Cuadernos de

Sostenibilidad y Patrimonio Natural

14 / 2008

El hidrógeno

como vector energético

FUNDACION
Banco Santander

Cuadernos de

Sostenibilidad y Patrimonio Natural

14 / 2008

El hidrógeno

como vector energético

Este libro está impreso con papeles reciclados y ecológicos, altamente sostenibles;
cubierta en papel estucado mate *Ikonorex Silk*;
páginas interiores en papel *Cyclus Offset* reciclado.

La Fundación Banco Santander no se hace
responsable de las opiniones vertidas por los autores
de estos artículos.

Prohibida la reproducción total o parcial de esta
publicación sin autorización de la empresa editora.

© 2008. Fundación Banco Santander.
Todos los derechos reservados.

Depósito Legal: M-18427-2008

ISBN: 978-84-89913-91-2
Impreso en España / Printed in Spain

Diseño editorial: Investigación Gráfica, S.A. / Alberto Corazón

Imprime: Leader Printing, S.L.

Es norma común de la historia el hecho de que a nuevos tiempos y nuevas situaciones corresponden nuevos paradigmas. Esta correlación insoslayable, que es aplicable a cualquier faceta del quehacer humano, se ha dado siempre de forma clara en el importante sector energético. Gran parte de las transformaciones que ha experimentado la sociedad ha ido pareja a la evolución en la utilización que ésta ha hecho de la energía; muchos cambios de época, que han resultado decisivos para el devenir de los hombres, han tenido como uno de sus pilares determinantes la modificación sustancial del modelo energético hasta entonces imperante.

Ocurrió así con la aparición de la agricultura y su consiguiente aprovechamiento de la energía del sol a través de la fotosíntesis de las plantas; sucedió también con la masiva utilización del carbón, sobre todo desde la invención de la máquina de vapor, e igualmente aconteció con la rápida expansión del consumo de petróleo, relacionada en este caso con la aparición del motor de combustión interna.

Ahora, cuando la era de los combustibles fósiles comienza a dejar paso a una nueva etapa que nos trae nuevas fuentes de energía, emerge también un nuevo modelo energético que ya va siendo algo más que una promesa de futuro. Un modelo en el que el hidrógeno aparece como su vector energético –que no fuente de energía– emblemático y prometedor.

En consecuencia, hemos creído oportuno y de gran interés conocer esta nueva realidad en sus diversos aspectos. Para ello organizamos una jornada de trabajo, en la que tuvimos la satisfacción de contar con un excelente grupo de profesionales que, en diferentes parcelas de la ciencia y la técnica, están trabajando con rigor y éxito en el apasionante campo del hidrógeno como transportador de energía.

Esta jornada, coordinada de forma certera por el científico Antonio Ruiz de Elvira, fue para nosotros una experiencia grata y útil, que ahora –además de agradecer su intervención a los que en ella participaron– queremos divulgar y compartir con todas aquellas personas interesadas, no sólo en el nuevo modelo energético que tendremos, sino también en el futuro que nos aguarda en este frágil y hermoso planeta.

Fundación Banco Santander

Apertura de la jornada
Javier Aguado
Director Gerente, Fundación Banco Santander **6**

El cambio climático y la inevitabilidad del cambio de paradigma energético
Antonio Ruiz de Elvira
Catedrático de Física Aplicada, Universidad de Alcalá de Henares **8**

La energía basada en el hidrógeno: desafío y oportunidades
Antonio González
Director del Departamento de Aerodinámica y Propulsión, INTA **22**

Generación de hidrógeno con energías renovables
Manuel Romero
Director de la División de Energías Renovables, CIEMAT **34**

El hidrógeno en la industria
Javier Brey
Director, Hynergreen-Abengoa **54**

El hidrógeno, factor de competitividad y desarrollo regional
Luis Carlos Correas
Director Gerente, Fundación para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón **62**

Seguridad en la utilización del hidrógeno como combustible
Eduardo López
Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA) **72**

Uso del hidrógeno en automoción: vehículos e infraestructuras
Fernando Isorna y Eduardo López
Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA) **84**

Aplicaciones estacionarias de pilas de combustible: generación distribuida y aplicaciones domésticas

Manuel Felipe Rosa

Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA) **92**

José Javier Martínez

Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía (AICIA)

Javier Aguado
Director Gerente
Fundación Banco Santander

Desde que la Fundación Banco Santander inició su línea de trabajo en el campo de la Sostenibilidad y del Patrimonio Natural, la energía ha supuesto un elemento de interés permanente al que se ha venido dedicando una especial atención a través de diferentes jornadas, debates y publicaciones.

También en esta ocasión queremos aportar nuestra colaboración a la búsqueda de un panorama energético mundial más sosegado, menos preocupante y, sobre todo, más sostenible. El bienestar de los que hoy habitamos la Tierra, el futuro de las generaciones que nos seguirán y el equilibrio biológico de todo lo demás que tiene vida depende, y mucho, del futuro que logremos diseñar para el uso de la energía.

Por eso, si en el contexto de cambio global en el que nos encontramos han de darse por superadas muchas situaciones y deben aflorar nuevos paradigmas, en el caso concreto de la energía y cuanto la rodea esto es especialmente urgente.

Cuando todas las evidencias apuntan a que la era de los combustibles fósiles está alcanzando su cenit, la necesidad de encontrar soluciones alternativas es un reto para toda la humanidad. Reto que hay que afrontar teniendo en cuenta que las condiciones actuales de la biosfera, con el cambio climático como factor determinante, inducen ineludiblemente a que dichas soluciones paliativas deban ser radicalmente novedosas.

No es posible «más de lo mismo», ni aplicar cosmética a discreción; hay que utilizar todo el conocimiento disponible, ser imaginativos y avanzar decididamente por la amplia avenida de la innovación. Es mucho y muy importante lo que tenemos en juego.

En esta búsqueda de remedios y nuevos horizontes es donde surge, mejor dicho, resurge la figura del hidrógeno. El átomo sencillo, el viejo conocido de los hombres de ciencia desde que en 1766 lo descubrió Cavendish, el primero de la «lista» (la tabla periódica de elementos), el compañero del oxígeno para darnos la vida a través del agua, el inodoro, incoloro e insípido hidrógeno; el que no encontrándose libre en la naturaleza, sin embargo se combina con otros elementos para dar lugar a tanto bienes, como por ejemplo la mayor parte de las sustancias orgánicas, los hidrocarburos o la mencionada agua.

El hidrógeno, como elemento biogenético que es, ayuda a generar vida. Y ahora, ante una más que incipiente crisis energética a gran escala, este elemento se revela nuevamente como componente esencial de la posible solución, generándonos en este caso vida a fuerza de transportar energía. Porque posiblemente ése es, en el mundo de la energía, el papel crucial del hidrógeno: ser vector energético. La vieja ley que establece que «la energía ni se crea ni se destruye», podía complementarse diciendo «y el hidrógeno puede transportarla».

Llegados, por tanto, al momento presente de encrucijada energética y sabiendo lo que sabemos del hidrógeno, es preciso poner a trabajar todas nuestras capacidades para elegir el mejor camino posible. En ello está la comunidad científica, por ello apuesta el mundo económico y en ello quiere confiar la sociedad.

Para dar apoyo a estos anhelos y difusión a los avances que se van logrando, hemos querido reunir a algunos de los mejores científicos, técnicos y hombres de empresa que están trabajando en esta materia: el hidrógeno como vector energético, que no fuente de energía como, erróneamente, a veces se proclama.

Con las intervenciones de todos los ponentes tendremos un criterio más exacto, y mejor fundamentado, sobre aspectos tan concretos e importantes como la necesidad que tenemos de un nuevo paradigma energético, los desafíos y oportunidades que nos depara la energía basada en el hidrógeno, la generación del mismo a partir de energías renovables, la respuesta a la pregunta ¿por qué apuesta una empresa comercial por el hidrógeno?, o el papel de este elemento como factor de competitividad y desarrollo regional.

Finalmente, quiero agradecer a Antonio Ruiz de Elvira su trabajo en el diseño y desarrollo de esta jornada, así como a todos los ponentes su participación.

El cambio climático y la inevitabilidad del cambio de paradigma energético

Antonio Ruiz de Elvira
Catedrático de Física Aplicada,
Universidad de Alcalá de Henares

Se habla mucho de cambio climático. ¿Qué es esto del cambio climático?

Y para empezar por orden, ¿qué es el clima? Hablamos del tiempo: por ejemplo, en mayo de 2007 hemos recibido grandes lluvias en España que han generado inundaciones desconocidas en los registros meteorológicos. Pero hasta abril de ese año no nevó nada y las lluvias fueron muy escasas. El tiempo atmosférico cambia en escalas rápidas del tiempo del reloj. Pero el clima es el tiempo atmosférico a lo largo de meses, años, siglos.

En España tenemos esencialmente tres climas diferenciados: el de la cornisa cantábrica, que es húmedo y templado todo el año; el del interior, que es seco y de temperaturas extremas, y el mediterráneo, muy seco, templado y sometido a grandes descargas de agua a intervalos irregulares. En otras regiones, por ejemplo, en los Países Bajos, llueve todo el año, con temperaturas no extremas.

El clima cambia de manera muy lenta de forma natural; en escalas de cientos de años en menor medida y en escalas de miles y cientos de miles de años de manera mucho más substancial. Hace 40.000 años el Sáhara era una pradera llena de hierba, y hace 100.000 años el norte de Europa y de América, y las montañas de los Zagros en el sur de Turquía, tenían capas de hielo de un par de kilómetros de altura. Las razones de los cambios son pequeñas acumulaciones de dos factores fundamentales: la cantidad de agua dulce que se añade poco a poco al océano Ártico y la cantidad de CO_2 que se añade poco a poco a la atmósfera. Ambas acumulaciones generan un balancín climático que oscila con escalas de 100.000 años en su estado helado y de 20.000 en su estado cálido, excitado por las variaciones de los parámetros orbitales del planeta, en lo que se conoce como oscilador estocástico.

Hoy estamos cambiando los dos parámetros, CO_2 y agua dulce, de manera muy rápida, muy humana.

Los seres humanos somos animales, sobre los que surgió, por mutación genética, una leve capa racional. Como animales somos máquinas termodinámicas como las locomotoras o los motores de los coches: nuestra actividad esencial es buscar energía (a la que llamamos dinero) para mantener el cuerpo en vida y reproducirnos. Hasta 1800 capturábamos la energía de una manera muy lenta, a través de la fotosíntesis, con un esfuerzo considerable. La cantidad de tierra útil y la cantidad de energía que llega del Sol conseguían mantener una población de unos 500 millones de personas sobre la Tierra. La mera energía de la fotosíntesis no da para más.

Pero los seres humanos descubrimos el paraíso: descubrimos la energía generada por las plantas, de esa manera lenta, alma-

cenada en cofres en el interior de la Tierra, cofres que se abrían sin más que pincharlos.

En la era agraria, 90 de 100 personas tenían que trabajar y 10 de esas 100 disfrutaban del trabajo de las 90; en la era de la energía, 10 personas trabajan y 90 disfrutan de ese trabajo. Antes la minoría explotaba a la mayoría. Hoy es la mayoría la que explota a la minoría.

En la naturaleza rige una ley tremenda, implacable, inescapable. Los físicos la llamamos la ley del crecimiento de la entropía, el segundo principio de la termodinámica, que nos dice que no hay comida gratis. Esta ley está en todos los códigos religiosos. Por ejemplo, en la Biblia es la maldición a Adán: «Ganarás el pan con el sudor de tu frente». Podemos capturar energía, pero para utilizarla tenemos que perturbar el medio ambiente que es el que permite el desarrollo de la vida. Cultivar la tierra produce desechos. La tierra cultivada se seca, se agosta, se saliniza. Nuestra vida produce residuos intratables, de forma continua, residuos que intentamos esconder para que no nos ataquen, para que no nos entierren bajo su peso.

La energía fósil que estamos empleando para vivir en el paraíso produce un residuo, invisible, pero pernicioso cuando su concentración aumenta en exceso: produce CO_2. ¿Cuál es la historia del CO_2 y cuál es su importancia? Es lo que vamos a relatar en el resto del trabajo.

El clima

El tiempo atmosférico es el conjunto de fenómenos meteorológicos que se suceden sobre la superficie de la Tierra en escalas de tiempo de minutos a días.

Por encima de estas escalas estamos hablando de clima. Clima es el conjunto de fenómenos meteorológicos que se suceden sobre la superficie de la Tierra en escalas de tiempo de diez días a millones de años. El clima de una región del planeta es la secuencia histórica de estados meteorológicos que ocurren sobre ella. El clima del Sáhara, en la escala de los últimos mil años, es de humedad relativa muy baja, precipitación concentrada en episodios raros y violentos, temperaturas diurnas elevadas y nocturnas muy bajas. (Es muy importante reconocer que en otras escalas de tiempo el clima del Sáhara fue similar al que en la presente escala de tiempo tenemos ahora en España, y que allí llovía con frecuencia. Clima es meteorología e historia.)

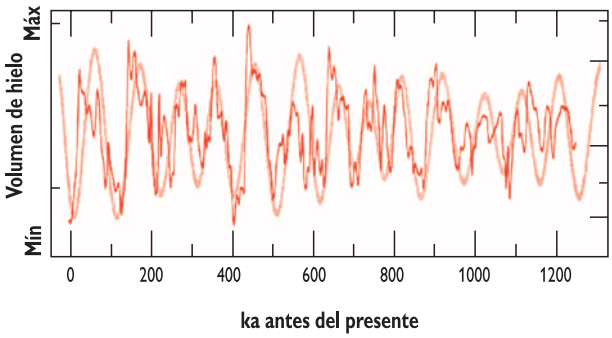
En la etapa actual, el clima de Canarias, por ejemplo, una región semitropical, es uniforme todo el año, mientras que el del interior de la península Ibérica es de fuertes contrastes estacionales.

¿Cómo varía el clima de una región, o del planeta, a lo largo del tiempo?

Tenemos registros instrumentales continuos, desde hace unos 200 años de pequeñas regiones de la Tierra, y desde hace 100 años de casi todo el globo, e indicaciones derivadas de observaciones indirectas de todo el planeta y de los últimos 200.000 años, más o menos fiables, con indicaciones bastante menos seguras para escalas de tiempo anteriores a éstas, pero aun así utilizables.

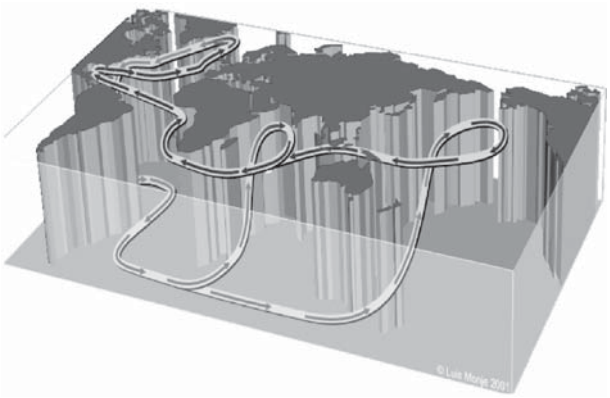
La característica más importante del clima del planeta del último millón de años es la secuencia de glaciaciones y deglaciaciones, no periódicas pero sí repetitivas. En la figura 1 observamos una secuencia indicativa de una parte de esas oscilaciones, la cubierta de hielo en Groenlandia, que se extiende a los últimos 1.200 miles de años (ka). Podemos observar escalas de tiempo del orden de 100 ka (en particular 63, 73, 84, 90,105 y 126 ka). Existe la tentación, desde un geógrafo llamado Milankovitch, de relacionar esas escalas de tiempo con las variaciones de los tres parámetros de la órbita del planeta: excentricidad (100 ka), inclinación del eje de giro (41 ka) y precesión de los equinoccios (23 ka). Pero realmente las escalas de tiempo de las oscilaciones «climáticas» no corresponden exactamente con ninguna de las escalas astronómicas, ni con combinaciones entre ellas, ni con sus armónicos o subarmónicos.

Figura 1.



Línea oscura: variaciones de la capa de hielo de Groenlandia.
Línea clara: combinación de los tres movimientos periódicos de la órbita de la Tierra: excentricidad, inclinación del eje y precesión de los equinoccios.

Figura 2.
Circulación termosalina



La secuencia de glaciaciones es característica de esta última etapa geológica del Pleistoceno, y deriva de la distribución de continentes actual, de que el océano Atlántico es un océano casi cerrado, de orientación norte-sur, con conexión con el Polo Norte; de que éste sea mar sin tierra sólida, y de que el istmo de Panamá se cerró hace más o menos tres millones de años.

Las variaciones orbitales y las variaciones correspondientes de la insolación (que son pequeñas) no pueden producir directamente los grandes cambios climáticos observados, oscilaciones de la temperatura media global del orden de ocho grados, pero sí pueden servir de excitadores de un oscilador intrínseco del sistema climático como es la circulación general oceánica termosalina (fig. 2), una de cuyas ramas más conocidas es la corriente del Golfo. Esta corriente penetra en el Mar del Norte con sal abundante y temperatura razonablemente elevada, allí se enfría, incrementa su salinidad y se hunde en una cascada gigantesca en el talud entre Groenlandia e Islandia. Mientras se mantiene la generación de agua pesada en las zonas polares se mantiene un estado climático interglacial.

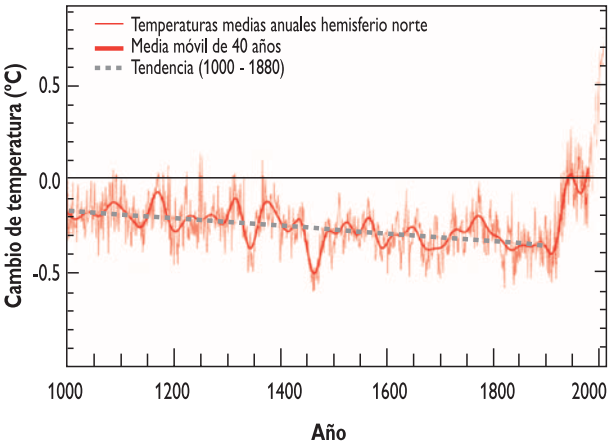
En las escalas de tiempo irregulares mencionadas anteriormente se interrumpe, por causas aún bajo discusión científica, dicha circulación, y se hiela completamente la zona norte del hemisferio boreal. La bajada de temperatura es de tendencia constante, con altibajos, y con una pendiente estimada de unos -8°C/20.000 años. En un momento dado, sin embargo, cuando la bajada del nivel del mar deja al descubierto los depósitos de metano del talud continental, éste empieza a calentar el planeta, lo que produce el burbujeo de CO_2 desde los océanos, y el incremento de su concentración en la atmósfera, lo que genera una subida muy brusca de la temperatura de esta última, que por procesos de realimentación que incluyen el albedo produce una desaparición muy rápida de la cubierta de hielo y un calentamiento general del planeta.

Un calentamiento de esta naturaleza ocurrió en la Tierra hace unos 15.000 años. El deshielo de los montes Zagros, en el sur de Turquía, debió producir avalanchas de agua de tipo diluvial, llenar de agua el mar Negro y depositar una capa de lodo muy fértil y potente en Mesopotamia. Es, con muy alta probabilidad, el origen de la leyenda del Diluvio Universal, presente en todas las culturas cercanas a la actual Turquía. Al mismo tiempo, el lodo transportado hacia Mesopotamia (la tierra entre los ríos Tigris y Éufrates), sumado a una mutación de los cereales que hizo posible que las semillas cayeran bajo la planta en vez de dispersarse por el viento, originó la nueva cultura agraria que permitió la captura directa de energía de la fotosíntesis y el crecimiento de la población: la primera revolución energética.

Una etapa de deglaciación, hemos visto, tiene una duración del orden de unos 20.000 años, o al menos la ha tenido en estos últimos 400.000 años, bajando desde un máximo, u óptimo interglacial, lentamente hacia la etapa de enfriamiento brusco que, como he dicho, ocurre por lo general entre unos 15.000 y 20.000 años después de ese máximo. De acuerdo con esto es de esperar que la temperatura media global (TMG) del planeta haya ido cayendo lentamente desde aquel máximo hasta ahora, con las fluctuaciones correspondientes a cualquier sistema termodinámico y a cualquier sistema complejo como es el sistema climático.

Las medidas indirectas de esa TMG de los últimos 1.000 años así lo indican, al menos hasta 1880. En esa fecha se detecta un cambio muy brusco de la tendencia de evolución de la TMG. De una pendiente media de -0.0002°C/año se pasa a una pendiente de +0.004°C/año (fig. 3).

Figura 3.



Evolución de la temperatura media anual del hemisferio norte a partir del año 1000 de la era común. Esta evolución es lentamente descendente desde el año 1000, con altibajos que señalan épocas de bonanza o de carestía hasta 1880. En esa década la tendencia cambia drásticamente de signo. Se han dibujado, en °C, las separaciones de la temperatura media anual respecto al promedio de temperaturas medias de 1950-1970, según las reconstrucciones de muchos autores. Si consideramos las temperaturas desde el año 200 de la era común, las temperaturas no varían en tendencia hasta 1880. La subida de estos últimos 130 años es mucho más acusada en la segunda mitad, desde 1940 hasta la fecha. Entre los años 900 y 1000 se produjo una subida muy intensa pero limitada.

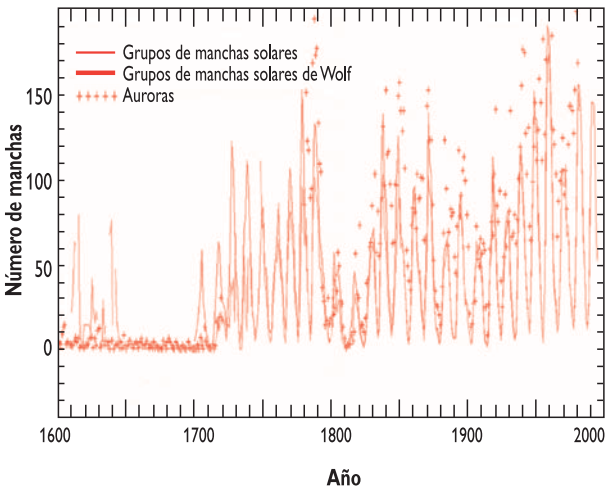
Un cambio de ese tipo es muy interesante. Cualquier físico experimental, cualquier ingeniero que detectase un cambio así en uno de sus experimentos quedaría enormemente excitado por esos datos. Las preguntas que se haría serían:

- ¿Es real?
- ¿Por qué en 1880, y no en 1800, o en 1700?

El cambio es real y está identificado mediante datos de termómetros calibrados y vueltos a calibrar hasta obtener series históricas homogéneas fiables. Respecto a temperaturas anteriores a 1800, cuando los termómetros escaseaban o faltaban completamente, se han realizado estudios sistemáticos a partir de datos de anillos de crecimiento de los árboles, de anillos de crecimiento de los corales y de la composición isotópica de burbujas de aire contenidas en los hielos de Groenlandia y de la Antártida, con el resultado de que la temperatura media global del planeta ha crecido 0.6°C desde 1880 hasta ahora, y había decrecido desde el año 1000 hasta la fecha anterior.

Lo primero a buscar es una influencia externa. ¿Ha variado mucho la entrada de energía en esa época?

Figura 4.



Evolución de la actividad solar marcada por las manchas solares y las auroras boreales. Entre 1650 y 1700 desaparecieron totalmente las manchas solares, en lo que se denomina Mínimo de Maunder. Es interesante notar que la época de máxima subida de la TMG que ocurre en las últimas décadas del siglo XX no coincide con la época de máxima actividad solar que ocurre en 1940.

Como se puede ver en la figura 4, la cantidad de radiación emitida por el Sol y, evidentemente, recibida por la Tierra ha sido esencialmente constante desde 1850 hasta la fecha, con variaciones del orden del uno por mil. Particularmente, entre 1880 y 1920 el número de manchas solares, que es una medida de la actividad solar, fue la mitad que entre 1830 y 1880, y en los últimos años del siglo XX ha sido inferior a la actividad durante las décadas de 1940 a 1970.

Parece pues que una influencia externa del tipo de cantidad de energía emitida desde el Sol, en el rango de longitudes de onda del visible, es descartable a la hora de pensar en su influencia en la subida estimada y medida de temperatura.

En cuanto a las variaciones de los parámetros de la órbita terrestre (hipótesis de Milankovitch), si influyen en algo en la cantidad de energía recibida en el planeta su influencia es actualmente hacia un posible enfriamiento, puesto que el óptimo de entrada de radiación debido a esa combinación de los ciclos de excentricidad, oblicuidad y precesión de los equinoccios ocurrió hace unos 10.000 años, habiendo disminuido ligeramente desde entonces.

Descartadas pues las influencias externas nos quedan las internas del sistema climático. A la distancia a la que está la Tierra del Sol, su TMG, para una atmósfera sin moléculas poliatómicas, debería ser unos 15°C bajo cero. Las moléculas poliatómicas presentes en la atmósfera de la Tierra (vapor de agua, dióxido de carbono y metano, esencialmente) capturan la radiación infrarroja emitida por la superficie del planeta y forman una a modo de manta de lana que hace subir la temperatura en esa superficie. La idea es que parte de la radiación capturada vuelve a ser emitida hacia abajo, hacia la superficie, y calienta ésta, que emite de nuevo y vuelve a recibir parte de la nueva radiación emitida. La temperatura de la superficie aumenta con la concentración de gases traza y disminuye con ella, aunque de forma compleja y no lineal, pues se producen efectos de saturación.

Asumido esto, que es físico-química elemental, la TMG de la Tierra ha variado dentro de un rango de unos 16°C a lo largo de los miles de millones de años de su historia geológica. Sabemos que la constante solar no ha variado gran cosa en los últimos 70 millones de años. Sin embargo, la TMG ha pasado de ser, aproximadamente (no estábamos allí para verlo), unos 32°C en el Paleoceno Inferior, a 22°C en el Oligoceno, y 27°C en el Mioceno Medio, hace unos 15 millones de años. En aquel momento se abrió el estrecho de Drake entre Argentina y la Antártida; ésta quedó térmicamente aislada y como consecuencia de ello la TMG ha ido disminuyendo de manera continua hasta ahora en que es de 15°C, con oscilaciones de más-menos 4°C en el último millón doscientos mil años, desde que se cerró el istmo de Panamá y quedaron aislados entre sí los océanos Pacífico y Atlántico.

En estas dos últimas etapas geológicas del Pleistoceno y Holoceno (desde hace 1.8 millones de años hasta la deglaciación del Diluvio, y desde entonces hasta ahora), el clima ha estado y está controlado, esencialmente, por la disposición de los continentes americano y europeo-africano, y la existencia de un Polo Norte libre de tierras y una Antártida sólida aislada del resto del planeta por la corriente circumpolar antártica.

La entrada de energía ocurre de manera mayoritaria en los trópicos, mientras la salida está repartida más o menos por igual por todo el globo. Aquí me van a permitir un pequeño capricho técnico, que no debe hacer que el lector, horrorizado, arroje lejos de sí este pequeño trabajo. Todos los cuerpos, incluidos nosotros, emitimos radiación. La mejor forma de convencernos de ello es ponernos, a las 21 horas de una tarde de verano, frente a una pared de ladrillo sobre la que ya no caiga luz, pero que haya sido calentada por el sol durante el día: notaremos en la piel la radiación infrarroja que emite. La ley de emisión, enunciada por un físico llamado Wien, nos dice que la energía emitida es proporcional a la temperatura multiplicada por sí misma cuatro veces, T^4 , donde T se mide sumando 273 a lo que marca el termómetro. Esta ley hace que la razón entre la energía emitida por un metro cuadrado de superficie a 30°C = 303 K, y la emitida por un metro cuadrado a 0°C = 273 K sea de 1.5 solamente, lo que indica que el Polo emite casi tanta energía como el ecuador. Por ello, la distribución de temperaturas en el pla-

neta no depende de la cantidad de energía que irradia el suelo, sino del transporte de energía por medio de las corrientes marinas, y esencialmente por medio de la circulación termosalina de los trópicos al Ártico y del Ártico a los trópicos.

La circulación termosalina (fig. 2) es una cinta transportadora de energía que tiene una rama cálida entre el golfo de Guinea y el Caribe, que se convierte en la corriente del Golfo al salir de Cuba hacia Europa, y se enfría y se llena de sal en el Ártico, al formarse el hielo en aquellas latitudes, cayendo hacia el fondo del mar entre Islandia y Groenlandia, para iniciar allí un viaje de unos 200 años por los fondos marinos hasta salir a la superficie en el Pacífico, donde se calienta e inicia su viaje de vuelta como agua cálida de nuevo hacia el golfo de Guinea.

Esta energía, distribuida a lo largo de todo el globo, genera los fenómenos meteorológicos que sufrimos o disfrutamos, y que, en sus distintos promedios espaciales y temporales, denominamos clima de un lugar y de una etapa temporal.

El «clima» de la península Ibérica viene dado por su situación geográfica, entre mares, con una costa norte-sur y montañas paralelas a la dirección predominante de los vientos oeste-este.

El clima de nuestras regiones templadas, o extra-tropicales, viene controlado por la corriente del «chorro», un río intenso de aire que circula a una altura de unos 11.000 m, con una anchura de unos 200 km, un espesor vertical de un par de kilómetros y una velocidad de unos 200 km/h. De este «río» vemos sus bordes, muy altos en el cielo, a la altura a la que vemos las estelas blancas de los aviones en días claros. Vemos los bordes del chorro cuando observamos nubes muy altas que tienen forma de cola de caballo y que representan los torbellinos que se forman en los bordes del chorro al rozar con el aire en calma que lo rodea. El chorro está generado por la diferencia de temperaturas en la baja atmósfera, en la dirección sur-norte (gradiente meridiano de temperaturas). El gradiente acelera en vertical la velocidad del viento zonal, de oeste a este, producido en el equilibrio entre los gradientes de presiones y las «fuerzas de Coriolis», y esa aceleración produce una velocidad muy grande a 11 km de altura.

El chorro es un fenómeno real, que buscan los pilotos de lí-neas aéreas para incrementar en unos 200 km/h su velocidad de crucero en los viajes de América del Norte hacia Europa. De la cara sur del chorro, en el tramo de subida hacia el norte de los meandros, que como cualquier río realiza, «cuelgan» las borrascas. Al desplazar masas de aire a 11.000 m de altura hacia el norte, el chorro exige que el aire que tiene debajo realice un movimiento ciclónico, y así no tiene más remedio que ascender como consecuencia de los quasiequilibrios entre aquellos gradientes de presión y las «fuerzas de Coriolis», a los que se añade su viscosidad molecular y turbulenta. Al ascender se forman las borrascas, se enfría el aire y se produce, generalmente, precipitación.

La posición en latitud del chorro viene dada por la posición del máximo del gradiente meridiano de temperatura del aire entre los trópicos y el Polo. Así, la posición latitudinal media del chorro es más o menos la de España en otoño, invierno y primavera, y asciende hacia el norte en verano, con la subida de temperatura de las regiones polares. En otoño y primavera el chorro describe meandros importantes, mientras que durante el solsticio de invierno el chorro circula con escasa propagación de meandros, siendo éstos pequeños por lo general. Durante el verano los meandros pueden ser notables en ocasiones, generándose como consecuencia fuertes tormentas que descargan lluvias muy intensas.

He dicho que la posición del chorro depende del gradiente meridiano de temperatura sur-norte, y éste, a su vez, depende esencialmente de la temperatura del Polo Norte, pues la de los trópicos no cambia, por el motivo esencial de que los trópicos hoy están esencialmente cubiertos de agua, de manera que un incremento de la energía en aquellas regiones se traduce en un incremento de la evaporación, con escasa variación de la temperatura.

La situación es muy otra en el Polo Norte. En el Polo, al no haber cambio de fase, el suministro de energía se invierte en

aumentar la temperatura de la zona. El aumento de energía disminuye notablemente el gradiente meridiano de temperaturas y desplaza su máximo hacia el norte, y con este desplazamiento va el de la posición latitudinal del chorro polar, con las borrascas que de él cuelgan.

La situación, pues, acerca de la posible evolución de la precipitación en España es la de una evolución hacia una situación de verano permanente, de temperaturas invernales altas, escasez de lluvia suave e incremento de los fenómenos tormentosos correspondientes a grandes meandros del chorro polar.

Esto es así cualitativamente. ¿Podemos decir algo más de manera cuantitativa? Para empezar debo decir que hoy es imposible afinar respecto a la situación futura en España, pues falta el desarrollo de modelos matemáticos de alta resolución. Sin embargo, si me gustaría decir algo más concreto acerca de la evolución del clima general de la Tierra y de los modelos en que se sustenta. Es posible que lo que escribo a continuación suene a chino, y que la reacción sea: «No entiendo nada». Pero con paciencia es posible entender casi todo en este mundo.

Una ecuación es algo que nos proporciona algo que desconocemos conociendo algunas otras cosas. Por ejemplo, si el kilo de naranjas vale 3 euros y tengo 12 euros, puedo plantear:

$$3x = 12 \qquad \text{Ecuación (1)}$$

$$x = 12/3 = 4 \text{ kilos}$$

Resolver la ecuación (1) es encontrar cuántos kilos puedo comprar con el dinero que tengo.

Para el clima disponemos de muchas ecuaciones parecidas a ésta, que nos dicen cuál es la velocidad del viento y su temperatura dentro de unos minutos si las conozco ahora mismo.

Son ecuaciones del tipo:

$$3x^2 = 2$$

Que exigen hacer raíces cuadradas para su resolución:

$$x = \sqrt{2/3}$$

Y que los físicos llamamos ecuaciones no lineales.

El problema del clima es un problema de integración (resolución) de las ecuaciones dinámicas de los fluidos que forman el sistema climático, y de la determinación de la variación de las condiciones de contorno de esas ecuaciones, variación causada por la evolución del propio sistema climático.

Es un problema físico-matemático muy interesante. En primer lugar, las ecuaciones, que son las ecuaciones de Navier-Stokes, son no lineales y los fluidos se mueven en una esfera en rotación, es decir, sometidos a aceleraciones de Coriolis y con problemas estimulantes de vorticidades y momentos angulares.

En segundo lugar, tratamos con dos fluidos de características razonablemente distintas: el aire, de baja densidad y capacidad calorífica, que se mueve sobre una esfera sin fronteras laterales, pero con topografía variable; y el agua, 1.000 veces más densa y de alta capacidad calorífica, que se mueve en cuencas irregulares y de profundidades variables. Ambos fluidos están inextricablemente unidos en su dinámica, pero separados por las características de sus movimientos. Por ejemplo, los vórtices del aire tienen escalas lineales de 2.000 km, mientras que los vórtices oceánicos las tienen de unos 20 km. El sistema de movimiento es esencialmente complejo, y la dinámica, caótica.

Pero, adicionalmente, el propio movimiento de estos dos fluidos modifica una de las condiciones de contorno del problema, la capa de hielo del Ártico. Tenemos así en el clima uno de los mejores ejemplos de los nuevos problemas con los que se enfrenta la física: la resolución de ecuaciones diferenciales no lineales, de escalas distintas y con modificación constante de las condiciones de contorno: las ecuaciones de un «sistema complejo».

La única forma conocida hasta el momento (lo que revela un fallo considerable en el cuerpo de doctrina físico-matemático, que por otro lado se nos presenta como un edificio bellamente terminado) de resolver esas ecuaciones es introducirlas en ordenadores grandes y rápidos, que intentan resolverlas mediante cálculo numérico, que produce soluciones particulares a cada problema de condiciones iniciales, y que por repetición constante (en el caso de simplificaciones considerables de las ecuaciones) puede dar una estadística significativa para el fenómeno en estudio.

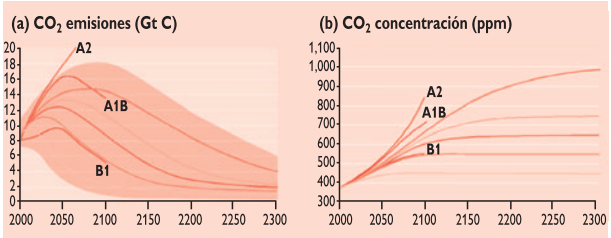
Los modelos numéricos utilizados hasta el momento, de acuerdo con las capacidades actuales de los ordenadores, son 5 o 6, que se diferencian entre sí en los esquemas numéricos de integración, en la parametrización de los procesos de formación de nubes, y en las formas de acoplo entre atmósfera y océano. La escala espacial actual de los modelos es de unos 200 km, salvo uno, el del Hadley Centre del Instituto Meteorológico inglés. Las integraciones se realizan con datos iniciales de 1880 y se continúan hasta el año 2100.

En general, los diferentes modelos producen diferentes resultados en las integraciones, y diferentes resultados también cada modelo dependiendo de ligeras diferencias en las condiciones iniciales. Sin embargo, la dispersión es pequeña y podemos tener alguna confianza en los resultados de la predicción a medio plazo. Introduciendo sólo variabilidad natural los modelos no capturan la tendencia de las observaciones, mientras que si sólo se tiene en cuenta el aumento antropogénico de la concentración de CO_2 aparecen algunas discrepancias, por ejemplo, en el caso de emisiones volcánicas. Si se consideran ambas causas de variación, los modelos reproducen razonablemente bien las observaciones, de manera que es posible asumir como válida la tendencia mostrada correspondiente a uno de esos modelos.

Esta tendencia aparece en los modelos si utilizamos la hipótesis de que la humanidad va a seguir emitiendo CO_2 al mismo ritmo que en la actualidad.

El estudio del Panel Internacional de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (IPCC), publicado en 2007, indica diferentes rangos de subida de la TMG para distintos escenarios sociológicos. En el peor de los casos, aquel en que el negocio sigue como en la actualidad, la subida sería de entre 3º y 5º, pero aún en el caso de una reducción drástica de la emisión de gases, la subida estimada de la TMG sería de 2º. Dos grados es preocupante pero asumible. Cuatro grados significaría el deshielo de Groenlandia. Veamos esto con más detenimiento.

Figura 5.



Evolución estimada, en el informe del IPCC de 2007, de las emisiones de CO_2 y su concentración en la atmósfera según distintos escenarios socioeconómicos. A2 implica una emisión continuada y salvaje de las emisiones de gases traza, A1B, una emisión que se detiene en 2100, B1, unas emisiones que empezarían a disminuir en 2050.

El informe del IPCC se realizó a lo largo de los años 2001 a 2005, y se publicó en 2007. Se establecieron una serie de escenarios sociológicos cuyos extremos son el que corresponde a un consumo de combustibles fósiles creciente y el que significaría un paraíso ecologista en el que se disminuiría la emisión de CO_2 a partir del año 2050.

En este último caso la concentración en el año 2100 alcanzaría las 540 partes por millón (ppm) de CO_2 en la atmósfera, mientras que en el primero llegaría, en el año 2100, a las 980 ppm. Debemos tener en cuenta que el CO_2 permanece en la atmósfera al menos 120 años, y que durante el último millón de años (hasta 1880) la concentración nunca ha superado las 300 ppm (hoy estamos en 380). 980 ppm de CO_2 sólo se alcanzaron en las épocas geológicas de hace 400 millones de años.

Puesto que el CO_2 se mantiene en la atmósfera mucho tiempo, las concentraciones de este gas seguirían subiendo durante bastante tiempo a pesar de la disminución de sus emisiones.

Ya que la presencia de CO_2 en la atmósfera retiene energía en las capas bajas de la misma, la temperatura de la superficie del planeta debe subir con la concentración. No sabemos exactamente cuánto, pues los modelos matemáticos que utilizamos necesitan aún de muchas mejoras, pero el mismo IPCC realizó algunas estimaciones.

Recordemos que estamos hablando de temperaturas medias. Un aumento de la temperatura media del planeta en 2º supondrá un aumento de unos 6º de la temperatura del Polo Norte, y esto supondrá una disminución de la lluvia sobre España a la mitad. Un aumento superior supondría una tragedia de proporciones inimaginables.

Recientemente se ha publicado, en la revista *Science*, un artículo de Rahmsdorf y otros (Rahmsdorf, 2007) en el que se indica que, al menos entre 1990 y 2006 la subida de temperaturas se ha realizado por el límite superior de la banda de incertidumbre estadística, lo que quiere decir que, de seguir así, el valor más probable, en el escenario A2, serían 6°C y no 3.5°C; lo que supondría para el Polo Norte una subida de unos 9º.

Los distintos experimentos realizados por el IPCC (pues son realmente experimentos numéricos) son esencialmente coincidentes en sus tendencias, pero divergen en sus detalles. Es imprescindible, en buena ciencia, avanzar en dos direcciones: una de ellas es en la repetición de todos los experimentos numéricos hasta alcanzar una estadística fiable, y la segunda, reducir el tamaño de rejilla a unas dimensiones que produzcan resultados interesantes a nivel local.

En efecto, hoy día la única forma de buscar estos resultados, de enorme interés para, digamos, la hidrografía de un país como España, es regionalizar, es decir, traducir de alguna manera los resultados de la integración de los modelos dinámicos obtenida para rejillas de 200 km, a rejillas de 50, 25 e incluso 5 km.

No existe en la actualidad ningún esquema fiable para traducir las predicciones de malla gruesa a predicciones de malla fina, aunque se está trabajando activamente en dos de ellos: la bajada de escala dinámica y la estadística.

La bajada de escala dinámica es un procedimiento de interpolación espacial basado en las ecuaciones de la circulación atmosférica: se supone que si se proporcionan las condiciones iniciales y de contorno en la frontera de un rectángulo de 200 x 200 km, las ecuaciones diferenciales de la circulación permiten encontrar las variables meteorológicas en su interior.

La bajada de escala estadística implica la hipótesis de que en una situación de cambio climático las relaciones entre los patrones generales de circulación, y las variables meteorológicas locales tales como la precipitación y la evapotranspiración, se mantienen invariables, de manera que es posible relacionar las temperaturas, patrones de presión y vientos producidos por los modelos generales de circulación con aquellas variables de interés local.

El problema de la bajada de escala tiene una literatura amplísima, puesto que aparece como la única posibilidad, en este momento de escasez de potencia de cálculo, de llegar a algunos resultados viables para las preguntas que interesan a los estudios de impacto.

Sin embargo, citaremos aquí solamente una serie de trabajos que hacen referencia tanto a la península Ibérica como a California, las dos regiones de climas similares sobre las que nos interesamos.

