

POSIBILIDADES DE OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO PARA PROPULSAR EL TRANSPORTE

REINHOLD WURSTER

Ingeniero del Departamento de Proyectos de Hidrógeno,
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Alemania

Muchísimas gracias por la amable presentación y también muchas gracias a la Fundación Barreiros por su invitación. Voy a intentar dar la conferencia en castellano, y en el caso de que no salga muy bien, me lo perdonan, por favor.

El guión de mi presentación trata de explicar cuáles son las energías primarias para la producción del hidrógeno. Me parece que ya todos sabemos por las presentaciones de hoy: el por qué el hidrógeno en el sector del transporte; a qué necesidades responde; la importancia de las investigaciones del pozo a la rueda (el estudio que LBST hizo para General Motors [<http://www.lbst.de/gm-wtw>] y después del pozo al tanque, tal como lo hicimos para el estudio de CONCAWE/EUCAR/JRC [<http://ies.jrc.cec.eu.int/Download/eh/311>]); el hidrógeno disponible a corto plazo al hidrógeno disponible a través de recursos renovables; los costos del suministro de hidrógeno —hemos visto y oído que resulta muy caro pero ¿en comparación con qué?, ¿con qué precios de los combustibles convencionales?— y hemos echado un vistazo a los proyectos de demostración para vehículos y la infraestructura del hidrógeno.

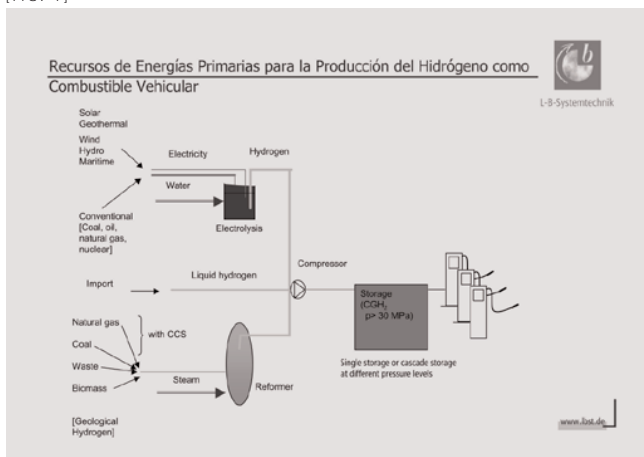
En general, es muy fácil explicar por qué hablamos de hidrógeno. El hidrógeno se puede obtener de la electricidad, extraerlo del agua (mediante la electrólisis —el agua se descompone en hidrógeno y oxígeno—), y podemos usar para su producción las energías primarias convencionales que todos conocemos. Así es como se produce la mayor parte de la electricidad actualmente: de plantas de carbón, plantas de gas natural, todavía a veces de plantas de petróleo, pero también a través de energías renovables. Las más comunes son la hidráulica, que utilizamos desde hace más de un siglo, la energía eólica, que España conoce tan bien, la energía geotérmica, que es un vector energético por ejemplo en Islandia, la energía solar —solar térmica así como la fotovoltaica— y tampoco podemos olvidar, aunque lo hacemos siempre, las energías marítimas, sobretodo, las de las corrientes del mar.

No sólo se puede obtener hidrógeno por medio de la electrólisis, sino que también se puede producir a través de la transformación del gas natural, que es un proceso muy eficaz mientras tengamos gas natural. Además se puede extraer hidrógeno por el mismo proceso a partir del carbón y de los desechos. Hay desechos que se pueden usar para biocombustibles, y otros que son igualmente utilizables para la extracción en general de hidrógeno, como la biomasa, por ejemplo, por medio de la gasificación, que es el mejor proceso. Y también hay hidrógeno geológico. ¿Qué es el hidrógeno geológico? Últimamente se han identificado a una profundidad de 7.000 metros bajo tierra, bolsas en las que se forma hidrógeno. ¿Entonces por qué no extraer el hidrógeno de esa profundidad como lo hicimos con el petróleo y el gas natural? Porque la densidad del hidrógeno es más baja que la del gas natural y según nuestros conocimientos, los recursos todavía son muy pocos. Por lo tanto, primero habrá que ver si es algo razonable.

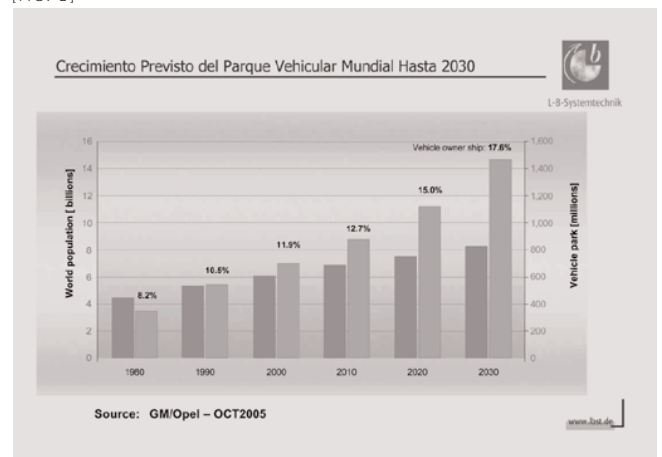
Para que vean que no es únicamente un sueño, que ya podemos producir hidrógeno a gran escala, podemos hablar de las tecnologías de transformación de gas natural. Hay plantas que producen entre 80.000 y 100.000 m³ no al día, sino por hora, y esta tecnología, hidrógeno que se produce mediante la manipulación de gas natural, también se usa en los procesos petroquímicos, como, por ejemplo, en la extracción del azufre en la producción del gasóleo desde el petróleo. Pero también tenemos la tecnología necesaria para la distribución de la producción a partir de 50 m³ por hora, como hemos visto en la Estación de Suministro de Hidrógeno y Autobuses de Madrid, y hasta llegar a 500-1.000 m³.

Además ya existen los primeros prototipos de plantas para la extracción del hidrógeno a partir de la biomasa por medio de la gasificación, y tenemos casi ochenta años de experiencia en la producción de hidrógeno a gran escala por medio de la electrólisis. Los noruegos empezaron con esta tecnología en 1927 y abandonaron una planta de producción de hidrógeno con una capacidad de 140 MW a principios de los años 1990, ya que de la producción hidráulica de la electricidad en plantas ya construidas, incluyendo una planta de electrólisis ya pagada, salía un hidrógeno más caro que si hubiera sido extraído del gas natural, por ejemplo, en Brasil. ¿Cómo puede ser? Este es nuestro sistema económico en un mercado liberalizado.

