

Anales de la Real Academia de Doctores de España
Volumen 16, n.º 1, 2012, pp. 29-49

COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO PROVENIENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES

M.^a DEL CARMEN CLEMENTE JUL
*Académica Correspondiente de la Sección de Ciencias Experimentales
de la Real Academia de Doctores de España
Departamento de Ingeniería Química y Combustibles.
ETS Ingenieros de Minas. Universidad Politécnica de Madrid*

MANUEL MONTES PONCE DE LEÓN
*Director del Centro Nacional de Experimentación
en Tecnologías del Hidrógeno y Pilas de Combustible*

CARLOS FÚNEZ GUERRA
*Jefe de la Unidad de Ingeniería y Montaje del Centro Nacional
de Experimentación en Tecnologías del Hidrógeno y Pilas de Combustible*

INTRODUCCIÓN

Las necesidades energéticas mundiales, imprescindibles para el mantenimiento de la vida en nuestro planeta, están conduciendo a un notable desgaste de las fuentes de energía no renovables, como el carbón, el petróleo, el gas natural, o el uranio. Hasta ahora la humanidad se ha dedicado casi exclusivamente a consumir los enormes depósitos de carbón y petróleo generados a lo largo de millones de años, perturbando con ello el ciclo del dióxido de carbono (CO₂) y contribuyendo en consecuencia al calentamiento global, derivado del efecto invernadero, cuyas consecuencias comienzan a manifestarse. En el presente siglo, estas fuentes estarán agotadas; incluso los recursos alternativos, como las pizarras bituminosas y las arenas asfálticas habrán corrido la misma suerte.

Cabe pensar que antes de que se consume este agotamiento, la humanidad habrá resuelto el problema del abastecimiento energético, como por ejemplo haciendo viable la fusión nuclear, que por el momento resulta demasiado esquiva para las técnicas actuales. Mientras tanto, los efectos potenciales del cambio climático que estamos viviendo son muy serios y, lo más importante de todo, irreversibles. El mundo y Europa en general y España en particular, no pueden permitirse esperar más y deben perseguir el ideal de un sistema energético sostenible y libre de emisiones contaminantes.

Mientras se alcanza el estado de desarrollo científico-técnico necesario para un abastecimiento estable a partir de la fusión nuclear y teniendo presente que, con contaminación o sin ella, se usará de una forma u otra hasta el último gramo de combustible fósil o nuclear, la humanidad se enfrenta al problema del abastecimiento energético universal y limpio. Con el grado de conocimiento actual, las energías renovables pueden ser la solución al problema. El estado de desarrollo de las mismas está en fase de resolución avanzada en el campo científico y adolece de un desarrollo decidido por parte de los sectores industrial y social. Es en este último terreno donde los poderes públicos tienen su campo de actuación y la capacidad de liderazgo imprescindible para la implantación de una nueva cultura del uso de la energía.

La necesidad de ajustar la oferta energética a la demanda exige en general una etapa de almacenamiento de la energía. Esta exigencia es más patente en el caso de las energías renovables de origen solar o eólico debido a su carácter de intermitencia causado por las condiciones meteorológicas locales. El hidrógeno se perfila en estos momentos como la solución más probable al almacenamiento energético. Se inicia por ello la denominada era del hidrógeno. La transición hacia esta era no va a ser repentina sino paulatina. Para adaptarse a los cambios que conllevará esta transición la Unión Europea ha encargado la realización de una «hoja de ruta» que nos lleve desde la actual economía basada en los combustibles fósiles hasta una economía basada en el hidrógeno y las pilas de combustible. Para ello, en octubre de 2002 se creó y comenzó a trabajar el llamado «High Level Group for Hydrogen and Fuel Cells», que en junio de 2003 presentó en Bruselas un informe con una serie de recomendaciones que necesitan abordarse desde este momento y con una perspectiva de veinte a treinta años vista.

El hidrógeno, no es una fuente primaria de energía como el carbón, el petróleo o el gas natural. No lo encontramos libre en la naturaleza. Se trata de un «transportador de energía», como la electricidad, por lo que como ella tiene que ser producido a partir de otras formas de energía. Ambos, electricidad e hidrógeno, se denominan «vectores» energéticos. Son formas «nobles» de energía, y complementarias: se pueden transformar una en otra, y aprovechar las ventajas de cada una de ellas sobre la otra en las cuestiones de almacenamiento, transporte, producción y uso.

El hidrógeno, puede obtenerse mediante energías renovables a partir del agua. Su consumo en una pila de combustible libera energía y agua, esta última en la misma cantidad inicial necesaria para su obtención. Se cierra así un ciclo en el que mediante energías renovables se produce hidrógeno y se utiliza éste mediante una reacción electroquímica liberando energía y el agua que se necesitó para su obtención.

Actualmente, el sistema de almacenamiento de energía en forma de hidrógeno más habitual está compuesto por un electrolizador, un almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible. Centrándonos por ejemplo en un parque eólico, en ocasiones es necesario parar alguna de sus turbinas eólicas por falta de capacidad de la red eléctrica para evacuar la energía eléctrica generada. Gracias al almacén de energía mediante el hidrógeno no sería necesario parar la turbina eólica, ya que con el excedente de energía que la red eléctrica no es capaz de absorber se alimentaría a un electrolizador generándose hidrógeno que se almacenaría para ser posteriormente utilizado mediante pila de combustible para generar energía eléctrica cuando la red tenga capacidad de absorberla.

Actualmente se está investigando intensamente en componentes tanto de pilas de combustible como de electrolizadores con el objeto de reducir costos y hacer más competitiva la tecnología del hidrógeno y las pilas de combustible.

SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EN NUESTRO ENTORNO

Los mercados energéticos en las últimas décadas están siendo sometidos a continuos cambios legislativos, se están produciendo múltiples estudios para mejorar también la rentabilidad de las tecnologías y favorecer la conservación medioambiental.

Es importante resaltar la dependencia energética de la Unión Europea del exterior, que actualmente se encuentra en el 53% de media. En los últimos años miran con preocupación cómo están aumentando las importaciones energéticas a medida que aumenta el consumo. La dependencia española del exterior es de casi el 80%, muy por encima de la media de la Unión Europea [1].

La dependencia energética española es muy elevada. Las importaciones energéticas deberían ser muy inferiores, estas importaciones de energía primaria afectan indirectamente a la producción eléctrica, ya que para la producción eléctrica son necesarios los combustibles importados.