Así, Sumner et al. (2003) analizan el impacto de los patrones de circulación en superficie y a 5.000 m de altura en la distribución de la precipitación diaria sobre la España mediterránea para finales del siglo XXI, utilizando los resultados del modelo acoplado ECHAM-OPYC3 y empleando una clasificación de 19 tipos de tiempo. El trabajo, muy interesante, se limita sin embargo a un único modelo de circulación general y a la región mediterránea y no se extiende al interior de la Península, ni a las interesantes vertientes sur de las cordilleras Cantábrica y Pirenaica. El método de clasificación en tipos de circulación es, por otro lado, un tanto difuso. En González Rouco et al. (2000)

se analizan las relaciones entre los resultados del modelo del Hadley Centre y la precipitación media de invierno en la península Ibérica, con razonables acuerdos entre los resultados del modelo a escala grande y la debilísima tendencia observada en las lluvias en España. Cubasch et al. (1996) comparan tres métodos de bajada de escala para el estudio de la precipitación en España («Sur de Europa», en la terminología del IPCC), y se constata que el método dinámico es el mejor de ellos, pero las exigencias computacionales limitan el número de experimentos a realizar, proporcionando una pobre confianza estadística. El método de funciones de transferencia basadas en la estadística era factible pero con problemas en aquel entonces, debido a una limitación en los conjuntos de datos disponibles. En aquel momento el análisis se hizo para el ciclo medio de precipitación de toda la Península. Trigo y Palutikof (2001) emplean funciones de transferencia basadas en redes neuronales artificiales y para estudiar la precipitación media mensual futura en nueve regiones de la península Ibérica.

Estos trabajos se concentran en promedios de pluviometría en regiones extensas y medias mensuales. Sin embargo, es del mayor interés seguir la evolución diaria de la precipitación en puntos concretos, pues una de las posibilidades de los efectos del cambio climático es el incremento de la frecuencia de fenómenos intensos puntuales, intercalados por periodos largos sin lluvia.

En todos estos trabajos aparece una reducción sistemática de la cantidad integrada de precipitación en la Península, pero faltan resultados de detalle, los únicos realmente válidos para un estudio hidrográfico.

Un resultado importante es la disminución, constatada ya, por otra parte, de la capa de nieve en las cordilleras peninsulares.

Como resumen o conclusión sobre el problema del cambio climático y su impacto sobre la climatología española puedo afirmar lo siguiente:

- El clima del planeta ha variado constantemente en todos los intervalos temporales que queramos considerar.
- En los últimos 1.000 años, sin embargo, las variaciones de un indicador fiable del clima de la Tierra, la Temperatura Media Global (TMG), han sido de 0.2°C.
- Entre el año 1000 y la década de 1860, la TMG ha mostrado una tendencia de -0.00023°C año.
- Desde 1880 hasta la fecha, la TMG muestra una tendencia de +0.0043°C/año, de signo contrario a la anterior y 18 veces superior en magnitud.
- Un cambio de esta magnitud no tiene precedentes en los últimos 8.000 años.
- La subida de temperaturas ha sido concomitante con un incremento extremadamente rápido de la concentración atmosférica tanto de CO_2 como de metano, producto el primero de la quema acelerada de combustibles fósiles y el segundo del incremento de la producción de arroz, de la cabaña mundial de rumiantes y de los vertederos de las ciudades.
- Hoy la concentración de CO_2 en la atmósfera, de 380 ppm, no tiene antecedentes en el último millón de años.
- La tendencia de producción de CO_2 (con la entrada en la economía de mercado de China, India y Brasil, añadida al rechazo de Estados Unidos a racionalizar su consumo energético) se está acelerando, y si sigue al ritmo actual la concentración alcanzará la cifra de 600 a 900 ppm a finales del siglo XXI. Una concentración tal no ha existido en la Tierra desde hace 400 millones de años.
- Con una concentración de 750 ppm existe la probabilidad, pequeña, pero distinta de cero, del colapso de la circulación termosalina. En este caso se produciría, en un plazo de un par de décadas, una glaciación. La razón es muy sencilla: al no congelarse los hielos árticos dejan de expulsar sal hacia el mar. Al fundirse los témpanos flotantes y deshacerse las montañas de hielo de Groenlandia se produce una corriente fuerte de agua dulce hacia el mar, lo mismo que pasa con los ríos deshelados de Siberia. El agua dulce no cae hacia el fondo, no sale de la cuenca ártica y esto hace a modo de tapón para la corriente del Golfo. Al no llegar agua cálida y salada, el norte se enfría y se produce una glaciación. Paradójicamente, el calentamiento climático nos conduce a un enfriamiento del planeta.

- La subida paulatina de la TMG implica un aumento considerable de la temperatura del Polo Norte, un desplazamiento hacia el norte de la posición de la corriente en chorro y un cambio paulatino del régimen de precipitación en la Península: disminución de las lluvias suaves e incremento de los fenómenos extremos.
- La subida paulatina de la TMG implicará un cambio en las temperaturas medias de la península Ibérica, con un aumento de las temperaturas invernales, un aumento notable de la evapotranspiración y episodios puntuales y cada vez más repetidos de temperaturas superiores a los 40ºC.
- La única solución de mitigación es la sustitución acelerada de los combustibles fósiles, basados en el carbono, por energía solar directa, térmica, eólica y fotovoltaica.
- Puesto que esta solución será, en el mejor de los casos, de lenta aplicación, la mejor actuación de adaptación a la subida de la TMG, disminución de precipitación suave, y aumento de los fenómenos violentos, es la reforestación masiva de la Península, con los objetivos de retener agua en el subsuelo y frenar la erosión.

Debemos, inevitablemente, reducir de manera acelerada la emisión de CO_2 a la atmósfera. Para esto no hay más que dos caminos: el ahorro y la eficiencia energética y el cambio de paradigma de producción de energía.

En la situación actual, cada español emite hoy una media de 2 Tm de CO_2 al año. Para conseguir que la TMG no suba más de 2º C por encima de la media de 1960 es preciso reducir la emisión de cada uno de estos ciudadanos a 0.2 Tm/año. Reducirla en un factor 10.

La producción de energía eléctrica se destina, esencialmente, al consumo de las ciudades y a la industria: iluminación, teléfonos, ordenadores y electrodomésticos, climatización y agua caliente en viviendas y oficinas, y los procesos industriales se llevan la parte del león de la producción de energía eléctrica. Es necesaria una reducción substancial de esa demanda, y una sustitución de la energía generada mediante quema de carbono fósil por una energía generada mediante fuentes renovables, es decir, mediante energía solar. El consumo de ciudades e industrias representa casi el 45% del consumo total de energía primaria. Alrededor de un 35% lo representa el transporte por carretera. No hay posibilidad de almacenar la energía de forma compacta para ese transporte que no sea el almacenamiento químico, y éste sólo puede estar basado en el carbono, que genera CO_2 al quemarse, o en el hidrógeno, que sólo genera agua.

Necesitamos hidrógeno. La energía para su extracción desde el agua (pues su extracción desde los compuestos carbonados genera de nuevo CO_2) debe salir del Sol: de los molinos de viento, de las olas del mar, de las centrales solares térmicas y de las centrales fotovoltaicas. En las latitudes españolas podemos contar con una media de 800 watios/m^2, u 800 Mw/km^2, unas seis horas diarias. Si pensamos en utilizar 50.000 km^2 para capturar energía solar, con rendimientos del 5%, esto supone 4.4 billones (españoles) de kwh. Puesto que España utiliza hoy 0.64 billones de kwh, vemos que con un 10% de la superficie española dedicada a capturar energía solar tenemos siete veces la energía que utilizamos hoy.

Esta energía, como ya he dicho, hay que almacenarla, puesto que se produce sólo durante las horas alrededor del medio día (en las centrales solares) o de forma aleatoria mediante los vientos y su derivado, las olas. El almacenamiento sólo puede ser en forma de hidrógeno. En el resto de este cuaderno se explica de forma clara y comprensiva cómo debe hacerse esto. Yo quiero, aquí y ahora, hablar del aspecto sociológico, económico e incluso psicológico del cambio de paradigma energético que supone que la sociedad humana mude la forma actual (que es muy reciente) de tratar con la energía.

Quizás algunos disentirán por atreverme a hacer esto. En una etapa social en la que se adora al «especialista», se denigra con frecuencia al pensador que se «atreve» a entrar en el campo de otros. Sin embargo, la física es el estudio amplio, el más amplio posible de la naturaleza, y una parte de esta naturaleza la forman los seres humanos y la sociedad que han establecido. Un «especialista» peca, con mucha frecuencia, de una visión estrecha de los problemas. En la situación en la que nos encontramos es

necesario considerar no sólo un aspecto del aterrador problema que supone el cambio climático, sino considerar todos los aspectos que a él se refieren, sus interacciones y sus realimentaciones. Los físicos llevamos años estudiando sistemas complejos, de múltiples escalas espaciales y temporales, con interacciones múltiples y realimentaciones positivas y negativas. El hilo conductor del problema es la energía, el concepto central de la física. Estamos, pues, en la mejor posición para analizar, desde todos los puntos de vista, la cuestión que nos preocupa.

La especie *homo sapiens* empezó a crecer de manera substancial sobre el globo terráqueo cuando, tras la última deglaciación, descubrió la forma de capturar energía de manera controlada a partir del Sol, mediante la agricultura: la revolución agrícola fue así, realmente, una revolución energética, la revolución fotosintética. De la misma manera, el número de seres humanos ha crecido en un factor 10 tras la segunda revolución energética, la de los combustibles fósiles. La energía fotosintética era una energía distribuida, pero muy escasa por metro cuadrado, y sometida a la necesidad de agua de lluvia y suelo fértil. Al mismo tiempo, la falta de medios eficaces de transporte de la energía producida convertía a los que capturaban esa energía en siervos de la gleba al servicio de señores feudales.

La segunda revolución energética supuso el desarrollo del sistema de concentración de riqueza y creación de grandes monopolios, que se inició con las empresas que suministraban gas natural a la población londinense, y sigue, de manera exagerada, hasta ahora.

Coincidentemente con el desarrollo energético fósil se desarrolló la teoría económica al uso hoy día, una teoría que está bloqueando de manera muy eficaz la siguiente revolución energética que necesitamos para combatir el cambio climático. En un mundo saturado de riqueza, hasta el punto de que el dinero a que es equivalente la energía primaria sólo equivale a 1/12 del dinero total en circulación, la teoría económica actual mantiene que no se puede sustituir la energía fósil por energía solar distribuida: que el coste de la sustitución es demasiado elevado. El paradigma energético y, consecuentemente, económico, actual se basa en un número reducido de pozos de petróleo y de gas natural, de minas de carbón, de plantas de refino y de centrales eléctricas. A pesar de que la teoría económica al uso mantenga, como una de sus hipótesis centrales, la existencia del «mercado», es decir, de un mercado libre y competitivo, la realidad derivada de un número limitado de pozos de petróleo y de minas de carbón es que muy pocas manos a nivel mundial fijan los precios de la energía por su propia cuenta, sin seguir, ni de lejos, las reglas de ese hipotético mercado.

La teoría económica al uso, sea neoclásica o neokeynesiana, es una teoría de equilibrio, en la que el tiempo (del reloj) no tiene cabida. Al ocurrir esto, la teoría se ocupa de la distribución óptima de lo existente (de la escasez, según la noción anglosajona, que denomina a la economía «la ciencia triste») sin preocuparse de hacer crecer eso que existe, de hacer crecer la riqueza. El crecimiento de la riqueza es una operación que se extiende en el tiempo a muchos, muchos años. La teoría económica al uso no tiene nada que decir ante este fenómeno. Sin embargo, crear riqueza implica utilizar la riqueza actual para amplificarla en el futuro.

Para cambiar el paradigma energético necesitamos cambiar el paradigma económico. Por poner un ejemplo de gran interés para España: la economía española crece mediante el gasto (de manera similar a la economía española del Siglo de Oro, que en vez de emplear el dinero de América en inversiones productivas lo empleó en gasto). El motor esencial de la economía española actual es la construcción de viviendas y de infraestructuras, empleando una tecnología aún poco evolucionada con respecto a la de hace 2.000 años y una mano de obra muy barata. El problema de las viviendas, bienes raíces e infraestructuras es que no generan rendimiento, no producen. Así como una inversión en energía solar produce riqueza desde el primer minuto de funcionamiento, las viviendas lo único que producen es gasto. En la teoría económica al uso nada de esto es un problema: una tecnología muy antigua y barata y una mano de obra sin cualificación generan un beneficio inmediato y limitado en el tiempo, adecuado a la teoría estática de equilibrio. Cuando se indica a los practicantes de esta teoría que esa riqueza así gene-

rada no puede mantenerse en el tiempo, la respuesta es que en esa teoría el tiempo no existe: se mantiene la ficción de que una eficiencia alta hoy equivale a una eficiencia alta a lo largo de las décadas y los siglos.

La teoría económica neoclásica sólo podía oponerse a la empiria de Henry Ford cuando éste violó todos sus teoremas aumentando el sueldo de sus trabajadores. La teoría clásica indicaba que aumentar el sueldo de los trabajadores implicaba disminuir los beneficios de la empresa. Le faltaba a la teoría la noción del tiempo. Los beneficios que podían disminuir durante unos años aumentaron de forma brutal al poder los empleados de Ford comprar los coches que fabricaba la empresa: aumentar los sueldos era un proceso dinámico alejado del equilibrio, un proceso sin cabida en la teoría clásica, pero evidentemente correcto en un sistema económico extendido en el tiempo y en el espacio.

Pues bien, hoy necesitamos rehacer la teoría económica eliminando las siguientes hipótesis o axiomas:

- La hipótesis del mercado libre: no existe hoy ni ha existido nunca. Los intercambios económicos se realizan siempre bajo el control tanto del estamento político, como de los oligopolios y de los sindicatos.
- La hipótesis del equilibrio. El sistema económico está siempre en evolución bajo fuerzas muy diversas, de manera que se asemeja más al flujo siempre cambiante de las olas o de los vientos, que al comportamiento de una esfera con rozamiento moviéndose en el interior de un cuenco semiesférico.
- La hipótesis de dos agentes económicos racionales en un juego lineal de ganancia/pérdida. La realidad es la interacción lineal de múltiples agentes no racionales en juegos en los que todos pueden ganar.
- La hipótesis de interacciones instantáneas. La realidad es la existencia del tiempo así como el hecho de que las ganancias y pérdidas de cada agente se extienden a lo largo del mismo, con retrasos notables entre acciones y resultados.

La economía real, a pesar de todos los pesares, a pesar de aquellos que insisten en que el dinero no la mide, deriva directamente, con los retrasos necesarios, de la energía disponible. Es un proceso dinámico extendido a todo el espacio. La noción ya periclitada de que un país debe hacer dinero a costa de otros es evidentemente estúpida. La única forma real de incrementar la riqueza a lo largo de periodos extendidos de tiempo es considerar el sistema económico global en su totalidad. Hay muchas razones teóricas, pero basta una puramente empírica: intentar hacerse rico a costa de los demás dura unos años. Luego son los demás los que se hacen ricos a costa de uno. España quiso hacerse rica a costa de Holanda. Unos años después era Holanda la que se hizo rica a costa de España; posteriormente Inglaterra a costa de Holanda, etc. La riqueza real aparece no cuando se distribuye la escasez, sino cuando se elimina ésta. Éste tiene que ser el objetivo de la teoría económica. En particular, necesitamos el esquema detallado de cómo hacer esto. Necesitamos el conjunto de acciones óptimas que nos lleven a la inversión de una parte de la riqueza actual, para conseguir una riqueza superior en los años futuros.

Es preciso, por tanto, desarrollar una teoría económica basada en las técnicas de los sistemas complejos utilizando esquemas dinámicos, interacciones múltiples entre subsistemas no racionales (semi aleatorios) de escalas temporales y espaciales muy diversas, con realimentaciones positivas y negativas. Necesitamos desarrollar una economía basada en las técnicas desarrolladas para el análisis de otro sistema complejo, el clima, y acoplada con él.

El resultado es claro incluso sin necesidad de utilizar la teoría mencionada en el párrafo anterior: aumentar la cantidad de energía disponible, poder almacenarla, que la energía sea distribuida y la puedan producir tanto los estadounidenses como los habitantes de Darfur, sólo puede generar un incremento de nuevo por un factor 10 de la riqueza disponible.

Necesitamos la nueva teoría económica para saber cómo optimizar los amplísimos recursos existentes hoy para alcanzar ese

resultado. La alternativa es una catástrofe climática, la destrucción de la civilización y, previsiblemente, unos milenios de depresión hasta un dudoso renacimiento.

La energía basada en el hidrógeno: desafío y oportunidades

Antonio González
Director del Departamento de Aerodinámica y Propulsión
Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA)

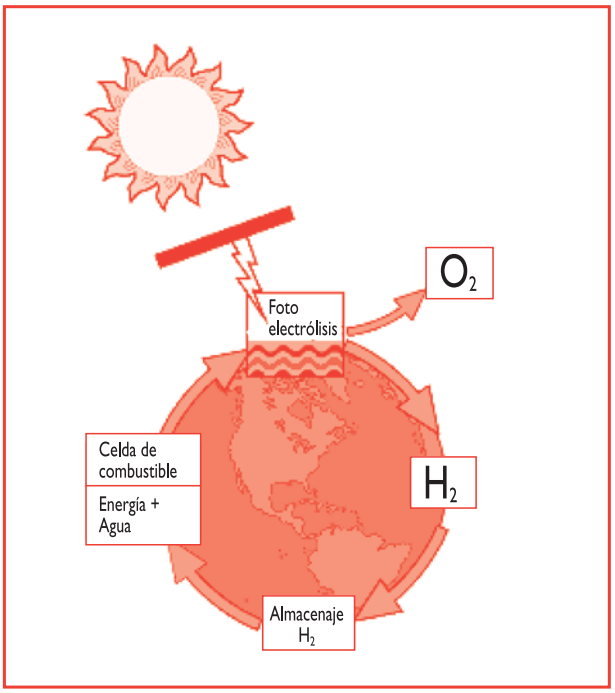
La visión sobre el hidrógeno como futuro vector energético

No es necesario que imaginemos un mundo ideal en el que exista una fuente de energía limpia e inagotable... ese mundo es el nuestro. El Sol es la fuente de energía y junto con el agua puede proporcionar la energía necesaria, electricidad, calor y combustibles.

El hidrógeno, el elemento más abundante en el Universo, forma parte de un ciclo energético cerrado e intrínsecamente limpio, el ciclo del agua. Se trata de tomar agua de la naturaleza, separar el agua en hidrógeno y oxígeno (por electrólisis) con electricidad de origen renovable, almacenar y transportar la energía en forma de hidrógeno y, finalmente, recombinar el hidrógeno con el oxígeno del aire utilizando pilas de combustible, para producir electricidad, calor y devolver a la naturaleza la misma cantidad de agua que previamente habíamos tomado del medio ambiente.

Los párrafos anteriores expresan la visión de más largo plazo de la Agencia Internacional de la Energía sobre la tecnología del hidrógeno, considerado éste como un portador de energía (vector energético). Frente al ciclo energético cerrado y limpio que se ha mencionado, el que en la actualidad utilizamos, basado en los combustibles fósiles, toma de la naturaleza unas materias primas (carbón, petróleo, gas...), y cuando extraemos la energía que de ellas se deriva, normalmente utilizando procesos de combustión, lo que devolvemos a la naturaleza no es

Figura 1.
El Sol y el uso del hidrógeno



Fuente: IEA HIA

la materia que previamente habíamos tomado, sino una serie de contaminantes (CO_2, NOx, S...), que son el objeto de la inquietud medioambiental actual.

Las preocupaciones sobre cambio climático global y la degradación medioambiental resultante del uso de combustibles fósiles como fuente primaria de energía, junto con las intranquilidades sobre la seguridad en el suministro energético, han llevado a muchos analistas de la energía a proponer al hidrógeno como portador universal de energía en el futuro, creando así lo que se ha dado en llamar «economía del hidrógeno».

Como se menciona en el párrafo anterior, la economía del hidrógeno ofrece a largo plazo un escenario de producción de hidrógeno por electrólisis, a partir de electricidad de origen renovable, y 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.

La reducción de la emisión de contaminantes

Limitar la emisión de contaminantes en sistemas de generación de potencia centralizados de gran escala es relativamente sencillo aunque, lógicamente, haya que asumir unos extra-costes. En este sentido, hace años que se utilizan técnicas de combustión limpia y tratamiento de gases de salida y, en el momento presente, también se analiza la viabilidad de la captura y el almacenamiento del CO_2. En cualquier caso, la economía de escala de la planta centralizada permite que se puedan abordar los costes adicionales asociados a la reducción de emisiones.

En sistemas de generación distribuida o en los pequeños sistemas para uso residencial (por ejemplo, calefacciones domésticas), los costes adicionales para limitar las emisiones son demasiado altos y, en general, no son asumibles. Finalmente, si se trata de sistemas móviles (vehículos), resulta virtualmente imposible evitar la emisión de contaminantes. En estos casos la solución para reducir o incluso eliminar las emisiones pasa por la utilización de nuevos portadores de energía (nuevos combustibles).

La electricidad y el hidrógeno son dos portadores de energía que permitirían atender a todas las demandas energéticas, de manera que, en su uso final, prácticamente no se emitirían contaminantes. Indudablemente, en los procesos de producción del hidrógeno y de la electricidad a partir de recursos fósiles sí se emitirían contaminantes, pero, por un lado, en la medida que esta producción se realizara de forma centralizada estacionaria, se podrían utilizar técnicas para limitar la emisión tal como hemos mencionado anteriormente, y por otro, si para la producción del hidrógeno o la electricidad se utilizan recursos renovables, las emisiones pueden ser nulas.

Sistemas regenerativos con pilas de combustible

La electricidad y el hidrógeno utilizados globalmente como portadores de energía son perfectamente complementarios. Los excedentes de electricidad podrían almacenarse como hidrógeno utilizando electrolizadores y los picos de consumo de electricidad que superaran a la producción podrían cubrirse usando el hidrógeno, previamente almacenado en pilas de combustible.

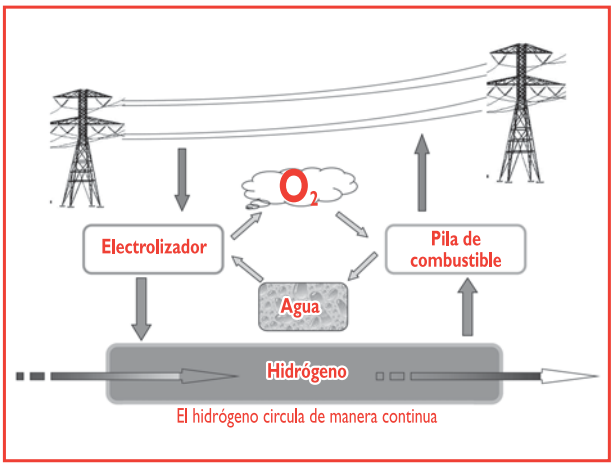
Este concepto de utilización de la electricidad y el hidrógeno con las pilas de combustible y los electrolizadores recibe el nombre genérico de sistema regenerativo con pilas de combustible, y su operación es en todo similar a las actuales centrales de bombeo. La diferencia es que no son necesarias ni diferencias de altura ni embalses ni presas.

En las horas valle (bajo consumo) las unidades de electrólisis consumirían una electricidad barata para almacenar energía produciendo hidrógeno. Es una función similar a la de las bombas en las centrales de bombeo, es decir, consumir electricidad de hora valle y almacenar energía potencial elevando agua al

embalse superior. En las horas punta, la producción de la electricidad con las pilas de combustible consumiendo el hidrógeno es lo que en la central de bombeo se consigue turbinando el agua del embalse superior al inferior.

Asimismo, algunos grupos de investigación están trabajando en la utilización de electrolizadores como cargas del sistema eléctrico a las que se da servicio en función de la demanda. En este concepto, el hidrógeno producido se utilizaría para otros fines distintos de la regeneración de electricidad (transporte, industria).

Adicionalmente se investiga el uso de pilas de combustible para mejorar la calidad del servicio (compensar huecos de tensión, evitar desconexión de generadores, etc.).

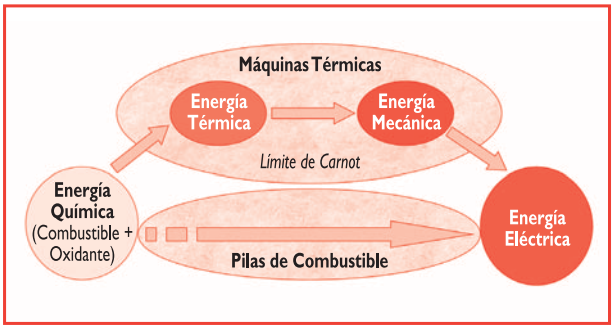


Pilas de combustible. Un breve comentario

Las pilas de combustible son dispositivos electro-químicos capaces de convertir directamente la energía química (almacenada en un combustible y un oxidante) en energía eléctrica.

Frente al proceso de producción de electricidad convencional basado en el uso de las máquinas térmicas, las pilas de combustible no tienen la limitación de eficiencia que se presenta en el proceso de transformación de energía térmica a mecánica, previo a la producción de la electricidad con las máquinas eléctricas. Este límite viene dado por el rendimiento del ciclo de Carnot, cuyo valor depende de la relación entre las temperaturas de los focos frío y caliente entre los que opera el proceso térmico. Cuanto más alta sea la temperatura del foco caliente, mayor será el rendimiento de Carnot; sin embargo, el valor máximo que puede alcanzar esta temperatura viene limitada por la resistencia de los materiales de que se compone la máquina, y esto suele llevar a valores del rendimiento bajos, situados en el entorno del 20%.

Las pilas de combustible están constituidas básicamente por unos electrodos (ánodo y cátodo), un electrolito que los separa y un par de cámaras de gases separadas (una en el lado del ánodo y otra en el cátodo) en las que se introduce el hidrógeno (o mezclas de gases ricas en hidrógeno) y el oxígeno (o el aire), obteniéndose electricidad en corriente continua en los bornes y agua como producto de reacción. Por ser un sistema electroquímico, presenta una alta eficiencia y una respuesta rápida, tiene un carácter modular (se pueden apilar más o menos celdas y éstas podrán ser de mayor o menor tamaño según convenga), no presenta emisiones y es silencioso. Los mayores inconvenientes que presentan las pilas de combustible es su elevado coste actual y su durabilidad.



La producción de hidrógeno

Aunque el hidrógeno es el elemento más abundante del Universo, sin embargo en la Tierra el hidrógeno no se encuen-

tra en estado libre, sino asociado a otros elementos formando compuestos. Por tanto, el hidrógeno no es un recurso natural, es necesario producirlo al igual que se hace con la electricidad. En términos generales se dice que el hidrógeno es un portador de energía o un vector energético. Los recursos naturales más abundantes a partir de los cuales se puede obtener el hidrógeno son el agua (renovable), la biomasa y los hidrocarburos. Con estos recursos y siguiendo una gran variedad de procesos, en los que es necesario consumir algún tipo de energía primaria (renovable, fósil o nuclear), puede obtenerse el hidrógeno.

El hidrógeno también tiene una larga historia de uso como combustible en hogares, fábricas y para iluminación en ciudades. En el siglo XIX, en Gran Bretaña, se utilizaba extensivamente para iluminación el gas de carbón, que era una mezcla de hidrógeno (50%), metano (26%) y otros gases entre los que se incluía el CO (7%). Desde antes de la Segunda Guerra Mundial hasta la década de los años setenta también se utilizó el «gas ciudad», una mezcla al 50% de hidrógeno y CO, producido por gasificación del carbón, que se destinaba a iluminación en las ciudades y para cocinas en los hogares.

Hoy día el hidrógeno líquido se utiliza como propulsante en todos los programas espaciales. En concreto, la NASA es un usuario significativo de hidrógeno líquido, que utiliza tanto para la propulsión en los motores de la Shuttle, como para las pilas de combustible a bordo que producen la electricidad y el agua necesarias en las misiones del transbordador espacial.

Hidrógeno y recursos fósiles (hidrógeno industrial)

En la actualidad, prácticamente el 96% del hidrógeno mundial se produce a partir de combustibles fósiles, principalmente por reformado de gas natural con vapor de agua, y se consume como un componente que forma parte de multitud de procesos convencionales, principalmente (en torno a un 72%) en la industria química y petroquímica (amoníaco, refino del petróleo, metanol, etc.). El resto fundamentalmente se utiliza en metalurgia, electrónica y en la propulsión de vehículos espaciales. Por tanto, el hidrógeno de origen fósil es un «viejo conocido» para la industria.

Aunque la fuente principal de producción de hidrógeno industrial es el gas natural y el método más barato el *steam reforming*, también existen los procesos de oxidación parcial (residuos del refino de petróleo) y de gasificación (carbón y coke de petróleo). En cualquier caso, parece claro que, a corto y medio plazo, la producción de hidrógeno más aceptable desde el punto de vista económico se realizará a partir de combustibles fósiles, pero, si queremos utilizar un hidrógeno limpio, habrá que incorporar sistemas que permitan eliminar la emisión de contaminantes asociada (captura y confinamiento de CO_2).

Hidrógeno y energía nuclear

En los años setenta se mencionaba el uso de la energía nuclear para la producción de hidrógeno por electrólisis y utilizar este proceso para nivelar la curva de carga en las horas valle. Sin embargo, el interés actual de la industria nuclear se orienta al uso de los reactores de alta temperatura para conseguir la descomposición del agua con gran aporte de energía térmica (termólisis). No obstante, por la importancia que toma la reducción de emisiones de CO_2 con el cumplimiento del Protocolo de Kyoto, vuelve a cobrar una relevancia especial la gestión de la demanda eléctrica y, en este contexto, el establecimiento de centrales de electrólisis permite disponer de un combustible multipropósito que puede ser usado para la regeneración de electricidad en horas pico, o para atender a otras demandas energéticas (transporte), reduciendo así el impacto que el crecimiento de este sector tendrá en las emisiones de CO_2.

Hidrógeno y energías renovables

En cuanto a la producción de hidrógeno a partir de renovables, se puede conseguir siguiendo distintos procesos, electrólisis,

gasificación y fotólisis. Sin embargo, es necesario indicar que, exceptuando aquellas zonas en las que existen excedentes en recursos de electricidad renovable (hidroeléctrica, eólica, geotérmica) y las zonas remotas donde el coste de usar energías convencionales sería muy alto, la producción de hidrógeno a gran escala por energías renovables es una opción a medio y largo plazo, aunque constituyen un conjunto de técnicas que pueden ser utilizadas a corto plazo en los países en vías de desarrollo para atender a la creciente demanda energética en transporte y generación estacionaria.

Costes de producción

En términos generales puede afirmarse que no es caro producir el hidrógeno a pie de una gran planta centralizada; sin embargo, debido a su baja densidad energética por unidad de volumen, los costes de almacenamiento y de transporte sí resultan elevados.

El incremento de costes de producción desde el reformado de gas natural hasta la electrólisis con energía solar fotovoltaica (que se sitúa entre 45 y 50 $/GJ), puede dar una primera indicación general de la lógica de pasos que deban seguirse para la introducción de este nuevo vector energético. No obstante, la bondad de producir y utilizar el hidrógeno debe contemplarse en función de los resultados que se obtengan del estudio de toda la cadena del combustible para cada aplicación concreta, expresada en términos de consumo de energía o de disminución en las emisiones de CO_2. En este sentido, en lugares remotos con una gran disponibilidad de recursos renovables, puede justificarse en la actualidad la implantación de un sistema energético basado en hidrógeno renovable.

El almacenamiento del hidrógeno

La mejor característica que ofrece el hidrógeno es su poder calorífico por unidad de peso, que es muy superior al de otros combustibles convencionales como el metano, propano o la gasolina. Es por esta razón por la que se usa el hidrógeno como combustible por excelencia para la propulsión de vehículos espaciales.

En condiciones normales de presión y temperatura, el hidrógeno se presenta en estado gas y, dada su baja densidad, su almacenamiento es esencialmente un problema de volumen. Por ello, la mayor parte del hidrógeno producido en el mundo se consume casi de inmediato en el propio lugar de producción, donde el gas se procesa hasta que alcanza la forma de producto final que se requiere, pero sin pasar por una etapa de almacenamiento. Esto es lo que justifica que la cantidad total de hidrógeno que se almacena (5%) sea insignificante comparada con la cantidad producida o consumida.

Para incrementar su densidad energética por unidad de volumen el hidrógeno suele almacenarse en forma de gas a presión, líquido, en hidruros metálicos, en carbono y en compuestos intermedios tales como el metanol o el amoníaco.

La utilización del hidrógeno en el transporte

Aunque existe una multiplicidad de aplicaciones del hidrógeno que se encuentran en desarrollo (generación de potencia estacionaria, residencial y servicios, electrónica portátil, integración de las energías renovables al sistema energético actual, telecomunicación, etc.), en este capítulo se trata su utilización en el transporte, por presentar éste un mayor reto en el futuro dado el crecimiento de la demanda y la necesidad de reducir sus emisiones.

Vehículos de emisión nula

¿Se imaginan un autobús urbano inmerso en el tráfico de hora punta de una de nuestras grandes ciudades, iniciando

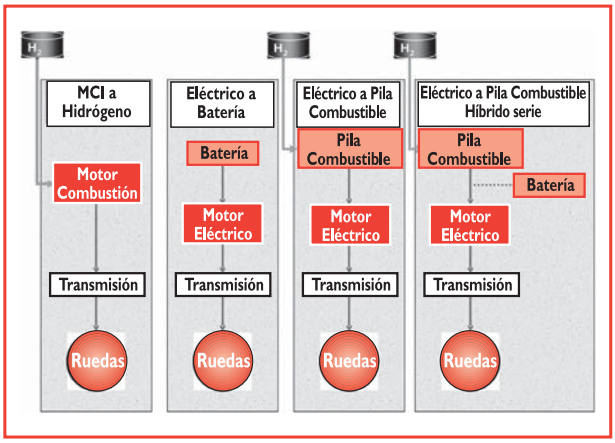
la marcha en una calle cuesta arriba y que, al pasar por nuestro lado, el único rastro que deje tras de sí sea vapor de agua y un ligero murmullo? Pues bien, hoy esto es posible gracias a la utilización del hidrógeno y de las pilas de combustible.

Durante los últimos años se está observando un interés creciente de los sectores industriales (transporte, generación estacionaria, residencial), por la aplicación de la tecnología del uso del hidrógeno en pilas de combustible. Esta tendencia se apoya fundamentalmente en tres hechos: el éxito técnico de varias compañías fabricantes de pilas de combustible; el movimiento creciente hacia el uso de vehículos más eficientes y limpios, que viene forzado por la imposición de normas de emisiones de contaminantes, y el reconocimiento, por parte de las autoridades científicas y políticas, de que lo que se viene sugiriendo desde hace años sobre el impacto de los gases de efecto invernadero es una posibilidad real que plantea unos serios interrogantes sobre nuestro futuro.

En lo referente a las aplicaciones del transporte, la configuración más innovadora de vehículo no contaminante que se desarrolla actualmente consiste en sustituir el motor convencional de combustión interna (MCI) por una pila de combustible. De los distintos tipos de pila de combustible que existen, en el sector automoción se utilizarán las pilas de membrana de intercambio protónico (PEM), dado que ofrecen una buena perspectiva de reducción de costes.

No obstante, la utilización del hidrógeno como combustible para el sector transporte tiene en consideración tanto su uso para fines de combustión en motor de combustión interna, como la utilización en pilas de combustible. En el primer caso es necesario adaptar los motores actuales de gasolina (de ciclo Otto) para que puedan admitir un combustible gaseoso con las características del hidrógeno (siguiendo un proceso similar al realizado con el gas natural), y en el segundo caso, el concepto propulsivo cambia, pasando a lo que se denomina propulsión eléctrica (vehículos eléctricos).

Con carácter general, todos los programas actuales sobre tecnología del hidrógeno suelen estar asociados también a las pilas de combustible. Esto se basa en que la utilización de hidrógeno en pilas de combustible puede llevar a una eficiencia doble de la obtenida con los motores de combustión interna. A continuación se muestran unos esquemas básicos de los sistemas de tracción, hoy en día en desarrollo y compitiendo, relacionados con el uso del hidrógeno.



Las pilas de combustible básicamente se alimentan de hidrógeno, por tanto el vehículo o bien debería disponer de un depósito con hidrógeno, o bien debe de embarcar un sistema que sea capaz de generar el hidrógeno a partir de otro combustible (a estos sistemas se les denomina reformadores). Hasta el momento presente se desarrollan varias configuraciones de vehículos no contaminantes sin que todavía se haya decantado la balanza por ninguna de ellas. Mientras algunos fabricantes de automóviles apuestan por seguir utilizando a bordo los combustibles fósiles y otros orientan sus desarrollos al uso del metanol o el etanol, existen otros que piensan que es mejor diseñar el vehículo para que utilice directamente el hidrógeno. Indudablemente, todos estos trabajos están directamente relacionados y condicionados por el desarrollo de una infraestructura de producción, transporte y distribución del nuevo combustible al usuario final. La interdependencia es tal que, durante muchos años, se ha estado diciendo que se trata del típico problema del «huevo y la gallina», es decir, quién empie-

za primero, ¿el fabricante de automóviles pondrá vehículos en un mercado donde no existan puntos de suministro del nuevo combustible? ¿Serán las compañías de servicios energéticos (petróleo, gas...) las que establezcan una red de suministro de un nuevo combustible sin que se asegure que haya vehículos que van a repostar en los nuevos surtidores?

La utilización de la gasolina ofrece la ventaja del uso de una infraestructura de suministro ya existente, pero tiene la desventaja de que hay que disponer de reformadores lo suficientemente compactos y eficientes como para poder instalarlos a bordo de los vehículos sin limitar sus prestaciones, y ésta es una tecnología que no existe en la actualidad. El uso del metanol o el etanol como combustible en el automóvil presenta la ventaja de manejo de combustibles líquidos y existe una infraestructura de suministro, pero también requiere del desarrollo de reformadores adecuados. Frente a estos casos, el uso del hidrógeno directamente no requiere de ningún otro dispositivo de procesado, pero es necesario desarrollar toda la infraestructura de producción, transporte y suministro y, además, su almacenamiento a bordo sigue siendo el principal problema que presentan los vehículos propulsados por hidrógeno.

Una situación intermedia se presenta en el caso de establecer estaciones de suministro en las que el hidrógeno se produzca «in situ» a partir de otros combustibles líquidos. Sin embargo, esta configuración presenta inconvenientes de menor eficiencia que los sistemas centralizados de producción y una muy baja posibilidad de limitar la emisión de contaminantes.

La dificultad del almacenamiento a bordo

Para aplicaciones de transporte se hace imprescindible aumentar la densidad energética por unidad de volumen de todo el sistema de almacenamiento de combustible para que, de esta manera, pueda alcanzarse la misma o similar autonomía que ofrece un depósito de combustible líquido convencional.

Es indudable que el desarrollo de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno es uno de los puntos críticos que enfrenta esta nueva tecnología en sus aplicaciones al transporte.

En lo que se refiere a la utilización de hidruros metálicos para el almacenamiento a bordo, cabe decir que, aunque recientemente se haya conseguido un progreso significativo en las baterías metal hidruro, los esfuerzos realizados durante los últimos 30 años para conseguir aumentar la capacidad de almacenamiento de los hidruros tradicionales a temperatura ambiente no han cosechado prácticamente ningún éxito. El dilema que presentan los hidruros metálicos como dispositivo de almacenamiento de hidrógeno en automóviles que utilicen pilas poliméricas se puede plantear resumidamente como sigue: los hidruros tipo TiFe y $LaNi_5$, que operan a temperaturas similares a la temperatura de operación de las pilas PEM, ofrecen una capacidad de almacenamiento en peso baja, menor del 2%. Por otro lado, los hidruros basados en aleaciones de Li y Mg presentan una buena capacidad en peso, entre el 5 y 10%, pero necesitan unas temperaturas de operación superiores a 250°C.

Por el momento, las alternativas que existen para el almacenamiento de hidrógeno en aplicaciones de vehículos son la utilización de botellas de hidrógeno gas a alta presión y el hidrógeno líquido. A medio y largo plazo, los esfuerzos de investigación y desarrollo se centran en los sistemas de almacenamiento basados en la utilización del carbono (nanotubos) y de compuestos tipo alanatos o borohidruros, que presentan la necesidad de establecer ciclos de regeneración del compuesto exteriormente a su uso en el vehículo.

La seguridad en el uso del hidrógeno

Como se ha mencionado en párrafos anteriores, existen diversas aplicaciones industriales para las que se ha producido, alma-

cenado, transportado y utilizado el hidrógeno en grandes cantidades, de forma segura y siguiendo unas prácticas rutinarias que se han desarrollado durante los últimos 50-60 años. No existe ninguna razón que impida que estas prácticas sean emuladas para aplicaciones no industriales, de forma que se alcance el mismo nivel de seguridad y rutina.

Los combustibles gaseosos han sido utilizados con seguridad durante décadas y, en concreto, el hidrógeno mezclado con monóxido de carbono fue ampliamente aprovechado a principios del siglo XX hasta que fue sustituido por el gas natural. El hidrógeno gas presenta muchas similitudes con otros combustibles gaseosos utilizados en la actualidad y, por lo tanto, su uso no implica un cambio radical de las prácticas existentes. No obstante, el hidrógeno también tiene unas propiedades físicas y químicas que es necesario conocer, que lo diferencian de otros combustibles. Entre las propiedades que hay que tener en consideración para lograr una utilización segura del hidrógeno están: la densidad, la difusión, la flotabilidad, la inflamabilidad y las características asociadas con la combustión, deflagración y detonación. En cualquier caso, puede afirmarse que el hidrógeno, manejado con este conocimiento, es un combustible seguro.

En los siguientes párrafos se realizan algunas consideraciones generales sobre la seguridad del hidrógeno en relación con sus propiedades.

Densidad, flotabilidad y difusión

El hidrógeno es el más ligero de todos los elementos, su densidad respecto de la del aire es muy baja y presenta un valor del coeficiente de difusión mucho mayor que la del metano, propano o gasolina. En caso de producirse una fuga de hidrógeno en el exterior, probablemente estas características sean el mejor activo que tiene el hidrógeno en términos de seguridad. En la medida que se mezcla rápidamente con el aire es menos probable que se alcance el límite inferior de inflamabilidad. Sin embargo, si la fuga se produce en un interior, la capacidad de dispersión del hidrógeno actúa positiva o negativamente dependiendo de las proporciones de la fuga en relación con el tamaño del recinto. Una pequeña fuga rápidamente se mezclará con el aire y permanecerá por debajo del límite inferior de inflamabilidad, pero la nube de gas en expansión de una fuga de grandes proporciones es más probable que alcance algún foco de ignición. En este sentido es importante asegurar un mínimo nivel de ventilación de estos recintos, a la vez que instalar detectores de presencia de hidrógeno en el aire.

Inflamabilidad y combustión

El hidrógeno es inflamable en el aire en un amplio rango de concentraciones y se quema con una llama de baja visibilidad en ausencia de impurezas. Se puede lograr el encendido de la mezcla de hidrógeno en aire con una pequeña cantidad de energía siempre que la concentración no sea muy pobre o muy rica.

Conviene resaltar que en caso de pequeños escapes, en los que la concentración de combustible en aire crece lentamente desde cero, el límite inferior de inflamabilidad toma especial importancia. Como los límites inferiores de inflamabilidad de la gasolina y del propano son menores que los del hidrógeno, se produciría antes la inflamación de la gasolina y del propano que la del hidrógeno.

