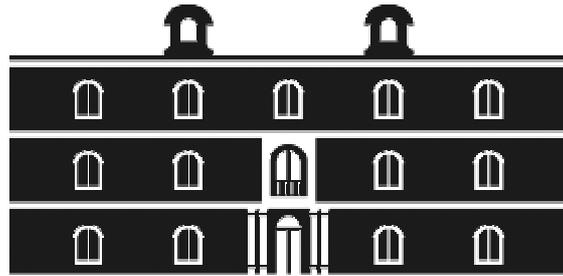


Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

VIABILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA PARA  
EL PASO A LA SOCIEDAD DEL HIDRÓGENO.  
POSIBILIDADES DE REEMPLAZO DE  
VEHÍCULOS AUTOMÓVILES EN LA REGIÓN  
DE MURCIA.

**Titulación:** Máster Oficial en Energías  
Renovables

**Intensificación:**

**Alumno/a:** José Sánchez Vera

**Director/a/s:** José Javier López Cascales

Cartagena, 1 de Septiembre de 2010

<i>INTRODUCCIÓN AL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE EN AUTOMOCIÓN</i> .....	4
<b>Propiedades del hidrógeno</b> .....	<b>5</b>
Seguridad y manejo .....	5
<b>Métodos de obtención del hidrógeno</b> .....	<b>6</b>
Obtención mediante electrólisis.....	6
Obtención mediante reforming .....	6
Eficiencia energética.....	7
Celda de combustible tipo PEM.....	8
<i>FIABILIDAD DE LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE TIPO PEM</i> .....	9
<b>Contaminación de las celdas de hidrógeno PEM: Impactos y mitigación</b> .....	<b>10</b>
Fuentes de contaminación.....	10
Impactos de la contaminación.....	11
Mitigación de la contaminación.....	12
<b>Durabilidad y degradación de los componentes de las celdas de combustible tipo PEM</b> .....	<b>14</b>
Degradación observada en los ensayos de larga duración .....	14
Membrana .....	15
Electrodos .....	16
<i>EL PROBLEMA DEL ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO</i> .....	19
<b>Formas de almacenamiento</b> .....	<b>21</b>
Situación actual.....	21
Almacenamiento de hidrógeno como líquido y como gas a alta presión.....	21
Almacenamiento en forma de hidruros metálicos .....	22
<i>INFRAESTRUCTURA DEL HIDRÓGENO PARA EL SECTOR DEL TRANSPORTE</i> .....	27
<b>Modelo de estudios</b> .....	<b>28</b>
Tamaño y factor de capacidad del sistema.....	29
Evolución del sistema .....	30
Diseño de un sistema basado en el hidrógeno.....	33
Líneas de investigación.....	35
<i>COMERCIALIZACIÓN DEL HIDRÓGENO</i> .....	37
<b>Comercialización de una tecnología</b> .....	<b>38</b>
<b>Características de la tecnología de las celdas de combustible</b> .....	<b>39</b>
Inmadurez .....	39
Diversidad de aplicaciones .....	39
Tecnología de sustitución .....	40
Subsistema de producto .....	40
Complejidad.....	40
<b>Mercados para las celdas de combustible</b> .....	<b>41</b>
Falta de competitividad en coste y prestaciones .....	41
Indicadores de rendimiento no tradicionales.....	41
<b>Características del contexto</b> .....	<b>42</b>
Tecnologías complementarias.....	42
Respaldo institucional.....	42
<b>Industria de las celdas de combustible</b> .....	<b>43</b>
Industria emergente.....	43

Altas inversiones y bajas tasas de retorno.....	43
Colaboración entre empresas.....	44
Estrategias heterogéneas.....	44
Toma de decisiones.....	44
Adquisición de recursos.....	44
Desarrollo de competencias.....	45
Desarrollo de productos.....	45
Selección de las aplicaciones de mercado.....	46
<b><i>EL COMBUSTIBLE Y EL COCHE DEL FUTURO</i></b> .....	<b>47</b>
<b>Situación actual</b> .....	<b>48</b>
<b>Combustibles y vehículos alternativos</b> .....	<b>48</b>
<b>Vehículos movidos por hidrógeno</b> .....	<b>49</b>
<b>Vehículos híbridos</b> .....	<b>50</b>
<b>Comparativa de los diferentes combustibles alternativos</b> .....	<b>51</b>
<b>Consumo eléctrico en la recarga</b> .....	<b>52</b>
<b><i>PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR ELECTROLISIS</i></b> .....	<b>53</b>
<b>La reacción electrolítica y la celda electrolítica</b> .....	<b>54</b>
Análisis electroquímico.....	56
Eficiencia de una celda electroquímica.....	57
Elementos y agrupación de celdas electrolíticas.....	58
<b>Electrolizadores para generación de hidrógeno</b> .....	<b>59</b>
Parámetros característicos de operación.....	59
Tecnologías actuales.....	61
<b><i>ESTUDIO DE REEMPLAZO DEL AUTOMOVIL CONVENCIONAL</i></b> .....	<b>66</b>
<b>Aspectos iniciales</b> .....	<b>67</b>
<b>Reemplazo por vehículos de celda de combustible</b> .....	<b>73</b>
<b>Otros escenarios de reemplazo</b> .....	<b>80</b>
<b>Posible evolución del reemplazo</b> .....	<b>82</b>
<b><i>CONCLUSIONES</i></b> .....	<b>83</b>
<b><i>BIBLIOGRAFÍA</i></b> .....	<b>86</b>

CAPITULO 1:

# **INTRODUCCIÓN AL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE EN AUTOMOCIÓN**

## Propiedades del hidrógeno

El hidrógeno presenta una serie de propiedades físico-químicas que lo hacen apto como combustible de automoción. Es un gas incoloro, inodoro y no tóxico salvo por asfixia. La siguiente tabla resume las propiedades del hidrógeno:

Grado de expansión (250 a 1 bar)			1:240
Poder calorífico		kJ/g	141.86
Densidad energética	Gas (1 atm 15°C)	kJ/m <sup>3</sup>	10.050
	Líquido		8.491.000
Flash point			-253
Rango de flamabilidad (min – max)			4 - 75
Temperatura de autoignición			585
Energía de ignición mínima			10 <sup>-2</sup>

Tabla 1 Propiedades físicas y energéticas del hidrógeno [1].

Si comparamos estas propiedades con las de un combustible tradicional como la gasolina, el poder calorífico del hidrógeno es tres veces mayor. Por el contrario, la densidad energética del hidrógeno es de tres a cuatro veces menor si la comparamos en estado gaseoso con el gas natural, o en estado líquido con la gasolina [1].

## Seguridad y manejo

El flash point y la energía de ignición del hidrógeno son los más bajos de entre todos los combustibles, por lo que es más fácil entrar en combustión. El hidrógeno genera carga estática, que puede provocar chispas que inicien una combustión, por lo que es necesario instalar una red de tierras segura [1].

El rango de flamabilidad del hidrógeno es el más amplio entre sus competidores, por lo que es más peligroso en cuanto a que a casi cualquier concentración combustible – aire existe riesgo de explosión. Sin embargo, el límite inferior de flamabilidad es superior al de la gasolina (1%), y es ésta una de las propiedades que más peligroso hacen a un combustible, puesto que incluso con una concentración muy baja hay riesgo de explosión.

El hidrógeno es un combustible con un alto límite inferior de flamabilidad y muy ligero, por lo que en caso de fuga se produce una rápida expansión y la concentración cae rápidamente, disminuyendo las posibilidades de explosión [1]. Además, en caso de combustión, esta es muy direccional y localizada debido a su alta volatilidad. En este aspecto es más seguro que la gasolina.

La temperatura de autoignición para una combustión sostenida del hidrógeno es más alta que la de sus combustibles competidores, por lo que por esta parte también es menos peligroso que otros combustibles [1].

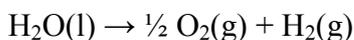
## Métodos de obtención del hidrógeno

El hidrógeno es un elemento abundante en la naturaleza, presente en el agua, los combustibles fósiles (hidrocarburos líquidos y gaseosos) y en los alcoholes; pero no en estado libre. Para su obtención se requiere un aporte energético.

Los principales métodos de obtención son los siguientes:

### Obtención mediante electrólisis

Utiliza el agua como fuente de hidrógeno, y mediante la aplicación de un potencial eléctrico en un electrolizador conseguimos separar la molécula del agua en H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> mediante la reacción:



Un electrolizador es similar a una celda de combustible funcionando a la inversa, con la reducción del O<sup>-2</sup> a O, y la oxidación del H<sup>+</sup> a H [1]. Existen electrolizadores de electrolito acuoso y electrolizadores de membrana.

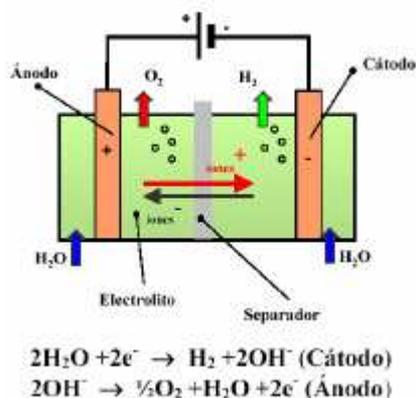


Figura 1. Electrolizador [1].

El H<sub>2</sub> producido es de alta pureza, pero el consumo energético es alto, 68.3 kCal/mol [1]. Por ello solo se utiliza este método para la obtención del 4% del H<sub>2</sub> total [1].

### Obtención mediante reforming

Utiliza hidrocarburos (combustibles) como fuente de hidrógeno. El proceso consiste en la vaporización y oxidación parcial de los elementos de partida para formar hidrógeno y óxidos de carbono, por lo que es necesario un tratamiento de purificación.

Los combustibles más utilizados son el gas natural (CH<sub>4</sub>), el gasoil y el carbón [1].

El principal inconveniente de estos procesos es la contaminación por CO<sub>2</sub> y la dependencia de los combustibles fósiles. Los principales procesos son:

- Reforming con vapor de agua:  $C_xH_y + H_2O + \text{calor} \rightarrow CO + H_2$
- Reforming de oxidación parcial:  $C_xH_y + O_2 \rightarrow CO + H_2 + \text{calor}$

Mediante estos métodos se produce actualmente el 96% del total de  $H_2$  porque el consumo energético es menor al de la electrólisis, siendo de 17.9 kCal/mol [1].

## **Eficiencia energética**

El primer gran impedimento para la utilización del hidrógeno como combustible de automoción de forma masiva es su obtención. Al no encontrarse el hidrógeno en la naturaleza, hemos de buscar formas alternativas de producirlo. Estas formas tienen un coste energético.

Con el reforming de oxidación parcial este coste energético está en el consumo de combustibles fósiles para la producción de  $H_2$  mediante oxidación parcial.

Esta reacción es exotérmica, lo que quiere decir que estamos utilizando una fuente de energía para producir otra fuente de energía, perdiendo parte de la energía de la primera en el proceso.

En cuanto al reforming con vapor de agua, hemos de aplicar calor a la reacción y parte del mismo se va en la formación de CO y  $CO_2$ . Con lo que también estamos perdiendo energía en el proceso [2].

Por ello, en términos de eficiencia energética es siempre más rentable utilizar el combustible fósil original directamente en la aplicación que para la producción de hidrógeno. Podríamos pensar que esto no es necesariamente así si la aplicación final del hidrógeno es una celda de combustible, de alto rendimiento; y la aplicación final del combustible fósil es un motor de combustión interna, de bajo rendimiento.

Pero posiblemente a la utilización del hidrógeno haya que restarle la energía consumida en su compresión o licuefacción, bajando la eficiencia de su utilización.

Todavía menos eficiente es el caso de la hidrólisis, que consume 4 veces más energía que el reforming. Y contando que el rendimiento del proceso es del orden de 80%, ya tenemos un 20% de energía eléctrica que estamos perdiendo [2].

Esto nos hace pensar que sería más útil utilizar ese 100% de energía eléctrica directamente en un motor eléctrico mediante baterías, en lugar de convertir a hidrógeno para después volver a convertir en electricidad en una celda de combustible.

## Celda de combustible tipo PEM

Las PEM (membrana de intercambio protónico) son el tipo de celda de combustible más idóneas para aplicaciones automovilísticas, puesto que presentan las siguientes propiedades [2]:

- Tolerancia al CO<sub>2</sub>, por tanto pueden utilizar aire normal.
- Funcionamiento a bajas temperaturas (70 – 80 °C).
- Utilizan un electrolito sólido, seco y no corrosivo (membrana).
- Proporciona elevados voltajes y densidades de corriente.
- Funcionan a bajas temperaturas.
- Son sistemas compactos.
- Su construcción es relativamente simple.

Por el contrario, presentan los siguientes inconvenientes [3]:

- En las celdas actuales la tolerancia al CO no es mayor de 50 ppm, y a los sulfuros la tolerancia es aun inferior.
- Necesitan humidificar constantemente el electrolito a un nivel adecuado (ni en exceso ni en defecto) para posibilitar el intercambio protónico.
- Utilizan Pt como catalizador en los electrodos, siendo un metal noble de elevado precio.
- Las membranas de Nafión y similares son muy caras.

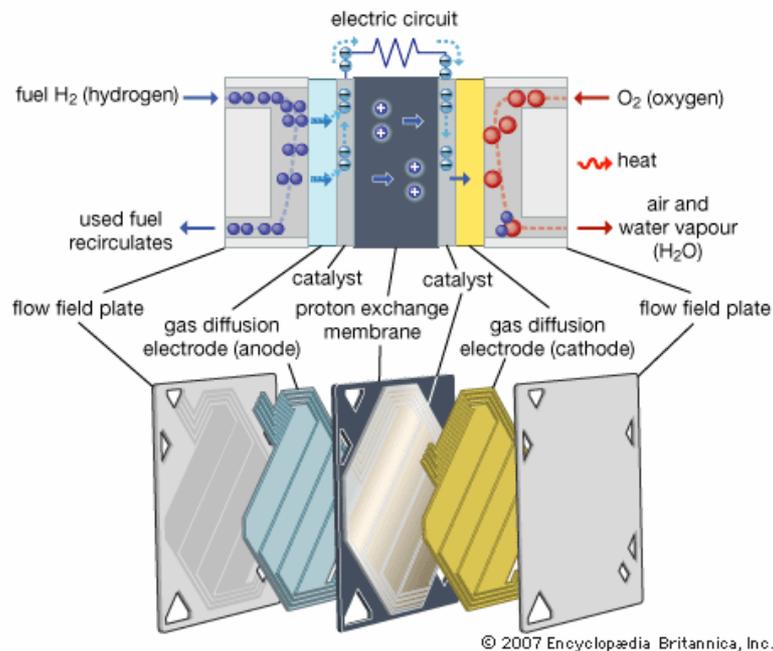
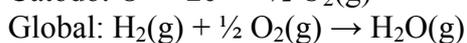
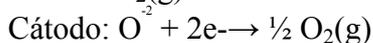
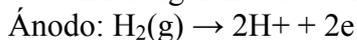


Figura 2. Funcionamiento de una celda PEM [4].

Se dan las siguientes reacciones (sin catalizar):



CAPÍTULO 2:

## **FIABILIDAD DE LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE TIPO PEM**

## **Contaminación de las celdas de hidrógeno PEM: Impactos y mitigación**

Las celdas de combustible tienen el potencial de ser la aplicación que permita utilizar el hidrógeno como combustible de forma generalizada en vehículos, apostando por el uso de esta alternativa no contaminante en términos de emisiones de CO<sub>2</sub>. El tipo de celda más prometedor es la PEM (Proton Exchange Membrane). Otras ventajas que las podrían hacer útiles en otras aplicaciones son su mayor densidad de potencia y mayor rendimiento, Xuan Cheng y col. [4].

Las celdas se degradan debido a las impurezas que presentan el combustible, el aire y otras fuentes. El hidrógeno, debido a su proceso de obtención generalizado, el reforming, presenta impurezas tales como CO, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> y otras [5]. El aire presenta los perjudiciales NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub>. Cuando estos contaminantes llegan debido al flujo de aire y combustible al ánodo y cátodo de la pila respectivamente causan degradación y una consiguiente pérdida de prestaciones [5].

Los estudios acerca del efecto de los contaminantes en las celdas de combustible tienen el objetivo de crear modelos teóricos, experimentar y la mitigar estos efectos.

### **Fuentes de contaminación**

#### **Contaminantes del combustible (hidrógeno)**

La gran mayoría del hidrógeno existente se obtiene por los métodos de reforming del gas natural (CH<sub>4</sub>) y del metanol, así como mediante la oxidación parcial del carbón. La pureza del hidrógeno producido es mucho menor que mediante la electrólisis del agua. Tanto el reforming como la oxidación parcial conllevan la inevitable aparición de CO, CO<sub>2</sub> y sulfuros (H<sub>2</sub>S y orgánicos), de acuerdo a Xuan Cheng y col. [4]. El gas producido en realidad es una mezcla de 40 – 70% de H<sub>2</sub>, 15 – 25% de CO<sub>2</sub> y 1 – 2% de CO, con trazas de otras impurezas en nivel de ppm (NH<sub>3</sub>) [4].

Se hace necesario uno o varios procesos de purificación para obtener un hidrógeno con una pureza aceptable como para ser utilizado en una celda de combustible.

#### **Contaminantes del aire**

El aire de la atmósfera presenta ciertos contaminantes cuyo origen es en gran parte de las chimeneas de las industrias y de los tubos de escape de los vehículos. Estos contaminantes son los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), los óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>) y los óxidos de carbono (CO<sub>x</sub>).

Aunque sus niveles se midan en ppm, la baja tolerancia de las celdas de combustible a estas impurezas hace que su influencia en la caída de potencial sea importante [4].

## Otros contaminantes

Existen otras impurezas contaminantes, generalmente en forma de iones metálicos provenientes de la corrosión de los diferentes elementos de la celda PEM (plato bipolar, sellado, humidificador, entrada y salida de aire, refrigerante, desgaste de la membrana...).

Fuente de contaminación	Contaminante típico
Aire	$N_2$ , $NO_x$ , ( $NO$ , $NO_2$ ), $SO_x$ ( $SO_2$ , $SO_3$ ), $NH_3$ , $O_3$
Hidrógeno reformado	$CO$ , $CO_2$ , $H_2S$ , $NH_3$ , $CH_4$
Platos bipolares metálicos	$Fe_{3+}$ , $Ni_{2+}$ , $Cu_{2+}$ , $Cr_{3+}$
Membranas (Nafion)	$Na^+$ , $Ca_{2+}$
Juntas de sellado	Si
Refrigerantes, agua DI	Si, Al, S, K, Fe, Cu, Cl, V, Cr
Contaminantes de fugas	$SO_2$ , $NO_2$ , $CO$ , propano, benceno
Compresor	aceites

Tabla 2. Contaminantes típicos y su origen. Source: Xuan Cheng y col. [4]

La tabla de arriba resume la mayoría de los contaminantes que podemos identificar en una celda PEM.