El crecimiento del consumo energético en Asia-Pacífico es muy elevado, además, el peso de estos países sobre el consumo energético mundial ha crecido muchísimo en las últimas décadas y ha terminado por colocarse a la cabeza del consumo energético mundial de los últimos años. En cuanto al crecimiento de la demanda energética de los países de la OCDE, son los países europeos los que han tenido menores registros.

En la tabla 1 se puede observar el peso que ha adquirido China en el consumo energético mundial, siendo la segunda potencia mundial en este aspecto. Además, el consumo energético en China continuará creciendo en los próximos años. También se puede ver el peso del carbón en la India y en China, que tiene un valor muy superior al de los demás países, en los que (en la mayoría) el mayor peso energético cae sobre el petróleo. Llama también la atención el peso del gas natural en Rusia, que supera el 50% de su consumo, también el 38% de la energía nuclear en Francia y el 39% de la hidroeléctrica en Brasil, aunque inferior en este caso al consumo de petróleo.

La totalidad de los incrementos de las emisiones hasta el año 2030 provendrá de los países no pertenecientes a la OCDE, tres cuartas partes procederán de China, de la India y de Oriente Medio. En cambio, en los países pertenecientes a la OCDE las emisiones disminuirán, debido al descenso de la demanda y también al crecimiento de la energía nuclear y de las energías renovables en estos países.

En la UE la liberalización del mercado energético. Se marca aún más, de esta forma, la importancia de la eficiencia energética, se abre un camino a un mercado libre, un mercado en el que haya una competencia activa y cuyo crecimiento tenga lugar en un ámbito de desarrollo sostenible. Se puede analizar como indicador de la eficiencia la intensidad energética que se define normalmente como el consumo de energía, primaria o final, por unidad de Producto Interior Bruto (PIB).

Si la intensidad energética disminuye a lo largo del tiempo significa que para generar una unidad de riqueza se necesita un consumo menor de energía, por eso si la intensidad energética sigue una línea decreciente se habla de mejora. Los países de la OCDE han mejorado la eficiencia cerca del 1% anual desde 1990, mientras que en los países no pertenecientes a la OCDE se registró una evolución negativa. Desde 1990, en la Unión Europea está mejorando la eficiencia energética, siendo este uno de los objetivos energéticos que se han propuesto, porque además, la eficiencia energética también

es importante para la reducción de las emisiones, y por eso actualmente se busca la posibilidad de instalaciones lo más eficientes posibles [2].

Tabla 1. Distribución mundial del consumo energético en 2009. Fuente: BP

%	Petróleo	Gas	Carbón	Nuclear	Hidroeléc.	Total (MMTPE)
EEUU	38.6	27.0	22.8	8.7	2.9	2.182
China	18.6	3.7	70.6	0.7	6.4	2.177
Rusia	19.7	55.2	13.1	5.8	6.3	635
India	31.7	10.0	52.4	0.8	5.1	469
Japón	42.6	17.0	23.4	13.4	3.6	464
Canadá	30.4	26.7	8.3	6.4	28.3	319
Alemania	39.3	24.2	24.5	10.5	1.4	290
Francia	36.2	15.9	4.2	38.4	5.4	242
Corea del Sur	43.8	12.8	28.8	14.0	0.3	238
Brasil	46.2	8.1	5.2	1.3	39.2	226
Resto	42.2	32.3	15.7	3.1	6.7	3.923
Total	34.8	23.8	29.4	5.5	6.6	11.164

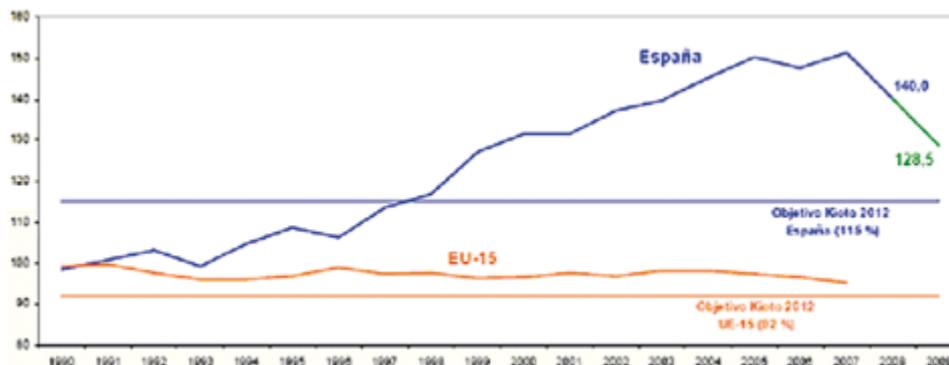


Figura 1. Emisiones totales de gases de efecto invernadero. Fuente: Eurostat.

Gracias a la implantación de las energías renovables y al esfuerzo de la Unión Europea por una energía más eficiente, las emisiones en la Europa de los 27 se han reducido en 2008 y 2009 del orden del 4% respecto del año anterior. En la figura 1 se puede observar la evolución de las emisiones atmosféricas y como en España, desde el 2007, se han visto fuertemente reducidas, aunque como punto negativo cabe destacar lo lejos que estamos de la media de la EU-15 [2].

Es un error recortar gastos e inversión en investigación, avance y desarrollo. La crisis económica ha afectado profundamente el consumo y la demanda eléctrica en el 2009, desde 1981 es la primera vez que el consumo mundial de energía ha disminuido.

Por otro lado, se están facilitando inversiones mediante reducción de impuestos, para promocionar de esta forma las energías renovables.

La inversión mundial en energía se ha reducido considerablemente por las condiciones financieras actuales, muchos proyectos se han retrasado y ralentizado, incluso hay dudas de poder afrontar las inversiones necesarias para los suministros de energía necesarios, diferentes empresas están disminuyendo sus investigaciones y el desarrollo de nuevas tecnologías, también se han retrasado muchos proyectos e incluso algunos de ellos se han cancelado. Otro problema es que las condiciones de financiación también se han debilitado. Se espera que con las políticas actuales la tendencia energética pudiera revertirse y crecerá en cuanto empiece la recuperación económica.

Las energías renovables y su crecimiento han adquirido una importancia muy elevada y el objetivo de muchos países es conseguir el crecimiento de su peso dentro de sus mercados energéticos. En Europa se están produciendo cambios legislativos, normativos y regulatorios para la liberalización del mercado, para que las energías renovables puedan competir en igualdad de condiciones con las demás tecnologías que llevan años asentadas en el mercado y para ayudar al desarrollo y a la implantación de los sistemas.

SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA

En las tres últimas décadas la demanda energética española ha seguido una línea progresiva al alza, debido en parte al incremento del poder adquisitivo y también al mayor equipamiento doméstico y automovilístico, así como al desarrollo de diversos sectores como el de la construcción. En los dos últimos años se observa una tendencia contraria, debido principalmente a la crisis económica que se está viviendo, afectando a prácticamente todo los sectores económicos y que afecta directamente a la demanda energética española. La demanda en España en 2009 fue un 4,3% inferior a la del 2008 con los efectos de la laboralidad y la temperatura corregidos [3].

La estructura de consumo energético ha estado dominada durante años por la presencia del petróleo importado. El grado de autoabastecimiento es la relación entre la producción interior y el consumo total de energía, está creciendo y se ha situado en España en un 23% en el 2009 (ver figura 2). Gracias al aumento de la producción de energías renovables en España se ha podido aumentar el grado de autoabastecimiento, que todavía es bajo.

El consumo de energía primaria en España ha descendido en los dos últimos años. Ha tenido influencia en el cambio del consumo de la energía primaria la energía final y el cambio estructural de la energía eléctrica de los últimos años, aumentando la producción eléctrica mediante energía renovable. Desde el año 1990, como se puede ver en la figura 3, el consumo de energía primaria ha disminuido desde el año 2007, sobretodo se puede ver ese decremento en el consumo de carbón.

Esta tendencia observada, no se puede tomar ni considerar como la tendencia que tendrá lugar en los próximos años, ya que se prevé que en los próximos años el consumo energético continuará creciendo, una vez se supere este periodo de crisis

La energía primaria es aquella que se obtiene directamente de la naturaleza y no ha sido sometida a ningún proceso de conversión. La energía final es aquella suministrada al consumidor para ser utilizada de diversas formas. El sector energético parte de

las energías primarias y, a través de sus tecnologías, las convierte en energías finales, disponibles en el mercado en forma de carburantes, combustibles, electricidad y calor.

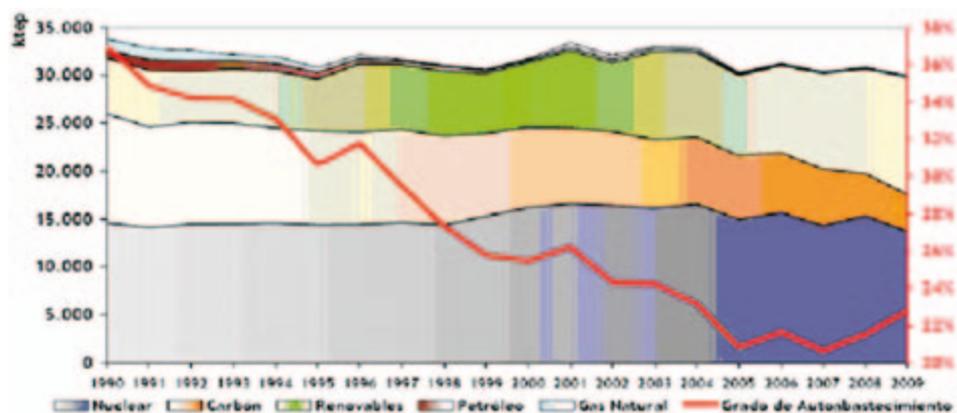


Figura 2. Evolución de la Producción Interior de Energía y Grado de Autoabastecimiento [4].

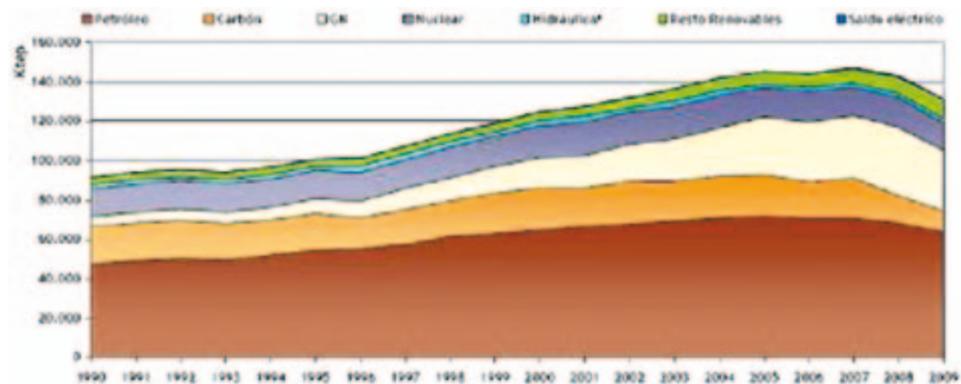


Figura 3. Evolución del consumo de energía primaria [4].

A continuación, se muestra en la figura 4 la intensidad energética de España comparada con la intensidad primaria de la UE-15.

Comparando la intensidad energética de España con otros países podemos observar que la eficiencia energética en España sigue la misma línea, aunque con mayor lentitud, que los demás países de la UE hacia una mejora clara de la eficiencia. Es uno de los aspectos con mayor margen de mejora en España y se considera que se debe hacer un esfuerzo por la mejora de la eficiencia y ésta es un valor muy importante. Una de las posibilidades de mejora en este aspecto es la renovación del parque energético mediante diferentes planes de ayuda ciudadana para la reducción del consumo energético.

La producción en Régimen Ordinario y en Régimen Especial se observa en la figura 5, la producción eléctrica en régimen especial esta en continuo crecimiento, incluso en el año 2009, tendencia que sigue la línea marcada por la comisión europea y que sigue la tendencia prevista después de los continuos cambios legislativos que se han llevado a cabo para revertir la situación energética de España.

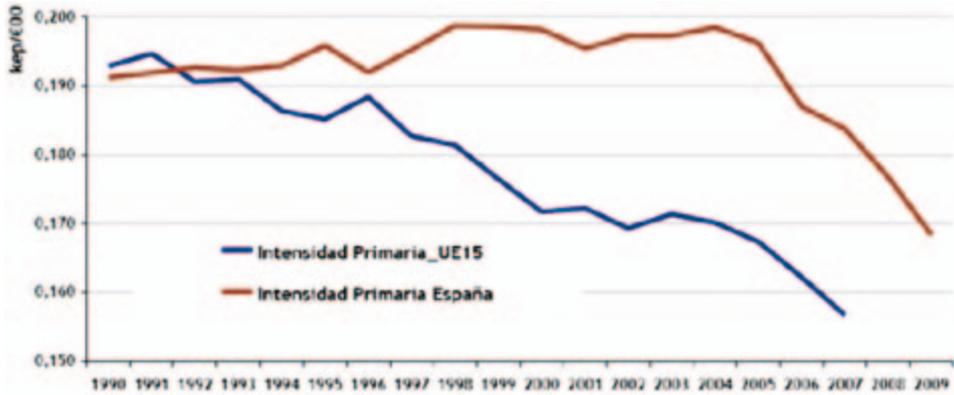


Figura 4. Evolución de la intensidad energética primaria en España y la UE-15 [4].