En lo referente a la energía mínima de ignición, hay que indicar que el bajo valor que presenta el hidrógeno no es especialmente relevante, dado que los valores que presentan los demás gases también son bajos si los comparamos con las fuentes de ignición que pueden hallarse presentes en todos los lugares; por ejemplo, la electricidad estática del cuerpo humano, que es una fuente de ignición débil muy común, puede producir una chispa de 10 mJ de energía, lo cual supone del orden de 30 veces la energía necesaria para que se inflame cualquiera de estos combustibles. Siendo éste un problema común a todos combustibles, las rutinas para un manejo seguro ya están establecidas desde hace décadas.

Finalmente, en caso de incendio, la temperatura adiabática de llama es similar para los combustibles que estamos comparando, pero resulta especialmente importante destacar que la emisividad de la llama de hidrógeno es muy baja. En función de esto, el calor transferido por radiación a los objetos del entorno de la llama es reducido y, por tanto, disminuye el riesgo de igniciones e incendios secundarios. En otras palabras, las llamas de hidrógeno radian menos calor que las de los hidrocarburos como el gas natural, el propano, la gasolina o el queroseno.

Deflagración y detonación

El hidrógeno detona en un amplio rango de concentraciones en espacios confinados, pero es muy improbable que detone en espacios abiertos, excepto que se produzca la coincidencia, altamente inusual, de una acumulación de hidrógeno suficiente y una fuente de ignición de alta energía. Los riesgos de que se produzca una deflagración o una detonación en lugares cerrados deben reducirse a través de un diseño, ingeniería y operación apropiados, tal como se hace cuando se utiliza cualquier combustible en estos recintos.

Finalmente, es necesario indicar que, aunque en los párrafos anteriores se ha ofrecido una breve comparación de las propiedades del hidrógeno, el metano, el propano y la gasolina, sin embargo no es posible establecer un *ranking* teórico en relación con la seguridad, dado que siempre se podrá formular un escenario posible de accidente en el que uno de los combustibles pueda ser considerado como el más seguro o como el más peligroso. En este sentido, lo más sensato no es ocuparse en hacer comparaciones por las que se ensalce a un combustible en perjuicio de otro, sino más bien seguir las pautas que se han marcado para el uso seguro de los combustibles actuales y desarrollar las normas y los procedimientos operativos en función de las distintas aplicaciones que se prevean para los nuevos combustibles.

La transición hacia el hidrógeno. La visión de la Agencia Internacional de la Energía

En el Programa sobre producción y utilización de hidrógeno, de la Agencia Internacional de la Energía, se ofrece una visión de los aspectos principales que pueden tener lugar en una posible evolución hacia un sistema energético en el que el hidrógeno ocupe un papel de relevancia (http://www.ieahia.org). La transición se presenta en términos de corto, medio y largo plazo, entendiendo que estos periodos se extienden por décadas, hasta un horizonte que puede situarse en torno a 2050.

Corto plazo

A corto plazo se proponen un par de posibilidades para expandir el uso del hidrógeno en el sector transporte. La primera aproximación se orienta al establecimiento de estaciones de llenado con producción de hidrógeno in situ, de manera que se pueda almacenar el hidrógeno a bordo de los vehículos que operarían con pilas de combustible. La segunda de ellas consiste en emplear el hidrógeno para transporte mezclándolo con el gas natural y utilizándolo en motores de combustión interna para mejorar las actuaciones del motor y reducir las emisiones.

En la misma línea, pero en aplicaciones estacionarias en los sectores residencial y servicios, estaría el añadir una cierta cantidad de hidrógeno a la red de gas natural. En ambos casos, se considera importante, como actuación a corto plazo, iniciar el establecimiento de sistemas distribuidos de producción de hidrógeno.

Probablemente el sector de la electrónica portátil (telefonía móvil, PCs, PDAs, etc.) sea el primero que introduzca productos en el mercado basados en el uso de pilas de combustible alimentadas con hidrógeno. Este sector es menos exigente en precios que los sectores transporte o generación

estacionaria y se ve sometido a unos requerimientos cada vez más exigentes en disponibilidad de energía y tiempo de recarga, que ni siquiera las baterías avanzadas parecen ser capaces de cubrir.

Asimismo, existe todo un conjunto de aplicaciones, dentro de lo que se puede denominar primeros mercados, entre las que se incluirían las carretillas elevadoras, pequeños vehículos eléctricos especiales para zonas recreativas o turístico-culturales (carritos de golf, embarcaciones de recreo, minibuses, etc.), pequeños ciclomotores, sillas de ruedas, etc., donde se aplicará esta tecnología bien porque presente ventajas operativas (carretillas elevadoras, sillas de ruedas), bien porque se justifique en términos de evitar todo tipo de emisiones.

La producción de hidrógeno en este corto plazo podría realizarse por electrólisis con energías renovables en aquellas regiones que dispongan de excedentes en generación de electricidad renovable (hidroeléctrica, eólica, etc.). Sin embargo, durante esta fase el hidrógeno se produciría fundamentalmente a partir de combustibles fósiles, aunque para limitar las emisiones será necesario desarrollar sistemas de captura y confinamiento del CO_2 asociados con la producción del hidrógeno.

Medio plazo

A medio plazo, la reestructuración del sector eléctrico y la electrificación en las regiones en vías de desarrollo deberían ofrecer oportunidades para el establecimiento de sistemas de generación distribuidos, en los que las pilas de combustible, alimentadas por hidrógeno, podrán suministrar electricidad y calor in situ.

Asimismo, dados los planes que publican las principales firmas automovilísticas, existirá un número creciente de vehículos de emisión nula circulando por nuestras ciudades. En estas aplicaciones, además de la reducción del coste del propio vehículo, hay que indicar que el desarrollo de la tecnología del almacenamiento de hidrógeno a bordo será un factor clave para el establecimiento de los vehículos de emisión nula en el mercado.

Durante esta fase es esperable que aumente la producción de hidrógeno a partir de carbón y de biomasa, siguiendo procesos avanzados de pirólisis y gasificación.

Largo plazo

A largo plazo, con un mercado y una infraestructura del hidrógeno creciente, se presentarán oportunidades para los sistemas de hidrógeno renovable.

Las fuentes de energía renovable con carácter intermitente (solar, eólica...) alimentarán electrolizadores para producir hidrógeno y almacenar la energía que, posteriormente, las pilas de combustible utilizarán para producir electricidad durante los periodos de alta demanda, en un concepto de actuación similar al de las actuales centrales de bombeo, o bien se derivará el hidrógeno a otros sectores de demanda (transporte).

En esta etapa se espera que crezcan los sistemas de producción de hidrógeno directamente desde agua y energía solar (producción foto-electroquímica y foto-biológica), así como la producción de hidrógeno por ciclos termoquímicos con energía solar de alta temperatura. Todos estos campos de actuación presentan grandes expectativas pero se requiere de un apoyo oficial decidido en inversiones en I+D.

Finalmente, en cuanto a la implantación de sistemas de producción de hidrógeno a partir de agua, utilizando energía térmica procedente de reactores nucleares, depende fundamentalmente de decisiones políticas relacionadas tanto con el cumplimiento del Protocolo de Kyoto como con el aseguramiento del suministro energético.

Conclusiones

La visión de la economía del hidrógeno se basa en la expectativa de que el hidrógeno pueda producirse a partir de recursos autóctonos de forma económica y medioambientalmente aceptable, y que las tecnologías de uso final del hidrógeno (sobre todo las pilas de combustible) alcancen una cuota significativa de mercado. Si estas expectativas se logran, se habrá evolucionado a un sistema de mayor seguridad energética y calidad medioambiental. Mayor seguridad energética, porque el hidrógeno puede producirse a partir de múltiples recursos cuya distribución en el globo terráqueo es más uniforme que la que presentan los combustibles fósiles. Mayor calidad medioambiental porque, en último término, el hidrógeno producido a partir de energías renovables y utilizado en pilas de combustible ofrece unas emisiones de contaminantes prácticamente nulas.

Para llegar a esta meta es necesario superar muchos desafíos técnico-científicos, sociales y políticos. Sin embargo, es necesario resaltar que los desafíos sociales y políticos quizá sean los más relevantes. El desarrollo de la tecnología del hidrógeno no presenta un horizonte con barreras insalvables, pero será imprescindible una decisión política y un apoyo institucional continuado durante algunas décadas para que la sociedad pueda llegar a disfrutar de las ventajas de la economía del hidrógeno.

En lo referente a las prioridades de I+D que será necesario desarrollar para solventar los retos que supone la penetración del hidrógeno en el mercado mundial de la energía, cabría mencionar:

- Desarrollar e introducir sistemas de pilas de combustible y de almacenamiento de hidrógeno fiables, seguros, duraderos y económica y medioambientalmente aceptables.
- Desarrollar la infraestructura de suministro de hidrógeno para el sector automoción.
- Implementar técnicas de captura y confinamiento del CO_2 asociado a la producción de hidrógeno, principalmente a partir de carbón.
- Reducir drásticamente durante las próximas décadas los costes de producción de hidrógeno a partir de renovables.

Se considera importante que el largo proceso de transición hacia el hidrógeno se apoye en una primera etapa en la que se establezcan sistemas de producción distribuidos, usando principalmente pequeños reformadores de gas natural y unidades de electrólisis, que utilicen sistemas distribuidos de energías renovables en aquellos casos donde sea viable técnica y económicamente.

Finalmente, la variedad de recursos y procesos a partir de los cuales se puede producir el hidrógeno y las múltiples aplicaciones que tiene como vector energético hace que se pongan en juego muy diversas tecnologías con distintos niveles de implantación técnica y económica y, por tanto, con distintos requisitos de inversión, necesidades de I+D+i, demostración, etc. Esta situación por un lado facilita la participación de múltiples grupos de investigación que se encuentran en distintos niveles de capacidad (tanto inversora como de conocimientos) en cada país, pero por otro lado dificulta el establecimiento de prioridades y de enfoque de los programas nacionales e internacionales al respecto.

Sin embargo, dado el esfuerzo y la duración que requiere la transición a la economía del hidrógeno, es fundamental evitar duplicidades y por ello es necesario integrar las actuaciones nacionales en programas europeos e internacionales en general, y dedicar el mayor esfuerzo inversor nacional en aquellos campos que estén identificados actualmente como fortalezas de nuestro sistema de ciencia-tecnología-industria. Éste es el objetivo de los trabajos de la Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y las Pilas de Combustible (PTE-HPC), promovida por el Ministerio de Educación y Ciencia, apoyándose en la acción de la Asociación Española del Hidrógeno y de otras instituciones y empresas (Elcogas, Hynergreen, Ikerlan y el INTA), y que fue creada en mayo de 2005. En la actualidad la PTE-HPC la integran más de cien entidades que trabajan para preparar la visión sobre el hidrógeno y las pilas de combustible en España, la estrategia a seguir y el plan necesario para llevar a efecto los proyectos estratégicos que nos permitan converger más rápidamente hacia la posición europea.

Bibliografía

http://ies.jrc.cec.eu.int/wtw.html

http://www.iea.org/

http://www.hydrogen.energy.gov/

http://www1 .eere.energy.gov/vehiclesandfuels/

http://www.iphe.net/

https://www.hfpeurope.org/hfp/keydocs

Hydrogen production and storage. R&D priorities and gaps, International Energy Agency, 2006.

Sourcebook for Hydrogen Applications, Hydrogen Research Institute and National Renewable Energy Laboratory, 1998.

Prospects for hydrogen and Fuel Cells, International Energy Agency, diciembre de 2005.

Potential for hydrogen as a fuel for transportation in the long term, Institute of Prospective Technological Studies, marzo de 2004.

Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and power trains in the European context, Concawe, Eurcar, JRC, mayo de 2006.

Hydrogen Energy and Fuel Cells - A vision of our future, European Commission, 2003.

Strategic Research Agenda, European Hydrogen and Fuel Cells Platform, julio de 2005.

Deployment Strategy, European Hydrogen and Fuel Cells Platform, agosto de 2005.

Generación de hidrógeno con energías renovables

Manuel Romero
Director de la División de Energías Renovables
Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)

Introducción

El presente documento pretende ser un resumen sobre el grado real de madurez de las tecnologías de producción de hidrógeno con energías renovables. No cabe duda de que la investigación en tecnologías de producción de hidrógeno es una aventura a medio/largo plazo, por lo que no resulta aconsejable una precipitación en la toma de decisiones que impliquen embarcar un número excesivo de recursos en lo que todavía es un campo energético incipiente. Bien al contrario, resulta más adecuado abordar la investigación en producción de hidrógeno de una forma horizontal, de modo que se pueda hacer uso de manera interdisciplinar de las tecnologías y los conocimientos existentes en áreas como la energía nuclear, las energías renovables, la combustión y gasificación, la ciencia de materiales o la química.

La realidad actual en Europa muestra que existe un, cada día más elevado, número de instituciones y empresas posicionándose alrededor de la producción de hidrógeno. De momento, en la mayoría de los casos se trata de movimientos de acercamiento donde prima la prospección, la revisión de material y conocimientos de hace varias décadas, y la existencia de un elevado número de eventos de divulgación e intercambio de puntos de vista y discusión. Las consultas y reuniones celebradas con centros homólogos en Europa, así como con empresas, revelan un alto grado de dudas en la mayoría de los agentes, que en un buen número de casos llevan menos de dos años aproximándose al tema, en muchas ocasiones atraídos por la potencial existencia de importantes ayudas públicas al I+D+i. Realmente son muy pocos los centros con solera acreditada en experiencia y conocimiento en procesos de producción de hidrógeno, salvo aquéllos centrados en los clásicos procesos de producción por reformado o gasificación de combustibles fósiles.

En todo caso, parece que la Unión Europea está claramente decidida a promover el desarrollo de la economía de hidrógeno, siguiendo los pasos de otros países como Estados Unidos y Japón. En el caso de Estados Unidos, la apuesta por el hidrógeno es razonada de una manera simple y clara en todos los foros de debate. La dependencia energética de Estados Unidos es extraordinaria y el 60% de la demanda primaria de energía se centra en el sector transporte, con un consumo en la actualidad de 13 millones de barriles por día. Esta situación es única en el mundo, y el crecimiento desmedido de la demanda en el sector transporte de camiones y vehículos pesados hace que sea necesario un combustible como el hidrógeno para solucionar el problema, dado que el hidrógeno puede ser producido a través de diversos recursos energéticos domésticos, lo cual fortalecerá en las próximas décadas la seguridad en el suministro energético. La componente medioambiental, si bien existe, no es el elemento tractor en este caso, sino la seguri-

dad de suministro en el sector del transporte. Los casos de Japón y de la Unión Europea son diferentes. En Japón el sector transporte supone el 30% de la demanda y en la Unión Europea es un poco superior. En la Unión Europea, la componente medioambiental es más importante al introducirse el aspecto de la reducción de emisiones.

Japón orienta claramente su programa en hidrógeno hacia la búsqueda del liderazgo tecnológico en el sector de las pilas de combustible y los vehículos con pilas de combustible (PC). El programa en curso tiene una duración de 28 años y una dotación de 2.400 millones de euros, y su objetivo es alcanzar los 50.000 vehículos de PC y 2.100 MW instalados en aplicaciones estacionarias en el año 2010, para llegar a los 5 millones de vehículos y 10.000 MW estacionarios en 2020.

En el caso de la Unión Europea los objetivos son más difusos, algo habitual en sus programas. El objetivo para 2020 se cifraría en la obtención de 3.000 MW en aplicaciones estacionarias y entre 0,4 y 1,8 millones de vehículos con PC. De lo que no cabe la menor duda es de que la inversión pública en proyectos de I+D relacionados con el hidrógeno y las pilas de combustible está registrando un fuerte aumento. En el VI Programa Marco la inversión ha ascendido a 275 millones de euros (en el entorno de unos 70 millones de euros al año). Esta cantidad está, no obstante, muy por debajo de los 340 millones de euros al año que está dedicando Estados Unidos.

Economía del hidrógeno: ¿cuándo?

A la hora de plantear una estrategia de desarrollo de las tecnologías de producción de hidrógeno, resulta esencial conocer el contexto y el esquema temporal en que se prevé su implantación. Es de sobra conocido que el hidrógeno es un vector energético y que por tanto sus ventajas medioambientales sólo se concretarán si es producido a partir de fuentes primarias limpias, o con procedimientos de valorización en términos de emisiones. La llamada economía del hidrógeno sólo se podrá conseguir si éste es producido de forma masiva mediante energías renovables, energía nuclear o a partir de la descarbonización de combustibles fósiles. El contexto en el que se puede desarrollar dicha economía es de extraordinaria importancia para conocer las posibilidades de nuevas formas limpias de producción. Las tres grandes limitaciones para el desarrollo de una economía basada en *hidrógeno limpio* son:

El mercado del hidrógeno no existe

- La producción mundial actual es de tan sólo $5*10^{11}$ Nm^3 (metros cúbicos a 0°C y 1hPa).
- Menos del 10% del hidrógeno producido se comercializa, el resto es para autoconsumo en refinerías y procesos químicos (producción de amoniaco o de metanol).
- El uso en el sector transporte (nicho fundamental de uso en el futuro) es hoy marginal: 1% (sector aeroespacial).

Las tecnologías de producción limpia no están maduras

- El 95% del hidrógeno se produce hoy a partir de hidrocarburos y un 5% por electrólisis convencional.
- Las energías renovables no son todavía competitivas, basándose su desarrollo en la existencia de tarifas premiadas que en el caso del hidrógeno no existen.
- El uso de la energía nuclear precisa el desarrollo de generación IV de reactores refrigerados por gas, para poder alimentar ciclos termoquímicos de alta temperatura.

El hidrógeno se enfrentará a otros competidores verdes en el mercado

- Electricidad verde como sector de negocio más atractivo para algunas renovables (por ejemplo, fotovoltaica o eólica).
- Mercados térmicos verdes más atractivos para algunas renovables (por ejemplo, biomasa, solar térmica).

- Biocarburantes con esquemas de apoyo a la biomasa más atractivos (biodiesel, bioetanol).

La suma de todos los aspectos de mercado, tecnológicos y de apoyo institucional antes mencionados ponen serias dificultades al desarrollo del uso del hidrógeno. Estamos hablando de un mercado que hay que crear partiendo prácticamente de cero, con tecnologías de producción nuevas que hay que desarrollar y mediante esquemas de apoyo que sean lo suficientemente atractivos frente a otras opciones que también reciben apoyos públicos. Este último aspecto resulta fundamental, ya que en ningún caso la promoción de la producción de hidrógeno renovable puede suponer la limitación de la ayuda a otros productos renovables como la electricidad o los biocarburantes.

Es indudable que el paso de la economía basada en los combustibles fósiles a una economía basada en el hidrógeno y las pilas de combustible no se producirá de un día para otro. Enormes infraestructuras físicas y económicas apuntalan la situación actual, y un cambio demasiado rápido podría originar importantes perturbaciones económicas. La inversión necesaria para construir una economía basada en la energía del hidrógeno y las pilas de combustible se calcula en varios cientos de miles de millones de euros, por lo cual sólo es posible a lo largo de varias décadas, a medida que se amorticen las inversiones de capital actuales. Por ejemplo, instalar el hidrógeno en el 30% de las estaciones de servicio europeas (penetración necesaria para la comodidad del cliente) podría suponer cantidades del orden de 100 a 200 miles de millones de euros. Resulta, por lo tanto, indiscutible que se necesita un fuerte compromiso de la financiación pública y de los gobiernos con la tecnología, al menos en la primera etapa.

En el caso de Estados Unidos, el DOE (Departamento de Energía) aventura el comienzo de la economía del hidrógeno hacia el año 2025. En su programa se plantea una primera etapa hasta el año 2015 centrada en el campo del I+D+i, con fuerte contribución de la inversión pública. A partir de ahí comenzarían las primeras iniciativas de comercialización, en una etapa de transición con cada vez mayor compromiso económico de las empresas.

Las opciones tecnológicas de producción de hidrógeno que se proponen en la primera etapa, hasta 2025, son en todos los casos muy conservadoras/realistas, basándose en el uso de procesos clásicos de reformado de gas natural y de electrólisis. Los procesos de descarbonización en la producción de hidrógeno y el hidrógeno renovable o el nuclear no se vislumbrarían hasta pasado el año 2030. Según todas estas hojas de ruta, estaríamos hablando de que el hidrógeno como vector energético limpio no se plantearía como tal hasta dentro de unas tres décadas. La prioridad en investigación estaría antes en el desarrollo de vehículos y pilas de combustible, así como en la infraestructura de almacenamiento.

La visión planteada por el Grupo de Alto Nivel Europeo y la Plataforma Europea del Hidrógeno es muy similar a la de Estados Unidos, aunque en este caso se vislumbra un periodo de penetración en el mercado más largo, cubriendo el intervalo de 2025 a 2050, cuando sí se podría hablar de una pura economía del hidrógeno. Tanto en estas hojas de ruta, como en otras similares producidas por organismos internacionales como la Agencia Internacional de la Energía (AIE), siempre se consideran varias fases de aplicación de tecnologías que se van introduciendo primero en algunos proyectos de I+D+i, luego en aplicaciones estacionarias distribuidas o primeras flotas de vehículos cautivas, y así, poco a poco, hasta llegar a una fase de crecimiento sostenible.

Hidrógeno: procesos de producción

La producción de hidrógeno en la considerable cuantía exigida por los mercados estacionarios y de transporte podría constituir un obstáculo para avanzar más allá de la fase inicial de demostración. Si las preocupaciones dominantes son el coste y la seguridad del abastecimiento, entonces la gasificación del carbón podría resultar de interés en muchas partes.

Si la voluntad política es avanzar hacia las energías sin emisiones de CO_2, entonces soluciones como la energía nuclear y las energías de biomasa, solar, eólica y oceánica serán más o menos viables según las condiciones climáticas y geográficas regionales. Por ejemplo, la energía térmica solar concentrada puede constituir una opción segura y potencialmente económica para la producción de hidrógeno a gran escala, especialmente en la Europa meridional[1]. Resulta claro que hay tres fuentes primarias de producción de H_2: los combustibles fósiles, las energías renovables y la energía nuclear.

Como se ha mencionado anteriormente, en la actualidad las fuentes de producción de H_2 son los combustibles fósiles, fundamentalmente gas natural y carbón, mediante procesos de reformado y gasificación. La penetración en tiempo y envergadura de otras fuentes y tecnologías energéticas requiere analizar hasta qué punto esas opciones tecnológicas serán capaces de suministrar energía suficientemente barata y en las cantidades requeridas (objetivo para el hidrógeno <0,05 €/kWh tomado como Poder Calorífico Inferior, PCI).

Con independencia del coste económico de producción, la migración a procesos de disociación de agua conlleva un fuerte incremento en la intensidad energética requerida. La energía teórica requerida por mol de H_2 producido se sitúa por debajo de los 50 kJ en el caso del reformado de metano, nafta y otros hidrocarburos, frente a los casi 250 kJ que se requiere emplear en el caso de la disociación de agua. La sostenibilidad medioambiental en la producción de H_2, claramente tiene un importante coste energético, por lo que sólo aquellas tecnologías energéticas sin emisiones de CO_2 que puedan ser competitivas a gran escala pueden ser razonablemente empleadas en la economía del hidrógeno.

A pesar de su mayor requerimiento energético, sólo el hidrógeno que proceda de la disociación de agua sin emisiones asociadas puede ser considerado un hidrógeno limpio y me-dioambientalmente amigable.

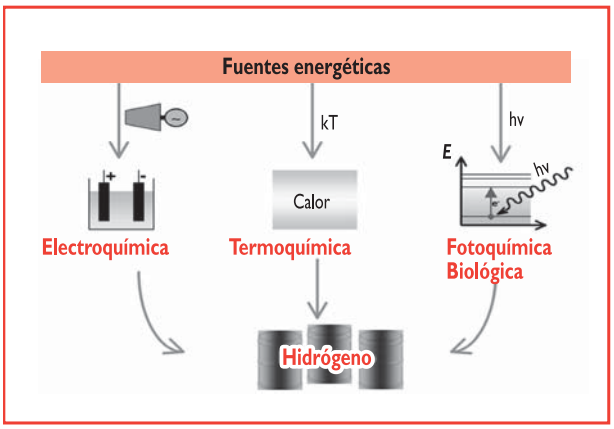
Para obtener una disminución clara en las emisiones en el sector transporte es necesario acudir a la disociación limpia del agua o a la biomasa. El hidrógeno producido a partir de carbón no presenta beneficios medioambientales, y el obtenido a partir de reformado de gas natural prácticamente se iguala a la reducción esperable mediante el desarrollo tecnológico de los actuales motores de gasolina y diesel. Son por tanto las energías renovables y la energía nuclear las fuentes que tienen ante sí el reto final de conseguir la economía del hidrógeno. Pero las preguntas son: ¿tendremos tecnologías renovables con la implantación y el coste aceptables para su aplicación a la producción de hidrógeno? ¿Habrá tecnologías de reactores nucleares adaptadas a los requisitos térmicos de producción de hidrógeno?

En el escenario energético actual, cada vez se evidencia un mayor número de elementos que añaden complejidad al siempre difícil ejercicio de la prospectiva tecnológica energética y de la elaboración de proyecciones a futuro, por lo que aventurar cuáles serán las tecnologías energéticas dominantes cuando la economía de hidrógeno esté en plena etapa de desarrollo (2025-2050) es un tema a debatir. La creciente desregulación y liberalización del mercado eléctrico, junto con la cada vez mayor volatilidad e inestabilidad del precio del petróleo, o la falta de compromisos formales más allá del año 2012 por parte de los países firmantes del Protocolo de Kyoto, introducen fuertes agentes de tensión en el sistema, que dan lugar a desviaciones significativas en las hipótesis de escenarios energéticos. A esto se añade el incremento desaforado del consumo energético, fundamentalmente en el continente asiático, en el que cabe añadir países industrializados europeos con economías en fase de expansión, como España[2]. En el caso concreto de la producción de electricidad, la liberalización del mercado plantea serias dificultades a la implantación de nuevas tecnologías, sean renovables o no, que impliquen cierto riesgo y concentración de inversiones altas al comienzo del proyecto.

1. *La energía del hidrógeno y las pilas de combustible. Una visión para nuestro futuro. Informe final del grupo de alto nivel*, Comisión Europea, Dirección General de Investigación, 2003.

2. *Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España, 2004-2012. Plan de Acción 2005- 2007*, IDAE, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 6 de julio de 2005. (www.idae.es)

Figura 1.
Fuentes energéticas



Los procesos de producción de hidrógeno pueden resumirse en tres grandes rutas básicas, tal y como se recoge en la figura 1: procesos electroquímicos (principalmente la electrólisis), procesos termoquímicos (mediante conversión directa o utilizando ciclos termoquímicos) y otros procesos como los fotoquímicos, los biológicos y los fotobiológicos. Será ésta la clasificación que utilicemos en adelante para analizar la posible estrategia de I+D en producción de hidrógeno en CIEMAT, dado que es como mejor se aglutinan los conocimientos y las capacidades tecnológicas. Estas tres grandes rutas se cruzan bastante bien con el escenario de desarrollo de las tecnologías energéticas y con el calendario de desarrollo de la economía del hidrógeno que plantean el proyecto Hynet y la Plataforma Europea del Hidrógeno.

La producción a corto plazo se basará en la conocida producción centralizada a partir del reformado de combustibles fósiles y, en menor medida, en electrólisis a partir de electricidad fósil, nuclear o renovable, así como en la producción de hidrógeno descentralizada a partir del reformado (reformadores modulares). En este periodo creemos que se podrán plantear algunos proyectos de I+D orientados a la utilización de la energía eólica para electrólisis, y también algunos proyectos que encuentren nichos de aplicación en el reformado de subproductos y residuos bioderivados, como el glicerol, el metanol y el etanol. A medio plazo, año 2015, podría aparecer la electrólisis a alta temperatura, junto con procesos termoquímicos de gasificación de biomasa y algunos procesos de descarbonización o valorización de combustibles fósiles. Por último, a partir del año 2025, deberían aparecer, con el objetivo de poner en marcha procesos de producción masiva, los ciclos termoquímicos alimentados por energía solar o nuclear. Quedaría también abierta la puerta para que algunos procesos avanzados de tipo fotoquímico o fotobiológico pudieran plantear soluciones de impacto.

De forma resumida, los procesos retenidos para análisis por su impacto y sinergia con las capacidades de un centro como CIEMAT son:

- Corto plazo:
  - Eólica a hidrógeno: integración de la electrólisis.
  - Reformado descentralizado de combustibles bioderivados.
- Medio plazo:
  - Conversión térmica de la biomasa: gasificación y pirólisis.
  - Procesos de descarbonización y procesos híbridos de reformado de combustibles fósiles con energía solar.
- Largo plazo:
  - Producción térmica mediante ciclos termoquímicos.
  - Otros procesos avanzados.

Electrólisis: producción de H_2 a partir de energía eólica

La producción de electricidad a partir de energía eólica es hoy en día competitiva en lugares con recurso eólico aceptable (más de 2.400 horas equivalentes) y un marco tarifario estable, ligeramente bonificado en compensación por su mínimo impacto ambiental. Ahora bien, la energía eólica es una fuente intermitente en el medio plazo, fluctuante en el corto plazo y siempre de naturaleza aleatoria, de difícil predicción y por lo tanto difícil de programar y/o garantizar. Además, la red eléc-

trica impone unas condiciones instantáneas a todos los elementos interconectados a ella, cada día más exigentes, especialmente en la medida que la potencia eólica instalada es masiva frente a las demás fuentes, lo cual complica su integración en la red. Finalmente, en la actualidad hay que reconocer que la solución de almacenamiento de energía eléctrica de forma masiva no existe, sólo el bombeo hidráulico, en lugares muy específicos y con rendimiento bastante limitado, aparece como complemento de la energía eólica en su camino hacia una posible futura garantía de potencia.

La energía eléctrica obtenida a partir de energía eólica se puede utilizar para producir hidrógeno definido como verde o sin emisiones[3], a partir del agua mediante electrolizadores. Existen distintas tecnologías para realizar la hidrólisis del agua eléctricamente, siendo la más utilizada la basada en los electrolizadores alcalinos, aunque últimamente se están desarrollando los electrolizadores basados en membrana de intercambio protónico (PEM).

El excelente ritmo de implantación de la energía eólica, sus aceptables costes de producción de electricidad (5-6,5 c€/kWh), con costes de potencia instalada en el entorno de 920 €/kW, capacidades anuales medias en nuestro país de 2.350 horas, y máquinas de hasta 5 MW unidad (con previsión de alcanzar los 10 MW en 2010), hace que esta tecnología sea la candidata ideal para ensayar los primeros desarrollos de sistemas de producción de hidrógeno renovable a partir de la electrólisis del agua. Por otra parte, los fabricantes de hidrolizadores serán sin duda los socios ideales para este tipo de proyectos, como ya se está evidenciado, dado su interés en abrir mercado para sus equipos.

De todos los proyectos antes mencionados, cabe resaltar por su relevancia mundial el proyecto Wind-Hy promovido por Acciona Energía e Hydrogenics. En su primera etapa se pretende ensayar un aerogenerador de 1,5 MW conectado a tres electrolizadores de 300 kW cada uno y una producción indivual de 60 Nm^3/h de hidrógeno por electrolizador. En una segunda etapa se pretende llegar a los 15 MW, en lo que podría ser la primera aplicación mundial en un parque real.

El problema del acoplamiento de los aerogeneradores y los electrolizadores radica en la gran fluctuación de la potencia de salida del aerogenerador. Por ejemplo, en el caso de utilizar electrolizadores alcalinos, en periodos de muy baja producción eléctrica, la producción de hidrógeno y oxígeno es menor que el régimen de paso de esos gases a través del electrolito y pueden acabar mezclándose, provocando una situación peligrosa al superarse los límites de inflamación del hidrógeno. También las fluctuaciones de potencia eléctrica pueden dar lugar a operación del electrolizador por debajo de la temperatura nominal, con la consiguiente ineficiencia del proceso. El electrolizador no tolera fluctuaciones de tensión, lo cual obliga a operar al aerogenerador a un régimen de velocidad de rotación constante, salvo que se desarrolle un sistema de acondicionamiento de potencia que acople correctamente ambos dispositivos y unifique el control de ambos en una misma tarjeta.

La generación de hidrógeno a partir de energía eólica se puede realizar basándose en varias topologías, dependiendo de la existencia de red eléctrica o no. Si existe red eléctrica en las proximidades del parque eólico, se puede producir hidrógeno para almacenar en periodos de máxima generación eólica y mínima demanda de energía eléctrica, e inyectar en la red eléctrica la energía almacenada mediante una pila de combustible en periodos de demanda punta. Esta estrategia es muy poco viable económica y técnicamente debido al gran coste del sistema y la poca productividad, ya que perdemos un 60% de la energía en las sucesivas conversiones. Además, el electrolizador estará funcionando casi siempre con factor de carga bajo y potencia fluctuante, salvo que se produzca hidrógeno a potencia nominal utilizando energía de la red. Una idea es sobredimensionar la potencia del parque. Teniendo en cuenta que el factor de capacidad de un parque eólico raramente supera el 30% de su potencia

3. S. A. Sherif, F. Barbir y T. N. Veziroglu, «Wind energy and the hydrogen economy-review of the technology», *Solar Energy*, núm. 78, 2005, págs. 647–660.

nominal, por lo que la infraestructura eléctrica de evacuación de forma frecuente estará infrautilizada, se puede obtener una mayor capacidad y evidentemente una frecuencia de periodos sobre-generación eólica mayor, por lo que el sistema de generación de hidrógeno ofrecerá una mayor productividad.

Si el sistema o parque eólico está aislado de la red eléctrica, ya sea por su distancia a la misma (lugares remotos con alto potencial eólico y no muy alto consumo eléctrico, aplicaciones marinas u *offshore*), o situado en lugares donde existe potencial eólico y deliberadamente se quiere producir hidrógeno verde para almacenarlo y consumirlo in situ (hidrogeneras o aeropilas) o inyectarlo en una conducción de gas para transportarlo a los centros de consumo, en estos casos la viabilidad del sistema está asociada a la reducción de costes integrando al máximo el aerogenerador y electrolizador, por ejemplo utilizando convertidores de potencia y estrategias de control que maximicen la eficiencia del rotor y del electrolizador simultáneamente. En resumen, el acoplamiento de máquinas eólicas de dinámicas tan acusadas con dispositivos electroquímicos (electrolizadores), que operan preferentemente en cargas base, es problemática y requiere de desarrollo de tecnología en el aerogenerador, la electrónica de control y el electrolizador. Por su parte, la electrólisis del agua tiene unos rendimientos relativamente bajos, entre el 40 y el 70% según tecnologías y punto de operación, a lo que hay que añadir el coste de compresión del hidrógeno, que puede detraer un 15% adicional.

En el ámbito de los electrolizadores y el almacenamiento que se precisa en el esquema de producción de hidrógeno con energía eólica, la situación actual es la siguiente:

Tecnología actual de los electrolizadores

- Madurez de los electrolizadores alcalinos. Eficiencia: 60-70% (PCI) > Temperatura de operación: hasta 80°C.
- Presión de operación: 1 atm – 25 atm.
- Coste: ~900€/kW – 2.000€/kW.

Tecnología futura de electrolizadores

- La eficiencia del sistema debe alcanzar 70-80% (PCI) con tecnologías avanzadas > Tamaño industrial (órdenes de MW).
- El coste se debe reducir a 300€/kW – 500€/kW (2€/kg H_2).
- Integración con el aerogenerador.

Procesos de compresión

- Alto consumo energético: pérdidas 15-30%.
- Alta inversión para grandes almacenamientos: 900-2.000€/kW.
- Presión de trabajo 200 - 350 bar.
- Integración con el aerogenerador.

Conviene en este punto mencionar la posible utilización futura de la electrólisis de vapor a alta temperatura, con potencial integración en sistemas de concentración solar o en reactores nucleares de generación IV refrigerados por helio. Por ese motivo, la electrólisis a alta temperatura se está comenzando a revisar por algunos grupos en Europa y Estados Unidos. En la electrólisis de agua a alta temperatura (900-1.000°C) (EAT) se aporta electricidad y calor a la reacción de descomposición acelerándose la cinética, reduciéndose la pérdida de energía debido a la polarización de electrodo y aumentándose la eficiencia de sistema total. La investigación en EAT se orienta a demostrar una reducción neta del consumo energético de los electrolizadores convencionales (comerciales). El objetivo de reducción del 35% se ha establecido en algunos programas. La ganancia en eficiencia se consigue reduciendo al mínimo el voltaje de circuito abierto contra el que el electrolizador de vapor está forzado a funcionar y con diseños compactos (como los planares usados en PC). Las tecnologías de deposición de capa fina para la deposición en electrodo/electrolito son de enorme importancia.

La experiencia de mayor envergadura es la realizada en los años ochenta dentro del proyecto Hot Elly, donde se desa-

rrolló un electrolizador con electrolito de ZrO_2/Y_2O_3(10%), siendo el cátodo de cermet de Ni y el material de conexión Inconel 601. En la actualidad INEEL/Ceramatec en Estados Unidos está revisando la tecnología y lo mismo sucede en Europa, donde dentro de un proyecto STREP Europeo denominado Hi2H2, el centro de Risoe en Dinamarca, junto con EiFer/EDF en Alemania, está desarrollando un nuevo electrolizador basado en el uso de materiales y tecnologías que han sido obtenidas en los últimos diez años con pilas de combustible de óxido sólido. El objetivo de Hi2H2 sería desarrollar y evaluar un convertidor electroquímico de óxido sólido para EAT. Se pretende demostrar una degradación inferior al 1%/1000 horas para una pila de 5 x 5 cm^2 durante un periodo de 2.000 horas. Cabe reseñar también que el Comisariado de la Energía Atómica francés (CEA) está promoviendo un proyecto de demostración en Islandia con este tipo de tecnología alimentada térmica y eléctricamente a partir de energía geotérmica, y que pretende suministrar 200 L de hidrógeno por hora.

A pesar del potencial interés de la EAT como proceso de ahorro de energía eléctrica, es más que dudoso que finalmente se imponga el proceso alotérmico. La experiencia más contrastada es la que en los años ochenta obtuvo Dornier en Alemania; el proceso alotérmico, con aporte externo de energía térmica que podría ser de origen nuclear o renovable, es hasta un 4% más eficiente que el autotérmico. En principio la eficiencia del proceso alotérmico se ve incrementada si aumentamos la cantidad de energía térmica que es transferida en la celda electrolítica, pero desafortunadamente la densidad de corriente (A/cm^2) disminuye (hasta un 50%), lo cual implica que serían necesarias superficies activas superiores y más sofisticados intercambiadores de calor. Todo hace temer que la mejora en eficiencia del proceso con aporte externo de calor se vea contrarrestada por el incremento de la inversión. De todo ello se deduce que lo prudente es esperar a que se desarrolle la tecnología de electrolizadores a alta temperatura, antes de embarcarse en desarrollos que impliquen la integración de fuentes de energías renovables o calor de origen nuclear.

Los aspectos clave de la investigación para EAT están en:

- Mejora de materiales de alta temperatura.
- Mejora de catalizadores de alta temperatura.
- Tecnologías de capa fina para la deposición en electrodo/electrolito.
- Diseño compacto y modularización.

Reformado descentralizado de combustibles bioderivados

El reformado de hidrocarburos, y más en concreto de gas natural, es una tecnología clásica y totalmente conocida de producción de H_2 en la industria. Es de hecho el método más utilizado hoy en día. Sin embargo, surge con fuerza un nuevo campo de desarrollo de la tecnología de reformado descentralizado, asociado al reformado a bordo en vehículos y a las aplicaciones en granjas y explotaciones agrícolas como medio de utilización de combustibles bioderivados excedentarios, así como en la búsqueda de mercado a subproductos de la producción de biocarburantes.

El reformado descentralizado de combustibles líquidos bio-derivados tiene varias características que realzan su atractivo:

- Debe adaptar su tamaño a la naturaleza distribuida del recurso energético. Menor inversión y coste del capital.
- Minimiza el problema de la distribución del hidrógeno, al producirse in situ. Resulta fácil encontrar nichos de mercado tempranos.
- Es CO_2-neutral para recursos biomásicos.
- Es un proceso dominado por la catálisis, precisándose un desarrollo específico de catalizadores adecuados a reformadores de pequeño tamaño y compuestos bioderivados.
- Encaja bien en el concepto de biorrefinería.
- Admite tanto el reformado en fase de vapor (RFV) como el reformado en fase acuosa (RFA).

La biomasa lignocelulósica puede recibir un tratamiento termoquímico vía pirólisis y gasificación, o bien dar lugar mediante hidrólisis y fermentación a productos azucarados y alcoholes. Los excedentes de alcoholes y azúcares bioderivados pueden tener una salida comercial hacia hidrógeno o una incorporación «a bordo» de las pilas de combustible en vehículos. Un ejemplo del potencial de uso de los combustibles líquidos bioderivados lo constituye el glicerol. El glicerol es un subproducto del proceso de producción de biodiesel. Aproximadamente se produce un litro de glicerol por cada 10 litros de biodiesel en el proceso. Por cada 10 kg de glicerol se puede llegar a producir por reformado en fase acuosa alrededor de 1 kg de hidrógeno. Sólo en Estados Unidos la producción actual de glicerol se sitúa en 40 millones de kg/año. La predicción para el año 2016 es alcanzar los 500 millones de kg/año, lo que representaría una oportunidad de negocio en producción de hidrógeno de 730 millones de dólares. La producción en la Unión Europea se prevé que alcanzará los 3.500 millones de kg/año, y en Brasil, 2.600 millones de kg/año. El precio de glicerol en bruto se sitúa en 38 c€/kg.

Algunos de los productos bioderivados objetivo de investigación para el reformado descentralizado a hidrógeno son:

Objetivo de I+D actual

Azúcares simples y alcoholes azucarados (RFA)

- C_6: glucosa, sorbitol.
- C_5: xilosa, arabinosa, xilitol, arabitol.

Alcoholes, polioles (RFA, RFV)

- Etanol.
- Etilenglicol, glicerol, propilenglicol.

Investigación futura

Celulosa y hemicelulosa (RFA)

- Celulosa: polímeros glucosa.
- Hemicelulosa: polímeros xilosa.

Una de las principales limitaciones para la extensión del uso de estos procesos es la gran dependencia en cuanto a la disponibilidad y coste de biocombustible líquido. Es por lo tanto un reformado a aplicar sólo en casos, como el antes mencionado del glicerol, donde aparezcan excedentes de uso comercial y por tanto la producción de H_2 represente una oportunidad de negocio. Los excedentes de bioetanol pueden ser otra buena oportunidad en algunos casos. En este sentido ya existen proyectos promovidos por la empresa Abengoa (Hynergreen), con participación de CIEMAT, para la exploración en el reformado de bioetanol y su uso en pilas de combustible.