## Impactos de la contaminación

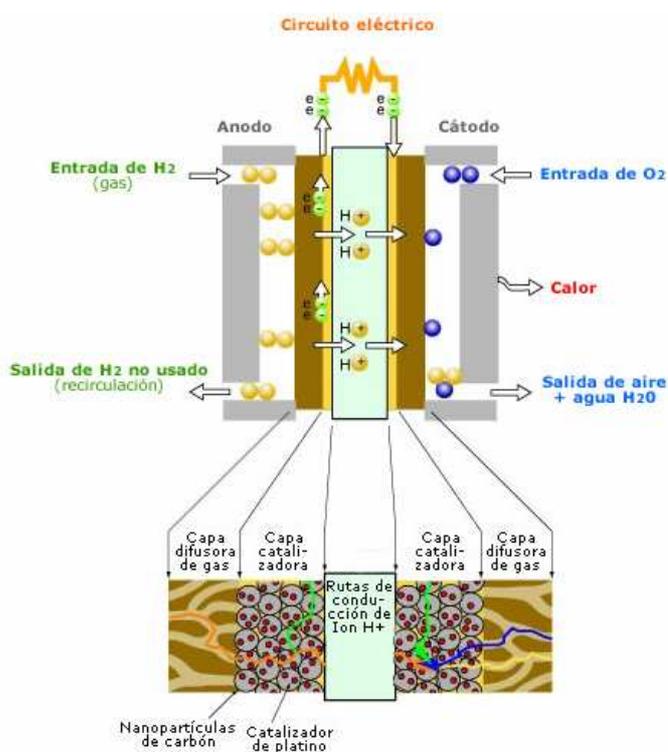


Figura 3. Sección celda PEM

En la figura de la izquierda vemos representada esquemáticamente una celda PEM. La zona crítica afectada por la contaminación es el ensamblaje de los electrodos, catalizadores y membrana (MEA).

La primera zona en contacto con las impurezas de los gases entrantes (hidrógeno en ánodo y aire en cátodo) es la capa de catalizador.

El catalizador tiene unas propiedades hidrófobas (rechazo al agua) e hidrófilas (absorbe el agua) concretas; y estas impurezas modifican la configuración óptima de absorción del agua, con lo que perdemos eficacia [5].

En una celda PEM, si los cationes metálicos contaminantes se introducen en la membrana compiten con el  $H^+$  por los enlaces con el  $SO_3$  [4] de la membrana *Nafion*, reduciendo al mismo tiempo el contenido en agua, con lo que la conductividad protónica desciende.

## Mitigación de la contaminación

La contaminación que puede sufrir la celda viene tanto del lado del ánodo (entrada de combustible) como del cátodo (entrada de aire), aunque en los ensayos se ha priorizado la mitigación de los problemas en el ánodo.

## Mitigación a la entrada del combustible

### *Pretratamiento del hidrógeno*

La mayoría del hidrógeno es producido actualmente por reforming de gas natural, un proceso con el que se obtiene hidrógeno con contenidos apreciables en CO y  $CO_2$ . El primer tratamiento consiste en purificar este gas reformado mediante oxidación selectiva o depuración del  $CO_2$  [6]. Conseguimos reducir el contenido en CO hasta un nivel de 10 ppm [7].

### *Purga de aire / $O_2$ / $H_2O_2$*

La introducción de un oxidante tal como el  $O_2$ , el aire o el peróxido de hidrógeno en el ánodo es un método sencillo pero difícil de controlar para reducir la contaminación por CO gracias a las reacciones WGSR y a la oxidación selectiva del CO [8].

Bellows y col. [9] han demostrado que inyectando un 4.5% de aire en un  $H_2/100$  ppm CO se puede recuperar el 90% de la superficie de catalizador envenenada por CO en 1 min. También es efectivo el empleo de  $H_2O_2$  en el humidificador del ánodo [9].

### *Catalizadores tolerantes al CO*

El catalizador del electrodo es normalmente de Pt, el cual presenta mucha afinidad con el CO. De entre las aleaciones de Pt tolerantes al CO la que ha demostrado ser más efectiva es la Pt-Ru [10].

### *Operación a alta temperatura*

El funcionamiento de la celda PEM a mayor temperatura aumenta la tolerancia al CO [11]. Si la tolerancia es de 15 ppm a  $80^\circ C$ , podemos pasar a 1000 ppm a  $130^\circ C$  y a 30.000 ppm a  $200^\circ C$  [12].

De esta manera ninguno de los sistemas anteriores sería necesario, por lo que se ahorraría espacio y se reduciría el coste. También se favorece la cinética de oxidación de  $H_2$  y reducción de  $O_2$  a alta temperatura [4].

## **Mitigación a la entrada del aire**

La utilización de un sistema de filtros formado por un filtro balston y dos filtros de fibra de cuarzo en paralelo reduce significativamente la contaminación por polvo insoluble y partículas provenientes de las emisiones de motores Diesel como el CO, CO<sub>2</sub>, NO, NO<sub>2</sub> y el SO<sub>2</sub> [13].

## ***Durabilidad y degradación de los componentes de las celdas de combustible tipo PEM***

Actualmente se esta muy cerca de conseguir la densidad de potencia necesaria para poder aplicar las celdas de combustible tipo PEM (membranas de intercambio protónico) en automoción. Por ello los esfuerzos de i+D están cambiando de dirección hacia la reducción de costes y aumentar la fiabilidad.

Las celdas PEM se han probado con éxito en ensayos de larga duración, pero generalmente en celdas de combustible con alto contenido en metales nobles y en condiciones de operación casi ideales [3].

El coste y la fiabilidad o durabilidad están directamente relacionados con el uso de menor cantidad de material o materiales más baratos. Estos materiales son el platino de los catalizadores y las membranas fluoradas.

Se han de conocer los mecanismos que llevan a la pérdida irreversible de prestaciones de la celda y su relación con las condiciones de operación, así como los cambios en las propiedades de los materiales. De esta manera se podrán optimizar los materiales de la celda para aumentar la durabilidad [3].

También se han de optimizar los sistemas de control y los procedimientos de operación para prevenir las condiciones de funcionamiento más perjudiciales.

### **Degradación observada en los ensayos de larga duración**

Estos ensayos sirven para dar una idea de los mecanismos de degradación y la pérdida de prestaciones bajo varias condiciones.

Cada ensayo se ha de clasificar según su duración en horas, su temperatura de operación, el material y el combustible del ánodo, el material y el combustible del cátodo, el tipo de membrana, la intensidad y tensión de descarga y la caída de voltaje expresada en  $\mu\text{V}/\text{h}$ , de acuerdo con F. A de Bruijn [3].

En la tabla 3 los ensayos recopilados por F. A. de Bruijn y col. [3] se han ordenado por la caída de voltaje por unidad de tiempo. Aquellos realizados a 100% de humedad relativa en los gases de ánodo y cátodo y a una temperatura entre 70 y 75°C muestran una caída de voltaje aceptable, menor a 6  $\mu\text{V}/\text{h}$  [3].

Si la temperatura es mayor, la humedad de los gases es menor y/o hay ciclos de carga estamos ante unas condiciones no ideales, y se puede comprobar que la caída de tensión es mayor bajo estas circunstancias.

Tanto en condiciones ideales como en no ideales se ha observado desgaste en los materiales, y por tanto el rendimiento de la celda se ha visto disminuido. Las degradaciones observadas más frecuentemente se refieren a la pérdida de platino de la

superficie del cátodo y a la disminución de eficiencia en la extracción del agua. Tanto la falta como el exceso de humedad son perjudiciales para el rendimiento de la celda [3].

Nivel de caída de voltaje $\mu\text{Vh}^{-1}$	T Celda	RH ánodo %	RH cátodo	V/V	J/mAcm <sup>2</sup>	OCV Ciclo	Ciclo/SS	Espesor membrana / $\mu\text{m}$
1	75	100	100	0.62	1.076	No	ss	125
1.4	75	100	100	0.82	538	No	ss	125
1.3	75	100	100	0.78	861	No	ss	125
1.5	75	57	74	0.7	259	No	ss	¿?
2.5	70	100	100	Cíclico	150-300	No	Cíclico	¿?
6	75	100	100	0.7	No se da	No	ss	36
6.4	70	100	100	0.62	800	No	ss	35
20	80	100	100	QCV	0	Si	ss	25
25	80	100	100	0.77	200	No	ss	25
28	80	26	26	0.7	300	No	ss	¿?
29	80	26	26	0.7	300	No	ss	¿?
33	80	255	100	0.62	550	No	ss	50
2.5-50	75	80	80	0.66	300	No	ss	50
45	55	20	20	0.6-0.35	0-700	Si	Cíclico	35
75	120	50	50	0.75	200	No	ss	¿?
75-114	80	26	26	0.7	0.01-300	Si	Cíclico	¿?
95	55	20	20	0.59	500	No	ss	35
180	80	100	100	0.66	1.060	Si	ss	50
210	80	26	26	0.7	0.01-300	No	Cíclico	¿?
Fallo	80	100	100	Cíclico	Cíclico	Si	Cíclico	50

Tabla 3 Caídas de voltaje por hora en ensayos bajo diferentes condiciones de operación [3].

Sin embargo, parte de la degradación es reversible, especialmente la debida a la sobresaturación de gases. Analizaremos solo la degradación irreversible.

## Membrana

### Funciones y requisitos de la membrana

La membrana electrolítica tiene la función principal de transportar los protones desde el ánodo hasta el cátodo. Además ha de separar los gases  $\text{H}_2$  y  $\text{O}_2$  y ser totalmente aislante a los electrones. Tanto la conductividad protónica, la permeabilidad a los gases como la resistencia eléctrica se han de mantener dentro de unos rangos de diseño durante toda la vida útil de la celda [3].

### Degradación observada en las membranas de las celdas PEM durante su operación

#### *Condiciones cuasi-ideales*

En el ensayo de 26.000h de una membrana GORE\_SELECT®, a 70°C y en condiciones de saturación se observó reducción en el grosor de la membrana y aumento de  $\text{H}_2$  atravesando la membrana, que pasó de  $1\text{mA}/\text{cm}^2$  al inicio a  $10\text{mA}/\text{cm}^2$  cuando la membrana falló [14].

En el ensayo de 9.000 h de Nuvera [15], el grosor de la membrana se redujo de 36 $\mu\text{m}$  a 22 $\mu\text{m}$  en algunos puntos. En condiciones cuasi-ideales la liberación de fluoruro es a una velocidad de 0.01 $\mu\text{g F/cm}^2\text{h}$  [16].

#### *Condiciones de humedad reducida*

La operación continua a una humedad relativa inferior al 100% produce la degradación de la membrana. En los ensayos de Ballard [17], con el ánodo 100% humidificado pasamos de 3.300h de vida con el cátodo al 100% humidificado a 1.100h si está solamente 70% humidificado. Si ambos electrodos están secos la vida es de 300h. Una ligera reducción en la humidificación produce aumentos considerables en la tasa de cruce del  $\text{H}_2$  en la membrana [3].

#### *Condiciones de alto voltaje*

La exposición de la celda a bajas o nulas densidades de corriente conduce a una mayor degradación e incrementa la cantidad de  $\text{H}_2$  que se introduce en la membrana, en comparación con la operación a intensidad constante, tal y como han demostrado Liu y col.[18] y Nakayama y col.[19].

#### Condiciones de alta temperatura

Cuanto menor sea la temperatura de operación menor degradación existe, incluso en condiciones de baja humedad no se disminuye el voltaje de circuito abierto [3]. A alta temperatura y baja humedad se incrementa el ratio de degradación química (pérdida de fluoruro) produciendo el adelgazamiento de la membrana [16].

Las condiciones de operación de las membranas que hemos visto son las que se darían en aplicaciones automovilísticas, tales como ciclados de voltaje, cambios de humedad y temperatura, acelerando la degradación de la membrana.

Para una aplicación útil se ha de mejorar la estabilidad química y mecánica de los materiales, con el objetivo de lograr una mayor durabilidad de la celda.

## **Electrodos**

### **Funciones y requisitos del electrodo**

El electrodo está compuesto de un catalizador de alta superficie, con base de carbono e impregnado de partículas de Pt a nanoescala. Se coloca entre la membrana y la capa de difusión de gases (GDL), formada a su vez por una capa de carbono macro poroso y una capa microporosa.

Para la reacción catalítica se necesita el gas, electrones, protones y agua [3]. La vida del electrodo está en función de la estabilidad de sus materiales y su estructura.

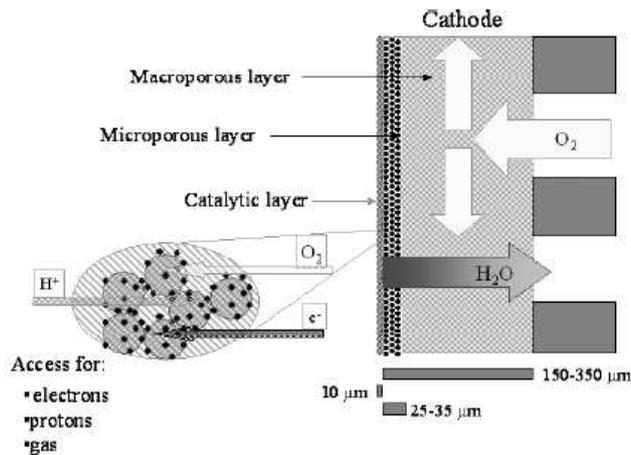


Figura 4 Sección del electrodo (cátodo) [3].

### Durabilidad del plato bipolar

Las funciones del plato bipolar son separar dos celdas adyacentes, conducir la corriente eléctrica entre celdas y separar los flujos de gases reactivos y líquido refrigerante. Se ha de controlar la conductividad eléctrica, donde la resistencia de contacto es más influyente que la resistencia volumétrica [3].

Con el uso los platos bipolares se desgastan y desprenden partículas que no son perjudiciales para su propio funcionamiento, pero sí para el de la membrana. Cuanto más fina sea la membrana menor tolerancia tendrá a estos contaminantes [3]. Por ejemplo, para una membrana de  $175\ \mu m$  de grosor, se toleran  $8 \times 10^{-7} \text{ mol/cm}^2$  para conseguir una vida útil de 5.000 h, Makkus y col. [20].

#### *Platos de grafito y compuestos de grafito*

Este tipo de platos en condiciones normales de operación no contaminan de forma apreciable. En condiciones normales de operación el potencial de cátodo no es suficiente para oxidar la superficie [16], y la resistencia de contacto permanece constante durante la operación de la celda.

En condiciones extremas de funcionamiento el grafito sí se puede corroer [3].

#### *Platos metálicos*

Para este tipo de platos la estabilidad depende de la naturaleza del metal, del potencial y de la humedad relativa. La corrosión ocurre cuando el potencial es suficiente para oxidar el metal de la superficie, formando una capa de óxido que se desprende porque es soluble en el medio [3]. Los materiales más comunes son acero inoxidable y aluminio.

El agua que produce la celda contiene iones, cuyo origen es la membrana y los electrodos. Esta agua posee un grado de acidez de pH4 [16], con lo que es un medio ligeramente corrosivo. Cuando se utilizan platos de acero inoxidable, generalmente se observa corrosión en función de la calidad del acero. La corrosión generalmente ocurre

en el ánodo, donde los metales se pueden disolver directamente en el medio sin formar capa de óxido [21].

En contacto directo con la membrana no se han encontrado metales adecuados para evitar la corrosión en el ánodo [3], por lo que se intenta evitar el contacto directo entre el plato bipolar y la membrana.

## **Juntas**

Las juntas son necesarias tanto en el ensamblaje electrodos – membrana como en los platos bipolares. Su función es evitar la pérdida de gases y de refrigerante, aislar eléctricamente y ajustar los stacks.

Su degradación se refiere tanto a su pérdida de funcionalidad (traducida en pérdida de peso y volumen) como a las partículas contaminantes que desprenden [3].

Dow Corning [22] ha utilizado elastómeros de silicona como sellantes, pero se ha observado que sufren agrietamiento con la edad. Algunas siliconas utilizan Mg y Ca para obtener resistencia a la tracción y a la compresión, y dureza superficial, pero en el ambiente ácido de la membrana el Mg y el Ca son desprendidos [3]. Sus iones reemplazan al  $H^+$  en los polímeros de la membrana reduciendo la conductividad protónica.

En la mayoría de los ensayos de larga duración realizados se han utilizado siliconas reforzadas, aguantando sin degradación [3].

CAPÍTULO 3:

## **EL PROBLEMA DEL ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO**

En este capítulo conoceremos las diferentes formas de almacenamiento del hidrógeno que están siendo estudiadas. Por un lado está el almacenamiento en forma de gas comprimido o líquido. Las especificaciones técnicas necesarias para almacenar hidrógeno en forma de gas comprimido y líquido serán una adaptación de las especificaciones para hidrocarburos [23].

Otra forma alternativa de almacenamiento es en forma de hidruros metálicos, los cuales han de rebajar su peso para ser viables [23]. Entre los materiales estudiados por este método se encuentran los aleatos de sodio de titanio activado, las amidas de litio y los sistemas de borohidrido. Los borohidridos pueden producir hidrógeno en una reacción con agua en presencia de un catalizador, pero el producto debería ser reciclado en una planta química [23]. Últimamente se está estudiando la forma de producir hidruros de magnesio, que será más fácil de descomponer y reformar.

La última alternativa es la fisiorción de hidrógeno molecular en materiales de gran superficie como los carbones, entramados de óxidos metálicos o zeolitos. El inconveniente es que se ha de trabajar a temperaturas de alrededor de  $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$  para disponer del suficiente hidrógeno liberado para la demanda energética, Ross [23].

Puesto que el hidrógeno está siendo objeto de estudio como posible sustituto de los combustibles fósiles tradicionales, los organismos gubernamentales como por ejemplo el DoE (US Department of Energy) [24] han establecido una serie de requisitos que el combustible ha de cumplir sin necesidad de ayudas o subvenciones.

Los vehículos de hidrógeno deben tener prestaciones similares a los de gasolina o gasoil a un coste similar. Los objetivos establecidos por el DoE son:

Densidad de energía gravimétrica	2 kWh/kg
Densidad de energía volumétrica	1.5 kWh/L
Capacidad de almacenamiento de H <sub>2</sub>	6 % del peso junto al depósito
Temperatura de operación	-30 a 50 °C
Tiempo de repostaje	< 5 min
Velocidad ratio de repostaje	1.5 kg H <sub>2</sub> /min
Cantidad recuperable de hidrógeno	90 %
Ciclos de vida (material de almacenamiento)	500
Coste	5 \$/kWh

Tabla 4. Requisitos del US Department of Energy para que el Hidrógeno sea viable como combustible de automoción [24].

El combustible ha de estar disponible a unos pocos bares de presión a la entrada de la celda de hidrógeno, sin necesidad de calentar el tanque de almacenamiento por encima de  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$  [24].

