores de alta temperatura

Hay procesos de calor, sobre todo industriales, que trabajan a temperaturas bastante más altas y que requieren acumuladores de altas temperaturas $> 100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Para estos niveles de temperatura, el agua deja de ser el medio de almacenamiento adecuado a pesar de su favorable capacidad térmica, debido a que supera su punto de ebullición en condiciones de presiones normales o bien se requieren presiones muy elevadas para mantenerlo en estado líquido.

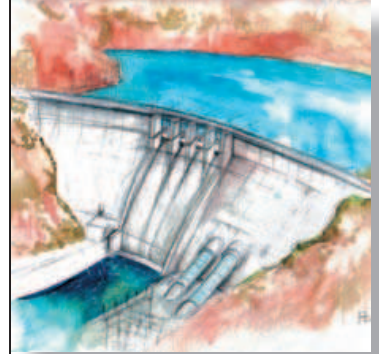
Para temperaturas muy elevadas se buscan líquidos estables con puntos de ebullición muy altos como aceite térmico, fusiones de sal, o bien sólidos como hormigón o arcilla refractaria.

El ejemplo probablemente más popular en la actualidad de este tipo de acumuladores es la central termosolar Andasol I (Almería), con más de 500.000 m^2 de superficie de espejos parabólicos que producen al mediodía bastante más calor del que puede ser convertido en electricidad por la turbina de vapor de 50 MW de la planta. Con la energía sobrante se calienta uno de los dos acumuladores instalados. Cada acumulador contiene 28.500 toneladas de una mezcla de 60% NaNO_3 y 40% KNO_3 con un punto de fusión de $223\text{ }^{\circ}\text{C}$ que se puede calentar hasta una temperatura máxima de $400\text{ }^{\circ}\text{C}$. En la tarde noche, cuando ya no hay suficiente sol se descarga el acumulador haciendo pasar la sal líquida por un intercambiador de calor, cediendo la energía térmica al circuito de vapor de la turbina y deponiendo la sal enfriada en el segundo acumulador donde se calienta con el sol del siguiente día.

De tal manera se extienden las horas de funcionamiento de la planta de 2.000 a 3.600 horas anuales (Solar Millenium, 2008).



El reto más grande del almacenamiento de energía térmica mediante fusiones de sales a gran escala, es la necesidad de evitar en cada momento que las temperaturas caigan por debajo de la temperatura de solidificación. Por eso el desarrollo actual de este tipo de acumuladores se enfoca, por un lado, en mezclas de sales con temperaturas de fusión más bajas y, por el otro, en la sustitución de sal por materiales sólidos como el hormigón (Wirtschaftswoche, 2009).



3.2. Almacenamiento de calor latente

Extendiendo la curva calor/temperatura hacia temperaturas más altas se llega al punto de ebullición, que marca el principio de la evaporación. Este cambio de fase, de líquido a gaseoso, requiere una cantidad de energía específica muy superior a la necesaria para subir la temperatura del líquido. Este calor necesario para la evaporación se llama calor latente, porque no está asociado con un cambio de temperatura. Durante el proceso entero de evaporación la temperatura mantiene el mismo valor.

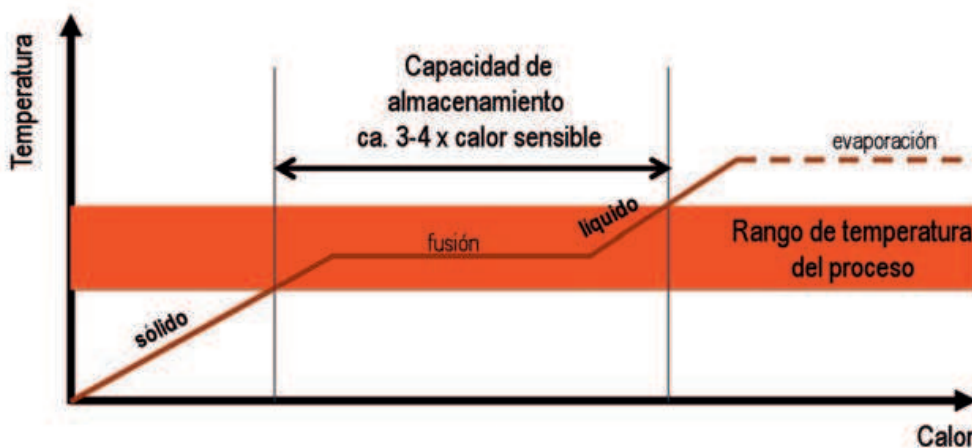
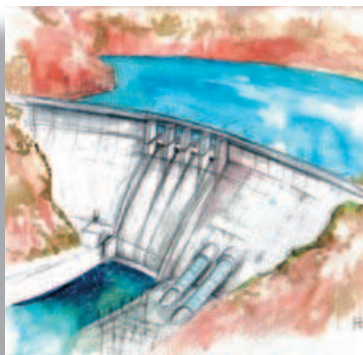


Figura 5. Capacidad de almacenamiento de calor latente.

Si se invierte el proceso y se condensa el vapor, el calor latente de la evaporación se libera en forma de calor de condensación. Este efecto multiplicador es lo que hace que las quemaduras en la piel por vapor sean tan peligrosas. La extensión de la curva hacia temperaturas inferiores nos lleva al punto de congelación siendo el punto de cambio de fase líquido – sólido. Este cambio de fase también está asociado con un efecto calorífico.



Guía de almacenamiento de energía

En principio ambos puntos de cambio de fase se dejan aprovechar para el almacenamiento en acumuladores de calor latente. No obstante, para construir un sistema técnico de almacenamiento de calor latente hay que tener en cuenta las propiedades específicas del sistema:

1. El cambio de fase tiene lugar en una temperatura determinada. La temperatura se mantiene constante durante el cambio de fase.
2. El cambio líquido/gaseoso está asociado con una expansión enorme del volumen.
3. Con el cambio líquido/sólido cambia también el mecanismo de transporte del calor de convección a conducción.

3.2.1. Materiales

Para elegir el medio adecuado para el almacenamiento de calor latente hay que tener en cuenta, por un lado, la temperatura de fusión del respectivo material y su adecuación con la temperatura del proceso; y por otro, su calor de fusión que determina la capacidad de almacenamiento.

Tabla 3. Materiales de cambio de fase, propiedades.

FUSIÓN		EVAPORACIÓN	CAPACIDAD TÉRMICA CP [KJ/KG K]	CALOR DE FUSIÓN [KJ/KG]	CALOR DE EVAPORACIÓN [KJ/KG]
Agua	0	100	4,18	333,2	2.270
KNO ₃	337		0,95	95,1	
NaNO ₃	307		1,10	182,4	
Parafina	60		2,1	200 ... 240	
C ₂ H ₃ NaO ₂	58		1,98	260	

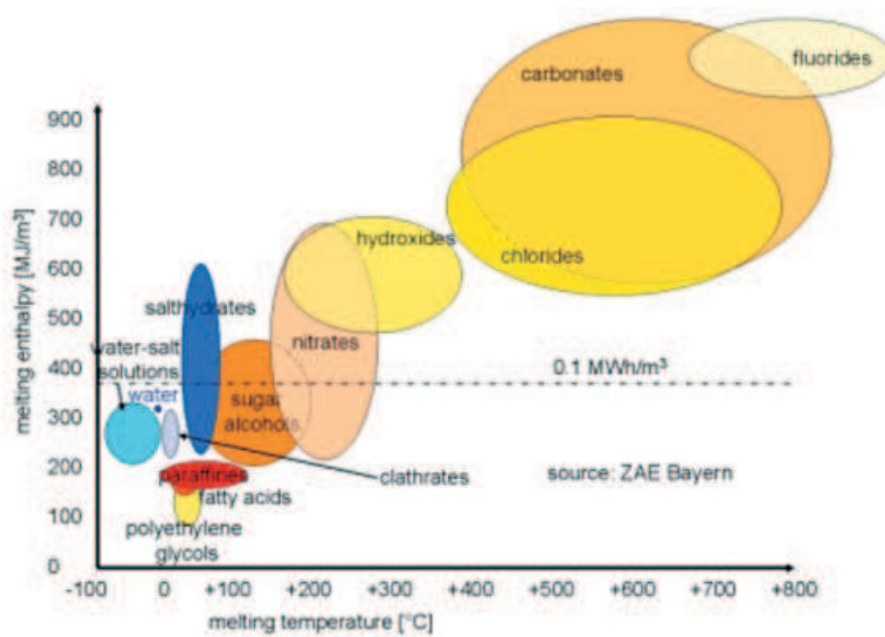


Figura 6. Calor de fusión de materiales de cambio de fase (Fuente: ZAE Bayern).

Hay otros aspectos que pueden tener importancia para la selección del material adecuado, como por ejemplo: la toxicidad, la inflamabilidad, el precio, la corrosividad, etc.

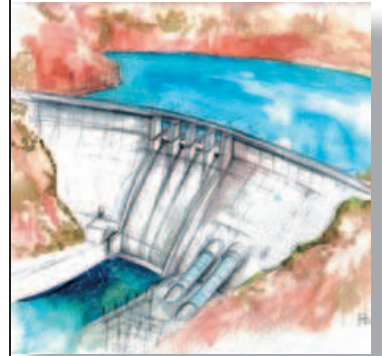
3.2.2. Aspectos de transmisión de calor

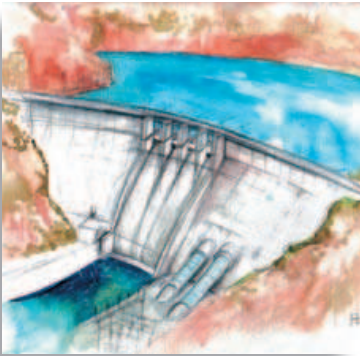
Un aspecto dominante en el diseño de acumuladores de calor latente es el mecanismo de la transmisión de calor. Mientras que en los acumuladores de calor sensible se mantiene el modo de transmisión de calor, sea convección en caso de medios líquidos o conducción en caso de medios sólidos, el modo cambia durante la carga y descarga de acumuladores de calor latente.

Este efecto genera una limitación de la potencia de carga/descarga para este tipo de sistemas que se suele tratar de evitar mediante un diseño adecuado del intercambiador de calor.

Hay 2 vías principales para solucionar el problema de la transmisión de calor:

1. Introducir grandes superficies de intercambio de calor y distribuir las homogéneamente en el medio de almacenamiento, con el fin de aumentar la conductividad térmica espacial del sistema.





Guía de almacenamiento de energía

2. Suspende (distribuir homogéneamente) el medio de almacenamiento en un medio portador líquido con el fin de mantener la convección como mecanismo de transmisión de calor en el sistema.

El método convencional de aumentar la superficie de intercambio de calor es la introducción de un sistema de tubos, aletas o mallas de un material de alta conductividad (cobre, aluminio, etc.) dentro del medio de almacenamiento.

Otro método es la encapsulación del medio en un elemento metálico de alta conductividad y la composición del acumulador de estos elementos.

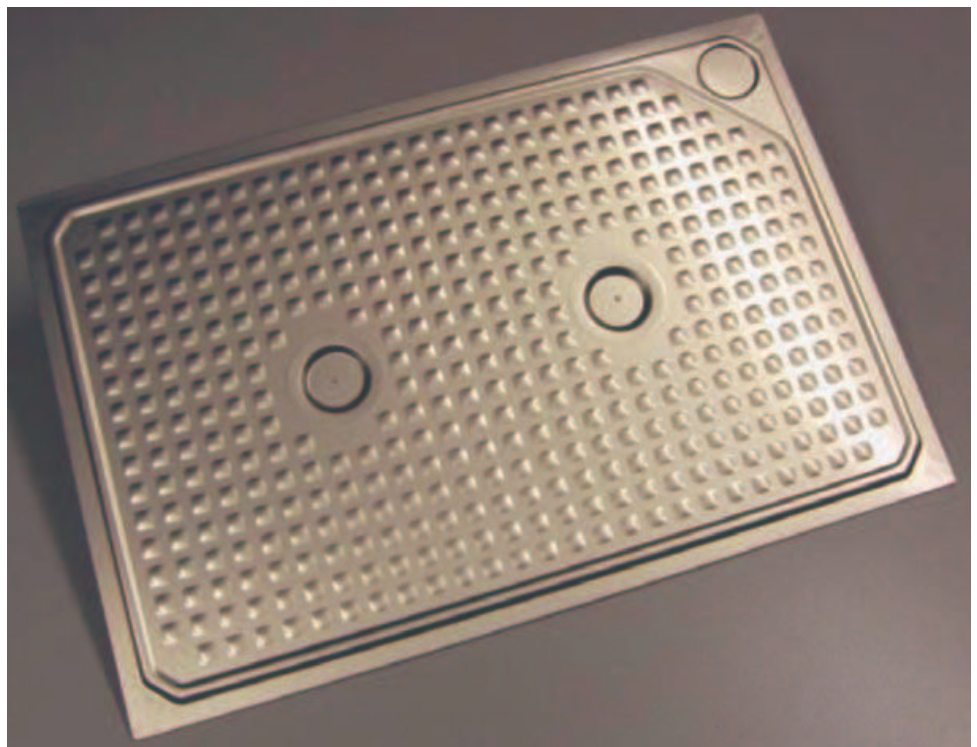


Foto 3. Módulo de material de cambio de fase encapsulado. Medidas 45,3 x 30,3 x 1 cm (Fuente: Rubitherm).

La investigación actual opta por materiales compuestos por una matriz de alta conductividad (p.e. grafito expandido) con el medio de almacenamiento (p.e. parafina) infiltrado en sus poros.

Respecto a la suspensión del medio de almacenamiento en un medio portador líquido, existen dos puntos de partida: la incrustación del medio en cápsulas con unos micrómetros de diámetro y su suspensión en agua por un lado y, la emulsión del medio de cambio de fase directamente en agua por el otro.

3.2.3. Acumuladores de calor latente

Para los acumuladores de calor latente se aprovecha la propiedad del medio de almacenamiento de absorber grandes cantidades de energía térmica durante su fusión y de liberar dicha cantidad durante su solidificación.

La gran capacidad de acumulación permite un diseño más compacto del acumulador. Unido a ello existe más libertad en el diseño de las proporciones, ya que aspectos como la estratificación térmica, que requiere de una determinada relación entre diámetro y altura en caso de acumuladores de agua, no es relevante para los materiales de cambio de fase.

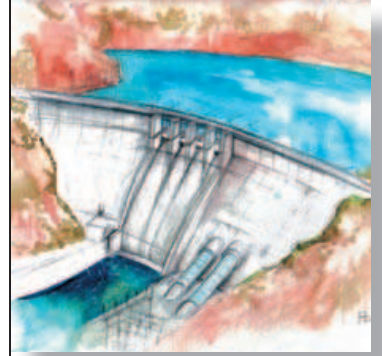
Estos aspectos permiten el mejor aprovechamiento del espacio de colocación y acumuladores de menor volumen en relación con su capacidad.

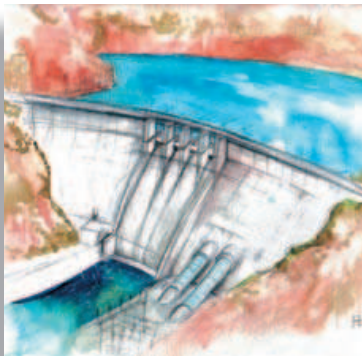
3.2.4. Climatización con medios de almacenamiento de calor latente

Los medios de almacenamiento de energía térmica por cambio de fase tienen la propiedad de mantener la temperatura del sistema en un rango estrecho mientras están sujetos a grandes cambios de calor. Esta propiedad es idónea para ser aprovechada en la climatización.

El cuerpo humano aprovecha el mismo efecto de climatización, produciendo el sudor que se evapora absorbiendo el calor de evaporación de la piel y, de tal forma, evita la subida de su temperatura. Mientras en el sistema abierto piel/ambiente se aprovecha el cambio de fase líquido – gaseoso, en sistemas cerrados conviene más aprovechar el cambio sólido – líquido.

Para hacer disponible el efecto de cambio de fase en materiales de construcción, la empresa BASF ha desarrollado micro-cápsulas de vidrio acrílico rellenas de cera con una temperatura de fusión de unos 20 °C. Estas cápsulas muestran diámetros de tan sólo 5 μm y pueden ser mezcladas con yeso o cemento, lo cual permite el uso de su efecto regulador de temperatura en espacios construidos. El calor del día se absorbe a través de la fusión de la cera y se libera con la solidificación de la cera por la ventilación del edificio en la noche.





Guía de almacenamiento de energía

Con estos ciclos de absorción y liberación de calor, se mantiene la temperatura del espacio en verano unos 4 °C por debajo de la temperatura de un espacio construido con materiales pasivos.

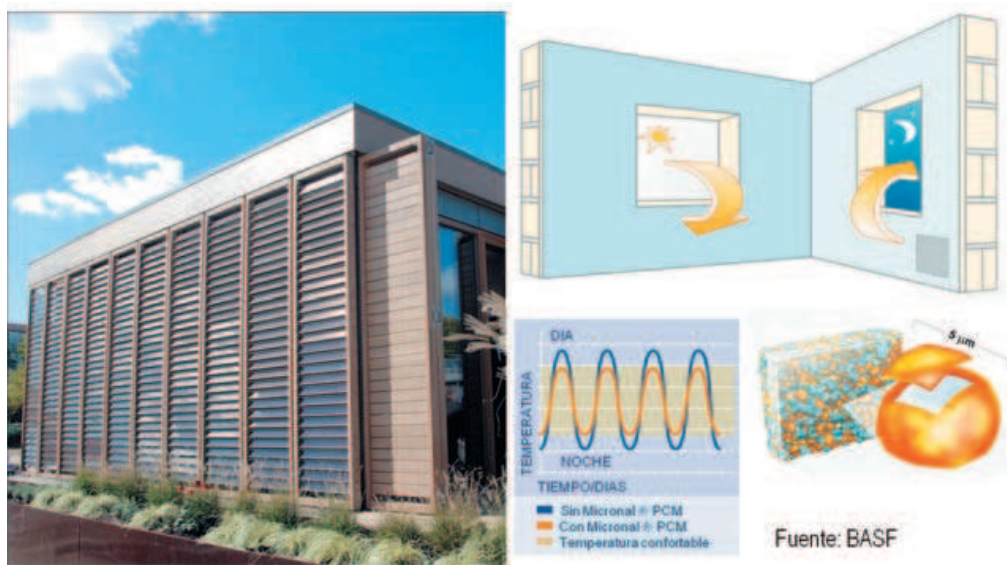


Figura 7. Climatización de edificios con Micronal® (Fuente: BASF).

Para edificios ya construidos están ya disponibles a nivel comercial sistemas de ventilación que consiguen un efecto parecido, conduciendo la corriente de ventilación por un intercambiador de calor que está dotado con los materiales de cambio de fase.

3.3. ACUMULACIÓN TERMO-QUÍMICA

Para llegar a acumuladores de una densidad de energía térmica más grande que los de calor latente, se buscan reacciones físico-químicas o químicas reversibles que estén asociadas con un efecto calorífico pronunciado.

El principio de la acumulación termo-química es la separación de enlaces, que está asociada con la absorción de energía (carga del sistema) y, la recuperación de esta energía mediante la puesta en contacto y la reacción de los reactantes anteriormente separados, que se encuentra asociada con la liberación de energía (descarga del sistema).

La ventaja principal de este principio de almacenamiento de energía térmica es la ausencia de pérdidas térmicas en el estado de acumulación por separación espacial de los reactantes.

Los retos más grandes de la tecnología son: la estabilidad cíclica y la pobre conductividad térmica de la mayoría de los medios de almacenamiento.

3.3.1. Acumuladores de sorción

El termino sorción comprende tanto la adsorción como la absorción. La absorción es la incorporación de un medio en otro medio que posee un estado agregado diferente (por ejemplo: absorción de gases en líquidos, absorción de líquidos en sólidos). La adsorción es la yuxtaposición de iones o moléculas en la superficie de otro medio. Los procesos de sorción muestran un efecto térmico que los hace interesantes para la acumulación de calor.

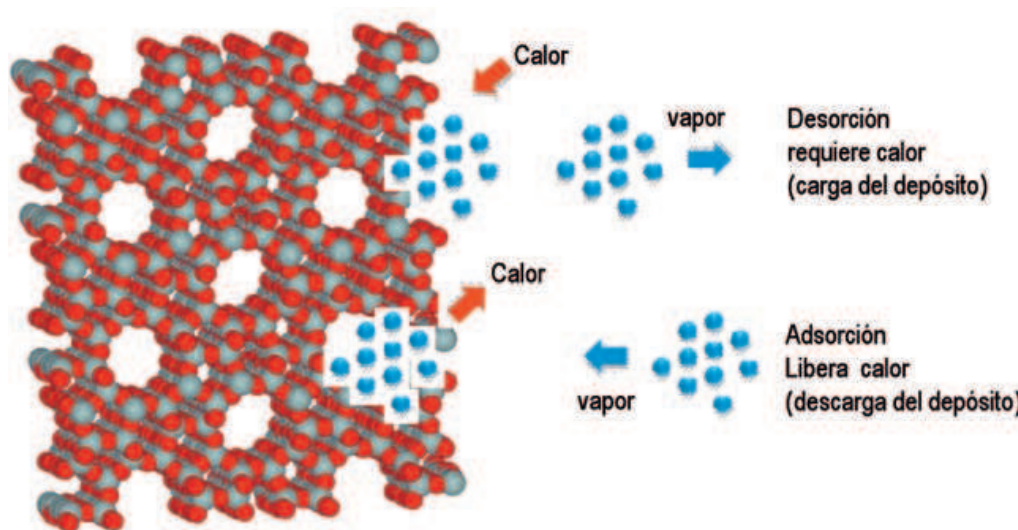
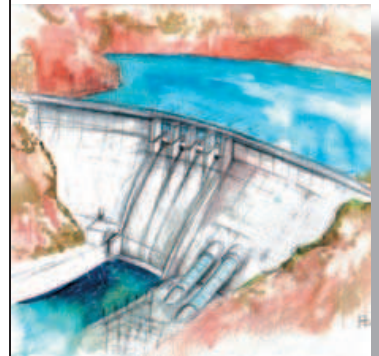
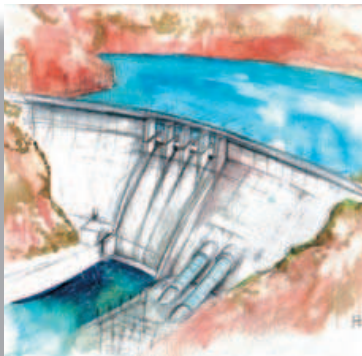


Figura 8. Proceso de adsorción y desorción de vapor de agua en un lattice de zeolita (Imagen del lattice de zeolita tomado de www.wikipedia.de).

En acumuladores de adsorción se aprovecha el efecto térmico asociado con la adsorción y desorción de vapor de agua en superficies de medios adsorbentes. Los acumuladores de adsorción contienen el adsorbente como medio de almacenamiento. El acumulador se carga mediante el secado y se descarga mediante la humidificación del adsorbente.

Durante la desorción o el secado a un alto nivel de temperatura se libera vapor de la superficie del adsorbente. Este proceso está asociado con la absorción de energía y corresponde a la carga del sistema.





Guía de almacenamiento de energía

Para la descarga, se pone en contacto la superficie seca del adsorbente con vapor de agua, que resulta en una humidificación de la superficie que está asociada con la liberación de calor. Este proceso corresponde a la descarga del sistema.

3.3.2. Acumuladores químicos

Muy parecido al principio de acumuladores de sorción se puede aprovechar el calor asociado con reacciones químicas para el almacenamiento de calor. Posibles materiales son Hidruros, Carbonatos, Hidróxidos y Sulfitos de metales, como por ejemplo NgH_2 , CaCO_2 , MgCO_3 , Na_2S (Morhart, 2008).

3.3.3. Ejemplos de aplicación

Los sistemas de acumulación termo-química tienen dos ventajas principales en comparación con sistemas convencionales de acumulación de energía térmica:

1. Densidad de energía hasta 10 veces más grande que la acumulación de calor sensible con agua.
2. Posibilidad de almacenamiento de energía térmica durante periodos muy largos sin pérdidas de energía.

La acumulación sin pérdidas abre la posibilidad de acumuladores estacionales, que permiten el almacenamiento de energía solar en verano y su uso para la calefacción en invierno.

La gran densidad de almacenamiento permite el desarrollo de sistemas móviles de almacenamiento que podría recoger calor residual de procesos industriales y distribuirlo para abastecer consumos de calor más lejanos.

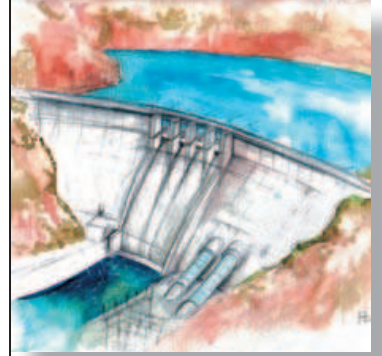
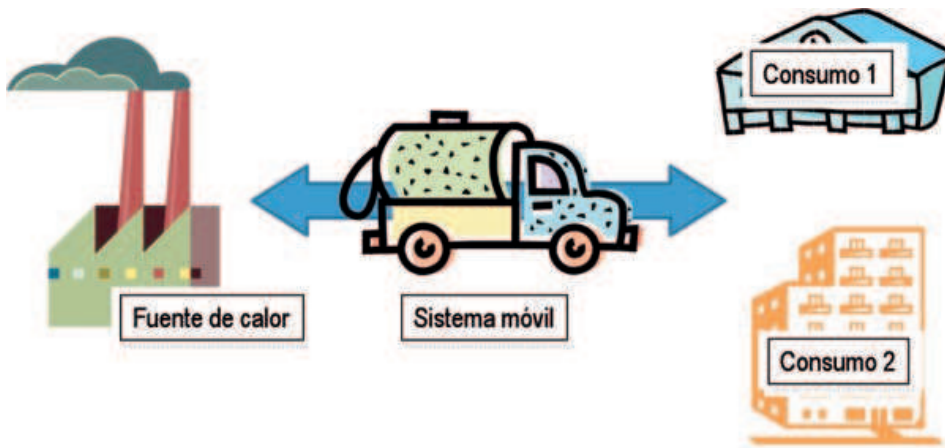


Figura 9. Esquema de transporte de calor por un sistema móvil.