[FIG. 1]



[FIG. 2]



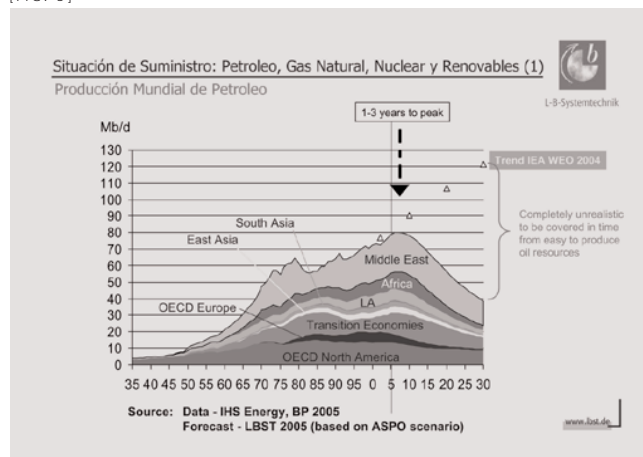
También está la electrólisis —que aporta la ventaja de la electroquímica— en un nivel muy pequeño. Lo podemos instalar en nuestra casa y en cualquier estación de suministro de combustibles. Hemos escuchado durante el día de hoy que es muy difícil transportar el hidrógeno por su baja densidad energética en comparación con el gas natural y con el petróleo. Pero en el caso de que queramos producir hidrógeno y tengamos la materia prima necesaria para ello, lo más razonable sería producirlo en el lugar de consumo. Sin embargo, tal y como hemos visto antes no todos los ponentes están totalmente convencidos de que se pueda producir hidrógeno a gran escala. No sé. En cuanto a la producción de hidrógeno para vehículos, BP es de otra opinión; pero es una compañía petrolera.

Para vectorizar, como oímos ayer en la introducción —es un vector energético—, para vectorizar el hidrógeno lo tenemos que comprimir si lo queremos licuar por lo menos a 2 MPa (Mega Pascal) o 20 bar, o si lo queremos distribuir a un vehículo con una presión de 440 bar u 880 bar, que son los niveles de presión que necesitamos para llenar un depósito de un vehículo con presiones a bordo de 350 o 700 bar, respectivamente. Necesitamos un tipo de compresores y un almacenamiento en la estación de suministro, además de un puesto para repostar el vehículo. Así es como funciona con el gas natural y no hay mucha diferencia con respecto a este modelo.

¿Por qué usamos o por qué estamos apuntando al hidrógeno? Ya conocen este gráfico [véase fig. 2]. Es el gráfico de la General Motors que muestra que si llegamos al año 2030 con una población de 8.000 millones de habitantes, y si la tasa de utilización de vehículos de toda esa población alcanza el 17,6% en ese año 2030, llegaríamos a algo así como a los 1.500 millones de vehículos, es decir, casi el doble de lo que tenemos ahora (alrededor de 750 millones). ¿Cómo se suministrará la energía a esos vehículos?

Todo lo que hemos escuchado durante el día de hoy parte de la opinión, o convicción, de que no tendremos ningún problema de disponibilidad de petróleo para los próximos cinco o diez años. Nosotros en nuestra pequeña compañía hemos estudiado este asunto durante siete años y no estamos de acuerdo. No importa cuánto petróleo haya todavía en la tierra. Lo único que cuenta es si podremos mantener la tasa de producción. En el momento que no podamos mantenerla, todo el mundo tendrá que ponerse a buscar otras alternativas. Supongamos que el pico de producción de petróleo está actualmente en dos, tres o cinco años —no creo que sea mucho más—, entonces ¿qué problema se nos va a presentar? [fig. 3]. Lo primero que debemos hacer es conservar la energía que tenemos, que es la más eficaz —tal y como hemos oído hoy—, y no la hemos utilizado además en todos sus potenciales. Sin embargo, ¿por qué no estamos de acuerdo con

[FIG. 3]

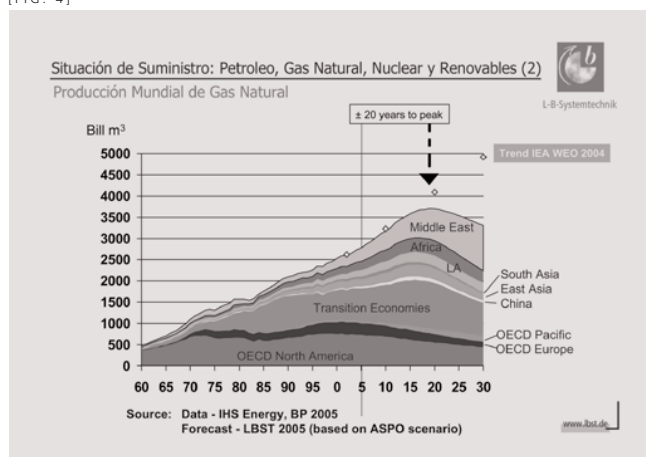


este enunciado tan simple? Tiene una fácil explicación, y es que únicamente existe un país con un sistema certificado para evaluar las reservas petrolíferas y ese es Estados Unidos. Hay que mirarlo, por el SEC [Securities and Exchange Commission en Nueva York], la misma organización, el mismo gremio que controla la Bolsa. Ahí uno tiene que evaluar sus recursos de una manera muy conservadora para que realmente se pueda comprobar que puede sacar eso de la tierra, y ese es el valor que escriben en sus informes. También compañías que trabajan en Estados Unidos están bajo ese reglamento. Todos los demás lugares del mundo evalúan voluntariamente el oil en «Oil & Gas Journal» [http://ogj.pennnet.com/]. Si uno dice a los árabes: «Suban su producción de 1,2 millones de barriles diarios», ¿alguien de nosotros está comprobando que es correcto? ¿Y si no lo sacan de sus depósitos de almacenamiento? Nadie lo puede comprobar. Menos la corrección de los recursos políticamente hechos en los años finales de los años ochenta, ya que cambiaron sus reservas en esa temporada a un 30-40%, unos con la meta de adquirir una mejor financiación del Fondo Monetario Internacional, otros para recibir una tasa de producción más grande en la OPEP. Pero estos cambios no se han realizado según ninguna investigación geológica y aparece en el balance de los recursos, pero no es muy fiable.