Si no fuera posible conseguir una suficiente velocidad de repostaje, podrían habilitarse tanques cargados de hidrógeno previamente en las estaciones para llegar y reemplazar. De las cuatro formas de almacenamiento de hidrógeno conocidas, de acuerdo con Ross [23] el hidrógeno comprimido a alta presión y el hidrógeno líquido han alcanzado su máximo grado de desarrollo tecnológico. En cambio, el almacenamiento en forma de

hidruros metálicos o la adsorción de hidrógeno molecular en sólidos porosos todavía tienen mucho camino de investigación para llegar a la solución óptima.

## **Formas de almacenamiento**

La siguiente tabla compara las distintas formas de almacenamiento de hidrógeno en cuanto al volumen y peso requerido para obtener 106 kJ de energía. También se compara con las prestaciones de los depósitos habituales de gasolina y metanol.

<b>Combustible</b>	<b>Volumen (l)</b>	<b>Peso (kg)</b>	<b>Peso + recipiente (kg)</b>
Gasolina	30	22	27
Metanol	62	49	57
Hidrógeno (Hidruros)	340	8.2	772
Hidrógeno gas (250atm)	479	8.2	285
Hidrógeno gas (350atm)	368	8.2	205
Hidrógeno Líquido	115	8.2	73

Tabla 5. Comparación entre las distintas formas de almacenamiento de hidrógeno [1]

## **Situación actual**

A la hora de utilizar hidrógeno en automoción, prima más la densidad energética que el poder calorífico.

El H<sub>2</sub> parte con desventaja al no encontrarse en estado líquido a temperatura ambiente. En automoción priman más las limitaciones de volumen que las de peso, además la baja densidad del H<sub>2</sub> hace muy difícil transportar suficiente masa como para almacenar una cantidad de energía equivalente a la de los combustibles actuales.

Para almacenar una misma cantidad de energía, el hidrógeno almacenado en forma de gas comprimido o adsorbido en hidruros requiere más de 10 veces más el peso y el volumen de tanque que su equivalente de gasolina.

En fase líquida su almacenamiento podría ser competitivo en términos de espacio y peso, pero el coste energético de mantener el fluido a -253°C es excesivo y requiere un sistema adicional a mantener, Busby [1].

En el aspecto del almacenamiento del combustible a bordo del vehículo, el hidrógeno actualmente no es competitivo. La autonomía media de los vehículos sería rebajada y el espacio habitable interior limitado.

## **Almacenamiento de hidrógeno como líquido y como gas a alta presión**

Son las únicas formas de almacenamiento que en la práctica han demostrado que funcionan a bordo de un vehículo. Por ejemplo la serie limitada de BMW serie 7 con un motor de combustión interna alternativo (MCIA) alimentado por hidrógeno almacenado

en forma líquida, así como por una celda de combustible para producir electricidad para los sistemas eléctricos del vehículo [25].

Esta forma de almacenamiento, hidrógeno líquido, permite obtener un 10 % de masa de hidrógeno [23] en el conjunto combustible – depósito lleno. Pero tiene dos grandes inconvenientes:

- El hidrógeno se pierde por evaporación a ritmo del 1 % diario.
- Hay unas pérdidas de energía inevitables del 30% en la refrigeración necesaria para mantener el hidrógeno en estado líquido [26].

El otro método convencional es el almacenamiento del hidrógeno en forma de gas comprimido. A mayor presión menor volumen de depósito para almacenar la misma cantidad de hidrógeno.

Aquí el problema es que el hidrógeno solo representa el 1 % de la masa del conjunto combustible – depósito [23], donde el depósito convencional es un cilindro metálico de acero.

La optimización del sistema se encuentra en utilizar materiales más ligeros e igualmente resistentes. Se ha conseguido resistir 700 bares de presión con depósitos de fibra de carbono [27]. Con esta presión la densidad del hidrógeno es la mitad que en estado líquido.

Los depósitos de acero convencionales almacenan hidrógeno a 150 bares, por ejemplo los utilizados en pruebas piloto de autobuses como el proyecto CUTE en Londres [27]. Hay cierto miedo en permitir al público general operar con los depósitos a presión que están siendo actualmente diseñados, puesto que puede ser peligroso.

## **Almacenamiento en forma de hidridos metálicos**

En esta forma de almacenamiento el hidrógeno molecular se divide en su forma atómica en la superficie del metal para poder introducirse en su red cristalina. Lo hace a través de los huecos intersticiales del material (el átomo de hidrógeno es suficientemente pequeño como para moverse con cierta libertad por la red cristalina).

Por último, se forma una fase hidrida en la red con una mayor concentración de hidrógeno, creando una subred más o menos ordenada de hidrógeno.

La mayoría de hidridos binarios e intermetálicos son bien muy estables o bien muy inestables, por ello según Ross [23] solo unos pocos presentan una presión de hidrógeno estable a temperatura ambiente y 1 bar de presión.

Ejemplos funcionales son el Paladio (muy caro) y el hidrido de lantano y níquel ( $\text{LaNi}_5\text{H}_6$ ). Este sistema fue investigado por Buschow y Miedema en Phillips en Eindhoven [28] para posteriormente evolucionar en sistemas AB<sub>5</sub> que soportaran mejor el ciclado y poder ser utilizado en las populares baterías recargables Ni-MH. Estas baterías sustituyeron a las de Ni-Cd.

Se ha demostrado que se pueden producir en masa (China, para la producción de baterías para bicicletas equipadas con motor eléctrico) [29]. Pero las baterías en sí

mismas no son satisfactorias para conseguir una autonomía suficiente en vehículos convencionales, y han de recargarse conectándolas a la red durante la noche. Otro inconveniente es que su porcentaje de hidrógeno en masa total no llega al 1% [23].

El objetivo entonces es encontrar un material con sus mismas propiedades pero más ligero. Pero existen otros problemas:

1. El átomo de la red cristalina del metal que adopta el electrón liberado por el hidrógeno cambia su valencia. Esto solo ocurre con el enlace metálico, no con el enlace iónico ni con el covalente. Por tanto, la conductividad protónica se ve afectada. La adición de hidrógeno conlleva una reorganización geométrica completa de la red cristalina. Inevitablemente con ello se disminuye el coeficiente de difusión en estado sólido del hidrógeno. Se requieren materiales nanoestructurados por tanto con grandes superficies [23].

2. La mayoría de los sistemas con potencial son demasiado estables termodinámicamente. Las consecuencias son que los hidridos han de ser calentados a temperaturas demasiado altas para conseguir liberar hidrógeno con una presión aceptable [23].

Por otra parte, durante la absorción de hidrógeno en el proceso de recarga se produce mucho calor el cual hay que retirar, dificultando que el repostaje se consiga hacer en el tiempo requerido por el DoE (5 min) [24].

Las necesidades de refrigeración pueden ascender al orden del megawatio para conseguir la recarga en dicho tiempo para un coche estándar [23].

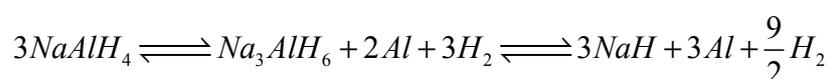
3. Los sistemas de hidridos ligeros que están siendo considerados son fuertes agentes reductores y por tanto altamente reactivos con el aire. Por tanto existe riesgo de pequeñas explosiones y pérdida de actividad con el combustible si el hidrido entra en contacto con el aire [23]. Se hace necesario un resistente diseño de vacío.

También existe la posibilidad para reducir tiempos de recarga, de cambiar el tanque de combustible por uno lleno en la estación de servicio en lugar de repostar.

### **Alanato de sodio**

Fue el primer hidrido estudiado por Bogdanovich y Schwickardi [30]. Utilizando  $TiCl_3$  como catalizador el ratio absorción/ desorción de hidrógeno es aumentado.

Reacción completa:

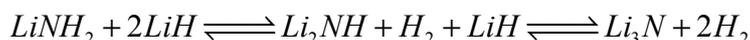


La evolución del hidrógeno en el sistema provoca cambios en la estructura: el alanato  $NaAlH_4$  se descompone en el alanato  $Na_3AlH_6$  y metal aluminio que precipita, aunque

vuelve a descomponerse bajo presión de  $H_2$  para recombinarse y volver al primer alanato [30]. Ambos alanatos poseen estructuras cristalinas bastante diferentes.

### Imida de litio

Es un proceso muy similar al anterior cuya reacción completa es [31]:

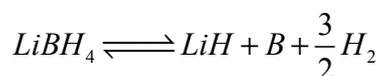


La amida de litio tiene que reaccionar con el hidrido de litio para liberar hidrógeno, y hay que hidrogenar el nitrado de litio para la recarga. Existe una molécula volátil que facilita la reacción, en este caso el  $NH_3$  [23].

En este sistema  $Li_3N$  la imida y la amida son demasiado estables, por tanto la desorción no arranca hasta los 700 K. De acuerdo con Ross [23] se puede desestabilizar la estructura molecular añadiendo Mg en sustitución parcial del Li. Con un 30% de Mg se ha conseguido bajar la temperatura de desorción a 350 K [32].

### Borohidridos

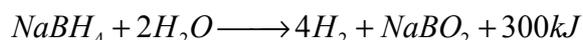
Es el sistema hidrido hasta ahora conocido que mayor cantidad de hidrógeno puede almacenar. El borohidrido de litio alcanza los 18.5% de  $H_2$  en peso, aunque solo es utilizable el 13.8%, Zuetel [33]. La reacción completa es:



El hidrido de litio es muy estable con el Li metálico, y por tanto la reacción arriba descrita no tiene lugar hasta alcanzar altas temperaturas, alrededor de 573 K [23], por encima del punto de fusión del  $LiBH_4$ .

Existen catalizadores como el  $SiO_2$  que disminuyen esta temperatura de descomposición a 473 K [34]. El proceso de rehidridación se completa a 35 MPa y 873 K [35]. Los esfuerzos se dirigen a encontrar mezclas de cationes alcalinos para desestabilizar el material e intentar disminuir la temperatura de reabsorción de hidrógeno.

Una opción alternativa, es usar el borohidrido de sodio en una reacción con el agua en una disolución alcalina con presencia de un catalizador, como el ruterio [23]. La reacción completa es [36]:



A la máxima concentración la masa de hidrógeno en solución podría suponer un 7.5% del total [36]. Para comenzar la reacción se introduce el borohidrido en la disolución y para detenerla se retira la disolución.

El hidrógeno obtenido por este método es bastante puro, conteniendo solo vapor de agua, lo que lo hace ideal para su uso en celdas de combustible PEM [23]. El residuo, metaborato de sodio, sería retirado en la estación de servicio. El problema reside en el coste del borohidrido, aproximadamente 80 \$/kg [23].

El proceso es limpio y seguro, pero es necesario abaratarlo para hacerlo rentable (reaprovechar el  $\text{NaBO}_2$ , aprovechar el calor liberado en la reacción...).

## **Hidridos de magnesio**

Es un hidrido ligero que está siendo objeto de estudio en los últimos años, debido a que es potencialmente barato. Su problema es su alta estabilidad y la baja velocidad de absorción y difusión del hidrógeno [23].

Reduciendo el tamaño de grano en el proceso de fabricación se logra reducir el tiempo de difusión levemente. Añadiendo el 10 % en peso de  $\text{Nb}_2\text{O}_5$  a nanoescala se consigue una reducción más importante, llegando a valores prácticos (100 s), Freidrichs [37].

La reabsorción se da a 1 MPa a 300 °C. El hidrido de magnesio,  $\text{MgH}_2$  es muy estable y la adición de  $\text{Nb}_2\text{O}_5$  no lo inestabiliza [37].

## **Fisiadsorción de hidrógeno en materiales de gran superficie**

Es otro método de almacenamiento de hidrógeno que consiste en fisiadsorber hidrógeno molecular en un sólido de gran superficie. Esta técnica funciona mejor con metano en carbono activado que con hidrógeno, ya que el hidrógeno genera mucho calor durante la adsorción debido a las interacciones de Van der Waals [23], cuando el objetivo es poder almacenar hidrógeno a temperatura ambiente.

La capacidad de almacenamiento en una unidad de volumen a temperatura ambiente es baja a presiones normales de trabajo (a mayores presiones podemos lograr mayor adsorción, pero no es práctico) [23]. Este sistema entonces no presenta mayor capacidad de almacenamiento que los tanques de gas comprimido a la misma presión.

Por otra parte, si la molécula de hidrógeno se divide en hidrógeno atómico, estos átomos pueden ser quimiadsorbidos, siendo un problema puesto que la fuerza de la unión es tal que se necesitan temperaturas y presiones muy altas para la posterior desorción.

Hay varios planteamientos para solucionar el problema de la quimiadsorción [23]:

- Almacenar hidrógeno en un adsorbente a 80 K.
- Encontrar una superficie cuyo calor isostérico de adsorción sea significativamente mayor al calor de fisiadsorción normal.
- Utilización de nanotubos y nanofibras de carbono a temperatura ambiente para adsorber grandes cantidades de hidrógeno [38]. Requiere todavía mucha experimentación.

La cantidad de hidrógeno almacenado en una superficie puede medirse mediante técnicas gravimétricas o volumétricas. Para comparar la capacidad real de almacenamiento del adsorbedor con la de un tanque para gas presurizado hemos de obtener la isoterma de Langmuir del proceso de adsorción [23].

La masa de hidrógeno adsorbida es proporcional al área de la superficie, según el método BET (Brunauer, Emmet y Teller) 2.5% por cada 1000 m<sup>2</sup> [39].

A temperatura ambiente y 20 bares de presión solo se adsorbe el 7% del hidrógeno que se adsorbería a 80K, de acuerdo con Ross [23]. Además, a 80K el calor a disipar durante la adsorción sería mucho menor que a temperatura ambiente.

Por eso es interesante poder operar el sistema de almacenamiento a esta temperatura, siendo superior a los 20K necesarios para el hidrógeno líquido, con lo que ahorraríamos un 25% en costes de refrigeración [23].

Otra ventaja sobre el hidrógeno líquido es que tendríamos menos pérdidas por evaporación, y que en caso de accidente la liberación de hidrógeno sería menor.

Las líneas de investigación actuales tienen el objetivo de acercarse al sistema de almacenamiento de hidrógeno ideal, el cual tiene un calor de adsorción mayor que la superficie de carbono normalmente empleada. Así como comprender mejor los procesos físicos que tienen lugar y continuar la investigación con los prometedores nanotubos de carbono.

CAPÍTULO 4:

## **INFRAESTRUCTURA DEL HIDRÓGENO PARA EL SECTOR DEL TRANSPORTE**

En este capítulo se resumen y analizan los diferentes factores que influyen en la introducción del hidrógeno en el sector del transporte. Hay asuntos que todavía requieren mucha investigación y asuntos que ya han sido muy estudiados por diferentes investigadores.

Se debe prestar más atención a los instrumentos políticos necesarios para fomentar la coordinación entre las diferentes partes interesadas en el desarrollo de la tecnología basada en el hidrógeno. Se ha de persuadir a los conductores a comprar vehículos de hidrógeno aun cuando la infraestructura esté en sus primeras etapas, para poder garantizar inversiones en estaciones de servicio, las cuales posiblemente no sean rentables en los primeros años [40].

Los consumidores no comprarán FCVs a menos que exista una infraestructura adecuada con la que dar servicio a sus vehículos. Por otra parte, los fabricantes no producirán vehículos que los consumidores no comprarán. Y por último, los inversores no invertirán en estaciones de servicio para vehículos que no existen. También se ha de tener en cuenta la escasa variedad de modelos de vehículos que utilizan hidrógeno actualmente, lo cual influye en su baja penetración en el mercado. Así como el precio de venta al público del hidrógeno como combustible.

De acuerdo con P. Agnolucci [40] uno de los mayores obstáculos para el desarrollo de vehículos que utilizan hidrógeno como combustible, celda de combustible o motores de combustión interna alternativos (MCIA), es la construcción de la infraestructura necesaria para el hidrógeno. Las barreras tecnológicas no parecen ser un problema con los conocimientos actuales. El principal problema es el coste económico que conlleva la construcción de la infraestructura del hidrógeno.

Se han realizado multitud de estudios acerca de la infraestructura necesaria para la producción, transporte y servicio del hidrógeno; dado que su desarrollo es clave para el paso de los combustibles fósiles al hidrógeno como combustible habitual. En la literatura hay información sobre los aspectos sociales, medioambientales, económicos y jurídicos que influirán en el desarrollo de la infraestructura.

No se tiene en cuenta el mercado de los vehículos de transportes de mercancías, marítimos y terrestres, puesto que estos pueden seguir un desarrollo paralelo de una infraestructura de hidrógeno mas limitada.

## ***Modelo de estudios***

La mayoría de los estudios realizados para analizar la infraestructura necesaria para introducir el hidrógeno en el sector del transporte se enfocan de dos maneras:

1. Dada una cantidad de hidrógeno suministrada por una determinada infraestructura de producción y distribución, estudiar a cuantos vehículos de celda de combustible se puede proveer. Por ejemplo los estudios de Simbeck y Chang [41] y Ford Motor Company [42].
2. Dado un número de FCVs en circulación, conociendo la distancia recorrida y la eficacia en el uso del combustible de los vehículos; conocida la demanda de hidrógeno y las tecnologías utilizadas en la producción, almacenamiento, transporte y distribución

del combustible; estudiar los parámetros que describen la infraestructura de hidrógeno necesaria. Número de instalaciones necesarias, localización, costes de inversión y precio del hidrógeno.

Algunos de los estudios realizados por diferentes autores tienen en cuenta curvas de aprendizaje, economías de escala [43,44]. Otros analizan la evolución de la demanda del hidrógeno, a lo largo de un año [44] o en un tiempo futuro [45]. Otros piensan que la tecnología de la infraestructura del hidrógeno puede evolucionar [43]. Casi todos se basan en que una demanda externa de hidrógeno es la que empuja el desarrollo de la infraestructura, mientras que unos pocos se centran en minimizar los costes totales y comparar costes con otros combustibles alternativos [43].

## **Tamaño y factor de capacidad del sistema**

### **Tamaño del sistema**

De entre los diferentes estudios realizados, el tamaño del sistema estudiado va desde 10 vehículos pesados (HDVs) circulando en la ciudad de Londres, hasta un sistema en el que la infraestructura del hidrógeno ha de servir al 30 % del stock de vehículos mundial, que utilizarían hidrógeno como combustible [43].

Algunos estudios hacen predicciones a corto plazo, analizando la posibilidad de introducir un pequeño número de FCVs en una localidad geográfica determinada [44, 46, 47], para de esta manera poder obtener datos reales con los que estimar los costes de construcción de una infraestructura de hidrógeno más global. Los lugares más predispuestos a realizar estas pruebas y donde ya se han iniciado son California, Canada e Islandia.

Otros estudios hacen predicciones a largo plazo (Myers y col. [48]), con lo que el grado de incertidumbre es mayor puesto que no se conocen las circunstancias políticas, tecnológicas y económicas del futuro.