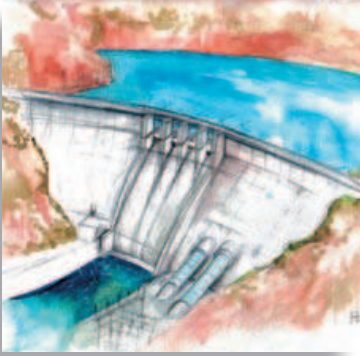
Hasta ahora los altos esfuerzos y los costes de equipamiento, junto con los bajos precios de la energía, impedían el éxito de esta tecnología a gran escala.

Ahora bien, un ejemplo para el aprovechamiento de ambas ventajas de la tecnología que ya está disponible a nivel comercial es el barril de cerveza autorefrigerante. En este caso se aprovecha el flujo de calor asociado con la descarga del sistema para la refrigeración en vez de la recuperación de calor.

El recipiente que contiene la cerveza está rodeado de una camisa que está dividida en dos cámaras herméticas separadas por una pared de chapa. La cámara exterior contiene el material absorbente en estado seco. La cámara interior contiene agua.

Un mecanismo permite abrir un paso entre las cámaras permitiendo la adsorción del vapor de agua al adsorbente y promoviendo de tal manera la evaporación que saca el calor necesario del entorno, enfriando así la cerveza.

El barril se retorna a la fábrica donde se invierte el proceso, secando el absorbente con calor, condensando el vapor en la cámara de agua y separando las cámaras cerrando la tapa.

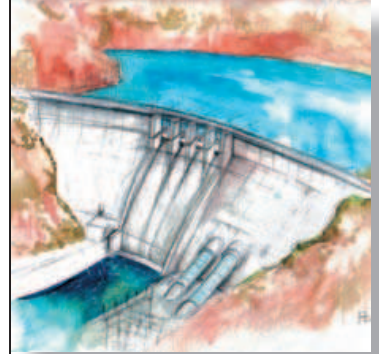


BIBLIOGRAFÍA

- D'Ans (1998): D'Ans, Lax: Taschenbuch für Chemiker und Physiker, Band 3 Elemente, anorganische Verbindungen und Materialien, Minerale. 4. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York 1998.
- VDI (1994): VDI-Wärmeatlas, 7. Erweiterte Auflage, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1994.
- Arlanda (2010): Aeropuerto de Arlanda, Estokolmo, www.arlanda.se, comunicacion de prensa 2010.
- Morhart, A. (2008): "Alternativen zum Stahltank". In: Sonne, Wind und Wärme, 18/2008, 46-49.
- Wirtschaftswoche (2009).
- Solar Millenium (2008).

4

ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE ENERGÍA TÉRMICA (ASET)



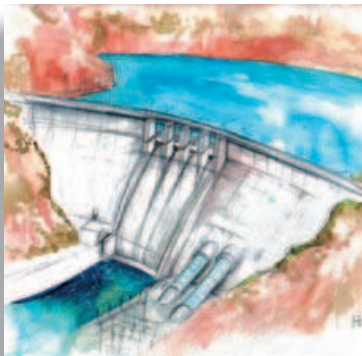
1. CONCEPTO GENERAL

El subsuelo puede ser utilizado para almacenar temporalmente frío o calor. Éste posee una alta capacidad calorífica y también unas buenas propiedades de aislamiento térmico, lo que ofrece la posibilidad de almacenar grandes cantidades de calor y frío durante un largo periodo de tiempo, por ejemplo una estación climatológica.

Tabla 1. Valores característicos de conductividad térmica y capacidad calorífica para diferentes medios de suelo.

TIPO DE SUELO	CONDUCTIVIDAD TÉRMICA λ (W/M.K)	CAPACIDAD CALORÍFICA ESPECÍFICA (MJ/M ³ K)
Arena, seca	0,3 - 0,8	1,3 - 1,6
Arena, saturada de agua	1,7 - 5,0	2,2 - 2,9
Areniscas	1,3 - 1,5	1,6 - 2,8
Arcilla o lodos, seca	0,4 - 1,0	1,5 - 1,6
Arcilla o lodos, saturada de agua	0,9 - 2,3	1,6 - 3,4
Caliza	2,5 - 4,0	2,1 - 2,4
Gravas, seca	0,4 - 0,5	1,4 - 1,6
Gravas, saturada de agua	Aprox. 1,8	Aprox. 2,4
Margas	1,5 - 3,5	2,2 - 2,3

Fuente: Norma VDI 4640, Parte 1.



Guía de almacenamiento de energía

El Almacenamiento Subterráneo de Energía Térmica (ASET, o *UTES* por sus siglas en inglés, *Underground Thermal Energy Storage*) crea un gran rango de posibilidades de ahorro energético y aplicación de energías renovables, como el almacenamiento de calor procedente de la energía solar en verano para su uso posterior en invierno para calefacción de espacios. Otro ejemplo es el almacenamiento de frío procedente del aire exterior durante el invierno para ser utilizado en refrigeración el verano siguiente.

Mediante los sistemas ASET se realiza un almacenamiento estacional de frío y calor. El intercambio de energía térmica puede producirse con el subsuelo o bien con algún acuífero próximo a la superficie. Existen varios conceptos de ASET. De entre todos ellos los conceptos que se utilizan hace años en varios países son los siguientes:

ASET-A: Almacenamiento Subterráneo de Energía Térmica en Acuíferos. *Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)*.

ASET-B: Almacenamiento Subterráneo de Energía Térmica en Sondeos. *Borehole Thermal Energy Storage (BTES)*.

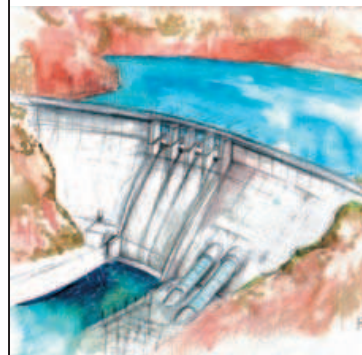
Otros conceptos son el almacenamiento en cavernas (*cavern storage*) y el almacenamiento en hoyos (*pit storage*). En ambos casos se crean grandes depósitos subterráneos de agua que sirven de sistemas de almacenamiento de energía térmica. Estas tecnologías de almacenamiento son técnicamente viables, pero la aplicación real es aún limitada debido al alto nivel de inversión que ello supone (ECES, 2011).

2. TEMPERATURA Y RENDIMIENTO DE ALMACENAMIENTO

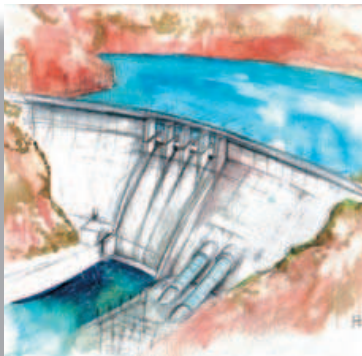
La temperatura de almacenamiento depende de la fuente de la energía térmica a almacenar y el uso previsto después. La tabla 2 muestra de modo ilustrativo diferentes tipos de ASET clasificados según la temperatura de almacenamiento con posibles fuentes de energía térmica y posibles usos de energía térmica almacenada.

Tabla 2. Tipos de ASET, clasificados según la temperatura de almacenamiento.

TIPO DEL ASET	POSIBLE FUENTE DE LA ENERGÍA TÉRMICA	POSIBLE USO DE LA ENERGÍA TÉRMICA ALMACENADA
Almacenamiento de frío (< 12 °C)	• Frío invernal.	• Refrigeración (directa y/o con bomba de calor) para la climatización de edificios. • Refrigeración de procesos industriales o invernaderos.
Almacenamiento de frío y calor a baja temperatura (15 - 25 °C)	• Frío invernal y calor del verano.	• Climatización de edificios o invernaderos: - Refrigeración directa y/o con bomba de calor. - Calefacción con bomba de calor.
Almacenamiento de calor a temperatura media (25 - 40 °C)	• Energías renovables: - Solar térmica. - Geotermia de alta entalpía (geotermia profunda).	• Calefacción de espacios con bomba de calor (climatización). • Calefacción de invernaderos / piscifactorías en modo directo y/o con apoyo de una bomba de calor. • Secado de productos agrícolas (cereales, hierba (heno), etc.) y madera.
Almacenamiento de calor a alta temperatura (40 - 90 °C)	• Calor residual: - Cogeneración. - Central eléctrica. - Proceso industrial.	• Calefacción de espacios en modo directo (climatización). • Calefacción de invernaderos / piscifactorías en modo directo. • Secado de productos agrícolas y madera.



El rendimiento de almacenamiento de frío y calor a baja temperatura es, durante una temporada, del 70 al 90%. Si se almacena calor a alta temperatura el rendimiento de almacenamiento baja a medida que sube la temperatura. Para el almacenamiento de calor a temperaturas en el rango de 60 a 90 °C, la eficiencia de almacenamiento alcanzable es del orden del 50 al 70%.



Para conseguir las mencionadas eficiencias de almacenamiento se requiere un subsuelo adecuado (estructura geológica) y un proyecto de una envergadura suficiente. Para el almacenamiento de frío y calor de baja temperatura, se requiere una capacidad de almacenamiento superior a 200 a 300 MWh/año, para almacenamiento de calor a alta temperatura mayor de 800 a 1000 MWh/año.

3. ASET-A, SISTEMA ABIERTO

3.1. Principio de funcionamiento

Mediante los sistemas de Almacenamiento Subterráneo de Energía Térmica en Acuíferos (ASET-A, o ATES por sus siglas en inglés, *Aquifer Thermal Energy Storage*) se realiza un almacenamiento estacional de frío y calor en un acuífero. Es un sistema de bucle o lazo abierto en el que se invierten los pozos de extracción e inyección estacionalmente para crear lo que se denominan pozo(s) frío(s) y caliente(s). Por tanto, el sistema es bi-direccional y la dirección de flujo varía según sea la demanda de energía. El principio de funcionamiento se muestra esquemáticamente en la Fig. 1. Los sistemas ASET-A no consumen agua subterránea ni desechan el agua del acuífero. Todo el agua extraída desde un pozo es re-inyectada de nuevo al acuífero mediante otro pozo. Esto implica que la extracción neta de agua subterránea es cero. (Ruiz et al, 2010).

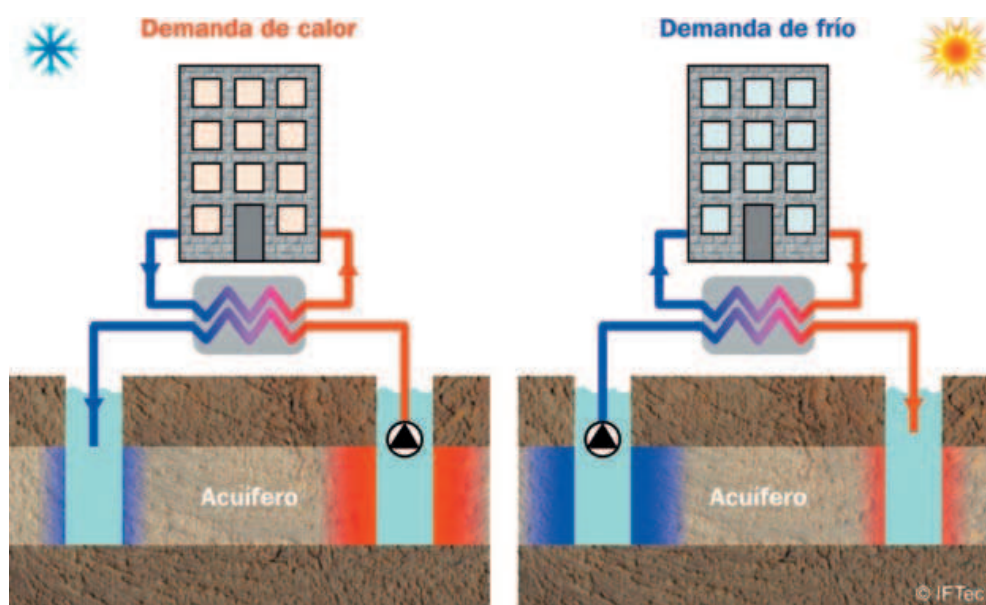


Figura 1. Funcionamiento esquemático de un sistema ASET-A operando en modo calefacción (izquierda) bombeando agua desde el pozo caliente y bombeando en modo refrigeración (derecha), desde el pozo frío, invirtiendo la dirección del agua.

La viabilidad técnica y económica de un sistema ASET-A depende de las condiciones hidrogeológicas del emplazamiento. Es decir, sólo es posible si hay un acuífero del que se puedan obtener caudales de pozos iguales o mayores a unos 30 m³/h. El acuífero puede ser una capa de arena, pero también capas de arenisca o caliza. Para el almacenamiento de frío y calor de baja temperatura, estas capas deben tener un espesor suficiente (espesor > 10 metros), necesitan tener una transmisividad suficiente (transmisividad > 100 m²/d) y necesitan tener un flujo natural del agua subterránea limitado (flujo subterráneo < 50 metros por año, para proyectos grandes < 100 metros por año). Si el flujo subterráneo es alto, gran parte del calor y del frío almacenado se pierde durante la época de almacenamiento. En ese caso sería mejor usar el acuífero para un sistema de bomba de calor geotérmica (Hendriks et al., 2009).

Cuando se usa el acuífero para almacenar calor a alta temperatura, no es conveniente tener altos valores de transmisividad debido a que la pérdida de calor a través de flujos de convección libre se incrementa con altas transmisividades.

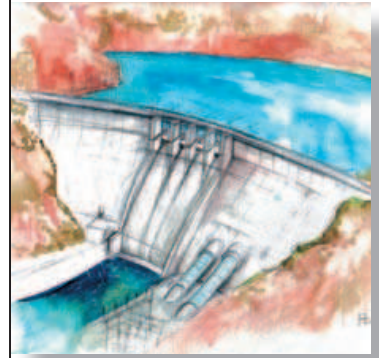
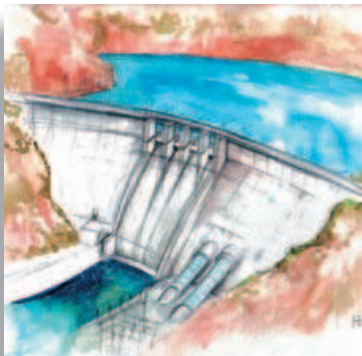


Foto 1. Realización de un pozo para el sistema de ASET-A para la ampliación (New South West Wing) del National Maritime Museum en Londres (Fuente: IFTech Ltd.)

3.2. Aplicaciones

El ASET-A se utiliza desde hace años en varios países de Europa y América del Norte para llegar a una climatización (refrigeración y calefacción) eficiente y sostenible de edificios, invernaderos y procesos industriales. En los Países Bajos, país líder en la aplicación de ASET-A, ya se encuentran actualmente (2011) más de 1.000 sistemas en marcha. La mayoría de estos sistemas presentan



Guía de almacenamiento de energía

una potencia en el rango de 750 - 2.000 kWt. Las aplicaciones se encuentran particularmente en entornos urbanos, tales como edificios de oficinas, hospitales, centros comerciales y áreas residenciales. No obstante, también hay docenas de proyectos implementados en el sector industrial y agrícola, incluyendo fábricas de transformación de plásticos, imprentas, viveros de setas e invernaderos.

Hasta el año 2000 la mayoría de las aplicaciones se daban en edificios aislados, tales como hospitales o edificios de oficinas. Sin embargo, en la última década se empezó a aplicar ASET-A también como sistema central (colectivo) para varios edificios, proyectos de edificación de uso mixto y proyectos de viviendas. En la actualidad varias empresas de servicios públicos y Empresas de Servicios Energéticos (ESE, o ESCO por sus siglas en inglés, *Energy Servicing Company*) ofrecen a sus clientes suministro de calor y frío a través de una red de *district heating and cooling* utilizando ASET-A (Hendriks et al, 2008).

Existen ejemplos realizados de diferentes conceptos y formas de implementar. En el presente apartado no se pretende describir todas las posibilidades, sino ofrecer una idea general del amplio rango de posibilidades para aplicar ASET-A.

3.2.1. Almacenamiento de frío

Un sistema convencional de refrigeración consiste normalmente en enfriadores que consumen grandes cantidades de energía eléctrica, y producen picos importantes durante el verano en la demanda a la red eléctrica. El almacenamiento de frío invernal para refrigeración en verano reduce el consumo de electricidad y nivela los picos de demanda de energía eléctrica.

Fig. 2 muestra el principio de almacenamiento de frío con un sistema ASET-A. En invierno (esquema a la izquierda) se carga el pozo frío, captando el frío invernal con una torre de refrigeración o aro-refrigerador. En verano se cambia la dirección del flujo en el sistema para descargar el pozo frío y utilizar el frío almacenado para la refrigeración. En el ejemplo (Fig 2) se aplica el frío para refrigerar el aire de ventilación en una UTE (unidad de tratamiento de aire).

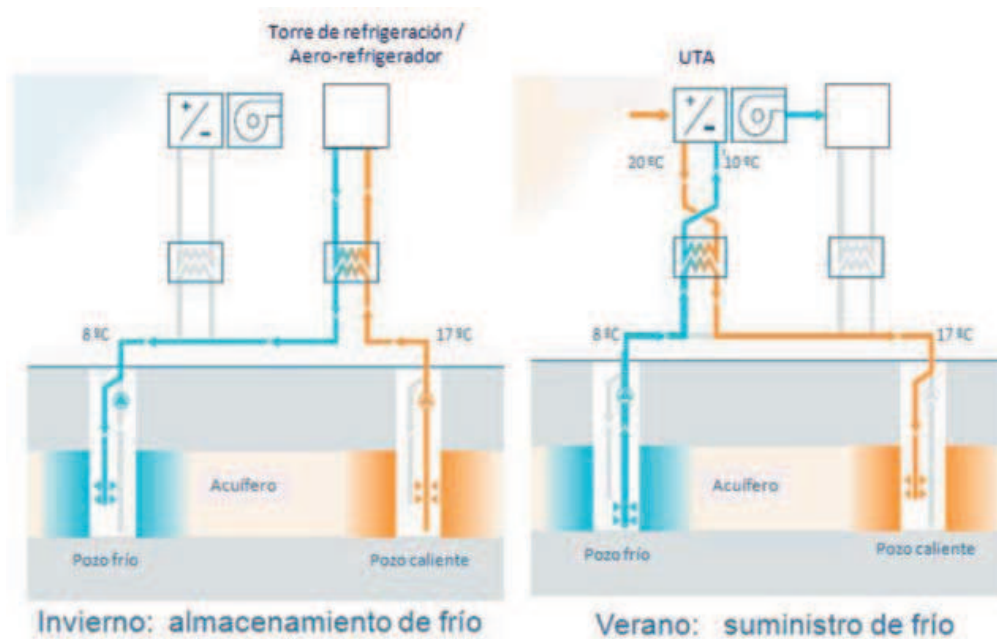
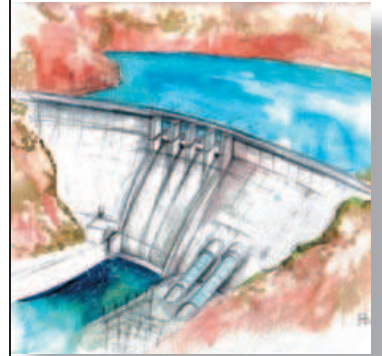


Figura 2. Funcionamiento esquemático de un sistema ASET-A para almacenamiento de frío (DWA, 2001).

Otra posibilidad para cargar frío en invierno es el uso de la UTA para precalentamiento del aire en invierno, utilizando así el sistema ASET-A no sólo para almacenamiento y suministro de frío sino también para calefacción.

En general se almacena frío con el fin de cubrir gran parte de la demanda de frío por refrigeración directa, lo que requiere que la temperatura del pozo frío sea menor a la temperatura de suministro en el sistema de climatización. Cuando la temperatura del pozo sube por encima de la temperatura de suministro se requiere apoyo de una enfriadora convencional para garantizar la temperatura de suministro. La climatización con temperaturas moderadas y grandes diferencias entre la temperatura de suministro y la temperatura de retorno favorecen la eficiencia energética de un sistema de climatización y aumenta la posibilidad de refrigeración directa con el sistema ASET-A.

Desde el punto de vista energético, la refrigeración directa es mucho más eficiente que la aplicación de una enfriadora o bomba de calor (ver tabla 3).



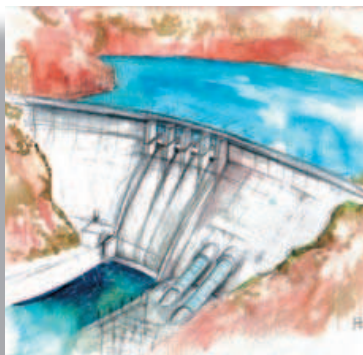


Tabla 3. Comparación de los rendimientos (COP*) de diferentes sistemas en modo refrigeración (Hendriks et al. 2008).

TIPO DE SISTEMA	COP* APROXIMADO
Enfriadora convencional	3 - 4
Bomba de calor geotérmica funcionando como enfriadora, por ejemplo mediante un sistema geotérmico abierto de recirculación	5 - 6
Refrigeración directa usando almacenamiento de frío (sistema ASET-A): - Incluyendo consumo eléctrico para cargar el almacenamiento de frío (sin reutilización del calor). - Excluyendo el consumo eléctrico para cargar el almacenamiento de frío.	10 - 20 20 - 40

* COP (Coefficient of Performance): cantidad de energía térmica suministrada dividida por el total de la cantidad de la energía (eléctrica) consumida.

3.2.2. Almacenamiento de frío y calor de baja temperatura

En muchos casos se aplican sistemas ASET-A para almacenamiento tanto de frío como de calor a baja temperatura para suministrar refrigeración y calefacción. En muchos de estos casos se combina el sistema ASET-A con una bomba de calor, Fig. 3.

Durante la temporada de calefacción (esquema izquierdo de la Fig. 3) se bombea el agua subterránea desde el pozo caliente hacia el pozo frío. En el caso del ejemplo disminuye la temperatura de extracción durante el invierno de 20 °C a 17 °C. El sistema ASET-A suministra con la bomba de calor la base de la demanda de calor. Para la carga restante hasta alcanzar la carga pico se emplea una caldera. En invierno el sistema ASET-A extrae calor del acuífero como fuente de calor para la bomba de calor. La bomba de calor suministra, en el lado del condensador, calor al edificio y enfría el fluido que pasa a través de su evaporador. El frío generado en el lado del evaporador se almacena a través del pozo frío en el acuífero.

En el modo de refrigeración, el flujo en el sistema subterráneo se mueve desde el pozo frío al pozo caliente. En el ejemplo (esquema a la derecha de la Fig. 3) se observa un aumento de la temperatura del pozo frío durante la temporada de refrigeración de 7 °C a 12 °C. Mientras la temperatura del pozo frío sea menor que la temperatura de retorno (18 °C) el sistema

aportará refrigeración en modo directo a través del intercambiador de calor de placas. Para ajustar y garantizar la temperatura de suministro (10°C), se emplea la bomba de calor (refrigeración activa) disipando el calor del condensador al sistema subterráneo mediante un segundo intercambiador de calor de placas. El sistema ASET-A aporta con la bomba de calor la base de la demanda de frío. Para la carga restante hasta alcanzar la carga pico, se emplean una enfriadora convencional.

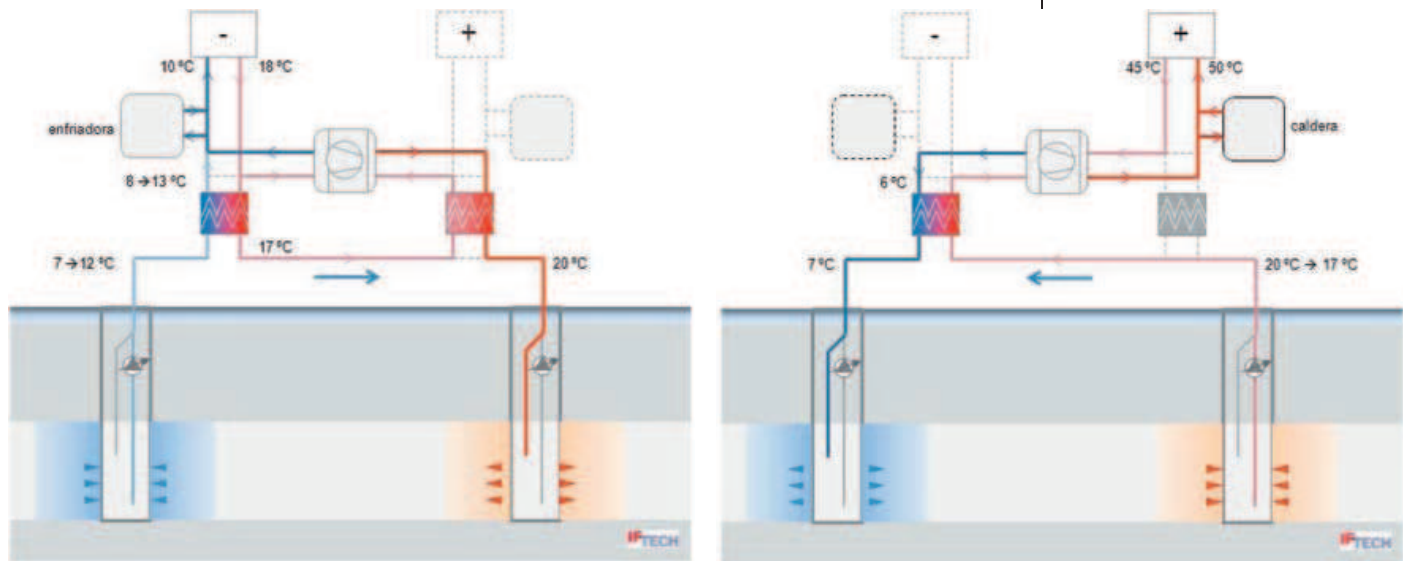
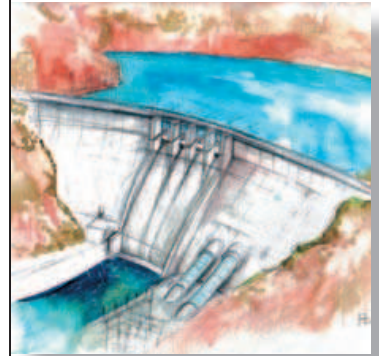
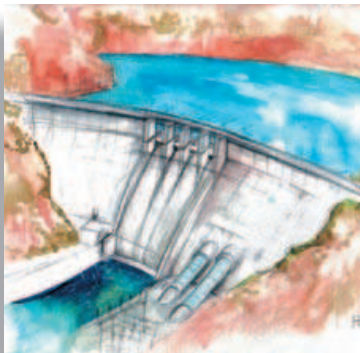


Figura 3. Funcionamiento esquemático de un sistema ASET-A con bomba de calor, operando en modo calefacción a la izquierda (suministrando calor y almacenando frío), y en modo de refrigeración a la derecha (suministrando frío y almacenando calor de baja temperatura).