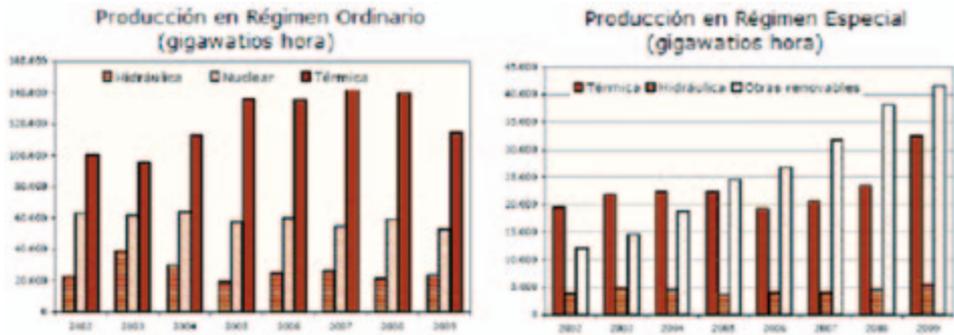


Figura 5. Comparativa de la Producción en Régimen Ordinario y Especial [1].

El régimen especial ha aumentado su producción en un 18,3%, un crecimiento muy elevado, mientras que el régimen ordinario ha disminuido en un 12,7% respecto al 2008, disminuyendo progresivamente desde el 2005 la producción del carbón. La producción en energía primaria aumentó en 2008 en nuclear y renovables, mientras que en hidráulica y fuentes fósiles ha disminuido.

En el 2009 las energías renovables han seguido creciendo, como también han seguido decreciendo en fuentes fósiles, en cambio para el año 2009 la nuclear ha decrecido en gran medida y la producción de hidráulica se ha incrementado tanto en régimen especial como en régimen ordinario. Como se ha venido comentando, las energías renovables han evolucionado plasmándose en un crecimiento del peso dentro del sistema energético. Esta situación se ha visto reflejada sobretodo desde el 2005.

En las figuras 6 y 7 se puede observar el consumo de energía primaria y la producción eléctrica, respectivamente, separadas por fuentes energéticas.

En el año 2009, las energías renovables han supuesto el 9,4% del abastecimiento de energía primaria, y ha superado el 12% en términos de energía final bruta. Destaca el peso de la biomasa y la eólica dentro de las diferentes fuentes renovables.

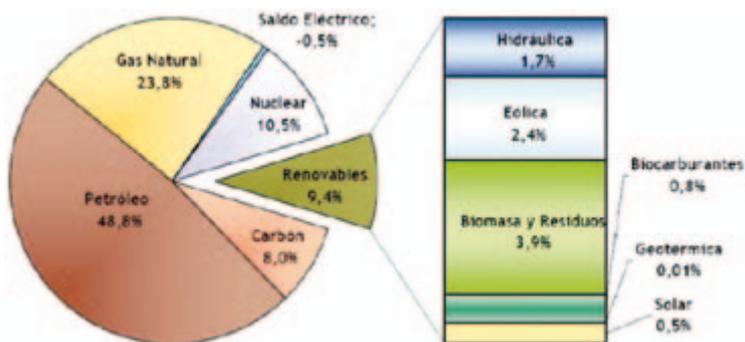


Figura 6. Consumo de Energía Primaria. 2009 [4].

La producción eléctrica de origen renovable se ha estabilizado también en los últimos años, desde el año 2005, ha experimentado un incremento mayor del 40%, alcanzando en el 2009 casi el 25% de la producción eléctrica bruta de España.

Hay que destacar que en el año 2008, por primera vez en la historia, las energías renovables superaron al carbón como fuente de electricidad [4].

En los últimos años en España se está tratando de dar un impulso muy grande a las energías renovables, se realizó por ejemplo el plan de energías renovables 2005-2010, cuyo objetivo para el año 2010 era cubrir con energías renovables el 12% del consumo total de energía.

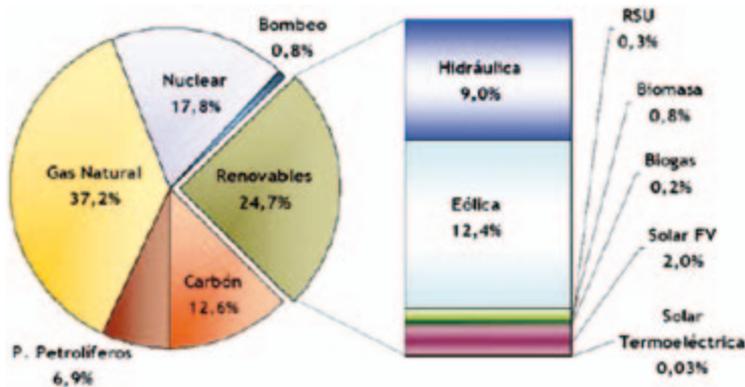


Figura 7. Producción eléctrica según Fuentes. 2009 [4].

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (SISTEMAS DESARROLLADOS)

El almacenamiento de electricidad como desarrollo tecnológico surge en respuesta a la necesidad de sincronizar oferta y demanda de un bien que, sin dichos sistemas de acumulación, tendría que ser producido y consumido de forma instantánea. La tecnología implicada es diversa, tanto en la forma de proceder al almacenamiento energético (en

forma de energía química, gravitacional, eléctrica, térmica, etc.) como en cuanto a las características del propio sistema de almacenamiento (potencia, energía, peso, tamaño, eficiencia, velocidad de carga y descarga, vida media, etc.).

Se puede distinguir entre sistemas en términos de la función a desempeñar. Aunque algunos sistemas pueden operar en todas las categorías funcionales, las restricciones vienen dadas en términos de costes. Así, podemos distinguir entre:

- Sistemas de mejora de calidad de potencia: sólo operan en tiempos inferiores al segundo para asegurar la estabilidad de la potencia suministrada.
- Sistemas puente de potencia: operan en intervalos de segundos a minutos para asegurar la continuidad del servicio cuando se cambia de fuente de generación energética.
- Sistemas de gestión de la energía: se utilizan para desacoplar generación y consumo de energía eléctrica. Una aplicación típica es la nivelación de la carga, que implica la carga del sistema de almacenamiento cuando el coste de la energía es bajo para ser utilizada cuando el coste es elevado.