La oportunidad de mercado no puede hacer olvidar algunas de las restricciones de uso de esta tecnología. Una de ellas es el balance neto de energía, por lo que a largo plazo resulta más razonable el uso de celulosa y hemicelulosa como recurso. El desarrollo de procesos de reformado en fase acuosa para estos azúcares será el gran reto. En general, los procesos de reformado descentralizado de productos bioderivados deberán enfrentarse a retos en:

La eficiencia del proceso:

- Hay que hacer un *down-scaling* de los reactores convencionales con las dificultades de comercializar diminuyendo tamaño.
- La integración del sistema y cómo optimizar el uso de la energía térmica es esencial en reformadores pequeños.

Comportamiento del catalizador:

- Actividad, selectividad y rendimiento.
- Durabilidad y tolerancia a las impurezas.

En general, la termodinámica del reformado en fase de vapor de compuestos orgánicos oxigenados es más favorable que el reformado de hidrocarburos. Esto hace que los enlaces C-C sean más fáciles de romper[4], y de este modo, en principio, los azúcares, alcoholes azucarados y glicoles pueden ser reformados a temperaturas inferiores a 200°C. En este tipo de proceso, el control cinético por parte del catalizador juega un papel fundamental para evitar la formación de compuestos más estables termodiná-

micamente, como el CH_4 o alcanos. También es posible abordar el reformado en fase acuosa a temperaturas inferiores a 300ºC.

El reformado en fase acuosa tiene algunas ventajas reseñables:

- Elimina la energía requerida para vaporizar el agua.
- Permite procesar subproductos que no pueden ser vaporizados pues se descomponen.
- Opera a bajas temperaturas.
- Es compatible con el uso de biomasa húmeda que no tiene que ser deshidratada.
- La reacción de desplazamiento agua-gas ocurre simultáneamente al reformado por lo que aumenta la eficiencia.
- Se obtiene hidrógeno presurizado.

Existen pocos desarrollos en reformado en fase acuosa, los más importantes en Estados Unidos se hacen en la Universidad de Wisconsin, Pacific Northwest National Laboratory y Virent Energy Systems. Este último está comercializando algunos pequeños reformadores.

El reformado en fase vapor a baja temperatura de etanol presenta dificultades similares a las del RFA. El proceso de reformado se ve favorecido a bajas temperaturas y permite una mayor compatibilidad con membranas, sin embargo los problemas en el catalizador son análogos con las impurezas y la formación de metano. El desarrollo de catalizadores apropiados estaría en el centro del I+D, existiendo una colaboración entre CIEMAT y Abengoa en estas tecnologías. En Estados Unidos la Universidad de Minnesota y en Brasil el Instituto Nacional de Tecnología tienen también líneas de desarrollo en la materia.

4. Gursahani, Alcalá, Cortright y Dumesic, *Applied Catalysis A: General*, 222, 2001, págs. 369-392.

5. Antal M.J., Edwards W.E., Friedman K.L. y Rogers F.E., «Final Progress Report to US Environmental Protection Agency», Princeton University, 1979. Rensfelt E., Blomkvist G., Ekstrom S., Espenos B.G. y Liinanki L. «Symposium-Energy from Biomass and Wastes», Institute of Gas Technology, 1978, págs. 465-494.

Conversión térmica de la biomasa: pirólisis y gasificación

La gasificación de biomasa ya fue evaluada en diversos estudios realizados en los años setenta[5]. La producción de hidrógeno a partir de biomasa mediante gasificación presenta el atractivo de su neutralidad teórica en términos de emisiones de CO_2. Sin embargo, el planteamiento de la gasificación de biomasa exclusivamente para la producción de hidrógeno carece de realismo. La gasificación de biomasa puede, no obstante, integrar el hidrógeno como uno más de los productos en la cadena de valor. El uso de la biomasa como recurso energético para la producción de hidrógeno se vislumbra como minoritario, dado que su aplicación a la producción de combustibles líquidos para el sector transporte y para calor y electricidad serán prioritarios. Podríamos resumir el contexto que mediatiza la producción de hidrógeno a partir de biomasa en base a los siguientes argumentos:

- La oportunidad del H_2 en el caso de la biomasa está limitada por no existir la necesidad de buscar soluciones al almacenamiento y la distribución, como ocurre en otras fuentes de energías renovables intermitentes como la solar o la eólica, ya que la biomasa es de por sí almacenable y transportable.
- La conversión de biomasa a H_2 presenta solamente un poco mejor balance en términos de eficiencia y coste que los biocarburantes, y sin embargo plantea mayores costes y dificultades técnicas para su distribución.
- Existencia de otros competidores verdes en la cadena de productos a obtener a partir del biosyngas (biodiesel, bioetanol, DME), que contribuyen a la reducción de emisiones de CO_2 y poseen exenciones fiscales.
- La producción de hidrógeno se integra en la cadena de biorefinería, como un aporte de valor, pero no como un objetivo principal.

El proceso de gasificación de biomasa es técnicamente similar a la gasificación de carbón, pero en este caso con una alimentación mucho más rica en hidrógeno. El proceso se describe en tres etapas:

- Etapa de volatilización o pirólisis, que produce materia volátil y residuo carbonoso.
- Reacciones secundarias que involucran a los productos volátiles.
- Reacción final de gasificación del residuo carbonoso con vapor de agua.

Las opciones técnicas que se plantearían serían la pura pirólisis o la gasificación mediante reformado con vapor de agua. Los productos volátiles producidos y el carbón producido participan en una serie de reacciones que compiten entre sí. Su combinación y grado de evolución determinan la calidad del gas de síntesis producido.

La temperatura de gasificación es de 650-850°C, y en el proceso son muy importantes la composición de la biomasa utilizada y el agente gasificante utilizado.

El proceso de gasificación requiere aporte de calor y un oxidante como el oxígeno o el vapor de agua. El aporte de calor puede ser directo mediante la oxidación parcial del combustible, o indirecto usando métodos para el aporte externo de la energía. En el caso de la oxidación parcial el óptimo con oxígeno se consigue para relaciones de equivalencia de 0,26 (valor sub-estequiométrico), con aire el valor es de 1,27. La gasificación con vapor de agua para el caso de la biomasa es endotérmica y a menudo tiene limitaciones de transferencia de calor. La gasificación endotérmica genera más cantidad de metano que la gasificación directa por oxidación parcial. Algunas soluciones para el aporte indirecto de energía son el uso de cambiadores de calor encapsulados en la zona de gasificación.

Teóricamente, todos los tipos de biomasa con un contenido en humedad entre el 5-30% pueden ser gasificados, sin embargo, no todos los combustibles biomásicos consiguen una gasificación satisfactoria. La realidad es que la experiencia hoy en día se centra en la gasificación de combustibles comunes como el carbón vegetal o la biomasa leñosa. Las propiedades del combustible son fundamentales, tales como la superficie específica, el tamaño, forma, humedad, materia volátil y contenido en carbón.

También resulta fundamental la tecnología del gasificador. Los gasificadores pueden ser de lecho fijo, fluidizado o arrastrado. Los gasificadores de lecho fluidizado pueden ser circulantes o de burbujeo. Los gasificadores de lecho arrastrado resultan desaconsejados para su uso con biomasa por varias razones, incluyendo las limitaciones en la temperatura de operación para las cenizas de la biomasa, la dificultad en la preparación de *slurries* y lo inadecuado de obtener partículas suficientemente finas en la alimentación. Existen algunos diseños comerciales de GE/ChevTex, Conoco E-gas y Shell que admiten hasta un 15% de biomasa en mezcla con carbón.

Situación actual de la tecnología:

- La gasificación de biomasa se ha demostrado en el rango de 100-400 t/día.
- La pirólisis de biomasa se puede considerar comercial.
- Demostrados procesos de producción de hidrógeno en el rango de 10 kg/h.

En Europa tenemos que resaltar por su importancia el proyecto integrado Chrisgas, en el que participa CIEMAT. Chrisgas (Clean Hydrogen-rich Synthesis Gas) tiene como objetivo demostrar la producción de gas de síntesis rico en hidrógeno, en un gasificador de 18 MW, equivalente a 3.500 Nm^3/h de H_2. El sistema se basa en un proceso de gasificación con vapor y oxígeno, incorporando un sistema de limpieza de gases en caliente y con reformado con vapor de los alquitranes e hidrocarburos ligeros, incluyendo metano. CIEMAT cuenta con un gasificador de biomasa de 900 kW de lecho fluidizado circulante en sus instalaciones de CEDER en Soria.

La investigación en gasificación de biomasa se centra en los siguientes puntos:

- Acondicionamiento de la biomasa.
- Limpieza de cenizas.
- Limpieza del gas de síntesis, en especial del gas caliente.
- Tecnología de transferencia de calor para las distintas biomasas.

- Fluidos térmicos e intercambiadores para sistemas de calentamiento indirecto.
- Desarrollo de gasificadores de 1 a 10 MWth.
- Desgaste del catalizador.

La resistencia del catalizador es un aspecto importante. El reformado catalítico de metano, alquitranes y otros hidrocarburos se hace en presencia de H_2S, por lo que la resistencia al S y la durabilidad son fundamentales.

Procesos de descarbonización y procesos híbridos de reformado de combustibles fósiles con energía solar

Los procesos de descarbonización de combustibles fósiles, fundamentalmente gas natural, surgen como vía alternativa a los procesos de secuestro de CO_2. La idea básica es llevar a cabo la descomposición térmica o *cracking* del metano.

La descomposición del metano es moderadamente endotérmica. Con una reacción endotérmica, donde el metano proporcionara el calor necesario, las emisiones serían tan bajas como 0,05 mol CO_2/mol H_2. Si se utilizara parte del hidrógeno producido (16%) como fuente energética o una fuente externa renovable (energía solar), las emisiones serían completamente eliminadas. El 42% del contenido energético del metano original queda almacenado en forma de carbono sólido, el resto se transfiere al hidrógeno. Existen dos vías de descomposición térmica del gas natural, bien mediante el uso de catalizadores metálicos o utilizando catalizadores basados en carbón.

En la actualidad existen diversos procesos comerciales que llevan a cabo la descomposición del gas natural para la producción de negro de carbono, pero ninguno de ellos es adecuado para la producción de hidrógeno. Las tecnologías de arco de plasma proporcionan una interesante alternativa, ya que la descarbonización puede llevarse a cabo a muy alta temperatura (>1500°C). El ejemplo mejor conocido de esta tecnología es el Proceso Kvaerner. Actualmente existen varias plantas de este tipo en funcionamiento. En nuestro país existen grupos en la Universidad de Córdoba, Universidad de Sevilla, la empresa Hynergreen e INASMET que trabajan en la línea de descarbonización de gas natural por plasma. No obstante, la utilización del arco eléctrico requiere el consumo de grandes cantidades de electricidad, la cual debería obtenerse a partir de energías renovables o con captura del CO_2, para que la producción del hidrógeno fuera sin emisión de CO_2. Por otra parte, el rendimiento energético global del proceso se ve penalizado por el propio rendimiento en la obtención de la energía eléctrica.

N. Muradov ha propuesto realizar la DGN (deshidratación del gas natural) en un reactor de lecho fluidizado utilizando tecnologías similares a las existentes a nivel industrial, tales como el Flexicoking. Como fuente de energía se utilizaría gas de proceso o parte del propio carbono producido, el cual se sometería, en un reactor aparte, a un proceso de combustión y gasificación parcial[6].

Investigadores de NREL y la Universidad de Colorado (profesor Al Weimer)[7] han propuesto realizar la DGN mediante un reactor solar-térmico. Este proceso se adapta particularmente bien a la «solarización», ya que las partículas de carbono desempeñan un papel muy activo en la transmisión de la energía solar, absorbiendo la radiación y transmitiéndola por conducción desde la superficie a las moléculas del gas. Para ello, además de las propias partículas de carbono generadas en la descomposición, se introducen en el reactor, junto con el gas de alimentación, partículas de carbono formando un aerosol. Las descarbonización solar ha sido también ensayada en Suiza por el Paul Scherrer Institut en un reactor tipo vortex, en el que se alimentó CH_4 mezclado con partículas de C, que sirvieron al mismo tiempo como absorbedores de la radiación solar y como centros de nucleación para la reacción heterogénea de descomposición[8]. Han existido también ensayos solares a pequeña escala en el horno solar de Odeillo en Francia y en el horno solar del Instituto Weizmann en Israel.

6. Muradov N., Int. J., Hydrogen Energy, núm. 26 (2001) págs. 1.165-1.175.

7. Dahl J., Buechler K., Finley R., Stanislaus T., Weimer A., Lewandowski A., Bingham C., Smeets A., Schneide A., *Journal of Solar Energy Engineering*, núm. 127, 2005, págs. 76-85.

8. Hirsch D., Steinfeld A. , Chem. Eng., *Science*, núm. 59, 2004, págs. 5.771-5.778.

Las experiencias antes mencionadas del profesor Muradov en Florida y el profesor Weimer en Colorado no han tenido continuidad, al ser cancelado el programa por el DOE. La alta dependencia que tiene el coste del hidrógeno producido del coste del gas natural y el fuerte incremento de precios registrados en Estados Unidos (50% en poco más de un año) ha llevado al DOE a decidir que este proceso no cumple con los requisitos de seguridad de suministro que requieren los procesos de producción de hidrógeno. En el caso de Europa, si bien se reproducen las incertidumbres sobre la disponibilidad y precio del gas natural, existen los pagos por derechos de emisiones que pueden hacer atractivo el desarrollo de este tipo de proceso. Por este motivo, la Unión Europea ha aprobado en su VI Programa Marco un proyecto STREP denominado SolHyCarb, que ha comenzado en noviembre de 2005, cuyo objetivo es desarrollar un reactor solar de 50 kW para descarbonización de gas natural. El proyecto es liderado por CNRS en Francia y cuenta con la participación de la empresa española Abengoa.

En el ámbito nacional, cabe reseñar los trabajos de investigación que desarrolla en el Instituto de Carboquímica de Zaragoza el equipo del profesor Rafael Moliner y la existencia de un proyecto en la Universidad Rey Juan Carlos de Madrid, con colaboración de Repsol. Se ha comprobado[9], que las partículas de carbono ejercen también un importante papel como catalizadores o promotores de la descomposición, de forma que la cinética de la misma aumenta considerablemente en su presencia. La eficacia en la descomposición depende de las características del carbono, habiéndose observado que el carbono resultante de la descomposición del metano es poco eficaz, por lo que éste debería acondicionarse previamente a su reintroducción en el reactor. Mediante un promotor eficaz, podría conseguirse la descomposición prácticamente completa del gas natural a la temperatura del equilibrio termodinámico (1.300-1.500 K), sin tener que recurrir a ultra altas temperaturas (>2.000K) para favorecer la cinética. Ello es particularmente importante para el diseño de instalaciones solares comerciales, en las que deben optimizarse el rendimiento de la energía solar capturada y su costo.

La gasificación de materiales carbonosos es otra vía de enorme interés para la producción de gas de síntesis y de hidrógeno. La gasificación solar de materiales carbonosos es una ruta de gran interés en la transición a la economía del hidrógeno. En la gasificación convencional, cuando se utiliza a escala industrial, la energía necesaria para calentar los reactivos y para el calor de la reacción se aporta quemando una importante cantidad de materia prima, ya sea directamente por combustión interna, o indirectamente por combustión externa. La combustión interna, tal y como se aplica en los reactores auto-térmicos, da lugar a la contaminación de los productos gaseosos, mientras que la combustión externa, como se aplica en los reactores alo-térmicos, resulta con un menor rendimiento térmico debido a las irreversibilidades asociadas a la transferencia indirecta de calor. Alternativamente, las ventajas de suministrar energía solar para procesos de calor se multiplican por tres: 1) el valor calorífico de la materia prima se aumenta, 2) los productos gaseosos no son contaminados por los subproductos de combustión, y 3) se evita el vertido de contaminantes al medio ambiente. Además, la irradiación directa de los reactivos proporciona un medio de transferencia de calor muy eficiente directamente a la zona de reacción química, donde se necesitaría fuente de energía, evitando las limitaciones impuestas por los intercambiadores de calor.

La gasificación de 1 mol de C precisa aproximadamente 1 mol de C como fuente de aporte energético. Por este motivo, la sustitución del aporte energético fósil por solar hace que aproximadamente se produzca una reducción del 50% en las emisiones de CO_2. Un buen ejemplo del interés de la gasificación solar es el proyecto Synpet, que actualmente llevan a cabo CIEMAT, ETH-Zurich y PDVSA. En dicho proyecto se pretende desarrollar la tecnología de plantas de gasifi-

9. Muradov N., *Catalysi ications*, 2, 2001, págs. 89-94. Moliner R., Suelves I., Lázaro M. J., Corbella B. M. y Palacios J. M., *Proceedings of the International Conference on Carbon, Carbon 2003*, Oviedo, julio de 2003.

cación solar de coques de la Faja del Orinoco utilizando sistemas de concentración solar tipo torre[10].

La gasificación de coque de petróleo es un proceso complejo. El producto químico obtenido es gas de síntesis (syngas). Los resultados del proyecto muestran que el proceso de gasificación solar, al evitar la combustión del coque, da lugar a un gas de síntesis de gran calidad, con menos de un 5% de CO_2[11]. El reactor solar de iluminación directa está siendo escalado a una potencia de 500 kW y será ensayado en la Plataforma Solar de Almería[12]. La tecnología desarrollada en el proyecto SynPet puede ser fácilmente adaptada a otros materiales carbonosos de baja calidad.

Ciclos termoquímicos

Son los procesos en los que se tiene depositada la confianza, como gran solución a medio-largo plazo para la producción masiva de H_2 limpio a partir de energía solar o nuclear. La electrólisis se constituye en el proceso de referencia (*benchmark*) de producción de H_2 a partir de la disociación del agua. Con un rendimiento de un 35% en la conversión eléctrica y un 70% en el electrolizador, estaríamos hablando de eficiencias en el entorno del 25%. Con tecnologías avanzadas, difícilmente este valor sobrepasaría el 32%. El objetivo de los ciclos termoquímicos es superar ese valor, aunque el reto no es nada sencillo. Si bien algunos ciclos pueden alcanzar el 50% de rendimiento teórico, un análisis detallado de las irreversibilidades asociadas a algunas etapas, junto con el rendimiento previsible en el sistema de aporte de calor, hacen temer una importante reducción en dicho valor. Solamente la unión de rendimientos aceptables, con la obtención de sistemas capaces de suministrar energía térmica a precios competitivos, puede dar una oportunidad clara a estos procesos[13].

Las temperaturas requeridas para la disociación térmica directa del agua son muy elevadas (3.000K para una disociación del 64% a 1 bar), lo cual plantea severos problemas de materiales y fuertes pérdidas por radiación en los reactores, a lo que se une la dificultad en el proceso de separación del H_2 y el O_2 producidos[14]. La disociación directa por vía térmica del agua es hoy poco más que un ejercicio de investigación académica. Los ciclos termoquímicos sortean el problema de la separación y permiten reducir la temperatura de operación en el proceso de disociación.

La búsqueda de ciclos termoquímicos adecuados comenzó ya en los años sesenta. Cabe señalar que la primera Tarea que se creó, en el Acuerdo de Implementación de Hidrógeno de la Agencia Internacional de la Energía, fue precisamente sobre ciclos termoquímicos. El número de posibles ciclos teóricos se cuentan por millares, por lo que una actividad muy habitual durante los años setenta y ochenta fue la elaboración de listados y clasificaciones mediante la comparaciones multi-criterio, en las que la eficiencia jugaba un papel fundamental. En el año 1988 se publicó la ultima gran *review* de estos procesos y a partir de ahí la actividad en este campo ha sido marginal y prácticamente concentrada en Japón, donde el sector nuclear ha seguido manteniendo algún interés en los ciclos S-I y UT-3.

En general, ha sido siempre la industria nuclear la que con más fuerza ha estudiado y promovido este tipo de ciclos, con el fin de encontrar un proceso químico que permitiera una buena integración con el calor suministrado por un reactor nuclear. Entre los desarrollos de los años setenta y ochenta cabe destacar los

10. Rodríguez D., Alfredo Morales, Julián Blanco, Manuel Romero, Aldo Steinfeld, «Conversión de petróleo pesado en hidrógeno utilizando energía solar concentrada», *Ingeniería Química*, núm. 413, págs. 125-128.

11. Trommer D., F. Noembrini, M. Fasciana, D. Rodriguez, A. Morales, M. Romero, A. Steinfeld, «Hydrogen production by steam-gasification of petroleum coke using concentrated solar power – I. Thermodynamic and kinetic analyses», *International Journal of Hydrogen Energy*, núm. 30, 2005, págs. 605–618.

12. Graggen A. Z., P. Haueter, D. Trommer, A. Steinfeld, Manuel Romero, Juan C. de Jesús, «Hydrogen production by steam-gasification of petroleum coke using concentrated solar power. -II. Reactor design, testing, and modeling», *International Journal of Hydrogen Energy*, 2005.

13. Funk J. E. , «Thermochemical hydrogen production: past and present», *International Journal of Hydrogen Energy*, núm. 26, 2001, págs. 185-190.

14. Etievant, C., «Solar high-temperature direct water slplitting – a review of experiments in France», *Solar Energy Materials*, núm. 24, págs. 413-440.

realizados por el JRC de Ispra en Europa, por General Atomics y Westinghouse en Estados Unidos y por JAERI en Japón[15].

En los últimos dos años se está produciendo un resurgimiento en la actividad de I+D en ciclos termoquímicos. La mayor parte de dicha actividad se registra en el ámbito solar y nuclear. Junto a algunos desarrollos que pasaremos a describir a continuación, también se observan un número importante de estudios de prospectiva y de análisis de ciclos, reeditando en buena medida los trabajos ya realizados con anterioridad en los años ochenta. Básicamente, los grupos de procesos retenidos en la actualidad para un estudio detallado son: ciclos basados en el azufre, ciclos con óxidos volátiles y ciclos con óxidos no volátiles. En los ciclos retenidos, los rendimientos termodinámicos se mueven entre el 35-50% y las temperaturas entre 1.000- 2.200°C.

Entre los ciclos basados en el azufre, destacan los ciclos S-I y el ciclo Westinghouse, ambos con una etapa consistente en la descomposición térmica del ácido sulfúrico[16]. El ciclo Westinghouse, también conocido como Mark 11 de Ispra, es un ciclo híbrido en el que la etapa de síntesis del ácido y producción de H_2 se realiza en un electrolizador con el consiguiente consumo eléctrico. El ciclo Westinghouse está siendo recientemente revisado por Sandia National Laboratories y General Atomics en Estados Unidos, quienes están proponiendo al DOE un proyecto de demostración a realizar en la central solar de Albuquerque (Nuevo México). La opción seleccionada por Sandia consiste en la utilización de un receptor solar de cortina de partículas para calentamiento de la reacción. El proyecto está en fase de estudio de viabilidad, habiéndose presentado en el último Congreso Internacional de Energía Solar celebrado en Orlando en agosto de 2005.

En Europa, los ciclos S-I y Westinghouse son el objetivo de un proyecto financiado por el VI Programa Marco de la Unión Europea, denominado Hythec. El proyecto Hythec está coordinado por el CEA francés, y en él participan el DLR alemán, la Universidad de Sheffield y la empresa española Empresarios Agrupados. En el proyecto Hythec se está llevando a cabo el estudio de viabilidad técnica de ambos ciclos, tanto con energía solar como con energía nuclear. Se está realizando un análisis de los diagramas de flujo con el fin de optimizar eficiencias, y se están completando algunos datos básicos, como el equilibrio ternario HI-H_2O-I_2. DLR ha ensayado, dentro del proyecto, un pequeño prototipo de reactor solar de varios kW para la descomposición del H_2SO_4 en su horno solar de Colonia.

CEA es, sin duda, el gran promotor en Europa de la revisión de los ciclos S-I y Mark 11. Su fuerte dedicación está asociada al impulso en el I+D ligado al desarrollo de los reactores nucleares de generación-IV. Dentro de su estrategia interna, se está llevando a cabo la construcción en Cadarache de un circuito de Helio de 1 MW y una presión máxima de 80 bar, que estará operativo en el año 2008 y que se pretende usar para ensayar su integración con un ciclo de azufre, así como para conceptos de EAT (electrólisis de alta temperatura). CEA ha invitado a ENEA y a CIEMAT a una alianza estratégica para trabajar conjuntamente en el desarrollo de este tipo de ciclo (iniciativa Sushypro).

A pesar de todo lo anteriormente mencionado, los retos en los ciclos de azufre son imporantes. A los problemas de corrosión en la etapa sulfúrica, se añaden los problemas de corrosión en las membranas que se utilizan en la etapa yodídrica para la separación del I_2 y el H_2. Una operación extraodinariamente costosa es la separación del HI y el agua. La técnica actual basada en el uso del ácido fosfórico es costosa y afecta fuertemente a la eficiencia. La separación del H_2SO_4 y el HI es también una etapa clave en la seccion Bunsen y enormemente costosa.

La investigación en estos ciclos conlleva un enorme esfuerzo en el análisis de las propiedades de las distintas mezclas, el desarrollo de materiales para reactores y membranas, el desarrollo de modelos para elaboración de diagramas de flujo, el

15. Ohta, T., «Solar hydrogen energy systems», Pergamon Press LTD, 1979.

16. Brown, L. C., Funk, J. F. y Showalter, S. K., «High efficiency generation of hydrogen fuels using nuclear power», *Annual Report of the U.S. Department of Energy,* julio de 2000.

diseño de reactores y de técnicas más eficientes de separación, etc., lo cual trasciende al potencial de un único centro. El esfuerzo es de una gran dimensión que obviamente ha de ser transnacional. El elevado número de etapas de cada sección y su complejidad hace pensar que su ciclabilidad sea difícil, por lo que aquellos centros con orientación al campo de la concentración solar tienen una mayor predilección por el ciclo Mark 11, al simplificarse de forma significativa el proceso.

Si bien la energía nuclear ve limitada su utilización en procesos termoquímicos a temperaturas en el entorno de los 900°C, esto no ocurre con la energía solar. Las tecnologías de concentración solar permiten alcanzar con costes razonables flujos por encima de los 5 MW/m^2 y temperaturas superiores a los 2.000 K. Esto permite abordar el desarrollo de otros ciclos termoquímicos más eficientes, que utilizan solamente dos etapas con reacciones redox metal/óxido. El menor número de etapas es fundamental para la solarización del proceso y su adaptación a las fluctuaciones inherentes al recurso solar.

Se han analizado diversos pares redox, como por ejemplo el par Fe_3O_4/FeO[17], Mn_3O_4/MnO, Co_3O_4/CoO, ZnO/Zn en referencias[18]. En general, en todos los casos queda mucho desarrollo por hacer en la ingeniería de los reactores, las temperaturas de operación superan en muchos casos los 2.000K y, además, se presentan fuertes pérdidas en el proceso de *quenching* necesario para evitar la reoxidación. En algunos casos las pérdidas térmicas producidas en el proceso de *quenching* son de hasta el 80% de la energía incidente en el reactor.

Entre aquellos grupos que apuestan por el uso de pares redox volátiles, el más reconocido internacionalmente y que cuenta con mayor experiencia es el ETH-Zurich/PSI. El proceso candidato con mayor potencial y que está siendo desarrollado con más intensidad por el PSI es el ZnO/Zn[19]. A 2340 K, $\Delta G^o = 0$ y ΔH^o=395 kJ/mol, el rendimiento exergético de este ciclo se estima en un 35%, sin recuperación de calor en las etapas de *quenching* y de hidrólisis. Con recuperación de calor, el valor máximo de la eficiencia alcanzaría el 82%. Por el momento, la experiencia en este tipo de ciclo se reduce a ensayos realizados en el horno solar del Paul Scherrer Institut, en Zúrich, de la etapa de descomposición térmica del ZnO. Los ensayos han sido realizados en dos prototipos de 10 kW sometidos a flujos de radiación de 4000X. La superficie del ZnO alcanzó los 2.000 K durante algunos segundos, demostrándose la viabilidad del proceso.

El tipo de sistema utilizado por los suizos en este tipo de procesos suele ser un reactor de cavidad, con ventana de cuarzo y con alimentación tipo tornillo sinfín, de modo que el óxido se mantiene en las paredes de la cavidad. A pesar de lo prometedor de este ciclo y la simplicidad aparente, los retos tecnológicos son enormes, ya que el diseño de reactor utilizado es difícilmente escalable, más allá de unos pocos kW. Los productos Zn(g) y O_2 precisan un enfriamiento súbito para evitar su recombinación, no existiendo por el momento una solución efectiva, estando en fase de pruebas técnicas de nucleación y electrotérmicas. A estas dificultades se añaden los problemas de materiales asociados a las altas temperaturas requeridas. A pesar de todos estos retos, el NREL y la Universidad de Colorado se han unido recientemente a la lista de grupos que están analizando a escala de laboratorio este proceso.

La reducción carbotérmica de los óxidos metálicos usando coque o gas natural, y otros materiales carbonosos como agentes reductores, permite realizar la etapa de reducción del óxido a temperaturas más moderadas.

En el caso del ZnO, dependiendo de la proporción de C utilizada, podemos reducir la temperatura de operación hasta valores en el entorno de 1.000°C. Estas temperaturas resultan mucho más accesibles a la tecnología actual de concentración

17. Nakamura T., *Solar Energy,* núm. 19, 1977, págs. 467-475.

18. Palumbo R., Lédé J., Boutin O., Elorza Ricart E., Steinfeld A., Moeller S., Weidenkaff A., Fletcher E.A., Bielicki J., *Chem. Eng. Sci.*, núm. 53, 1998, págs. 2.503-2.518. Steinfeld A. *Int. J. Hydrogen Energy*, núm. 27, 2002, págs. 611-619.

19. Steinfeld A., *Solar Energy,* núm. 78, 2005, págs. 603-615.

solar. Si bien el proceso es medioambientalmente menos atractivo, constituye una etapa intermedia para llegar al ciclo de ZnO. La reducción carbotérmica de ZnO ha sido el objeto de un proyecto europeo del VI Programa Marco denominado SOLZINC. El resultado de dicho proyecto ha sido un reactor de 300 kW, que se ha ensayado satisfactoriamente en la torre solar del Instituto Weizmann en Israel.

Además de la producción de hidrógeno, los ciclos de Zn presentan el atractivo de poder usar directamente el Zn, si se quiere, como vector energético. Las baterías de Zn-aire son ya comerciales, y algunos fabricantes están persiguiendo un análogo de la pila de combustible para los automóviles a partir de baterías de Zn-aire recargables mecánicamente.

Se necesitarán varias décadas hasta que la tecnología solar esté preparada para trabajar con ciertas garantías en los rangos de operación que demandan estos procesos con óxidos metálicos. Aún así las incertidumbres tecnológicas son de gran envergadura. Es por ello necesario buscar óxidos modificados que permitan trabajar a temperaturas menos exigentes, pero manteniendo al mismo tiempo unas características aceptables en términos de captación de oxígeno y liberación de hidrógeno en la etapa de hidrólisis. La utilización de óxidos mixtos tipo $(Fe_{1-x}M_x)_3O_4/(Fe_{1-x}M_x)_{1-y}$ ha sido considerada en diversos trabajos, aunque hasta el momento la producción de H_2 ha sido extremadamente baja[20].

La selección del catalizador se basa en su actividad redox y, sobre todo, en la capacidad de albergar el oxígeno en su red cristalina. Las ferritas tienen la tendencia, cuando se queman en atmósferas reductoras, de formar compuestos con oxígeno no estequiométricos que facilitan la fijación del oxígeno en las vacantes existentes. Por lo tanto, estos materiales son un excelente candidato para la producción de hidrógeno a partir de energía solar. Una de las opciones con más atractivo es aquella basada en el uso de ferritas modificadas con manganeso, tal y como propuso Tamaura en 1999[21].

Este ciclo presenta como ventaja la menor temperatura de operación, así como la elevada producción de hidrógeno por mol de ferrita (un mol de H_2 por dos moles de ferrita). La investigación en este ciclo se centra en evitar el punto de fusión del Na_2CO_3, ya que provoca la reducción de la interfase activa sólido/gas, y también en reducir el exceso de agua necesario para obtener buenas conversiones. El uso de nanoestructuras $MnFe_2O_4/Na_2CO_3$ ha sido propuesto por algunos grupos de investigación, como ENEA, que han reportado producciones de hidrógeno estequiométricas a temperaturas por debajo de 1.000 K con cinéticas aceptables[22]. CIEMAT mantiene contactos con ENEA para colaborar en el uso de estos materiales en reactores solares.

Otra de las aproximaciones que merece ser mencionada es la recogida en el proyecto europeo denominado Hydrosol[23], en cuya segunda fase denominada Hydrosol-II participa el CIEMAT a través de sus instalaciones en la Plataforma Solar de Almería (Solar Hydrogen via Water Splitting in Advanced Monolithic Reactors for Future Solar Power plants (HYDROSOL-II) FP6-2004-ENERGY-3–Proposal No 020030). La segunda fase de dicho proyecto comenzó en noviembre de 2005 y su objetivo es la demostración en un reactor de 100 kW, en la Plataforma Solar de Almería, de la producción de H_2 a partir de ferritas mixtas de Zn impregnadas sobre matrices cerámicas de SiC. La novedad de este diseño se centra en la utilización de un modo de operación discontinuo en los procesos de carga y descarga. La etapa endotérmica es realizada con iluminación solar, de manera que el foco con alto flujo de radiación solar generada por un

20. Sibieude F., Ducarroir M., Tofighi A., Ambriz J., *Int. J. Hydrogen Energy*, núm. 7, 1982, págs. 79-88. Lundberg M., *Int. J. Hydrogen Energy*, núm. 18, 1993, pág. 369. Sturzenegger M., Nüesch P., *Energy*, núm. 24, 1999, págs. 959-970. Tamaura Y., Steinfeld A., Kuhn P., Ehrensberger K., *Energy*, núm 20, 1995, págs. 325-330.

21. Tamaura, Y., Ueda, Y., Matsunami, J., Hasegawa, N., Nezuka, M., Sano, T., Tsuji, M., *Solar Energy*, núm. 65 (1), 1999, págs. 55-57.

22. Padella F., C. Alvani, A. La Barbera, G. Ennas, R. Liberatore, F. Varsano, *Materials Chemistry and Physics*, núm. 90, 2005, págs. 172–177.

23. Agra Fiotis C., M. Roeb, A.G. Konstandopoulos, L. Nalbandian, V.T. Zaspalis, C. Sattler, P. Stobbe, A.M. Steele, «Solar Water Splitting for Hydrogen Production with Monolithic Reactors», *Solar Energy*, 2005.

campo de helióstatos se mueve alternativamente de unas matrices a otras, para permitir posteriormente la etapa de descarga de H_2. Las ferritas mixtas con Zn han sido también ensayadas en su etapa endotérmica por TIT (Tokio Institute of Technology), en el disco solar de la Universidad Nacional de Australia en Canberra[24].

Un concepto alternativo al reactor Hydrosol, con uso alternante del foco solar, es el postulado por Tamaura y Kodama del Instituto Tecnológico de Tokio, que utilizan un reactor solar rotatorio. A esto se añade la utilización de soportes de YSZ (óxido de circonio estabilizado con itrio), que facilitan la operación y permiten operar a temperaturas de 1.400-1.600 K sin necesidad de utilizar atmósferas inertes, lo cual supone un gran avance en la solarización del proceso al evitarse el uso de ventanas y poder operar con reactores solares abiertos a la atmósfera. Otras variantes ensayadas en atmósfera inerte[25] soportan la ferrita sobre ZrO_2 estabilizado con Co (II), habiéndose obtenido excelentes resultados con $Co_{0,42}Fe_{2,58}O_4/ZrO_2$ y una temperatura en la etapa solar de 1.670 K.

La repetibilidad del proceso no ha sido hasta ahora demostrada. De hecho, éste es uno de los puntos críticos para su desarrollo, dado que las altas temperaturas pueden producir sinterizado del óxido metálico. Este sinterizado desactivaría dramáticamente el óxido.

La deposición de la ferrita sobre un substrato de ZrO_2 propuesta por Kodama (2003) puede representar una solución al problema[26]. Si se consigue una buena dispersión del óxido entre las finas partículas del ZrO_2, se reducirá la sinterización y se alcanzarán mejores reactividades.

24. Kaneko H., T. Kodama, N. Gokon, Y. Tamaura, K. Lovegrove, A. Luzzi, «Decomposition of Zn-ferite for O_2 generation by concentrated solar radiation». *Solar Energy*, núm. 76, 2004, págs. 317–322.

25. Kodama T., Y. Kondoh, R. Yamamoto, H. Andou, N. Satou, «Thermochemical hydrogen production by a redox system of ZrO_2-supported Co(II)-ferrite». *Solar Energy,* núm. 78, 2005, págs. 623-631.

26. Kodama T., «High-temperature solar chemistry for converting solar heat to chemical fuels. Progress in Energy and Combustion», *Science,* núm. 29, 2003, págs. 567-597.

El análisis de costes y de proyección económica más avanzado se incluye en el plan de trabajo del proyecto europeo Hydrosol-II, en el que participa CIEMAT. El objetivo actual se fija en la escalación de la tecnología a plantas de 10 MW unidad, que permitan alcanzar los 0,12 €/kWh en 2010 y los 0,06 €/kWh en 2020 (asumiendo un PCI para el H_2 de 241 kJ/mol).

En general, podemos resumir que los retos tecnológicos comunes para todos los ciclos termoquímicos son los siguientes:

- Ciencia de materiales (durabilidad, membranas, ingeniería de materiales, materiales para altas temperaturas combinadas con altos flujos de energía, corrrosión).
- Química (procesos de separación, ingeniería de reacciones químicas, estudios cinéticos, ciclado de procesos químicos, análisis de sistemas y diagramas de flujo).
- Transferencia de calor (modelos de transferencia, estudios termodinámicos).
- Tecnologías de concentración solar avanzadas (altos flujos de radiación, altas temperaturas, sistemas *beam-down*, helióstatos de bajo coste, concentradores secundarios).

Dentro del acuerdo internacional IPHE (International Partnership on Hydrogen Economy), se está promoviendo un gran proyecto de colaboración internacional denominado THESIS (THErmochemical water Spllting cycles by Solar energy), que aglutine todas las actividades de I+D en ciclos termoquímicos con energía solar. Coordinador: Mark Paster (DOE). A. Weimer (Univ. Colorado), C. Sattler (DLR), A. Steinfeld (ETH/PSI), M. Romero (CIEMAT), M. Epstein (Weizmann), G. Flamant (CNRS), Y. Tamaura (TITECH).

Otros procesos avanzados

Los procesos mencionados en los apartados anteriores no recogen, ni con mucho, la totalidad de opciones existentes. Se ha reflejado en los mismos aquellas alternativas a corto, medio y largo plazo que cuentan con un mayor potencial de aplicación

y que por sus características presentan una relación con las capacidades existentes en CIEMAT.

Conviene mencionar que en el largo plazo se recogen otras opciones prometedoras, pero que hoy en día están en un estado muy incipiente de desarrollo. En este grupo cabe mencionar la producción fotocatalítica, fotoelectroquímica y la producción fotobiológica.

En producción fotocatalítica y fotoelectroquímica vuelven a resurgir algunos estudios fundamentales y a escala de laboratorio. En el programa de hidrógeno de Estados Unidos se plantea un ambicioso objetivo, consistente en alcanzar el 10% de eficiencia en la conversión solar a hidrógeno, consiguiendo reducir el *bandgap* del semiconductor hasta 2 eV y para una durabilidad de 5.000 horas. La investigación en fotoelectrodos y semiconductores vuelve sus ojos hacia este campo y conviene que CIEMAT mantenga una vigilancia activa, en particular a través de la Unidad de Fotovoltaica. En concreto, ya existe una colaboración con la Universidad Autónoma de Madrid dentro de un proyecto de la Comunidad de Madrid para facilitar materiales de CIS (seleniuro de cobre-indio) en lámina delgada para estas aplicaciones. Asimismo, el grupo de detoxificación solar de la PSA (Plataforma Solar de Almería) cuenta con experiencia en el uso de semiconductores para fotocatálisis, y podría adaptar su conocimiento a este tipo de procesos fotocatalíticos para producción de hidrógeno.

En el campo de la producción biológica, se buscan métodos y conceptos innovadores para mejorar la productividad. Una propuesta que está siendo analizada por diversos grupos en Estados Unidos y Europa es la integración de diversos procesos con distintos tipos de microorganismos (utilización de algas verdes para el espectro visible, cianobacterias y bacterias fotosintéticas para el infrarrojo y microorganismos para la fermentación en ausencia de luz). El grupo de fermentación de la Unidad de Biomasa podría en su momento utilizar sus capacidades en el desarrollo de procesos de fermentación para ese tipo de aplicación.

Líneas de actuación en CIEMAT

Al igual que sus homólogos europeos, norteamericanos y japoneses, CIEMAT, como laboratorio nacional de investigación energética, está elaborando un programa propio de desarrollo de tecnologías del hidrógeno. La producción de hidrógeno debe formar parte de dicho programa, con un peso y objetivos de impacto. A pesar de todas las incertidumbres y retos que se plantean alrededor de la llamada economía del hidrógeno, resulta evidente que los programas públicos de promoción de las actividades de I+D cada vez van a prestar un apoyo más significativo al hidrógeno.

La optimización de recursos y el mejor aprovechamiento del conocimiento y las capacidades de CIEMAT aconseja la formulación de un programa de I+D en hidrógeno de carácter horizontal. En el apartado específico de producción de hidrógeno intervienen fundamentalmente unidades y grupos de los departamentos de Energía y de Tecnología.

Objetivo

Investigación y desarrollo en tecnologías de producción de hidrógeno eficientes y competitivas, que permitan la implantación de la economía del hidrógeno en España, en los sectores del transporte y de consumo estacionario, a partir de fuentes energéticas autóctonas.

Este objetivo se traduce en el desarrollo de las siguientes opciones tecnológicas:

- Desarrollo de sistemas optimizados para la producción de hidrógeno a partir de energía eólica, mediante la integración de aerogeneradores, electrónica de potencia, control, electrolizador y almacenamiento.
- Desarrollo de reformadores y procesos para la producción de hidrógeno descentalizada o «a bordo de vehículos», a partir de combustibles líquidos bioderivados excedentarios.
- Identificación de recursos biomásicos, técnicas de pretratamiento y desarrollo de tecnologías de pirólisis y gasificación,

para la incorporación del hidrógeno en la cadena de valor de la conversión termoquímica de la biomasa.

- Desarrollo de procesos y tecnologías de descarbonización de combustibles fósiles y de valorización de los mismos, mediante gasificación solar, con especial atención a materiales carbonosos de baja calidad.
- Demostrar a escala precomercial la viabilidad técnica y económica de la disociación de agua, para producción de hidrógeno mediante el uso de ciclos termoquímicos con energía solar concentrada.

El hidrógeno en la industria

Javier Brey
Director
Hynergreen-Abengoa

Introducción

Es un objetivo declarado de la Unión Europea lograr reducir las emisiones de gases causantes del efecto invernadero, incrementar la producción de energía renovable y, en definitiva, lograr un crecimiento basado en un desarrollo sostenible.