3.2.3. Almacenamiento de calor a temperatura media

El almacenamiento de calor a temperaturas medias en acuíferos puede ser interesante si la fuente de calor es de temperatura media, o si se quiere prevenir el empleo de materiales especiales y el tratamiento del agua para impedir problemas por procesos químicos en el agua.

En general, el tratamiento de agua únicamente es necesario para aquellos sistemas geotérmicos abiertos con temperaturas mayores a $40 - 60^{\circ}\text{C}$. Si la temperatura es menor de unos 40°C se pueden utilizar materiales convencionales para la construcción de los pozos, por ejemplo PVC, no siendo necesario la selección de materiales más resistentes que incrementen los costes del sistema. Se puede considerar que ésta es una de las ventajas del almacenamiento de calor a bajas o moderadas temperaturas (IF Technology, 2001).



Guía de almacenamiento de energía

La Fig. 4 muestra el esquema de un proyecto realizado en Haarlem, (Países Bajos) denominado 2MW-project por la cantidad de energía térmica que se puede producir en verano con las placas solares que están montadas en los techos de nuevo bloques, con un total de 382 apartamentos. La superficie total de las placas solares es de unos 3.000 m². En el proyecto se combina el almacenamiento de calor a corto plazo en depósitos estratificados con almacenamiento a largo plazo en el acuífero (Vollebregt, 2005).

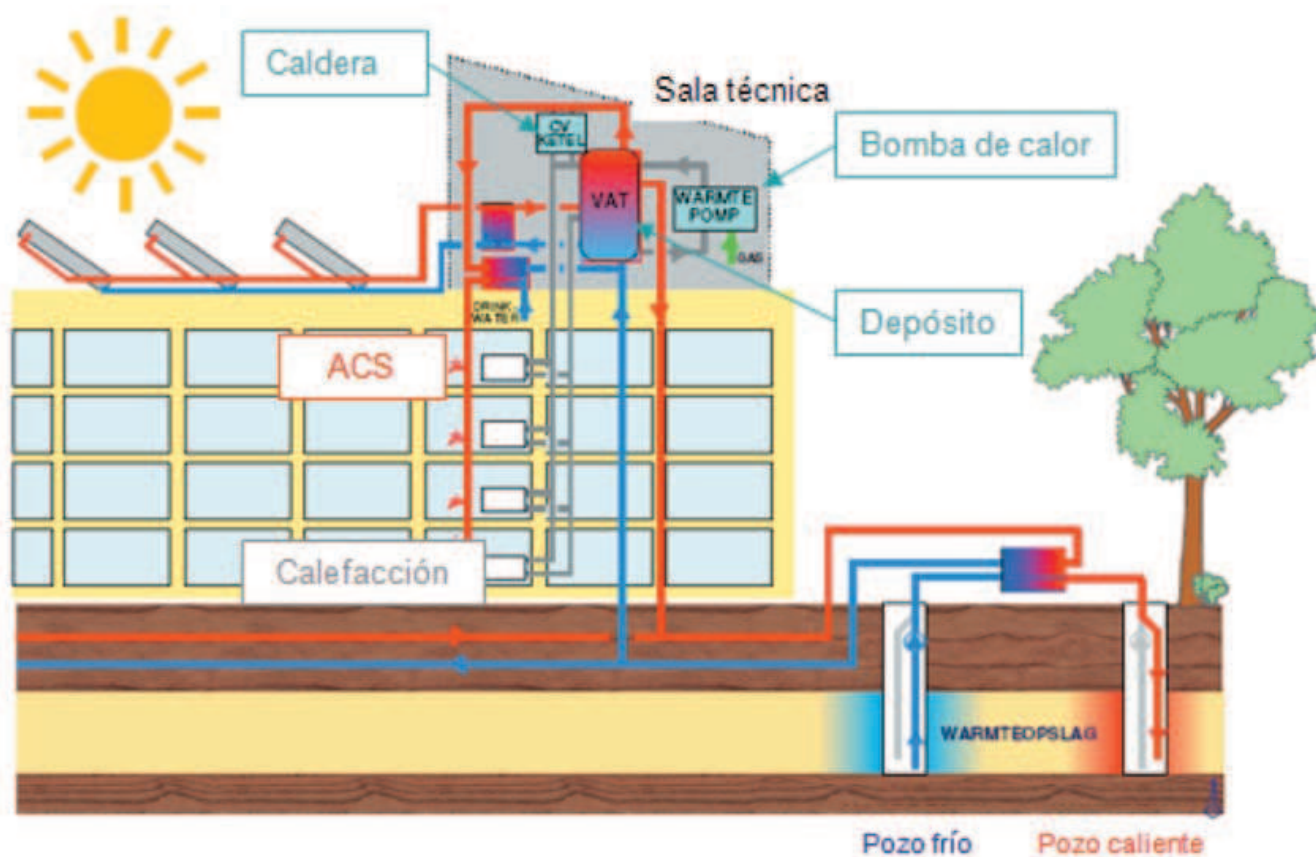


Figura 4. Esquema del principio del "2MW-project" en Haarlem, Países Bajos (DWA, 2005)

La energía solar se puede aplicar de modo directo o indirecto, tanto para calefacción de espacio como para ACS. Por bloque se instalaron en los techos una sala técnica con calderas, bombas de calor de absorción y un depósito estratificado. Una red de distribución conecta las salas técnicas entre ellas y con el sistema ASET-A para el almacenamiento estacional de calor en el acuífero (DWA 2005). Cuando la temperatura en el depósito es menor a la temperatura deseada se aplican las calderas para subir la temperatura de suministro al nivel deseado. La capacidad de los depósitos no es suficiente para

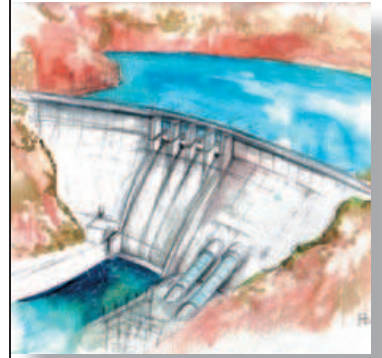
almacenar el surplus de calor en verano. Por ello se ha conectado el sistema de almacenamiento a corto plazo al sistema ASET-A para un almacenamiento estacional. El calor sobrante se almacena a través de la red colectiva en un acuífero de arena a una profundidad de 115 m. Por ello se bombea en el sistema ASET-A agua subterránea desde el pozo frío con una temperatura de unos 15 °C, al pozo caliente. El calor solar se intercambia por un intercambiador de calor de placas con al agua subterránea que se inyecta a continuación en el acuífero a través del pozo caliente con una temperatura máxima de 45 °C. En invierno, se invierte la dirección del flujo en el sistema ASET-A para extraer el calor almacenado del acuífero e intercambiarlo por el intercambiador de calor de placas con la red de distribución, con el fin de suministrar calor a temperatura media a las bombas de calor de absorción que se ubican en las salas técnicas de los bloques (Vollbrecht, 2005).

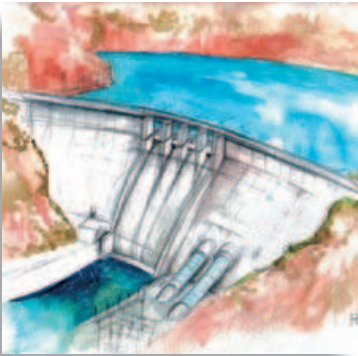
3.2.4. Almacenamiento de calor a alta temperatura

En muchos procesos industriales queda un excedente de calor sin uso útil. Generalmente suele ser el caso de procesos continuos que producen durante 24 horas calor, tanto en invierno como en verano. Dicho calor residual puede ser almacenado temporalmente en el subsuelo permaneciendo disponible para su uso. De esta manera, se podrían aumentar las horas de funcionamiento de una planta de cogeneración y utilizar en invierno el calor producido durante el verano.

El almacenamiento subterráneo de calor a altas temperaturas conduce a importantes ahorros energéticos. Una gran ventaja es que se puede suministrar agua caliente sin aplicación de una bomba de calor. No obstante, dicho almacenamiento a alta temperatura en acuíferos exige la selección de materiales muy resistentes y un tratamiento del agua en una instalación de descalcificación para impedir la obstrucción o colmatación de los pozos e intercambiadores de calor por la precipitación de calcio.

En los Países Bajos se implementaron en la década de los 90 varios proyectos ASET-A a altas temperaturas. Un ejemplo es el sistema que se realizó para almacenar calor residual de una planta de cogeneración en el campus "De Uithof", de la Universidad de Utrecht. El calor residual se almacena en verano en un acuífero arenoso situado a una profundidad entre 210 y 260 m por debajo de la superficie. El sistema





Guía de almacenamiento de energía

consta de dos pozos, un pozo (relativamente) frío y un pozo caliente. La distancia entre los pozos es de unos 60 m. El sistema fue dimensionado para un almacenamiento con una potencia de 6 MW_t y una capacidad anual de $6.000 \text{ MW}_t\text{h}$ (21.600 GJ).

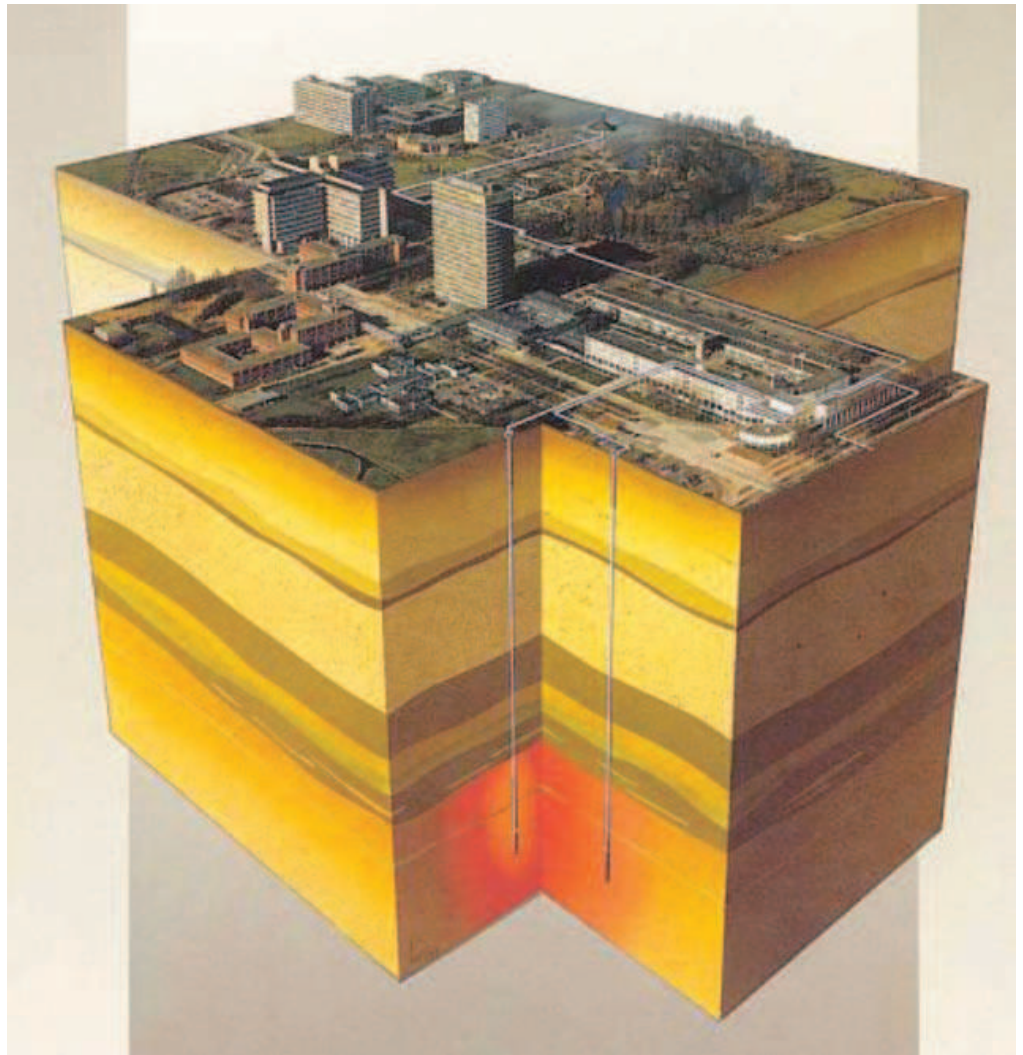


Figura 5. ASET-A de alta temperatura en la Universidad de Utrecht. Almacenamiento de calor residual de cogeneración.

El periodo de operación del sistema de la Universidad de Utrecht comenzó en el año 1991 y dejó de ser utilizado en 1999 debido a un defecto en uno de los pozos.

Otro ejemplo similar fue la implementación en el año 1998 para la residencia sanitaria "De Bruggen" en Zwammerdam, en la que también se almacena calor residual a 90°C procedente de una planta de cogeneración. Dicho sistema se encuentra en la actualidad en funcionamiento.

El almacenamiento a altas temperaturas ofrece la posibilidad de almacenar cantidades de energía destacables en sistemas relativamente pequeños. Además, permite el uso del calor de un modo más directo, sin aplicación de una bomba de calor. La selección de la temperatura de almacenamiento dependerá del concepto energético y de las temperaturas de climatización del edificio (IF Technology, 2001).

4. ASET-B, SISTEMA CERRADO

4.1. Principio de funcionamiento

En el caso de Almacenamiento Subterráneo de Energía Térmica en Sondeos (ASET-B), el calor y/o el frío se almacena en el subsuelo utilizando un Intercambiador de Calor Terrestre (ICT), que normalmente consiste en una serie de tubos de polietileno en forma de "U" (sondas geotérmicas) que se instalan en el interior de los sondeos o perforaciones. La distancia entre los sondeos depende del concepto. Para el almacenamiento de calor a alta temperatura es de 2 a 3 metros. Para conceptos de almacenamiento a baja temperatura en combinación con una bomba de calor geotérmica la distancia suele ser mayor (unos 5 a 6 metros).

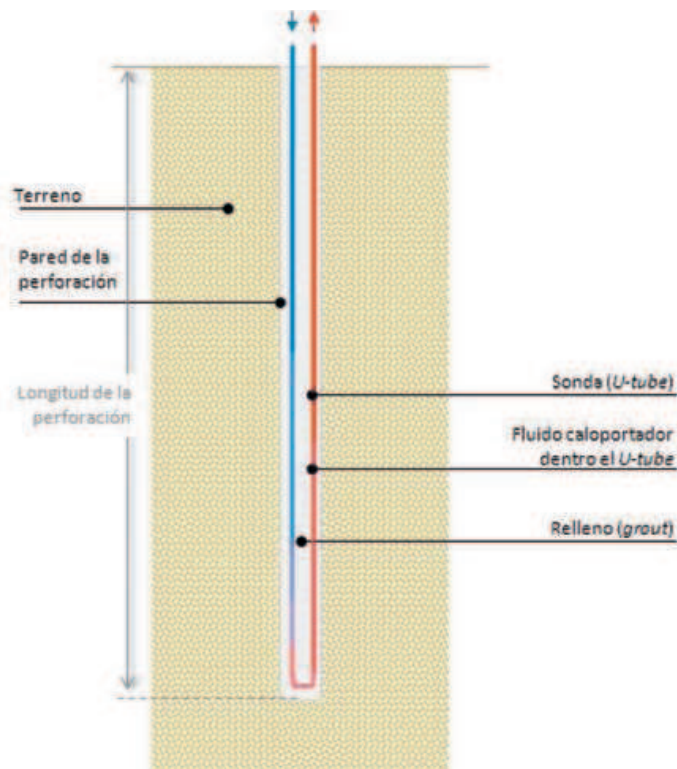
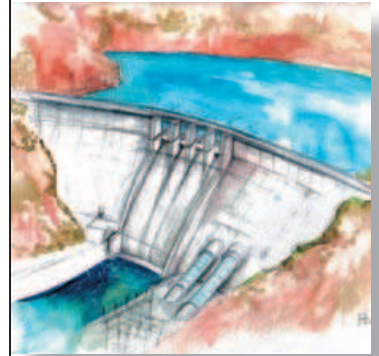
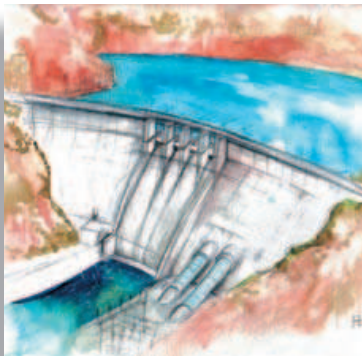


Figura 6. Vista lateral de un sondeo geotérmico.





Guía de almacenamiento de energía

En el caso de almacenamiento de calor, el fluido caloportador circula en verano a través de las sondas geotérmicas desde el centro hacia el borde del almacenamiento. En este sentido el calor se transfiere por conducción de calor al terreno circundante. Durante el invierno la dirección del flujo se invierte, el fluido circula a través de las sondas desde el borde hacia el centro del almacenamiento. De esta manera el calor es transferido de nuevo del terreno circundante al fluido.

4.2. Aplicaciones

Existen docenas de sistemas ASET-B en funcionamiento. Una de las principales aplicaciones es el almacenamiento de calor solar en verano a un nivel de temperatura relativamente alto, hasta 80 a 90° C, para el uso directo del calor solar en invierno suministrando calefacción a espacios. Para esta aplicación, se instala un aislamiento térmico en la parte superior del almacenamiento, reduciendo las pérdidas de calor a la atmosfera. Otra aplicación importante es la combinación del almacenamiento de frío y calor de baja temperatura para climatizar edificios. Con esta aplicación, el frío almacenado es usado de forma directa en la medida de lo posible, sin aplicación de bomba de calor.

Existen ejemplos realizados de diferentes conceptos y formas de aplicación. En el presente apartado no se pretenden describir todas las posibilidades, sino ofrecer dos ejemplos de proyectos realizados para ofrecer una idea general de las posibilidades para aplicar ASET-B.

4.2.1. Almacenamiento de calor a alta temperatura

Un buen ejemplo de almacenamiento de calor a alta temperatura es el proyecto *Drake Landing Solar Community* en Okotoks, Alberta (Canadá). En este proyecto se calientan en invierno 52 viviendas con energía solar almacenada en el subsuelo.

El esquema del principio del proyecto se muestra en la Fig. 7. En verano se genera, por placas solares, calor para almacenamiento en el subsuelo. Los paneles solares están instalados en los techos de los garajes de las casas y están conectados a través de una red de distribución con la central energética en la que se encuentran depósitos de almacenamiento a corto plazo. Durante el verano circula agua caliente desde estos depósitos sobre el ICT. Para el almacenamiento de calor solar en el terreno circula el fluido caloportador desde el centro hacia

el borde del campo de sondeos. El calor se transfiere al terreno circundante que llega a una temperatura de unos 80 °C al final del verano.

Para descargar el almacenamiento en invierno, se invierte la dirección del flujo y el fluido circula a través de los sondeos desde el borde hacia el centro del almacenamiento. De esta manera, el calor almacenado es transferido de nuevo del terreno circundante al fluido, suministrándose calor a través de los depósitos y la red de distribución a las casas conectadas.

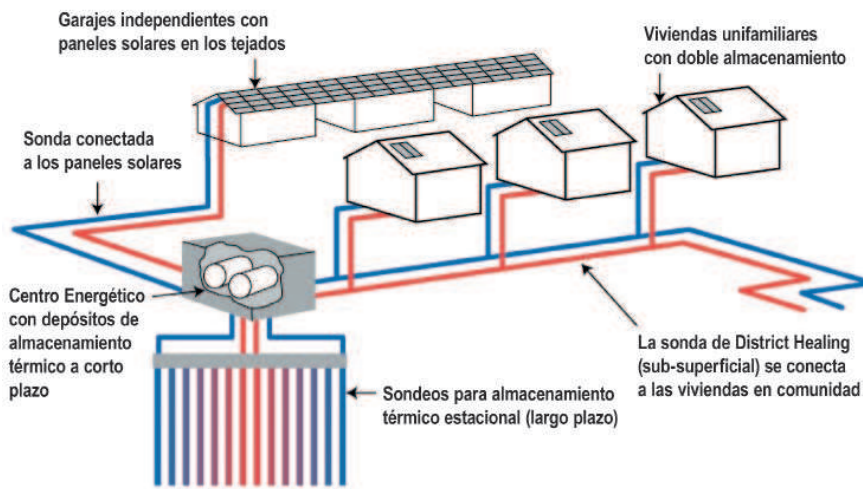
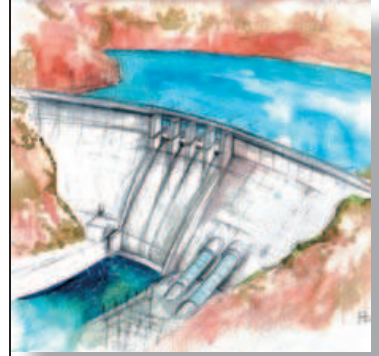


Figura 7. Esquema del principio del proyecto "Drake Landing Solar Community" en Okotoks, Alberta, Canadá (Drake Landing Solar Community, 2011).

El ASET-B del Drake Landing Solar Community consta de 144 sondeos con una profundidad de 37 metros. La distancia entre los sondeos es de 2,25 metros. Las sondas (U-tubes) están conectadas en la superficie en grupos de 6 que irradian desde el centro del campo hacia el borde (ver Fig. 7). El campo de sondeos está cubierto con un aislamiento térmico con tierra por encima.

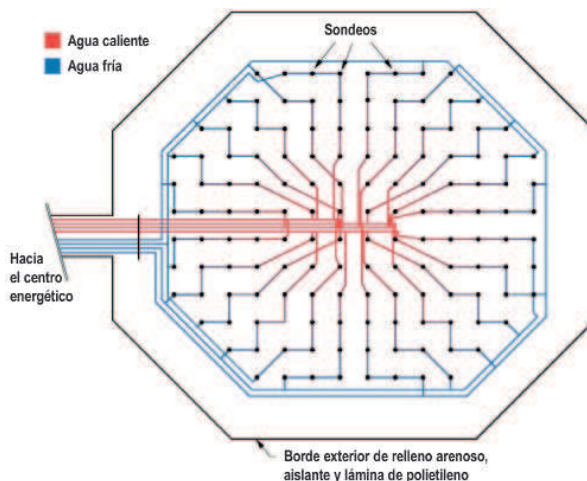
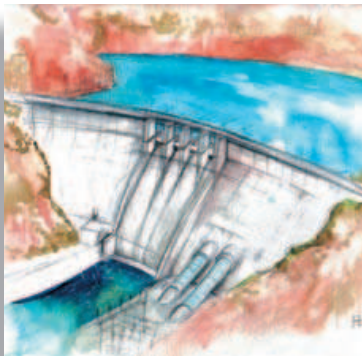


Fig. 8. Vista superior del ASET-B (Drake Landing Solar Community, 2011).



4.2.2. Almacenamiento de frío y calor de baja temperatura

En el nuevo Hospital de Mollet, que se inauguró en 2010, se cubre gran parte de la demanda de calor y frío por un sistema de bombas de calor geotérmicas (BCG) que están conectadas con el terreno por un campo de unos 144 sondeos geotérmicos con una profundidad de unos 145 m. A fecha de hoy es el sistema más grande ejecutado en España y el cuarto más grande de Europa por metros perforados. El sistema BCG cubre una potencia de 1.200 kW para calefacción y 1.000 kW para refrigeración.

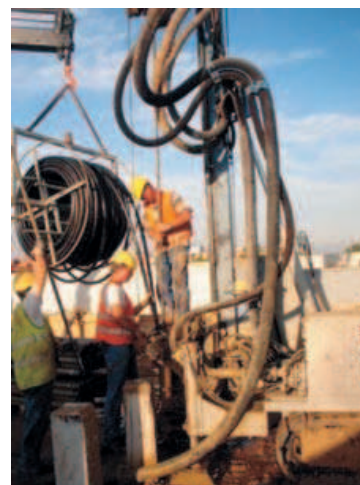


Foto 2. Perforación de los sondeos geotérmicos (izquierda) e introducción de la sonda (U-tube) en la perforación (derecha).

Fuente: Termoterra S.L.

Una BCG usa el subsuelo como fuente de calor, cuando funciona en modo calefacción, o como disipador de calor, cuando funciona en modo refrigeración. El intercambio de energía térmica con el subsuelo se realiza por medio de la conexión de las bombas de calor con el ICT, que consiste en un campo de sondeos geotérmicos. En proyectos de una cierta escala, como el presente proyecto el sistema BCG se convierte en un sistema ASET. La gran diferencia entre ambos tipos de sistemas es que un sistema BCG se basa en la temperatura natural del subsuelo mientras que un sistema ASET aprovecha el almacenamiento de calor y "frío" en el subsuelo para un uso posterior.

El sistema geotérmico del Hospital de Mollet se ha diseñado buscando el máximo aprovechamiento energético, por lo cual permite diferentes modos de funcionamiento, ofreciendo:

- Calefacción: utilizando las bombas de calor. En invierno se utiliza el ICT para extraer calor del subsuelo y usarlo como fuente de calor de baja temperatura para la bomba de calor. Cuando el fluido del cir-

cuito pasa a través del evaporador de la bomba de calor, el fluido se enfría y regresa al intercambiador terrestre como “energía fría” almacenándose en el terreno alrededor de los sondeos.