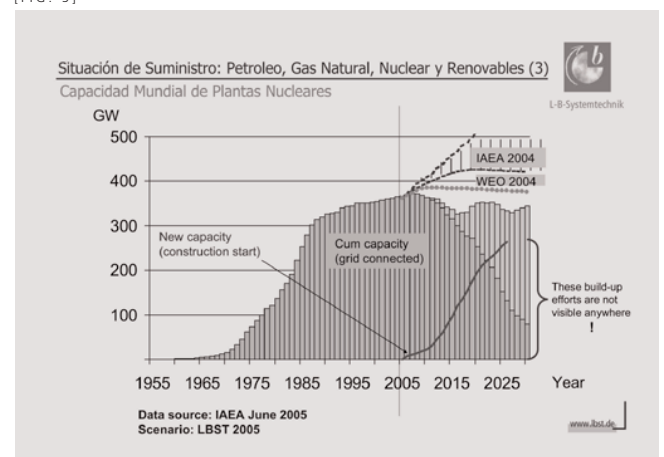
Hay una cosa que nos salva. Canadá es el mayor propietario de petróleo en arenas bituminosas y hay compañías que tratan de sacar el petróleo de esas arenas (p. e., Suncor y Syncrude). Por otra parte, últimamente ha subido el precio del gas natural y ni siquiera se pueden cumplir el millón de barriles diarios que se proyectaron producir para el año 2010. Esto quiere decir que vamos a perder en los próximos años la capacidad de producción mundial de casi tres millones de barriles diarios por año. ¿Cómo vamos a sustituirlos por las arenas? Arenas hay suficientes, pero no se va a sustituir a tiempo. Ese es nuestro problema, mantener la tasa de producción. Si es tan fácil, ¿por qué pagamos 60 dólares por barril? Si hoy no es tiempo de invertir, por favor, ¿cuándo? Esto hay que tenerlo en cuenta.

¿Nos va a salvar el gas natural? [fig. 4]. No estamos muy convencidos de eso. Sí, nos salvará durante un período transitorio de, digamos, unos veinte años más; porque todo el mundo va al gas natural: gas

[FIG. 4]



[FIG. 5]



natural para el transporte vehicular, gas natural para la casa, gas natural para la planta de ciclo combinado, gas natural para el proceso de reformado para suministrar el hidrógeno a la pila de combustible en casa, ¿para qué más queremos aplicar el gas natural? Y además está la panacea de los hidratos de metano de la que también hemos oído hablar hoy. Es la especulación más grande. Nosotros hemos hecho un análisis. En ningún lugar del mundo conocido, incluyendo los investigados últimamente por los barcos en la costa del Pacífico de los Estados Unidos, hemos encontrado hidratos de metano en una densidad que permita producirlos de una manera rentable. Sí, ya sé que los japoneses están invirtiendo más de cien millones de dólares en ello. Pero todavía no existe.

Respecto a la captura de CO₂, podemos decir que si sale bien y funciona lo tendremos que aplicar probablemente, no al gas natural sino al carbón, como explicaré más adelante. Carbón tenemos mucho. En Alemania, suponiendo el consumo actual, se puede tener carbón unos cuatrocientos años más. En Polonia, para unos quinientos. Sí, pero el efecto de los gases invernadero y el impacto ambiental probablemente no nos permitirán extraerlo. Y eso es únicamente desde el punto de vista energético y climático. Pero sobre la acidificación de los mares que ya hay en este momento, que se está incrementando mucho, y que va a destruir todos los microanimales en el mar, ni hemos hablado.

Ayer escuchamos que la energía nuclear es probablemente una posibilidad transitoria. Quizás han leído el artículo en *El País* de ayer, dos páginas de energías para el término de tránsito. Hay varios puntos de vista sobre la energía nuclear. Vamos a hacer el análisis [fig. 5]. La curva azul nos muestra los 440 reactores que tenemos operativos con una vida útil de cuarenta años, aunque algunos de los que se empiezan a utilizar podrían llegar hasta los sesenta años. En el caso de se aplicasen en todas las plantas nucleares, podríamos mover todo unos veinte años más a la derecha, pero lo dudo, porque hay muchas plantas que no funcionan y su seguridad es muy cara mantener.

En el mismo gráfico, arriba, observamos los pronósticos del IAEA, es decir, de la Asociación Internacional de Energía Atómica, la curva marca los límites del pronóstico más alto y más bajo. La zona más clara de la derecha se refiere a la cantidad de plantas nucleares nuevas que necesitamos sólo para cerrar ese valle que se forma por el envejecimiento del parque de plantas nucleares que tenemos ahora. Para compensarlo, la curva de instalación de nuevas plantas nucleares sería comparable con la de los años setenta-ochenta cuando se implantó la energía nuclear en Europa. Pero yo no veo ninguna actividad en este sector. Entonces en los próximos años vamos a perder energía nuclear en beneficio de la producción de electricidad en Europa si no podemos aplicarla a la vida diaria. Además, de continuar con esa tecnología de la fisión, para el año 2030 se habrá acabado el 70% del uranio accesible a un precio económico si no creamos plantas recuperadoras que usen el plutonio, de las cuales hay una pequeña (Monju, en Japón) que tuvo un accidente grave en 1995 y ninguna que sea comercial. Así pues, no veo posibilidades para la energía nuclear a medio o largo plazo si no decidimos extender la vida útil de las plantas actuales o entrar en la tecnología de las plantas recuperadoras. Y no veo mucha actividad para llevar esto a cabo. En los pronósticos del IAEA para el año 2030 ese concepto del Breeding Reactor (Plantas nucleares recuperadoras) ni aparece. Entonces, ¿cómo vamos a salvar el problema? Y hablamos de una renovación de energía nuclear en tiempos de terrorismo, pero de eso no habló ayer.

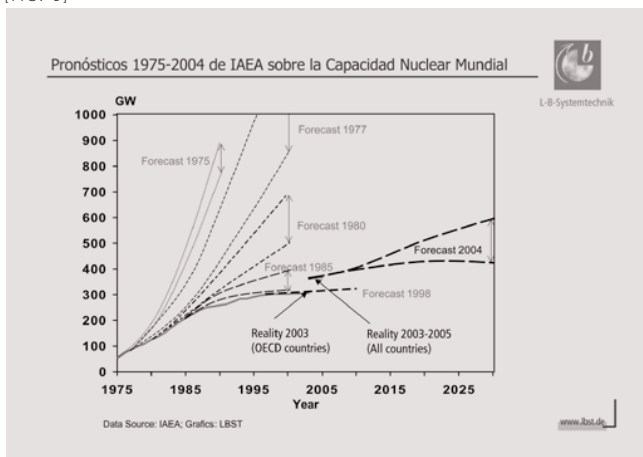
En la figura 6 observamos los pronósticos que se hicieron en los últimos años y que no se han cumplido. La realidad es otra y mucho mejor que la pronosticada.