Entre los múltiples cambios que se persiguen, uno de los más comentados y ambiciosos es el conseguir, paso a paso, una «economía del hidrógeno» completamente integrada, basada en fuentes de energía renovable, para mediados de siglo. Esta producción de hidrógeno limpio comenzaría, a corto plazo, partiendo de electricidad renovable (entendida como tal la producida a partir de fuentes renovables, como la energía eólica), que se vislumbra como el método de producción descentralizado o a pequeña escala, y a largo plazo mediante procesos basados en energía solar térmica.

¿Por qué hidrógeno y pilas de combustible?

Los potenciales efectos del cambio climático son muy serios y a escala humana irreversibles. La sociedad actual no puede permitirse esperar a tomar medidas reparadoras, y debe aspirar al ideal: un futuro sin emisiones, basado en energía sostenible. La electricidad junto con el hidrógeno representa uno de los mejores caminos para su logro, complementados por las pilas de combustible que proporcionan una conversión energética muy eficiente.

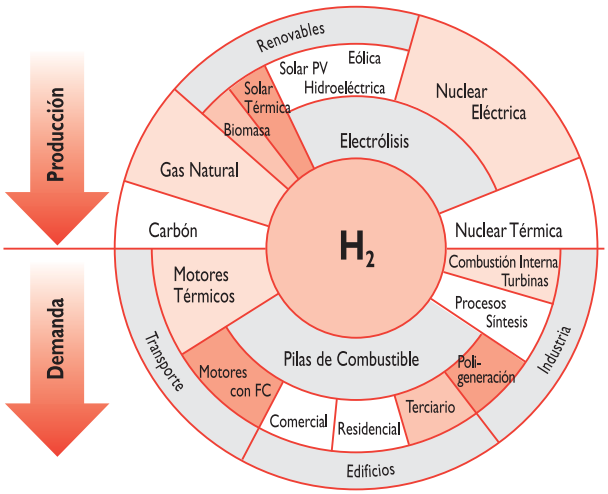
El hidrógeno no es una fuente de energía primaria, como lo son el carbón y el gas; es un vector energético. Inicialmente, se produce utilizando los sistemas energéticos existentes, basados en fuentes y vectores energéticos primarios convencionales. A largo plazo, las fuentes de energía renovable se convertirán en la fuente más importante de producción de hidrógeno.

En este sentido, tanto el hidrógeno producido por electrólisis, como el producido en centrales nucleares o los sistemas de conversión de energía basados en combustibles fósiles con captura y almacenamiento de CO_2, son todos caminos aceptables para la producción de energía libre de carbono.

La producción de hidrógeno, en las grandes cantidades necesarias para el mercado de generación estacionaria y el mercado del transporte, podría convertirse en una barrera para el progreso, una vez pasada la fase inicial de demostración de la viabilidad del hidrógeno como combustible.

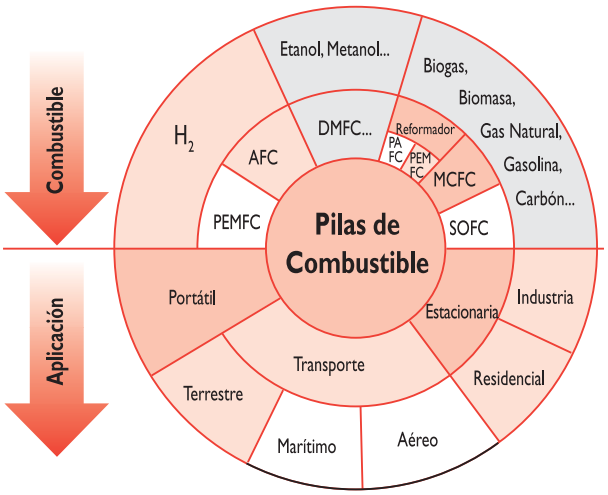
Los costes y la garantía de suministro son consideraciones predominantes, por lo que la gasificación del carbón con captura de CO_2 será de interés en multitud de foros. Si el deseo político es dar un paso hacia las energías renovables, la biomasa, la

Figura 1.
Hidrógeno: fuentes primarias, conversores de energía y aplicaciones



Fuente: Europe HFP
(Nota: el tamaño de las «porciones» no guarda relación con los mercados actuales o futuros)

Figura 2.
Pilas de combustible: tecnologías, potenciales combustibles y aplicaciones



Fuente: Europe HFP
(Nota: el tamaño de las «porciones» no guarda relación con los mercados actuales o futuros)

energía solar, la eólica y la mareomotriz serán más o menos viables, dependiendo de las condiciones geográficas y climáticas de cada región. Por ejemplo, la energía solar de concentración es una opción potencialmente asequible y segura para una producción de hidrógeno a gran escala, especialmente en el sur de Europa. La gran variedad de fuentes, conversores y aplicaciones ilustra la flexibilidad del hidrógeno y los sistemas basados en pilas de combustible (figuras 1 y 2).

Las pilas de combustible serán utilizadas en una gran variedad de productos, desde pilas de combustible muy pequeñas en aparatos portátiles como teléfonos móviles u ordenadores, o aplicaciones en el sector del transporte como automóviles, autobuses y barcos, hasta aplicaciones estacionarias para generación de electricidad y calor para los sectores doméstico e industrial. Los sistemas energéticos futuros también incluirán sistemas de conversión de energía basados en hidrógeno (motores de combustión interna, motores Stirling, turbinas, etc.), así como otros vectores energéticos (calentamiento directo y electricidad a partir de energías renovables, biocombustibles para el transporte, etc.).

Los beneficios del hidrógeno son muchos, pero no se harán patentes hasta que su uso se extienda. Los sistemas con pilas de combustible no producen ninguna sustancia dañina para el aire, como óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono, dióxido de azufre o monóxido de carbono. Los sistemas basados en pilas de combustible son perfectos para su uso en hospitales o en aplicaciones móviles, por su bajo nivel de ruido y su gran calidad de suministro. Ofrecen una gran eficiencia, independientemente de su tamaño.

Por su parte, los sistemas de transporte basados en pilas de combustible pueden proporcionar una reducción importante del consumo energético, además de hacerlo con emisiones mucho menores. Las pilas de combustible también pueden utilizarse como grupos de potencia auxiliar, combinados con motores de combustión interna o sistemas fijos de reserva alimentados con hidrógeno obtenido a partir del reformado[1] de otros combustibles, ahorrando así energía y reduciendo la contaminación, especialmente del tráfico urbano congestionado.

1. Reformado: proceso de ruptura de la molécula de un hidrocarburo o alcohol para producir hidrógeno.

En suma, el hidrógeno y la electricidad combinados representan una de las formas más prometedoras de desarrollar energía sostenible, mientras que las pilas de combustible son el elemento conversor más eficaz para transformar el hidrógeno, y posiblemente otros combustibles, en electricidad. El hidrógeno y las pilas de combustible abren el camino a sistemas de energía integrados que, de forma simultánea, enfrenten los mayores retos energéticos y medioambientales, y tengan la suficiente flexibilidad como para adaptarse a las diversas e intermitentes fuentes de energía renovable que estarán disponibles en el año 2030.

El objetivo de Hynergreen, sociedad perteneciente a Abengoa, es la organización y explotación de negocios y actividades relacionadas con la producción de energía eléctrica mediante pilas de combustible en sus diferentes tecnologías, así como la producción de hidrógeno desde fuentes renovables, y su uso limpio y eficiente.

Abengoa es una empresa industrial y de tecnología que aporta soluciones para el desarrollo sostenible, la sociedad de la información y el conocimiento, y la creación de infraestructuras, presente en más de 70 países y que cuenta con cuatro grupos de negocio: Bioenergía, Servicios Medioambientales, Tecnologías de la Información e Ingeniería y Construcción Industrial. Sus ventas en 2003 superaron los 1.600 millones de euros.

Hynergreen se encuentra englobada dentro del grupo de negocio de Ingeniería y Construcción Industrial, siendo éste el grupo de empresas más orientado a proyectos y actividades de ingeniería.

Las actividades de Hynergreen incluyen el diseño, montaje, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones basadas en pilas de combustible, y de sus componentes, así como la producción, almacenamiento y uso del hidrógeno como combustible.

La empresa está organizada en dos divisiones: Investigación, Desarrollo e Innovación Tecnológica (I+D+IT) y Proyectos. Además, cuenta con los Departamentos de Dirección General, Administrativo-Financiero, de Asesoría Jurídica y de Calidad.

La División de Investigación, Desarrollo e Innovación Tecnológica se halla especialmente orientada a aquellos aspectos de la tecnología más relacionados con la investigación, básica y orientada; en particular, en lo que a la relación con centros y organismos públicos y privados de investigación se refiere. Lleva a cabo desarrollos dentro del estado del arte, así como tareas de vigilancia e innovación tecnológica.

La División Proyectos está especialmente dedicada a la ejecución de proyectos de demostración, en los que se persigue validar la tecnología en mayor o menor grado de desarrollo, desde un punto de vista económico y técnico.

Hynergreen lleva a cabo labores de investigación, desarrollo e innovación, especialmente en cuatro grandes líneas de trabajo:

- *Producción de hidrógeno limpio desde fuentes de energía renovable, así como su tratamiento, purificación, almacenamiento y posterior uso.* El hidrógeno y las pilas de combustible no son, en sí, limpios o sostenibles, sino que este aspecto depende del origen del combustible (hidrógeno); por ello, es importante lograr una producción de hidrógeno limpia, sostenible y local, que contribuya al desarrollo de las fuentes de energía renovable.
- *Búsqueda de nuevas aplicaciones de las pilas de combustible, empleando diferentes tecnologías.* Instalaciones para telecomunicaciones, aplicaciones residenciales, etc. Se lleva a cabo un análisis de los «nichos de mercado» que, a corto, medio y largo plazo, se verán más beneficiados por la introducción de las pilas de combustible, y contribuirán, por su interés, al desarrollo de esta tecnología.
- *Desarrollo de nuevas pilas de combustible.* Reversibles, compactas, directas, para aplicaciones concretas con características muy específicas, etc. Se colabora con diferentes fabricantes de pilas de combustible, definiendo parámetros y evaluando prototipos, y se trabaja en la estandarización de

estos dispositivos en el Comité de Normalización de pilas de combustible, en los ámbitos nacional e internacional.
- *Integración de fuentes de energía renovable*. Proyectos en los que se lleva a cabo la producción de hidrógeno a partir de energía solar, eólica, etc. Las energías renovables pueden beneficiarse de su relación con el «vector hidrógeno», al convertirse éste en un medio de almacenamiento que evitaría el carácter intermitente de las mismas, o que solventaría su dificultad de uso en aplicaciones móviles, como es el caso del transporte.

En cada una de las cuatro líneas desarrolla, en la actualidad, proyectos a escala nacional e internacional, con el fin de contar con la máxima posibilidad de éxito en cada una de sus actuaciones.

Hynergreen es, por lo tanto, una sociedad fuertemente orientada a proyectos de I+D, con un claro objetivo en la producción de energía eléctrica a partir de fuentes limpias y renovables, como base de un desarrollo sostenible para el futuro y desde el presente momento.

Actores y agrupaciones

Asociación Española del Hidrógeno (AeH$_2$)

El objetivo principal de la Asociación Española del Hidrógeno es fomentar el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno como vector energético y promover su utilización en aplicaciones industriales y comerciales. Se pretende que el beneficiario principal de los logros de la asociación sea el conjunto de la sociedad, y no los propios asociados, tanto por los beneficios medioambientales como por el impulso industrial que, a largo plazo, se esperan obtener.

Los campos que la asociación pretende cubrir, sin descartar otros futuros en función del avance tecnológico, son:

- Producción de hidrógeno centralizada y distribuida a partir de combustibles fósiles.
- Producción de hidrógeno a partir de otras fuentes de energía (fuentes renovables y nuclear).
- Almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno.
- Utilización del hidrógeno en procesos con combustión.
- Utilización de hidrógeno en procesos tecnológicos para generación de electricidad.
- Utilización de hidrógeno en pilas de combustible.
- Uso de pilas de combustible en generación de electricidad distribuida y centralizada.
- Uso de pilas de combustible en aplicaciones de transporte, portátiles y de sistemas auxiliares de potencia.
- Utilización de hidrógeno en procesos e instalaciones industriales.
- Normativa y seguridad.

Asociación Española de Pilas de Combustible (APPICE)

Esta asociación nace en el año 2002 con el objetivo de favorecer el desarrollo científico y técnico de las pilas de combustible, dar a conocer la potencialidad e impacto en la economía de estos dispositivos en los ámbitos nacional e internacional, y suministrar formación e información a los agentes sociales interesados.

Y ello lo pretende hacer realidad:

- Fomentando todas aquellas actividades que pudieran estar relacionadas con el estudio y la utilización de las pilas de combustible.
- Organizando y patrocinando actividades de difusión, como ferias, exhibiciones o salones públicos de ámbito nacional e internacional, de acuerdo con las autoridades competentes en cada caso.
- Incrementando los conocimientos profesionales de sus miembros y fomentando su intercambio, mediante la organización de reuniones y publicaciones de distinto carácter.
- Estrechando las relaciones con entidades nacionales y extranjeras, cuyas actividades puedan tener alguna relación con las propias de la asociación, especialmente con

los restantes grupos europeos y mundiales de pilas de combustible.
- Asesorando en el área científico-técnica del sector a las entidades oficiales o privadas que lo soliciten.

Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y de las Pilas de Combustible (PTE-HPC)

La Plataforma Española, oficialmente lanzada en mayo de 2005, cuenta con el apoyo del Ministerio de Educación y Ciencia; su objetivo principal es facilitar y acelerar el desarrollo y la utilización en España de sistemas basados en pilas de combustible e hidrógeno, en sus diferentes tecnologías, para su aplicación en el transporte, el sector estacionario y el portátil, teniendo en cuenta toda la cadena del I+D+iT.

En este sentido, se necesita realizar un planteamiento operativo y dinámico en el que, participando todos los elementos del sistema ciencia-tecnología-empresa y las administraciones, se consiga la coordinación óptima con la PTE, con la Agencia Internacional de la Energía y con todo tipo de organizaciones internacionales. Pero al mismo tiempo, que se convierta en el foro obligado en el que la Administración deposite su confianza en el momento de las programaciones a corto, medio y largo plazo.

Entre las funciones y objetivos específicos que se plantean para la Plataforma, cabe destacar:

- Plantear la estrategia tecnológica nacional para la Plataforma Europea.
- Asesorar a las administraciones y a los representantes nacionales.
- Relacionarse con los sectores limítrofes para plantear estrategias conjuntas.
- Asesorar en los aspectos reguladores y legislativos.
- Estudiar problemas específicos relacionados con la estrategia tecnológica.
- Preparar una planificación a corto, medio y largo plazo para la I+D+i.
- Impulsar proyectos estratégicos de I+D+i.
- Establecer alianzas para fortalecer el progreso tecnológico.
- Fomentar la actividad empresarial.
- Considerar el posible impacto económico.
- Mejorar la coordinación de acciones internas y externas de los sectores nacionales interesados.

European Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform (HFP Europe)

El principal objetivo de esta plataforma tecnológica, lanzada por la Comisión Europea en enero de 2004, es facilitar y acelerar el desarrollo y la utilización de sistemas energéticos europeos, basados en pilas de combustible e hidrógeno, competitivos a escala mundial, para su aplicación en el transporte, el sector estacionario y el portátil. Esta plataforma tecnológica está dirigida por un consejo asesor de alto nivel.

Una de las misiones de este consejo asesor, que cuenta con 35 miembros (entre los que existen tres españoles), es potenciar y consolidar la «visión» del High Level Group; este grupo de alto nivel en tecnologías de pilas de combustible e hidrógeno, puesto en marcha en octubre de 2002, finalizó su labor en junio de 2003 con la redacción del documento «La energía del hidrógeno y las pilas de combustible: una visión para nuestro futuro». El consejo asesor, además, deberá facilitar la marcha eficiente y suave de la plataforma tecnológica, asegurando su relevancia estratégica dentro de un contexto global, de forma coherente con la política de la Unión Europea.

La apuesta empresarial: la integración del hidrógeno y las energías renovables

Se habla con frecuencia de la bondad del hidrógeno como vector energético, o de las pilas de combustible como dispositivo

para producción limpia de electricidad; de este modo, es habitual asociarlos al término de «energía renovable», aunque esto no sea siempre del todo exacto.

Así, el hidrógeno será o no «limpio» en la medida en que lo sea su producción; y las pilas de combustible serán o no una fuente de energía renovable, en tanto que lo sea el combustible que las alimenta.

Por otra parte, algunas voces manifiestan el estado embrionario de las energías renovables en la actualidad, su escasa cuota de mercado y las dificultades que tienen para desarrollarse. ¿Es entonces adecuado penalizar estas fuentes energéticas empleando su electricidad para producir hidrógeno, con procedimientos todavía poco eficaces, para, al fin y al cabo, alimentar pilas de combustible? ¿No sería más provechoso y eficiente producir directamente energía eléctrica?

Los principales inconvenientes de las energías renovables, dentro de la red de generación de energía eléctrica a escala mundial, han sido, tradicionalmente, la limitación en potencia nominal y la discontinuidad en la generación y suministro.

El primer factor va siendo neutralizado por dos efectos claros: por un lado el aumento en la potencia susceptible de ser generada en las nuevas plantas (parques eólicos, plantas fotovoltaicas, etc.), debido a los correspondientes avances tecnológicos; y, por otro lado, la disminución de la centralización de la producción, derivada de la tendencia a la generación distribuida.

En cuanto a la discontinuidad en la producción y en el suministro de las fuentes renovables, la solución a buscar ha sido siempre la de encontrar una forma de almacenar temporalmente, y de forma eficiente, la energía, con el objeto de desacoplar la citada discontinuidad en la producción propia del suministro. De esta forma, se ha considerado el almacenamiento intermedio (entre generación y consumo), en forma de volantes de inercia o de baterías eléctricas convencionales.

En estos momentos, se requiere una estrategia coherente dirigida tanto al suministro como a la demanda energética, que tenga presente el ciclo completo de la energía, incluyendo la producción, transmisión y distribución del combustible, la transformación de la energía y su impacto en los fabricantes de equipos energéticos y usuarios finales de los sistemas energéticos. A corto plazo, el objetivo debería ser la consecución de un uso más eficiente de la energía y un creciente suministro desde las fuentes de energía europeas, principalmente de las renovables. A largo plazo, una economía basada en el hidrógeno tendrá impacto en todos estos sectores.

A la vista de todo el desarrollo tecnológico en el ámbito del hidrógeno y de las pilas de combustible, los fabricantes de vehículos y componentes, los proveedores de transporte, la industria energética e incluso los propietarios particulares están muy interesados en los combustibles y fuentes de energía alternativos, y en tecnologías más eficientes y limpias.

Solución a la aleatoriedad de las energías renovables

La integración de sistemas que empleen la tecnología de pila de combustible se presenta como una solución a la aleatoriedad en la producción (generalmente, de carácter intrínseco) de fuentes de energía renovable, como son la solar o la eólica, viniendo a convertirse en sistemas de almacenamiento intermedios.

Producción distribuida de hidrógeno

La producción de hidrógeno «limpio» mediante fuentes de energía renovable puede ser una opción de producción de hidróge-

no aislada o distribuida, aportando soluciones a la problemática de infraestructura necesaria para el transporte del mismo.

Más aún, el concepto de «producción distribuida» del hidrógeno encaja perfectamente con la idea de desarrollo sostenible basado en las economías locales, dado que cada región o país podrá producir su hidrógeno (por ejemplo, el hidrógeno que, como combustible, necesite para el transporte) a partir de las fuentes renovables que se hallen disponibles en cada caso (solar, eólica, biomasa, etc.).

Reducción del riesgo de apagón

El empleo combinado de hidrógeno, como *buffer* de energía eléctrica, con la posibilidad de una producción y un almacenamiento distribuidos, propiciaría la prevención de apagones ante picos excesivos de la demanda eléctrica.

Reducción de las importaciones de petróleo

La producción de hidrógeno mediante diferentes fuentes de energía renovable, dependiendo en cada región de los recursos naturales autóctonos, es lo que hace del hidrógeno un combustible que puede ser producido localmente, independizando la economía de las importaciones de derivados del petróleo.

La demanda de energía a escala mundial está creciendo de forma alarmante. La perspectiva de la Política Europea sobre Tecnología Energética y Clima «World Energy Technology and Climate Policy Outlook» (WETO) predice una tasa de crecimiento medio de la energía primaria mundial del 18% por año en el periodo 2000-2030. La creciente demanda ha sido absorbida en gran parte por las reservas de combustible fósil, por lo que estas reservas se están reduciendo y haciéndose cada vez más costosas.

Reducción de emisiones

Existen diferentes motivos, dependiendo de cada país, para buscar la migración al vector hidrógeno; en muchos casos, este motivo es el deseo de disminuir las emisiones de gases que provocan el efecto invernadero, que podría lograrse mediante el uso de un hidrógeno «verde».

Los objetivos de Kyoto son reducir las emisiones de estos gases (periodo desde 1990 hasta 2008-2012). Se persiguen diferentes mecanismos, desde el uso de tecnologías alternativas, hasta el llamado «secuestro del carbono».

En la actualidad, el nivel de emisiones de CO_2 per cápita en los países en vías de desarrollo es el 20% del de los países más industrializados. A medida que los países en vías de desarrollo se industrialicen, esta tasa aumentará considerablemente. En el año 2030, las emisiones de CO_2 en los países en vías de desarrollo podrían significar más de la mitad de las emisiones mundiales de dicho gas.

Barreras para la comercialización[2]

Numerosas barreras, tanto técnicas como económicas, se alzan hoy en día ante la comercialización de los sistemas basados en pilas de combustible.

A pesar de numerosos proyectos de Investigación y Desarrollo llevados a cabo en los últimos años por laboratorios, universidades y compañías privadas, los precios de las pilas de combustible siguen siendo elevados, y pocos productos relacionados con esta tecnología han hecho presencia real en el mercado.

Aunque el coste sigue siendo la principal barrera, existen otras que también contribuyen a frenar el desarrollo de esta tecnología, como es la falta de infraestructura necesaria para la distribución del combustible apropiado (usualmente, hidrógeno).

El hidrógeno tiene un gran potencial como combustible, pero no es una fuente de energía en sí mismo; como la elec-

2. Sintetizadas del «Fuel Cell Report to Congress», febrero de 2003.

tricidad, el hidrógeno es un vector energético. Teniendo en cuenta que el hidrógeno puede ser producido de muy diversas maneras y fuentes, es un combustible atractivo para las pilas de combustible, tanto en aplicaciones de transporte (reformando a bordo o no), como en aplicaciones estacionarias, mediante producción centralizada o distribuida de este gas.

Es cierto que, a corto plazo, el hidrógeno se producirá a partir de combustibles fósiles o mediante hidrolizadores; sin embargo, a largo plazo se hace imprescindible la producción a gran escala mediante métodos limpios y respetuosos con el medio ambiente, como son la energía solar, la biomasa, el bioetanol, o el uso de técnicas de secuestro del carbono.

Después del coste, cobra especial importancia la barrera técnica de la durabilidad de los sistemas, especialmente importante cuando se trata de aplicaciones estacionarias. En este sentido, todos aquellos componentes que deban ser reemplazados cada cinco o diez años deben presentar un bajo coste y ser siempre compatibles con las primeras generaciones.

Finalmente, la falta de una normativa adecuada que regule y estandarice estos sistemas dificulta la penetración en el gran mercado, restringiéndose habitualmente el uso, en estos momentos, a aquellos sectores en los que los desarrollos se acometen «a medida», por no importar el gasto que eso conlleva (sectores de telecomunicaciones, industria militar y de defensa, sector aeroespacial, etc.).

El hidrógeno, factor de competitividad y desarrollo regional

Luis Carlos Correas
Director Gerente
Fundación para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón

Introducción

Parte de la historia de la humanidad y de los cambios sociales acaecidos se pueden explicar considerando las diversas formas de obtener y gestionar la energía. La primera revolución industrial está asociada al carbón y a la máquina de vapor. La segunda, al petróleo y al motor de combustión interna. La tercera podría ser la del hidrógeno y las pilas de combustible.

Así como el hidrógeno es un producto industrial muy extendido y su uso seguro es ampliamente conocido en el sector petroquímico, no lo es en cambio su uso como vector energético. Cada nueva aplicación que se concibe requiere de nueva tecnología que desarrollar. Las pilas de combustible, pese a que su principio físico se conoce desde 1893, han visto su uso real en fechas relativamente recientes.

La pila de combustible exige asimismo muchos componentes novedosos a su alrededor: compresores, bombas, electrónica de control, conectores, depósitos a altas presiones, desionizadores de agua, recuperadores de calor y reformadores en una lista muy extensa que toca a todos los sectores industriales. Las pilas de combustible están compuestas por multitud de sistemas y componentes, y pueden adaptarse en innumerables aplicaciones. Por lo tanto, la cadena de valor en la fabricación de pilas es enorme y hay espacio para proveedores de materia prima, componentistas, fabricantes del *stack*, integradores, mantenedores, empresas de servicios, usuarios finales y reciclaje, desde grandes corporaciones a pequeñas empresas.

La clave en los nuevos negocios está en la innovación tecnológica. Las economías occidentales, frente al reto de la deslocalización reaccionan con la innovación. Las pilas de combustible presentan un campo muy interesante para mantener la competitividad y el valor añadido.

Parece claro que una transición energética planificada, con riesgos tecnológicos y de todo tipo, sólo puede caminar con seguridad de la mano de las administraciones públicas. Dentro de los diversos actores en el escenario del hidrógeno, las regiones apuntan a poder influir y decidir, tanto los gobiernos regionales como los partenariados que involucren a los grupos de interés locales. Aragón es, hoy por hoy, la única comunidad autónoma con una entidad dedicada exclusivamente a la promoción del hidrógeno como vector energético y sus tecnologías asociadas.

La Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón está formada por 42 empresas e instituciones (marzo de 2007) de los sectores de la automoción, químico, energético, financiero, educación, ingeniería, centros de investigación y desarrollo e inmobiliarias. La composición de su

Patronato cubre todos los sectores de interés de la nueva economía del hidrógeno y todos los actores necesarios para desarrollar productos y servicios, desde la investigación básica hasta la financiación.

Las transiciones energéticas

Como decíamos al principio, parte de la historia de la humanidad y de los cambios sociales acaecidos se pueden explicar considerando las diversas formas de obtener y gestionar la energía.

Cuando Inglaterra se encontró con un país deforestado a mediados del siglo XVII tuvo que echar mano de un recurso autóctono, el carbón. A su vez, como las minas se inundaban y había que achicarlas, se inventó la máquina de vapor, que ya Herón la aplicaba en versiones menos sofisticadas allá por el siglo II antes de Cristo, por ejemplo para abrir y cerrar puertas de templos. Este binomio fue el facilitador y el icono de la primera revolución industrial, identificado en el ferrocarril.

Igualmente, las ciudades estadounidenses consumían cantidades ingentes de aceite de ballena para iluminarse a finales del siglo XIX. Su escasez en determinados momentos y la abundancia en aquel entonces de petróleo en la Costa Este norteamericana propició el cambio. Este nuevo combustible era óptimo para el motor de combustión interna. La combinación petróleo–motor toma forma en el automóvil.

La humanidad está acostumbrada a las transiciones energéticas, a lo que se denomina el «cambio de paradigma energético». Desde los años setenta del pasado siglo estamos asistiendo a un nuevo cambio de paradigma con la introducción paulatina del gas natural, primero en aquellas aplicaciones con mayor valor, como es el sector residencial, para ir ocupando buena parte de la generación de electricidad en ciclos combinados y en el transporte público.

No obstante, las fuentes de energía mencionadas hasta el momento (carbón, petróleo, gas natural) se encuentran actualmente bajo un profundo análisis debido a dos características propias: son combustibles fósiles y contienen carbono. Al ser fósiles, esto es, convertidos a su estado durante millones de años a partir de materia viva, su tasa de reposición es muy baja, y llegará un día en que se agotarán al ritmo actual de consumo. Al contener carbono en su composición, durante la combustión se genera dióxido de carbono, reconocido como un gas de efecto invernadero, y cuya emisión a la atmósfera, en comparación con la baja reabsorción natural que presenta, ha producido ya un aumento de su concentración atmosférica de 280 a 360 partes por millón desde el comienzo de la industrialización, con la potencial influencia sobre el cambio climático. Estos hechos muestran que nuestro aprovisionamiento energético debe cambiar en el largo plazo.

En el medio plazo, las leyes del mercado cambiarán en el momento que se supere el «pico de producción de petróleo», de manera que, como cada vez se podrá extraer menos petróleo, la demanda marcará unos precios cada vez mayores. Algunos países productores ya han superado el pico, como Noruega, séptimo productor y tercer exportador mundial, que en el año 2005 confirmaba un descenso interanual del 18%. Las versiones optimistas cifran el pico hacia mitad de este siglo. Los pesimistas, en la próxima década. No hay diferencia, en una escala histórica.

Para añadir mayor complejidad a la escena, tanto el petróleo como el gas natural se encuentran concentrados en unas pocas regiones del planeta, por ende convulsas e inestables políticamente, lo que provoca alta volatilidad en los precios. Baste la cifra de que ya el 25% del gas natural consumido en la Unión Europea procede de Rusia, su mayor proveedor, pero que en un par de décadas, el oligopolio puede reducirse a Rusia y a Argelia.

Sea por una causa o por la otra, la racionalidad en el consumo de energía y la diversificación de las fuentes energéticas

es vital para países con escasos recursos fósiles como el nuestro. Desde 1973 se han producido muchos avances en ambos aspectos, pero paradójicamente nuestra dependencia del petróleo es cada vez mayor. Nuestra sed de energía crece más deprisa que nuestra evolución tecnológica. Este hecho se ha incrementado con la irrupción de las economías emergentes.

El hidrógeno como vector energético

No hay muchas alternativas para la fuente primaria de energía en el largo plazo: o es el Sol[1] o son los isótopos radiactivos[2]. Renovable o nuclear. Quizá la fusión nuclear llegue a ser practicable a finales de este siglo. Aun suponiendo que se disponga de una fuente de energía sostenible, cubrir la demanda de electricidad no basta. Se necesita otro «vector energético», un medio de almacenar energía para el transporte, dado que la electricidad no es muy apta para su acumulación[3].

Atendiendo a la evolución seguida en los combustibles fósiles (carbón–petróleo–gas natural) y en su composición molecular, se han ido utilizando combustibles cada vez con menos carbono y con más hidrógeno. Asimismo, el hidrógeno es el combustible más sencillo de producir a partir de compuestos no orgánicos (como el agua, aunque también el amoniaco) y se encuentra en cantidad virtualmente ilimitada en nuestra biosfera, en forma de agua.

1. Incluyendo implícitamente otras formas de energía cuyo origen es solar: irradiación directa, biomasa, viento, olas y mareas.

2. Incluyendo el aprovechamiento de la radiación natural (geotérmica) y otros isótopos actualmente no empleados como el torio.

3. El vehículo eléctrico puro se sigue barajando como una opción técnica, aunque existe cierto consenso en que su utilización quedará reducida a aplicaciones especiales.

Parece que el hidrógeno puede ser una opción como vector energético, si se dispone de la tecnología adecuada y se dan las condiciones de mercado.

Asimismo, el hidrógeno es la mejor opción para alimentar las pilas de combustible. Las pilas son dispositivos que producen electricidad como las baterías o acumuladores, pero que la producen mientras les llegue combustible, como los motores. Esto es, no se descargan. Son más eficientes que los motores (no hay combustión, cosas de la termodinámica), silenciosas al no tener partes móviles, y sólo producen como residuos agua y calor (ambos muy útiles en determinadas situaciones).

El binomio hidrógeno–pila de combustible puede ser la base para una tercera revolución industrial, como apunta el economista y ensayista norteamericano Jeremy Rifkin.

La fuente de hidrógeno es la primera cuestión a abordar. No hay hidrógeno en forma molecular, la forma que nos interesa, en estado libre en la Tierra. Hay que fabricarlo a partir de las materias primas agua (H_2O) o gas natural (CH_4). La gran ventaja es que casi cualquier fuente de energía puede valer.

En el caso del agua, se obtiene mediante electrólisis (aplicar corriente eléctrica a una disolución acuosa). En el caso del gas natural, mediante reformado con vapor (una recombinación química). Actualmente, el 95% del hidrógeno producido en el mundo lo es a partir de reformado de gas natural. Debido a los precios de la electricidad, del gas, de los equipos necesarios y de las ineficiencias de los procesos, el coste del hidrógeno producido ronda los 3 a 5 €/kg si es a partir de gas natural, y de 6 a 12 €/kg si es por electrólisis. En equivalente a gasolina (precio final a minorista), resulta todavía al menos un 50% más caro, libre de impuestos.

El perfeccionamiento de los equipos y el desarrollo de nuevas vías para producir hidrógeno ofrecen perspectivas interesantes para la reducción de costes en el medio y largo plazo. En el corto plazo no hay escasez de hidrógeno. Las plantas químicas de cloro-sosa, de las que hay a lo largo de la geografía españo-

la (Torrelavega, Huelva, Sabiñánigo, Monzón), pueden abastecer las primeras flotas de vehículos de hidrógeno sobradamente.

Las opciones más interesantes para la producción de hidrógeno en el futuro serán la electrólisis a alta presión, la termólisis (ruptura de la molécula de agua con calor) solar por ciclos termoquímicos y la gasificación de biomasa y de carbón (con captura y secuestro de CO_2). Existen incluso conceptos más a futuro, como la fotólisis (ruptura de la molécula de agua mediante la luz), y la producción por algas y microorganismos vivos.

Evidentemente, se logrará una situación energética sostenible si el hidrógeno se produce a partir de fuentes de energía renovables. Nuestro país dispone de abundantes recursos renovables (sol y viento), y ha demostrado ya una gran capacidad para crear liderazgo tecnológico en el campo de las renovables.

Los retos tecnológicos y la competitividad

Así como el hidrógeno es un producto industrial muy extendido y su uso seguro es ampliamente conocido en el sector petroquímico, no lo es en cambio su uso como vector energético. Cada nueva aplicación que se concibe requiere de nueva tecnología que desarrollar. Las pilas de combustible, pese a que su principio físico se conoce desde 1893, han visto su uso real en fechas relativamente recientes. Fueron empleadas sistemáticamente en las misiones Apollo, y desde los años noventa, tras varias décadas de desarrollo, se comenzaron a ver las aplicaciones en otros campos.

Una pila de combustible se compone de varias celdas, todas iguales, donde se produce la recombinación del hidrógeno con el oxígeno a través de una membrana semipermeable a los iones (electrolito). La reacción es electroquímica, no de combustión, por lo que no está sometida al límite de termodinámica que marca el principio de Carnot. Por esa razón se pueden, teóricamente, alcanzar eficiencias eléctricas de hasta el 80%, frente al 40% para centrales térmicas convencionales y el 60% para ciclos combinados.

Existen actualmente seis tipos de pilas: poliméricas, alcalinas, ácido fosfórico, carbonatos fundidos, óxido sólido y metanol directo. Se diferencian fundamentalmente en el material del electrolito, lo que le confiere sus características de temperatura de operación, flexibilidad en combustibles, tolerancia a contaminación o necesidad de metales nobles como catalizadores.

Las pilas de combustible se aproximan rápidamente a la maduración tecnológica. Los principales retos se encuentran en aumentar la vida útil a 8.000 horas para automoción y 40.000 para generación de electricidad, y reducir el coste desde los 6.000 €/kW actuales a 1.500 €/kw o 100 €/kW, para ser competitivas para la generación distribuida y automoción, respectivamente.

La pila de combustible exige, asimismo, muchos componentes a su alrededor, que, si bien no son excesivamente novedosos, en cualquier caso deben ser adaptados a las nuevas especificaciones que les impone la pila. Estamos hablando de compresores, bombas, electrónica de control, conectores, depósitos a altas presiones, desionizadores de agua, recuperadores de calor y reformadores, dentro de una lista muy extensa que toca a todos los sectores industriales: metalúrgico, plásticos, nuevos materiales, químico, tecnologías de fabricación, textil, electrónica y *software*, por citar unos cuantos. Las pilas de combustible están compuestas por multitud de sistemas y componentes, y pueden adaptarse en innumerables aplicaciones. Por lo tanto, la cadena de valor en la fabricación de pilas es enorme y hay espacio para proveedores de materia prima, componentistas, fabricantes del *stack* (el núcleo de la pila), integradores, mantenedores, empresas de servicios, usuarios finales y reciclaje, desde grandes corporaciones a pequeñas empresas.

La clave en los nuevos negocios está en la innovación tecnológica. Las economías occidentales, frente al reto de la deslocali-

zación, reaccionan con la innovación. Las pilas de combustible presentan un campo muy interesante para mantener la competitividad y el valor añadido.

La transición a la economía del hidrógeno

Si nos encontramos aún en una transición hacia el gas natural, es comprensible que la transición al hidrógeno tomará su tiempo, y se irá produciendo paulatinamente. El hidrógeno y las pilas aparecerán en primer lugar en aplicaciones nicho, en las que el usuario esté dispuesto a pagar el sobrecoste a cambio de alguna característica especial de la nueva tecnología. Hay que recordar en este punto que ni el hidrógeno es una fuente de energía (es un vector), ni las pilas de combustible son un producto, y que es clave para una tecnología disruptiva ofrecer características novedosas.

Las aplicaciones nicho que apuntan en el corto plazo son la electrónica portátil, los vehículos especiales y los sistemas de respaldo para generación eléctrica, entre otros. En el caso de electrónica portátil, la promesa de autonomía extendida, evitar el tiempo de carga de las baterías eléctricas y el conocido como *energy gap* (vacío energético) que se prevé para la telefonía multimedia, justifican un 3% de mercado ya en el año 2010. Esto significa un volumen de negocio de 75 millones de euros anuales en pilas en el mundo, y un volumen diez veces superior para las recargas. Según las previsiones, en 2020 el volumen de negocio sólo en España podría superar los 750 millones de euros.

Los vehículos especiales que actualmente son eléctricos derivarán a pila de combustible en un buen porcentaje. Las carretillas elevadoras pueden funcionar 24 horas al día ininterrumpidamente si funcionan con hidrógeno, debido a que no es preciso tiempo de parada para recargar la batería. En el caso de generadores portátiles, la ausencia de ruido puede ser un hecho diferencial para los primeros usuarios. Igualmente, en el transporte público, la ausencia de ruido y de emisiones puede ser muy significativa para que las compañías de transporte adopten la tecnología a pesar del mayor coste. Otra aplicación nicho son los sistemas energéticos aislados, que aprovechen el 100% de las energías renovables disponibles.

Estas aplicaciones nicho pueden facilitar el desarrollo tecnológico, la adopción de técnicas de producción en masa, y lo que es muy importante también, la atracción de inversores de capital.

Los mercados de masas que se desarrollarán en la próxima década incluyen las aplicaciones residenciales, el transporte privado y finalmente la generación eléctrica masiva. Actualmente hay 300 pilas de combustible en viviendas privadas en Japón, que proveen de la electricidad base y de agua caliente a la vivienda a partir de gas natural. También hay más de un centenar de vehículos de hidrógeno en las calles de varias ciudades, realizando los tests de campo. En este año 2007, Honda, GM y BMW han anunciado poner en la calle cien coches de hidrógeno cada uno de ellos. Este hecho, de producirse, provocará un punto de no retorno. Prácticamente todos los fabricantes de vehículos mantienen un programa de desarrollo en hidrógeno y pilas. Con la generalización de las pilas de gran tamaño, a partir de 2020, la generación de electricidad distribuida cobrará otra dimensión.

Mientras las pilas sigan siendo caras para aplicaciones de mercado de masas, el hidrógeno puede ser empleado en dispositivos más convencionales, como el motor de combustión interna. De hecho, un motor de gasolina puede ser reconvertido a hidrógeno con un coste asumible.

Se han realizado numerosos estudios de cómo será la evolución prevista, y aunque su grado de incertidumbre es alto, actualmente se toma como referencia la «instantánea 2020» de la Plataforma Europea del Hidrógeno.

En esta evolución se prevé un punto de inflexión hacia 2020, en el que se pasará de un esquema de esfuerzo inversor pri-

vado y ayudas públicas, a otro de incentivos públicos y beneficios privados. No obstante, esta prospectiva somera contrasta con la visión de los fondos de capital riesgo que ya operan en empresas de pilas de combustible. La visión del capital riesgo es que los nichos ya están dando beneficios, y esto es lo que permite apostar por los grandes retornos a largo plazo.

Parece claro que una transición energética planificada, con riesgos tecnológicos y de todo tipo, sólo puede caminar con seguridad de la mano de las administraciones públicas. Son destacables la apuesta de Japón (basada en el desarrollo de la pila de combustible), la de Estados Unidos (muy decidida en la generación limpia a partir de carbón y aplicaciones militares), Canadá y Europa.

Europa ha puesto en marcha el Séptimo Programa Marco, oficialmente desde el 19 de diciembre de 2006, y que durará hasta 2013. En este nuevo Programa Marco, el hidrógeno y las pilas son una prioridad temática. La Plataforma Europea del Hidrógeno y las Pilas fue pionera en desarrollar una Agenda Estratégica de Investigación y una Estrategia de Despliegue, documentos básicos para proponer una nueva herramienta financiera, la Iniciativa de Tecnología Conjunta o JTI (Joint Technology Initiative), similar en concepto al consorcio Airbus. Esta JTI podría suponer la movilización de fondos privados y públicos suficientes como para equiparar a Europa, a Japón o Estados Unidos en cuando a capacidad de desarrollo en hidrógeno y pilas de combustible. Aunque se encuentra en fase de formación, lo cual puede ser un proceso largo, de hasta un año, los diversos sectores involucrados han puesto muchas expectativas en su constitución. También la Agenda de Lisboa contemplaba las pilas de combustible como un elemento clave, de forma que la Quick Start Initiative propugnaba dos grandes proyectos clave: las HY-COM, o comunidades de hidrógeno, e HYPOGEN, la central térmica europea de generación de hidrógeno a partir de carbón.

Dentro de los diversos actores en el escenario del hidrógeno, las regiones apuntan a poder influir y decidir, tanto los gobiernos regionales como los partenariados que involucren a los grupos de interés locales.

El papel de las regiones

La Unión Europea comprende 254 regiones, que, en el fondo, representan la forma de administración pública más cercana al ciudadano, pero con peso y capacidad de poner en juego la política y las directrices europeas. El Tratado de Maastricht reconoció ese papel y dotó de mayor estatus a las regiones. En muchas de ellas, como es el caso de España, el presupuesto gestionado directamente por las autoridades locales y regionales excede el cincuenta por ciento del gasto público. Como corolario de esta cifra, se puede decir que las regiones pueden definir sus objetivos y ponerlos en práctica.