- Refrigeración directa o *direct cooling*. En verano, el flujo calorífico en el sistema geotérmico es al revés. La “energía fría” almacenada se extrae del subsuelo y pasa a través de un intercambiador de calor de placas, suministrando así refrigeración al edificio. Este modo es posible mientras la temperatura de suministro desde el terreno sea menor que la temperatura de retorno del sistema de climatización. Constituye una de las ventajas más importantes de los sistemas ASET.
- Refrigeración utilizando las bombas de calor. Cuando no se puede cubrir la demanda de frío en modo directo se pone en marcha la bomba de calor geotérmica para aportar frío al sistema de climatización. El calor del condensador se disipa a través de un intercambiador de calor al fluido del ICT. Este fluido, con temperaturas superiores a la natural del subsuelo, intercambia la “energía caliente” con el terreno donde se almacena entorno a los sondeos, para después ser usada en el siguiente ciclo de calefacción.
- Refrigeración y calefacción simultáneas. En los momentos en los que existe simultáneamente demanda de frío y demanda de calor se puede usar el calor del condensador para cubrir la demanda de calor en el edificio (por ejemplo durante los entretiempos o para pre-calentamiento de ACS). El calor sobrante se disipa por el ICT al terreno.

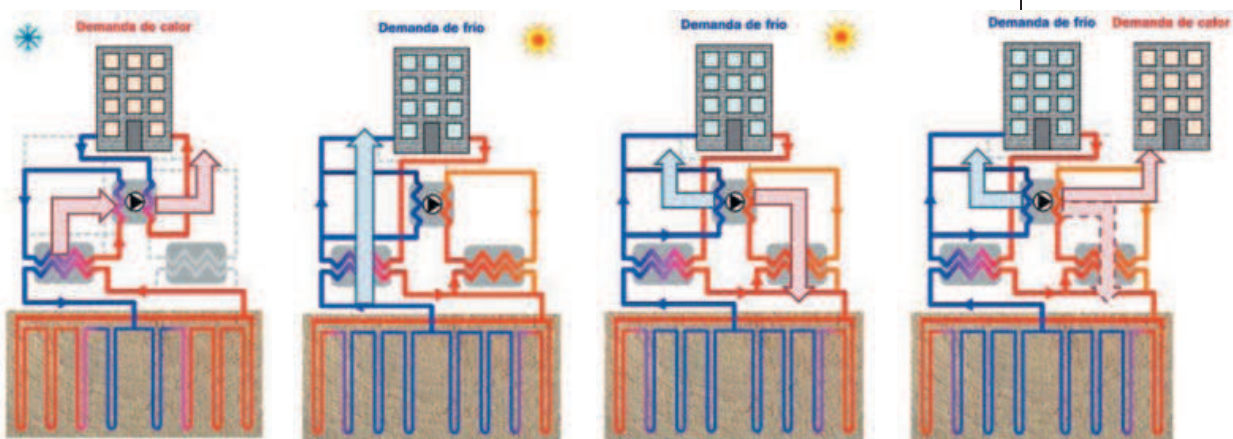
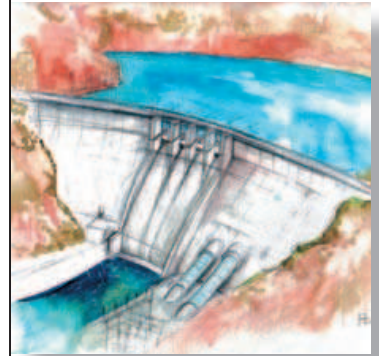
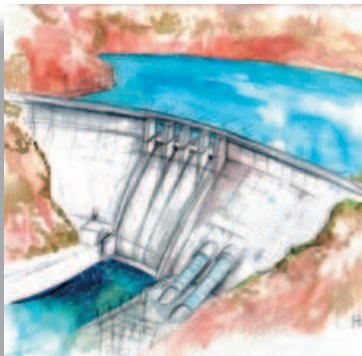


Figura 9. Modos de funcionamiento de izda. a dcha: calefacción con bomba de calor, refrigeración directa, refrigeración activa, refrigeración activa y calefacción simultáneas.

Gracias a estos modos de funcionamiento, el subsuelo es utilizado únicamente para la demanda neta del hospital, mejorando notablemente la eficiencia y COP global del sistema.

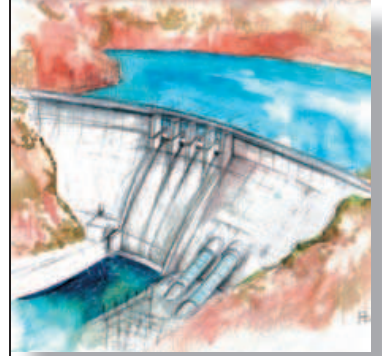


5. BIBLIOGRAFÍA

- ECES - International Energy Agency Implementing Agreement on Energy Conservation through Energy Storage (2011): <http://www.iea-eces.org/>
- Drake Landing Solar Community (2011): <http://www.dlsc.ca/index.htm>
- DWA, IF TECHNOLOGY e INSTALLECT (2001): "Almacenamiento de energía en acuíferos". Informe en holandés sobre variantes para almacenar frío, encargado por NOVEM (*Nederlandse Organisatie Voor Energie en Milieu* – Organización Holandesa para Energía y Medio Ambiente). Utrecht. Países Bajos.
- DWA (2005): "Informe final de la monitorización y evaluación de la monitorización del 2MW-project en Haarlem". Informe en holandés. Bodegraven. Países Bajos.
- HENDRIKS, M., SNIJDERS, A. y BOLD, N. (2008): "Underground Thermal Energy Storage for efficient heating and cooling of buildings". 1st International Conference on Industrialised, Integrated, Intelligent Construction (I3CON), Loughborough. United Kingdom.
- HENDRIKS, M. y GODSCHALK, M. S. (2008): "De pozos de refrigeración a almacenamiento de energía". I congreso de Energía Geotérmica en la Edificación y la Industria – GeoEner. Madrid. España.
- HENDRIKS, M. y TOIMIL MATESANZ, D. (2009): "Almacenamiento de energía térmica en acuíferos para una climatización eficiente y sostenible". El Instalador, suplemento Tecnologías Emergentes en Climatización diciembre 2009 - enero 2010. Madrid. España.
- HENDRIKS, M., MAYORAL FERNÁNDEZ, G. y TRULLAS, M. (2011): "Nuevo hospital de Mollet del Vallès. Ejemplo de geotermia de baja entalpía en funcionamiento". Congreso de Climatización Eficiente - Clima+. Madrid. España.
- IF TECHNOLOGY (2001): "Evaluación Almacenamiento de calor, Universidad Utrecht". Informe en holandés encargado por NOVEM (*Nederlandse Organisatie Voor Energie en Milieu* – Organización Holandesa para Energía y Medio Ambiente). Arnhem. Países Bajos
- RUIZ DELGADO, E., HENDRIKS, M., TOIMIL MATESANZ, D., (2010): "Guía Técnica de Sistemas Geotérmicos Abiertos". Serie GeoEner. Madrid. España.
- VOLLEBREGT, R. (2005): "Optimización de depósitos de almacenamiento de calor por estratificación". Artículo en holandés en la revista VV+ (*Verwarming en Ventilatie*) de diciembre 2005. Zoetermeer. Países Bajos.

5

ACUMULACIÓN DE FRÍO EN REDES DHC: DEPÓSITOS DE AGUA FRÍA Y SISTEMAS DE HIELO



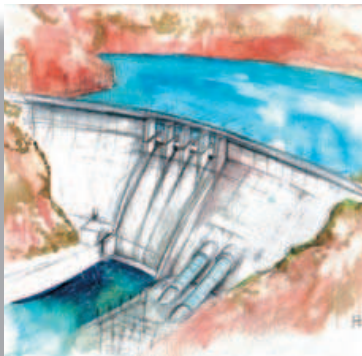
1. INTRODUCCIÓN

1.1. Las redes urbanas de calor y frío

Entendemos por “red urbana de calor y frío”, “district heating & cooling” o, sencillamente, “red de calor o de frío”, un sistema centralizado de producción y distribución de energía térmica (frío y/o calor) a todo un barrio, distrito o municipio, produciendo la energía desde una o varias centrales y distribuyéndola a los edificios mediante un tendido de canalizaciones que transportan agua fría o caliente (o, en general, cualquier fluido caloportador, como vapor, aceite térmico...) hasta los puntos de intercambio en los edificios.



Figura 1. Esquema general red DHC.



Guía de almacenamiento de energía

Una de las ventajas transversales de este tipo de sistemas es que, de hecho, constituyen un modo de distribuir la energía, más que de producirla. Así, cualquier sistema de producción energética centralizado, desde la más convencional de las instalaciones hasta trigeneración, cogeneración, biomasa, solar térmica o combinaciones de las anteriores es perfectamente compatible con el mismo.

En España, COFELY es el explotador de las dos mayores redes actualmente en servicio. Entre las principales redes de frío que gestiona, están:

• Districlima, S.A. Barcelona	13 km de red
• Districlima Zaragoza, S.L., Zaragoza	4,5 km de red
• Climespace, Paris	70 km de red
• Climaespaço, Lisboa	20 km de red
• Stratford city & Olympic parc centre, Londres	18 km de red
• Smeg, Mónaco	3 km de red

1.2. La acumulación de frío en redes urbanas de frío y calor

Los sistemas de acumulación de energía frigorífica son habituales en las redes de frío descritas en el punto anterior.

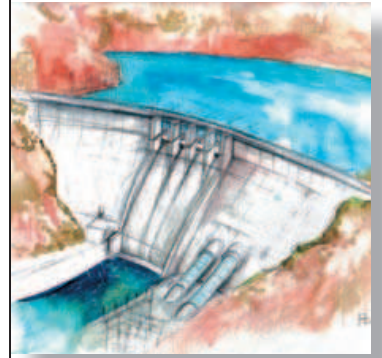
En este artículo se presentan las principales características de los sistemas de acumulación de frío, indicando los condicionantes más importantes para el prediseño de los mismos. Los aspectos de diseño en los que se centra el artículo son los siguientes:

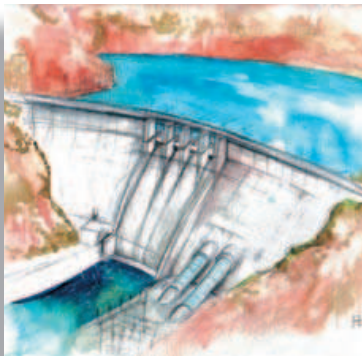
- Justificación del sistema → ¿**QUÉ APORTA** la acumulación a un DHC?
- Predimensionado del sistema → ¿**CUÁNTA ENERGÍA** podemos acumular?
- Operación del sistema → ¿**CÓMO** gestionamos la acumulación?
- Solución técnica acumulación → ¿**QUÉ TECNOLOGÍAS** son las más usuales?

2. ¿QUÉ APORTA LA ACUMULACIÓN A UN DHC?

En un DHC, un sistema de acumulación de energía frigorífica permite incorporar una serie de ventajas al mismo, indicándose las principales a continuación:

- **Optimización del programa de operación**, facilitando el ajuste entre la producción y la demanda.
 - Distribución de la producción en periodos de 24 h, consiguiéndose una curva de producción más plana, disminuyendo el número de los ciclos marcha/paro de las máquinas.
 - Compensación de las diferencias de caudal entre la demanda y la producción, reduciendo los problemas por carga mínima de las máquinas.
 - Facilita el aprovechamiento de fuentes térmicas residuales para la producción de frío por absorción. Por ejemplo: las máquinas de absorción de la red de Districlima (Barcelona) utilizan calor residual de la incineradora de TERSA. Un depósito de agua fría (de 5.000 m³) permite la operación en continuo de la absorción.
 - Reducción de la potencia instalada en máquinas enfriadoras al reducirse la punta de producción.
- **Reducción de los costes** de explotación anuales.
 - Reducción de la potencia eléctrica contratada ya que se reduce la potencia instalada en máquinas de frío.
 - Mayor proporción de consumo eléctrico nocturno (P6) al pasar parte del consumo diurno a horario nocturno. En una red de frío, solo con máquinas eléctricas, puede llegarse a un consumo nocturno equivalente a aproximadamente el 30% del consumo anual.
- **Seguridad de suministro.** Es una de las mayores ventajas que aporta la acumulación a una red. Permite garantizar un nivel mínimo de suministro ante paradas de máquinas (previstas o imprevistas). En condiciones de verano la acumulación permite tener un cierto tiempo de reacción ante imprevistos. Por otro lado, en condicio-





Guía de almacenamiento de energía

nes de invierno la acumulación permite programar con facilidad los mantenimientos e intervenciones en el sistema de producción.

- La acumulación influye en las **necesidades de espacio** para la central y en la implantación de equipos.
 - Se requiere un espacio físico para los depósitos de acumulación y sus sistemas auxiliares (bombas, intercambiadores, etc).
 - Al requerir una menor potencia instalada en máquinas de frío, se reducen las necesidades de superficie tanto para emplazamiento de las propias máquinas como las de las torres de refrigeración en cubierta de la central.

3. ¿CUANTA ENERGÍA PODEMOS ACUMULAR?

La determinación de la cantidad de energía a acumular exige normalmente un estudio complejo en el que intervienen diferentes condiciones y restricciones de diseño. En este apartado se presentará una metodología simplificada para el predimensionado del sistema de acumulación; en base a un ejemplo de demanda se plantearán diferentes alternativas de acumulación. Los resultados de los cálculos en estos ejemplos no son extrapolables para cualquier red de frío dado que responden a las condiciones de demanda consideradas en cada caso.

En general, el valor de la energía a acumular se calculará a partir del **balance energético hora a hora del día con mayor demanda de frío**. Se fijará un nivel de producción de frío para cada periodo, siendo la des/acumulación de frío durante el mismo la diferencia entre producción y demanda:

- Periodo de baja demanda: la producción será superior a la demanda, permitiendo la acumulación de frío.
- Periodo de alta demanda: la demanda será superior a la producción, requiriéndose la desacumulación de frío.

En el dimensionado y en la selección de la alternativa más adecuada para cada proyecto deberán tenerse en cuenta los condicionantes propios del mismo, como por ejemplo y sin limitarse a:

- Costes del sistema global, incluyendo el sistema de acumulación, las máquinas frío y los sistemas auxiliares.

- Superficie disponible para el sistema de acumulación (depósito y auxiliares) y para equipos de producción.
- Temperaturas de impulsión/retorno de la red. Por ejemplo, una temperatura máxima de impulsión por debajo de $+4\text{ }^{\circ}\text{C}$ no permite utilizar directamente el agua fría de un depósito.
- Curva de demanda anual para el cálculo diario de la acumulación.
- Reserva adicional de energía almacenada, por ejemplo para emergencias.
- Potencia de reserva para producción directa (máquinas en reserva).

A continuación se presentan diferentes alternativas de diseño preliminar de la acumulación de energía, partiendo de una curva tipo para el peor momento de la demanda. Los casos considerados son los siguientes:

- **Caso Base** (Figura 2).
 - Presenta la curva de referencia para la demanda.
 - Sin acumulación de energía frigorífica.
 - La producción es igual a la demanda en cada momento.

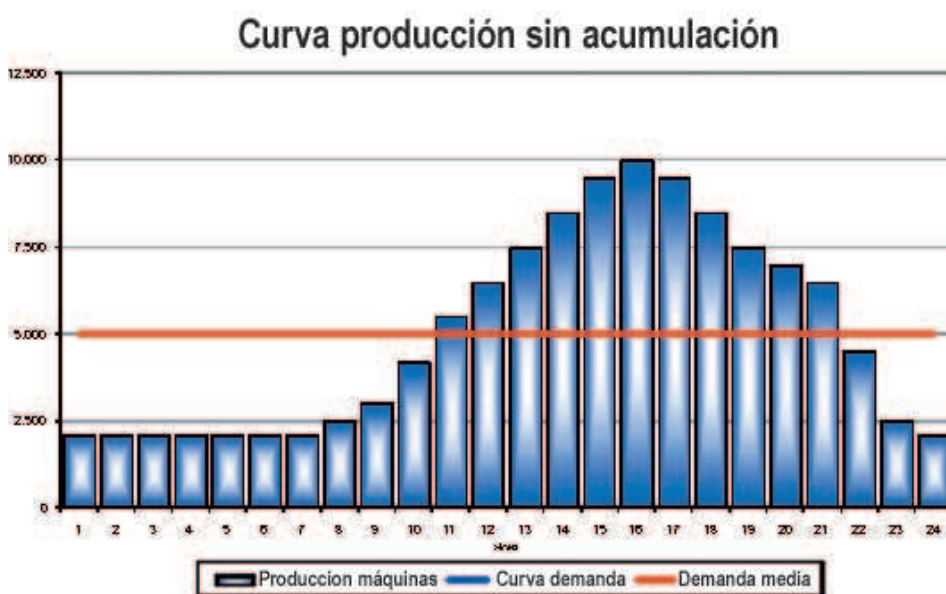
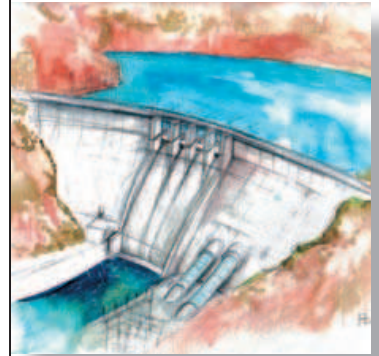
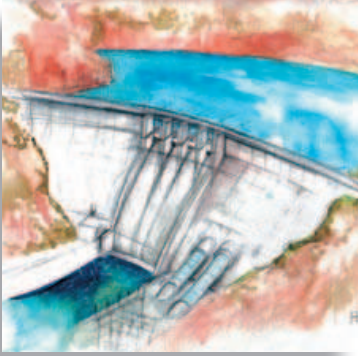


Figura 2. Curva de producción sin acumulación.





Guía de almacenamiento de energía

• Alternativa A (Figura 3).

- Acumulación de agua fría.
- Máquinas frigoríficas a carga constante 24/24 h.

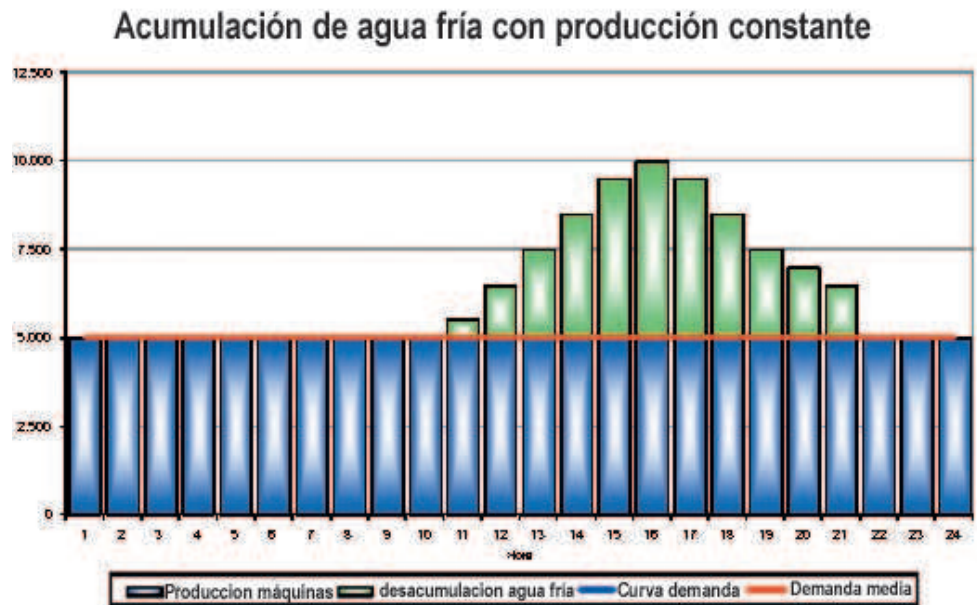


Figura 3. Alternativa A. Acumulación de agua fría con producción constante.

• Alternativa B (Figura 4).

- Acumulación de agua fría.
- Acumulación solamente en tarifa eléctrica P6 (8/24 h).



Figura 4. Alternativa B. Acumulación de agua fría solo en horas P6 (8/24 h).

- **Alternativa C** (Figura 5).

- Acumulación de hielo.
- Máquinas frigoríficas a plena carga (hielo o directa) 24/24 h.
- La potencia de las máquinas en modo producción de hielo es aproximadamente el 65% de la potencia de las máquinas en modo producción directa. En producción de hielo, también se reduce el COP respecto a la operación diurna.

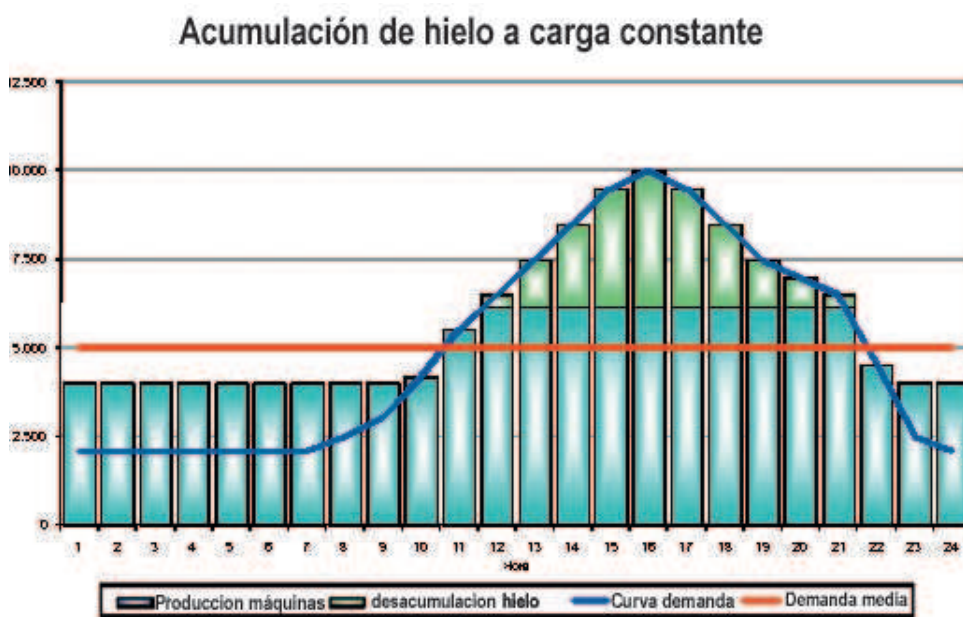
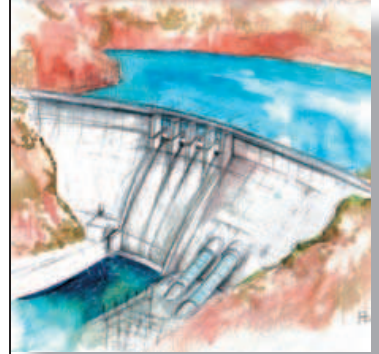
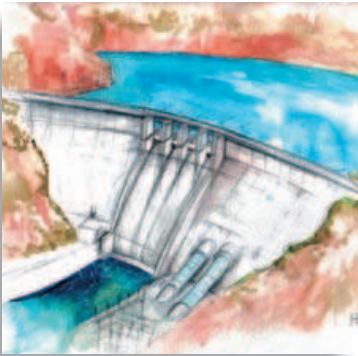


Figura 5. Alternativa C. Acumulación de hielo a carga constante.

- **Alternativa D** (Figura 6).

- Acumulación de agua hielo.
- Acumulación solamente en tarifa eléctrica P6 (8/24 h).



Acumulación de hielo sólo en horas P6 (8 h/día)

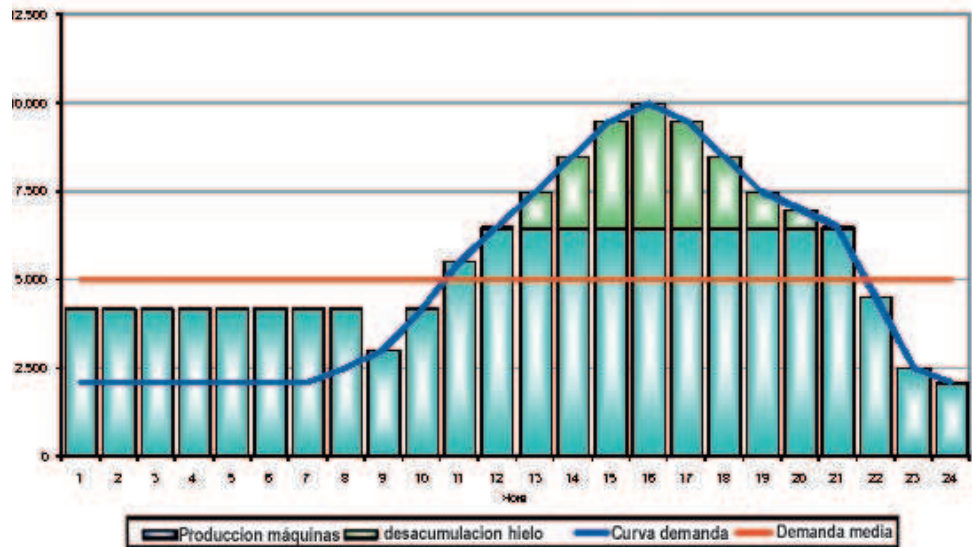


Figura 6. Alternativa D. Acumulación de hielo sólo en horas P6 (8 h/día).

• Alternativa E (Figura 7).

- Acumulación de agua hielo.
- Acumulación solamente en tarifa eléctrica P6 (8/24 h).
- Máquinas de agua fría ($\geq 4^{\circ}\text{C}$) a carga constante 24/24 h para consumo base.