Voy a explicarles a continuación cuáles son las previsiones para la energía eólica. En uno de los últimos estudios que hicimos, véase la figura 7, sobre la disponibilidad de energías renovables en el mundo entero se muestran los potenciales, aunque por ejemplo, en el caso de la geotérmica, es muy conservador y podría ser el doble. Si aplicamos las tasas de crecimiento de los últimos años en energía eólica o fotovoltaica, que están entre el 20 y 30% anuales en el mundo, llegamos a una tasa de utilización de esas energías para el 2030 de: el 11% de los potenciales que hay para la eólica, o del 3% de la solar térmica, o al 9% de la energía biomasa, o al 33% de la geotérmica. Entonces lo que no nos falta es el potencial. El potencial existe ampliamente y todas esas energías renovables bajan en su costo específico de producción. Es la única tecnología en energía que baja en el costo total de instalación, en el costo para la sociedad. Las otras energías, el carbón, la nuclear, etc., no.

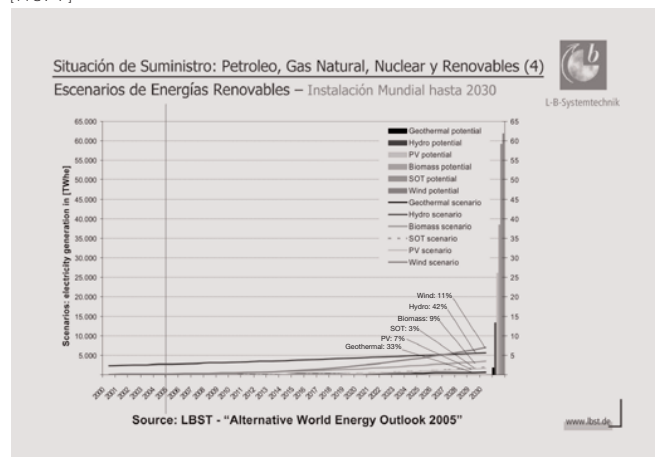
En la figura 8 vemos los pronósticos para la energía eólica, incluyendo un pronóstico de Greenpeace que está sobrepasado por la realidad. Llegamos al año 2006, maracado con una X, cuando se produce un 1% de toda esa electricidad mundial por energía eólica. Si retrocedemos unos diez o quince años, nadie, ni los especialistas ni los que apoyaban esta energía, se creerían esta situación. Entonces hay posibilidades, y hay únicamente dos energías renovables para producir electricidad a las que hemos dedicado muchos esfuerzos, la industria, los gobiernos, la Unión Europea, y son la energía eólica y la energía fotovoltaica. Todas las demás no tanto. No hablo de biomasa ya que no ocupa un primer lugar en la producción de electricidad.

El pronóstico del IEA World Energy Outlook nos quiere hacer creer que si continuamos de la misma manera con el petróleo, con el carbón, con el gas natural, con todo, vamos a poder mantener la tasa de producción de petróleo. Pero últimamente estamos viendo que esto no se cumple. En los viejos campos de petróleo de Arabia Saudí, como El Ghawar, que tenían bajo tierra 115 Giga de barriles de petróleo,

[FIG. 6]



[FIG. 7]



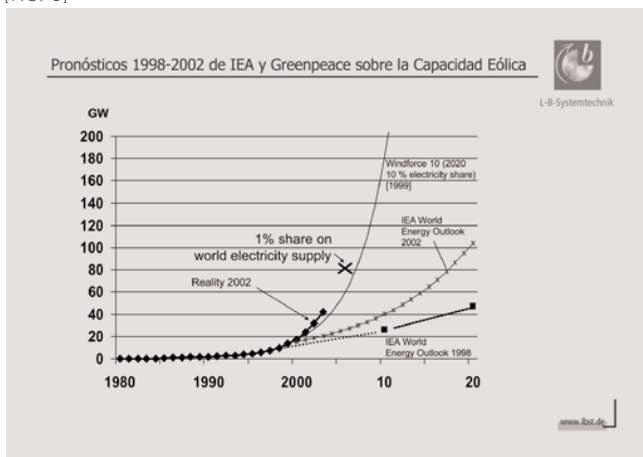
hoy en día más de la mitad de lo que sacan es agua. Es el agua con la que comprimen el resto del petróleo para sacarlo. Es muy eficaz. Sí tienen potencial, pero ¿por qué no está invirtiendo nadie en taladrar los huecos para sacar más petróleo? Esto tenemos que contestarlo. No tengo solución para esto tampoco.

Hicimos un análisis sobre la disponibilidad de la EU-15 [véase fig. 9], de la disponibilidad de diferentes combustibles de biomasa que se pueden extraer de un terreno disponible para su producción en la Comunidad Europea, y que ha dado resultado de 7,2 millones de hectáreas de tierra disponible para el cultivo de plantas energéticas. Lo peor para usar en combustibles es el biodiésel como hemos oído durante el día de hoy. ¿Por qué? Porque no usa la planta completa. Es accesible, está disponible, es una tecnología aplicada, pero no aprovecha suficientemente el terreno de superficie. Además está el etanol por remolacha o lignocelulosis y también los combustibles sintéticos, esos que van por el proceso Fischer-Tropsch, y también el metanol a base de, por ejemplo, desperdicios de madera o de cultivo de árboles. El problema de todos los biocarburantes es que se producen por biomasa, por nada más, y estén limitados a las superficies disponibles a biomasa. Además en mi país, en Alemania, el 50% de los recursos potenciales se han usado para aplicaciones estacionarias. En la Unión Europea el promedio es el 30-33% y esperamos que dentro de unos pocos años también en la Unión Europea se use el 50% del potencial de biomasa para aplicaciones estacionarias. Entonces en vez del potencial teórico de sustituir el 15-20% de todos los combustibles en Europa por biomasa, nos quede únicamente la mitad, ¿y qué vamos a hacer con el 90% de los combustibles vehiculares? Esta es la pregunta.