De esta forma, se pueden definir distintas aplicaciones dentro de los sistemas eléctricos en función de la potencia requerida y del tiempo en que se pueda responder la unidad de almacenamiento. Así, los sistemas con poca capacidad de almacenamiento y potencia se utilizan para mejorar la calidad de la potencia en la red, mientras que a potencias mayores se utilizan para garantizar la estabilidad del sistema transporte. Con mayor capacidad de almacenamiento y respuesta se sitúan los sistemas que permiten una mayor penetración de las fuentes renovables no gestionables en la red eléctrica, así como los que ayudan al control de la frecuencia y voltaje de la red.

Dentro de los sistemas estacionarios dedicados al almacenamiento de energía eléctrica, los sistemas hidráulicos de bombeo suponen cerca del 100% del total, debido a lo madura que es su tecnología y al propio desarrollo de la energía hidráulica en el planeta. La tendencia en capacidad de bombeo es ascendente aunque las dificultades para encontrar nuevos emplazamientos en los países desarrollo hacer prever que el mayor se producirá en un futuro en los países en desarrollo.

De forma más concreta, entre las tecnologías implicadas en el almacenamiento de energía eléctrica se pueden distinguir, como sistemas desarrollados, las baterías (con distintas configuraciones y materiales), el almacenamiento mediante aire comprimido, los volantes de inercia, el almacenamiento en superconductores, el almacenamiento en condensadores y las centrales hidráulicas de ciclo reversible. Como sistemas en desarrollo y con un elevado potencial, se encuentran las tecnologías del hidrógeno.

Tecnología de baterías (plomo-ácido, metal-aire, sulfuro de sodio, redox vanadio, ion litio, ZnBr, NiMH)

La tecnología plomo-ácido es una de las más viejas del mundo de las baterías, siendo de bajo coste y muy popular para aplicar en mejoras de calidad de potencia y UPS (Uninterruptible Power Supply). Sin embargo, para gestión energética no es muy utilizada debido a su baja durabilidad y a que el nivel de energía que puede almacenar no es fijo sino que depende de la velocidad de descarga.

Las baterías de metal-aire son las más compactas y, potencialmente, las menos caras y respetuosas con el medioambiente. Su densidad energética es alta. Sin embargo, la recarga de estas baterías es muy ineficiente (un 50%) y difícil (no más de unos centenares de descargas). Se plantean más para cubrir demandas de energía que de potencia. Los ánodos de estas baterías son metales comunes (Al o Zn) que generan electrones al ser oxidados. Los cátodos suelen estar compuestos por carbono poroso o una malla metálica cubierta por un catalizador adecuado. Los electrolitos suelen estar en forma líquida o como membrana polimérica saturada con KOH. Aunque existen metales que potencialmente plantean mejores densidades energéticas, las baterías de Zn-aire son las más utilizadas.

La batería de sulfuro de sodio consiste en un sulfuro líquido en el electrodo positivo y sodio fundido en el electrodo negativo, separados ambos por un electrolito de cerámico de alúmina. Son el tipo de batería de alta temperatura más utilizado. Su densidad energética y su eficiencia son altas, aunque costosas, e introducen problemas de seguridad. Se plantean tanto para cubrir demandas de energía como de potencia. El electrolito solamente deja pasar los iones de sodio positivos para combinarse con el sulfuro, generando una caída de potencias de aproximadamente 2 V en el circuito externo. Estas baterías demuestran ser eficientes (89%) y se pueden volver a cargar, retornando el sodio a su configuración como elemento, manteniendo la temperatura a 300° C. Además, existen en el mercado instalaciones que ofrecen varios MW de potencia llegando a alcanzar 34 MW y 245 MWh la mayor instalación, dedicada a la estabilización de la energía procedente del viento y situada en el norte de Japón.

La batería redox-vanadio es la más avanzada de las denominadas baterías de flujo (bromuro de zinc, bromuro polisulfuro y zinc-cerio) [5] y almacenan energía utilizando pares redox de vanadio (V^{2+}/V^{3+}) en la parte negativa y V^{4+}/V^{5+} en la parte positiva) en un electrolito de ácido sulfúrico (figura 8). Se plantean más cubrir demandas de energía que de potencia. Durante los procesos de carga y descarga se intercambian iones H^+ entre los dos depósitos de electrolito a través de una membrana de polímero permeable a este tipo de iones. La eficiencia neta de estas baterías alcanza el 85%, aunque su densidad energética es baja. La gran ventaja es que se plantean como capaces de garantizar un casi infinito número de cargas y descargas sin generación de residuos.

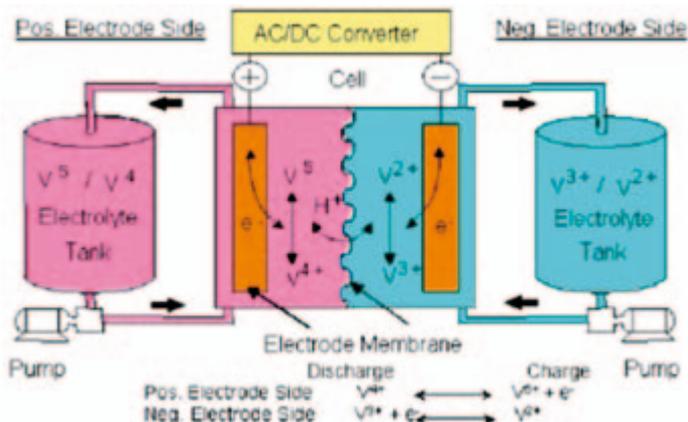


Figura 8. Esquema de la batería de flujo de vanadio-redox.

Las baterías de ion-Li consisten en un cátodo de óxido de metal con litio y un ánodo de grafito. Tienen una gran eficiencia y densidad energética, aunque requieren circuitería especial para su carga. Se plantean tanto para cubrir demandas de potencia como de energía. El electrolito se compone de sal de litio (Como LiPF_6) disuelta en carbonatos orgánicos (figura 9). Cuando la batería se carga, los átomos de litio en el cátodo se convierten en iones y migran hacia el ánodo de grafito, donde se combinan con electrones externos y se depositan entre las capas de carbono. El proceso inverso ocurre durante la descarga. Las principales ventajas de este tipo de baterías, con respecto a otras son:

- Gran densidad energética ($300\text{-}400 \text{ kWh/m}^3$, 130kWh/Tm).
- Gran eficiencia (cerca del 100%).
- Gran número de ciclos dentro de su vida media (3.000 ciclos-80% de profundidad de descarga).