Máquinas agua fría y acumulación de hielo sólo en horas P6 (8 h/día)

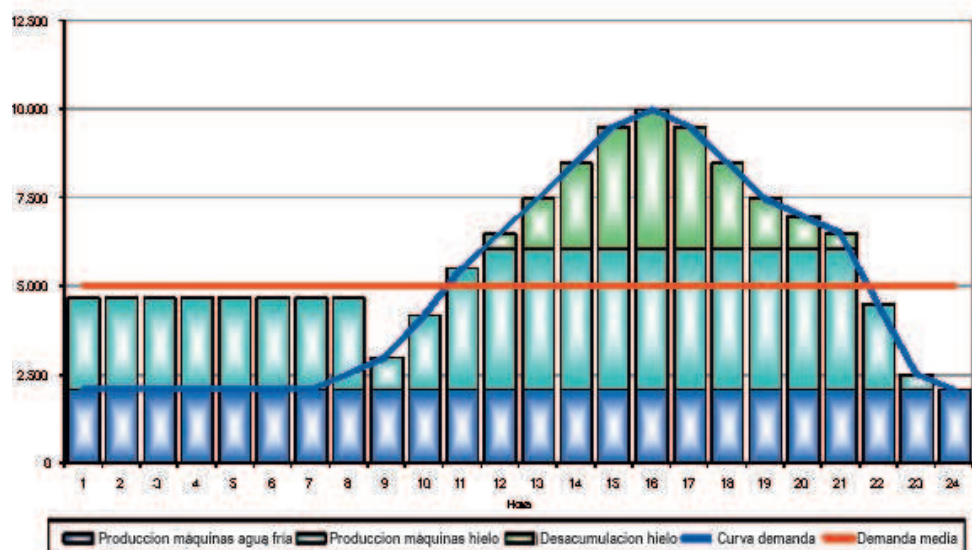
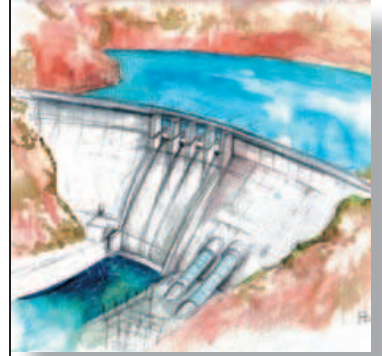


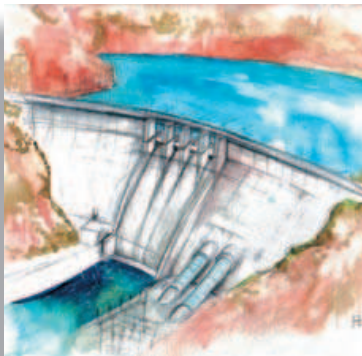
Figura 7. Alternativa E. Máquinas de agua fría y acumulación de hielo sólo en horas P6 (8 h/días).

En la Tabla 1 se resumen los datos principales del cálculo energético de cada una de las alternativas de diseño.

Tabla 1. Alternativas de diseño del sistema de acumulación.

	CASO BASE	ALTERNATIVA A	ALTERNATIVA B	ALTERNATIVA C	ALTERNATIVA D	ALTERNATIVA E
Sistema de acumulación	sin acumulación	agua	agua	hielo	hielo	hielo
Número de horas de acumulación	0 h/d	13 h/d	8 h/d	11 h/d	8 h/d	8 h/d
Número de horas de desacumulación	0 h/d	11 h/d	11 h/d	10 h/d	10 h/d	10 h/d
Tipo de máquinas de frío						
Máquinas de agua fría, $\geq 4^{\circ}\text{C}$	SI	SI	SI	NO	NO	SI
Máquinas de agua glicolada, $\leq 4^{\circ}\text{C}$	NO	NO	NO	SI	SI	SI
Demanda punta	MW _f	10,0 100%	10,0 100%	10,0 100%	10,0 100%	10,0 100%
Demanda media	MW _f	5,0 50%	5,0 50%	5,0 50%	5,0 50%	5,0 50%
Acumulación, punta	MW _f	2,9 29%	3,4 34%	1,9 19%	2,1 21%	2,6 26%
Desacumulación, punta	MW _f	5,0 50%	4,5 45%	3,8 38%	3,5 35%	3,9 39%
Máquinas hielo, punta	MW _f	0,0 0%	0,0 0%	6,2 62%	6,5 65%	4,0 40%
Máquinas agua fría, punta	MW _f	5,0 50%	5,5 55%	0,0 0%	0,0 0%	2,1 21%
Demanda diaria	MWh _f /día	120 100%	120 100%	120 100%	120 100%	120 100%
Acumulación	MWh _f /día	32 26%	26 22%	19 16%	16 14%	20 17%
Producción directa, máq. agua	MWh _f /día	89 74%	94 78%	0 0%	0 0%	50 42%
Producción directa, máq. hielo	MWh _f /día	0 0%	0 0%	101 84%	104 86%	49 41%

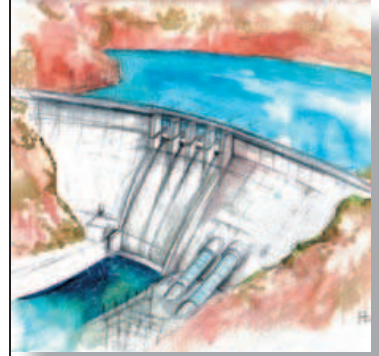




Guía de almacenamiento de energía

Sin entrar en análisis detallado de los valores de la Tabla 1, en la comparación de las opciones de diseño de las alternativas anteriores debe tenerse en cuenta:

- Acumulación en P6 (8 h/día) vs. acumulación en el máximo de horas posibles.
 - La acumulación en 8 h es más habitual por adaptarse a la discriminación eléctrica. Requiere mayor potencia instalada para una misma acumulación de energía.
 - Un periodo de acumulación más largo permite mayor volumen de acumulación pero disminuye la proporción de consumo eléctrico en horario P6.
 - Para definir el periodo de acumulación se comparará la diferencia de inversión con la diferencia de costes de operación.
- Acumulación en agua vs. acumulación en hielo.
 - La acumulación mediante agua permite mayores reservas de energía (en ciclo diario) debido a que sus prestaciones se mantienen constantes a lo largo de todo el ciclo.
 - La acumulación mediante hielo requiere un menor volumen de almacenamiento (relación aprox. de 1:4) por su mayor densidad energética.
 - Los sistemas de producción “solo máquinas de hielo” no se dan en la práctica. En un sistema centralizado con almacenamiento de hielo habitualmente se combinan enfriadoras de agua fría con enfriadoras para el sistema de hielo, como en la alternativa E. La relación óptima de potencias entre ambos tipos de máquina dependerá de los condicionantes de cada proyecto.
- Definición de energía acumulada.
 - Las curvas presentadas corresponden a la acumulación máxima en las condiciones de diseño de cada alternativa. Respecto al máximo teórico, los condicionantes propios del proyecto suelen suponer una reducción en el valor de energía acumulable.



- Un condicionante habitual es el volumen disponible para el depósito. En estos casos, el sistema de acumulación óptimo se diseñará a partir del volumen del depósito.

4. ¿CÓMO GESTIONAMOS LA ACUMULACIÓN?

En los casos presentados en el apartado anterior, para las peores condiciones de verano prácticamente no se dispone de grados de libertad para la gestión de la acumulación de energía frigorífica, dado que para cubrir la totalidad de la demanda debe usarse toda la capacidad disponible, tanto en máquinas como en acumulación. En este caso, la gestión del almacenamiento presenta pocas alternativas.

El “problema” se presenta cuando la capacidad de producción y/o acumulación supera ampliamente la demanda prevista y el operador del sistema debe elegir el programa de operación óptimo para satisfacer la demanda diaria. En estas situaciones, ¿cómo se gestionará la acumulación?

En general, cualquiera de los modos de gestión nos requerirá realizar una **previsión de la curva demanda** como mínimo para el día siguiente. Pueden definirse tres modos básicos de utilización de la acumulación:

- **Cubriendo las puntas de demanda**, tal como se muestra en los ejemplos del apartado anterior.
- **Desacumulando en una franja horaria concreta**, por ejemplo en el periodo de mayor coste eléctrico. Se corresponde con la curva tipo de temporada intermedia.
- **Desacumulando a lo largo de todo el día**, con producción de máquinas solamente en horario P6. Se corresponde con la curva tipo de temporada de invierno.

Una gestión óptima de la acumulación de frío fuera de la temporada de verano supone una reducción significativa de los costes de operación de la central.

Basándose en la alternativa B del apartado anterior, se ha preparado una simulación de ambos modos de gestión del almacenamiento. Los resultados se presentan en la Tabla 2, en la Figura 8 y en la Figura 9.

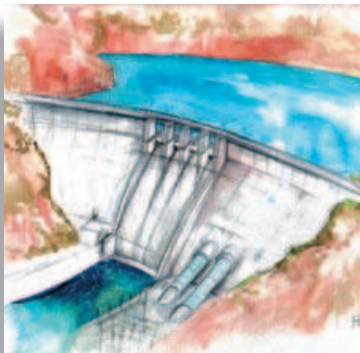


Tabla 2. Alternativa B. Diferentes modos de gestión del almacenamiento.

TEMPORADA		ALTERNATIVA B					
		DISEÑO/ VERANO		INTERMEDIA		INVIERNO	
Sistema de acumulación		agua		agua		agua	
Número de horas de acumulación		8 h/d		13 h/d		8 h/d	
Número de horas de desacumulación		11 h/d		11 h/d		11 h/d	
Tipo de máquinas de frío							
Máquinas de agua fría, $\geq 4\text{ }^{\circ}\text{C}$		SI		SI		SI	
Máquinas de agua glicolada, $\leq 4\text{ }^{\circ}\text{C}$		NO		NO		NO	
Demanda punta	MW_f	10,0	100%	5,5	100%	2,5	100%
Demanda media	MW_f	5,0	50%	2,8	50%	1,3	50%
Acumulación, punta	MW_f	3,4	34%	4,3	78%	4,9	197%
Desacumulación, punta	MW_f	4,5	45%	5,2	95%	2,5	100%
Máquinas frío, punta	MW_f	5,5	55%	5,5	100%	5,5	218%
Demanda diaria	$MWh_f/\text{día}$	120	100%	66	100%	30	100%
Acumulación	$MWh_f/\text{día}$	26	22%	23	35%	26	86%
Producción directa	$MWh_f/\text{día}$	94	78%	43	65%	4	14%

Des/Acumulación de agua fría en temporada intermedia

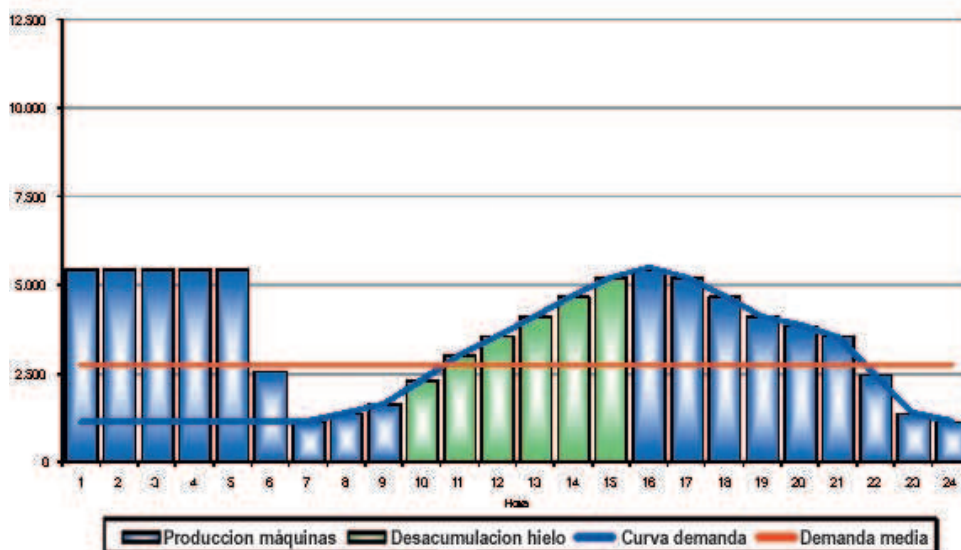


Figura 8. Des/Acumulación de agua fría en temporada intermedia.

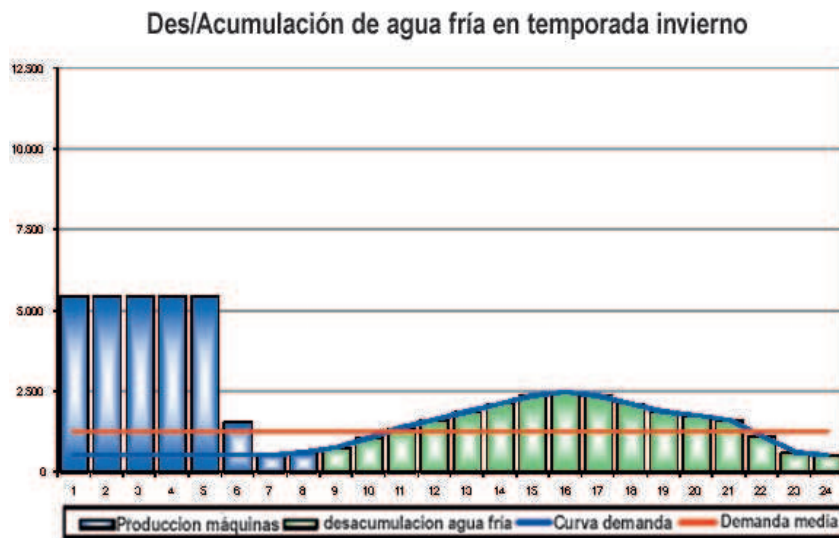


Figura 9. Des/Acumulación de agua fría en temporada de invierno.

5. ¿QUÉ TECNOLOGÍAS SON LAS MÁS USUALES?

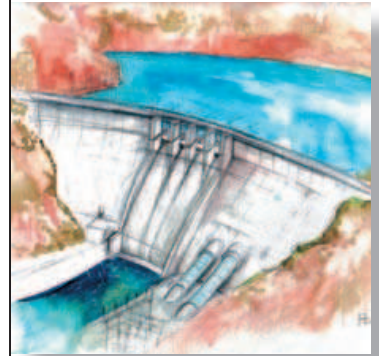
En el mercado pueden encontrarse diferentes tecnologías para la acumulación de energía frigorífica, cada una de ellas con sus características propias. Este artículo se centrará en las tecnologías de acumulación más usuales en sistemas DHC:

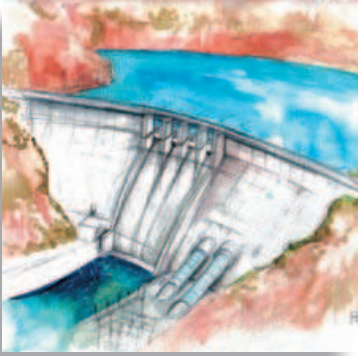
- Acumulación de agua fría.
- Acumulación de hielo mediante baterías.
- Acumulación de hielo en bolas.

Otras tecnologías, como por ejemplo las sales de cambio de fase o los sistemas de cascada de hielo, pueden ser igualmente válidas pero o bien no están plenamente implementados en el mercado o bien su aplicación más común se da en la industria y no en las redes DHC. La descripción de estos sistemas no se desarrollará aquí.

En las tres tecnologías propuestas la acumulación de energía tiene lugar en depósitos. A continuación se presentan diferentes aspectos a considerar en el diseño del depósito de acumulación:

- Depósitos metálicos vs. obra civil. Los depósitos metálicos son más habituales en instalaciones de tamaño pequeño/mediano y los de obra civil en las de gran tamaño.





Guía de almacenamiento de energía

- Depósitos aéreos vs. enterrados, en función de la disponibilidad de espacio y los costes de obra civil
- Volumen útil de acumulación. En función de la tecnología de acumulación seleccionada, el volumen útil de acumulación podrá encontrarse entre el 90% y el 70% del volumen interior del depósito.
- Aislamiento del depósito:
 - Metálicos: aislamiento obligatorio.
 - Obra civil: aislamiento opcional.

El punto crítico en el diseño del depósito es asegurar la **estanqueidad** del mismo, especialmente cuando se trate de depósitos enterrados. Debe garantizarse que no se producirán filtraciones tanto desde el interior al exterior como en sentido contrario, dando lugar a contaminaciones del agua almacenada.

5.1. Acumulación de agua fría

La acumulación de agua fría es la tecnología más simple técnicamente. Consiste en un depósito lleno de agua donde se forman diferentes capas de temperatura por estratificación natural.

De acuerdo con la curva de densidad/temperatura del agua, la temperatura mínima de almacenamiento es de 4° C. La temperatura máxima del depósito es la temperatura de retorno de la red DHC (normalmente entre 10 y 14° C). Cuando todo el depósito se encuentra a su temperatura mínima se dice que está cargado de energía frigorífica. Por el contrario, el depósito estará descargado cuando su temperatura sea la de retorno de red.

Algunas consideraciones generales para el diseño de sistemas de acumulación con agua fría:

- No se requieren máquinas enfriadoras especiales pues es suficiente generar agua fría en el entorno de los 4 °C.
- Conexión hidráulica directa entre el depósito y la red DHC, por ambos sistemas circula la misma agua.

- El depósito puede actuar como sistema de expansión abierto.
- En caso de necesidad, es posible llenar la red directamente con agua del depósito.
- La densidad energética es de $8...10 \text{ kWh}_f/\text{m}^3_{\text{útil}}$, en función del salto de temperatura.
- El control del nivel de carga se realiza mediante sondas de temperatura a diferentes alturas del depósito.
- El principal coste del sistema es la obra civil del depósito.
- La principal desventaja de esta tecnología son las necesidades elevadas de espacio.
- La mayor referencia en España es Districlima Zaragoza que cuenta con un depósito de agua fría con una capacidad de 11.000 m^3 , equivalente a 84 MWh .

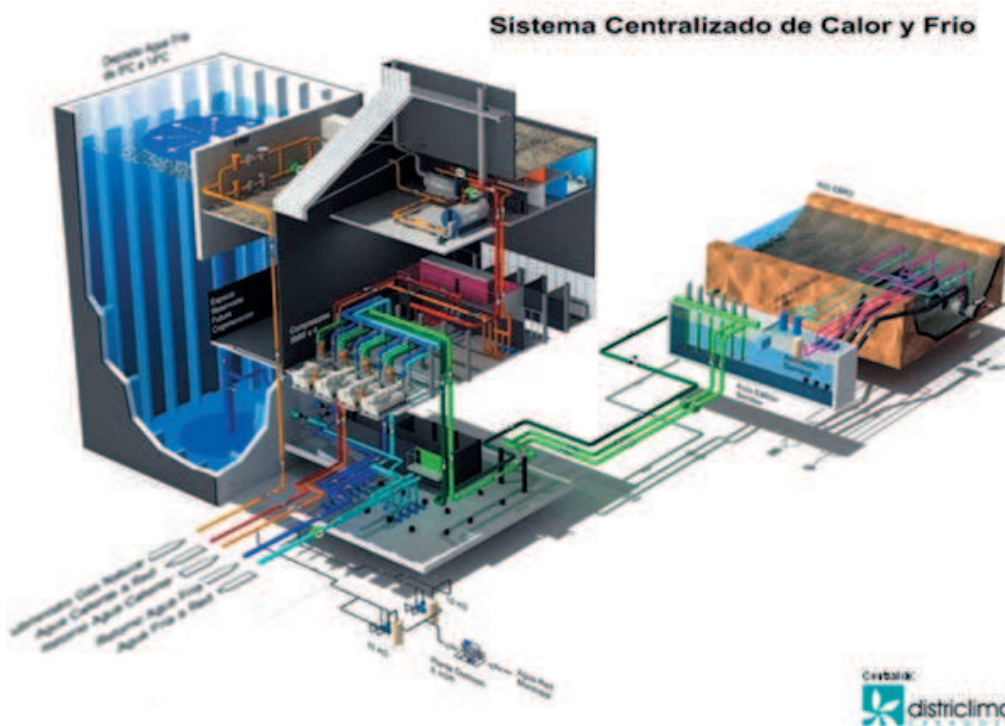
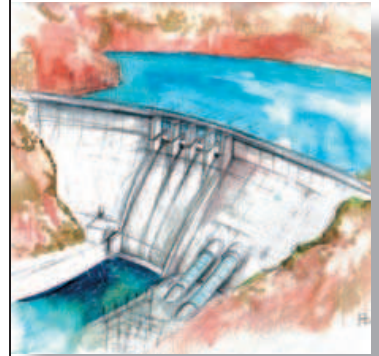
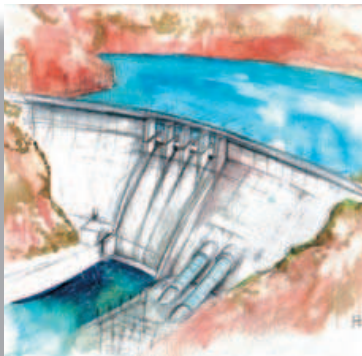


Figura 10. Central DHC Districlima Zaragoza con depósito de agua fría de 11.000 m^3 .



5.2 Acumulación de hielo en baterías

En esta tecnología se acumula hielo en la parte exterior de baterías de tubos que se encuentran sumergidas en un tanque de agua. En la formación de hielo, por el interior de las tuberías circula agua glicolada a temperatura negativa, formándose una capa de hielo alrededor de los tubos (en el lado agua de la batería). La fusión del hielo puede realizarse o bien mediante la circulación por las baterías de agua glicolada a temperatura positiva (fusión interna) o bien por la circulación de agua en el interior del tanque (fusión externa).

Algunas consideraciones generales para el diseño de sistemas de acumulación de hielo:

- Se requieren máquinas enfriadoras de agua glicolada para operación a temperaturas negativas.
 - Operación diurna: temperatura $> 0\text{ }^{\circ}\text{C}$.
 - Operación nocturna: temperatura mínima entre -6 y $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$.
 - La potencia máquina en producción de hielo es aproximadamente el 65% de la potencia diurna.
 - El COP nocturno es aproximadamente el 70% del COP diurno.
- Existen diferentes tipos de fusión, que se comparan en la Tabla 3:
 - Fusión interna: se enfría el agua glicolada del interior de los tubos.
 - Fusión externa: se enfría el agua del tanque.
 - Híbrida: combinación de las dos anteriores.
- La principal desventaja de los sistemas de hielo es su elevado coste específico.
- Se requiere espacio para sistemas auxiliares: intercambiadores, bombas, etc.

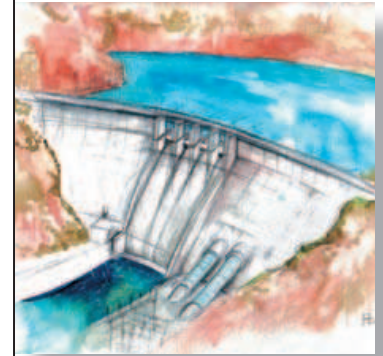


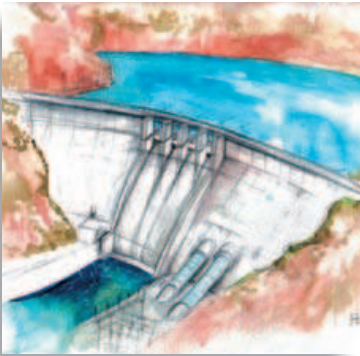
Figura 11. Descarga de baterías de hielo en la Central Tánger de Districlima (Barcelona).

La mayor referencia en España es la Central Tánger (en construcción) de Districlima en Barcelona, con una capacidad total prevista de 120 MWh repartida en tres depósitos.

Tabla 3. Características de los sistemas de acumulación de hielo en baterías.

Tipo fusión	INTERNA		EXTERNA	HÍBRIDA
Material batería	polipropileno	acero galv.	acero galvanizado	Polipropileno
Densidad energía	45...55 kWh _f /m ³ _{útil}		45...50 kWh _f /m ³ _{útil}	45...55 kWh _f /m ³ _{útil}
Separación hidráulica tanque - red	N.A.		OPCIONAL	SI
Formación hielo				
Fluido interior batería	agua glicolada		agua glicolada	agua glicolada
Temperatura mínima	-6 °C	-7...-9 °C	-7...-9 °C	-6 °C
Fusión hielo				
Fluido a enfriar en el tanque	agua glicolada		agua tanque	agua glicolada + agua tanque
				(2 circuitos)
Temperatura mínima agua de red (solo fusión)	≥ 4 °C		≥ 1 °C	≥ 1 °C
Aire forzado inicio fusión	OPCIONAL		SI	SI
Intercambiadores enfriamiento red	≥ 1 ud.		≥ 0 ud.	≥ 2 ud.
Control nivel de carga	Nivel agua en el tanque		Detectores espesor hielo	Nivel agua en el tanque
Tamaño usual de las instalaciones	Pequeño/mediano		Mediano/grande	Pequeño/mediano





Guía de almacenamiento de energía

La Tabla 3 resume las principales diferencias entre los sistemas de acumulación de hielo mediante baterías. No obstante, una comparativa detallada entre las diferentes soluciones requiere información adicional no presentada en dicha tabla. Destacar la posibilidad de los sistemas de fusión externa e híbridos de generar agua fría a 1 °C solo mediante la fusión de hielo (con las máquinas de frío paradas). Esta característica permite aumentar la capacidad de transporte de las tuberías de las redes DHC.



Figura 12. Tanque prefabricado con baterías de propileno.

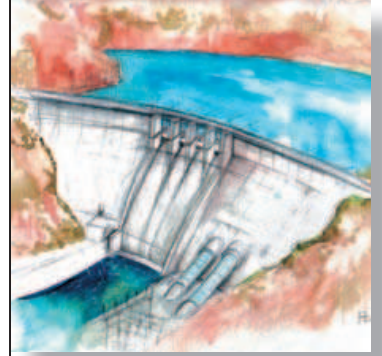
5.3. Acumulación de hielo. Bolas

En esta tecnología se acumula hielo en el interior de una gran cantidad de esferas (o bolas) sumergidas en un tanque de agua glicolada. Estas bolas contienen un fluido de cambio de fase, generalmente agua tratada. En la formación de hielo, por el interior del tanque circula agua glicolada a temperatura negativa, formándose hielo en el interior de las esferas. La fusión del hielo se realiza mediante la circulación de agua glicolada a temperatura positiva a través del tanque. El agua glicolada se enfría al ceder el calor de fusión a las esferas.