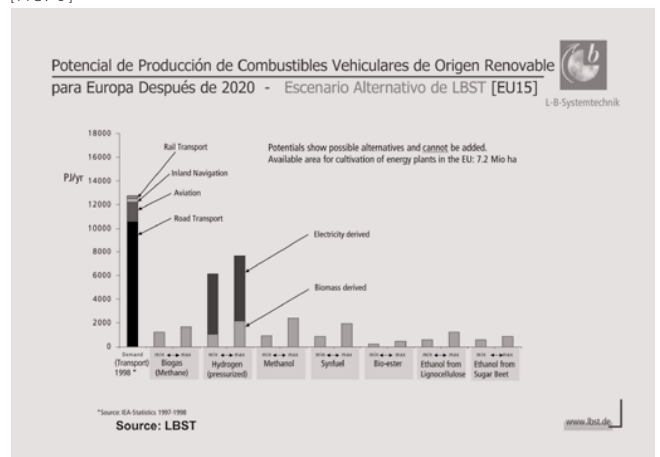
Por la facilidad de producir hidrógeno de varias fuentes podremos llegar a este nivel y podremos cubrir una parte significativa de todo el sector del transporte.

En la gráfica recogida en la figura 10, reflejamos únicamente los coches, no el transporte pesado ni los autobuses ni todos los demás medios de transporte (aviación, navegación, etc). Asumimos unos 170 millones de vehículos (es la cifra de 1999). En un futuro no tan lejano vamos a tener, digamos, 200-250 millones de vehículos, o en rango parecido.

[FIG. 8]



[FIG. 9]



En el pronóstico o en el análisis más optimista podríamos cubrir todo esto con hidrógeno, y no sólo con la biomasa, porque esto nunca va a funcionar, es imposible. Claro, no vamos a cambiar todo a los combustibles alternativos. Ahora todavía tenemos gas natural, petróleo. Pero el hidrógeno nos da el mejor rendimiento y la mayor posibilidad de cubrir la demanda. Eso ya lo hemos escuchado durante el día de hoy. Los tres estudios más reconocidos probablemente son: el estudio de la General Motors para el mercado norteamericano, el estudio de la General Motors para Europa que hicimos nosotros y el estudio de EUCAR/CONCAWE/JRC en el cual LBST hizo el estudio de pozo a tanque y el Instituto Francés del Petróleo (IFP) el de tanque a rueda.

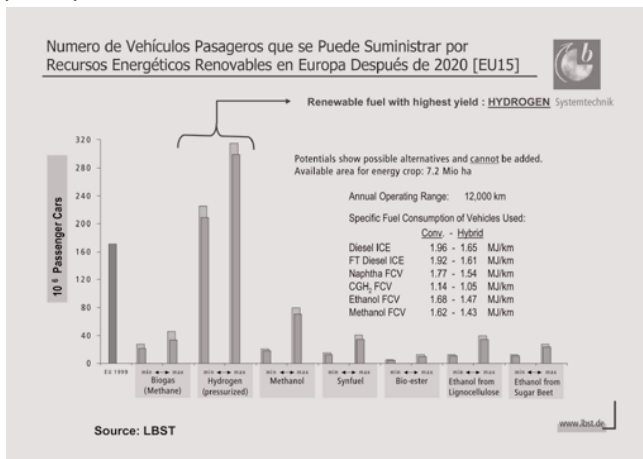
La diferencia del conocimiento de la eficiencia no es tanta. ¿Por qué hacemos entonces siempre nuevos estudios de pozo a rueda? Simplemente porque hay nuevos participantes o porque uno quiere enfocarse un poco más en biocombustibles. Los biocombustibles son lo más difícil de investigar. También en ese estudio hemos dedicado más del 50% de todo el tiempo a los combustibles a partir de biomasa.

En la figura 11 si comparamos el camino del consumo energético, el que más gasta es el hidrógeno licuado obtenido de la mezcla del gas natural en Europa y consumido en un motor de combustión interna ciclo otto convencional.

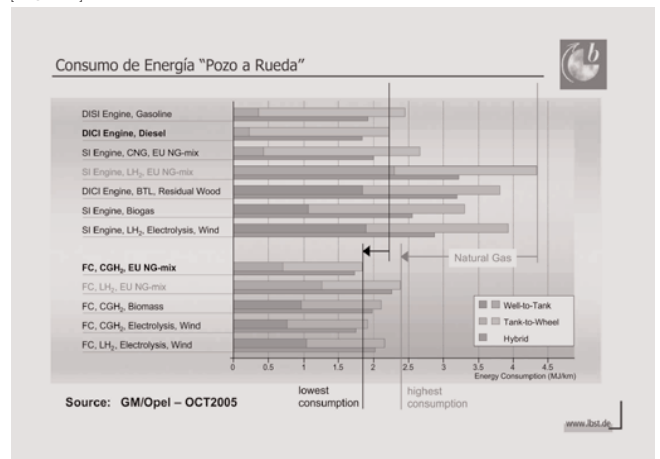
Si comparamos esto, el gas natural usado en vez de un motor de combustión interna con el mismo combustible, hidrógeno licuado, obtenido por el mix de gas natural europeo en un vehículo de pila de combustible, reducimos el consumo de energía a un 40%. La reducción de los gases de efecto invernadero llega al 50%.

Comparando el motor de combustión diésel de inyección directa, que es el que tiene actualmente el mejor rendimiento energético, con el sistema más eficaz de hidrógeno comprimido obtenido de gas natural, observamos que la ventaja energética de este último es muy pequeña, incluso a veces llega a igualarse, sin ventajas para el caso del hidrógeno.