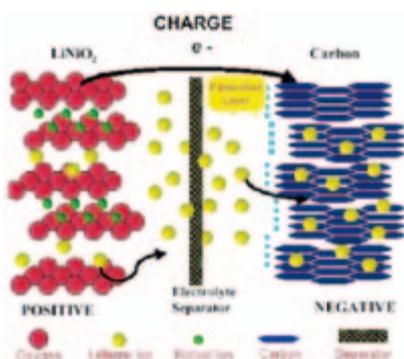


Figura 9. Esquema de funcionamiento de la batería de ion-litio.

En las baterías de ZnBr, dos tipos de distintos de electrolito circulan en cada uno de los electrodos de carbono, separados por una membrana polimérica microporosa (figura 10). Durante la descarga, Zn y Br, forman bromuro zinc y proporcionan 1,8 V de caída potencial, lo que incrementa la concentración de Zn^{2+} y BR^- en cada depósito.

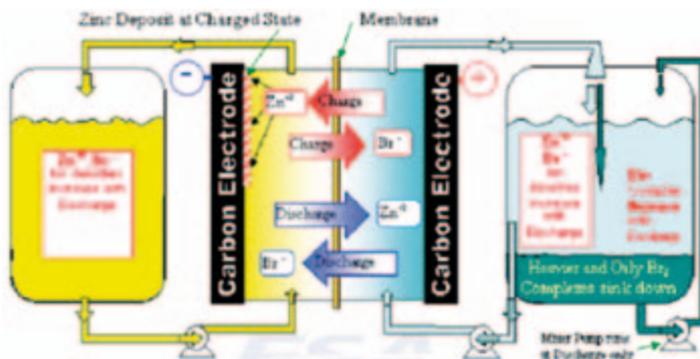


Figura 10. Esquema de funcionamiento de la batería de ZnBr.

En el proceso de carga el Zn metálico se deposita en uno de los electrodos de carbono y bromuro se disuelve en la otra parte de la membrana reaccionando con otros agentes (aminas) para generar un aceite de bromuro que queda en el fondo del depósito. La eficiencia neta es del 75%. Esta tecnología se desarrolló en los años 70 y se aplica para instalaciones en el rango 1MW/3MWh, así como 5 kW/20kWh.

La batería níquel-hidruro metálico (denominadas NiMH) utiliza un compuesto de hidrógeno como electrodo negativo (sustituyendo al Cd) y oxihidróxido de níquel (NiOOH) como electrodo positivo, lo que mejora considerablemente su capacidad con respecto a la batería de NiCd. Por otro lado, aunque la densidad energética por unidad de volumen es similar a la de ion-Li, la autodescarga es mayor. En el proceso de descarga el hidruro metálico reacciona con el ion OH^- generando un electrón, el oxihidróxido metálico y agua.

Almacenamiento en aire comprimido

Esta tecnología comúnmente se denomina CAES (compressed air energy storage) y comprende tanto el sistema de almacenamiento como la turbina de gas que genera electricidad a partir de la expansión del aire comprimido (figura 11). Se plantea más para cubrir demandas de energía que de potencia. La idea surge de la posibilidad de almacenar aire comprimido a partir de energía eléctrica consumida de la red en los períodos de bajo coste y poder producir electricidad en los períodos en los que se paga a precios elevados. En tecnología CAES, se considera que la planta puede consumir un 40% menos de gas natural que con turbinas de gas convencionales dado que, en éstas 2/3 del gas natural se consume para comprimir aire para el proceso de combustión, algo que ya vendría servido con el aire comprimido almacenado.

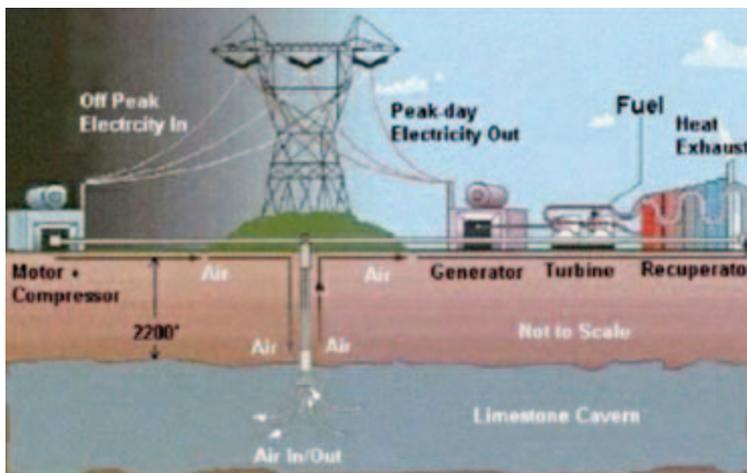


Figura 11. Esquema de funcionamiento de un sistema de almacenamiento por aire comprimido y alimentado con gas natural.

Volantes de inercia

Este tipo de dispositivos está compuesto por un cilindro rotatorio de masa elevada, confinado mediante levitación magnética dentro de un estator (figura 12). El volante de inercia opera en vacío para mejorar su eficiencia y se conecta a un generador para producir electricidad. Se plantean más para cubrir demandas de potencia que de energía.

Las principales ventajas del volante de inercia son las pocas exigencias de mantenimiento, su larga vida útil y su comportamiento inerte a condiciones medioambientales.

Mientras que los volantes de inercia de gran potencia están muy desarrollados y aplicados en tecnología aeroespacial y UPS, aún queda trabajo por delante para aplicaciones en las que se exija su operación durante períodos prolongados de tiempo. En este tipo de dispositivos las pérdidas en stand-by son menores al 1% y el paso de 0% a 100% de potencia entregada se logra en períodos de tiempo inferiores a los 5 ms.

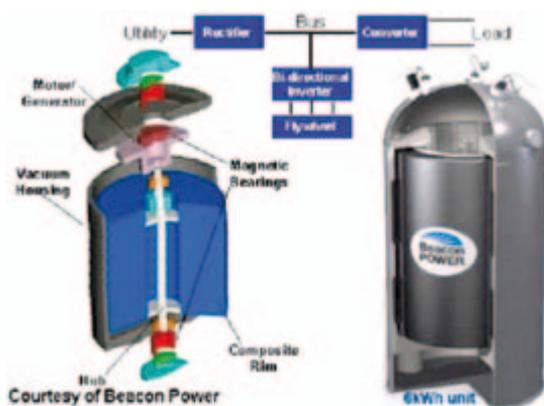


Figura 12. Esquema de un volante de inercia.