Algunas consideraciones generales para el diseño de sistemas de acumulación de hielo mediante bolas:

- Existen diferentes tipos de bolas en el mercado.
- Se requieren máquinas enfriadoras de agua glicolada para operación a temperaturas negativas.
 - Operación diurna: temperatura $> 0\text{ }^{\circ}\text{C}$.
 - Operación nocturna: temperatura mínima de aprox. $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$.
 - La potencia máquina en producción de hielo es aproximadamente el 65% de la potencia diurna.
 - El COP nocturno es aproximadamente el 70% del COP diurno.
- Control nivel de carga: variación del nivel de agua glicolada (posible en los tipos de bolas que admitan cambio de su volumen exterior durante el cambio de fase).
- Temperatura mínima de impulsión del agua de red de $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ (utilizando solo fusión).
- La principal desventaja de los sistemas de hielo es su elevado coste específico.
- Se requiere espacio para sistemas auxiliares: intercambiadores, bombas, etc.

La mayor referencia en España es el Centro comercial Grancasa (Zaragoza), con una capacidad 36 MWh.



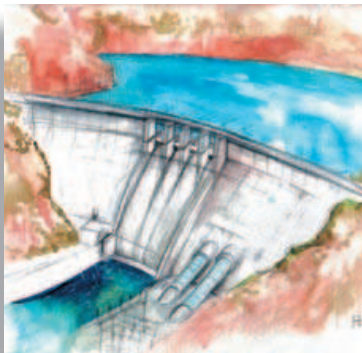


Figura 13. Bola de acumulación de hielo.

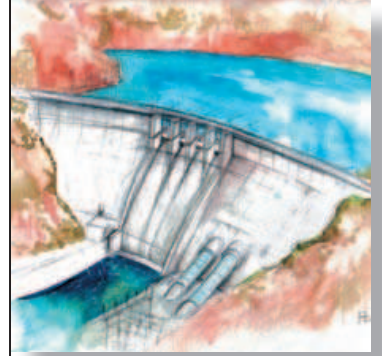
6. INFORMACIÓN ADICIONAL

Puede encontrarse información adicional tanto de redes DHC como de almacenamiento en las siguientes páginas web:

- www.redesurbanascaloryfrio.com
- www.districtclima.com
- <http://www.climaespaco.pt/index.html>
- <http://www.climespace.fr/>
- <http://www.cpcu.fr/>
- <http://www.adhac.es/>
- <http://www.euroheat.org/>
- <http://www.iea-dhc.org/>

6

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADOS EN VOLANTES DE INERCIA



1. INTRODUCCIÓN

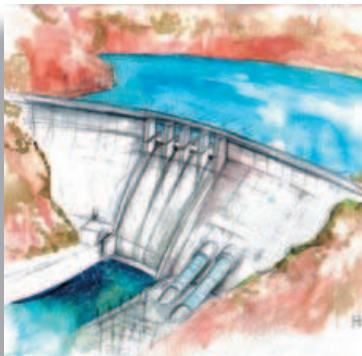
Este apartado explica los fundamentos de los sistemas de almacenamiento de energía basados en volantes de inercia (SAEBVIs). Se describen sus componentes, su ámbito adecuado de aplicación y su clasificación general.

1.1. Evolución histórica

Un volante de inercia es una masa que gira con el único fin de almacenar energía. Desde la antigüedad se han utilizado para mantener constante la velocidad de los tornos para modelar arcilla. A partir de la revolución industrial se empezaron a emplear también para mitigar las variaciones de velocidad en los ejes [Bowler, 97] de automóviles, trenes de laminación, prensas, etc.

Los SAEBVIs almacenan energía mecánica que intercambian en forma de energía eléctrica. Un volante de inercia almacena la energía mecánica y una máquina eléctrica con un convertidor bidireccional de potencia convierte la energía mecánica en eléctrica y viceversa. Otros nombres habituales para el SAEBVI (en inglés, *Flywheel Energy Storage*) son batería electromecánica (en inglés, *Electromechanical battery*), por analogía con las baterías electroquímicas, y también sistema de almacenamiento de energía cinética (en inglés *Kinetic Energy Storage*), porque se almacena energía de movimiento (cinética).

El SAEBVI precisa de elementos adicionales para el intercambio en forma de energía eléctrica de la energía almacenada en el volante de inercia. Los componentes principales del SAEBVI, representados esquemáticamente en la Fig.1, son el propio volante de inercia, la car-



Guía de almacenamiento de energía

casa contenedora, la máquina eléctrica, los rodamientos y el convertidor bidireccional de potencia. En la Tabla 1 se listan los componentes junto con la misión de cada uno de ellos [Plater et al., 01]. A la hora de elegir los distintos tipos de componentes que forman el SAEBVI existen diversas opciones con sus ventajas e inconvenientes que se explicarán a lo largo de los distintos apartados.

Cuando la máquina eléctrica actúa como motor extrae energía eléctrica que convierte en energía mecánica: el par motor acelera el volante de inercia incrementando su energía mecánica. Cuando la máquina eléctrica actúa como generador convierte energía mecánica en energía eléctrica: el par generador frena al volante de inercia decrementando su energía mecánica. La máquina eléctrica se controla mediante un convertidor de potencia conectado (inversor bidireccional) a un acoplamiento DC. Para intercambiar potencia con la red AC se precisa de otro convertidor de potencia (rectificador bidireccional).

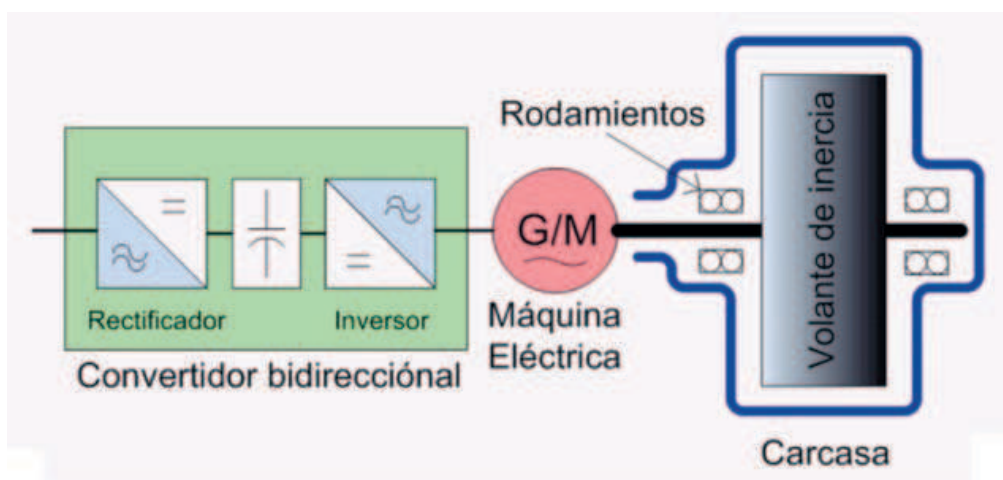


Figura 1. Representación esquemática de los elementos que componen un SAEBVI [Peña-Alzola et al., 08].

La energía almacenada por el SAEBVI viene determinada por las características del volante de inercia. La potencia capaz de ser intercambiada por el SAEBVI viene determinada por las características de la máquina eléctrica y del convertidor de potencia bidireccional. Entonces el tiempo durante el cual el SAEBVI puede intercambiar esa potencia viene determinado por la relación entre la energía almacenada y la potencia intercambiada [Emadi et al., 05].

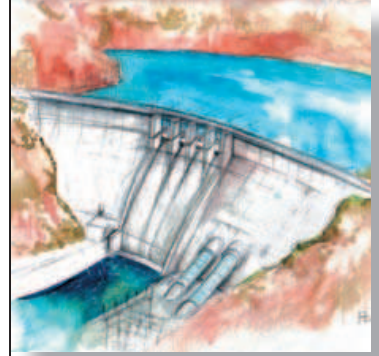


TABLA 1. Componentes de un Saebvi y sus misiones [Plater et al., 01][Peña-Alzola et al., 05].

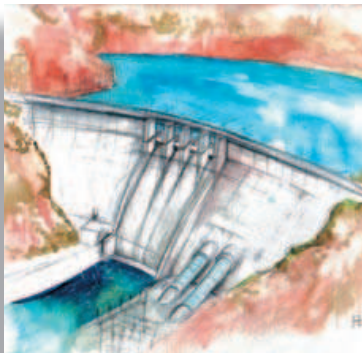
COMPONENTE	MISIÓN
Volante de inercia	Almacenamiento de energía
Máquina eléctrica (generador/motor)	Conversión de energía eléctrica en energía mecánica y viceversa
Electrónica de potencia	Conversión de energía eléctrica: AC/DC y DC/AC
Electrónica de control	Control de la electrónica de potencia y de toda la instrumentación auxiliar (alarmas, monitorización, etc.)
Rodamientos	Permitir el movimiento relativo y soportar cargas del eje (radiales y axiales)
Carcasa	Aislamiento del volante

Según se observa, en los SAEBVIs concurren numerosas disciplinas de la ingeniería: mecánica (resistencia de materiales para el diseño del volante y la carcasa), eléctrica (diseño de la máquina eléctrica), y electrónica y de control (control de los convertidores de potencia y del conjunto).

1.2. Ámbito de aplicación

Los SAEBVIs son adecuados en situaciones en las que se desea intercambiar potencias medias y altas (kW a MW) durante periodos cortos de tiempo (segundos) con elevada eficiencia energética (>85%). El número de ciclos admitido por el SAEBVI es muy elevado (cientos de miles). Este valor es independiente de la profundidad de descarga (DOD, por sus siglas en inglés) y de la temperatura. Todo esto hace que la vida útil de los SAEBVIs sea muy larga (>20 años) y una vez transcurrida no contiene sustancias contaminantes con disposiciones especiales para su eliminación. Además, la monitorización del estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés) es muy sencilla y fiable pues basta con saber la velocidad de giro del volante.

Las principales aplicaciones de los SAEBVIs están relacionadas con la calidad de la energía (UPS, regulación de frecuencia y sistemas híbridos), con la tracción (vehículos híbridos y catenarias de trenes) y con la industria aeroespacial, (almacenamiento de energía y orientación en satélites y catapultas en portaviones). Aunque se sigue investigando en su desarrollo y mejora para nuevas aplicaciones los SAEBVIs son una realidad comercial. En la actualidad existen más de una docena de fabricantes con sus productos disponibles comercialmente.



1.3. Fundamento

La energía cinética que almacena el volante de inercia es proporcional a la masa y al cuadrado de la velocidad angular según:

$$E_c = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (1)$$

Donde E_c es la energía cinética, I es el momento de inercia y ω la velocidad angular. El momento de inercia para el anillo de la Fig. 2.a) resulta igual a:

$$I = mr^2 \quad (2)$$

Donde m es masa y r el radio. En general, el momento de inercia I en un objeto con simetría radial, como tienen los volantes de inercia, aumenta con el radio y la masa. Según (1) la estrategia para aumentar la energía cinética almacenada por el volante de inercia consistirá en aumentar I , aumentando el peso (utilizando materiales más densos) y el radio (aumentando el volumen ocupado) según (2), o en aumentar la velocidad angular. Esta última estrategia es más eficiente ya que la energía cinética depende del cuadrado de la velocidad angular.

1.4. Clasificación general

En un sentido amplio la velocidad de giro ω del volante de inercia permite clasificar a los SAEBVIs en dos tipos: de velocidades bajas (VB) y de velocidades altas (VA). Aunque cada tipo tiene características bastante definidas no debe olvidarse la existencia de situaciones intermedias. Las características de ambos tipos de SAEBVI se resumen en la Tabla 2.

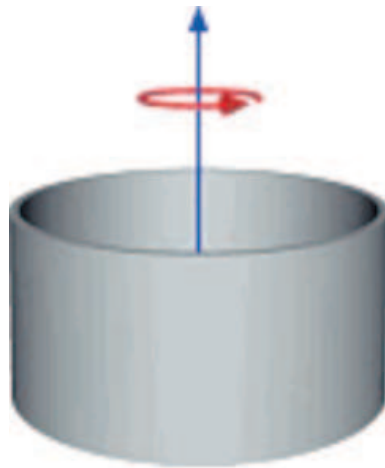


Figura 2. a) Volante de inercia con forma de anillo girando. Fuente: [http://www.vectorsite.net/gfxzmain.html].

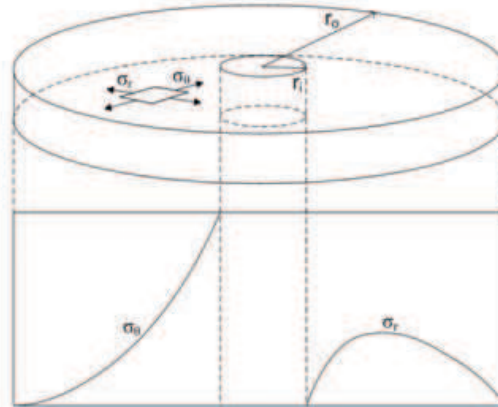


Figura 2. b) Distribución de los esfuerzos radial y tangencial en un anillo isotrópico con espesor finito de material.

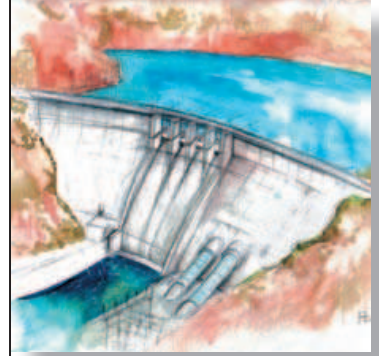


TABLA 2. Características en el Saebvi de velocidades bajas y de velocidades altas [Peña-Alzola et al., 08].

	VELOCIDADES BAJAS	VELOCIDADES ALTAS
Rango de velocidad	<6·103 rpm	104-105 rpm
Material del volante de inercia	Metales	Materiales compuestos
Tipo de máquina eléctrica	Asíncrona, de imanes permanentes y de reluctancia	De imanes permanentes y de reluctancia
Integración del volante y la máquina eléctrica	Sin integración o con integración parcial	Integración total o parcial
Atmósfera de confinamiento	Vacío parcial o gas ligero	Vacío total
Peso de la carcasa	2 × Peso del volante de inercia	½ × Peso del volante de inercia
Tipos de rodamientos	Mecánicos o mixtos (mecánicos y magnéticos)	Magnéticos
Principales aplicaciones	Aplicaciones estacionarias: Calidad de la energía	Aplicaciones móviles: Tracción e industria aeroespacial
Precio	1	5

En la Foto 1.a) y la Foto 1.b) se muestran respectivamente ejemplos de los dos tipos de SAEBVI, de VB y de AV. A simple vista pueden observarse los diferentes niveles de integración entre sus componentes.

Para maximizar la eficiencia energética los SAEBVIs de VB utilizan tecnologías convencionales mientras que los SAEBVIs de VA utilizan tecnologías de última generación. Como era de esperar el precio de los SAEBVIs de VA es muy superior al de los SAEBVIs de VB.

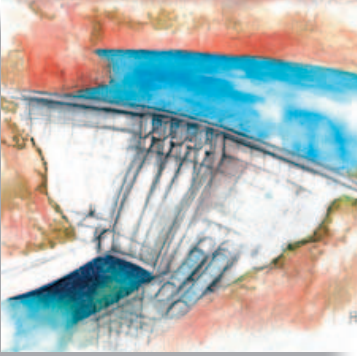


Foto 1. a) SAEBVI de VB. Fuente: [http://www.wwindea.org/technology/ch04/en/imgs/4_3_3_img1.jpg].

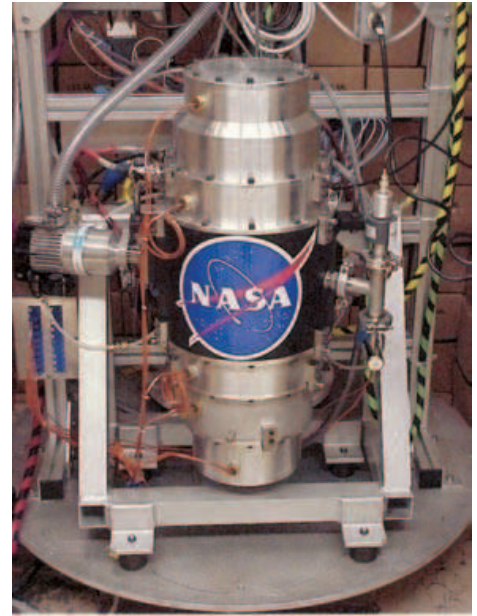


Foto 1. b) SAEBVI de VA. Fuente: [http://space-power.grc.nasa.gov/ppo/projects/flywheel/gallery.html]

2. PRINCIPALES COMPONENTES

En este apartado se explican las características de los principales componentes de los SAEBVIs. Para los diferentes componentes existen distintas alternativas que resultarán adecuadas para cada tipo de SAEBVI, de VB y VA, en función de criterios económicos y de eficiencia energética.

2.1. Materiales para el volante de inercia

Al girar el volante de inercia, las fuerzas centrífugas producen tensiones en el material que son proporcionales a la velocidad de giro ω y a la densidad ρ según [Emadi et al., 05][Wagner, 09]:

$$\sigma \propto \rho \omega^2 \quad (3)$$

Donde σ es el esfuerzo tensil. Entonces la máxima ω a la que puede girar el volante de inercia está determinada por la capacidad del material del que está hecho para soportar las fuerzas centrífugas a las que está sometido, esto es, por la resistencia máxima al esfuerzo tensil.

Las máximas densidad de energía e_v y energía específica e_m son proporcionales al máximo esfuerzo tensil del material del que está hecho el volante de inercia [Bolund et al., 05] según:

$$e_v = K\sigma_u [J/m^3] \quad (4)$$

$$e_m = \frac{K}{\rho} \sigma_u [J/kg] \quad (5)$$

Donde σ_u es el esfuerzo tensil máximo o último y K es un factor de forma. Entonces para obtener una elevada densidad de energía se precisa de un material de elevada resistencia y para obtener una elevada energía específica se precisa también de una reducida densidad de masa. La Fig. 2.b) muestra la distribución de los esfuerzos radial σ_r y tangencial σ_θ en un anillo de espesor finito para un volante de inercia que emplea un material isotrópico.

Como materiales para la fabricación del volante de inercia se utilizan metales, ver Foto 2. a), y fibras compuestas, ver Foto 2.b). Las características de ambos tipos de materiales se comparan en la Tabla 3. Las propiedades de los materiales más habitualmente utilizados se muestran en la Tabla 4.

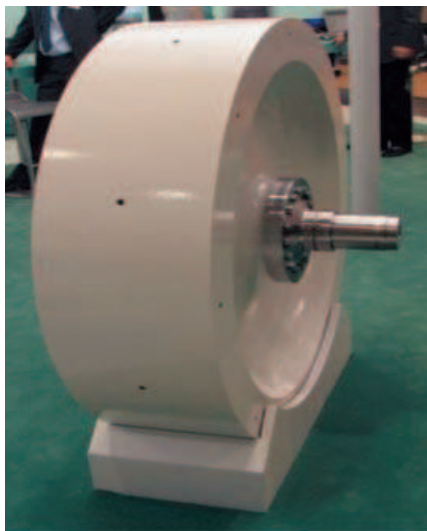
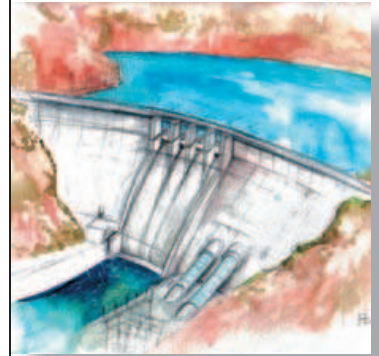


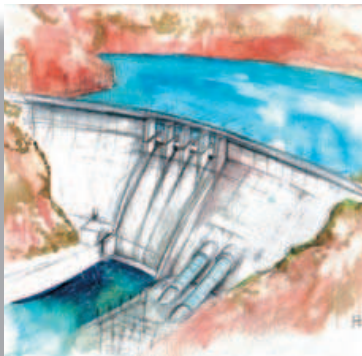
Foto 2. a) Volante de inercia de metal (acero). Fuente: [http://wohnen.pege.org/2006-hannover/schwungrad.jpg].



Foto 2. b) Volante de inercia de fibras compuestas (fibra de carbono). Fuente: [http://images.pennnet.com/articles/pe/cap/cap_0702pe_dg01.jpg].

Como metales se utilizan principalmente el acero y también el aluminio. Los metales [Plater et al., 01][Wagner, 09] son materiales isotrópicos, esto es, presentan las mismas propiedades en todas las direcciones. En la Tabla 4 se observa que tienen el mismo esfuerzo último para las dos direcciones radial $\sigma_{r,u}$ y tangencial $\sigma_{\theta,u}$. Los metales se emplean en SAE-





BVIs de VB ya que su moderado esfuerzo último sólo permite velocidades de giro moderadas. Además los metales son materiales pesados, con elevada densidad ρ , y por tanto la energía específica obtenida es moderada. Entonces este tipo de SAEBVI de VB sólo se empleará en aplicaciones estacionarias donde el peso no es un factor clave.

TABLA 3. Comparación entre materiales y fibras para la fabricación del volante de inercia.

	METALES	FIBRAS
Dependencia de la dirección	Isotrópicos	Anisotrópicos
Homogeneidad	Monolíticos	Compuestos
Ejemplos	Aluminio y acero	Fibras de vidrio y carbono con resinas epoxy
Esfuerzo último	Moderado	Elevado
Velocidades alcanzables	Moderadas	Elevadas
Energía específica	Moderada	Elevada
Aplicaciones	Estacionarias	Móviles
Precio	Reducido:1	Elevado: 20-30

Como fibras compuestas se utilizan plásticos reforzados con fibras desarrollados en los años 80. Las fibras compuestas son materiales anisotrópicos, esto es, sus propiedades varían con la dirección. En la Tabla 4 se observa que las fibras de vidrio/carbono con matriz de resina epoxy tienen un esfuerzo último mucho mayor para la dirección tangencial σ_{θ} que para la dirección radial σ_r . Las fibras compuestas se emplean en SAEBVIs de VA ya que su elevado esfuerzo último permite elevadas velocidades de giro. Como las fibras compuestas son materiales ligeros, con baja densidad ρ , entonces se obtiene una elevada energía específica. Por tanto los SAEBVIs de VA pueden emplearse en aplicaciones móviles donde debe minimizarse el peso.

TABLA 4. Principales propiedades de los materiales para la fabricación del volante de inercia [Wagner, 09].

MATERIAL	P [KG/M3]	$\Sigma\theta, U$ [MPA]	$\Sigma R, U$ [MPA]	EC, M [KJ/KG]
Aluminio	2.700	500	500	93
Acero	7.800	800	800	51
Vidrio E/Epoxy	2.000	1.000	40	250
Grafito HM/Epoxy	1.580	750	25	237
Grafito HS/Epoxy	1.600	1.500	25	470

Los metales son económicos y se encuentran ampliamente disponibles. Los materiales compuestos son mucho más costosos y su fabricación requiere considerable especialización.

El factor de forma K depende de la geometría del volante de inercia y se puede describir como una medida de la eficacia en la utilización del material. La Fig. 3 muestra las principales formas geométricas del volante de inercia con sus factores K para materiales isotrópicos homogéneos. El disco de Laval tiene como característica que los esfuerzos radial y tangencial son iguales en todos los puntos. Al igual que el anillo de espesor infinitesimal, es una forma teórica ya que tiene radio infinito.

Las dos primeras geometrías, disco de Laval y disco sólido, son adecuadas para materiales isotrópicos. Esto es así porque los metales soportan igual esfuerzo en ambas direcciones, radial y tangencial, y, además, son fáciles de mecanizar. Las formas geométricas de anillo de espesor infinitesimal y de espesor finito resultan adecuadas para la utilización con materiales compuestos porque utilizan de manera óptima la alta resistencia unidireccional de las fibras.

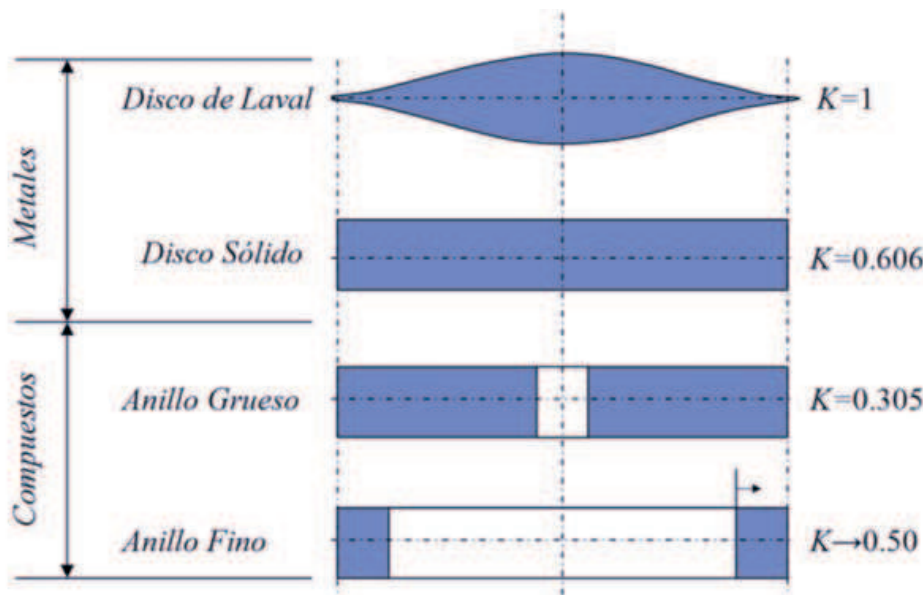
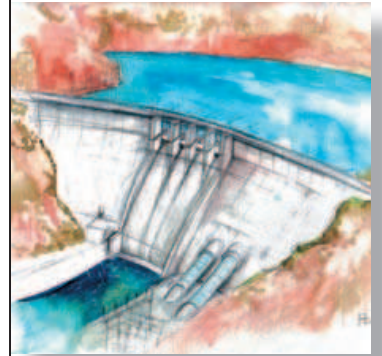
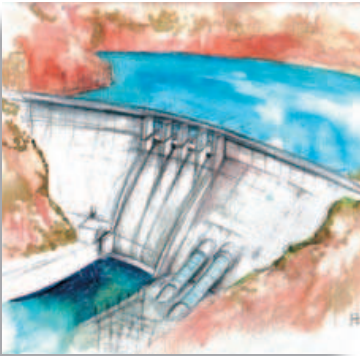


Figura 3. Diferentes formas geométricas para el volante de inercia.