[FIG. 10]



[FIG. 11]



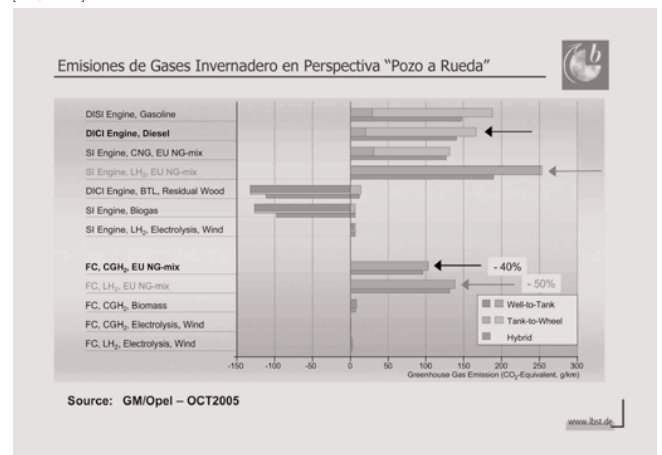
Si comparamos la vía más eficaz del uso energético, hoy día el motor diésel de combustión con inyección directa, con el camino más eficaz es el hidrógeno comprimido obtenido por el gas natural, la ventaja energética no es muy profunda, es cierto, y a veces ni siquiera hay ventaja. Pero obviamente ésta se encuentra en la reducción de los gases de efecto invernadero y todavía hay que hacer *el trade off*, que es el análisis que preferimos. Y en el caso de que todavía tengamos vehículos que podamos usar a base de petróleo, usaríamos el diésel. Pero hemos visto también, después de los esfuerzos de la industria automotriz que nos quiere hacer creer que todo el mundo tiene que manejar un diésel, que desgraciadamente de una refinería no sale 100% diésel. Podríamos exportar, claro, la gasolina a los Estados Unidos e importar el diésel que ellos no usan. Únicamente están extrayendo al más alto nivel para producir gasolina, porque ellos no usan casi coches diésel, lo utilizan únicamente en el transporte de carga, en camiones.

Quería decir también, ya que no lo he dicho anteriormente, que todos esos datos están en el nivel tecnológico del año 2010, no de la tecnología actual. Entonces sí, sabemos cómo suministrar combustibles eficientemente y que existe actualmente una posibilidad de obtener hidrógeno si queremos. Un ejemplo, que no es aplicable a todos los países, es el del producto acoplado a la producción de, digamos, cloro, y hay países como Alemania, Francia, los Países Bajos, Suecia, Estados Unidos y Japón que producen una gran cantidad de hidrógeno a base de este producto químico.

Hace algunos años hicimos un estudio en Alemania del posible crecimiento de la infraestructura del suministro de hidrógeno para vehículos. Comprobamos que si empezábamos a ubicar las estaciones de servicio cerca de las posibles fuentes de hidrógeno obtenido en las plantas químicas, habría varios centros urbanos donde se podrían empezar a utilizar inmediatamente vehículos de hidrógeno, lo cual es una opción muy interesante. Nos preguntamos qué hacían esos productores o industrias con el hidrógeno sobrante, y descubrimos que lo quemaban en procesos térmicos en sustitución de gas natural. Así que les preguntamos qué necesitarían para que pudieran proporcionar los excedentes de hidrógeno para otros usos o, dicho de otra manera, ¿en qué condiciones podrían proporcionar el hidrógeno? Muchos contestaron que por el precio de sustitución de compra del gas natural. No obstante, algunos, ante la posibilidad de negocio, respondieron que querían dedicarse a comprimir el hidrógeno y venderlo directamente; por último, otros dijeron que debían calcular los costos de compresión o si era necesaria la purificación del hidrógeno.

Por lo tanto, este es un hidrógeno económicamente accesible por un lado, y, por otro, es un hidrógeno que realmente se sustituye por el valor energético 1 a 1. No tengo las pérdidas de producción de hidrógeno para compararlas con la pérdida del 20-25% en el proceso de reformado

[FIG. 12]



de gas natural a hidrógeno. Todo esto es muy atractivo, lo que faltan son los vehículos, todavía no tenemos vehículos económicamente accesibles al hidrógeno, ni con motor de combustión interna. Este es el problema.

El cálculo de esas fuentes en Alemania nos explica que si usamos un vehículo tipo hibridizado, como por ejemplo un Focus con motor de combustión interna 2,3 litros cargado, podríamos manejar alrededor de 400.000 vehículos [véase fig. 13]. No es bastante si pensamos que tenemos unos cinco, diez o quince vehículos ahora en Alemania. O si usamos vehículos más eficientes como el tipo F-Cell, el vehículo con pila de combustible que hemos visto antes del Daimler Chrysler, del que hay unos sesenta ejemplares ahora en el mundo, podríamos manejar casi 700.000 vehículos. Entonces el potencial de hidrógeno para comenzar a funcionar existe. Quizá no en todo el mundo pero hay en ciertos lugares donde lo podemos empezar a utilizar, por ejemplo, en flotas. La tecnología de distribución también existe. Desgraciadamente es de manera comprimida y la mayoría de lo que transportamos es en acero, pero es material y no es hidrógeno. Un trailer de ese tipo en el mejor de los casos transporta como máximo media tonelada de hidrógeno. Si lo tenemos que licuar, pierde un 30% del contenido energético, llegamos a algo como 3,5 toneladas que podemos transportar con un trailer de la misma dimensión. Entonces la tecnología en sí ya existe, pero otra posibilidad sería si no lo tenemos que transportar y podemos usarlo en el punto de procedencia.

Claro que al haber un plazo, y siempre hay que definir lo que significa a largo plazo, sería ideal si producimos el hidrógeno de fuentes energéticas renovables. De la hidráulica ya lo sabemos. Hay diversos estudios. También tenemos el transporte como coste adicional. El coste en el punto de producción del hidrógeno por energía hidráulica es económico. Esta es la idea de los brasileños. Por ejemplo São Paulo tiene unos 10-12.000 autobuses de Mercedes-Benz y quiere manejar los autobuses por pila de combustible, porque la electricidad en la noche y en los fines de semana prácticamente no se usa, entonces se va el agua de las presas hidráulicas. Si el costo es cinco centavos de dólar por kW de la electricidad, entonces puede ser atractivo. Además el crecimiento de la flota de autobuses en Brasil es tal que podrían abrir un depósito cada año con 80, 100, 150 autobuses y podrían dedicar ese depósito inmediatamente al nuevo combustible. Entonces no hay que integrarlo a uno que ya existe con costes más altos.

Esos costos están basados en ciertos requisitos [véase fig. 14]. Primero, que el vehículo de pila de combustible o el vehículo de motor de combustión interna se realiza a un precio comparable con un coche de diésel, o 10% más caro a lo máximo. Hay gente que dice que eso no es previsible, que siempre va a estar mucho más caro. Bueno, ya veremos.