### **Factor de capacidad**

El factor de capacidad es el nivel de producción y distribución que puede alcanzar un sistema, en este caso el producto es el hidrógeno y la infraestructura son las plantas de producción de hidrógeno y los diferentes sistemas de distribución. El factor de capacidad es la unión entre el suministro y la demanda de hidrógeno: el porcentaje del hidrógeno suministrado que es consumido [40].

El precio del hidrógeno se calculará en función de la tasa de retorno deseado para la inversión en función del factor de capacidad. Altos factores de capacidad son difíciles de conseguir, puesto que se requiere una demanda muy estable [40]. En los primeros años tras la inversión el factor de capacidad puede ser bajo y ocasionar problemas financieros. Pero estas primeras inversiones son necesarias, para que posteriormente otros inversores se animen a invertir en estaciones de repostaje en función de los resultados de los primeros.

Los parámetros que influyen en el factor de capacidad de la infraestructura del hidrógeno son la demanda de hidrógeno, nivel tecnológico, la flexibilidad y el propósito del sistema [40]. Para conseguir un alto factor de capacidad las ventas de FCVs han de ser estables, para generar una demanda estable de hidrógeno.

Cuando la demanda crece rápidamente, los productores prefieren construir infraestructuras de producción y distribución sobredimensionadas para que cuando la demanda se estabilice poder abastecer a todo el mercado.

Se ha de prever una cierta flexibilidad en la distribución del hidrógeno, para ajustarse a la demanda. Un sistema de abastecimiento por carretera de hidrógeno líquido o de gas comprimido, puede reducir su radio de servicio a un área menor para mantener un buen factor de capacidad si la demanda aumenta, de acuerdo con P. Agnolucci [40]. Un sistema de distribución mediante tuberías requiere una gran inversión, puesto que ha de servir la demanda actual y la prevista para el futuro, debiendo dimensionarse para la demanda futura, lo que provoca un bajo factor de capacidad inicial [40].

Hay una estrecha relación entre plantas de producción y factor de capacidad. La economía de escala anima a crear grandes plantas de producción que requieren grandes inversiones, las cuales provocan un bajo factor de capacidad debido a la infrautilización, provocando un aumento en el precio del hidrógeno [40]. Hay que elegir entre alta capacidad o alto factor de capacidad en función de la previsión de crecimiento, para no estar aumentando la capacidad constantemente.

Todo esto nos lleva a establecer el precio del hidrógeno, variando entre 0.37 \$/Kg hasta 1.08 \$/kg, siendo los más baratos cuando el escenario ya se ha estabilizado y los más caros cuando la infraestructura aun esta en desarrollo [49, 50].

La estrecha relación entre el factor de capacidad y la economía de escala fuerza a los inversores a prever la futura demanda y soportar bajos factores de capacidad mientras el sistema crece. Esta previsión se hace en función de la tecnología disponible, el crecimiento de la demanda y el tamaño de la infraestructura [40]. Es una buena opción construir las estaciones de repostaje de forma modular, de manera que se pueda aumentar su capacidad añadiendo equipamiento adicional conforme aumente la demanda.

## **Evolución del sistema**

### **Enfoque incremental del sistema en conjunto**

Consiste en alcanzar al sector automovilístico abriéndose paso poco a poco pasando por diferentes mercados. Es el modelo adoptado por el US DoE [51]. Se darán pequeños avances en cuanto a los mercados penetrados por el hidrógeno, el tipo y el número de plantas de producción, y el tamaño de las redes de distribución.

Según el mapa de ruta del US DoE [51], entre las aplicaciones finales, el hidrógeno se utilizará primero en dispositivos de energía portátil similares a una batería, después se

utilizará para generación estacionaria de potencia eléctrica, posteriormente como combustible para flotas cautivas de vehículos (autobuses urbanos, taxis...). Más tarde entrará en el mercado de los vehículos de lujo, para terminar en los vehículos comunes.

En el caso de flotas, las estaciones de servicio de hidrógeno estarán localizadas en el área de servicio de la flota. Si la demanda es pequeña el hidrógeno puede ser producido in situ o transportado mediante camión en forma de hidrógeno líquido [51]. Cuando aumente la demanda, se pueden construir redes de tuberías de transporte desde plantas de producción centralizadas.

Este enfoque es beneficioso en ciertos aspectos. De cara al inversor, este evaluará como responde el consumidor en las primeras etapas. Uniendo la producción con la demanda se mantendrá un factor de capacidad relativamente alto [40]. La nueva tecnología no será tan desconocida e irá siendo asimilada por los consumidores y adoptada por la industria poco a poco. Por otra parte los consumidores no se verán forzados a un cambio brusco del uso del gasoil/gasolina al uso del hidrógeno.

Este enfoque solo es posible si entre los diferentes mercados de actuación hay tecnología compartida, o las aplicaciones comparten componentes. Sin embargo, en realidad los mercados de potencia portátil, estacionario y automovilístico utilizan diferentes tecnologías de celda de combustible [40]. Por ello muchos autores prefieren analizar el sector automovilístico independientemente de los otros mercados.

### **Enfoque incremental**

En el sector del transporte, la viabilidad del enfoque incremental se basa en que todas las partes obtengan algún beneficio económico con el uso del hidrógeno [40]. Las primeras ventas de FCVs podrán permitir a las empresas invertir sus beneficios en investigación y desarrollo y así poder reducir el precio de sus nuevos productos.

Para empezar, se realizarían proyectos de demostración mediante prototipos, donde ganar la confianza del consumidor. Pero según Agnolucci [40], estos proyectos no facilitan la entrada del hidrógeno en el mercado dado su pequeña envergadura.

En una segunda etapa, el hidrógeno se introduciría en flotas de vehículos. Estas flotas son repostadas y mantenidas en una misma área de servicio, y suelen seguir rutas fijadas o en un área reducida. Además, muchas veces los vehículos son elegidos sin tomar muchas decisiones, puesto que son elegidos por empresas y por agencias gubernamentales para mejorar su imagen de cara al público, algo que se puede conseguir utilizando vehículos de celda de hidrógeno.

La introducción del hidrógeno en autobuses, furgonetas de reparto y montacargas tiene sentido evaluando el precio del KW. Para ser competitivo con celdas de combustible en estos mercados se requiere como máximo un precio de 200, 135 y 100 \$/KW, mientras que para ser competitivo en vehículos ligeros el precio no puede ser mayor de 50 \$/KW, Agnolucci [40]. Además, otras tecnologías limpias alternativas pueden perjudicar a la incursión del hidrógeno en estos mercados [43].

Los primeros compradores deberán estar dispuestos a servirse de una infraestructura bastante limitada, donde las primeras estaciones de servicio se localizarán en los núcleos de población. El resto de los consumidores esperará a que la infraestructura esté más avanzada en su desarrollo.

Algunas ventajas de los vehículos de celda de combustible son que son respetuosos con el medioambiente, silenciosos, de respuesta rápida, de bajo mantenimiento potencial y de mayor flexibilidad en el diseño [40]. También pueden proveer electricidad e incluso desarrollar un mercado eléctrico basado en ello, NRC/NAE 2004 [62].

Los consumidores han de ver un valor añadido en los vehículos de hidrógeno, una ventaja sobre los vehículos de combustibles fósiles para interesarse en ellos.

### **Enfoque de gran cambio**

Este enfoque es el que más se ha defendido, puesto que ninguno de los dos anteriores es capaz de resolver el problema del “huevo y la gallina” [40]. Este problema aparece cuando

- la nueva tecnología es incompatible con las anteriores;
- el precio del nuevo combustible es mayor al del combustible dominante;
- las inversiones son a largo plazo;
- el sistema de producción, distribución y fabricación de aplicaciones actuales está bien enraizado;
- el mercado final es homogéneo.

Todas estas características se dan para la introducción del hidrógeno en el sector del transporte. Según Wurster [53], el mercado del transporte está muy masificado, y un desarrollo lento de una nueva infraestructura de repostaje no es atractivo.

La solución es fomentar una alta coordinación de grandes inversiones implicando a todas las partes: suministradores de combustible, fabricantes de vehículos, gobiernos y consumidores.

El problema del “huevo y la gallina” es que si no hay suficientes modelos de vehículos de hidrógeno, los fabricantes no alcanzarán altas cotas mercado y no podrán bajar el precio. Si no se venden suficientes vehículos, la industria no considerará añadir el hidrógeno a sus estaciones de servicio. Si no hay suficientes estaciones de repostaje los consumidores no considerarán comprar vehículos de hidrógeno, y esto es importante dado que los vehículos de hidrógeno no son flexifuel.

El tiempo previsto en los estudios de Melaina [54] para desarrollar una infraestructura de estaciones de servicio capaz de servir a los potenciales compradores de vehículos FCVs es de 4 – 6 años. Estimando que sería necesario que el 10 – 15% de las estaciones de servicio dispensara hidrógeno.

## Diseño de un sistema basado en el hidrógeno

Se ha estudiado y analizado el diseño de la infraestructura de producción y distribución, así como la venta al por mayor del hidrógeno. Para la distribución geográfica de las estaciones de servicio se ha utilizado el sistema GIS (Geographical Information System), donde se calculan los centros de demanda de hidrógeno a partir de bases de datos de población, densidad de población, número de vehículos y utilización media, Ni y col. [55]. De esta manera se garantiza que las estaciones de servicio se construirán solamente en los lugares donde haya suficiente demanda. Luego, las plantas de producción y distribución de hidrógeno se localizarán a la mínima distancia posible de estos los puntos de venta.

Para la distribución interna de una ciudad, Ogden y col. [56] han pensado en un método simplificado conocido como ICM (The idealised City Model). El sistema proporciona información de la longitud de tuberías y distancia a recorrer por el camión de reparto para conectar una red de estaciones de servicio. El modelo asume ciudades con forma circular y distribución homogénea de la población y de la red de carreteras. Los camiones viajan individualmente hacia cada estación (el número de camiones varía linealmente con el número de estaciones), mientras que la red de tuberías interconecta las estaciones (la longitud de tuberías varía potencialmente con el número de estaciones).

Según Agnolucci [40] el sistema GIS es más robusto, pero el ICM permite obtener estimaciones rápidas de los requisitos de la infraestructura y costes. La gran limitación del ICM es que requiere conocer la longitud de las arterias principales de la ciudad. Otro punto de interés es conocer el número de estaciones de hidrógeno que debe haber en un área en un determinado escenario. El método más simple y utilizado es establecer un porcentaje del número de estaciones de servicio actuales. Por ejemplo según Melaina [54] este porcentaje estaría entre el 5 y el 15% en función del escenario tomado. Este número puede parecer reducido, pero en la actualidad el porcentaje de estaciones de servicio que sirven combustible Diesel en EEUU es similar [40].

<b>Penetración en el mercado (% del stock de vehículos)</b>	<b>10%</b>	<b>20%</b>	<b>70%</b>
Demanda de H <sub>2</sub> (ton/día)	3.9	11.6	27
Número de estaciones de H <sub>2</sub> (1500 kg/día)	4	12	26
Distancia media entre estaciones (km)	40	13	6
Número de camiones LH <sub>2</sub>	1	2	3

Tabla 6. Número de estaciones de hidrógeno en diferentes escenarios [95].

La tabla superior obtenida del estudio de Ogden y col. [56] muestra el número de estaciones interurbanas necesarias en función de la penetración en el mercado de los vehículos de hidrógeno. Este estudio se basa en una mayor penetración que el de Melaina [54].

## Costes de inversión

Las estaciones de hidrógeno serán más caras que las de otros combustibles alternativos. De acuerdo a Wang y col. [57] tenemos:

Combustible	Coste por estación estimado
Hidrógeno	1.400.000 \$
CNG	900.000 \$
LNG	600.000 \$
DME, LPG, metanol	200.000 \$
Biodiesel	0 (adaptando dispensares actuales)

Tabla 7. Estación capaz de proporcionar 50.000 litros equivalentes de gasolina [57].

El alto coste de las estaciones de hidrógeno radica según Mulder and Girard [58] en que se incluye toda la infraestructura necesaria para introducir el hidrógeno en el sector del transporte. La inversión total incluye el sistema de distribución (tuberías o camiones) en el caso de la producción centralizada de hidrógeno.

Weinert [59] y Gielen y Simbolotti [60] aportan algunos datos del coste de estaciones de hidrógeno con sistema SMR in situ.

Condiciones	Capacidad	Coste por estación estimado
Hidrógeno gas a 70 MPa	1300 kg/día	6.300.000 \$
Hidrógeno gas a 35 MPa	1300 kg/día	4.300.000 \$
Hidrógeno líquido	1000 kg/día	8.800.000 \$

Tabla 8. Coste de las estaciones de hidrógeno con sistema SMR in situ [60].

## Precio del hidrógeno

Normalmente se toman dos enfoques para estimar el precio del hidrógeno [40]. El primero considera una demanda determinada de combustible y se calcula el precio del hidrógeno que haga rentable la inversión en la infraestructura.

El segundo fija el hidrógeno en un precio que lo haga asequible para la mayoría de los consumidores, luego dada la demanda se calcula la rentabilidad para los inversores.

La inversión en la infraestructura del hidrógeno debe dar beneficios a los inversores a largo plazo, los cuales a corto plazo desean tener las mínimas pérdidas posibles.

Mientras la demanda sea baja, el gobierno puede apoyar a los inversores financiando parte del precio del combustible [40].

Se han realizado estudios económicos de las pérdidas anuales en función del precio establecido del hidrógeno, el número de estaciones y el número de vehículos servidos.

<b>Precio hidrógeno</b>	<b>Vehículos / estaciones</b>	<b>Pérdidas anuales (\$)</b>
3 \$/kg	2010 / 50	5.1 millones
2.64 \$/litro equivalente gasolina	10250 / 250	28.9 millones
0.46 \$/litro equivalente gasolina	20250 / 250	33.6 millones

Tabla 9. Pérdidas anuales en función del precio del hidrógeno y el número de estaciones. Bevilacqua and Knight [46]

El tiempo de retorno de la inversión según E4tech [61] nunca sería inferior a 10 años tras la introducción de los vehículos de hidrógeno, aunque puede variar según el escenario estudiado. Agnolucci [40] ha observado que la producción centralizada de hidrógeno es más rentable que la compartida con un 50% de producción in situ mediante SMR.

Según Yang and Ogden [49] el año de transición de la producción SMR in situ a la producción centralizada de hidrógeno dependerá de la demanda externa, de forma que se maximicen los cash flow mínimos acumulados. En un escenario de baja demanda del combustible, el año óptimo para la transición sería 20 años después de las primeras estaciones de SMR in situ, y el cash flow no sería positivo hasta 20 años después de la transición.

Se ha estimado el precio del hidrógeno haciendo diferentes suposiciones. El punto más importante y en el que hay mas consenso es el factor de capacidad de la infraestructura. Indica la competitividad de la misma según Johnson y col. [50]. Con un factor de capacidad del 100% las infraestructuras de producción centralizada son más competitivas que las SMR in situ. Si la infraestructura no es utilizada completamente y la producción centralizada no está optimizada geográficamente, las estaciones SMR in situ sí son competitivas.

En los primeros años de la infraestructura habría pocas estaciones, habría estaciones de servicio centrales para servir a consumidores en un radio de acción muy grande. Según NRC/NAE [62] el precio sería similar al actual de la gasolina.

Gasolina	Hidrógeno Central	Hidrógeno SMR in situ
1.3 \$/L	2\$/Kg	3.5\$/Kg

Tabla 10. Comparativa precio gasolina e hidrógeno [73]

## Líneas de investigación

Hay ciertos aspectos a los que no se les ha prestado demasiada atención cuando se habla de cambiar del uso de los combustibles fósiles al hidrógeno como combustible vehicular habitual [40].

- Coordinación entre las diferentes partes implicadas: inversores, gobierno, fabricantes, consumidores.

- Disponibilidad limitada del combustible.
- Políticas para promover la creación de estaciones de hidrógeno y la competitividad entre las mismas.
  
- Limitado número de vehículos de celda de hidrógeno disponible.
- Impuestos y precio final del hidrógeno vendido como combustible vehicular.

El desarrollo de la infraestructura del hidrógeno solo es posible si existe colaboración entre las entidades públicas y privadas.

Se espera que el factor de capacidad sea bajo durante los primeros años de servicio [40], puesto que es preferible crear una infraestructura mas dispersa, compuesta por mayor número de estaciones para cubrir un área de demanda mayor, aun cuando ésta sea ínfima.

Esta infraestructura requiere una inversión no muy atractiva, no hay retorno económico en un largo periodo de tiempo, y también existe una gran incertidumbre en la atracción real que tendrá en los usuarios. Por tanto, para impulsar su creación y evitar esperar a ver quien da el primer paso es fundamental la coordinación entre todas las partes implicadas.

La densidad de estaciones de servicio necesarias para cubrir la demanda de un cierto número de consumidores es un parámetro útil para llevar a cabo el desarrollo de la infraestructura en un área geográfica determinada [40]. Para ello en ciudades mayormente de los Estados Unidos se han realizado estudios basados en modelos GIS.

Los estudios han de analizar la competitividad de los demás combustibles alternativos: gasolina, diesel, biocombustibles, gas natural, metanol, etanol, combustibles sintéticos... De forma que podamos establecer factores para limitar la diversidad de combustibles que serían competitivos.

Otro aspecto importante de cara al consumidor, es que el precio del hidrógeno sea estable. Para conseguirlo el gobierno tendrá que mediar entre los proveedores. Para calcular el precio del hidrógeno no se ha tenido en cuenta que los gobiernos pueden establecer un impuesto al igual que en los combustibles convencionales (aunque no lo hagan inicialmente, será de esperar si la economía del hidrógeno prospera), así como el incremento en el precio que establecerían los inversores para obtener beneficio [40]. Sería interesante por tanto conocer la sensibilidad en el precio del hidrógeno en los diferentes escenarios estudiados por las tasas del gobierno y el beneficio de los inversores.

CAPÍTULO 5:

## **COMERCIALIZACIÓN DEL HIDRÓGENO**

La comercialización de una nueva tecnología es siempre un gran reto puesto que conlleva mucha incertidumbre. Este es el caso de las celdas de combustible y toda su industria. Actualmente estamos en el periodo de transición entre la fase de investigación y desarrollo hacia las fases de producción, marketing y comercialización. Las firmas se encuentran en el periodo de pre-comercialización.

Se está desarrollando el nuevo mercado de las celdas de combustible, puesto que cada día observamos el anuncio de nuevos prototipos y nuevas pruebas. Pero la comercialización generalizada no parece llegar, puesto que las previsiones hasta el momento han fallado [63].

La creciente industria de las celdas de combustible está formada en general por compañías de reciente creación de gran diversidad. Estas compañías han asumido el riesgo de no ser rentables en un largo periodo de tiempo.