2.2 Carcasa contenedora

En los SAEBVI el volante de inercia está confinado en el interior de una carcasa por un doble fin: seguridad y aislamiento.





2.2.1 Consideraciones sobre la seguridad

Para evitar la destrucción catastrófica accidental del volante de inercia debido a que no puede soportar las fuerzas centrífugas deberá dejarse un suficiente margen de seguridad respecto a la máxima velocidad teórica. Por razones de seguridad el volante de inercia debe girar confinado en una carcasa capaz de soportar los impactos resultantes de su destrucción catastrófica accidental. Esta carcasa hace que la energía específica del SAEBVI sea inferior respecto a la máxima teórica que proporciona el material del volante de inercia.

La destrucción catastrófica del volante de inercia que utiliza metales como el acero es violenta. El volante de inercia estalla en pocos fragmentos, con movimiento principalmente radial y escasamente rotacional, que son difíciles de retener por el confinamiento, ver Foto 3.a).

La destrucción catastrófica del volante de inercia que utiliza materiales compuestos es menos dramática. Las fibras van desgarrándose progresivamente formando numerosos fragmentos, ver Foto 3.b), cuyo movimiento es principalmente rotacional. Es poco probable que estos fragmentos penetren en el confinamiento ya que la energía rotacional se disipa debido a la fricción con las paredes del confinamiento y también debido a la fricción entre los propios numerosos fragmentos.



Foto 3. a) Destrucción catastrófica accidental en un volante de inercia de acero. Fuente: [<http://img152.imageshack.us/img152/1545/40100813.png>].



Foto 3. b) Destrucción catastrófica accidental en un volante de inercia de fibras compuestas. Fuente: [<http://www.aspes.ch/image/debris1.jpg>].

Entonces, el peso del confinamiento cuando se utilizan metales será hasta dos veces el del volante de inercia mientras que cuando se utilizan materiales compuestos será hasta la mitad [Widmer et al., 95]. En ambos casos deberá garantizarse la resistencia de la cubierta protectora mediante los correspondientes ensayos destructivos [Bender, 97]. Para incrementar la seguridad [Plater et al., 01] se distribuyen acelerómetros por la carcasa que monitorizan las vibraciones del volante de inercia. Mediante análisis espectral se detectan componentes de señal inusuales que permiten prevenir situaciones peligrosas.

2.2.2 *Atmósfera del confinamiento*

Al girar el volante de inercia se producen pérdidas de energía debidas al rozamiento aerodinámico. El par de frenado resultante es proporcional a la velocidad angular y a la densidad del gas que rodea al volante de inercia.

Las pérdidas a velocidades bajas son moderadas y pueden reducirse confinando al volante de inercia en un vacío parcial (reduciendo la presión del aire) o en una atmósfera de un gas más ligero (menos denso) que el aire como, por ejemplo, el helio [Suzuki et al., 05].

A velocidades altas las pérdidas aerodinámicas siempre serán muy elevadas y para eliminarlas deberá recurrirse al confinamiento del volante de inercia en el vacío total. Este requerimiento hará que la refrigeración de la máquina eléctrica sea difícil ya que en el vacío el calor solamente puede evacuarse por radiación. También se dificulta la lubricación de los rodamientos.

En ambos casos se precisa de equipamiento adicional (sellado de la carcasa, bomba de vacío o depósito de gas, etc.).

2.3 **Máquina Eléctrica**

En general todas las máquinas AC son susceptibles de ser utilizadas como unidades motor/generador en los SAEBVIs. En la Tabla 5 se resumen las características de las máquinas eléctricas utilizadas en los SAEBVIs, las cifras son orientativas.



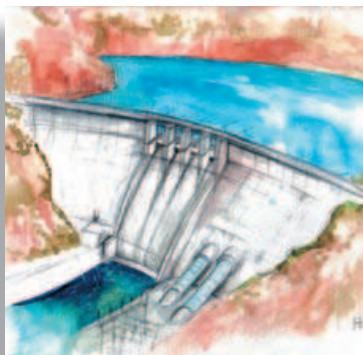


TABLA 5. Características de las máquinas eléctricas empleadas en los Saebvis, (las cifras son orientativas) [Liuchen, 94][Ehsani et al., 03].

MÁQUINA	ASÍNCRONA	RELUCTANCIA VARIABLE	DE IMANES PERMANENTES
Potencia	Alta	Media y baja	Media y baja
Potencia específica	Media ($\approx 0,7$ kW/kg)	Media ($\approx 0,7$ kW/kg)	Alta (≈ 12 kW/kg)
Pérdidas en el rotor	Hierro y cobre	Hierro debido a las ranuras	Ninguna
Pérdidas rodantes	Eliminables anulando el flujo [Bolund et al., 05]	Eliminables anulando el flujo [Hofmann et al., 99]	No eliminables, flujo estático [Bolund et al., 05]
Eficiencia	Alta (93.4%)	Alta (93%)	Muy alta (95.2%)
Control	Vectorial	Síncrona: vectorial	Grafito HM/Epoxy
Conmutada: DSP	Flujo sinusoidal: vectorial	Grafito HM/Epoxy	Grafito HM/Epoxy
Flujo trapezoidal: DSP	Grafito HM/Epoxy	Grafito HM/Epoxy	Grafito HM/Epoxy
Tamaño	1,8 l/kW	2,6 l/kW	2,3 l/kW
Esfuerzo tensil	Medio	Medio	Bajo
Rizado del par	Medio (7,3%)	Alto (24%)	Medio (10%)
Velocidad máxima / base	Media (> 3)	Alta (> 4)	Baja (< 2)
Riesgo de desmagnetización	No	No	Sí
Precio	Bajo (22 €/kW)	Bajo (24 €/kW)	Alto (38 €/kW)

Las máquinas asíncronas se emplean principalmente para SAEVBIs de VB por su construcción robusta, elevado par y bajo coste [Jiancheng et al., 00]. Debido a las pérdidas del cobre en el rotor, estas máquinas no son adecuadas para su utilización en confinamientos al vacío en los que, según se explicó anteriormente, resulta difícil evacuar el calor. Para potencias muy elevadas, la utilización de la máquina asíncrona de rotor bobinado es ventajosa ya que la electrónica de potencia asociada se dimensiona sólo entre un quinto y un séptimo de la potencia total [Yoon-Ho et al., 00][Akagi et al., 02].

La elevada eficiencia de las máquinas con imanes permanentes las ha convertido en la opción más popular entre los SAEVBIs de VA. Las máquinas de imanes permanentes eliminan el cobre en el rotor por lo que desaparecen las pérdidas de Joule resultando adecuadas para su utilización en confinamientos al vacío. La máquina de imanes per-

manentes con configuración Halbach, ver Foto 4.a), elimina el hierro en el estator. Entonces en este tipo de configuración también se eliminan las pérdidas por histéresis y Foucault, si bien, al precio de un menor campo magnético y por tanto de una menor potencia eléctrica [Bolund et al., 05][Seok-Myeong et al., 00].

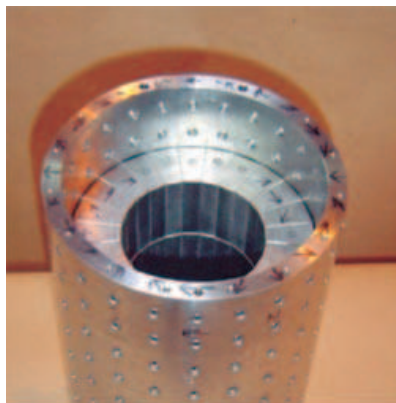
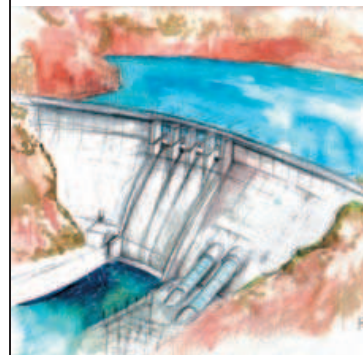


Foto 4. a) Máquina de imanes permanentes de Halbach.
Fuente: [<http://www.ssolutions.cc/wp-content/uploads//b4a.jpg>].

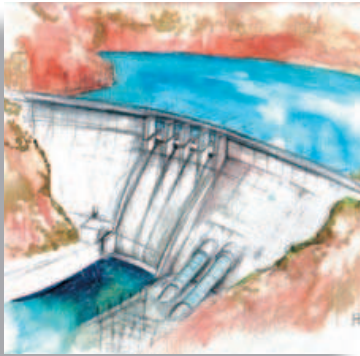


Foto 4. b) Máquina de reluctancia síncrona [Park et al., 04].

Los imanes permanentes corren el peligro de desmagnetizarse, peligro que se agrava con el aumento de la temperatura. Además tienen baja resistencia al esfuerzo tensil por lo que necesitan estructuras de refuerzo auxiliar. Finalmente tienen un precio elevado, sin perspectivas de reducirse, que encarece a la máquina. Para resolver los inconvenientes de la presencia de imanes permanentes en el rotor se han propuesto máquinas de reluctancia variable, ver Foto 4.b). En estas máquinas no hay preocupación respecto a la desmagnetización ya que el par se debe exclusivamente a la variación de la reluctancia. Los materiales para la construcción del rotor tienen alta resistencia al esfuerzo tensil y además un precio económico [Iglesias et al., 00]. Las pérdidas en el rotor debido a las ranuras son bajas pudiendo utilizarse en confinamientos al vacío [Hofmann et al., 99].

2.4. Integración entre volante de inercia y máquina eléctrica

La máquina eléctrica y el volante de inercia del SAEVI pueden presentar distintos niveles de integración. En la Tabla 6 se comparan tres niveles distintos de integración [Hayes et al., 99].

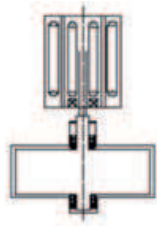
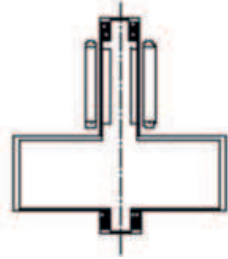


2.5. Convertidor de potencia

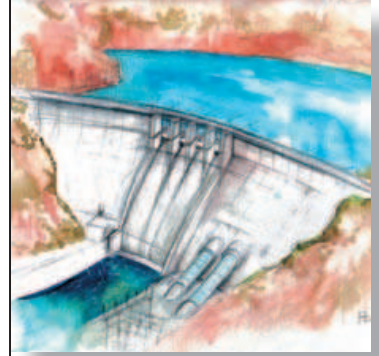
A excepción de cuando se utiliza una máquina de reluctancia conmutada, en la que las fases se energizan de manera independiente [Emadi, 04], el inversor suele ser un puente trifásico de conmutadores de potencia, ver Fig. 4. A veces se utilizan filtros LC a la salida del inversor para obtener corrientes más sinusoidales. Al reducir el rizado de corriente se reducen las pérdidas armónicas, el deterioro de los devanados y la interferencia electromagnética (EMI, por sus siglas en inglés).

El tipo de conmutadores de potencia a utilizar (MOSFET, IGBT, etc.) dependerá de la potencia y la frecuencia de conmutación, que a su vez depende de la velocidad de giro. A mayor frecuencia de conmutación, menor rizado de corriente (y par), lo que facilita el diseño de filtros, y también mayor ancho de banda en el control. Estas ventajas son al precio de mayores pérdidas en los semiconductores.

TABLA 6. Distintos niveles de integración entre el volante de inercia y la máquina eléctrica del Saebvi.

	SIN INTEGRACIÓN	INTEGRACIÓN PARCIAL	INTEGRACIÓN TOTAL
Integración máquina eléctrica / volante de inercia	Componentes separados en confinamientos diferentes	Componentes separados en un mismo confinamiento	Componentes integrados en un mismo confinamiento
Esquema [Hayes et al., 99]			
Características	• Mayor tamaño pero más fácil de ensamblar. • Generación de calor fuera del vacío.	• Menor tamaño que sin integración. • La evacuación del calor requiere un cuidadoso estudio.	• El sistema más compacto. • La evacuación del calor requiere de técnicas especiales.

Como acoplamiento DC se emplea un condensador cuyo voltaje se mantiene constante. El rectificador consiste habitualmente en un puente trifásico de conmutadores de potencia según se muestra en la Fig. 4. También puede utilizarse un puente de tres niveles para alcanzar mayores voltajes evitando el empleo de un transformador de elevación [Iglesias et al., 00]. Mediante el adecuado control, el puente trifásico permite el intercambio de potencia activa y reactiva con



la red AC [Watanabe et al., 93]. Al igual que anteriormente la tecnología de los conmutadores vendrá determinada por la potencia y la frecuencia de conmutación. Una mayor frecuencia de conmutación llevará a menores filtros para limitar los armónicos de corriente inyectados a la red AC pero, de nuevo, al precio de unas mayores pérdidas.

La máquina eléctrica habitualmente se controla para mantener constante el voltaje del acoplamiento DC variando el par según se necesite. Esto se consigue ordenando par de motorización / frenado para acelerar / decelerar el volante de inercia cuando el voltaje del acoplamiento DC cae / se eleva. Entonces el SAEBVI se comporta como una batería electromecánica ya que el acoplamiento DC se comporta como una fuente de voltaje ideal análoga a una batería electroquímica, ver Fig. 4. El rectificador conectado al acoplamiento DC con voltaje constante simplemente establece las referencias de corriente para producir / consumir las potencias activa y reactiva deseadas [Peña-Alzola et al., 11]. Esto contrasta con el servocontrol de la máquina eléctrica. Para este caso el rectificador controla la potencia activa intercambiada con la red AC para mantener constante el voltaje del acoplamiento DC. El inversor establece las referencias de par necesarias para el control de velocidad. Este esquema se ha utilizado también en el control del SAE-BVI considerando la potencia intercambiada igual al par de referencia por la velocidad mecánica al despreciar todas las pérdidas en la máquina eléctrica y el convertidor bidireccional [Peña-Alzola et al., 11].

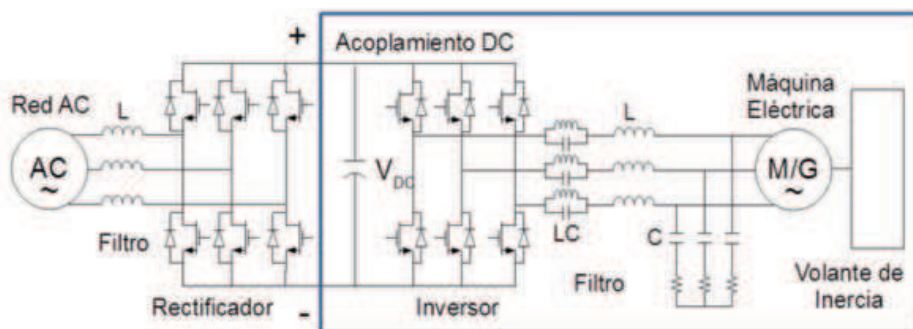
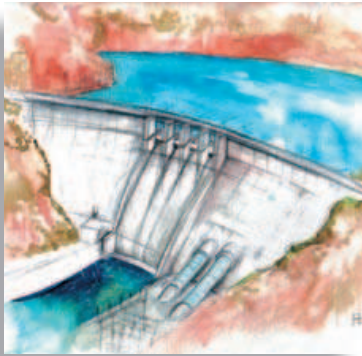


Figura 4. Rectificador e inversor mediante puentes trifásicos de conmutadores de potencia en el SAEBVI. Ilustración del concepto de batería electromecánica.

2.6. Rodamientos

Los rodamientos mecánicos convencionales, ver Foto 5.a), son una fuente de pérdidas energéticas debido al rozamiento especialmente a velocidades elevadas. Además precisan de lubricación y su vida útil es limitada debido al desgaste por lo que precisan de mantenimiento periódico.



En los rodamientos magnéticos, ver Fig. 5.b), el eje levita, flota en el espacio sin existir contacto físico alguno, debido a fuerzas magnéticas repulsivas. Entonces en estos rodamientos no hay fricción ni desgaste por lo que apenas necesitan mantenimiento. Tampoco necesitan lubricación lo que permite su utilización en confinamientos al vacío total.

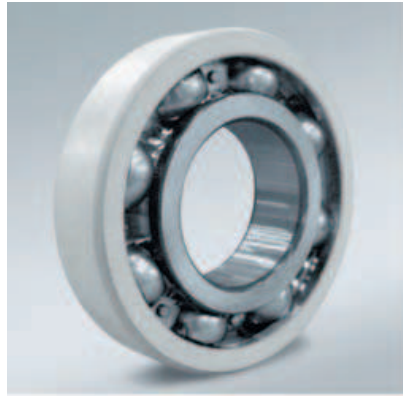


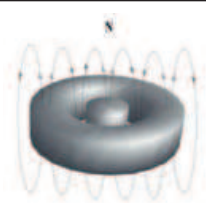
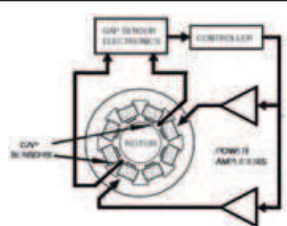
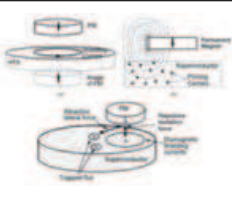
Foto 5. a) Rodamientos mecánicos convencionales. Fuente: [http://www.nsk-europe.ru/cps/nsk/eu_en/p/images/content/Ceramic_coated_bearing_rdx_95.jpg].

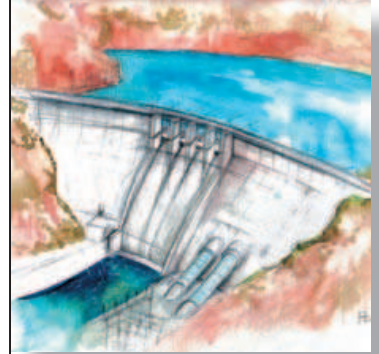


Foto 5. b) Rodamientos magnéticos activos. Fuente: [http://www.engineerlive.com/media/images/Magnetic_Bearing_1_.jpg].

En la Tabla 7 se resumen las principales características de los rodamientos magnéticos. Los rodamientos magnéticos no tienen los parámetros de rigidez y amortiguamiento tan elevados como los rodamientos mecánicos. Los rodamientos magnéticos necesitan de rodamientos auxiliares mecánicos que actuarán cuando no estén en funcionamiento, intencionadamente o accidentalmente, o cuando se sobrepase su capacidad de carga. En general son mucho más complejos y costosos, precisando equipamientos auxiliares (bobinas, sistema de refrigeración, etc.) que resultan en pérdidas energéticas adicionales.

TABLA 7. Principales características de los rodamientos magnéticos.

	RODAMIENTOS MAGNÉTICOS PASIVOS	RODAMIENTOS MAGNÉTICOS ACTIVOS	RODAMIENTOS MAGNÉTICOS SUPERCONDUCTORES
Esquema	 [Johnson et al., 01]		 [Hull, 04]
Fuerzas repulsivas	Entre imanes permanentes	Entre electroimanes	Entre imanes permanentes y superconductor



	RODAMIENTOS MAGNÉTICOS PASIVOS	RODAMIENTOS MAGNÉTICOS ACTIVOS	RODAMIENTOS MAGNÉTICOS SUPERCONDUCTORES
Estabilidad	Inherentemente inestables [Gibs et al., 97], deben combinarse con otro tipo distinto de rodamientos [Johnson et al., 01]	Mediante un sistema de retroalimentación [Gibs et al., 97]	Comportamiento diamagnético del superconductor [Silver et al., 01] y otros fenómenos [Hull, 04]
Equipo auxiliar	Ninguno	Sistema de retroalimentación (sensores, bobinas y DSP)	Sistema de criogenización para alcanzar la temperatura de SC
Pérdidas	De histéresis y de Foucault	De histéresis y de Foucault y de Joule en las bobinas [Schweitzer, 02]	Térmicas y de histéresis por inhomogeneidades [Coombs et al., 99][Silver et al., 01]
Precio	Medio	Elevado	Elevado

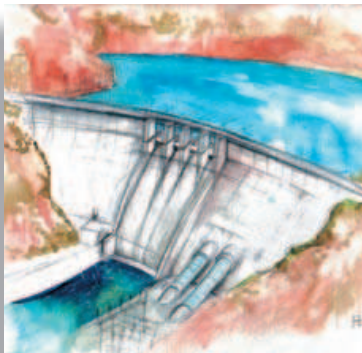
Los SAEVBIs de VB pueden utilizar rodamientos convencionales, su utilización combinada con rodamientos magnéticos disminuye considerablemente las pérdidas y el mantenimiento [Plater et al., 01][Emadi et al., 05]. Los SAEVBIs de AV suelen emplear exclusivamente rodamientos magnéticos. Esto es así porque los rodamientos convencionales, debido a la elevada fricción, producirían pérdidas demasiado elevadas y tendrían una vida útil muy limitada. Además, según se explicó anteriormente, a velocidades altas suelen utilizarse confinamientos al vacío por lo que la lubricación de rodamientos convencionales resultaría difícil.

3. PRINCIPALES APLICACIONES

En este apartado se describen las principales aplicaciones de los SAEVBIs relacionadas con la calidad de la energía, la tracción y la industria aeroespacial.

3.1. Aplicaciones relacionadas con la calidad de la energía

Entre las aplicaciones relacionadas con la calidad de la energía destaca la utilización de los SAEVBIs en sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS, por sus siglas en inglés). También se han empezado a



utilizar como almacenamiento de energía para regular la frecuencia en sistemas de potencia. Finalmente, la incorporación de un SAEBVI a un sistema híbrido eólico diésel resulta de gran utilidad. En este tipo de aplicaciones estacionarias la energía específica no es un factor determinante pudiéndose utilizar un SAEBVI de VB [Plater et al., 01].

3.1.1. Sistemas de alimentación ininterrumpida

Los UPS constituyen el campo en el que los SAEBVIs se han implantado con más éxito debido a su elevada fiabilidad. Los UPS, ver Foto 6, se utilizan en aplicaciones críticas que deben funcionar continuamente aún incluso durante cortes en el suministro eléctrico, por ejemplo, hospitales, aeropuertos, etc. El 97% de estos cortes dura menos de tres segundos [Emadi et al., 05] y más del 80% dura menos de un segundo [Hebner et al., 02]. Además, los generadores diésel arrancan y se conectan en menos de diez segundos.

Entonces con el SAEBVI proporcionando almacenamiento durante 15 segundos se pueden superar todos los cortes en el suministro eléctrico. Para los de corta duración se emplean los 3 primeros segundos de almacenamiento. Para los de mayor duración se emplean los 12 segundos restantes hasta que el generador diésel se arranque y conecte. Una vez conectado el generador diésel el sistema puede funcionar las horas necesarias hasta que se reanude el suministro eléctrico.

En la Fig. 5 se muestra la configuración *on-line* para la UPS pero puede utilizarse cualquier otra configuración [Emadi et al., 05] (*off-line*, *line commutated*, etc.) utilizando un SAEBVI como sistema de almacenamiento de energía.



Foto 6. SAEBVI junto con generador diésel en una UPS. Fuente: [<http://www.cat.com/cda/files/232172/7/LEDE4863-01.pdf>].

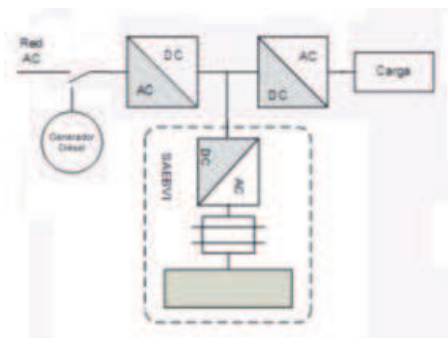


Figura 5. Configuración *on-line* de una UPS utilizando un SAEBVI.

3.1.2. Regulación de la frecuencia

En los sistemas de potencia para mantener la frecuencia constante e igual a la nominal (50 Hz Europa / 60 Hz América) en cada instante la potencia producida debe ser igual a la carga demandada. Si en un instante la carga demandada resulta inferior (superior) a la potencia producida entonces la frecuencia se eleva sobre (cae por debajo) del valor nominal, ver Fig. 6. Para regular la frecuencia el operador de red utiliza plantas cuya potencia producida será función de la carga demandada en cada instante. En la Foto 7 se muestra una planta de regulación de frecuencia utilizando SAEBVIs capaz de generar / absorber 20 MW durante 15 minutos. La vida útil estimada de la planta es de 20 años y ocupa un área de 1.4 ha. Los beneficios que se obtienen son los siguientes [Beacon, 10]:

- La velocidad de respuesta de los SAEBVIs es muy elevada, entre 1 y 4 segundos debido al empleo de electrónica de potencia.
- Permite incrementar la presencia de fuentes de energía renovable cuya naturaleza es intermitente (solar, fotovoltaica, etc.) al ser el sistema capaz de hacer frente a mayores fluctuaciones de potencia.
- Las plantas de combustibles fósiles originalmente destinadas a la regulación de frecuencia pueden funcionar ahora en base, con mayor eficiencia y menores emisiones contaminantes.