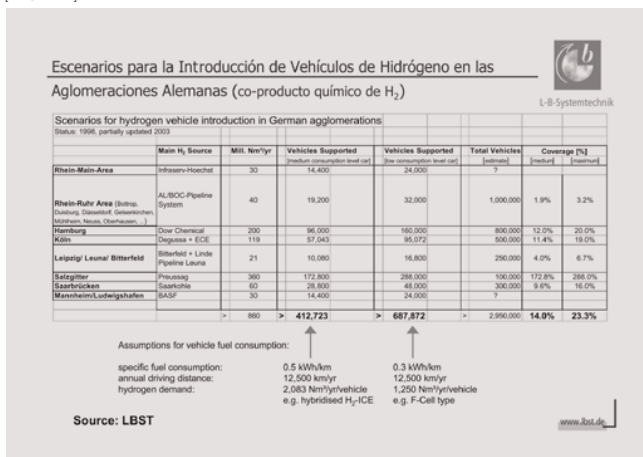
Únicamente quiero mencionar una frase que dijo el señor Hiroshi, de la compañía Toyota, a principios de este mes en el primer simposio de hidrógeno en Austria. Dijo que tenemos que reducir el coste de la pila de combustible una vez instalada en el vehículo en un factor de 100 a 1. En nuestros vehículos en un factor de 100. Sí, pero eso es «business as usual» si nos vamos de un prototipo a la serie. Sí, son esfuerzos que se tienen que asumir pero en cinco o siete años tenemos la solución. Podemos creer o no a la compañía Toyota. Ya una vez no les creímos cuando nos prometieron que iban a la hibridación de sus vehículos, y todavía a veces no les creemos. Pero su previsión es que van a producir por lo menos un

millón de vehículos híbridos anuales a partir del año 2010. ¿Pero no pronosticaron 300.000 en 2005 y no lo cumplieron? Sí, exactamente por eso, hicimos todos los análisis y pusimos todas las medidas para no fallar otra vez. Y ése es el camino, tienen que hibridizar toda su oferta de vehículos en el mercado. Únicamente así bajarían los costes de la hibridación con alto voltaje y propulsión eléctrica. Únicamente así se bajan los costos específicos por la hibridización, y si tienen alto voltaje de 500 voltios y propulsión eléctrica, ¿qué más necesitan para convertir los vehículos a pila de combustible y almacenamiento de hidrógeno?

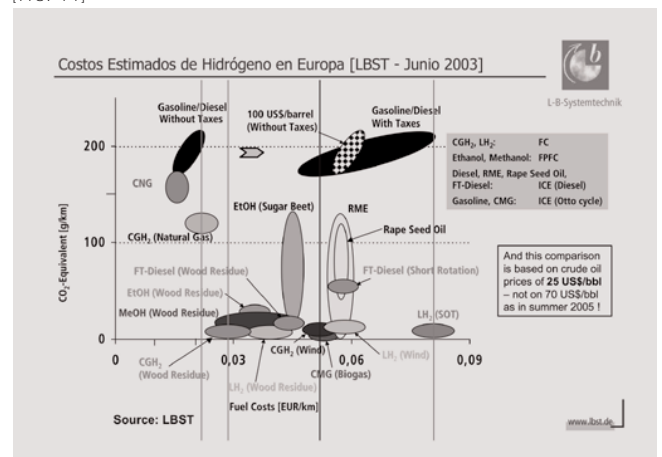
Considero que el problema más grande de los dos es el tanque, el almacenamiento; no tanto la pila de combustible.

Regresemos a ese dibujo [véase fig. 14]. ¿Qué nos dice?. Por un lado vemos la emisión de dióxido de carbono en gramos por kilómetro y por otro el costo del fuel por kilómetro viajado, de un vehículo que, por ejemplo, usa hidrógeno comprimido en pilas de combustible o de un vehículo de RME (Rape Seed Oil Methyl Ester), eso de los esteres metílicos, con un motor de combustión interna menos eficiente, y nos muestra la comparación con un precio de gasolina o diésel, en base a un precio del petróleo de 25 dólares por barril en 2003, sin impuestos, y también vemos el precio con impuestos. El precio con impuestos es prácticamente idéntico a un precio del combustible a base de 100 dólares por barril sin impuestos. Este es el margen de operación. Dentro de este margen, si aplicamos una imposición preferencial, como ya se hace con el gas natural y, como ya hemos escuchado que se hace con los biocombustibles, se abren varias oportunidades para el hidrógeno. Si llegáramos a ese precio (100 dólares / barril) con impuestos, hasta lo más lujoso, como el hidrógeno obtenido de energía solar, sería accesible. Luego no se puede decir que sea imposible, y los vehículos de pila de combustible acabarán por imponerse. Todos los grandes fabricantes de California, dentro de los cuales está Daimler Chrysler, aunque otros como Volkswagen van a dejarlo por cuatro o cinco años para entrar de nuevo en el 2012; estarán obligados a ofrecer vehículos con pila de combustible. Si no los ofrecen estarán excluidos totalmente de ese mercado, no sólo de los vehículos de pila de combustible, sino de todos sus vehículos, no recibirán más certificaciones para sus

[FIG. 13]



[FIG. 14]



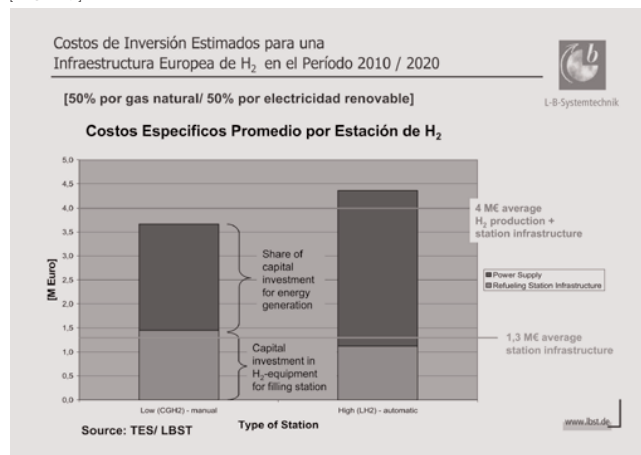
vehículos. ¿Entonces qué harán las compañías? Desarrollarán sus vehículos de pila de combustible, no les queda otra alternativa.

A base de ese cálculo podríamos decir: «Pero la infraestructura...». Los costos de infraestructuras son caros, como ya se ha visto, son aún más caros que la infraestructura de gas natural, pero caro ¿en comparación con qué? El costo de la integración de hidrógeno a la estación es alrededor de un millón de euros, incluyendo el costo de toda la producción [véase fig. 15]. Aquí he calculado el 50% por gas natural y 50% por energía eólica y electrólisis en forma distribuida (p. e., integrada a la estación de suministro), mientras que a partir de gas natural es por hidrógeno licuado, y llegaríamos a algo como 3,5-4,0 millones de euros en la inversión para la estación.