La introducción de las celdas de combustible (o Fuel Cells, FC) en el mercado será similar a la introducción de otros productos novedosos en el pasado. Los factores que influyen en la comercialización son la tecnología, el mercado, los aspectos medioambientales y la industria de las celdas de combustible de acuerdo con Hellman y col. [63].

La baza para la popularización de las FC es el apoyo gubernamental hacia las energías limpias y el desarrollo sostenible. Puesto que una celda de combustible funcionando con hidrógeno solo emite agua, se evitará la emisión de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> a la atmósfera si se consigue sustituir parte del parque automovilístico por vehículos de hidrógeno.

## ***Comercialización de una tecnología***

El objetivo de la comercialización es poner al servicio del público todos los esfuerzos en investigación, desarrollo e innovación en el desarrollo de nuevas tecnologías y productos. Este proceso es dinámico y tiene tres etapas [63]:

### 1. Fase fluida:

Existe gran incertidumbre porque todavía no hay una tecnología dominante y debemos apostar por una o varias de ellas sin conocer como será la respuesta del mercado. Es la fase actual de las celdas de combustible.

### 2. Fase de transición

### 3. Fase de estabilización:

Existe un diseño dominante adaptado para uno o varios mercados definidos.

Balachandra y col. [64] han diseñado un modelo para ver como una tecnología y sus aplicaciones de mercado evolucionan. Primero tenemos una fase experimental donde la investigación sucede sin pensar en las posibles aplicaciones en el mercado, es una fase dominada por la tecnología. Posteriormente, tras la introducción en el mercado, éste va moldeando la tecnología de acuerdo a sus necesidades. De esta manera el mercado va creciendo. Según Balachandra “las empresas que encuentren la mejor aplicación para la tecnología tendrán éxito”.

Muchas veces no se conocen las necesidades del mercado y es difícil apostar por una aplicación de la tecnología. De las celdas de combustible se espera que primero sean utilizadas en nichos de mercado tales como flotas de autobuses o vehículos del Estado [63]. Estos potenciales compradores son una buena oportunidad para hacer pruebas de aceptación del producto, puesto que están dispuestos a pagar un precio relativamente alto por unas prestaciones no especialmente buenas, antes de introducirlo al mercado en masa a un menor precio.

Además, al ser flotas, pueden disponer de áreas de servicio especialmente diseñadas para ellas, por lo que no requieren el desarrollo de una infraestructura especial.

Puesto que la industria de las celdas de combustible es emergente, está formada por nuevas empresas con cierta escasez de recursos, con lo cual a la hora de comercializar las FC es importante no tener fallos en la toma de decisiones [63].

### ***Características de la tecnología de las celdas de combustible***

Según Tatikonda [65] una tecnología puede ser novedosa o estar en fase de desarrollo, un producto puede ser complejo si tiene muchos componentes y existe interdependencia entre ellos, y una tecnología puede encaminarse hacia un proceso o hacia un producto. El estado actual en que se encuentran las celdas de combustible se puede resumir con las siguientes características [66]:

#### **Inmadurez**

La inmadurez se refleja en la rápida evolución en prestaciones y tecnología que han sufrido las celdas de combustible en los últimos años. Se ha mejorado la densidad de potencia, capacidad, sostenibilidad y coste. Por ejemplo la pila de combustible (conjunto de varias celdas de combustible) ha cuadruplicado su densidad energética en 10 años, van den Hoed [67].

Todavía no existe un diseño dominante, puesto que hay más investigación y desarrollo que desarrollo de producto y comercialización [63]. Esto explica porqué las FC todavía no son competitivas en el mercado con la tecnología actual. El problema es que para la i+D se necesita inversión tanto de fuentes públicas como privadas, y solo se atrae financiación a medida que aumentan las prestaciones y se reducen los costes.

#### **Diversidad de aplicaciones**

El hidrógeno es un vector energético, una forma de almacenamiento de energía; mientras que una celda de combustible es un sistema de transformación de energía química a eléctrica. La generación de electricidad tiene muchas aplicaciones, por lo tanto los mercados para las celdas de combustible de acuerdo con Hellman [63] pueden ser desde la alimentación de dispositivos electrónicos portátiles hasta la alimentación de los motores eléctricos de los vehículos pasando por la generación de potencia eléctrica estacionaria.

La dificultad está en elegir en qué mercado adentrarse primero para focalizar esfuerzos en el desarrollo de la tecnología para el mismo. Hay que evaluar los potenciales nichos de mercado rentables [68]. También es importante el timing para no crear un producto con una tecnología que quede obsoleta al poco tiempo [69].

## **Tecnología de sustitución**

Las celdas de combustible podrían competir con las baterías y los motores de combustión interna alternativo en la generación de energía. Estas tecnologías están bastante probadas, y las celdas de combustible no tendrán éxito a menos que demuestren alguna ventaja sobre ellos.

De acuerdo con Hellman [63] si las FC acaban sustituyendo a estas tecnologías, sería un gran cambio que traería muchas consecuencias. Afectaría a todos los eslabones de las cadenas de producción: diseñadores, fabricantes, suministradores de recambios...

Las empresas ya establecidas se verían forzadas a actualizarse y reconvertirse para no verse obsoletas, si quieren competir con las empresas emergentes de celdas de combustible.

## **Subsistema de producto**

Una celda de combustible es un sistema o un equipamiento diseñado para ser incluido dentro de otro sistema o producto, por ello el diseño tanto de la celda como del producto está interrelacionado para conseguir unas buenas prestaciones. Este es el caso de las FC en vehículos, donde la FC ha de tener unas dimensiones y forma determinada para encajar dentro del vehículo, así como ser ubicada en el lugar óptimo. De esto dependen el diseño final y las prestaciones del vehículo [70].

Las empresas desarrolladoras de celdas de combustible pueden decidir si diseñar sus productos para ser implementados dentro de un sistema específico, o por el contrario vender un producto genérico [63]. En este último caso los fabricantes diseñarán su sistema a partir de la celda de combustible genérica adquirida.

Estas decisiones dependen de los acuerdos entre las compañías, del desarrollo y necesidades del mercado y de las posibilidades económicas.

## **Complejidad**

Una celda de combustible es un sistema complejo. Por una parte está formado por la integración de muchos componentes donde el fallo en solo uno de ellos produce una pérdida de rendimiento del conjunto [63]. Por otra parte, son muchas las partes que han intervenido en su desarrollo. Cada pieza tiene su propia tecnología y campo de investigación.

Existe una interdependencia entre todos estos componentes, subsistemas y tecnologías. La gran complejidad alcanzada solo ha sido posible a través del desarrollo y de esta

interdependencia, explicada en Stock y Tatikonda [71]. Las áreas de conocimiento implicadas en el desarrollo de una FC incluyen termodinámica, mecánica de fluidos, electroquímica y tecnología de fabricación a nivel microscópico y de sistema, y electrónica de potencia e integración a nivel de sistema [63].

Un solo fabricante no suele llevar a cabo el desarrollo de todos los componentes, sino que parte de ellos se obtienen gracias a la colaboración empresarial. El número de componentes que puede desarrollar una empresa es una decisión que se ha de tomar en base a la capacidad de creación interna y las posibilidades de externalización.

## ***Mercados para las celdas de combustible***

Las características de las celdas de combustible las hacen susceptibles de ser utilizadas en diversos mercados. Pero para tener éxito han de competir con los productos que actualmente dominan estos mercados, superando los siguientes inconvenientes:

### **Falta de competitividad en coste y prestaciones**

Puesto que las celdas de combustible se encuentran actualmente en la fase pre-comercial, su coste es alto y sus prestaciones mejorables. Aunque existe interés de los consumidores, la demanda todavía no es significativa a excepción de ciertos nichos de mercado. Según Hellman [63] conforme los costes se vayan reduciendo es de esperar una mayor aceptación en el mercado.

Los consumidores dispuestos a comprar uno de los prototipos actuales quieren estar seguros de que funciona y de que lo van a poder mantener [72]. Por este motivo las demostraciones y pruebas de campo son importantes para obtener datos de funcionamiento. De esta manera se podrá atraer mayor interés de los fabricantes y de los consumidores.

La falta de competitividad en precio y prestaciones debido a la inmadurez de la tecnología produce cierta incertidumbre sobre cuando y como el mercado va a adoptar la tecnología. Una opción es centrarse en los mercados de alto poder adquisitivo ofreciendo productos premium, con propiedades que los hagan diferentes de los demás, exclusividad [63], aun cuando las prestaciones estén lejos de las deseables.

Según Hellman [63] las empresas desarrolladoras de FC deben elegir entre introducir cuanto antes sus productos al mercado e ir ganando experiencia, o desarrollar más la tecnología sabiendo que los consumidores siempre van a tener expectativas altas.

### **Indicadores de rendimiento no tradicionales**

Los consumidores suelen juzgar los nuevos productos en base a unos indicadores de valor tradicionales. La celda de combustible no tiene emisiones contaminantes ni partes móviles, por lo que su funcionamiento es silencioso comparado con los motores de combustión interna tradicionales. Algunos de estos aspectos, que parecen ventajas, no

siempre son considerados como tales por los consumidores ya acostumbrados a los sonidos, sensaciones y prestaciones tradicionales [73].

Por ejemplo, podemos comparar el funcionamiento de un vehículo eléctrico y uno térmico con MCIA. El motor eléctrico entrega todo el par desde el principio, por lo que puede parecer brusco mientras que el MCIA es más progresivo. El motor eléctrico es silencioso, mientras que el sonido característico del MCIA debido a las descompresiones de los gases de escape tiene cierta atracción por parte del mercado, aunque para otros pueda ser molesto.

Los proyectos de demostración son efectivos para explicar la tecnología y mostrar los valores añadidos. Pero para continuar el desarrollo es necesario establecer relaciones empresariales, siendo habitual sobre valorar el producto para conseguirlo [63].

### ***Características del contexto***

El desarrollo y la comercialización de las celdas de combustible dependen del contexto actual en que se encuentran. Entre los factores contextuales destacan el respaldo institucional y el desarrollo de una infraestructura de hidrógeno.

### **Tecnologías complementarias**

El éxito en la implementación de las celdas de combustible depende de factores externos [63]. Los dos mayores problemas del uso del hidrógeno como combustible:

1. Los problemas de almacenamiento
2. Los problemas de obtención del hidrógeno

Si los problemas anteriores pueden solucionarse o simplemente los consideramos como limitaciones, nos tenemos que enfrentar al problema del desarrollo de la infraestructura del hidrógeno: el problema del “huevo y la gallina”.

Si no existe una infraestructura adecuada la mayoría de los consumidores no comprarán vehículos de celda de hidrógeno, y si no hay suficiente demanda de hidrógeno porque no hay suficientes vehículos de celda de combustible los inversores no invertirán en el desarrollo de la infraestructura.

Para mejorar la eficiencia del desarrollo de las celdas de combustible es necesaria una estandarización, de manera que no existan incompatibilidades entre los desarrollos de diferentes compañías [74].

### **Respaldo institucional**

El apoyo institucional existe gracias a programas de inversiones, ayudas financieras y buena voluntad [63]. En EEUU, Europa y Japón ya existen programas de apoyo al desarrollo de las celdas de hidrógeno y la tecnología del hidrógeno en general.

Esta financiación se concede porque al hidrógeno se le da una importancia clave en el desarrollo sostenible. Por otra parte, estos fondos son utilizados por las empresas en investigación y desarrollo, puesto que se requieren grandes inversiones y el retorno de las mismas es bajo.

Si se penalizan las emisiones contaminantes, también estamos favoreciendo indirectamente el desarrollo de la tecnología del hidrógeno [67]. Sin embargo, los gobiernos muchas veces toman decisiones en base a la tecnología de moda. El hidrógeno ha pasado de estar de moda, donde solo se veían sus ventajas, a conocerse mejor y ver sus puntos flacos [63]. Por ello existe el peligro de que el apoyo financiero institucional se vaya hacia otro lado.

## ***Industria de las celdas de combustible***

### **Industria emergente**

La industria de las celdas de combustible es emergente: componentes, sistemas y productos están siendo actualmente desarrollados. Aunque en los últimos años hayan aparecido multitud de nuevas empresas, la experiencia dice que solo unas pocas de ellas sobrevivirán [75].

Actualmente la fase de investigación y desarrollo consume más recursos que el desarrollo de productos comercialmente viables basados en la tecnología de las celdas de combustible o generación de hidrógeno [76]. Para comercializar la tecnología habría que focalizar los esfuerzos en buscar y satisfacer las necesidades del mercado.

### **Altas inversiones y bajas tasas de retorno**

Según una encuesta de PriceWaterhouseCooper [77], en 2004, ninguna de las compañías dedicadas a las celdas de combustible fue rentable en los 3 años anteriores. Se han realizado grandes inversiones para i+D, la capacidad de fabricación ha aumentado gradualmente, pero el mercado todavía es muy pequeño o inexistente.

El coste de adaptación de las tecnologías pre-comerciales y del desarrollo de productos que puedan acceder al mercado de forma segura es elevado. De acuerdo con Hellman [63] la industria de las celdas de combustible no es auto-sostenible, los tiempos de retorno de las inversiones son elevados. Esto dificulta la capacidad de adquisición de recursos. Para generar beneficios los primeros años las empresas se fijan en nichos de mercado con potencial consumidor y tareas complementarias como programas educativos y pruebas de equipos.

Destacar que debido a las altas inversiones necesarias, las empresas de celdas de combustible dependerán de los inversores por muchos años [63].

## **Colaboración entre empresas**

La industria de las celdas de combustible se basa en la colaboración B2B (business to business), puesto que las empresas desarrolladoras de tecnología de FC no están tan bien preparadas para desarrollar e introducir productos en el mercado como los fabricantes tradicionales [78]. Un ejemplo es la colaboración entre un suministrador de celdas de combustible y una marca automovilística.

Estas alianzas empresariales son tanto a corto como a largo plazo. Los prototipos y demostraciones se realizan conjuntamente [63]. De esta manera es más fácil tanto el desarrollo de productos como la entrada en el mercado, puesto que se adquieren más recursos y competencias.

## **Estrategias heterogéneas**

Para comercializar la tecnología, las empresas desarrolladoras de celdas de combustible siguen diferentes estrategias a la hora seleccionar, segmentar y posicionarse en el mercado. De acuerdo con Hellman [63] algunas desarrollan sus celdas de manera que puedan ser utilizadas en diversidad de mercados, otras prefieren optimizar sus productos para un mercado específico, mientras que otras crean la tecnología y dan licencias de fabricación de la misma a otras empresas para diversos mercados.

La decisión entre seguir una estrategia u otra depende de las características de la propia empresa.

## **Toma de decisiones**

Para seguir con el desarrollo y la comercialización de la tecnología, las empresas de celdas de combustible se enfrentan a importantes tomas de decisiones durante la fase pre-comercial.

## **Adquisición de recursos**

La obtención de recursos económicos puede tener varios orígenes, desde las ventas a consumidores hasta la financiación del gobierno. Según Hellman [63] hay que tener cuidado a la hora de elegir o de aceptar la fuente de financiación. Por ejemplo, los gobiernos apuestan por las celdas de hidrógeno porque no contaminan y favorecen el desarrollo sostenible. Pero si se demuestra que la tecnología no es sostenible o aparece otra tecnología más limpia esta financiación corre peligro.

Otra decisión se refiere al tiempo que puede dedicar la empresa a sus proyectos propios y a los proyectos ofrecidos. Tiene que elegir qué va a ser más provechoso para la empresa [63]. Un ejemplo es la colaboración en los programas europeos de investigación, donde existe una financiación y unos recursos que podrían ser interesantes.

La otra fuente de financiación son los consumidores y los socios empresariales. Si el socio es fuerte, por ejemplo una empresa automovilística, los recursos adquiridos son enormes, pero la dependencia en las decisiones del socio también lo es.

## **Desarrollo de competencias**

La industria de las celdas de combustible está acumulando experiencia, capacidad y habilidad mediante la i+D, la experimentación y el aprendizaje. También está ganando experiencia en el desarrollo de productos y su aplicación en el mercado gracias a las demostraciones con prototipos.

Las empresas de FC están en diferentes fases del proceso de aprendizaje y lo entienden de diferentes maneras. Las pruebas de campo son importantes, cuantas más mejor, porque es la forma de ganar experiencia cuando todavía no existe un producto similar en el mercado [63].

En los primeros prototipos se producirán multitud de fallos, pero es importante que se den en un prototipo y no en un producto final. Sin embargo, antes de poner en marcha un prototipo debemos saber si va a funcionar, porque requieren una gran inversión.

Para el desarrollo de productos basados en las celdas de combustible se requieren muchas competencias, y las empresas tienen que decidir que competencias adquieren y cuales dejan para terceras empresas [63]. Una empresa puede dedicarse a diseñar celdas de combustible, otra a fabricarlas, otra a integrarlas en un producto, y otra a vender ese producto. El número de competencias que una empresa desee adquirir afectará a su nivel de competitividad.

El desarrollo de competencias está relacionado con la toma de decisiones con respecto al mercado en que va a operar y la tecnología que va a utilizar para ello. Si la decisión no es acertada, las competencias adquiridas pueden quedar obsoletas, por lo que muchas compañías prefieren no centrarse en un solo mercado y tecnología [63].

## **Desarrollo de productos**

La mayoría de las empresas dirigen sus recursos hacia el desarrollo de unos pocos productos, pues son procesos que conllevan un alto coste económico.

Las empresas toman decisiones con respecto al desarrollo, suministro y aplicación de su tecnología. Respecto a la integración de las celdas en un producto, unos desarrollan sistemas modulares que se pueden adaptar a diferentes productos y otros desarrollan sistemas dedicados en colaboración con los fabricantes [63]. Por ejemplo, la primera opción puede llevar a la integración en vehículos actualmente disponibles [79], mientras que con la segunda se permite el desarrollo conjunto de un ejercicio de diseño.

La mayoría de las empresas de celdas de combustible se decantan por la primera opción para minimizar los costes de experimentación y posibilitar su utilización en productos existentes.

## **Selección de las aplicaciones de mercado**

La gran variedad de aplicaciones para las celdas de combustible obliga a las empresas a seleccionar mercados con aceptación a corto plazo o participar en el desarrollo de mercados a largo plazo. En el primer grupo están los nichos de mercado tales como la generación eléctrica estacionaria, y el segundo es la automoción en general [63].

Es un reto reconocer que aplicaciones son útiles en qué momento del tiempo, puesto que las inversiones en prototipos han de realizarse antes de que exista una demanda observable [63]. La evaluación de un mercado también puede cambiar conforme vayan evolucionando la tecnología y el propio mercado. Un mercado puede pasar de no ser atractivo a serlo de un año para otro. También influyen en esta evaluación la legislación local y el estilo de vida de la población.

Hay tantos factores a tener en cuenta, que según Hellman [63], tras una evaluación racional del mercado muchas veces las empresas toman sus decisiones contando con factores irracionales a la hora de seleccionar aplicaciones de mercado.