Como ejemplo, vale el caso de las energías renovables. Aragón, pionero en aquellos años ochenta, albergó el primer parque eólico en 1983, en La Muela, cerca de Zaragoza. Desde entonces, diversas actuaciones públicas y la regulación consiguiente han permitido que se constituya una base industrial de componentes y servicios, muchos de ellos de alto valor, como el centro de monitorización de Vestas para el área mediterránea, que ha creado 300 puestos de trabajo. Ahora hay más de 1.500 MW instalados, que pueden llegar a cubrir toda la demanda doméstica. El Plan Regional de Energías Renovables establece el objetivo de 4.000 MW en 2012.

De la misma manera, una región debe sacar partido de sus fortalezas y oportunidades también en el campo del hidrógeno y las pilas de combustible.

Básicamente hay tres motivaciones para que una región (o estado federal, según el caso) apueste por el hidrógeno y las pilas de combustible. Éstas son la mejora medioambiental, la competitividad industrial y las energías renovables.

California es el paradigma de la primera motivación. Este Estado, con un poder económico semejante a las naciones europeas, ha sido siempre pionero en legislación sobre calidad ambiental. Su exigencia de que a partir de 2009 los vehículos sean de emisiones cero (o cercanas a cero) ha favorecido el mayor despliegue de vehículos de hidrógeno y la construcción de la primera autopista de hidrógeno del mundo, con 22 hidrogeneras existentes, 15 en planificación y 143 vehículos de hidrógeno. Las iniciativas de Londres y Nueva York también siguen la línea medioambiental.

Los Estados federales alemanes, industriales de tradición, optan por la competitividad de su industria claramente. También es el caso de regiones con reconversiones industriales fuertes como Gales, Illinois, Piamonte o Midlands.

Finalmente, la posibilidad de almacenar los excedentes energéticos en forma de hidrógeno semeja una cornucopia para aquellas regiones con recursos renovables sobrantes y alejados de las zonas de alto consumo. Islandia[4] y Hawaii disponen de geotérmica; Manitoba y Quebec, de hidráulica; Patagonia, Tasmania y el Medio Oeste americano, de recurso eólico; Arizona tiene sol. Muchas se ven como los futuros «golfos pérsicos».

Varias de las regiones nombradas han demostrado su interés estratégico de numerosas formas: estableciendo plataformas o asociaciones de interés, participando en proyectos o creando centros tecnológicos.

Volviendo al caso de las regiones en el desarrollo de la economía del hidrógeno en Europa, la Plataforma Europea del Hidrógeno y las Pilas de Combustible desde siempre ha considerado a aquéllas como actores potenciales de mucho interés. Numerosos documentos las mencionan, aunque sin darles un papel claro. Por ejemplo, el Grupo de Iniciativa en Financiación y Desarrollo de Negocio estableció que «los mercados incipientes tienen mayores posibilidades de éxito si hay un motor local o regional», o que «las regiones podrían ser plataformas para la implementación de proyectos demostrativos y para la entrada en el mercado».

En cualquier caso, son las regiones y las ciudades las que albergan, y lo seguirán haciendo en el futuro, los grandes proyectos demostrativos europeos, tales como Hyfleet-CUTE, Zero-Regio o Hychain, y contribuirán a facilitar el acceso a las nuevas tecnologías. Los gobiernos regionales pueden ser grandes inversores en las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible.

De hecho, ya los primeros conceptos de la JTI tuvieron en cuenta la importancia del soporte regional. El informe «Aspectos de una posible JTI», publicado en febrero de 2006, reconocía que las regiones podían jugar un importante papel en los proyectos lanzados en el seno de la JTI, participando en el presupuesto de los mismos, caso por caso. Este esquema permite a las regiones participar en aquellos proyectos que les son de interés, mientras mantienen el control sobre el esfuerzo inversor.

En Europa hay actividades de importancia creciente en muchas de las regiones de Dinamarca, España, Francia, Italia, Alemania, Reino Unido y Escandinavia. En algunos Estados miembro, si se suman los presupuestos y los proyectos regionales, son mucho mayores que las aportaciones de los programas nacionales.

La Comisión Europea, consciente de que se debía realizar un esfuerzo adicional para intergrar la visión regional en el debate del Séptimo Programa Marco, organizó un seminario en marzo de 2006, titulado «El papel de las regiones europeas en la futura Iniciativa Tecnológica Conjunta en Hidrógeno y Pilas de Combustible». El encuentro tuvo lugar en Turín. El propósito de este seminario fue crear un foro de debate en el papel regional y, sobre todo, servir de núcleo incipiente para la organización de dichas regiones ante la inminencia de la JTI.

El seminario de Turín sirvió para generar una conciencia común, pero también puso en evidencia el escaso reconocimiento que se había prestado a las regiones hasta el momen-

4. Islandia, siendo una nación, tiene un tamaño similar a muchas regiones.

to, dado que éstas no habían tenido ningún papel, ni en la Plataforma Europea ni en los trabajos previos de definición de la JTI, apareciendo en el mejor de los casos vinculadas al Estado al cual pertenecen. No se trata de avivar ningún debate sobre la organización de los Estados, pero las instancias europeas necesitan sumar todos los esfuerzos posibles, mientras que los Estados soberanos pueden transmitir una posición sobre la JTI en hidrógeno que no recoja la estrategia de una región concreta. En el caso de Alemania, sí que se logró un consenso a nivel nacional, por el cual se establecieron únicamente dos grandes plataformas demostrativas en hidrógeno y pilas, que eran Berlín y Hamburgo. La primera ciudad albergaría los proyectos en automoción y transporte. La segunda, los proyectos demostrativos de pilas residenciales. El resto de Estados federales debían aguardar varios años y contar con sus propios recursos para fomentar el desarrollo de estas tecnologías. Semejante consenso puede parecer increíble en otras naciones.

La iniciativa aragonesa

Aragón es, hoy por hoy, la única comunidad autónoma con una entidad dedicada exclusivamente a la promoción del hidrógeno como vector energético y sus tecnologías asociadas.

Como se ha comentado antes, es fundamental conducir una iniciativa regional o local mediante un análisis previo de las fortalezas y oportunidades propias. En el caso de Aragón, hay cuatro fortalezas que justifican la apuesta por el hidrógeno.

En primer lugar, la vocación de la energía renovable y sostenible. Efectivamente, dentro de ser un exportador neto de electricidad, el 39% es producida por fuentes renovables, incluyendo la hidráulica, y un meritorio 10% a partir de la eólica. Dada la previsible evolución de la generación eólica en España, con condiciones cada vez más severas por parte del operador del sistema eléctrico sobre aquellas fuentes no gestionables, en un escenario de «saturación» de potencia eólica instalada, se deberán aplicar tecnologías nuevas, entre las cuales se cuenta el hidrógeno.

En segundo lugar, la logística y el transporte, dado que el 70% del PIB español cae en un radio a 300 km de Zaragoza. Este hecho ya fue motivo más que suficiente para la construcción de PlaZa, la plataforma logística mayor de Europa. También lo será, con toda seguridad, para que Zaragoza albergue una hidrogenera ya en la primera etapa de construcción de la red europea de hidrogeneras.

Una tercera reflexión nos trae el hecho de que Aragón siempre ha sido una región industrial. Es más, la industrialización de amplios territorios dentro de la Comunidad Autónoma ha venido motivada por las fuentes de energía. A finales del siglo XIX, con el auge de la energía hidráulica, nacieron varios centros de industria química, como Sabiñánigo y Monzón, cerca de los grandes saltos. En los años setenta y ochenta, del siglo XX, fue el momento del carbón y de las cuencas mineras de Teruel, que hoy en día están superando con éxito una reorientación de su economía, pero que en cualquier caso deben su existencia a la minería y las centrales térmicas. En los años noventa numerosos municipios han visto aumentados sus presupuestos gracias a la eólica, teniendo como caso paradigmático a La Muela, que, si sus planes de industrialización y expansión se cumplen, podría ser la tercera ciudad de Aragón en pocos años. En cualquier caso, la industria química, metalúrgica, de plásticos, de la automoción, están presentes y causan que el 30% del PIB aragonés sea industrial (casi cuatro puntos por encima de la media de España). Pero la actividad industrial en Europa se enfrenta al reto de sobrevivir por medio de la innovación, y ahí es donde el hidrógeno y las pilas de combustible se erigen en sector emergente.

Por último, los recursos humanos son la cuarta fortaleza, aunque seguramente deberían nombrarse en primer lugar. Son numerosos los centros de I+D de la región que están trabajando en hidrógeno y pilas, si bien, al tratarse de unas tecnolo-

gías tan multidisciplinares, la cohesión entre los diversos grupos de investigadores no es evidente, y aún menos la transferencia hacia las empresas regionales. De forma que se puede dar el caso de que los desarrollos realizados en la región se exploten por empresas foráneas, creando riqueza y empleo fuera de la misma. Este hecho, que es natural y saludable en un mercado establecido para la innovación, es contraproducente si nos atenemos a la financiación pública de la I+D. En general, cuanto mayor valor añadido o cuantos mayores eslabones de la cadena productiva se queden en la región, mayor será la contribución a la creación de riqueza.

La Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón es la principal iniciativa impulsada por el Gobierno de Aragón con el fin de apoyar el desarrollo de las nuevas tecnologías relacionadas con el hidrógeno y las energías renovables, promocionar la incorporación de Aragón a las actividades económicas relacionadas con la utilización del hidrógeno como vector energético y propiciar la investigación, el desarrollo tecnológico, la cogeneración y la adaptación industrial, contribuyendo a la modernización industrial y la mejora de la competitividad.

El origen de esta iniciativa surge del actual consejero de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno Regional, Arturo Aliaga, quien convocó a los agentes empresariales, investigadores e institucionales de Aragón a un seminario el 23 de marzo de 2003. Es de destacar que en aquel momento aún no se había constituido la Plataforma Europea del Hidrógeno, ni las asociaciones nacionales. Un total de 180 personas acudieron a la cita, en la que, aparte de revisar el estado de la técnica del momento, se decidió el siguiente paso. Se tomó en consideración la importancia de estas tecnologías como fuente de competitividad y riqueza, y se estableció constituir una entidad dedicada al tema que fuera operativa. Nuestra legislación nos provee de la figura de las fundaciones, como herramienta muy capaz.

El 23 de diciembre de 2003 se firmaron las escrituras de constitución. La Fundación está formada por 42 empresas e instituciones (marzo de 2007) de los sectores de la automoción, químico, energético, financiero, educación, ingeniería, centros de investigación y desarrollo e inmobiliarias. La composición de su Patronato cubre todos los sectores de interés de la nueva economía del hidrógeno y todos los actores necesarios para desarrollar productos y servicios, desde la investigación básica hasta la financiación.

Es una fundación privada cuyos objetivos son:

- Desarrollar las nuevas tecnologías relacionadas con el hidrógeno y las energías renovables.
- Promocionar la incorporación de Aragón a las actividades económicas relacionadas con la utilización del hidrógeno como vector energético.
- Propiciar la investigación, el desarrollo tecnológico, la cogeneración y la adaptación industrial, contribuyendo a la modernización industrial y la mejora de la competitividad.

Las actividades de la Fundación están orientadas hacia:

- Difusión y sensibilización: organizar actividades que fomenten el conocimiento por el empresario, y el público en general, de los fines y consecuencias de la incorporación de Aragón a las actividades económicas relacionadas con la utilización del hidrógeno como vector energético. Destaca la organización y promoción de cursos de formación, el Diploma de Especialización de la Universidad de Zaragoza, el proyecto europeo H2-Training con Fundación San Valero y otros ocho socios europeos para formación de técnicos especialistas, la edición del libro *Hidrógeno y pilas de combustible: estado de la técnica y posibilidades en Aragón*, y el mantenimiento del sitio web www.hidrjenoaragon.org, con servicios y contenidos de interés para el público.
- Prestigio e influencia: lograr el reconocimiento de Aragón como un actor de prestigio en lo relativo a las nuevas tecnologías del hidrógeno. La Fundación pertenece a la Junta Directiva de las dos asociaciones españolas de hidrógeno (AeH_2) y pilas de combustible (APPICE), al Comité Técnico de Normalización 181 de AENOR, a las Plataformas Española y Europea, y mantiene contactos con personalida-

des influyentes e instituciones europeas (Comisión y Parlamento) e internacionales.

- Adaptar a las pequeñas y medianas empresas, que se constituyen en eje vertebrador de la economía aragonesa, para situarlas en la cabeza de la innovación en las nuevas tecnologías del hidrógeno. La Fundación ha lanzado varios proyectos cuyo objetivo es facilitar el acceso a las PYMES, como el proyecto EDHa, estrategia y desarrollo de oportunidades para las PYMES aragonesas; el proyecto europeo HYTETRA, transferencia tecnológica del hidrógeno para PYMES, y el proyecto Vitha, de vigilancia tecnológica, financiados todos ellos con fondos públicos regionales, nacionales y europeos, siendo sus beneficiarios las pequeñas y medianas empresas aragonesas.
- Incorporar las energías renovables en los nuevos productos y procesos industriales, como motor de crecimiento y modernización. El proyecto ITHER, infraestructura tecnológica del hidrógeno y las energías renovables, que está creando en el Parque Tecnológico Walqa un centro de tecnología para generar hidrógeno a partir de viento y sol, ha sido apoyado por el Ministerio de Educación y Ciencia con ayudas por valor de más de 1,5 millones de euros.

En definitiva, el cambio tecnológico que se avecina se puede comparar a una carrera de fondo para la que se prepara un final al *sprint*. Hay que ser realistas y plantearse que el objetivo es hacer una buena marca. No ser los primeros en todo, pero sí hacerlo con buena marca para no quedar descolocados.

Referencias

Zabalza, Scarpellini, Valero, *Hidrógeno y pilas de combustible: estado de la técnica y posibilidades en Aragón*, Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, 2005.

Jeremy Rifkin, *La economía del hidrógeno*, Ed. Paidós, 2002.

Larminie, Dicks, *Fuel Cells Explained*, SAE International, 2003.

Strategic Overview, *Strategic Reseach Agenda* y *Deployment Strategy*, European Hydrogen and Fuel Cells Platform. Disponible en www.hfpeurope.org

Seguridad en la utilización del hidrógeno como combustible

Eduardo López
Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA)

Introducción

El hidrógeno viene siendo utilizado en grandes cantidades en diferentes aplicaciones industriales desde hace más de cien años. En la actualidad, el hidrógeno se usa fundamentalmente como materia prima en la industria química y petroquímica, y en menor medida en la industria alimenticia, electrónica y otros sectores. No existe aún un mercado de hidrógeno para aplicaciones energéticas, ya que éstas suponen menos del 1% de la producción mundial de hidrógeno, estando este consumo localizado en el uso del hidrógeno como combustible en el sector espacial.

Las aplicaciones industriales del hidrógeno comprenden tanto su producción, como su almacenamiento, distribución y uso final, y disponen hasta la fecha de unos excelentes registros en cuanto a seguridad, si bien es cierto que, hasta ahora, su manejo se ha limitado a personal con formación específica sobre los riesgos y medidas de seguridad necesarias para su correcto uso, en instalaciones de acceso restringido que cumplen unos estrictos reglamentos en cuanto a seguridad.

La utilización del hidrógeno como vector energético en futuros escenarios está generando grandes expectativas sobre su uso como combustible abundante y respetuoso con el medio ambiente, que puede ser producido a partir de energías renovables y utilizado de forma muy eficiente en pilas de combustible. Sin embargo, para alcanzar este objetivo, es necesario aún realizar un gran esfuerzo para solventar desafíos técnicos, económicos y sociales que permitan alcanzar lo que se ha dado en llamar la «economía del hidrógeno».

Uno de estos retos pendientes, que incluye aspectos tanto técnicos como sociales, lo constituye el poder garantizar a los potenciales usuarios unos niveles de seguridad comparables a los combustibles utilizados en la actualidad, es decir, se trata de responder a la cuestión de si será capaz el público en general, no familiarizado ni preparado específicamente en este tema, de utilizar hidrógeno, en su vehículo o en su hogar, al menos con el mismo nivel de seguridad que se tiene actualmente con combustibles convencionales.

Para poder dar una respuesta afirmativa a esta cuestión, será necesario demostrar que el hidrógeno tiene, en cuanto a seguridad, un comportamiento diferente, pero no peor, que otros combustibles convencionales usados en el sector transporte, y que, al igual que ocurre con el resto de combustibles, su utilización comporta inevitablemente un riesgo para el público que lo utiliza, pero que puede ser usado de forma segura si se conocen sus características fundamentales y se siguen unas normas y reglas de uso apropiadas.

Curiosamente, sí existen antecedentes de uso de gases con alto contenido en hidrógeno en aplicaciones energéticas, ya que desde 1812, cuando comenzó su uso en Londres, en numerosas ciudades y pueblos de Europa y Norteamérica era normal ver a los faroleros encendiendo las farolas de gas de las calles al anochecer. En los hogares de clase media, las lámparas de gas suministraban luz, y calentadores de gas suministraban calor; pero pocos saben que el gas que alimentaba lámparas y hornos no era el gas natural de hoy día, sino un gas rico en hidrógeno denominado «gas ciudad». Este «gas ciudad» se fabricaba a partir de carbón, tenía un contenido típico del 50% de hidrógeno y el resto formado por metano y CO_2, con un porcentaje de CO entre el 3 y 6%. El uso de este gas rico en hidrógeno perduró hasta el descubrimiento de los grandes yacimientos de gas natural y la construcción de gasoductos desde los centros de producción a los centros de consumo, a mediados del pasado siglo o incluso en fecha posterior, ya que en algunos países del mundo, como China, todavía se usa de forma intensiva el «gas ciudad», aunque fabricado en la actualidad a partir de naftas y componentes ligeros del petróleo.

Este desconocimiento de pasados usos del hidrógeno hace que, para la opinión pública en general, el hidrógeno tenga una percepción negativa como algo intrínsecamente peligroso, e inmediatamente se asocie al accidente del dirigible *Hindenburg* y a la bomba de hidrógeno. Sólo una minoría está al tanto de los potenciales beneficios que este combustible presenta, y de los esfuerzos que se están realizando para que todos los sistemas que lo utilicen ofrezcan los mismos niveles de seguridad que los comúnmente aceptados en los sistemas tradicionales.

En este proceso, en el que se están dando los primeros pasos, es preciso prestar una especial atención a todos los aspectos relacionados con la seguridad en los múltiples proyectos de demostración que se están realizando en todo el mundo, ya que cualquier incidente que se produzca en este sentido tendría importantes repercusiones negativas, que podrían afectar al desarrollo futuro de este proceso y a la percepción pública de este combustible. Es por tanto necesario que todos los actores implicados en este incipiente proceso sean especialmente cuidadosos en las tareas que les competen; las empresas y los centros de investigación incorporando este parámetro como un requisito básico en las labores técnicas de diseño, operación y mantenimiento de sistemas que utilicen hidrógeno en aplicaciones de tipo energético, y la Administración en la exigencia de un adecuado cumplimiento de la legislación existente, y, en caso de apreciarse una falta de legislación específica, colaborando en el desarrollo de normativa y legislación específica para estas aplicaciones.

Estos aspectos de normativa y legislación constituyen un aspecto fundamental a la hora de asegurar el éxito en la implantación de estas tecnologías, y ya se está realizando una importante labor en diferentes comités nacionales e internacionales para desarrollar normas y reglamentos que contemplen la utilización segura de sistemas de producción, almacenamiento, distribución y utilización de hidrógeno, y permitan a las administraciones correspondientes la promulgación de legislación que contemple de forma específica todas estas actividades.

Todas estas normas y reglamentos deben estar basados en una importante labor de I+D que estudie todas las posibles implicaciones que el uso masivo de hidrógeno tendrá en nuestra sociedad, incluyendo tareas de investigación básica y ensayo de materiales adecuados para estas aplicaciones, desarrollo de procedimientos específicos de fabricación y caracterización de componentes, utilización de herramientas de simulación para el estudio de potenciales accidentes y sus consecuencias en análisis de riesgos, definición de medidas de prevención y mitigación de potenciales accidentes en diferentes escenarios, etc.

La falta de experiencias recientes en el uso de hidrógeno en aplicaciones energéticas hace que no se disponga aún de suficiente información estadística, que pueda ser utilizada en la elaboración de normas y reglamentos, por lo que la única vía existente en la actualidad para estimar los requerimientos de seguridad que conciernen al hidrógeno en diferentes escenarios deben, sobre todo, basarse en un profundo conocimiento de las propiedades físicas y químicas de este gas, y, en menor

medida, en experiencias similares con otros gases combustibles como el gas natural.

Propiedades del hidrógeno que afectan a su seguridad de uso

Datos básicos

El hidrógeno es el elemento más abundante del Universo, ya que supone casi un 90% del mismo. En la Tierra no se halla en forma pura, sino combinado con otros elementos. Se encuentra en el agua, que cubre el 70% de la superficie terrestre, y en la materia orgánica.

El hidrógeno es un combustible. Sus propiedades de combustión hacen que se deban tomar precauciones similares a las de otros combustibles, así como otras precauciones específicas para el hidrógeno.

En condiciones normales, el hidrógeno es un gas sin olor ni color que no es detectable en ninguna concentración por los sentidos humanos. El hidrógeno no es tóxico, pero puede producir asfixia por desplazamiento del oxígeno necesario para respirar, teniendo en cuenta que una atmósfera con un contenido en oxígeno inferior al 19,5% es ya deficiente en oxígeno. El hidrógeno no tiene valor umbral límite (TLV), y no se encuentra dentro de las listas de elementos carcinógenos elaboradas por el Programa Nacional Toxicológico de Estados Unidos, ni por la Agencia Internacional de Investigación sobre el Cáncer.

El peso molecular del hidrógeno es 2.016, siendo el más ligero de todos los elementos. Su molécula es también la de menor tamaño. Su densidad es del orden de 14 veces menor que la del aire, con tendencia a ascender a temperaturas superiores a 23 K. El hidrógeno se vuelve líquido a –253°C, se solidifica a –259,3°C, y tiene el punto crítico a –240°C y 13 bar. Su vapor saturado es más pesado que el aire, quedando a nivel de suelo hasta que la temperatura asciende. En comparación con otros combustibles, el hidrógeno presenta la mayor densidad energética por unidad de masa, ya que su poder calorífico superior (141,9 MJ/kg) es casi tres veces el de la gasolina.

Como se ha mencionado anteriormente, el hidrógeno es un gran desconocido en su aplicación como combustible, a pesar del importante papel que ha jugado en el desarrollo de los programas espaciales. Este desconocimiento ha hecho que, en algunos medios de comunicación, al informar sobre los numerosos proyectos de demostración de tecnologías de hidrógeno, se ha llegado a describirlo, de forma totalmente errónea, como un gas «explosivo» y altamente «elusivo», que no puede ser contenido.

Sobre la primera de las afirmaciones, «el hidrógeno es un gas explosivo», conviene recordar que la molécula de hidrógeno es totalmente estable, a diferencia del acetileno, por ejemplo, y que, a diferencia de los verdaderos explosivos como el TNT, si se aporta energía al interior de un recipiente que contenga hidrógeno puro, como se verá posteriormente, no existe ningún riesgo de explosión.

Respecto a la segunda de las afirmaciones, «el hidrógeno es un gas elusivo que no puede ser contenido», es cierto que el pequeño tamaño de la molécula de hidrógeno hace que sea propenso a escapar de su confinamiento, pero ha sido, y es, almacenado y utilizado en la industria de forma segura desde hace más de cien años.

Inflamabilidad y detonabilidad. Energía de ignición

El hidrógeno es un gas inflamable, que puede provocar un incendio o una explosión en condiciones específicas, relacionadas fundamentalmente con la presencia de un determinado rango de concentración en mezclas con oxígeno o aire, y la presencia simultánea de una fuente de ignición. Como en el resto de combustibles, para que el hidrógeno pueda arder es necesaria la presencia de un oxidante (oxígeno normalmente)

y una fuente de ignición que proporcione la energía de activación necesaria para iniciar la reacción de combustión. Estos tres elementos (combustible, oxidante y fuente de ignición) forman lo que se denomina el «triángulo del fuego». Ningún incendio puede producirse si falta alguno de sus lados, por lo que la mejor prevención consiste en evitar que estos tres factores se encuentren a la vez. Adicionalmente, existe un cuarto factor, «la reacción en cadena», que interviene de forma decisiva en la propagación del fuego, puesto que si se interrumpe la transmisión de calor de una molécula a otra del combustible se detiene también la propagación del incendio. En ocasiones se introduce este factor en el «triángulo del fuego» para formar un «tetraedro del fuego» con cuatro vértices, que representan los cuatro factores que intervienen en una combustión con llama que se propaga.

Los límites de los rangos de concentración de mezclas hidrógeno-aire o hidrógeno-oxígeno, capaces de mantener y propagar una combustión de hidrógeno en presencia de una fuente de ignición, se denominan límites de inflamabilidad, existiendo un límite inferior por debajo del cual la cantidad de hidrógeno existente en la mezcla es insuficiente para mantener la reacción de combustión, esto es, la cantidad de combustible en relación con la de oxidante es insuficiente para mantener la reacción, incluso en presencia de un foco de ignición como puede ser una llama, un foco de calor o una chispa. De igual forma existe un límite superior, por encima del cual la reacción de combustión tampoco puede tener lugar. Atendiendo a este límite, aún colocando una fuente de ignición en el interior de una atmósfera formada totalmente por hidrógeno, nunca se producirá un incendio ni una explosión, ya que faltaría uno de los tres elementos del triángulo del fuego antes mencionado, en este caso el oxidante.

En condiciones ambientes, el límite inferior de inflamabilidad (LFL o Low Flammability Level) en una mezcla hidrógeno-aire se sitúa en el 4% en volumen, mientras que el límite superior de inflamabilidad (UFL o Upper Flammability Level) de dicha mezcla está en el 74,2%. En este rango del 4 al 74,2% de hidrógeno en aire, puede producirse una reacción de combustión que dé lugar a un incendio, siempre que se tenga a la vez un foco de ignición como los anteriormente mencionados. Esta reacción de combustión puede dar lugar a una explosión, si el contenido de hidrógeno en aire se encuentra en mayor proporción que la fijada por el LFL y en una menor proporción que la indicada por el UFL, por lo que se tiene también un límite inferior de detonación para mezclas hidrógeno-aire, que se sitúa en el 18,3% en volumen, y un límite superior de detonación que se encuentra en el 58,9%. En este rango puede producirse una explosión si se aporta la energía suficiente para que se produzca la reacción. Aunque en bibliografía se denomina a este rango como rango de explosión o detonación, estos términos no son equivalentes, ya que una detonación es un tipo particular de explosión, que no es precisamente el tipo de explosión que mayor probabilidad de ocurrencia tiene en este rango, siendo la deflagración el tipo de explosión más probable. Posteriormente se describirán los diferentes procesos de combustión del hidrógeno, incluyendo las explosiones.

Las mezclas de hidrógeno y oxígeno también presentan límites superiores e inferiores de inflamabilidad y explosión, situándose estos límites en el 3,9 y 95,8% para el rango de inflamabilidad, y en el 15 y 90% en el de explosión. Estos porcentajes corresponden siempre a concentración en volumen de hidrógeno en oxígeno. Estos amplios rangos de inflamabilidad y explosión son citados habitualmente como uno de los principales inconvenientes que presenta la utilización de hidrógeno como combustible desde el punto de vista de la seguridad, sobre todo si se comparan con los de otros combustibles. Sin embargo, hay que tener en cuenta que estos rangos dependen de la presión, de la temperatura, de la presencia en la mezcla de otros gases, y, especialmente, de la interacción que tenga lugar entre la mezcla hidrógeno-aire y el foco de ignición. Así, si el límite de inflamabilidad inferior (LFL) a presión atmosférica se sitúa en el 4%, a presiones de 10,3 MPa este límite se incrementa hasta el 9%. Además, para mezclas de estos gases que circulen en conductos, el sentido de circulación del gas también influye de forma importante en el rango de inflamabilidad, ya que los límites antes mencionados del 4 y el 74,2% se aplican

para circulación del gas en sentido ascendente, mientras que en sentido descendente el límite inferior sube hasta el 9%.

Otro de los aspectos negativos que suelen mencionarse al hablar de seguridad en hidrógeno es su baja energía de ignición, es decir, que para provocar la ignición de una mezcla casi estequiométrica de hidrógeno y aire se necesita aportar una cantidad pequeña de energía en comparación con otros combustibles, aunque esta energía de ignición del hidrógeno se incrementa notablemente en las proximidades de los límites de inflamabilidad.

En comparación con mezclas de aire con otros gases inflamables, como el propano o el metano, ambos gases presentan un menor rango de inflamabilidad, aunque sus límites inferiores de inflamabilidad están próximos a los del hidrógeno, e incluso el del propano es inferior al del hidrógeno. La mínima energía de ignición de estos gases en comparación con la del hidrógeno es del orden de una unidad de magnitud mayor, aunque la mínima energía del hidrógeno se corresponde a una concentración en torno al 25%.

A efectos prácticos, la zona que realmente debe ser tenida en cuenta a la hora de prevenir posibles accidentes es la zona próxima a los límites inferiores de inflamabilidad de estos gases, y en esta zona las diferencias entre la energía de ignición de estos gases respecto a la del hidrógeno no son significativas, siendo en cualquier caso la energía suministrada por la mayoría de las posibles fuentes de ignición superior a la energía de ignición que presentan estos gases, por lo que una medida de seguridad básica, aplicable tanto para el hidrógeno como para otros gases combustibles como el propano o metano, es evitar alcanzar el límite inferior de inflamabilidad (LEL), de valor similar para los tres gases, ya que, si se alcanza este límite, cualquier fuente de ignición que se presenta en condiciones reales de operación como una chispa, una llama, e incluso una descarga de electricidad electrostática, puede suministrar la suficiente energía para provoca la ignición de la mezcla de estos combustibles, no sólo la del hidrógeno.

En cualquier caso, a la vista de la baja energía que se precisa para provocar una ignición en una mezcla hidrógeno-aire que se encuentre dentro del rango de inflamabilidad, la principal medida de seguridad que debe tomarse en el manejo de hidrógeno se centra en evitar alcanzar este rango, adoptando todas las medidas necesarias para prevenir este evento mediante la detección precoz, la adopción de adecuadas medidas de ventilación que eviten la acumulación del gas y, adicionalmente, con la eliminación de todos los posibles focos de ignición en aquellas ubicaciones en las que exista una mínima posibilidad de un escape de hidrógeno. Es interesante hacer notar que mientras la mínima energía de ignición del hidrógeno es muy inferior a la de otros combustibles, la temperatura de autoignición, la mínima temperatura requerida para iniciar una combustión automantenida en una mezcla de combustible y aire en ausencia de una fuente de ignición, es superior a la de otros combustibles, lo que implica que será más difícil que se produzca una explosión por alta temperatura en una mezcla hidrógeno-aire que en una mezcla de gasolina y aire, por ejemplo.

A pesar de todo, el amplio rango de inflamabilidad del hidrógeno y su baja energía de ignición pueden jugar a favor de su uso, ya que, por ejemplo, si una fuga de hidrógeno llega a arder de forma inmediata en una llama de difusión o en una antorcha, la combustión consumirá todo el hidrógeno, evitando que éste se mezcle con el aire en la zona aledaña a la fuga, y pueda llegar a formarse una atmósfera potencialmente explosiva que, de estallar, produciría más daños que la combustión de la fuga.

Fugas y escapes. Fragilización

El pequeño tamaño de la molécula de hidrógeno, así como su bajo peso molecular, hace que el hidrógeno sea más propenso a presentar fugas en su almacenamiento, normalmente a presión o en forma líquida a temperaturas criogénicas, que otros combustibles. El hidrógeno puede escapar de sistemas cuya estanqueidad haya sido probada para gases como el nitrógeno.

Otro importante efecto, desde el punto de vista de la seguridad, causado por el pequeño tamaño de la molécula de hidrógeno radica en la facilidad de interacción de los átomos de hidrógeno con estructuras cristalinas. Esta interacción favorece la creación de líneas de tensión que, en determinadas circunstancias de operación, pueden producir la rotura del material, en lo que se denomina «fragilización» producida por el hidrógeno. Esto se da, por ejemplo, en ciertos tipos de aceros que presentan estructura cristalina cúbica centrada en el cuerpo (acero ferrítico, por ejemplo) que no son apropiados para su utilización con hidrógeno. Los metales más adecuados para su uso con hidrógeno son aquellos que presentan una estructura cúbica centrada en la cara (como el acero austenítico, el aluminio, el níquel, etc.), aunque en el proceso de selección de materiales también se debe tener en cuenta los requerimientos del sistema de utilización de ese hidrógeno.

Adicionalmente, su excepcionalmente alta velocidad de difusión y su baja viscosidad hacen que, para un tamaño de orificio dado, un escape de hidrógeno presente mayor velocidad de salida y un mayor flujo volumétrico que otros combustibles líquidos o gaseosos. Sin embargo, a consecuencia de su baja densidad, el flujo másico de hidrógeno a través de ese orificio será inferior al de otros combustibles.

Flotabilidad

La gran flotabilidad, o fuerza ascensional del hidrógeno, es una propiedad que limita la difusión horizontal de mezclas combustibles de hidrógeno en un escape, favoreciendo su difusión en sentido vertical. El gas hidrógeno es menos denso que cualquier otro gas a la misma presión y temperatura, por lo que en mezclas con otros gases, como puede ser el aire, tiende a ascender, con una velocidad que está relacionada con la diferencia de densidades, siempre que no encuentre obstáculos que favorezcan su acumulación. En condiciones normales de presión y temperatura, la velocidad de ascensión del hidrógeno en aire es de 1,2 a 9 m/s.

Las implicaciones de esta propiedad sobre la seguridad en el uso del hidrógeno son muy importantes, ya que esto supone que las plumas o nubes de hidrógeno gaseoso producidas por una fuga de un depósito no se extienden mucho en dirección horizontal, en comparación con el gas natural o el metano, sino que velozmente cambian la dirección y se expanden en sentido vertical, provocando una rápida disminución de la concentración de hidrógeno en aire por debajo del límite inferior de inflamabilidad. Éste es un factor positivo a tener en cuenta en el diseño y operación de instalaciones de hidrógeno, que deben estar suficientemente ventiladas y tener salidas de evacuación de gases hacia el exterior en los puntos más altos de la instalación. Fugas de hidrógeno en instalaciones cerradas o mal ventiladas pueden resultar muy peligrosas si el gas se acumula en la zona superior de las mismas, alcanzándose el rango de inflamabilidad, y pueda haber presente alguna fuente de ignición como una descarga de electricidad estática.

En cuanto al hidrógeno liquido, es preciso tener en cuenta algunas consideraciones adicionales sobre su capacidad de ascensión. El hidrógeno líquido es más pesado que el aire, y una fuga de hidrógeno líquido se dispersa relativamente rápido. El vapor de hidrógeno denso y frío formado a partir de la fuga de hidrógeno líquido ascenderá más lentamente que el gas en condiciones normales de presión y temperatura, ya que el vapor de hidrógeno comenzará a ascender en aire ambiente a partir de –250°C, por lo que de –253°C (temperatura de licuefacción del hidrógeno) a –250°C el hidrógeno evaporado quedará en las proximidades de la fuga, a nivel del suelo, con potencial riesgo de formación de una mezcla combustible con el aire. Sin embargo, en comparación con otros combustibles en forma criogénica como el gas natural licuado (GNL), que llega a ser más ligero que el aire a partir de –107°C, el hidrógeno tiene una menor propensión a formar nubes potencialmente peligrosas a nivel del suelo.

A modo de conclusión, cabe recordar que el hidrógeno se mezcla con el aire considerablemente más rápido que el metano o el vapor de gasolina, lo que supone una ventaja en

ambientes abiertos, pero supone un potencial riesgo en interiores no suficientemente ventilados.

Combustión del hidrógeno

Otra propiedad a tener en cuenta desde el punto de vista de la seguridad es la velocidad de combustión. La velocidad de combustión del hidrógeno en aire, en condiciones normales de presión y temperatura, es de 2,7 a 3,5 m/s, definiéndose como la velocidad subsónica a la que una llama se propaga en el seno de una mezcla inflamable de combustible y aire. Es importante tener en cuenta que no es lo mismo velocidad de combustión que velocidad de llama. La velocidad de combustión se define como la velocidad a la que se desplazaría una onda plana de combustión en una mezcla inflamable, en reposo, de volumen infinito, y en condiciones estacionarias. Esta velocidad de combustión depende de la concentración de hidrógeno, de la presión y de la temperatura. La velocidad de combustión se define también como la velocidad de consumo del combustible en una llama estacionaria, y es una función de la velocidad de las reacciones químicas de combustión. La velocidad de llama es una medida de la velocidad a la que se desplazaría una llama en relación a un espectador fijo. También se define como la velocidad de avance del frente de llama en una llama que se propaga o progresiva.

En general, los procesos de combustión pueden clasificarse a partir de sus propiedades físicas, teniéndose sistemas premezclados y sistemas no premezclados, dependiendo si el combustible y el oxidante se encuentran mezclados o no antes del inicio de la reacción. Este factor influye de forma muy importante en el comportamiento de la combustión resultante. La combustión de sistemas premezclados puede tener lugar tanto en procesos transitorios casi homogéneos en todo el volumen de la mezcla gaseosa, como propagándose en forma de ondas, en lo que se denominan deflagraciones y detonaciones, hacia las zonas que no se hayan quemado.

En sistemas no premezclados, la combustión es habitualmente un fenómeno que no se propaga, en el que el oxidante y el combustible se encuentran inicialmente en diferentes ubicaciones siendo transportados a la zona de reacción mediante procesos como la difusión. Así, en este tipo de sistemas, las llamas se denominan de difusión, y, en el caso de presentarse en una fuga de hidrógeno, se iniciará en el origen de la fuga.

En el caso de sistemas premezclados, la llama aparece en cualquier punto de la mezcla en el que exista un foco de ignición, como puede ser otra llama, una chispa, una descarga de electricidad estática, etc., y se propaga rápidamente en el seno de la mezcla. En función del mecanismo mediante el que se realiza esta propagación, pueden tenerse deflagraciones y detonaciones. En las deflagraciones, el calor emitido en la zona de combustión se transmite por conducción térmica al gas frío no reaccionado. En las detonaciones, el calor de la llama expande de forma muy rápida los gases próximos a ella, de forma que se produce una elevada compresión entre la parte de mezcla que se ha expandido y la que se encuentra en reposo, en una zona de espesor muy delgado y alta presión denominada onda de choque. En las detonaciones, la velocidad de propagación de la combustión viene determinada por la de la onda de choque, que es superior a la velocidad de propagación de la llama.

Dependiendo de las concentraciones de los gases en la mezcla, del volumen, de la fuente de ignición y, especialmente, del grado de confinamiento, el proceso de combustión de un sistema premezclado de hidrógeno y aire puede comportarse como una deflagración, una detonación o una deflagración que progresa a detonación. De estas reacciones de combustión, la deflagración es menos severa que la detonación. Durante una detonación se produce una sobrepresión mucho mayor que en el caso de una deflagración, así como una onda de choque provocada por la propagación de un frente de llama a velocidad supersónica, y una mayor emisión de energía en forma de calor que en las deflagraciones, en las que el frente de llama se propaga a velocidades subsónicas. Una deflagración en un espacio confinado puede incrementar la presión en un factor de 7, mientras que en una detonación puede alcanzarse un factor de 20.

Una deflagración de hidrógeno puede presentarse en todo el rango de inflamabilidad, mientras que las detonaciones sólo se producen entre el 18,3 y el 59% de hidrógeno en aire en volumen.

La elevada velocidad de combustión implica una gran dificultad de confinamiento de los incendios o explosiones de hidrógeno, provocando un rápido incremento de la presión, lo que limita la efectividad de medidas de control de daños que pueden ser aplicables a otros tipos de explosiones, como puede ser la utilización de paramentos débiles para el venteo de alivio de explosiones.

En general, no se recomienda apagar un incendio de hidrógeno a no ser que sea absolutamente necesario, optándose por cortar el suministro de hidrógeno al incendio y dejarlo extinguir por sí mismo cuando se consuma todo el combustible o, si no es posible cortar la fuga, enfriar el depósito de hidrógeno, desde una zona segura, con agua para evitar sobrepresiones y la explosión del mismo, dejando que el fuego se extinga.

Otra propiedad a tener en cuenta desde el punto de vista de la seguridad es el poder calorífico. El hidrógeno tiene un poder calorífico por unidad de masa de 120.000 kJ/kg, superior al de cualquier otro combustible de potencial uso en automoción. Por el contrario, a causa de su baja densidad, el poder calorífico por unidad de volumen a presión atmosférica es relativamente bajo. La importancia de este factor radica en que permite calcular la energía emitida, así como los efectos producidos, en aquellos procesos en los que tenga lugar la combustión de hidrógeno.

En el caso de los motores de combustión interna, el volumen de aire o la mezcla combustible-aire son los factores limitantes de la reacción. En este caso, la potencia suministrada por el motor está limitada por la capacidad de procesado del aire, y no por la del combustible. Lo mismo sucede en la mayoría de las deflagraciones o detonaciones accidentales. Considerando el ejemplo simplificado de un combustible que fuga lentamente en el interior de una estructura cerrada, de forma que la concentración sea uniforme dentro de la estructura a una atmósfera, si existe una fuente de ignición constante en el interior de dicha estructura, en el momento en que se alcance el límite inferior de inflamabilidad se iniciará la reacción de combustión, y la energía desprendida será igual al producto del poder calorífico por unidad de volumen, el límite inferior de inflamabilidad y el volumen de la estructura. El máximo de energía liberada en este hipotético caso se alcanzará cuando la mezcla aire-combustible reaccione justo en la relación estequiométrica entre ambos. Si la ignición tiene lugar cuando la mezcla es demasiado rica en combustible, se liberará una menor cantidad de energía, ya que no se dispondrá de suficiente aire para hacer reaccionar a todo el combustible, aunque puede darse el caso de que, una vez fuera de la estructura, el exceso de combustible pueda reaccionar con el aire exterior en una nueva combustión.

En muchos casos, el relativamente bajo poder calorífico por unidad de volumen del hidrógeno a presión atmosférica es una ventaja en comparación con otros combustibles, ya que, por ejemplo, la energía que se libera en la combustión de una mezcla hidrógeno-aire, en el límite inferior de inflamabilidad del hidrógeno, es mucho menor que la liberada en la combustión de una mezcla metano-aire en las mismas condiciones.

Detección del hidrógeno

La detectabilidad del hidrógeno es otro de los aspectos relacionados con la seguridad a tener en cuenta. Las fugas y los escapes de hidrógeno son difíciles de detectar. Los detectores de fugas de hidrógeno se basan en diferentes principios, tales como combustión catalítica, absorción en hidruros, detección de la conductividad térmica del hidrógeno, la diferencia entre el índice de refracción del hidrógeno y el aire, etc. Es preciso ser muy cuidadoso en el diseño y operación de estos detectores, con el fin de evitar que puedan convertirse en fuentes de ignición al detectar atmósferas inflamables, y ser ellos mismos los causantes de la combustión de la mezcla gaseosa. En el gas

natural es habitual añadir odorizantes como el mercaptano para facilitar su detección mediante el olor, sin embargo, en el hidrógeno esto no es posible por el momento, ya que estos compuestos contienen azufre que actúa como un veneno en los catalizadores de algunos tipos de pilas de combustible.