Seguimos adelante en el proyecto HyNET, subvencionado por la Unión Europea [véase fig. 16]. Hicimos el cálculo también de cómo introducir una infraestructura de hidrógeno en Europa, y en total, para una primera fase, se habla de probablemente 2.500 estaciones y para una fase posterior de 5.000 a 10.000 estaciones. Esto servirá para dar suministro a entre 3,5 y 6 millones de vehículos en el año 2020. Ese es el mejor de los cálculos que la industria automotriz se puede imaginar en este momento. Y los costos serían entre 7 y 15.000 millones de euros para la infraestructura, no para la producción de hidrógeno, sino para la pura infraestructura en la «hidrogenera», como lo llamo. Parece mucho. Alemania gasta 2.000 millones de euros cada año para mantener y modernizar la infraestructura de 16.000 estaciones de gasolina y diésel. Entonces es caro en comparación con lo existente ya depreciado, pero no necesariamente caro en comparación con algo en competición. Pero ese es nuestro problema de calcular en la economía.

De los proyectos de demostración hay varios y no los empezamos últimamente. Ya se iniciaron, y lo enseñó aquí, en Alemania entre 1984-1988, cuando manejamos una flotilla de 10 vehículos de Mercedes-Benz en Berlín, y el segundo intento empezó en 1996 con el autobús de motor de combustión interna, y seguimos adelante con varios puestos. Hay un proyecto en el aeropuerto de Múnich desde hace seis años con toda esa tecnología, y proyectos en todo el mundo, incluyendo California. Los japoneses tampoco están dormidos y Japón es una isla, y vemos con Islandia qué significa estar en una isla. Japón, tanto si el resto decide seguir como si no lo hace, seguramente va a introducir el hidrógeno en su isla para la automoción, porque importan casi toda su energía y por tanto no les importa convertirse tanto como a nosotros al hidrógeno. En principio van a reformar el gas natural a hidrógeno. El 11% de la energía primaria en Japón está ya cubierto por importación de gas natural licuado. Ellos todavía absorben como el 65% de toda

[FIG. 15]



la producción de gas licuado en el mundo. Entonces es una posibilidad para Japón y máxime para la introducción de las energías renovables a más gran escala, a largo plazo.

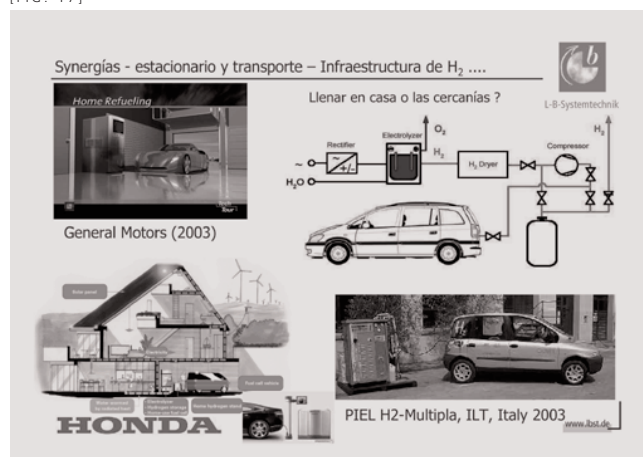
En Europa hemos hecho un gran intento, el mayor del mundo y de gran éxito —que hemos escuchado en el día de hoy—, de ensayar el autobús urbano con diferentes métodos de producción de hidrógeno. Claro que tenemos problemas en el funcionamiento de infraestructuras del vehículo, pero para eso necesitamos esos proyectos de demostración. Nadie nace sabiendo todo, claro, y como los Estados Unidos, California y los japoneses hacen los ensayos también, no nos queda otra manera sino seguir. Aquí en el proyecto CUTE (Clean Urban Transport for Europe) por lo menos estamos al nivel del mundo con respecto a los autobuses de hidrógeno. Eso ya lo hemos visto aquí. Hay estaciones de tipo depósito confinado en un, digamos, terreno no accesible al público; y también la estación del CEP en Berlín que permite rellenar los depósitos de unos cien vehículos de ese tamaño (F-Cell), uno detrás de otro, por la capacidad que tiene. Claro que nos faltan los vehículos, como ya dije, pero tiene el potencial de hacerlo. Es una estación pública con el sistema de hidrógeno completamente integrado al sistema convencional, y hay en preparación una segunda estación por la compañía Total en Berlín que es aún más grande porque también suministra hidrógeno a autobuses en el proyecto HyFleet:CUTE.

Por si no se realizara en una temporada transitoria el suministro para estaciones públicas, las compañías automotrices están trabajando en soluciones alternativas. En la figura 17 se ve a General Motors con una estación reformada de gas natural, para que así se pueda operar una pila de combustible para calentar la casa y proporcionar electricidad, y en el mismo instante llenar el vehículo. La misma actividad existe en Honda desde hace varios años con su cooperación con PlugPower, y recientemente ha salido el vehículo Honda FCX. Tienen que verlo si quieren saber cómo es un vehículo de pila de combustible que saldrá al mercado en el año 2010-2012. Están ya casi en el nivel de llegar a la serie, probablemente no por el precio pero el concepto del diseño prácticamente ya está hecho.

[FIG. 16]



[FIG. 17]



Pero también tenemos actividades en Europa. Es una simple modificación de un Multipla Bi-Power con gas natural comprimido a hidrógeno. Pero hasta en Europa tenemos sistemas distribuidos y podemos en parte aplicarlos si es necesario. Claro que las compañías petroleras no quieren estar fuera de juego. Y el peligro para una compañía gasolinera es que es la primera vez que se puede producir un combustible que no necesita el «upstream business». Cada mercado y cada tienda en la esquina, si tiene el terreno, si tiene el equipo, si tiene el permiso, si tiene los contratos de entregar gas natural o agua y electricidad, puede producir el combustible; únicamente necesita los clientes: los vehículos con hidrógeno que pasen. Entonces no está todo tan seguro y en países como Francia y el Reino Unido más del 50% de todos los combustibles al día de hoy no se venden en gasolineras, se venden en los grandes supermercados y en instalaciones comparables. Entonces no hay blanco y negro, hay siempre un gris en medio.

Gracias por su atención.