Almacenamiento en superconductores

Este tipo de dispositivos también se denominan sistemas superconducting magnet energy storage (SMES). En este caso, la energía almacenada en el campo magnético creado por el flujo de corriente en una bobina superconductora. Los cables de la bobina han de ser enfriados criogénicamente a temperaturas inferiores a la temperatura crítica, ya que por encima de ésta se pierden dichas propiedades. Una vez que la bobina superconductora se carga, la corriente no decaerá, con lo que la energía quedará almacenada hasta que la bobina sea de nuevo conectada a la red para ser descargada. Sólo se registran pérdidas significativas en el proceso rectificador/inversor para pasar corriente de AC a DC y al revés. Se plantean más para cubrir demandas de potencia que de energía.

El mayor inconveniente es el precio y las principales ventajas de estos sistemas son:

- El pequeño espacio de tiempo entre los procesos de carga y descarga (casi instantáneo).
- La muy pequeña pérdida de energía en los procesos de carga y descarga.
- La inexistencia de partes móviles en los componentes principales del sistema.

Este tipo de sistemas ya se está aplicando, principalmente para proporcionar potencia eléctrica ultralimpia en industrias que así lo requieran (fábricas de microchips) o en estabilizar la red eléctrica.

Almacenamiento en supercondensadores electroquímicos

Los supercondensadores electroquímicos almacenan energía eléctrica entre los dos condensadores eléctricos en serie que forman mediante iones del electrolito la doble capa eléctrica. Se plantean más para cubrir demandas de potencia que de energía. La distancia entre tipos de carga es de unos pocos angstroms, siendo la densidad de energía de estos dispositivos miles de veces mayor que las de los condensadores electrolíticos.

Los electrodos suelen realizarse con carbono poroso y el electrolito puede ser orgánico o acuoso (más barato aunque con menos densidad energética en este segundo caso). Por otro lado, aunque los condensadores electroquímicos pequeños (convencionales) ya están bien desarrollados, los grandes (supercondensadores) con densidades energéticas superiores a 20 kWh/m³ están aún en desarrollo.

Centrales hidráulicas de ciclo reversible

Este tipo de centrales es el más utilizado como sistema de almacenamiento dentro de los sistemas eléctricos. Se plantea más para cubrir demandas de energía que de potencia. Utiliza dos depósitos de agua, separados al menos verticalmente, de forma que el agua es bombeada al depósito superior en las horas de menor coste de la electricidad y es turbinada al depósito inferior cuando es requerida (normalmente a mayores precios por venta de electricidad). También se puede utilizar almacenamiento bajo tierra mediante pozos y otras cavidades, así como bombeo de agua de mar, lo que evita la necesidad de depósito inferior (Yanbaru, 30 MW). La eficiencia de este tipo de dispositivos se sitúa en el rango 70-85% y los tiempos de descarga pueden abarcar hasta varios días.

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN FORMA DE HIDRÓGENO (EN DESARROLLO)

El método de producción de hidrógeno a gran escala más económico es el reformado de gas natural, pero si se tiene en consideración la captura del CO₂ generado, es más eficiente su generación empleando energías renovables mediante electrólisis. En la actualidad se está produciendo un incipiente desarrollo de este tipo de sistemas.

El concepto de generar hidrógeno a partir de energías renovable nació en 1923 cuando John B. S. Haldane propuso la producción de hidrógeno y oxígeno a partir de

agua empleando la energía eólica. A partir de los años 60 se comienza a estudiar la electrolisis empleando energía solar y se extienden los estudios de generación de hidrógeno a partir de energía eólica.

La producción de hidrogeno utilizando energías renovables mediante electrólisis presenta numerosas ventajas desde dos puntos de vista diferentes:

- Como apoyo en la integración de las energías renovables en la red:
 - Posibilita una operación flexible, que permite consumir en momentos de precios bajos del mercado eléctrico.
 - En redes de distribución débiles, si se emplea el hidrógeno como vector de gestión energética de la energía producida se disminuye la necesidad de reforzamiento de la red. Este planteamiento es muy útil en emplazamientos con grandes potenciales de energías renovables donde la implantación de mayor potencia está limitada porque las redes de distribución son débiles.
 - El factor de capacidad de la red se aumenta, ya que se suavizan los picos de producción con energías renovables. En momentos de exceso de producción esta energía puede ser consumida en el electrolizador.
- Producción directa de hidrógeno. Existen distintas aplicaciones del hidrógeno generado mediante electrólisis empleando energías renovables:
 - 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 hidrógeno producido empleando energías renovables puede ser generado con un objetivo distinto al de su reconversión en electricidad para la gestión energética de una instalación de energías renovables. Es muy interesante la producción de hidrógeno como carburante en un emplazamiento cercano al de su consumo empleando fuentes renovables.

La generación y el almacenamiento de hidrógeno se puede realizar en zonas con gran recurso renovable 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 energías renovables-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 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. En otros estudios se consideró el hidrógeno como vector de transporte energético evitando la construcción de infraestructuras eléctricas en parques eólicos marinos.

En la actualidad, se plantean dos tipos de sistemas que utilizan hidrógeno como vector energético de almacenamiento de energías renovables:

- Sistemas energéticos aislados, cuyo objetivo fundamental es satisfacer las demandas de una determinada comunidad con una configuración en isla de la red (ver figura 13).



Figura 13. Configuración energética en isla alimentada por energías renovables con un sistema de gestión energética de hidrógeno.

- Sistemas energéticos integrados en la red eléctrica, cuyo objetivo es gestionar y optimizar la producción energética de una planta de energías renovables, mejorando su factor de capacidad. Este planteamiento permite aprovechar los picos de producción renovable generando hidrógeno y utilizarlo en caso de déficit de producción. Esta configuración permite trabajar con precios de generación de hidrógeno más bajos.



Figura 14. Sistema energético integrado en la red eléctrica.

Ambos planteamientos se han de abordar desde distintas perspectivas, ya que los objetivos y por 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.

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

En la actualidad tanto las energías renovables (solar y eólica fundamentalmente) como la electrólisis, a nivel 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.

A modo de ejemplo, en la tabla 2, 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 la fotovoltaica.