No sólo el hidrógeno en forma gaseosa es difícil de detectar, sino que incluso las llamas de hidrógeno en aire son también muy difíciles de ver a la luz del día, ya que apenas presentan un color azul pálido difícil de distinguir si la presión es reducida. La presencia de impurezas puede colorear la llama y favorecer su detección. Se ha dado el caso de operarios que, en accidentes industriales con incendios de hidrógeno, se han dirigido directamente hacia las llamas al no poder detectarlas.

Las llamas de hidrógeno presentan una emisividad muy baja, y apenas producen radiación visible. La mayor parte de la energía irradiada por estas llamas se encuentra en estrechas bandas en la zona del ultravioleta y del infrarrojo del espectro. La energía total irradiada en una llama de hidrógeno está en torno a un orden de magnitud inferior a la de las llamas de otros combustibles, esto conlleva la dificultad de detección a simple vista, pero supone una ventaja al causar menos daños a consecuencia del calor producido que los fuegos de gasolina o gasoil.

Existen diversos dispositivos usados en componentes e instalaciones por las que circulan gases inflamables cuya misión es impedir la propagación de llamas a través de los conductos. Estos dispositivos son habitualmente placas con un mallado fino de orificios que sirven para apagar la llama. El tamaño de estos orificios se denomina «distancia de apagado», y depende del tipo de gas y de su concentración y presión.

El hidrógeno presenta una distancia de apagado muy pequeña, lo que supone un tamaño muy pequeño de orificio en estos dispositivos. Para una presión de una atmósfera, la distancia de apagado del hidrógeno es aproximadamente de 0,06 cm, mientras que para el propano en las mismas condiciones de presión se sitúa en 0,2 cm. Esto hace que los dispositivos de este tipo usados para la mayoría de los combustibles no sean aplicables para el hidrógeno.

La mayoría de los gases a temperatura ambiente se enfrían cuando se expanden de forma isentálpica a través de un orificio (Proceso Joule-Thomson). Sin embargo, para temperaturas superiores a 193 K, el hidrógeno sufre el proceso opuesto, es decir, se calienta cuando se expande de forma isentálpica. Sin embargo, el calentamiento producido por este efecto es sólo de unos pocos grados Kelvin, no más de 8, lo que no supone un riesgo importante de ignición, a menos que el gas ya se encuentre cerca de su temperatura de autoignición.

Consideraciones particulares sobre el hidrógeno líquido

En la actualidad, el hidrógeno es almacenado mediante tres métodos principales: gas comprimido, hidrógeno líquido y, en menor medida, en hidruros metálicos. Cada uno de estos métodos de almacenamiento conlleva unos riesgos comunes asociados al uso de hidrógeno, y unos específicos asociados al método de almacenamiento. En el caso de gas a presión, el hecho de trabajar a altas presiones (200 bar en aplicaciones convencionales industriales, y 350 o 700 bar en las nuevas aplicaciones energéticas en el sector de la automoción) implica que, a la hora de analizar los riesgos y evaluar las consecuencias de posibles accidentes, es necesario tener también en cuenta la energía potencial debida a la compresión del gas. En instalaciones de hidrógeno líquido, los riesgos adicionales vienen asociados al hecho de trabajar a temperaturas criogénicas (-253°C) y a las propiedades particulares del hidrógeno líquido. Algunas de estas propiedades que deben ser tenidas en cuenta por motivos de seguridad son:

- Su bajo punto de ebullición (20,3 K a presión atmosférica), que hace que cualquier contacto de hidrógeno líquido con

la piel o los ojos pueda provocar quemaduras por congelación o hipotermia. La inhalación de hidrógeno evaporado puede producir dificultades respiratorias y asfixia.

- Formación de hielo. Las salidas de purga y venteo de los depósitos de hidrógeno líquido pueden verse obstruidas por hielo, formado a partir de la humedad ambiente del aire. El mal funcionamiento de estas salidas puede provocar sobrepresiones en los depósitos y la ruptura de los mismos.
- A pesar de los sofisticados métodos de aislamiento con los que cuentan los sistemas de almacenamiento de hidrógeno, siempre existe un intercambio de calor con el exterior, lo que implica que siempre habrá una cierta cantidad de hidrógeno líquido que pasará a hidrógeno gas. Para mantener la presión en los depósitos, este hidrógeno gaseoso debe consumirse o ventearse al exterior, lo que supone la adopción de medidas de seguridad en la ubicación de los depósitos de hidrógeno líquido, para asegurar la adecuada disipación del hidrógeno liberado y evitar la acumulación del mismo y la potencial formación de atmósferas explosivas.
- Asimismo, es preciso evitar el aumento de temperatura en volúmenes confinados que contengan hidrógeno líquido, como puede ser un tramo de tubería entre dos válvulas cerradas, ya que este incremento de temperatura conlleva un incremento de presión que puede alcanzar hasta 172 MPa, lo que supondría la rotura de la tubería y el escape del gas a presión.
- Como se mencionó anteriormente al hablar sobre la fuerza ascensional del hidrógeno, el vapor saturado de hidrógeno tiene una alta densidad que puede provocar que, en un escape de hidrógeno líquido, la nube de gas frío que se evapora se desplace horizontalmente, e incluso hacia abajo.

De los apartados anteriores se deduce que el hidrógeno puede ser más o menos seguro que otros combustibles, dependiendo de su uso específico. En diversas situaciones, el hidrógeno será más seguro que otros combustibles, ya que, por ejemplo, no es tóxico, y las emisiones producidas por su uso para producir energía no son dañinas para la salud humana ni el medioambiente (esta emisión es agua si el hidrógeno se usa en una pila de combustible), a diferencia de otros combustibles que son tóxicos (metanol) y sus emisiones muy perjudiciales (gasolina, gasoil, etc.). En otros escenarios, el hidrógeno presentará desventajas en su uso respecto a los combustibles convencionales, por lo que no es posible establecer un *ranking* de aplicación general que clasifique los diferentes combustibles en función de su seguridad de uso.

Experimentos y accidentes de hidrógeno

Para rebatir los argumentos de quienes, a priori, rechazan el uso de hidrógeno en automoción por considerarlo excesivamente peligroso, se han realizado algunos experimentos comparativos de incendios provocados en vehículos de hidrógeno (almacenamiento a presión) y vehículos de gasolina.

El más conocido de estos experimentos fue realizado por el doctor Swain, de la Universidad de Miami, y registrado en un vídeo presentado en la sesión anual de la Asociación Norteamericana del Hidrógeno (NHA). En este experimento se provocó una fuga de combustible en ambos vehículos, en el caso del hidrógeno a través de un PRD (Pressure Relief Device), un dispositivo de seguridad que provoca un venteo controlado de hidrógeno en caso de sobrepresión en el depósito; y en el vehículo de gasolina, se realizó un agujero en el conducto de gasolina en la zona media del vehículo. En ambos casos se suministro energía suficiente para provocar la ignición del combustible. El hidrógeno comenzó a salir del depósito a un elevado caudal volumétrico, creándose una antorcha en sentido vertical. La gasolina salió más lentamente de su depósito y fue formando un charco en el suelo bajo el vehículo que comenzó a arder. Al cabo de poco tiempo, algo más de un minuto y a consecuencia del elevado flujo volumétrico de salida, el hidrógeno del depósito sale totalmente y la llama se extingue por sí misma. El vehículo de gasolina continúa ardiendo y el fuego se extiende a otras partes del vehículo. Tras más de dos minutos, en el vehículo de gasolina se produce la deflagración del combustible que queda en el depósito y la explo-

sión de uno de los neumáticos. Cuando el incendio en el vehículo de gasolina finaliza y se evalúan los daños, se observa que el vehículo ha quedado totalmente calcinado. En el vehículo de hidrógeno se observan pequeñas quemaduras en la pintura en la zona de salida del hidrógeno, quedando intacto el resto del mismo.

Hasta la fecha no se han registrado muchos accidentes en los que se haya visto involucrado el hidrógeno, y de ellos, muchos no han sido realmente accidentes «producidos por» el hidrógeno. Quizá el caso más representativo de estos accidentes que se han achacado al hidrógeno, sin razón, sea el del dirigible *Hindenburg* cuando se disponía aterrizar en Lakehurst (Nueva Jersey), el 6 de mayo de 1937, que se debió a la extremada inflamabilidad de la pintura utilizada en la cubierta del dirigible, la cual se incendió a causa de una descarga eléctrica producida por las diferencias de potencial existentes entre diversas zonas del dirigible y entre el dirigible y tierra, en condiciones meteorológicas de tormenta. En este accidente, el hidrógeno no explosionó sino que una vez que toda la cubierta estuvo en llamas, comenzó a escapar de los compartimentos en los que se encontraba y, al contacto con las llamas, ardió sin explosionar. Este hecho hizo que hubiese relativamente pocas víctimas, y que muchas de ellas no pereciesen en el incendio, sino al arrojarse al vacío antes de que el dirigible en llamas tocase tierra.

De éste, y del resto de accidentes en los que se ha visto involucrado el hidrógeno, se han aprendido numerosas lecciones que se deben tener en cuenta en futuros usos del hidrógeno como combustible. En una estadística sobre accidentes de hidrógeno realizada en 1999, se vio que el 78,5% de los mismos se relacionaron con el uso de hidrógeno gaseoso, el 20,8%, con hidrógeno líquido, y un escaso 0,7%, con hidruros metálicos. La mayoría de estos accidentes fueron debidos a fugas o insuficientes venteos o purgas, y del orden del 60% de los mismos llevaron asociados la ignición del hidrógeno.

Un informe de la NASA que analiza accidentes de hidrógeno en el sector industrial y aeroespacial concluye que los principales factores que influyen en estos accidentes son:

- Fallos mecánicos en el sistema de almacenamiento, válvulas y tuberías o componentes auxiliares, debidos a fragilización del material por hidrógeno, bajas temperaturas, soldaduras y uniones inadecuadas, etc.
- Reacción del fluido con un contaminante (como el aire en el caso del hidrógeno) que entra en el sistema por error humano o de servicio.
- Fallo en un sistema de seguridad que no opere según sus condiciones de diseño.
- Error de operación.

El análisis de estos accidentes ha mostrado que la respuesta ante un fallo en el sistema, ya sea mediante un adecuado diseño o mediante procedimientos de operación, debe ser tal que evite que un único fallo implique una reacción en cadena de fallos que incrementaría notablemente los potenciales daños en el sistema.

Conclusión

Como medida general, deben ser evaluados todos los riesgos potenciales asociados a los sistemas de hidrógeno que puedan afectar a las personas, tanto al personal de operación de la instalación como al público en general, a los equipos y componentes de la instalación e instalaciones adyacentes y al medioambiente. Esto se realiza mediante adecuadas técnicas de análisis de riesgos. Algunas de las prácticas más habituales para reducir riesgos en sistemas de hidrógeno son:

- Cumplimiento de normas, regulaciones y guías de diseño.
- Almacenar limitadas cantidades de hidrógeno en interiores.
- Ubicar de forma separada los sistemas de utilización y los de almacenamiento.
- Control de la posible acumulación de hidrógeno en interiores.
- Eliminar posibles focos de ignición en las instalaciones.
- Instalación de sistemas de detección y control de fugas.

- Comprobación de instrumentación de control y supervisión.
- Comprobación de dispositivos de purgas y venteos de seguridad.
- Selección adecuada de materiales.
- Adopción de precauciones en el manejo de dispositivos criogénicos.
- Establecimiento de medidas de control de fugas de hidrógeno líquido.
- Instalación de sistemas de detección, control y extinción de incendios.
- Identificación y análisis de riesgos.
- Formación adecuada del personal de instalación, operación y mantenimiento.

Mediante la adopción y el cumplimiento de estas y otras medidas similares, y teniendo en cuenta todas las propiedades particulares del hidrógeno durante las fases de diseño, construcción y operación de los sistemas que lo utilicen, es previsible que el hidrógeno pueda llegar a ser utilizado como combustible con los mismos niveles de seguridad que los combustibles utilizados en la actualidad. Aunque aún queda mucho por avanzar en este campo, no se puede descalificar de antemano el uso del hidrógeno como combustible, y los potenciales beneficios medioambientales y de seguridad de suministro que esto conllevaría, atendiendo a supuestas razones de seguridad (o inseguridad) en su utilización. Un antecedente similar se encuentra en la recomendación realizada por un congresista norteamericano al Congreso en 1876, en la que se solicitaba la prohibición del uso de la gasolina por razones de seguridad. Para ello, el congresista realizaba el siguiente razonamiento:

> Una nueva fuente de energía... denominada gasolina, ha sido producida por un ingeniero de Boston. En lugar de quemar el combustible bajo una caldera, éste es explosionado en el interior del cilindro de un motor...
>
> El peligro es obvio. Depósitos de gasolina en manos de personas únicamente interesadas en los beneficios podrían constituir un peligro de incendios y explosiones de primer orden. Coches sin caballos propulsados por gasolina pueden alcanzar velocidades de 14, o incluso 20 millas por hora. Una amenaza al público de este tipo, causando daños a las personas en calles y carreteras, y envenenando la atmósfera requeriría una pronta acción legislativa, incluso si las implicaciones militares y económicas no fuesen tan abrumadoras... el coste de producción [de la gasolina] está más allá de la capacidad financiera de la industria privada. Además, el desarrollo de esta nueva fuente de energía puede desplazar el uso de los caballos, lo que causaría la ruina de nuestra agricultura.

Bibliografía

http://www.hysafe.org

http://www.hydrogenandfuelcellsafety.info

Alcock, J.L, Compilation of Existing Safety Data on Hydrogen and Comparative Fuels, EIHP Project Deliverable Report, 2001.

Safety Standard for Hydrogen and Hydrogen Systems, National Aeronautics and Space Administration, NSS 1740.16, 1997.

Rosyid O. A., Hauptmanns, U., System Analysis Safety Assessment of Hydrogen Cycle for Energetic Utilization, Proceedings International Hydrogen Energy Congress and Exhibition, IHEC, 2005.

Doyle, T. A., Technology Status of Hydrogen Raod Vehicles, IEA Agreement on the Production and Utilization of Hydrogen, 1998.

Failure Modes and Effects Analysis for Hyfrogen Fueling Options, preparado por TIAX LLC para California Energy Commission, 2004.

Cadwallader, L. C., Herring, J. S., Safety Issues with Hydrogen as a Vehicle Fuel, INEEL/EXT-99- 00522, 1999.

Guidance for Safety Aspects of Proposed Hydrogen Projects U.S. Department of Energy, Hydrogen, Fuel Cells & Infrastructure Technologies Program, 2003.

Uso del hidrógeno en automoción: vehículos e infraestructuras

Fernando Isorna y Eduardo López
Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA)

Antecedentes

El sector transporte es uno de los principales contribuyentes a las emisiones de contaminantes a la atmósfera, sobre todo en el medio urbano. En grandes ciudades, casi el 100% de las emisiones de monóxido de carbono y el 85% de emisiones de óxidos de nitrógeno proceden de automóviles, autobuses y camiones. A escala mundial, casi 1.000 millones de personas sufren serios problemas medioambientales de calidad del aire. Esto se traduce, según el Banco Mundial, en casi 700.000 muertes anuales atribuibles a estas situaciones de alta contaminación. Ciudades como São Paulo, Yakarta, Ciudad de México, El Cairo o Lagos sufren frecuentes episodios de alarma medioambiental provocados, en gran medida, por unos enormes parques automovilísticos en malas condiciones de conservación.

Adicionalmente, todos los combustibles empleados actualmente contienen en mayor o menor medida carbono, por lo que el proceso de combustión en los motores produce dióxido de carbono, incidiendo a escala mundial en el efecto de calentamiento global del planeta. Sólo en Europa, este sector es responsable de la emisión a la atmósfera de más de 1.000 Mt de CO_2, algo menos que las emisiones derivadas de la producción de energía eléctrica, que junto con el transporte representan las dos terceras partes del total de emisiones de CO_2.

En España, según un reciente informe de «Caixa Catalunya», las emisiones de CO_2 correspondientes al transporte por carretera se han multiplicado por 2,4 entre 1986 y 2003, pasando del 28,9% al 35,8% del total, contrastando este comportamiento con el del sector industrial, cuyo peso relativo en el total de emisiones de CO_2 ha disminuido en el mismo periodo del 43,7% al 35,8%, a pesar de registrarse un crecimiento del sector de un 40%. Esto puede traducirse en que la industria ha encontrado formas de producir más con menos emisiones, mientras que, a pesar de los esfuerzos realizados en el control de emisiones en nuevos vehículos, el aumento del parque automovilístico, y su antigüedad media, ha hecho que se dispare el volumen de emisiones en este sector.

No sólo el transporte por carretera es responsable de estas emisiones, ya que, por ejemplo, la Comisión Europea prevé que las emisiones de dióxido de carbono procedente de los barcos podrían crecer el doble que las de la aviación, aumentando un 75% en los próximos 15 o 20 años de seguir al presente ritmo. Para 2020, esta fuente de contaminación podría llegar a ser mayor que todas las procedentes de tierra juntas.

A las emisiones de los países desarrollados, habrá que unir próximamente las correspondientes a los países en vías de desarrollo como China o India, cuya masiva incorporación a la sociedad del automóvil hará que sus parques automovilísticos

serán en 2010, respectivamente, 90 y 35 veces superiores a los existentes en 1990. Para dar una idea de la magnitud de este crecimiento, y según un informe del Real Instituto Elcano, el parque automovilístico en China pasará de los 16 millones existentes en 2000 a 120 millones en 2020. A título comparativo, en ese mismo periodo, el número de automóviles en América del Norte aumentará de 240 a 300 millones, y de 240 a 320 millones en los países europeos miembros de la OCDE.

El crecimiento económico de estas economías emergentes, con pocos recursos propios en combustibles fósiles, conllevará un aumento del consumo de energía tanto en el sector del transporte como en el sector industrial, lo que aumentará notablemente la demanda de petróleo y gas natural, encareciendo su precio y sembrando aún más incertidumbre sobre la duración de las reservas existentes y su disponibilidad a corto y medio plazo.

En la mayoría de los países desarrollados se están desarrollando acciones legislativas para reducir el impacto medioambiental de este sector, fomentando la eficiencia energética y la reducción de emisiones en los vehículos convencionales, e incentivando la introducción de nuevos combustibles.

En el caso europeo, por ejemplo, diversos documentos como el Libro Verde sobre la estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura, y el Libro Blanco sobre la política europea de transportes de cara a 2010, permiten avanzar en los pilares básicos de la política energética europea, como son la seguridad en el suministro energético a través de la diversificación de las fuentes y la búsqueda de la independencia energética mediante el fomento del uso de combustibles autóctonos, la lucha contra el cambio climático a través de la reducción de emisiones de CO_2 y el fomento de combustibles limpios, y el mantenimiento de la competitividad de la economía y la industria europea mediante el uso de tecnologías eficientes desde el punto de vista energético. En Estados Unidos, el FreedomCAR and Vehicle Technologies (FCVT) Program tiene objetivos similares, aunque hace más hincapié en el fomento de la independencia energética de Estados Unidos.

La mayoría de estas acciones prevén pasos para la introducción progresiva de vehículos con menores emisiones, nuevas tecnologías y combustibles alternativos, 5% de automóviles nuevos propulsados por hidrógeno en 2020 en Europa, lo que provocará una profunda transformación de la industria automovilística, y del sector del transporte por carretera en general, en la que ya se están dando los primeros pasos.

El hidrógeno es un combustible con enorme potencial para el sector del transporte, ya que mediante su utilización generalizada se alcanzarían los objetivos perseguidos por las políticas energéticas de los países desarrollados, ya que:

- El hidrógeno puede ser producido a partir de combustibles fósiles importados, pero también a partir de recursos propios como las energías renovables, lo que permite disminuir la dependencia energética y diversificar las fuentes de suministro de energía para el sector transporte, altamente dependiente del petróleo.
- El uso del hidrógeno como combustible no produce ningún tipo de emisión contaminante si se utilizan pilas de combustible, y sólo NOx procedente de la combustión del nitrógeno atmosférico si se utilizan motores de combustión. Si el hidrógeno utilizado se ha producido a partir de energías renovables, se tiene un combustible limpio tanto en su producción como en su utilización, mientras que si se produce a partir de combustibles fósiles, continúa siendo un combustible limpio en el punto de uso. Se lucha así contra las emisiones de CO_2 y el cambio climático a escala global, y contra los problemas de salud en la población, deterioro en edificios, etc., que la contaminación provoca en las ciudades.
- La utilización de pilas de combustible favorece la eficiencia energética de los vehículos, permitiendo menores consumos y una menor intensidad energética. Tanto las pilas de combustible, a medio largo plazo, como los motores de combustión interna, a más corto plazo, son sistemas muy avanzados tecnológicamente, cuyo desarrollo y comercialización permitiría a la industria europea ocupar posiciones de liderazgo en el sector de la industria del transporte en los próximos años.

Sin embargo, para que el hidrógeno pueda llegar a ser un combustible de uso común en vehículos, es necesario aún solventar diferentes retos técnicos y económicos.

Dos son los principales retos técnicos que plantea la utilización de hidrógeno en vehículos: el sistema de almacenamiento del combustible en el vehículo y el método de producción de energía mecánica a partir de hidrógeno.

Sistema de almacenamiento de combustible en el vehículo

A pesar de que los primeros experimentos con motores de combustión se realizaron con combustibles gaseosos, desde hace más de cien años los usuarios de automóviles están habituados a la utilización de combustibles líquidos. Hasta la fecha, el uso de gas natural o butano sólo se ha generalizado en algunos países (Argentina, Italia) y en algunos sectores.

El hidrógeno es un gas muy ligero, con una elevada densidad de energía de masa por unidad de masa (120 MJ/kg), pero muy baja densidad de energía por unidad de volumen, ya que en condiciones normales de presión y temperatura la energía contenida en un litro de hidrógeno es sólo 10,7 kJ, lo que significa del orden de tres veces por debajo de lo necesario para aplicaciones prácticas. En el caso del hidrógeno líquido (a – 253°C), esta energía se sitúa entre 8,4 y 10,4 MJ/l, lo que representa una tercera parte del valor correspondiente a la gasolina (31,1 MJ/l). El problema que se plantea por tanto es disponer de la mayor cantidad de hidrógeno posible con el menor peso y volumen posibles, teniendo en cuenta en todo momento los requerimientos del hidrógeno en cuanto a seguridad.

Para solucionar este problema se han intentado dos vías: desarrollar sistemas de almacenamiento de hidrógeno puro o bien almacenar otro combustible, líquido en este caso, y procesarlo a bordo del vehículo para obtener hidrógeno.

En esta segunda vía se contemplaba el almacenamiento de combustibles como el etanol, el metanol, e incluso la gasolina, y la obtención de hidrógeno mediante procesos de reformado autotérmico u oxidación parcial dentro del propio vehículo. Con esto se evitaba tener que disponer de depósitos especiales para almacenar hidrógeno, pero por el contrario era preciso disponer de un complejo sistema de procesado del combustible que disminuía el rendimiento final del vehículo, producía emisiones de CO_2 y requería de una unidad adicional de purificación de hidrógeno si éste se empleaba en pilas de combustible. Este procedimiento de almacenamiento indirecto de hidrógeno ha sido utilizado en algunos de los primeros prototipos de vehículos de hidrógeno, como el NECAR 3 de DaimlerChrysler que se presentó en 1997 y utilizaba metanol, o el Toyota FCHV-5, que utilizaba gasolina y se presentó en 2001. Tanto los Programas Marco de I+D de la Unión Europea como los programas del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) contemplaban esta vía como una de las opciones a seguir en el desarrollo de vehículos de hidrógeno, aunque en 2006 el DOE decidió dejar de financiar esta vía para concentrar sus esfuerzos en el almacenamiento de hidrógeno puro.

Dependiendo del tipo de vehículo, entre 5 y 10 kg de hidrógeno serían necesarios para alcanzar una autonomía en torno a 480 km en un vehículo con pila de combustible. El sistema de almacenamiento de este hidrógeno deberá cumplir una serie de requisitos técnicos y económicos, que permitan evaluar la validez de su uso en vehículos. Estos requisitos han sido planteados como objetivos a alcanzar tanto por el DOE, en el programa FreedomCAR, como por la Comisión Europea mediante el proyecto europeo STORHY del VI Programa Marco.

En cuanto a costes, el DOE plantea que el coste del sistema de almacenamiento, no del hidrógeno almacenado, en 2010 sea de $4/kWh, y de $2/kWh en 2015. Además, para esta fecha de 2015, se habrá alcanzado un adecuado desarrollo de sistemas de almacenamiento de hidrógeno de bajo coste para las infraestructuras que suministrarán hidrógeno al mercado de aplicaciones móviles, estacionarias y portátiles, y el desarrollo

de tecnologías para el repostado de sistemas de almacenamiento de hidrógeno en vehículos.

En la actualidad, existen únicamente tres tecnologías disponibles para almacenar hidrógeno en vehículos: hidrógeno a presión, hidrógeno líquido e hidruros metálicos, y ninguna de estas tecnologías satisface simultáneamente los anteriores requerimientos. Se están desarrollando nuevos tipos de depósitos ultraligeros para almacenar hidrógeno a alta presión en aplicaciones móviles. Los depósitos ultraligeros fabricados con estos nuevos materiales constan de un núcleo interior, resistente a la penetración del hidrógeno, realizado en una sola pieza sin soldaduras; una envoltura de fibra de carbono de altas prestaciones a la que se aplica una resina epoxy, y, finalmente, una cubierta resistente a impactos. Los depósitos para hidrógeno comprimido se clasifican en la actualidad en cuatro tipos, del I al IV, dependiendo de la proporción de metal y materiales compuestos que se utilicen en su fabricación. Así, los de tipo I serían los tradicionales utilizados en la industria gasista, fabricados totalmente con acero al Cr-Mo, mientras que los del tipo IV estarían fabricados totalmente de composites y plásticos. Evidentemente, cuanta menor cantidad de metal utilizado, menor peso y más adecuado será para su uso en automoción.

En los depósitos criogénicos utilizados para almacenar hidrógeno líquido a –253°C, se emplea tecnología desarrollada para aplicaciones espaciales con el fin de evitar la transferencia de calor desde el exterior al interior del depósito, ya que este calor provocaría la evaporación del hidrógeno y el aumento de presión en el sistema. Deben disponerse adecuados dispositivos de seguridad para mantener la presión, venteando si es preciso el hidrógeno gaseoso. Éste es uno de los principales inconvenientes que presenta este tipo de almacenamiento. Para aumentar el aislamiento, los depósitos utilizan sofisticados recubrimientos multicapas de finas hojas de material metálico reflectante, así como cámaras de vacío y envolturas por las que circula el vapor de hidrógeno y que rodean al núcleo del depósito; con estas medidas se disminuyen los fenómenos de transferencia de calor por conducción, radiación y convección.

El hidrógeno líquido almacenado en depósitos criogénicos avanzados y el hidrógeno comprimido a 700 bar almacenado en depósitos de composite del tipo IV son los que se encuentran más cerca de los sistemas de seguridad antes citados, aunque ambos métodos plantean aún numerosos desafíos técnicos, como son los asociados a los elevados consumos energéticos en los procesos de compresión y licuefacción; asegurar la estanqueidad de depósitos ligeros a 700 bar y disminuir las pérdidas de hidrógeno por evaporación en los depósitos criogénicos; desarrollar adecuados sistemas de repostado y garantizar un comportamiento seguro de estos sistemas ante cualquier condición de operación, ya sea en conducción normal, en repostado, en mantenimiento e incluso en accidentes.

Los hidruros metálicos presentan una atractiva opción desde el punto de vista de la densidad de energía volumétrica, que es superior incluso a la del hidrógeno líquido, pero por peso ofrecen una pobre densidad de energía, lo que implica que para su uso en vehículos habría que disponer de pesados sistemas de almacenamiento con el consiguiente aumento del peso total del vehículo y aumento de los consumos de energía. Este factor hace que pocos prototipos de vehículo hayan utilizado este método de almacenamiento (Toyota RAV4 EV, presentado en 1996, con un depósito de 100 kg de hidruro metálico capaz de contener 2 kg de hidrógeno).

Otras vías de investigación en esta área se centran en hidruros complejos (alanatos y borohidruros), compuestos de carbono como carbón activado, nanofibras, nanotubos o fulerenos, microesferas de vidrio, zeolitas, compuestos organometálicos, compuestos químicos, materiales cristalinos nanoporosos, materiales nanocompuestos, etc. Todos estos posibles sistemas de almacenamiento de hidrógeno se encuentran en diferente fase de investigación y desarrollo, algunos aún en etapas muy preliminares y otros próximos a pasar a la fase de realización de sistemas, como es el caso de los hidruros complejos.

De lo extenso de la anterior lista de sistemas se deduce que es en el campo del almacenamiento efectivo en vehículos en el que muchos especialistas consideran que deben producirse los

principales descubrimientos e innovaciones, tanto a nivel de investigación básica como de aplicaciones en sistemas. Por ejemplo, para alcanzar los objetivos fijados por el DOE, los actuales sistemas de almacenamiento de hidrógeno deberían multiplicar por dos su capacidad de almacenamiento y su densidad energética. Numerosos técnicos opinan que sucesivas mejoras en las tecnologías empleadas actualmente, hidrógeno comprimido y líquido, logren alcanzar estos objetivos, por lo que la investigación básica es fundamental para identificar nuevos materiales y procesos que puedan proporcionar revolucionarios descubrimientos, necesarios para convertir el hidrógeno en combustible para vehículos accesible y asequible al usuario común.

Producción de energía mecánica a partir de hidrógeno

El hidrógeno puede ser utilizado como combustible en vehículos de dos formas diferentes: en motores de combustión interna y en pilas de combustible.

A pesar de algunos desarrollos, como el de Lenoire en 1860, no fue hasta la crisis del petróleo de 1973 cuando el fabricante japonés Musashi inició el desarrollo de diferentes prototipos de vehículos. Sin embargo, probablemente sea BMW el fabricante de automóviles que, desde los años ochenta del pasado siglo, haya apostado de una forma más decidida por el uso de hidrógeno en motores de combustión en sus vehículos. Para ello, BMW ha optado por el uso de hidrógeno líquido, y ha desarrollado avanzados motores específicos para el uso de hidrógeno. De los grandes fabricantes, BMW es el único que utiliza el hidrógeno en motores de combustión de forma exclusiva, sin considerar la opción de las pilas de combustibles para el sistema de propulsión del vehículo. BMW ha basado esta decisión en criterios económicos (precio a corto plazo de las pilas de combustible en comparación con el coste de los motores de combustión) y tecnológicos (motores de combustión fiables y con experiencia probada, frente a pilas de combustible aún en desarrollo y con incertidumbres en cuanto a durabilidad). No obstante, BMW participa también en un programa de I+D que contempla el uso de pilas de combustible como sistemas auxiliares de energía (APU, según sus siglas en inglés). El vehículo más reciente de BMW alimentado con hidrógeno es un automóvil de la serie 7, el 745h, dotado con un motor de 4.4 l que puede trabajar tanto con hidrógeno como con gasolina.

El resto de grandes fabricantes, a pesar de disponer de prototipos con motores de combustión, ha optado mayoritariamente por el desarrollo de vehículos eléctricos basados en pilas de combustible.

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos que convierten de forma directa la energía química almacenada en un combustible, hidrógeno normalmente, en energía eléctrica, desprendiendo calor en el proceso. A diferencia de las baterías, sistemas de almacenamiento de energía, las pilas de combustible son sistemas de conversión de energía, que suministran electricidad a medida que son alimentadas de forma continua con un combustible químico.

De los diferentes tipos de pilas de combustible existentes (alcalinas, de polímero sólido, de ácido fosfórico, etc.), las de mayor potencial para su uso en automoción son las de «membrana de polímero sólido» (PEMFC o PEM), dada su moderada temperatura de operación (en torno a 80°C), peso, volumen y alto rendimiento. Sin embargo, existen antecedentes de vehículos que han utilizado pilas de combustible alcalinas (un prototipo de la compañía rusa LADA) y de ácido fosfórico (un autobús urbano que fue ensayado en la Universidad de Georgetown, en Estados Unidos).

Los principales atractivos que presenta el uso de pilas de combustibles en automoción son:

- Alta eficiencia de conversión, incluso a cargas parciales.
- Nulas emisiones químicas si se utiliza hidrógeno, ya que el resultado de la reacción es agua.

- Reducidas emisiones acústicas, producidas por los equipos auxiliares del sistema, ya que el *stack* no emite ningún ruido al no tener partes móviles.
- Rápida respuesta frente a variaciones de la carga.

En la práctica, el sistema de pila de combustible consta, además del *stack*, de una serie de equipos auxiliares como bombas, compresores de aire, intercambiadores, sistemas de conversión de potencia, etc., que permiten la correcta operación del sistema.

El rendimiento de estos sistemas es superior al de los motores de combustión convencionales, con la ventaja adicional de presentar altos rendimientos incluso a baja carga, como es la situación en la que operan la mayoría de los vehículos en las ciudades, en la que los motores de combustión ofrecen un rendimiento aún menor. En estas condiciones, el rendimiento de una pila de combustible puede llegar a ser el doble que el del motor de combustión. El rendimiento total de un vehículo con pila de combustible puede estar en torno al 30-40%, mientras que el normal en un vehículo con motor de combustión interna se sitúa en torno al 15-25%.

La energía eléctrica producida por la pila de combustible, en forma de corriente continua, debe ser adaptada y transformada en adecuados sistemas de acondicionamiento de potencia para su uso en los motores eléctricos de tracción que mueven al vehículo, y que pueden ser de corriente alterna, lo más habitual por peso y volumen, o bien de corriente continua. Existen dos posibles configuraciones de vehículos de este tipo, una configuración híbrida en la que la energía eléctrica que llega al motor procede tanto de la pila de combustible como de baterías, y otra configuración en la que la pila de combustible es la única fuente de energía eléctrica que alimenta al motor.

En la primera de las opciones, el uso de baterías permite utilizar una pila de combustible de menor tamaño, con el consiguiente ahorro de costes, y permite aprovechar parte de la energía que puede generar el motor en la frenada, cuando actúa como un generador, en lo que se conoce como frenado regenerativo, y que es almacenada en las baterías. Como inconveniente, se tiene un mayor peso en el vehículo a causa de las baterías, y una mayor complejidad en el diseño e implementación de un sistema de gestión del flujo de energía entre la pila de combustible, las baterías y el motor eléctrico, así como en la definición de los modos óptimos de operación.

Los principales retos a los que se enfrenta el uso de pilas de combustible en automoción se centran en la reducción de costes, en la disminución de peso y volumen, en el aumento de la fiabilidad y durabilidad, en la operación con temperaturas ambiente extremas, en el aumento de la eficiencia, en el aumento de la tolerancia frente a impurezas en el combustible y en el desarrollo de adecuados procesos de fabricación que permitan su comercialización a gran escala.

En este proceso, ya están circulando en diferentes lugares del mundo vehículos de hidrógeno con pila de combustible, desarrollados en su mayoría por los principales fabricantes de automóviles, pero también por institutos de investigación y universidades. Entre las compañías más activas, cabe destacar DaimlerChrysler, con el F-Cell basado en vehículos de la clase B de Mercedes presentado en 2005; Honda, con el FCX, también de 2005, y General Motors, con el Sequel de 2005 o el Equinox de 2006; sin olvidar a Hyundai, Ford, Toyota, Nissan, el grupo PSA, etc.

Como ejemplo de vehículo de hidrógeno con pila de combustible puede tomarse el antes mencionado Honda FCX, cuyas principales características son:

- Situación: pequeña flota de vehículos en pruebas reales de operación.
- Número de pasajeros: 5.
- Dimensiones, peso: 4.165 x 1.760 x 1.645 mm, 1.684 kg.
- Propulsión: vehículo híbrido con pila de combustible PEMFC desarrollada por Honda, 2 *stacks* con potencia total de 86 kW FC y ultracondensadores (80kW), motor eléctrico AC, par max. 272 Nm.
- Combustible: 157 litros de hidrógeno comprimido a 350 bar.

- Autonomía: 395 km.
- Velocidad máxima: 150 km/h.

Cabe destacar el enorme salto tecnológico que se ha producido en este campo en apenas diez años, y, aunque aún queda mucho por avanzar, resulta paradójico que algunos de los detractores de estas tecnologías argumenten que, actualmente, los vehículos con pilas de combustible no proporcionan las mismas prestaciones en cuanto a velocidad máxima y autonomía que los vehículos convencionales, sin tener en consideración que éstos se vienen fabricando, e investigando, desde hace más de cien años.

Se estima que a finales de 2007 el número de vehículos con pila de combustible en circulación pasará, de los 600 contabilizados a finales de 2006, a 900, lo que, si en términos reales puede parecer una cifra modesta, en porcentaje (un 50% de crecimiento) da una idea del ritmo esperado de crecimiento en los próximos años.

En la actualidad existen numerosos proyectos de demostración de tecnologías del hidrógeno en todo el mundo, sobre todo en Estados Unidos, Europa, Japón y Canadá, en los que una parte importante se concentra en uso de vehículos de pilas de combustible, y de combustión interna, en condiciones reales de operación, incluyendo también el desarrollo de una embrionaria red de estaciones de suministro de hidrógeno, ya que una de las principales barreras que puede dificultar la implantación de estos vehículos es, precisamente, la falta de lugares en los que repostar; y con el razonamiento opuesto, las grandes compañías del sector de la distribución de combustibles no comenzarán a instalar de forma generalizada estaciones de servicio que suministren hidrógeno hasta que no exista un parque suficiente de vehículos que lo demande. Se entra entonces en un círculo vicioso que es preciso romper con la ayuda de las administraciones públicas, incentivando la creación de puntos de suministro de hidrógeno a partir de los cuales pueda irse desarrollando toda la infraestructura necesaria.

Por la importancia que ha tenido en España, merece ser citado el proyecto europeo CUTEECTOS, por el que seis autobuses fabricados por Daimler Benz con pilas de combustible del fabricante canadiense Ballard han circulado durante tres años por las calles de Barcelona y Madrid, tres en cada ciudad, proporcionando información muy valiosa sobre el comportamiento de estos vehículos en condiciones reales de operación, con datos de prestaciones, consumos y necesidades de mantenimiento. Estas experiencias han permitido, además, construir las dos primeras estaciones de suministro de hidrógeno que se han construido en España.

Fundamentos de los sistemas de repostado de hidrógeno

Existen más de cien estaciones de repostado de hidrógeno en el mundo. Alrededor del 60% están basadas en la producción in situ mediante electrólisis y reformado a pequeña escala, y el 40% se basan en hidrógeno transportado mediante camiones, ya sea en forma gaseosa o líquida. El número de estaciones de repostado de hidrógeno con electrolizadores y reformadores de pequeña escala es más o menos el mismo, pero la proporción de estaciones de servicio con estos últimos está creciendo últimamente (http://h2stations.org/).

Técnicas de producción in situ

El propósito principal de la producción de hidrógeno in situ es reducir el almacenamiento y el transporte de hidrógeno en camiones. Existen dos técnicas disponibles: la electrólisis del agua y el reformado por vapor.

- Electrólisis
  Los electrolizadores para las estaciones de servicio de hidrógeno se conocen como electrolizadores a media o alta presión. Las capacidades típicas van desde los 50Nm^3/hora hasta unos 100Nm^3/hora. Los electrolizadores atmosféricos

pueden llega a suministrar hasta 500Nm^3/hora, pero no son muy aplicables a producciones in situ debido a la gran superficie que ocupan.
Los nuevos desarrollos mejorarán la tecnología de los electrolizadores y sus capacidades hasta los 500 Nm^3/hora y presiones de descarga hasta de 30 bar están disponibles ya en el mercado.

Los datos típicos de un electrolizador son:
- Capacidad: 130Nm^3/hora.
- Superficie ocupada: 2 x 1,5 x 2 metros.
- Consumo de electricidad: 4,8 kWh por Nm^3 de hidrógeno.
- Rango de operación: 5–100%.
- Presión de operación: 3 Mpa.

- Reformado por vapor
  Varios suministradores ofrecen unidades de reformadores pequeñas y compactas, comparables a electrolizadores de media presión.

  Datos típicos:
  - Capacidad: 100 Nm^3/hora.
  - Superficie ocupada: 3,8 x 2,6 metros.
  - Eficiencia(HHV): 70%.
  - Rango de operación: 40–100%.
  - Presión de operación: 0,8Mpa.

Análisis comparativo con otros combustibles gaseosos

El hidrógeno tiene propiedades diferentes a las del gas natural comprimido (CNG) y el LPG (gas de bajo contenido calórico). El LPG se usa como combustible para vehículos en muchos países, y se ofrece en las estaciones de servicio como un combustible alternativo convencional. El LPG se almacena a 8 bar en fase líquida. El gas es más pesado que el aire y esto puede ser un impedimento en cuanto a seguridad, ya que el gas se puede depositar sobre las superficies, y bajo ellas, de los lugares cercanos a posibles fugas. Otro inconveniente del LPG es la variedad en su composición. LPG es el nombre de un producto que representa un variado rango de especificaciones de gas, con mezclas de propano y butano. En los países nórdicos, LPG significa típicamente más de un 90% de propano, mientras que en el sur de Europa el LPG puede ser 60/40 propano/butano. Esto puede llegar a ser un inconveniente para el comportamiento y consumo de combustible del motor.

El gas natural se parece más al hidrógeno y el equipo para dispensarlo es similar. El gas natural es más ligero que el aire y se dispensa a alta presión (alrededor de los 200 bar). La ventilación de los equipos es muy importante en los sistemas y equipos de gas natural, para evitar la presencia de gas en compartimentos cerrados. Esto es lo mismo que para el hidrógeno.

El hidrógeno tiene inconvenientes comparados con el gas natural (CH_4), como por ejemplo:

- La energía de ignición es la décima parte de la del metano (CH_4).
- El rango de inflamabilidad es mayor.

Algunas ventajas generales en cuestiones de seguridad:

- El hidrógeno es mucho más ligero que el aire, se dispersaría rápidamente y se diluiría fuera del rango de inflamabilidad en caso de fuga.
- El hidrógeno es un gas no tóxico.

Técnicas de repostado de hidrógeno

El repostado de hidrógeno se efectúa mediante una boquilla que se fija al vehículo antes de presurizar. El proceso de llenado se hace automáticamente cuando se acoplan juntos. El llenado de hidrógeno se realiza mediante llenado rápido, con unos tiempos que oscilan entre los 12 minutos para vehículos grandes (autobuses) y de 2 a 3 minutos para vehículos pequeños.

La operación manual consiste en conectar y desconectar la boquilla; durante el llenado no se necesita ninguna operación.

Aplicaciones estacionarias de pilas de combustible: generación distribuida y aplicaciones domésticas

Manuel Felipe Rosa
Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA)

José Javier Martínez
Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía (AICIA)

Introducción

La generación distribuida se puede definir como la producción o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña/media escala, lo más cercana al centro de consumo, con la opción de interactuar con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.

Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios de la generación eléctrica. La industria eléctrica se basaba inicialmente en la generación en el sitio de consumo. No obstante, debido al crecimiento demográfico y la demanda de bienes y servicios evolucionó hacia el esquema de generación centralizada. La crisis del petróleo, factores ambientales como el cambio climático y la alta tasa de crecimiento de demanda eléctrica a nivel mundial plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro y calidad de la energía eléctrica y, por otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales. Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se la conoce como generación distribuida.

Dentro de las nuevas formas de generación de energía eléctrica se encuentran las pilas de combustible. Estos sistemas para generación de electricidad pueden funcionar conectadas a la red generando energía para el sistema, o como sistemas auxiliares para mantener la continuidad del suministro y la calidad del servicio. Las aplicaciones de generación distribuida se basan en instalaciones modulares diseñadas según las necesidades de energía situadas cerca del punto de consumo. Pueden funcionar aisladas para aplicaciones no conectadas a la red de distribución, en áreas donde no es posible o no resulte rentable la instalación de tendidos eléctricos, o con la opción de conectarse a la red.

Ventajas e inconvenientes del uso de las pilas de combustible en aplicaciones estacionarias

Estos dispositivos tienen muchas ventajas respecto a otros equipos de generación de energía estacionaria:

- Alta eficiencia. En la tabla 1 se comparan algunos de los sis-

Tabla 1.
Comparativa de sistemas de generación.

Comparación sistemas generación	Tamaño (MW)	Rendimiento (%)	Inversión (euros/kWh)	Coste producción (euros/kWh)
Pilas de combustible	**0.05-25**	**35-65**	**2,000**	**0.09-0.15**
Motor diesel	0.02-10	36-43	315-400	0.05-0.1
Motor gas	0.05-50	28-42	500-750	0.07-0.15
Microturbinas	0.03-0.5	25-30	300	0.03-0.05
Turbina de gas	1-100	21-40	800-850	0.053-0.057
Solar	0.001-1	10-15	6,000-10,000	0.75-1
Eólica	0.0003-2	60	1,080-1,260	0.04-0.09

Fuente: Comisión Nacional de la Energía, México, 2005.

temas más usados hoy día en generación estacionaria. Se puede observar que el dispositivo con mayor eficiencia es la pila de combustible. Además, este rendimiento puede aumentarse aún más si se usa una pila de combustible de alta temperatura, donde el calor residual puede ser aprovechado. A estos sistemas, basados en la producción combinada de calor y electricidad, se les puede incorporar la opción de generación de frío mediante máquinas de absorción de doble efecto, lo que supone un aumento en la eficiencia global de los procesos y su balance energético, consiguiéndose mejoras de un 30% en los valores de la eficiencia energética[1].

- Reducción del consumo de combustibles fósiles y de la dependencia de combustibles extranjeros, en el caso de que se utilice hidrógeno procedente de electrólisis o cualquier otro combustible no fósil.
- Bajas emisiones térmicas, acústicas y químicas. Debido a las mayores eficiencias y menores temperaturas de operación, las pilas de combustible emiten menos dióxido de carbono (CO_2) y óxidos de nitrógeno (NO_X) por kilovatio de potencia generado. Y ya que las pilas de combustible no tienen partes móviles, las vibraciones y el ruido son prácticamente inexistentes, menos de 50 dBA medidos a 1.5 m del dispositivo[2]. Esto las hace más fácil de situar en localizaciones urbanas.
- Bajo mantenimiento, debido a que no posee partes móviles.
- Las pilas de combustible proporcionan energía eléctrica de alta calidad. Gran flexibilidad, modularidad y excelente comportamiento a carga parcial.
- Situando las pilas de combustible en el punto de consumo también se evitan las pérdidas en las líneas inherentes al transporte de la energía eléctrica y proporcionan una alternativa a la construcción de nuevas líneas eléctricas.
- Su capacidad de entrar en operación en tiempos cortos hacen que puedan ser utilizadas para dar respuesta a numerosas necesidades, compitiendo con ventaja sobre las opciones actuales.

Los inconvenientes actuales del uso de pilas de combustible para aplicaciones estacionarias también deben ser explicados:

1. «Hidrógeno y pilas de combustible», Estudio de prospectiva. Fundación OPTI, abril de 2006.

2. *Fuel Cell Handbook*, 7.ª ed., EG&G Technical Services, Inc., 2004.

su escasa vida útil, los altos costes del equipo y la falta de experiencia en el sector son los principales. No obstante, factores muy limitantes en otras aplicaciones como es el peso y el tamaño dejan de ser inconvenientes en las aplicaciones estacionarias. Se destacan los siguientes inconvenientes:

- La producción de algunos componentes, al no efectuarse a gran escala, implica un coste elevado. En la tabla 1 se incluye una comparativa del coste de inversión y el coste por kWh de distintos sistemas de generación de potencia.
- Tecnología emergente. Determinados problemas aún no resueltos afectan al funcionamiento de las pilas de combustible, especialmente en lo que respecta a su vida útil, lo que repercute en su comercialización.
- Al tratarse de una tecnología en desarrollo y contar todavía con una baja demanda de unidades, su precio no puede, hoy día, competir con el de las tecnologías convencionales.
- Sensibilidad hacia los venenos catalíticos. Los electrodos empleados incorporan catalizadores para favorecer el desarrollo de las reacciones electroquímicas. El contacto de estas sustancias con los llamados venenos catalíticos, tales como el monóxido de azufre u otros compuestos de azufre, o el monóxido de carbono, provocan su inactivación irreversible. En la actualidad se está estudiando la sustitución de estos catalizadores por materiales más resistentes.
- Aunque la producción distribuida no tiene problemas técnicos en nuestro país, existen actualmente ciertas dificultades en las condiciones legales y administrativas para su implantación generalizada, ya que supondría modificar la red de distribución eléctrica actual. El sistema eléctrico plantea problemas a la adquisición de energía producida por sistemas descentralizados, dado su coste adicional frente a productores ordinarios, aunque en este debate adquiere cada vez mayor relevancia la necesaria consideración de los costes externos/medioambientales asociados a cada sistema[3].

Lógicamente, la mayoría de las desventajas anteriormente citadas desaparecerán con el esfuerzo y el avance e instauración en el mercado de la tecnología. Es de esperar que, conforme la demanda se incremente, los precios se vayan equiparando.

Sistemas de pila de combustible para aplicaciones estacionarias

Hasta 2002, el país con más sistemas de generación estacionaria en el mundo usando pilas de combustible ha sido Japón –hoy día es Estados Unidos–, donde se ha apostado por esta tecnología desde hace muchos años. El gobierno japonés ha financiado el desarrollo estacionario de pilas de combustible desde principios de los años ochenta, y compañías japonesas como Tokio Gas y Osaka Gas han llevado a cabo algunos de los proyectos más importantes del mundo en este campo.

La pila más usada en aplicaciones estacionarias es la PAFC, ya que a su vez es la más desarrollada tecnológica y comercialmente. En los años noventa se vendieron un gran número de unidades de PC25 –PureCell 200– de la compañía UTC Fuel Cells, pilas de combustible de ácido fosfórico de 200kW. Este tipo de pila se ha instalado por todo el mundo para varias aplicaciones, incluyendo un banco en Omaha (Estados Unidos), una escuela en Basle (Suiza) y una oficina de correos en Alaska.

El tamaño de estos sistemas puede ser muy variado según la aplicación, desde menos de 1kW hasta varios MW. Estos dispositivos se pueden usar en operación continua como fuente primaria de potencia, o como dispositivos de reserva de potencia. Dado que estos sistemas generan calor, vapor o agua líquida caliente, pueden ser utilizados para suplir las necesidades energéticas dentro del hogar o la oficina, como parte de un sistema de cogeneración.

Funcionamiento

Todas las pilas de combustible, independientemente de su aplicación, se basan en el mismo principio de funcionamiento: un

3. «Hidrógeno y pilas de combustible. Estudio de prospectiva», cit.

flujo de iones dentro de una celda oxida un combustible y libera electrones en un circuito externo, cediendo a su vez calor. No obstante, en la práctica, cada pila de combustible tiene sus características, su temperatura de operación, materiales, electrolito, etc. Lo que tienen en común son sus partes no móviles, su gran eficiencia eléctrica y un flujo de salida limpio.

La mayoría de las pilas de combustible usan aire ambiente como fuente de oxígeno para oxidar el combustible. Este aire es introducido en un filtro y comprimido en un compresor o soplante. En el conducto de combustible, si se utiliza gas natural (típicamente para aplicaciones estacionarias) éste es sometido a deshidrosulfuración y a continuación reformado para obtener el hidrógeno. Las pilas de combustible de alta temperatura pueden tener el reformador integrado dentro del *stack*, al contrario que en las de baja temperatura donde es necesario disponer de un reformador externo calentado con algún tipo de combustible. Dentro del *stack* el combustible es electroquímicamente oxidado produciendo corriente continua que es convertida a alterna en un sistema de acondicionamiento de potencia. El flujo de salida del sistema contiene agua vapor y el aire de exceso. La salida de las pilas de combustible de alta temperatura también contiene dióxido de carbono.

Generalmente, un sistema de pilas de combustible de aplicación estacionaria se divide en tres partes: el procesador de combustible, que incluye el reformador; la sección de potencia, que básicamente se trata del *stack* de la pila de combustible, y el acondicionador de potencia, que convierte la corriente continua en alterna para su utilización o incorporación a la red.

Tipos de pilas de combustible usadas en generación estacionaria

Las pilas de combustible más usadas en aplicaciones estacionarias son las pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC), las de carbonato fundido (MCFC), las de polímero sólido (PEMFC) y las de óxido sólido (SOFC). Debido a sus diversos materiales y temperaturas de operación, presentan diferentes ventajas, pero todas ellas comparten la alta eficiencia eléctrica. Como ya se ha explicado, muchas pilas de combustible deben alimentarse necesariamente de hidrógeno y otras como las MCFC y las SOFC pueden utilizar también monóxido de carbono.

El hidrógeno y el monóxido no son combustibles que estén normalmente disponibles, es decir es necesario producirlos. Éstos pueden obtenerse, por ejemplo, a partir de gas natural, mediante reformado térmico. El uso de combustibles líquidos como el diesel, la gasolina u otros combustibles fósiles es posible, pero es más complicado debido a su alto contenido en azufre y su más compleja estructura molecular. En la tabla 2 se puede observar las principales características de los cuatro tipos de pilas citados.

En cuanto al rango de potencia en este tipo de aplicaciones, las PEMFC suelen ofrecer entre 1-5 kW de potencia. No obstante, se han desarrollado PEMFC de 75 a 250 kW[4]. Las pilas MCFC ofrecen en plantas de potencia desde 250 kW hasta varios MW. Las SOFC, dependiendo de su aplicación, ofrecen potencias desde 1 kW hasta la decena de MW. Las PAFC fueron las primeras en comercializarse para aplicaciones estacionarias, inicialmente con 40 kW, ofreciendo en la actualidad potencia del orden de los 200 kW. Generalmente, para generación centralizada se utilizan las SOFC y las MCFC, debido a su gran potencia y alto rango compatible de combustibles. Para generación distribuida de gran escala se usan principalmente las PAFC y MCFC. No obstante, para potencias menores, como en aplicaciones domésticas y comerciales, están comenzando a obtener protagonismo las PEMFC y SOFC.

Aplicaciones estacionarias a gran escala

En los últimos años se ha producido un cambio sustancial en las aplicaciones estacionarias de las pilas de combustible a gran escala. Así, en 2006 se ha producido un gran desarrollo en este campo. En el año 2005 se instalaron unas 80 unidades combinando una potencia de salida de 16 MW. Un año después

4. *Fuel Cell for Power Generation,* US Fuel Cell Council, 2003.

Tabla 2.
Características principales de las pilas de combustible usadas en aplicaciones estacionarias.

	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	Ácido Sulfónico fluorado incorporado en una membrana polimérica conductora de protones con contenido de agua	Ácido fosfórico	Mezcla de carbonatos de litio, potasio, sodio y metales alcalinotérreos	Óxido de circonio con ytrio
Matriz del electrolito		Carburo de silicio teflonado	Polvo cerámico en forma de baldosas o matriz de aluminio de litio	
Combustible	Gas rico en hidrógeno con poco CO	Hidrógeno	Usualmente relaciones de 4/1 de moles de H_2/CO_2	Hidrógeno con CO y CO_2
Oxidante	Aire /Oxígeno	Aire seco	Se requiere una composición superior a 2 moles de CO_2 por cada mol de O_2	Aire
Temperatura (°C)	<100°C	150-220°C	650°C	850-1000°C
Densidad de corriente (mA/ cm²)	300	300	170-300	350-400
Densidad de potencia (kW/cm²)	20	0.8-9.2	0.8-1.3	16
Eficiencia eléctrica	50%	40-50%	50-55	50
Ventajas	-Elevada densidad de corriente -Poco peso, tamaño y coste	Probadas, seguras y relativamente eficientes	- Silenciosas y altamente eficientes - Ideales para cogeneración	Altamente eficientes, uso en cogeneración (calor)
Desventajas	Eficacia relativamente baja	-Eliminación de azufre de los gases de alimentación -Gran tamaño, pesadas y grandes costes de inversión	- Tamaño grande, temperaturas muy altas de funcionamiento - Inversión elevada (costes)	-Tamaño grande, temperaturas muy altas de funcionamiento -Usos a gran escala
Aplicaciones	Transporte y uso residencial en producción de electricidad y calor	Cogeneración y producción masiva de electricidad	- Cogeneración y producción centralizada de electricidad (>1MW)	- Uso residencial y PYMES en generación de energía eléctrica, ACS (agua caliente sanitaria) y energía térmica para calefacción (1kW) - Cogeneración y producción centralizada de electricidad (>1MW)

el número de unidades pasó a 50, pero con un incremento en 18 MW de potencia[5]. En cuanto al tipo de tecnología usada, en los últimos años las pilas de carbonato fundido han adquirido el mayor protagonismo. Además, en el último año se ha producido un gran crecimiento del uso de la pilas de ácido fosfórico. Las pilas de óxido sólido y de polímero sólido mantienen su porcentaje en la aplicación estacionaria, aunque por debajo de las MCFC Y PAFC.

La utilización de esta tecnología en el mundo la lidera Norteamérica, con el 50% del total de los sistemas instalados. Japón es la segunda región en el mundo que usa esta tecnología, seguido de Europa. En el resto de países cabe destacar Corea y China[6].

Son muchos los fabricantes que se dedican al diseño y comercialización de pilas de combustible para aplicaciones estacionarias a gran escala. Como se ha descrito anteriormente, la tecnología líder son las MCFC; no obstante, también existen empresas que desarrollan PAFC, SOFC y PEMFC para estos fines. Se describe a continuación las actividades realizadas por las principales compañías del sector.

Fabricantes de aplicaciones estacionarias de gran escala

Fabricantes de MCFC:

Ansaldo Fuel Cell. Empresa italiana que está desarrollando la tecnología MCFC para plantas de potencia con rango de 500 kW a 5 MW. El principal producto de Ansaldo es la serie 2TW que proporciona 100 kW. En la actualidad se encuentra desarrollando la serie 500 MCFC, una unidad multicombustible capaz de entregar unos 500 kW, con la posibilidad de conectarla a la red. El objetivo de Ansaldo es obtener el 20% de mercado en cuanto a la tecnología MCFC para 2008. [http://www.ansaldofuelcells.com/sitogiorgio/en/index.htm]

FuelCell Energy. Esta compañía estadounidense fabrica varios tamaños de MCFC: la DFC300MA, unidad de 300 kW; la DFC1500, con unos 1.5 MW y la DFC3000 que genera unos 3 MW. [http://www.fce.com/]

GenCell. Empresa de Estados Unidos que está desarrollando unidades de MCFC de 40 a 125 kW. Un prototipo del sistema desarrollado por ellos se encuentra en el Centro de Desarrollo de Pilas de combustible, en la University of Connecticut. [http://www.gencellcorp.com/]

Ishikawajima-Harima Heavy Industries (IHI). Empresa japonesa que, bajo el proyecto Japanese New Sunshine Project, está desarrollando una MCFC presurizada de 300 kW. Estas unidades fueron probadas durante de la Expo Mundial de 2005 de Ishikawajima. [http://www.ihi.co.jp/index-e.html]

MTU CFC Solutions. Es una sociedad en forma de «Joint Venture» alemana, relacionada con DaimlerChrysler. Esta sociedad ha vendido su unidad HotModule MCFC CHP en 35 localizaciones hasta la fecha (casi todas en Alemania). La unidad suministra 245 kW de energía eléctrica y 170 kW de energía térmica. Entre sus clientes se debe mencionar Navantia (antigua IZAR) en España.
[http://www.mtucfc.com/en/cfcs/cfcs.htm]

Fabricantes de PAFC:

UTC FUEL CELLS. Es la mayor suministradora de unidades de PAFC del mundo. Su producto estrella, que ya ha sido comentado en este capítulo, es la PureCell 200. Proporciona 200 kW con la posibilidad de instalar varios módulos, a fin de aumentar esta potencia. Se han instalado más de 275 unidades y se han vendido en 19 países. Zoológicos, bancos, universidades, redes de distribución son algunos de los ejemplos donde esta unidad se encuentra en este momento funcionando. [http://www.utcfuelcells.com]

Bharat Heavy Electrical Limited (BHEL). Empezó a trabajar con pilas de ácido fosfórico en 1991, y en la actualidad diseña y fabrica unidades de 50 kW (2 *stacks* de 25 kW).

5. *Fuel Cell Today Market Survey: Large Stationary Applications*, 2006.

6. Ibíd.

También trabaja con pilas de polímero sólido para aplicaciones domésticas y portátiles. [http://www.bhel.com]

Fuji Electric. Esta empresa japonesa está desarrollando unidades de 100 kW. Se ha de destacar que los modelos actuales de esta unidad alcanzan las 60,000 horas de funcionamiento. [http://www.fujielectric.co.jp/eng/]

HydroGen. Empresa estadounidense que diseña y fabrica unidades de PAFC. Su producto clave es el sistema denominado Power Island de 2 MW, que pueden ser combinados entre ellos para obtener entre 6- 30 MW.
[http://www.hydrogenllc.net/hydrov2/]

Toshiba IFC. Es junto con Fuji Electric la única compañía de Japón que produce sus propias unidades de PAFC. Sus unidades son de 200 kW.

Fabricantes de PEMFC:

Electrocell. Empresa brasileña que está desarrollando pilas de 50 kW EcoGem para el mercado americano. Los 50 kW pueden obtenerse a partir de gas natural o etanol. Electrocell afirma que en la actualidad se encuentra trabajando en unidades de 250 kW. [http://www.electrocell.com.br/]

General Motors. Se encuentra trabajando, junto con **Dow Chemicals,** en un proyecto de generación de potencia a gran escala en Texas (Estados Unidos). El proyecto consiste en instalar una planta de 400 pilas de combustible para proporcionar un total de 35 MW de energía. [http://www.gm.com/]

Hydrogenics. Aunque esta empresa canadiense se ha dedicado a la comercialización de sistemas de potencias inferiores a los 10 kW, recientemente vendió tres módulos de 12 kW a una compañía de telecomunicaciones en Asia. Estas unidades son usadas como fuente de energía de reserva.
[http://www.hydrogenics.com]

Nuvera Fuel Cell. Esta empresa (Italia/Estados Unidos) desarrolla PEMFC para todo tipo de aplicaciones, incluyendo aplicaciones móviles. No obstante, se nombra en este capítulo por su trabajo en el desarrollo de su Forza Industrial Power, pila de polímero sólido de 500 kW. [http://www.nuvera.com/]

Fabricantes de SOFC:

General Electric. Está trabajando junto con el Departamento de Energía de Estados Unidos para tener en el año 2013 una planta de SOFC de varios MW, combinada en una planta de gasificación de carbón. [http://www.ge.com/en/]

J-Power. La empresa de Desarrollo de Energía Eléctrica de Japón trabaja en la combinación de la gasificación del carbón y generación de energía. Desde 1989, en colaboración con **Mitsubishi Heavy Industries**, desarrolla pilas de óxido sólido de gran tamaño. [http://www.jpower.co.jp/]

Mitsubishi Heavy Industries. Está trabajando en el diseño de dos unidades de SOFC. La primera es conocida como MOLB (Mono-block Layer Built) en colaboración con **Chubu Electric Power.** EL segundo diseño es un sistema híbrido de una pila de combustible tubular SOFC con una turbina de gas. Hasta la fecha, con este sistema en las unidades de 40 kW se ha conseguido llegar a los 36.5 kW de producción, con una eficiencia muy elevada. A su vez, como se ha mencionado, trabaja con **J-Power** en la combinación de la SOFC con sistemas de gasificación de carbón. [http://www.mhi.co.jp/indexe.html]

Rolls-Royce. Está desarrollando unidades SOFC de 80 kW para aplicaciones estacionarias que pretende comenzar a comercializar para 2008. [http://www.rolls-royce.com/energy/tech/fuelcells.jsp]

Siemens Power Generation (antes Siemens Westinghouse). La división dedicada a aplicaciones estacionarias de pilas de combustible se encuentra en Pittsburgh (Estados Unidos). La compañía ha desarrollado una unidad tubular de SOFC (SFC-200) que se encuentra en fase precomercial. Proporciona 125 kW operando con gas natural a presión atmosférica, y con una eficiencia eléctrica de 44-47% a carga plena. Si se aplica cogeneración Siemens estima una eficiencia del 80%.
[http://www.powergeneration.siemens.com/en/fuelcells]

Pequeña escala. Aplicaciones domésticas

Entre estas aplicaciones se incluyen los sistemas que suministran potencia a viviendas individuales, a comunidades de vecinos (edificios, urbanizaciones) y a localizaciones aisladas de la red. También se han de nombrar las aplicaciones industriales y comerciales.

Cuando se habla de aplicaciones domésticas es necesario afirmar que, según el uso, existen diferentes rangos de potencia. Así, la mayoría de unidades de 1 kW están siendo usadas para proporcionar electricidad base durante 8 horas y 24 horas de agua caliente para hogares de una sola familia. Las unidades mayores de 5 kW son diseñadas para proporcionar de manera ininterrumpida corriente a los hogares, utilizando la potencia suministrada por la red lo menos posible. Con unidades ofreciendo algo más de potencia se estaría hablando de generación distribuida.

En el caso de suministrar potencia a comunidades o urbanizaciones, la pila de combustible sustituiría a los transformadores de red localizados estratégicamente para proporcionar potencia a vecindades y comunidades de hogares. Alimentados generalmente con gas natural, propano o hidrógeno mediante conductos bajo tierra, estos sistemas proporcionan entre 50 y 100 kW, dejando de ser aplicaciones de pequeña escala.

Los usos industriales de las pilas de combustible incluyen el uso de subproductos industriales como combustibles para dichos sistemas. El hidrógeno, el biogás anaeróbico, los gases de vertedero, así como otros combustibles que no son más que subproductos de diferentes procesos industriales pueden usarse para alimentar pilas de combustible.

Las aplicaciones comerciales incluyen edificios de oficinas, laboratorios, salas de ordenadores, etc. Esta fuente de energía puede ser usada como suministro primario, energía de reserva o combinación con la red eléctrica para proporcionar una fiabilidad alta en horas punta. Estos sistemas pueden satisfacer todos o parte de los requisitos eléctricos, suministrar la potencia total demandada o abastecer a sistemas críticos, tales como salas de ordenadores, dispositivos de telecomunicaciones, suministros de emergencia o defensa y seguridad nacional.

Una de las razones de la popularidad de estas pequeñas unidades es su relativa facilidad con la que pueden ser incorporadas al actual modelo de climatización del hogar. Estas unidades se están vendiendo como parte de un conjunto que incluye el depósito de agua caliente.

La mayoría de estas unidades se diseñan para funcionar con gas natural o propano, característica que añade aún más facilidad a la incorporación a los sistemas actuales. Grandes compañías de calderas, como Baxi de Reino Unido, han reaccionado rápidamente a favor de la tecnología y se encuentran en la actualidad trabajando con fabricantes y comerciantes de pilas de combustible.

En la actualidad, las tecnologías que lideran la generación estacionaria a pequeña escala son las pilas de combustible de polímero sólido (PEMFC) y las pilas de óxido sólido (SOFC).

En cuanto al tamaño de pila de combustible para estas aplicaciones se ha de explicar que no hay actualmente ningún tamaño óptimo claro, pues se están desarrollando unidades para realizar varias funciones. Los tamaños más populares son los de 1, 5, y 10 kW.

En términos de fabricación de estos sistemas, Japón es el país dominante; además, es el país donde más se utilizan estos sistemas, seguido de Norteamérica. En cuanto a Europa, que es tercera tanto en fabricación como en utilización, se ha de subrayar que más del 90% de los dispositivos fabricados también son utilizados en su territorio. Al igual que ocurría con la generación estacionaria de gran escala, se han de destacar las aportaciones a esta tecnología de China y Corea[7].

7. *Fuel Cell Today Market Survey: Small Stationary Applications*, 2006.

Las principales empresas que se dedican a la fabricación de sistemas de pilas de combustible para generación de potencia estacionaria de pequeña escala son:

- **Acumentrics** (Estados Unidos). Desarrolla sistemas basados en pilas de combustible tubulares SOFC de 10 kW. Actualmente se centra en el mercado japonés. [http://www.acumentrics.com/]
- **APC** (Dinamarca). Ha lanzado el sistema de generación de energía de reserva para centros de datos, denominado InfraStruXure. Dicho dispositivo utiliza *stacks* de Hydrogenics y proporciona hasta 3x10 kW de potencia. [http://www.apc.com/products/infrastruxure/index.cfm]
- **Ballard** (Canadá). Esta compañía es más conocida por sus aplicaciones para el transporte; no obstante, en los últimos años está empezando a desarrollarse en este campo. Así, es la proveedora de muchos fabricantes de sistemas para aplicaciones domésticas. Además, posee la mitad de la compañía Ebara Ballard. [http://www.ballard.com/]
- **Ceramic Fuel Cells** (Australia y Reino Unido). Es fabricante de unidades de SOFC de 1 kW. También lanzó la unidad NetGen. Esta unidad está diseñada para operar de forma continua, de tal modo que opera como un generador de potencia eléctrica. La eficiencia total de la unidad es mayor del 80%, con una relación potencia/calor de 1:1 e incluye el reformador interno. Actualmente se puede alimentar con gas natural, pero se está desarrollando la unidad para poder introducir propano, biogás, etanol e hidrógeno. [http://www.cfcl.com.au/Fuel_Cell_Systems/]
- **Ceres Power** (Reino Unido). En el año 2005 firmó un acuerdo con la compañía gasista British Gas, para desarrollar unidades de cogeneración de pilas de combustible destinadas al mercado doméstico. Los *stacks* serán de SOFC con 4 kW por unidad. Se espera que para 2008 estén estas unidades en el mercado. [http://www.cerespower.com/]
- **Ebara Ballard** (Japón). Como ya se ha mencionado, esta empresa, descendiente de Ballard y Ebara, ha jugado un importante papel en el desarrollo de las pilas de combustible estacionarias en Japón. Su principal aportación son sus unidades de 1 kW para aplicaciones domésticas. [http://www.ebara.co.jp/en/]
- **European Fuel Cell** (Alemania). Desarrolla y produce unidades de pilas de combustible PEMFC para aplicaciones domésticas. Esta empresa presenta dichas unidades como una unidad alimentada con gas natural, de 1.5 kW de potencia eléctrica y cubriendo el 75% de las demandas de calor de la típica familia simple europea. [http://www.europeanfuelcell.de/index.php]
- **Fuji Electric** (Japón). Aunque esta empresa posee grandes logros con las PAFC, también dedica sus esfuerzos al desarrollo de pilas de combustible PEMFC de 1 kW, para el uso en aplicaciones estacionarias de pequeña escala. Estas unidades poseen una eficiencia eléctrica del 31% y una eficiencia térmica del 42%, con una vida útil de 10,000 horas. Actualmente trabajan en aumentar las horas de funcionamiento hasta las 20,000. [http://www.fujielectric.co.jp/eng/]
- **Hydrogenics** (Canadá). Además de suministrar *stacks*, produce sus propios sistemas de generación. Actualmente trabaja en el desarrollo del Pueblo de Hidrógeno y Viento en la isla Prince Edward de Canadá. [http://www.hydrogenics.com]
- **Nuvera Fuel Cell** (Italia). En el año 2005 lanzó la unidad Power Flow. Sistema de 5 kW diseñado tanto para aplicaciones estacionarias como móviles. [http://www.nuvera.com]

Aunque se han señalado unas pocas, son muchas las empresas en el mundo que se encuentran desarrollando unidades de este tipo. La cifra asciende a más de cincuenta, localizándose la mayoría en Japón. Así, compañías japonesas tan conocidas como **Sanyo Electric y Toyota** se encuentran en la actualidad desarrollando unidades de polímero sólido para aplicaciones domésticas.

Sistemas híbridos

Las turbinas de gas (GT) constituyen una apuesta fuerte como sistemas de generación de energía eléctrica, debido principal-

mente a su alta potencia específica y su excepcional comportamiento en condiciones de carga variable. No obstante, el rendimiento máximo alcanzable en generación distribuida es del 25-26%. Dado este bajo rendimiento, se ha planteado su integración con las pilas de combustible, con el resultado de un nuevo ciclo más eficiente que cada uno de sus integrantes por separado. Por un lado, la pila de combustible suministra corriente continua y calor. Este calor es aprovechado por la turbina para calentar el flujo de entrada a la turbina, y la expansión de estos gases entrando a la turbina proporciona corriente alterna.

Es posible una integración en la que sólo se intercambie energía, la idea es, pues, sustituir el proceso de combustión en la turbina de gas por el aporte de calor mediante oxidación electroquímica. Pero también es posible una integración en la que además de energía, se intercambie masa, es decir, que sean los mismos gases de salida de la pila de alta temperatura los que se introduzcan en la turbina para su expansión. Se realizó un proyecto del modelado y análisis de integración de una microturbina de gas y una pila de óxido sólido. Los resultados de dicho proyectos muestran una comparativa entre estas dos posibles formas de integración, alcanzando ambas rendimientos superiores al 50% y excelente funcionamiento a carga parcial del sistema[8].

Son las pilas de combustible de alta temperatura (SOFC y MCFC) las adecuadas para dicha integración, debido a los requisitos de elevada temperatura de entrada del gas en la turbina. Cabe destacar algunas de las empresas dedicadas al desarrollo y futura comercialización de estos sistemas híbridos. **FuelCell Energy** (Estados Unidos) acaba de lanzar un sistema híbrido-basado en la integración de una MCFC y una turbina de gas-llamado DFC(T) (Direct Fuel Cell Turbina), con una eficiencia del 52%[9] que puede alcanzar los 40 MW. **Mitsubishi Heavy Industries** (Japón) planea fabricar un sistema MCFC-GT de 200 KW durante los próximos años. **Siemens Power Generation** (Estados Unidos) afirma, por otro lado, que hasta la fecha ha sido la única compañía capaz de demostrar el éxito de su sistema híbrido SOFC-GT y posee dos unidades, una en la Universidad de California de 220kW y otra de 300kW en Pittsburgh.

Tendencias futuras

Como ya se ha expuesto, el coste de las pilas de combustible es actualmente la mayor barrera para que estos sistemas entren en el mercado. Las pilas de combustible para generación estacionaria todavía son entre 2.5 y 20 veces más caras que sus competidores[10]. El reto para el desarrollo de las pilas de combustible es encontrar un acuerdo entre la reducción de costes y la mejora de las prestaciones. Debido a esto, existe cierta incertidumbre con respecto a cuándo se producirá la entrada de dichos sistemas en el mercado a unos niveles significativos.

Algunos de los problemas tecnológicos asociados a los sistemas de pilas de combustible de generación de potencia estacionaria han sido resueltos. No obstante, algunas de las soluciones propuestas son todavía demasiado caras. Por tanto, los programas dedicados a la investigación y desarrollo deben encontrar procesos, productos y materiales más baratos, así como mejorar el rendimiento y la operación en muchos aspectos. Una parte importante para lograr la introducción de estos sistemas en el mercado y hacerlos más baratos es responsabilidad de los gobiernos; así, incentivos y apoyos a este tipo de proyectos fomentaría la creación de un hueco en el mercado, lo que resultaría en aumento de la producción en masa y mejora de la tecnología.

En cuanto a nuevas tendencias tecnológicas, se destaca el proyecto que está desarrollando el gobierno estadouniden-

8. J. Javier Martínez, Felipe Rosa, David Sanchez, *Performance analysis of a solid oxide fuell cell (sofc)-gas turbine directs hybrid system*, EHEC, 2007.

9. M.C. Willian s, H.C Maru/ Journal of Power Sources. Distributed Generation-Molten carbonate fuel cells, 2006.

10. Australian Antarctic Division, 2006.

se, denominado FutureGen. Este proyecto consiste en el diseño y posterior construcción de una planta de potencia alimentada con carbón, pero que produce hidrógeno y electricidad mientras que captura y almacena el carbono. Esta planta, que será la primera en el mundo de esta tipología, generará una potencia de 275 MW. Actualmente se encuentra en fase de desarrollo, empezando la fase de construcción en 2009. Se espera que la planta esté operando en 2013. La financiación de este proyecto proviene en parte del gobierno, 620 millones de dólares, y por otra parte de un consorcio de empresas de la minería del carbón y de la industria energética, que en total aportan al proyecto unos 250 millones de dólares.

El objetivo de FutureGen será capturar las emisiones de dióxido de carbono, con una tasa de operación de un millón de toneladas métricas por año. Además, Estados Unidos realizó ofertas de participación extranjera, y en junio de 2006 Corea e India se unieron al proyecto. Recientemente ha anunciado que, como parte del proyecto, ha conseguido un 49% de eficiencia en un prototipo de 6 kW. En este proyecto se da una integración de varios subsistemas, de tal manera que una turbina de gas, una turbina de vapor y una SOFC suministrarán corriente a la red.

Una tendencia que ha aumentando en los últimos años es la existencia de pequeños núcleos, pueblos o localizaciones donde se integra una infraestructura consistente en el hidrógeno y las pilas de combustible. En ellos, se obtiene el hidrógeno usando energías renovables, y sus infraestructuras abarcan los sistemas de pila de combustible en aplicaciones domésticas, comerciales y de mayor escala.

El ejemplo más extremo de este concepto lo encontramos en un proyecto que actualmente se está desarrollando en la Antártida. Esta región presenta temperaturas por debajo de los –20°C en el interior, se encuentra protegida por leyes internacionales como baluarte de la ciencia mundial y es una de las mayores expansiones de tierra salvaje de la Tierra. Además, es uno de los lugares más inaccesibles del planeta.

En el epígrafe anterior se han señalado sólo algunos de los organismos y empresas que dedican sus esfuerzos a la mejora y desarrollo de esta tecnología. Cada año aumenta el número de dispositivos de generación distribuida. Así, hablando de sistemas de gran escala, en 1997 el número de unidades en el mundo era de aproximadamente 400, diez años después esta cantidad es algo más del doble[11]. En cuanto a unidades de pequeña escala, a principios del año 2000 existían menos de 300 unidades, hoy día existen en el mundo alrededor de 5.000 dispositivos[12]. Indiscutiblemente, esta tendencia se mantendrá en el futuro.

Aspectos económicos

Como se ha visto hasta ahora, las dos únicas incertidumbres que podrían limitar la adopción de las pilas de combustible estacionarias en el mercado son la vida útil y el coste elevado. Para que este tipo de tecnología sea capaz de competir con las actuales tecnologías de producción de energía eléctrica, aún es necesario investigar tecnologías más baratas, con una mejora de prestaciones.

Las plantas de potencia de pilas de combustible se pueden usar para suministrar potencia a viviendas individuales (<10 kW), a conjuntos de viviendas (100-300kW) o para plantas de generación distribuida (>1.000 kW). A continuación se exponen los costes actuales de los diferentes tipos de pilas de combustible utilizadas para aplicaciones estacionarias.

Los sistemas de pilas de combustible de baja temperatura de ácido fosfórico PC25 (PureCell200) han demostrado su madurez tecnológica con más de 8,000 horas de funcionamiento; no obstante, el coste actual supera los 5,000 € por kilovatio eléctrico, precio todavía no competitivo. Plantas piloto con pilas de

11. *Fuel Cell Today Market Survey: Large Stationary Applications*, cit.

12. *Fuel Cell Today Market Survey: Large Stationary Applications*, cit.

combustible de polímero sólido son hoy día una realidad, con un rango de potencia de 1 a 250 kW. Por ejemplo, los sistemas de Ballard Power System que proporcionan una potencia de 250kW a viviendas (más aporte de calor adicional, pues constituyen sistemas de cogeneración) presentan un coste del orden de los 10,000 € por kilovatio eléctrico. Los módulos de pilas de combustible de carbonato fundido Hot Module, de la firma MTU, cuestan del orden de 8,000 € el kilovatio y logran generar 250 kW de potencia eléctrica. Por último, para tener una idea del coste de los sistemas de generación constituidos por pilas de combustible de óxido sólido, se señala la pila tubular de Siemens Power Generation que proporciona 125 kW de potencia eléctrica operando con gas natural a presión atmosférica, y con una eficiencia eléctrica de 44-47% a plena carga. El coste de este sistema ronda los 20,000 € por kilovatio[13].

Los costes anteriores han de ser comparados con los precios actuales de los sistemas de cogeneración convencionales. Así, para el rango de generación de 100 a 1.000 kW nos encontramos que el precio por kilovatio está entre los 500 y 1.000 €[14].

A fin de obtener una comparación más completa, vamos a analizar el coste de la generación de electricidad. En la operación de las plantas de potencia son muchos los factores que influyen en el precio de la electricidad: así, el coste capital resultará de los costes de inversión, la tasa de interés y la tasa de desvalorización. El coste de combustible resultará del precio del gas y las horas de funcionamiento de la planta. Y también se deben tener en cuenta los costes de mantenimiento, costes de seguro y costes de administración.

De entre todos los costes anteriores, los parámetros más importantes en el coste de la electricidad son los costes de inversión y los costes de combustible.

13. Ahmet Lokurlu, Thomas Grube, Bernd Hohlein, Detlef Stolten, *Fuel cells for mobile and stationary applications—cost analysis for combined heat and power stations on the basis of fuel.*

14. Ibíd.

Los costes de inversión están constituidos por los costes del sistema y los costes de la instalación. Los costes de la instalación consisten en los costes de transporte, de instalación de la planta, conexión a los diferentes gaseoductos, aislamiento de calor, etc. Estos costes dependen del tamaño de la planta, la localización de la instalación, etc. Los costes de inversión para sistemas convencionales de cogeneración se estiman entre los 500 y 1.000 € por kilovatio eléctrico. Observando los costes de inversión de los diferentes tipos de pilas de combustible que se han especificado anteriormente, se llega a la conclusión de que se han de reducir estos costes para que los sistemas de pila de combustible puedan llegar a ser competitivos.

Los costes de combustible dependen de la clase de combustible usado y del consumo de éste en la operación, que viene definido por la eficiencia eléctrica del sistema. En la actualidad, la eficiencia de los sistemas de pila de combustible es mayor que en el caso de los sistemas convencionales. No obstante, comparado con los costes de inversión, este ahorro en combustible tiene poca influencia en los costes de generación de electricidad

La primera conclusión que debe quedar clara es que, a día de hoy, las plantas de potencia de pilas de combustible no son competitivas en comparación con los sistemas que se usan en la actualidad. Sin embargo, los sistemas estacionarios de pilas de combustible podrían llegar a ser no sólo competitivos sino incluso más baratos que los sistemas actuales de generación, si tenemos en cuenta dos aspectos:

- El primero de ellos consiste en alcanzar un nivel de tecnología que haga que los costes de inversión de las pilas de combustible se igualen a los de los motores convencionales. Para ello se debe trabajar en el desarrollo de materiales más baratos, alcanzar rendimientos aún más altos y mejorar la vida útil de estos sistemas. Como se ha explicado a lo largo de este capítulo, son muchas las empresas e instituciones que dedican sus esfuerzos a la mejora continua de estos sistemas.
- En segundo lugar, se deben considerar las primas e incenti-

vos que la normativa actual concede a las productoras acogidas al Régimen Especial. Evidentemente, hoy día estos sistemas no son recogidos en la clasificación legal de dicho régimen, objeto de revisión en el momento de escribir este capítulo. No obstante, es previsible que si estos sistemas se instauran sobre suelo español, dado su planteamiento de cogeneración de alto rendimiento y sus bajas emisiones térmicas, acústicas y químicas, se acogerán a este régimen. De esta forma, los productores de electricidad que utilicen esta tecnología recibirán incentivos y primas, que junto al calor generado resultarán en un beneficio mayor que los sistemas actuales de generación, constituyendo así una opción viable para el mercado.

Bibliografía

Hidrógeno y pilas de combustible. Estudio de prospectiva, Fundación OPTI, abril de 2006.

Fuel Cell Handbook, 7.ª ed., EG&G Technical Services, Inc. 2004.

Fuel Cell for Power Generation, US Fuel Cell Council, 2003.

Fuel Cell Today Market Survey: Large Stationary Applications, 2006.

Fuel Cell Today Market Survey: Small Stationary Applications, 2006.

J. Javier Martínez, Felipe Rosa, David Sanchez, *Performance analysis of a solid oxide fuell cell (sofc) - gas turbine directs hybrid system*, EHEC, 2007.

M.C. Willians, H.C. Maru/ Journal of Power Sources. Distributed Generation-Molten carbonate fuel cells, 2006.

Australian Antarctic Division, 2006.

Ahmet Lokurlu, Thomas Grube, Bernd Hohlein, Detlef Stolten, *Fuel cells for mobile and stationary applications-cost analysis for combined heat and power stations on the basis of fuel.*

Muchas de las transformaciones que ha experimentado la sociedad han ido unidas a la evolución en la utilización de la energía que a lo largo del tiempo ha hecho el hombre. Muchos cambios de época, que han resultado decisivos, han tenido como uno de sus pilares determinantes la modificación sustancial del modelo energético hasta entonces imperante.

En un contexto de cambio global, la implantación de un nuevo paradigma energético es especialmente relevante y urgente. Cuando todas las evidencias apuntan a que la era de los combustibles fósiles está alcanzando su cenit, la necesidad de encontrar soluciones alternativas es un reto para toda la humanidad. De esta búsqueda de remedios y nuevos horizontes surge la figura del hidrógeno como vehículo idóneo para transportar la energía.

Para difundir las potencialidades del hidrógeno y su papel crucial en el nuevo modelo como vector energético, la Fundación Banco Santander organizó una jornada específica, en la que científicos, técnicos y expertos expusieron sus conocimientos y adelantaron lo que podrá depararnos el uso de este elemento. El contenido de dicha jornada se recoge ahora en este nuevo número de Cuadernos de Sostenibilidad y Patrimonio Natural.

SOSTENIBILIDAD

ISBN-13: 978-84-89913-91-2

9 788489 913912