CAPÍTULO 6:

## **EL COMBUSTIBLE Y EL COCHE DEL FUTURO**

Se ha investigado mucho en vehículos de combustibles alternativos a los tradicionales combustibles fósiles. A este tipo de vehículos se les conoce con las siglas AFVs (alternative fuel vehicles). Esta investigación es necesaria para reducir la contaminación de la atmósfera y el calentamiento global, ya que si sigue al actual ritmo de crecimiento, en dos décadas las consecuencias del cambio climático podrían ser catastróficas [80].

A corto plazo, el tipo de vehículo dominante será el híbrido, movido por un motor de combustión interna alternativo alimentado por combustibles tradicionales y por un motor eléctrico. De acuerdo con Romm [80] de esta forma conseguiremos reducir hasta un 50 % en las emisiones que afectan al efecto invernadero.

A largo plazo, necesitaremos reducir aun más las emisiones, utilizando para ello vehículos de cero emisiones (combustibles sin carbono) de CO<sub>2</sub>. Para conseguir desarrollar este tipo de vehículos se necesitan grandes esfuerzos en investigación, así como ayudas y apoyos gubernamentales.

Dentro de los AFVs podemos encontrar los vehículos movidos por biocombustibles (bioetanol, biodiesel y combustibles sintéticos), vehículos eléctricos (alimentados por baterías y con la posibilidad de ser enchufados a red para la recarga), y vehículos de celda de combustible (utilizando hidrógeno, metanol, etc...).

Los vehículos actualmente más prometedores son los híbridos conectables a la red (plug-in hybrids), flexibles en combustible utilizando por ejemplo gasolina y bioetanol. Se estima una autonomía hasta 4 veces superior a la de un vehículo de celda de combustible, Romm [80].

### ***Situación actual***

Alrededor del 97% de la energía consumida en automoción y demás medios de transporte actualmente tiene como origen el petróleo. Las emisiones de CO<sub>2</sub> han crecido más en automoción que en cualquier otro sector en los últimos años, generando según EIA 2005 [81], el 40% de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> de EEUU.

También se prevé que el aumento del consumo de electricidad obligue a construir plantas generadoras con una capacidad conjunta de cientos de GW desde 2003 hasta 2030 [81], con el consiguiente aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub> si se utilizan plantas tradicionales. Por ello el desarrollo de alternativas energéticas de automoción y generación eléctrica han de ir de la mano.

### ***Combustibles y vehículos alternativos***

Los AFVs actuales requieren de ayudas gubernamentales para su desarrollo e implantación, ya que pretenden competir en un sistema diseñado en torno a los combustibles tradicionales. Además, las alternativas normalmente son más caras en relación a su eficiencia, aunque sean menos contaminantes [80]. Incluso se duda de que su uso reduzca la contaminación. Según un estudio realizado por el US Department of Transportation Center for Climate Change and Environmental Forecasting [81], el uso

de AFVs contribuiría muy poco en 25 años a la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> y demás gases causantes del efecto invernadero.

Todos los intentos realizados hasta la fecha para promover el uso de una tecnología alternativa se ha enfrentado a las siguientes barreras:

1	Alto coste inicial del vehículo
2	Problemas de almacenamiento a bordo del combustible
3	Seguridad y fiabilidad
4	Alto coste del combustible
5	Falta de estaciones de servicio
6	Mejora en los vehículos gasolina/ diesel

Tabla 11. Barreras a la popularización de los vehículos alternativos [80]

Cualquiera de estas barreras supone un freno en la promoción de la tecnología. Además tenemos el problema del “huevo y la gallina”: ¿quién construirá y quién comprará los AFVs si no existe una infraestructura de repostaje, y quién construirá la infraestructura antes de que se construyan los AFVs? Llevar a cabo el desarrollo de la infraestructura es un proceso costoso y lento.

Actualmente circulan vehículos flexi-fuel, capaces de funcionar con combustibles fósiles y biocombustibles, pero normalmente son repostados con gasolina por no encontrar una estación de servicio que tenga etanol.

Otro punto muy a tener en cuenta es que el desarrollo de los vehículos gasolina y diesel sigue avanzando, logrando reducir sus niveles de contaminación hasta valores de 0.02g/kilometro NO<sub>x</sub> [80]. Para lograrlo se ha mejorado tanto la composición del combustible como el diseño del motor.

Los AFVs no poseen tantos beneficios medioambientales si se considera todo el proceso de obtención de sus combustibles, o la fabricación de sus baterías. En cambio, con los vehículos híbridos sí se ha demostrado que reducen el 30 – 50% las emisiones de CO<sub>2</sub> [80], y aunque cuestan un poco más que los vehículos convencionales son más eficientes. Además, no requieren el desarrollo de una infraestructura adicional.

### ***Vehículos movidos por hidrógeno***

Según Romm [80] el uso de las celdas de combustible generalizado está más próximo de la generación eléctrica estacionaria que de la automoción, donde es posible que nunca se de el paso debido al gran número de barreras que hay que superar. De momento, la inversión en i+D tanto gubernamental como privada es fundamental para superar algunas de estas barreras.

Las ayudas del gobierno para el desarrollo de los AFVs y la infraestructura solo se obtendrán si se considera al hidrógeno parte de la solución al problema energético y de emisiones de CO<sub>2</sub>. Algunos autores consideran que el hidrógeno no es ni la forma más barata ni la más sencilla para reducir la contaminación ambiental y el consumo de petróleo a corto-medio plazo [83].

Lo que no se puede hacer es aumentar el consumo de combustibles fósiles para producir hidrógeno directamente mediante reforming, o indirectamente generando electricidad en centrales térmicas. Un análisis Well-toWheels (de ciclo de vida del combustible) realizado por la Comisión Europea para la Investigación, el Consejo Europeo para i+D en Automoción, y una asociación de empresas Europeas de petróleo; concluye que usar el hidrógeno como combustible de transporte podría incrementar las emisiones de CO<sub>2</sub> en lugar de reducirlas, JRC 2004 [84].

Tal es el coste de las celdas de hidrógeno, que se está considerando el uso del H<sub>2</sub> en motores de combustión interna. Según Wald [85], el coste actual de una celda de hidrógeno es 4000\$/kW, 100 veces más que un motor de combustión interna. Incluso la mayor eficiencia de las celdas de hidrógeno ya no es tal si las comparamos con los últimos motores diesel híbridos.

Por otra parte, algunos analistas americanos, APS [86], han llegado a la conclusión de que se ha de detener la inversión en i+D de tanques de almacenamiento para hidrógeno criogénico o a presión, ya que las posibilidades de mejora son limitadas. Concluyen que es mejor invertir en la búsqueda de nuevos materiales para formas de almacenamiento alternativas.

El paso a un sistema automovilístico basado en el hidrógeno se compone de dos transiciones. La primera es desarrollar la tecnología y evolucionarla hasta conseguir un precio competitivo; la segunda es la comercialización, donde los gobiernos son una pieza clave.

Se han realizado muchos análisis describiendo la infraestructura necesaria para el uso del hidrógeno en el sector transporte en un escenario determinado del futuro [80]. Pero para llegar a eso se han de superar las barreras enumeradas anteriormente, y superar a las tecnologías competitivas. Porque si se habla del avance tecnológico y la reducción del coste de las celdas de hidrógeno, seguramente los vehículos híbridos, las baterías y los biocombustibles avanzarán a igual o mayor ritmo.

## ***Vehículos híbridos***

Las ventajas de este tipo de vehículo son varias [80]:

- Reducción considerable de las emisiones de CO<sub>2</sub>
- Ahorro neto en combustible
- Mayor autonomía que los vehículos convencionales
- No necesita el desarrollo de una infraestructura adicional
- El e-hybrid es conectable a la red eléctrica para su recarga

Algunos de estos vehículos se pueden conducir en modo totalmente eléctrico, con el motor de combustión interna apagado, alimentando al motor eléctrico con la batería. La carga de esta batería se realiza previamente cuando el motor de combustión estaba en marcha mediante un generador acoplado y en las frenadas mediante los frenos regenerativos, o en el caso de los e-hybrids también existe la posibilidad de conectarlos a la red eléctrica.

Dependiendo del origen de esa electricidad podremos decir que el vehículo evitará más o menos emisiones de CO<sub>2</sub>.

Por otra parte, frente a los vehículos totalmente eléctricos presentan las siguientes ventajas:

- Puesto que la recarga de las baterías tarda horas, si no es posible realizarla o completarla, el motor puede funcionar con gasolina.
- Mayor autonomía, al disponer de combustible si se agotan las baterías iniciando de nuevo la recarga de las mismas.

La mejora de las baterías será muy beneficiosa para los vehículos híbridos. Los aspectos a mejorar son energía específica (Wh/kg), potencia específica (W/kg) y peso por un lado, y coste y durabilidad por otro [80].

Se considera que una recarga durante la noche en el enchufe de una vivienda ordinaria es suficiente para un vehículo e-hybrid personal.

El coste por kilometro funcionando con electricidad es 1/3 del coste funcionando con gasolina [80], luego existe un ahorro al reemplazar el consumo de gasolina parcialmente por electricidad. Existen muchos puntos donde poder conectar el coche para recargar, ya que la electricidad está ampliamente disponible. Aunque el coche cueste más dinero inicialmente, al final de la vida útil se habrá ahorrado dinero por el menor gasto de combustible [80].

Otro valor añadido de los e-hybrids sería poder vender la electricidad producida en su generador conectándose a la red, que en determinadas circunstancias podría ser interesante.

Por otra parte, el funcionamiento totalmente eléctrico está pensado para el uso en ciudad con lo que se reduciría la contaminación de los núcleos urbanos.

### ***Comparativa de los diferentes combustibles alternativos.***

Vehículos de celda de combustible, utilizan Hidrógeno como combustible, cero emisiones contaminantes, presenta funcionamiento estable y poco ruido, como inconvenientes presenta almacenamiento de hidrógeno a bordo limitado, supone un importante coste energético obtención hidrógeno y también alto precio celda de combustible y una infraestructura inexistente.

Vehículos de Hidrógeno, utilizan Hidrógeno como combustible, la tecnología es de motor de combustión interna, presentan como ventajas cero emisiones contaminantes, la tecnología de motores está muy desarrollada y como inconvenientes presenta almacenamiento limitado de hidrógeno a bordo, el coste energético de obtención hidrógeno y una infraestructura inexistente.

Vehículos híbridos, combustibles convencionales y motor eléctrico más baterías, como ventajas supone la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y menor consumo, la tecnología de motores está muy desarrollada, no requiere infraestructura adicional y gran autonomía, como inconvenientes un coste ligeramente superior a uno convencional.

Vehículos eléctricos, emplean la electricidad de la red, tecnología eléctrica entre sus ventajas cero emisiones contaminantes, alto rendimiento, posibilidad de recargar en cualquier lugar, buenas prestaciones y como inconvenientes alto coste, autonomía en función de las baterías, gran peso y/o volumen para las baterías, tiempo de recarga.

Vehículos de combustibles alternativos, como por ejemplo bioetanol o biodiesel se basan en la tecnología del motor de combustión interna, presentan ventajas como la reducción emisiones contaminantes, combustible altamente diversificado, prestaciones similares a uno convencional, necesidad de pocos cambios en la infraestructura existente, al tiempo que suponen inconvenientes como la necesidad de mayor mantenimiento y la competencia de uso de materias primas para combustible con la alimentación humana

### ***Consumo eléctrico en la recarga***

Comparando la eficiencia “del pozo a la rueda” (Well-to-wheels) de un vehículo propulsado por celda de hidrógeno con un vehículo e-hybrid, con los prototipos actuales para los primeros la eficiencia es del 20% y para los segundos del 80%, cuatro veces más [87]. De acuerdo con Brooks [87] y Bossel [88] esto quiere decir que los vehículos propulsados por hidrógeno obtenido por electrólisis consumen cuatro veces la electricidad que un vehículo eléctrico de similar potencia y tamaño.

Estos datos muestran la ineficiencia de la utilización del hidrógeno, por lo que actualmente no podría ser la base del desarrollo de una energía sostenible. Si la mitad de los vehículos de EEUU funcionaran con celda de hidrógeno obtenido por electrólisis, se necesitarían 1400 GW de generación eléctrica, mientras que para recargar las baterías de los vehículos híbridos se necesitarían 400 GW, Romm [80].

En un modelo ideal, el hidrógeno consumido tendría como proceso de producción la hidrólisis. Así nos ahorraríamos el gasto y la contaminación de los combustibles fósiles, siempre que la electricidad de la electrólisis no tenga su origen en centrales térmicas convencionales. Pero como hemos visto, la producción de hidrógeno, es un proceso ineficiente, su producción en masa solo tendría sentido en condiciones de exceso de potencia eléctrica en la red, es decir, energía sobrante. Esta circunstancia no se da en la actualidad.

Por el contrario, siempre será más rentable utilizar la electricidad directamente y limitar la producción de H<sub>2</sub> a cuando ocasionalmente haya picos de potencia en la red, como cuando por ejemplo, en un día muy ventoso los parques eólicos están a pleno rendimiento. En lugar de desconectar los molinos, este exceso de potencia se podría invertir en almacenar energía en forma de hidrógeno. Aun así, la producción de hidrógeno sería muy limitada con la potencia eléctrica actualmente instalada.

CAPÍTULO 7:

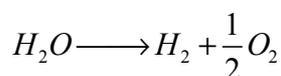
## **PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR ELECTROLISIS.**

A pesar de que sólo el 4% del  $H_2$  que se produce a nivel mundial proviene de la electrólisis del agua, éste proceso es relativamente eficiente (70%), y es un método que se puede considerar maduro. Los procesos de generación eléctrica a partir de los que se puede obtener la electricidad que requiere son desde los convencionales a los de energías renovables. Sin duda alguna, el precio de la producción del hidrógeno vía electrólisis dependerá del coste de la electricidad; pero supone una de las alternativas más atractivas, al aprovechar la alta capacidad de almacenamiento energético del hidrógeno con la general intermitencia de las energías renovables.

### **La reacción electrolítica y la celda electrolítica**

En los siguientes desarrollos nos fundamentamos en contenidos de Urieta Navarro [89] y otros como Bockris John [90] y Aldaz Riera [91].

La reacción de electrólisis del agua en condiciones estándar (1 bar y 298 K) es una reacción no espontánea y para que se produzca es necesario aplicar energía.



Desde un punto de vista termodinámico e ideal la energía necesaria en condiciones estándar viene dada por la entalpía de la reacción ( $\Delta H_r^0 = 285.83 \text{ kJ/mol}$ ), sin embargo la reacción es endotérmica y una parte de la energía necesaria por la reacción es absorbida del entorno, de manera que la energía real para que se produzca la reacción vendrá dada por la variación de la energía libre de Gibbs.

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S = (\Delta U + P\Delta V) - T\Delta S$$

En el caso de la electrólisis la reacción se lleva a cabo en una celda electrolítica. La Figura 5 esquematiza una celda electrolítica, compuesta por dos electrodos, ánodo y cátodo, entre los que se hace circular una corriente eléctrica, que provoca las reacciones de oxidación y reducción respectivamente, y por un electrolito que sirve como conductor iónico.

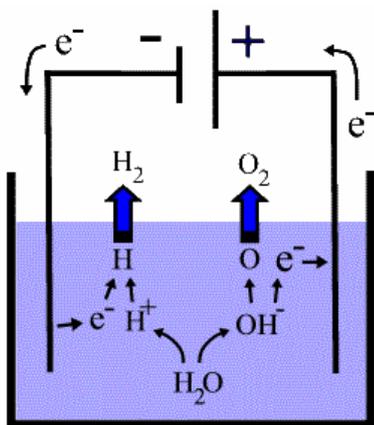


Figura 5. Esquema de celda electrolítica para la ruptura del agua

El balance termodinámico para la ruptura de un mol de agua en una celda electrolítica (en condiciones estándar) es la energía libre de Gibbs, aplicada en forma de energía eléctrica, y el resto es aportado por el entorno (en forma de calor absorbido por el sistema). La Figura 6 representa de manera muy ilustrativa este balance termodinámico.

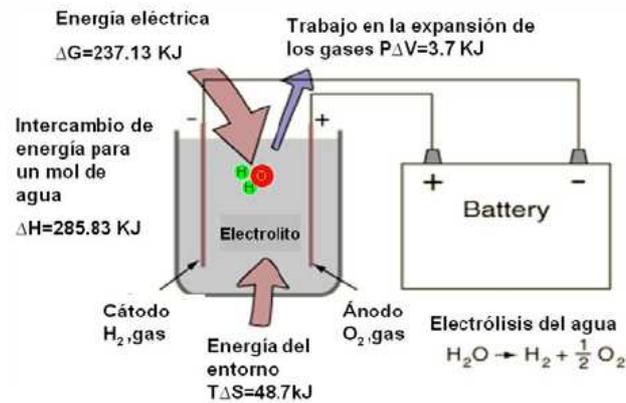


Figura 6 Balance termodinámico en una celda electrolítica para romper un mol de agua (1 atm, 25°C)

Las leyes de Faraday permiten relacionar la cantidad de energía a aplicar para que se produzca una reacción electroquímica, con la diferencia de potencial necesaria entre los electrodos. Así se definen el potencial reversible, como el voltaje mínimo teórico a aplicar para que comience a producirse la reacción, y el potencial termoneutro como el mínimo necesario para que toda la energía demandada por la reacción se aplique de forma eléctrica (sin aprovechar su carácter endotérmico).

$$E_{rev} = \frac{\Delta F}{Gz}$$

$$E_m = \frac{\Delta F}{Hz}$$

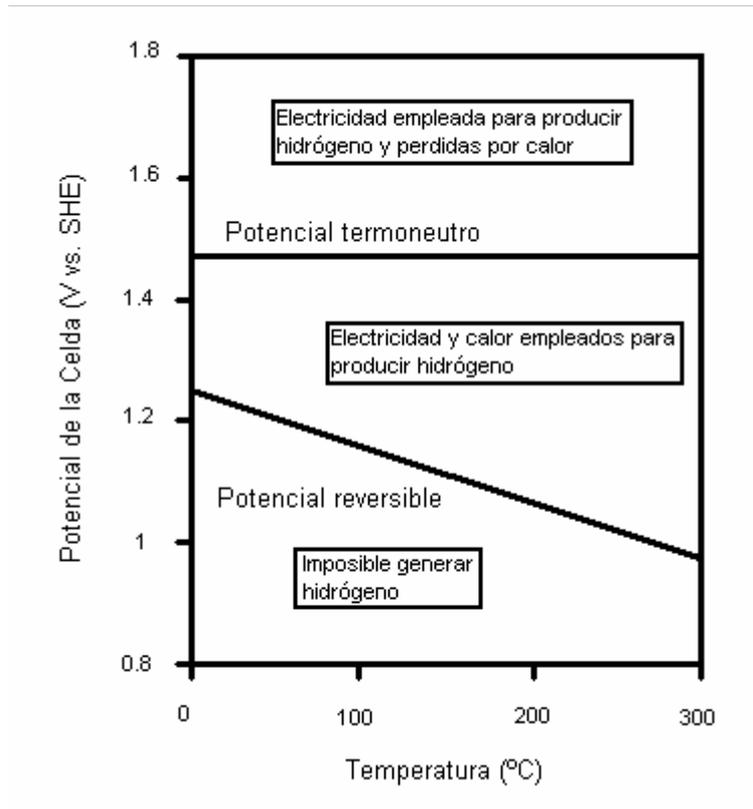


Figura 7 Evolución del potencial reversible y termoneutro para la reacción de ruptura de la molécula de agua con temperatura

Hay que tener en cuenta que estos potenciales varían con las condiciones de temperatura y presión, como muestra la Figura 7, donde también se puede observar que idealmente siempre interesaría mantener la reacción lo más cercana posible al voltaje reversible, dado que supone el 100% de eficiencia teórica. A continuación veremos que en la práctica, los electrolizadores comerciales no trabajan en la zona endotérmica debido a limitaciones de carácter electroquímico.