Tabla 2. Resumen de principales instalaciones de gestión renovable empleando hidrógeno [8]

	SOTAVENTO	HARI	RES2H2 GRECIA	RES2H2 CANARIAS	AIST/TAKASAGO	WINDD-2H2	ITHER	UTSIRA	PHOEBUS JÜLICH	SOLARWASERSERSTOFFBAUERN HYDROGEN
Generación solar	NO	13 kW	NO	NO	NO	10 kW	100 kW	NO	43 kW	372 kW
Generación eólica	17.5 MW	2 turbinas 25 kW	1 turbina 500 kW	1 turbina 225 kW	NO	110 kW	80.225 y 300 kW	2 turbinas 300 kW	NO	NO
Electrolizador	60 Nm ³ /h	8 Nm ³ /h	5 Nm ³ /h	10 Nm ³ /h	5 y 3 Nm ³ /h	25 y 133 Nm ³ /día	14 Nm ³ /h	10 Nm ³ /h	4 Nm ³ /h	2 alcalinos 47 Nm ³ /h Pres. 100 Nm ³ /h
Compresor	SÍ	SÍ	SÍ	NO	NO	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ
Almacenamiento	1.725 Nm ³	0,475 m ³ a 137 bar	La _{0,73} Ce _{0,25} Ni ₅ 42 Nm ³ H ₂	500 Nm ³	HMe 100 Nm ³	945 Nm ³	HMe 7 Nm ³ 400 Nm ³	2.400 Nm ³	3.000 Nm ³	5.000 Nm ³
Generación eléctrica	Motor 55 kW	2 FC 2 y 5 kW	NO	FC 30 kW	FC 5 kW	FC 5 kW MACI 60 kW	NO	PEM 10 kW MACI 55 kW	PEM 5.6 kW	PAFC 79.3 kW PEM 10 kW
Objetivo	Gestión parque eólico	Generación en isla	Produc. de H ₂	Generación isla/planta desalac.	Gestión «peak shaving» y almacen. HMe	Producción H ₂ / generac. eléctrica red	Produc. de H ₂	Generación en isla	Generación en isla	Produc. de H ₂ Generación eléctrica

COMPARATIVA DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

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

Tabla 3-1. Aplicaciones y tecnologías apropiadas para cada aplicación [7]

APLICACIÓN	POTENCIA	TIEMPO DE ALMACENAMIENTO	ENERGÍA	TIEMPO DE RESPUESTA	TECNOLOGÍAS
LARGO PLAZO			(MWh)		
Generación, nivelación de carga	100's MW	6-10 horas	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 horas	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

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

Tabla 3-2. Aplicaciones y tecnologías apropiadas para cada aplicación [7]

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 hora	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

El hidrógeno podría cubrir toda la gama de aplicaciones, incluso podría competir con volantes o supercondensadores. Sin embargo, estas aplicaciones requieren un desarrollo mucho mayor de las tecnologías de pilas de combustible. Sin embargo, el uso de 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 mas adecuadas para el hidrógeno, como vector energético, son aplicaciones a corto y largo plazo de gestión de energías renovables.

CONCLUSIONES

Después de analizar la situación energética actual y las distintas formas de almacenar la energía, sobre todo la proveniente de energías renovables, añadido a las preocupaciones sobre el cambio climático global, la degradación medioambiental resultante del uso de los combustibles fósiles como fuente primaria de energía, junto con las inquietudes sobre la seguridad en el suministro energético, han llevado a muchos analistas a proponer al hidrógeno como portador universal de energía para el futuro.

El uso del hidrógeno como vector energético permite el desarrollo de un amplio número de tecnologías. En concreto, las pilas de combustible alimentadas con hidrógeno pueden alcanzar eficiencias elevadas y presentan una gran variedad de posibles aplicaciones, tanto móviles como estacionarias. En el caso de que las líneas de desarrollo actuales lleguen a buen término, el hidrógeno y las pilas de combustible podrán contribuir de forma sustancial a alcanzar los objetivos clave de las políticas energéticas (seguridad de suministro, reducción de emisiones de CO_2), especialmente en el sector transporte. Los resultados alcanzados en los últimos años en los programas de investigación, desarrollo y demostración han incrementado claramente el interés internacional sobre estas tecnologías, de las que se piensa que tienen el potencial de crear un cambio de paradigma energético, tanto en las aplicaciones de transporte como en las de generación distribuida de potencia.

A largo plazo, la incorporación del hidrógeno como nuevo vector energético, ofrece un escenario en el que se podrá producir hidrógeno a partir de agua, con electricidad y calor de origen renovable, y será posible su utilización para atender a todo tipo de demandas, tanto las convencionales de la industria, en las que el hidrógeno juega un papel de reactivo en procesos diversos, como las energéticas en las que jugaría su nuevo papel de portador de energía. Las únicas emisiones que llevaría asociada la utilización del hidrógeno renovable serían óxidos de nitrógeno que se producirían en procesos de combustión. Sin embargo, su uso en pilas de combustible llevaría a emisiones nulas. Si la fuente del hidrógeno es el gas natural o el carbón, entonces será esencial la captura y almacenamiento del CO_2 para lograr ahorros en emisiones, pero, en cualquier caso, los vehículos propulsados por pilas de combustible alimentadas con hidrógeno siempre reducirán las emisiones locales, dado que en el uso final el único efluente es vapor de agua.

La visión de este sistema económico-energético del H_2 , se basa en la expectativa de que el hidrógeno pueda producirse a partir de recursos domésticos, de forma económica y medioambientalmente aceptable y en que las tecnologías de uso final del hidrógeno (pilas de combustible) ganen una cuota de mercado significativa. Los que en el mundo abogan por el hidrógeno indican que, si se alcanzan estas expectativas, una «economía del hidrógeno» beneficiará al mundo proporcionando una mayor seguridad energética porque se diversificarán las fuentes de energía, y una mayor calidad medioambiental porque se reducirán significativamente las emisiones locales y globales.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría de Estado de Energía. Extraído de la página web 25/05/2010: <http://www.mityc.es>
- [2] Comisión Europea. Market observatory for Energy. «Europe's energy position, markets and supplí. Report 2009».
- [3] Red eléctrica de España. «Avance del informe 2009: El sistema eléctrico español».
- [4] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. «Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020».
- [5] European Parliament (2007).
- [6] www.electricitystorage.org.
- [7] Task 24 «Wind Energy and Hydrogen Integration».
- [8] Guía del Almacenamiento de Energía. Fenercom. 2011.