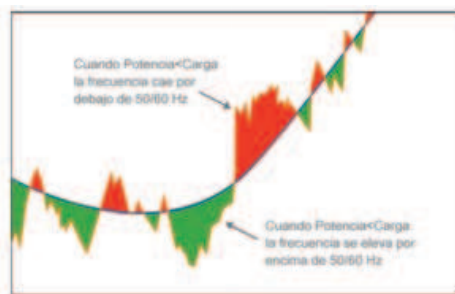
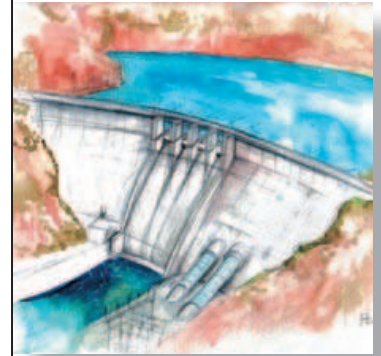


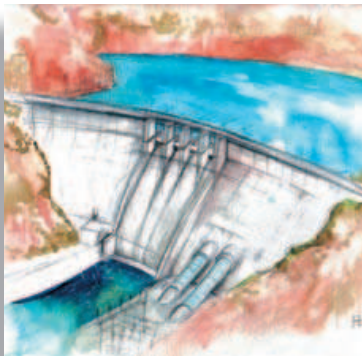
Figura 6. Variación de la frecuencia en un sistema de potencia. Fuente: [http://www.beaconpower.com/solutions/frequency-regulation.asp].

Foto 7. Planta reguladora de frecuencia utilizando SAEBVIs [Beacon, 10].

3.1.3. Sistemas híbridos

Las redes eléctricas aisladas se establecen en lugares remotos donde la conexión a la red general resulta excesivamente costosa o causa excesivo impacto medioambiental. Para reducir el consumo de combustible, y las emisiones contaminantes, los sistemas híbridos combinan turbinas





Guía de almacenamiento de energía

eólicas con generadores diesel, ver Foto 8. La potencia entregada por las turbinas eólicas no está disponible permanentemente sino que presenta oscilaciones en el tiempo según haga más o menos viento. Entonces los generadores diésel proporcionan la parte de la potencia demandada por las cargas que no cubre la potencia eólica instantánea y garantizan la continuidad del suministro en los periodos sin viento. La incorporación directa de las turbinas eólicas a la red de generadores diésel no resulta en el ahorro de combustible esperado. Esto es así porque el generador diésel consume hasta un 40% del caudal nominal de combustible incluso sin carga. Por tanto para que el ahorro sea máximo los generadores diésel deben estar parados. Los SAEBVs se utilizan para compensar las oscilaciones en la potencia eólica almacenando energía durante los periodos de viento que devuelven durante los periodos de calma [Johnson et al., 01], ver Fig. 7. Con esto se reduce el número de ciclos de arranque y parada en los generadores diésel [Iglesias et al., 00] reduciéndose el consumo de combustible y alargando su vida útil.



Foto 8. Sistema híbrido eólico diesel.
Fuente: [<http://www.industcards.com/hopetoun-new.jpg>].

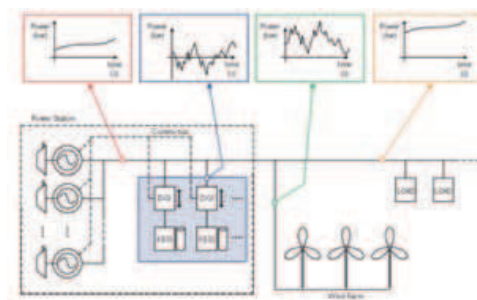


Figura 7. Suavizado de la potencia eólica en un sistema híbrido. Fuente: [Urenco Power Technologies].

3.2. Aplicaciones relacionadas con la tracción

Los SAEBVs se utilizan en vehículos híbridos y también en las catenarias de trenes, metros y tranvías.

3.2.1. Vehículos híbridos

Las máquinas de tracción se ven sometidas a variaciones en el consumo de potencia: al acelerar aumentan el consumo de potencia y al frenar, en teoría, devuelven energía. Entonces existe un consumo de potencia medio y un consumo de potencia fluctuante debido a las aceleraciones y a las frenadas. En los vehículos convencionales

la fuente de propulsión se sobredimensiona para poder afrontar el máximo consumo de potencia en las aceleraciones y la energía del frenado regenerativo suele disiparse en forma de calor en los frenos.

Este planteamiento es ineficiente, mucho más beneficioso resulta dimensionar la fuente de propulsión para el consumo de potencia medio y utilizar un SAEBVI para hacer frente al consumo de potencia fluctuante. Los SAEBVIs almacenan energía recuperada durante las frenadas y la devuelven durante las aceleraciones. Entonces se aprovecha la energía del frenado regenerativo. Esto resulta en una reducción del consumo de combustible y de la contaminación atmosférica y acústica.

En este tipo de aplicaciones el peso del SAEBVI es importante ya que se incorpora al peso total del vehículo. Entonces los SAEBVIs de AV resultan adecuados puesto que intercambian mucha potencia durante poco tiempo y tienen una elevada energía específica. El volante de inercia se comporta como un giróscopo ofreciendo resistencia al cambio en la orientación [Genta, 85]. Para anular este efecto, el volante de inercia se monta sobre una suspensión Cardán o se emplean dos volantes de inercia controlados girando en direcciones opuestas [Bolund et al., 05].

Los vehículos híbridos pueden ser automóviles, ver Foto 9.a), o vehículos de transporte público, ver Foto 9.b). En los vehículos híbridos la fuente de propulsión es habitualmente un motor de combustión interna [Hayes et al., 99][Reiner et al., 01][Hebner et al., 02] que puede ser de gasolina ver Foto 9.a), diésel o de autogas (gas licuado del petróleo mezcla de butano y propano). El funcionamiento del motor de combustión interna en el punto óptimo a la potencia media reduce la necesidad de mantenimiento extendiendo la vida útil.

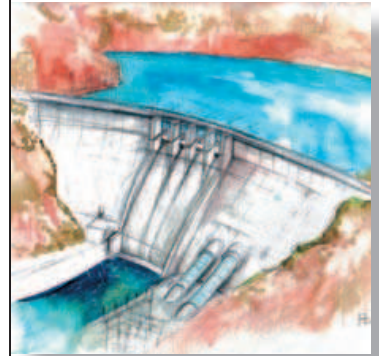
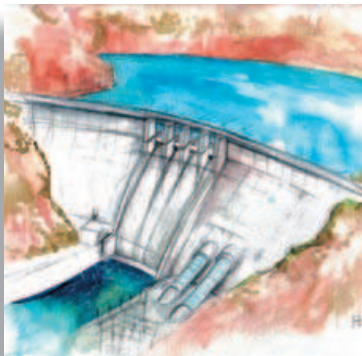


Foto 9.a) Porsche 911 híbrido. Fuente: [<http://www.porsche.com/filestore.aspx/default.pdf?pool=uk&type=download&id=christophorus-aprilmay2010-gt3&lang=none&filetype=default>].



Foto 9.b) AutoTram híbrido. Fuente: [<http://www.verkehr.fraunhofer.de/media/mediaposter.php?mediald=508>].



Guía de almacenamiento de energía

La fuente de propulsión primaria también puede ser una pila de combustible que emplea hidrógeno, ver Foto 9.b) y no emite a la atmósfera ninguna sustancia contaminante. Este mismo planteamiento también se ha aplicado a trenes con una turbina de gas suministrando la potencia media y un SAEBVI la fluctuante [Hebner et al., 02].

3.2.2. Catenarias de trenes

A medio camino entre las aplicaciones relacionadas con la calidad de la energía y las aplicaciones relacionadas con la tracción está la instalación de SAEBVIs para mejorar la calidad de la energía en catenarias de trenes, metros y tranvías eléctricos. Los SAEBVIs recuperan la energía de las frenadas en las paradas que devuelven en las aceleraciones para las salidas, ver Fig. 8. El consumo de potencia más regular se traduce en menores sobreoscilaciones de voltaje en la catenaria. También se reduce el consumo de electricidad al recuperarse la energía del frenado regenerativo que de otro modo se disiparía en resistencias de frenado. En el caso de nuevas estaciones la subestación suministradora puede dimensionarse para el consumo de potencia medio y el SAEBVI para el consumo de potencia fluctuante [Reiner et al., 01][Hebner et al., 02].

La misma situación explicada sucede en redes que alimentan a cargas fluctuantes como pueden ser grúas en minas y ascensores en grandes almacenes.

3.3. Aplicaciones relacionadas con la industria aeroespacial.

Los satélites utilizan paneles solares como fuente de alimentación. La luz solar no está siempre disponible, el ciclo típico para los satélites de baja órbita terrestre es de 60 minutos de luz solar y de 30 minutos de oscuridad [Kirk et al., 97]. Durante los periodos de oscuridad hasta ahora se utilizaban baterías electroquímicas que se cargaban durante los periodos de luz. Las reducciones en la masa y el volumen al reemplazar las baterías electroquímicas por SAEBVIS se estiman en 35% y 55% respectivamente. Además se incrementa la fiabilidad en la medida del SOC y se alarga la vida útil entre tres y diez veces [Hebner et al., 02][Patel, 00]. La Foto 10 muestra una propuesta de sustituir las baterías electroquímicas por SAEBVIs en la estación espacial internacional (ISS, por sus siglas en inglés).

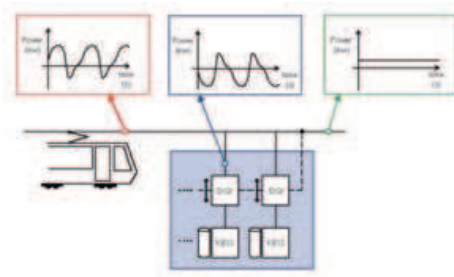
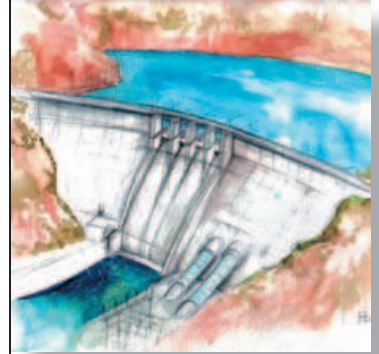


Figura 8. Suavizado de las fluctuaciones de potencia en una catenaria. Fuente: [F14].

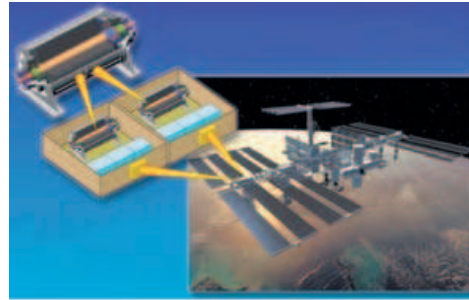


Foto 10. Propuesta de instalación de SAEBVIs en la ISS. Fuente: [F15].

Mayores ahorros en espacio y volumen son posibles si se utilizan los SAEBVIs con una doble función: el almacenamiento de energía y el control de la orientación del satélite utilizando los llamados sistemas de control de potencia y posicionamiento integrados (*IPACS*, por sus siglas en inglés). Esto puede hacerse controlando los volantes de inercia como ruedas de reacción o mediante giróscopos de control del momento [Patel, 00][Babuska et al., 04].

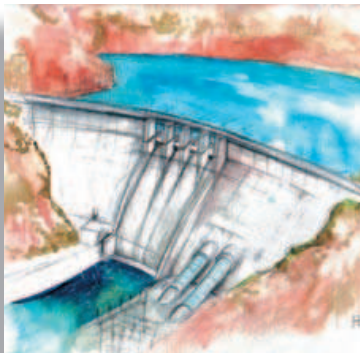
Los SAEBVIs también se emplean para proporcionar el pulso de potencia en las catapultas de lanzamiento de aeronaves en portaviones [Swett et al., 04]. Los sistemas electromagnéticos de lanzamiento reemplazan a los acumuladores de vapor cuyo elevado peso y su situación debajo de la cubierta de despegue tiene un efecto adverso en la estabilidad y direccionamiento de la nave [Schweber, 02].

4. Implantación comercial

Los SAEBVIs son una realidad comercial con más de una docena de fabricantes. En [Ruddell, 03], disponible en Internet, puede encontrarse, además de mucha otra información sobre SAEBVIs, un estudio comparativo entre los productos de los principales fabricantes. En la Fig. 9 se listan los principales fabricantes de SAEBVIs junto con sus direcciones web. Cabe destacar la presencia de la empresa española Elytt Energy.

5. Conclusión

Los SAEBVIs almacenan energía mecánica mediante la rotación de un volante de inercia. Para maximizar la energía almacenada y minimizar las pérdidas emplean tecnologías convencionales y avanzadas. Resultan adecuados para intercambios de potencias medias y altas (kW a



Guía de almacenamiento de energía

MW) durante periodos cortos (segundos) con elevada eficiencia (>85%). Se utilizan en aplicaciones relacionadas con la calidad de la energía, la tracción y la industria aeroespacial. Los SAEBVs son una opción presente comercialmente con más de una docena de fabricantes.



Figura 9. Principales fabricantes de SAEBVs y sus direcciones web.

6. BIBLIOGRAFÍA

6.1. Referencias

- [Akagi et al., 02] Akagi, H.; Sato, H.: "Control and performance of a doubly-fed induction machine intended for a flywheel energy storage system", IEEE Transactions on Power Electronics Jan 2002 Volume: 17, Issue: 1 Page(s): 109-116.
- [Babuska et al., 04] Babuska, V.; Beatty, S.M.; deBlonk, B.J. ; Fausz, J.L.: "A review of technology developments in flywheel attitude control and energy transmission systems", 2004 IEEE Aerospace Conference Proceedings March 2004 Page: 2784-800 Vol.4
- [Beacon, 10] Beacon Power: "Smart Energy Matrix 20MW Frequency Regulation Plant", Brochure.

http://www.beaconpower.com/files/SEM_20MW_2010.pdf
- [Bender, 97] Bender, D. A.: "Criteria for safe flywheel operation", White paper, Trinity Flywheel Power, 1997.

http://www.afstrinity.com/pdfdownload/TFP_safety.pdf

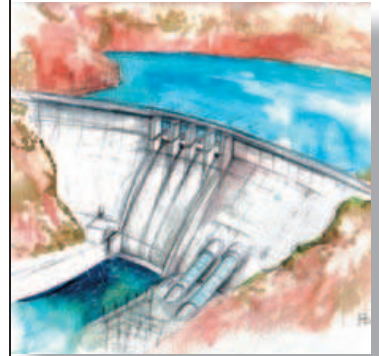
- [Bolund et al., 05] Bolund, B.; Bernhoff, H.; Leijon, M.: "Flywheel energy and power storage systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews Elsevier, March 2005.
- [Bowler, 97] Bowler, M. E.: "Flywheels energy systems: current status and future prospects", Magnetic material producers association join users conference, September 22-23, 1997.

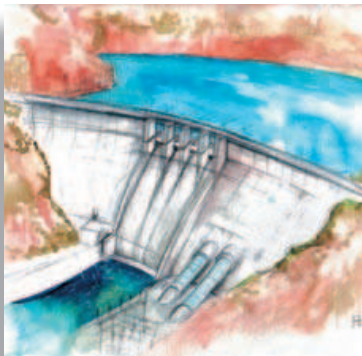
<http://www.afstrinity.com/pdfdownload/tfpmmpao.pdf>

- [Coombs et al., 99] Coombs, T.; Campbell, A.M.; Storey, R.; Weller, R.: "Superconducting Magnetic Bearings for Energy Storage Flywheels", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Volume 9, Issue 2, Part 1, June 1999 Page(s): 968 – 971.
- [Ehsani et al., 03] Ehsani, M.; Yimin Gao; Gay, S.: "Characterization of electric motor drives for traction applications", Industrial Electronics Society, 2003. IECON '03. The 29th Annual Conference of the IEEE Volume 1, 2-6 Nov. 2003 Page(s):891 - 896 vol.1.
- [Emadi et al., 05] Emadi, A.; Nasiri, A.; Bekiarov, S.B.: "Uninterruptible Power Supplies and Active Filters", CRC Press, 2005.
- [Emadi, 04] Emadi, A.: "Energy-Efficient Electric Motors: Selection and Applications", Marcel Dekker, 2004.
- [Genta, 85] Genta, G.: "Kinetic Energy Storage: Theory and Practice of Advanced Flywheel Systems", Publisher: Butterworth-Heinemann Ltd. February, 1985.
- [Gibs et al., 97] Gibbs, P.; Geim, A.: "Is Magnetic Levitation Possible?", Original published in 18-March-1997.

<http://www.hfml.science.ru.nl/levitation-possible.html>

- [Hayes et al., 99] Hayes, R.J.; Kajs, J.P.; Thompson, R.C.; Beno, J.H.: "Design and Testing of a Flywheel Battery for a Transit Bus", 1999 SAE International Congress and Exposition, March 1-4, 1999, Detroit, Michigan.
- [Hebner et al., 02] Hebner, R.; Beno, J.; Walls, A.: "Flywheel batteries come around again", Spectrum, IEEE Published: April 2002 Volume: 39 4 , Page(s): 46 -51.
- [Hofmann et al., 99] Hofmann, H.; Sanders, S.R.: "Optimal efficiency controller for synchronous reluctance flywheel drive", Telecommu-



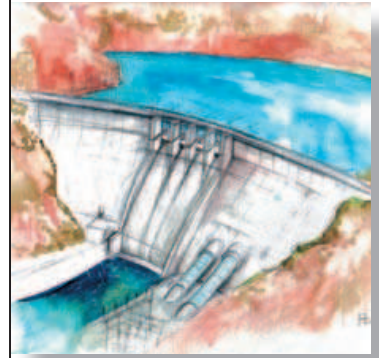


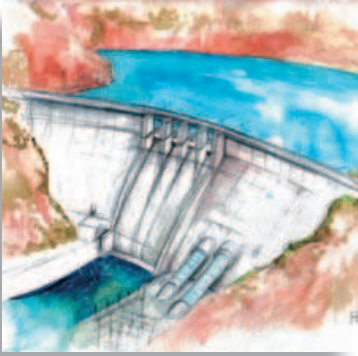
Guía de almacenamiento de energía

nications Energy Conference, 1998. INTELEC. Twentieth International
Published: 1999 , Page(s): 724 –731.

- [Hull, 04] Hull J. R.: "Applications of high-temperature superconductors in power technology", Proceedings of the IEEE, vol. 92, no. 10, October 2004 Page(s): 1705-1718.
- [Iglesias et al., 00] Iglesias, I.J.; Garcia-Tabares, L.; Agudo, A.; Cruz, I.; Arribas, L.: "Design and simulation of a stand-alone wind-diesel generator with a flywheel energy storage system to supply the required active and reactive power", Power Electronics Specialists Conference, 2000. PESC 00. 2000 IEEE 31st Annual Published: 2000 Volume: 3, Page(s): 1381 -1386 vol. 3.
- [Jiancheng et al., 00] Jiancheng Zhang; Zhiye Chen; Lijun Cai; Yuhua Zhao: "Flywheel energy storage system design for distribution network", Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE Published: 2000 Volume: 4, Page(s): 2619 -2623 vol. 4.
- [Johnson et al., 01] Johnson, D.; Pillay, P.; Malengret, M.: "High speed PM motor with hybrid magnetic bearing for kinetic energy storage", Industry Applications Conference, 2001. Thirty-Sixth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2001 IEEE Volume: 1 Date: 30 Sep-4 Oct 2001 Page(s): 57-63 vol.1.
- [Kirk et al., 97] Kirk, J.A.; Walsh, G.C.; Hromada, L.P.; Zmood, R.B.; Sullivan, G.E.: "The open core composite flywheel", Energy Conversion Engineering Conference, 1997. IECEC-97., Proceedings of the 32nd Intersociety, vol.3, no., pp.1748-1753 vol.3, 27 Jul-1 Aug 1997.
- [Liuchen, 94] Liuchen Chang: "Comparison of AC Drives for Electric Vehicles - A Report on Experts' Opinion Survey", IEEE Aerospace and Electronic Systems Magazine, Vol. 9, No. 8, Aug. 1994, pp.7-11.
- [Mellor et al., 00] Mellor, P.H.; Schofield, N.; Howe, D.: "Flywheel and supercapacitor peak power buffer technologies", Electric, Hybrid and Fuel Cell Vehicles (Ref. No. 2000/050), IEE Seminar Published: 2000, Page(s): 8/1 -8/5.
- [Park et al., 04] Jae-Do Park; Hofmann, H.; Khalizedeh, C.: "Feedforward control of high-speed solid-rotor synchronous reluctance machines with rotor dynamics model", Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2004 IEEE, vol.1, no., pp. 4 vol.(lvi+2822), 3-7 Oct. 2004.

- [Patel, 00] Patel M. R.: "Energy-momentum-wheel for satellite power and attitude control systems", Intersociety Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit (IECEC), 35th, Las Vegas, NV, July 24-28, 2000, Collection of Technical Papers. Vol. 1 (A00-37701 10-44).
- [Peña-Alzola et al., 05] Peña-Alzola, R.; Sebastián, R.: "Almacenamiento temporal de energía mediante volantes de inercia", Revista Energía. Editorial Alción. Reed Business Information. Nov/Dic 2005.
- [Peña-Alzola et al., 08] Peña-Alzola, R.; Sebastián, R.: "Baterías electromecánicas: volantes de inercia para el almacenamiento temporal de energía", Revista Dyna Octubre 2008, Vol. 83, N° 7, Año 2008, Págs. 440-444.
- [Peña-Alzola et al., 11] Peña-Alzola, R.; Sebastián, R.; Quesada, J.; Colmenar, A.: "Review of Flywheel based Energy Storage Systems", Paper accepted for III International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (IEEE POWERENG 2011). May, 11-13, 2011. Torremolinos (Málaga), Spain.
- [Plater et al., 01] Plater, B.; Andrews, J. A.: "Advances in Flywheel Energy-Storage Systems", PowerPulse, Darnell Group Inc. 2001.
http://www.powerpulse.net/powerpulse/archive/pdf/aa_031901c.pdf
- [Reiner et al., 01] Reiner, G.; Wehlau, N.: "Concept of a 50 MW/650 MJ power source based on industry-established", MDS flywheel Pulsed Power Plasma Science, 2001. PPPS-2001. Digest of Technical Papers Published: 2001 Volume: 1 , Page(s): 187 -190 vol.1.
- [Ruddell, 03] Ruddell, A.: "Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy Investire-network Storage technology report st6: flywheel", Investire-Network Contract N° ENK5-CT-2000-20336 Date of issue: 2003-06-17.
<http://www.itpower.co.uk/investire/pdfs/flywheelrep.pdf>
- [Schweber, 02] Schweber, B.: "Electronics poised to replace steam-powered aircraft launch system", EDN Magazine. April 11, 2002.
<http://www.edn.com/contents/images/207108.pdf>
- [Schweitzer, 02] Schweitzer, G.: "Active magnetic bearings - chances and limitations", Proc. 6th Internat. IFTOMM Conf. on Rotor Dynamics, Sydney, Sept. 30-Oct. 3, 2002.



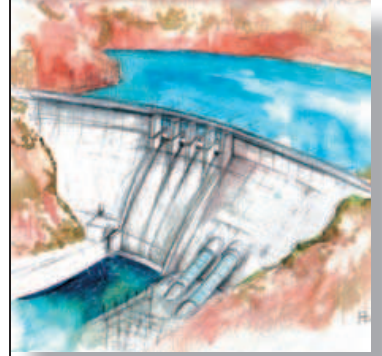


Guía de almacenamiento de energía

- [Seok-Myeong et al., 00] Seok-Myeong Jang; Sang-Sub Jeong; Dong-Wan Ryu; Sang-Kyu Choi: "Comparison of three types of PM brushless machines for an electro-mechanical battery", IEEE Transactions on Magnetism Sep 2000 Volume: 36, Issue: 5 Page(s): 3540-3543.
- [Silver et al., 01] Silver, T.M.; Dou, S.X.; Jin, J.X.: "Applications of high temperature superconductors", Europhysics News (2001) Vol. 32 No. 3.
<http://www.europhysicsnews.com/full/09/article2/article2.html>
- [Suzuki et al., 05] Suzuki, Y.; Koyanagi, A.; Kobayashi, M. Shimada, R.: "Novel applications of the flywheel energy storage system", Energy. Elsevier, Volume 30, Issues 11-12, August-September 2005, Pages 2128-2143.
- [Swett et al., 04] Swett, D.W.; Blanche, J.G.: "Flywheel charging module for energy storage used in electromagnetic aircraft launch system", Electromagnetic Launch Technology, 2004. 2004 12th Symposium on, vol., no., pp. 551- 554, 25-28 May 2005.
- [Wagner, 09] Wagner, H.D.: "Design Example#2: Advanced composite flywheel", Lectures on Composite Materials, Weizmann Institute of Science, Israel, 2009.
http://www.weizmann.ac.il/wagner/COURSES/CLASS%2012/WAGNER-CLASS_12%202009%20optional.pdf
- [Watanabe et al., 93] Watanabe, E. H.; Stephan, R. M.; Aredes M.: "New concepts of instantaneous active and reactive powers in electrical systems with generic loads", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 2, April 1993, pp. 697-703.
- [Widmer et al., 95] Widmer, J.; von Burg, P.: "Failure of Tangentially Wound Composite Energy Storage Flywheels (Safety aspect of rotor bursts)", Proc. International Conference on Composite Materials and Energy, ENERCOMP95, Montreal, Canada, May 1995.
<http://www.aspes.ch/publications/EnerComp2.pdf>
- [Yoon-Ho et al., 00] Yoon-Ho Kim; Kyoung-Hun Lee; Young-Hyun Cho; Young-Keun Hong: "Comparison of harmonic compensation based on wound/squirrel-cage rotor type induction motors with flywheel", Power Electronics and Motion Control Conference, 2000. Proceedings. PIEMC 2000. Published: 2000 Volume: 2, Page(s): 531 -536 vol. 2.

6.2. Procedencia de las imágenes

Aviso Legal: Las imágenes mostradas se emplean de buena fe para fines educativos sin ánimo de lucro. La propiedad intelectual de las imágenes corresponde a los legítimos propietarios de sus derechos de autor. La información aquí contenida es verídica y exacta según el leal saber y entender de los autores. Los autores no asumen ninguna responsabilidad, ni implícita ni derivada, resultante del uso de la información aquí contenida. Las marcas y productos mostrados lo son con sólo propósito informativo y en ningún caso constituyen una recomendación de los autores.





Fundación de la Energía de
la Comunidad de Madrid

Energy Management Agency

Intelligent Energy  Europe

www.fenercom.com



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO



**ahorra
energía**

Medida de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética para España (2004/2012) puesta en marcha por la Comunidad de Madrid, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).