### Análisis electroquímico

En la práctica el voltaje a aplicar entre electrodos en una celda electrolítica para que ocurra la reacción es siempre mayor que el potencial reversible y a menudo también mayor que el termoneutro. Así el voltaje de celda vendrá expresado por:

$$E_{celda} = E_{rev} + \eta_{act} + \eta_{con} + IR$$

donde:

$\eta_{act}$ , es el sobrepotencial de activación, y es debido a la no idealidad del mecanismo de transferencia electrónica en la interfase electrodo-electrolito.

$\eta_{con}$ , es el sobrepotencial de concentración, y es debido a la no idealidad del mecanismo de transporte de los iones desde el electrolito a la interfase electrodo-electrolito.

$IR$ , es el sobrevoltaje debido a la resistencia al paso de la corriente del electrolito.

La Figura 8 muestra diferentes curvas i-v típicas para un celda electrolítica, ó densidad de corriente-v. En las gráficas se observa que para conseguir una producción de hidrógeno por unidad de tiempo elevada, es necesario trabajar a densidades de corriente lo más altas posible, como se verá posteriormente al hablar de la eficiencia de los electrolizadores.

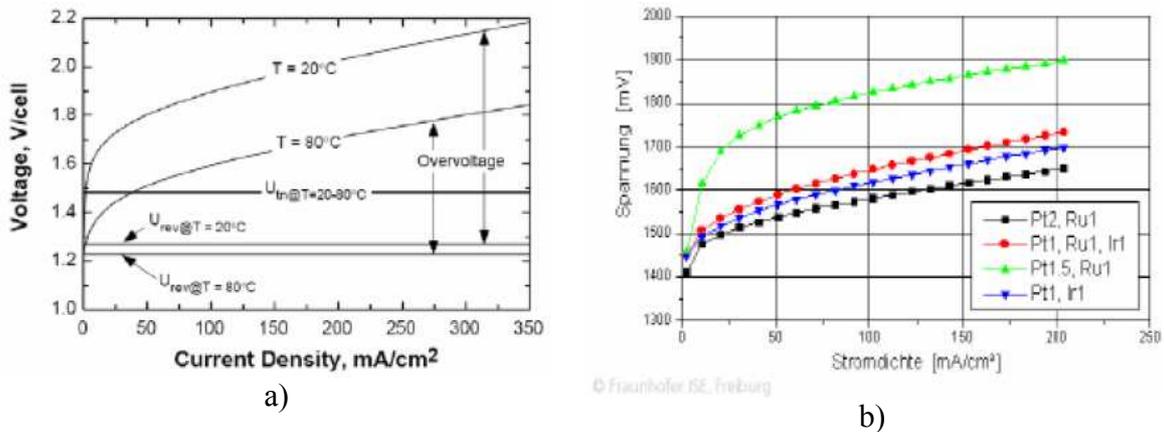


Figura 8 a) Curvas típicas i-V de una celda electrolítica para diferentes temperaturas (Fuente: [92]). b) Curvas típicas i-V de una celda electrolítica para diferentes electrocatalizadores (Fuente: Fraunhofer ISE, Freiburg)

## Eficiencia de una celda electroquímica

La eficiencia de una celda electroquímica [91] será:

$$\eta_{celda} = \frac{E_{rev}}{E_{celda}} \cdot \eta_{faradica} = \frac{E_{rev}}{E_{celda}} \frac{i - i_{perdidas}}{i}$$

donde,  $\eta_{faradica}$  es debida a la corriente de pérdidas originada por una proporción de los productos de la reacción que vuelve a convertirse en reactivos debido a pérdidas por permeabilidad del electrolito.

La mejora de esta eficiencia puede conseguirse al:

- Disminuir el  $E_{rev}$  necesario para la reacción, actuando sobre las condiciones de presión y temperatura.
- Disminuir la  $E_{celda}$  sin disminuir la corriente, para ello se deben reducir los sobrepotenciales con el uso de electrocatalizadores (mejora del sobrepotencial de activación), mejorar las características del electrolito (mejora del sobrepotencial de conducción) y con diseño geométricos hacer que disminuyan la distancia entre ánodo y cátodo (mejora de la resistencia óhmica del electrolito)
- Disminuir las corrientes farádicas, mejorando las características de permeabilidad del electrolito.

## Elementos y agrupación de celdas electrolíticas

Los elementos básicos de una celda electrolítica son:

- 2 electrodos porosos, recubiertos de electrocatalizadores que potencien la reacción electroquímica.
- Un electrolito, que actúa como conductor iónico en la reacción y en el caso de electrolitos sólidos como membrana separadora de los productos de la reacción. El electrolito puede ser un electrolito sólido o una disolución.

En los electrolizadores las celdas electrolíticas se agrupan en serie para elevar la tensión de trabajo, formando pilas electrolíticas. Además de la unión electrodos-electrolito las pilas cuentan con placas bipolares que actúan como colector de corriente y distribuidor de gases de la pila (canales de distribución de flujo de gases).

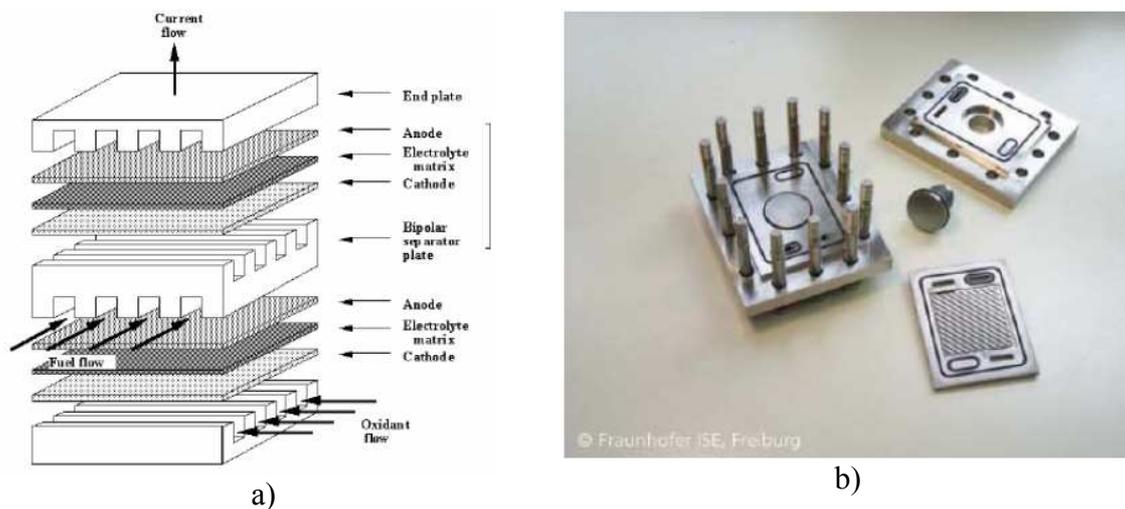


Figura 9 a) Esquema de una pila de combustible de electrolito sólido. b) Placas bipolares de base y cierre para un electrolizador de electrolito sólido (Fuente Fraunhofer ISE, Freiburg)

En la Figura 9 a, se muestra este esquema para una pila de combustible de electrolito sólido, idéntico al que tendría un pila electrolítica invirtiendo el sentido de los reactivos y los productos. Las placas bipolares actúan también como estructura y ensamblaje para la pila (Figura 9 b)

## ***Electrolizadores para generación de hidrógeno.***

En este apartado se exponen los parámetros característicos, las distintas tecnologías de los electrolizadores comerciales, y se describen los equipos auxiliares necesarios para un sistema de generación producción de hidrógeno a partir del agua. La síntesis realizada se fundamenta en Ulleberg [92] y Barbir [93].

### **Parámetros característicos de operación**

#### **Capacidad**

La capacidad de un electrolizador es el volumen de hidrógeno que es capaz de producir a la hora un electrolizador, se mide en  $\text{Nm}^3/\text{h}$ .

Un metro cúbico normalizado ( $\text{Nm}^3$ ) de gas es el volumen que este gas ocupa medido en condiciones estándar de 0 grados Celsius y 1 atmósfera de presión.

#### **Eficiencia**

La eficiencia de una celda electrolítica y de un electrolizador viene dada por la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de volumen de hidrógeno. Se utiliza el  $\text{kWh}/\text{Nm}^3$  o  $\text{kWh}/\text{kg}$  de hidrógeno. Si 1  $\text{Nm}^3$  de hidrógeno tiene un PCS de 3.54 kWh y un PCI de 3 kWh, el 100% de eficiencia será de:

- 3.54 kWh/ $\text{Nm}^3$  (39 kWh/kg) sobre el Poder calorífico superior (PCS)
- 3 kWh/ $\text{Nm}^3$  (33 kWh/kg) sobre el Poder calorífico inferior (PCI)

Los electrolizadores industriales comerciales trabajan con una eficiencia desde 4 hasta 6  $\text{kWh}/\text{Nm}^3$ .

#### **Temperatura de trabajo**

Aunque la electrólisis del agua es una reacción endotérmica, generalmente se trabaja por encima del potencial termoneutro, existiendo así una parte de la energía eléctrica aplicada que sobra y es disipada al entorno en forma de calor. Sin embargo este aparente uso ineficiente de la energía tiene algunas ventajas:

- Aumenta la eficiencia de la reacción, porque al aumentar la temperatura disminuye el potencial reversible necesario para que comience a producirse la reacción.
- El aumento de la temperatura disminuye los sobrepotenciales y mejora la conductividad del electrolito.

Pero también tiene inconvenientes

- A una mayor temperatura hay una mayor degradación de los materiales, lo que repercute en tener que utilizar materiales más caros,
- Para el control de la temperatura de trabajo se necesita de un sistema de refrigeración.

### **Presión de trabajo**

Al igual que la temperatura, una mayor presión mejora la eficiencia de la reacción, sin embargo conlleva problemas de permeabilidad en la membrana separadora de gases (o del electrolito sólido). A la hora de elegir un electrolizador comercial es importante saber la máxima presión de entrega del hidrógeno a salida del electrolizador, pues el salto hasta la presión necesaria para el almacenaje deberá hacerse mediante un sistema de compresión.

### **Características y consumo de agua**

La calidad del agua a utilizar como “materia prima” suele venir especificada en la hoja de datos del fabricante de acuerdo a estándares. Como características generales, el agua será desionizada y de alta pureza (con eliminación completa de cloruros y sulfatos) y una típica conductividad eléctrica entre 1-5  $\mu\text{S}/\text{cm}$ . Normalmente los propios fabricantes ofrecen sistemas purificadores de agua.

En cuanto al consumo, se puede calcular fácilmente el consumo teórico de agua para un  $\text{Nm}^3$ , sabiendo que para cada mol de  $\text{H}_2$  se necesita un mol de  $\text{H}_2\text{O}$ . Este consumo teórico es de  $0.80351 \text{ l}/\text{Nm}^3$ , sin embargo el consumo suele ser un poco mayor porque los gases suelen salir húmedos (sobre un 25 % mayor, según especificaciones de fabricantes a la fecha).

Si en el sistema de refrigeración el fluido caloportador es agua, deberá de tenerse en cuenta porque constituirá el principal consumo de agua.

### **Rango de operación**

El trabajo de un electrolizador a niveles inferiores a su capacidad máxima, puede llegar a suponer problemas por la fuga de los gases producto a través del electrolito o del diafragma, que pueden provocar mezclas  $\text{H}_2\text{-O}_2$ , que alcancen proporciones peligrosas. Normalmente los electrolizadores comerciales cuentan con sistemas de seguridad que no permiten el funcionamiento en esos rangos peligrosos, aunque dependiendo del tipo de electrolizador este rango varía (en electrolizadores alcalinos suele ser del 20%-100%)

### **Pureza de los gases obtenidos**

Es un parámetro ofrecido por la mayoría de los fabricantes en forma de porcentaje de  $\text{H}_2$  o de  $\text{O}_2$ . Valores típicos son, para alcalinos alrededor del 98-99%, y para tipo PEM del 99.999%. Las especificaciones de pureza vendrán marcadas por la aplicación para la

que se requiera el hidrógeno (Ej: Figura 10). En el caso de pilas de combustible PEM, más utilizadas en aplicaciones de automoción, se requiere una calidad del H<sub>2</sub> mayor al 99.999%. Por electrólisis desde agua, las impurezas son H<sub>2</sub>O y O<sub>2</sub>, y en general habrá que colocar un deshumidificador (o secador de H<sub>2</sub>) y un desoxidificador previos a la etapa de compresión.

Emisiones	CO	0.000
	NO <sub>x</sub>	0.000
	Hidrocarburos	0.000
	SO <sub>2</sub>	0.000
	Partículas	0.000
	CO <sub>2</sub>	0.000
	Rendimiento	Potencia máxima
Par máximo		1050 Nm a 800 rpm
Combustible	Hidrógeno gaseoso a temperatura ambiente	
	Presión de suministro mínima requerida	10 bar
	Flujo máximo	0.005 kg/s
	Pureza del combustible	BPS 136-0454 CA
Almacenamiento de combustible a bordo	CGH <sub>2</sub> capacidad a 350 bar	≥ 40 kg
Aire	Compresor de 2 etapas, flujo máximo	0.3 kg/s
Sistema de refrigeración	Ciclo de agua/glicol con intercambiador de calor	
Temperatura	Operación de FC	70 °C a 80 °C
	Ambiente de operación	-20 °C a 40 °C
	Almacenamiento ambiente sin provisión de frío	2 °C a 50 °C
	Almacenamiento ambiente con provisión de frío	-20 °C a 40 °C
Presión	Operación del sistema	2 bar
Potencia eléctrica	Rango de voltaje de la FC	550 a 900 Vdc
	Inversor IGBT con refrigeración líquida	
	Detección integral de fallo de tierra	
Sistema de control del motor	Modulo de control de 32 bits y 24 Mhz	
	Microcontrolador PC canal CAN para interfaz de usuario	
	Módulo convertidor CAN de 15011898 a 15011992	
Freno dinámico	Por retardo de transmisión	
Transmisión	Convencional	

Figura 10 Especificaciones para el motor de pila de combustible HY-205 P5-1, desarrollado por Ballard y que montan los CITARO Fuel-Cell bus

## Tecnologías actuales

Las tecnologías actuales se clasifican por el tipo de electrolito usado en la celda electrolítica. Una clasificación también habitual es por temperatura de trabajo, estableciéndose electrolizadores de baja temperatura (<150°C) y de alta temperatura (700-1000°C).

## Electrolizadores alcalinos (AE)

La tecnología de electrólisis alcalina es la más robusta, existiendo electrolizadores alcalinos comerciales desde el primer cuarto del siglo pasado, en un amplio rango de tamaños, aunque tradicionalmente se ha utilizado para aplicaciones con alta capacidad de producción (centrales hidroeléctricas). El hecho de ser una tecnología asentada y que utilice catalizadores relativamente baratos, la hacen la tecnología más barata en la actualidad. El electrolito es una disolución alcalina (KOH, generalmente, por lo que el ión conductor es el OH<sup>-</sup>) y los electrodos están formados por carbón o grafito sobre los que se depositan catalizadores basados en Ni.

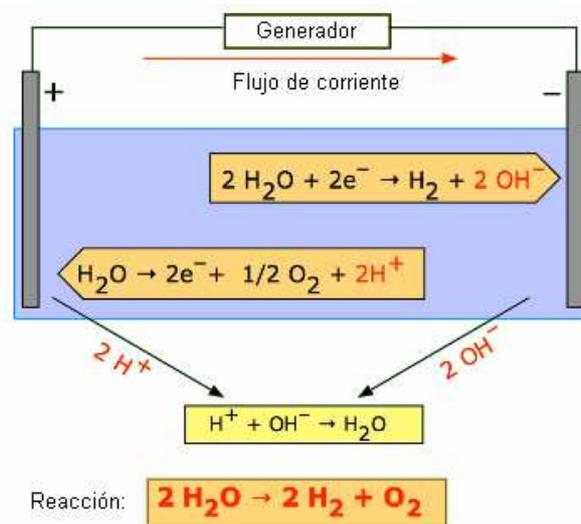


Figura 11 Esquema de celda y semirreacciones para un electrolizador alcalino

En general sus parámetros típicos de trabajo son:

- P de trabajo: 1-30 bar
- T de trabajo: menores de 100°C (50°C-80°C)
- $i, v$  : 1.7-1.8 V a 0.3 A/cm<sup>2</sup> (a P y T elevadas 1.5-1.7 V a 0.3 A/cm<sup>2</sup>)
- Eficiencia: 4-6 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> (90-60%)
- Purezas de 99.8% de H<sub>2</sub> y 99.2% de O<sub>2</sub> sin purificador



Figura 12 Electrolizador alcalino de 36kW de Vandenberg Hydrogen Systems5 (izq.) y electrolizador alcalino atmosférico (1atm de presión de trabajo) de Norsk Hydro (derecha)

## Electrolizadores de intercambio protónico (PEME)

La tecnología de electrolito sólido es relativamente reciente y se encuentra aún en fase de investigación, aunque ya existen dispositivos comerciales basados en ella. Su principal característica es que el electrolito es un polímero conductor de iones (ionómero), y constituye un medio ácido (en lugar de básico como en los alcalinos) para la conducción de protones  $H^+$ . La Figura 13 b), muestra un esquema del funcionamiento de una celda electrolítica.

El electrolito es una membrana polimérica fina (ej: 200-300 $\mu m$  de Nafion 117), ó ionómero (ácidos sulfónicos perfluorados, ej: Nafion<sup>TM</sup>), conductora de protones en medio ácido, pero impermeable a los gases. La Figura 13 a) muestra un ejemplo.

Los electrodos son inertes, basados en carbón o grafito, sobre los catalizadores. En este caso se requiere el uso de metales nobles como catalizadores (basados en Pt: Pt-Ru, Pt-Ir...)

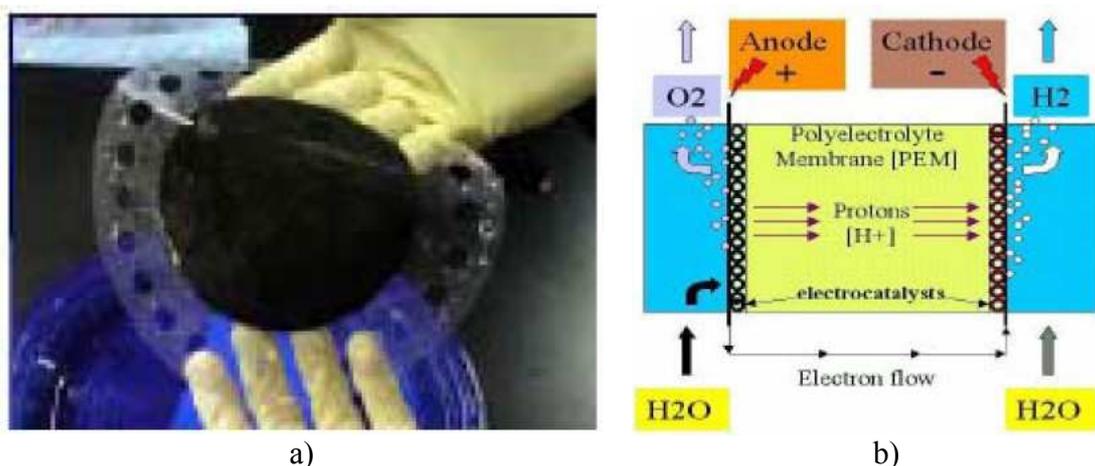


Figura 13 a) Membrana de intercambio protónico y b) Esquema de celda electrolítica de intercambio protónico

Los electrolizadores de intercambio protónico presentan unas densidades de corriente de más de tres veces que los alcalinos, y pueden ser sometidos a presiones diferenciales, lo cual permite una mayor presión y pureza en el  $H_2$  generado. En la aplicación junto con renovables, este tipo de electrolizadores ha despertado un gran interés, debido a que pueden trabajar en regímenes de alimentación de hasta sólo un 1% de su capacidad de nominal, lo que para fuentes variables como son la mayoría de renovables es una gran ventaja.

Sin embargo, el uso de metales nobles, principalmente platino, y una tecnología de fabricación todavía incipiente, hacen de su precio actual su principal desventaja. Los dispositivos comerciales actuales tienen niveles de producción mucho más pequeños que los alcalinos, mientras que éstos últimos presentan niveles de producción de hasta 60Nm<sup>3</sup>/h, los de intercambio protónico son de 10Nm<sup>3</sup>/h<sup>6</sup>.

Los parámetros típicos de trabajo para los PEME son:

- P de trabajo: 15 bar (potencialmente, hasta 200 bar operando a elevada presión diferencial sin difusión de los gases a través de la membrana)
- T de trabajo: <math>100^{\circ}\text{C}</math>
- i y v de trabajo típicas: 1.6 V a 1 A/cm<sup>2</sup>
- Eficiencia: 5-6 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> a 1 A/cm<sup>2</sup> y presión de 15 bar (50-90%)
- Purezas de 99.999% de H<sub>2</sub> sin purificador

## Electrolizadores de óxidos sólidos (SOE)

Como se vio en el apartado anterior, trabajar a unas temperaturas y presiones elevadas aumenta la eficiencia de la reacción electrolítica. Los SOE aprovechan esa “ventaja” termodinámica (ver Figura 14 a)) y llevan a cabo la electrólisis a alta temperatura entre 750°C-1000°C, con lo que el aporte eléctrico requerido es mucho menor, pero es necesario una gran aporte térmico. Es una tecnología todavía en investigación pero que está destinada para aplicaciones con posibilidad de alta energía térmica (centrales nucleares, alta concentración solar).

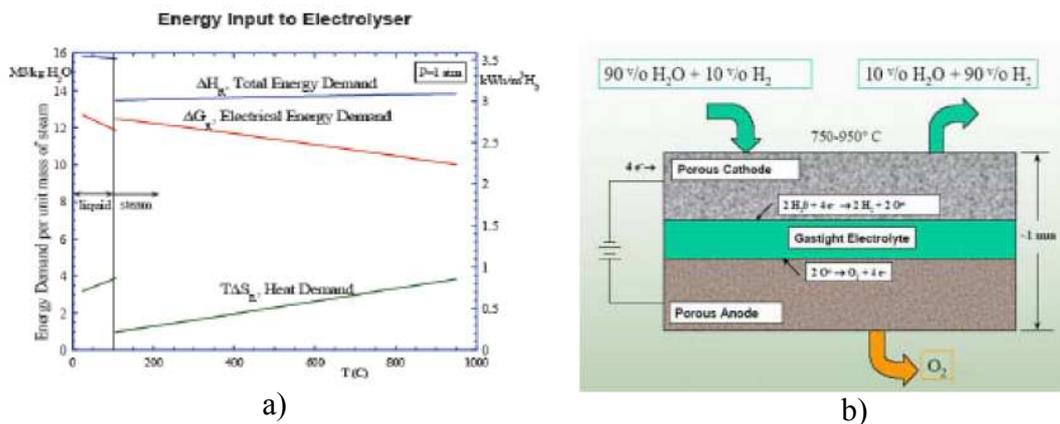


Figura 14 a) Diagrama termodinámico para la electrólisis del agua a alta temperatura y b) Esquema de una celda electrolítica de óxido sólido

La Figura 14 b) muestra las semirreacciones que tienen lugar en una celda electrolítica de óxido sólido y sus componentes, que son: el electrolito sólido, normalmente suelen ser óxidos metálicos no porosos (ZrO<sub>2</sub>/Y<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) conductores de iones oxígeno a 750-1000°C (O<sub>2</sub><sup>-</sup>); y los electrodos: el ánodo de Ni/ZrO<sub>2</sub> y el cátodo de Manganita de lantano (LaMnO<sub>3</sub>) con Sr o Se.

En cuanto sus parámetros típicos de funcionamiento:

- i y V típicas de operación: 1.07 V a 0.3 mA/cm<sup>2</sup> (1000°C)
- Eficiencia: <math>< 3.54 \text{ kWh/Nm}^3</math> (ignorando el requerimiento térmico)

Sus principales problemas a parte del requerimiento térmico adicional, son la degradación de los materiales con la alta temperatura (que deriva en la necesidad de materiales caros) y la falta de escalabilidad, en principio atribuida al estado de investigación.

## Elementos del sistema electrolizador

Además de la pila (el conjunto de celdas electrolíticas conectadas en serie) un electrolizador necesitará:

- Sistema de suministro de agua y de electrolito (caso electrolito líquido)
- Purificador del agua
- Bombas
- Purificadores de  $H_2$  y  $O_2$  (opcional)
- Sistemas de suministro de  $N_2$  ([13])

Como elementos adicionales deberá haber un regulador y suministro de potencia (CA/CC, CC/CC), un equipo compresor (de pistón o de diafragma), un equipo de almacenamiento, además de instrumentación y equipo opcional.

CAPITULO 8:

## **ESTUDIO DE REEMPLAZO DEL AUTOMOVIL CONVENCIONAL**

## Aspectos iniciales

Según datos del Ministerio del Interior, publicados en el Anuario Estadístico General de la Dirección General de Tráfico, la tasa de vehículos por cada 1000 habitantes en 2008 era de 689.9 en Murcia y de 683.9 en España.

En cuanto a turismos se refiere, los datos para Murcia en 2008 se situaban en un total de 682.9417 turismos.

Para nuestro estudio de reemplazo de automóviles convencionales, ha de tenerse muy en cuenta la provisión de energía necesaria para el parque total o parcial que se pretende reemplazar.

Por este motivo se va a realizar un estudio de la generación y distribución eléctrica en Murcia.

### Energía Eléctrica - Región de MURCIA

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>DATOS DE PRODUCCIÓN BRUTA</b>							
<b>NÚMERO DE CENTRALES</b>	25	27	28	31	34	41	45
<b>Hidráulica</b>	17	17	17	20	21	18	18
<b>Eólica</b>						4	7
<b>Fotovoltaica</b>						1	1
<b>Termoeléctrica</b>	8	10	11	11	13	18	19
<b>POTENCIA EXPRESADA EN KW</b>	991.793	808.053	824.499	874.162	2.066.674	4.103.381	4.258.296
<b>Hidráulica</b>	38.164	38.164	38.164	80.366	89.278	39.079	39.219
<b>Eólica</b>						62.949	144.989
<b>Fotovoltaica</b>						9.017	69.052
<b>Termoeléctrica</b>	953.629	769.889	786.335	793.796	1.977.396	3.992.336	4.005.036
<b>PRODUCCIÓN EXPRESADA EN MWH</b>	1.866.756	3.580.532	2.498.799	2.485.252	2.832.964	10.646.750	11.467.260
<b>Hidráulica</b>	105.502	108.484	44.992	183.106	179.954	60.971	67.271
<b>Eólica</b>						82.912	162.550
<b>Fotovoltaica</b>						5.975	31.755
<b>Termoeléctrica</b>	1.761.254	3.472.048	2.453.807	2.302.146	2.653.010	10.496.892	11.205.684

Nota: Los datos de energía hidráulica hasta el año 2005 incluyen también los correspondientes a la energía eólica.

- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dirección General de Política Energética y Minas. Estadística de la Industria de Energía Eléctrica

Tabla 12. Energía eléctrica en la Región de Murcia, la fuente aparece en la tabla. [94]

En la siguiente tabla observamos la evolución de la producción disponible:

### Energía Eléctrica - Región de MURCIA

MWH	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>DATOS DE PRODUCCIÓN DISPONIBLE</b>							
<b>CONSUMOS AUXILIARES</b>	88.843	116.769	72.062	76.440	91.713	254.951	385.858
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	1.777.913	3.463.763	2.426.737	2.408.812	2.741.251	10.391.799	11.081.402
<b>Hidráulica</b>	104.848	107.875	44.837	182.315	179.217	60.553	66.582
<b>Eólica</b>						82.462	161.296
<b>Fotovoltaica</b>						5.916	31.755
<b>Térmica</b>	1.673.065	3.355.888	2.381.900	2.226.497	2.562.034	10.242.868	10.821.769
<b>PRODUCCIÓN DISPONIBLE</b>	1.777.913	3.463.763	2.426.737	2.408.812	2.741.251	10.391.799	11.081.402

Nota: Los datos de energía hidráulica hasta el año 2005 incluyen también los correspondientes a la energía eólica.

- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dirección General de Política Energética y Minas. Estadística de la Industria de Energía Eléctrica

Tabla 13. Energía eléctrica en la Región de Murcia, evolución de la energía disponible, [94].

En cuanto al consumo actual en relación a la energía producida, estos son los datos de los que se disponen:

### 2007 - Región de MURCIA

	Número de Abonados	Consumo (MWH)	Potencia Contratada (KW)	Facturación (Euros)
<b>TOTAL</b>	808.161	7.777.322	5.001.223	638.240
<b>Neto</b>	808.151	7.278.876		610.246
<b>Baja Tensión</b>	800.899	3.444.125	3.760.797	373.855
<b>Potencia hasta 1 kW</b>	12.732	12.170	11.440	818
<b>Potencia de 1 a 10 kW</b>	748.088	2.481.599	2.974.260	269.850
<b>Potencia de 10 a 15 kW</b>	23.876	301.606	326.370	28.948
<b>Potencia mayor de 15 kW</b>	14.207	612.742	419.992	70.862
<b>Riegos agrícolas</b>	1.996	36.008	28.735	3.377
<b>Alta Tensión</b>	7.252	3.834.751	1.240.426	236.391
<b>Corta utilización</b>	4.063	2.122.296	792.719	126.854
<b>Media utilización</b>	173	458.380	51.715	34.757
<b>Larga utilización</b>	749	697.934	176.461	34.591
<b>Grandes abonados</b>	9	98.470	13.380	4.259
<b>Riegos agrícolas</b>	2.258	457.671	206.151	35.930
<b>Consumos propios</b>	10	498.446		27.994

- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dirección General de Política Energética y Minas. Estadística de la Industria de Energía Eléctrica

Tabla 14. Energía eléctrica en la Región de Murcia, consumo y producción actual, [94]

En un primer análisis observamos un saldo positivo en la relación entre producción disponible y consumo totales.

A partir de esto, podemos entender que las infraestructuras eléctricas de generación y distribución en la Región de Murcia permitirían asumir nuevos consumos, como los que precisarían el reemplazo de automóviles convencionales por otros como los de celda de combustible.

En cualquier caso, y a pesar del buen dimensionado de la red eléctrica en la región han de considerarse aspectos de gestión global del sistema eléctrico a nivel nacional, los cuales nos llevan a constatar que los excesos de producción existentes en la región son necesarios en otros puntos del país, por este motivo, a pesar de que los excedentes de producción en Murcia sean bastante importantes, hemos de analizar al menos porcentualmente, el excedente nacional.

s

Para este estudio, tomaremos datos de Red Eléctrica de España, fijándonos en diversas tablas de datos publicadas en el Informe del Sistema Eléctrico Español de 2008.

Balance de potencia a 31.12.2008. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	%08/07	MW	%08/07	MW	%08/07
Hidráulica	16.657	0.0	1	0.0	16.658	0.0
Nuclear	7.716	0.0	-	-	7.716	0.0
Carbón	11.359	0.0	510	0.0	11.869	0.0
Fuel/gas	4.418	-7.3	2.751	-3.3	7.170	-5.8
Ciclo combinado	21.675	3.4	1.392	20.7	23.066	4.3
<b>Total Régimen ordinario</b>	<b>61.825</b>	<b>0.6</b>	<b>4.654</b>	<b>3.2</b>	<b>66.479</b>	<b>0.8</b>
Hidráulica	1.979	2.9	0.5	0.0	1.979	2.9
Eólica	15.874	12.5	144	0.3	16.018	12.4
Otras renovables	4.069	153.6	216	103.1	4.285	150.4
No renovables	7.132	3.4	41	0.0	7.173	3.4
<b>Total Régimen especial</b>	<b>29.053</b>	<b>18.4</b>	<b>402</b>	<b>37.7</b>	<b>29.455</b>	<b>18.6</b>
Total	90.878	5.7	5.056	5.3	95.935	5.7

Tabla 15. Balance de potencia, fuente: Red Eléctrica de España [95]

## Balance de energía eléctrica nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	%08/07	GWh	%08/07	GWh	%08/07
Hidráulica	21.428	-18.7	0	-	21.428	-18.7
Nuclear	58.973	7.0	-	-	58.973	7.0
Carbón	46.275	-35.6	3.372	5.5	49.647	-33.8
Fuel/gas	2.378	-0.8	8.313	-1.0	10.691	-1.0
Ciclo combinado	91.286	34.0	4.243	1.3	95.529	32.1
<b>Régimen ordinario</b>	<b>220.341</b>	<b>-1.6</b>	<b>15.928</b>	<b>0.9</b>	<b>236.268</b>	<b>-1.4</b>
- Consumos en generación	-8.338	-4.7	-920	2.7	-9.258	-4.1
<b>Régimen especial</b>	<b>66.298</b>	<b>17.2</b>	<b>855</b>	<b>18.8</b>	<b>67.153</b>	<b>17.2</b>
Hidráulica	4.416	10.9	2	42.2	4.417	11.0
Eólica	31.393	15.3	384	6.4	31.777	15.2
Otras renovables	7.183	56.2	463	32.1	7.645	54.5
No renovables	23.308	12.2	6	-8.3	23.314	12.2
<b>Generación neta</b>	<b>278.301</b>	<b>2.5</b>	<b>15.862</b>	<b>1.7</b>	<b>294.164</b>	<b>2.4</b>
- Consumos en bombeo	-3.731	-14.2	-	-	-3.731	-14.2
+ Intercambios internac.	-11.040	92.0	-	-	-11.040	92
Demanda	263.530	0.8	15.862	1.7	279.392	0.8

Tabla 16. Balance de energía eléctrica nacional, [95]

Vemos que también en el sistema eléctrico nacional, se disfruta de un apreciable excedente en la producción respecto a la demanda, al tiempo que se constata que no se emplea la potencia de producción al máximo.

Esto nos sitúa en un escenario en el que tiene cabida la incorporación de otros consumos en la red, tal como nosotros planteamos con la producción de hidrógeno por electrolisis.

Es igualmente interesante para nuestro estudio el análisis de la demanda eléctrica horaria, en la que se aprecia de forma evidente los hábitos de consumo de los ciudadanos, empresas e industrias.

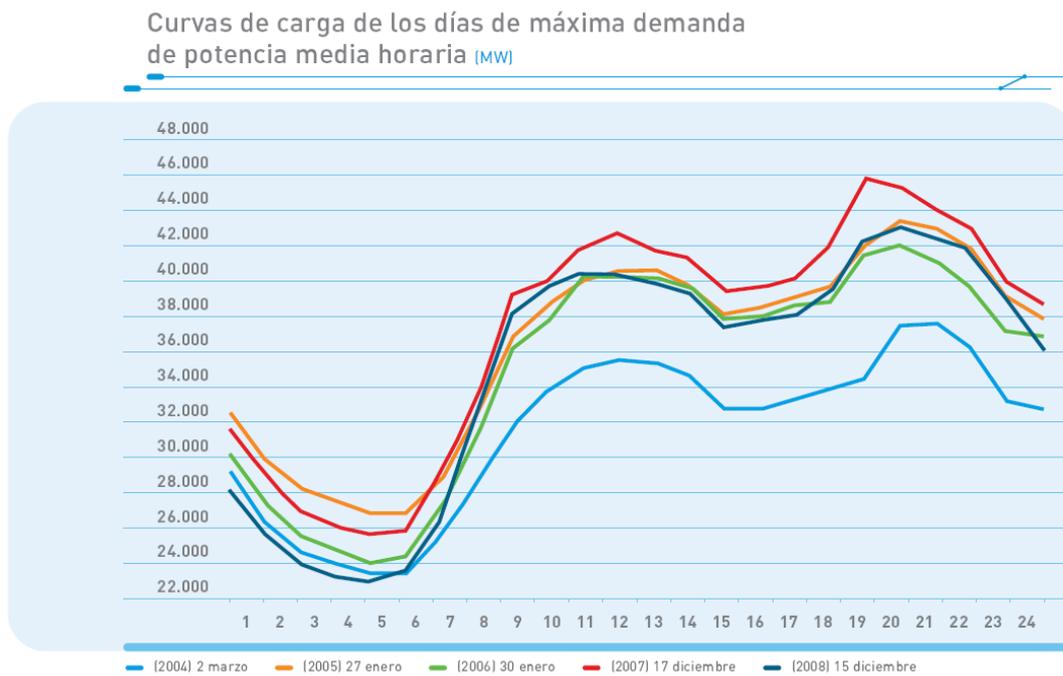


Figura 15. Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria, [95]

Vemos que durante 7 u 8 horas al día, hay entre un 20 y un 30 % de reducción de la demanda de energía para consumo que podría ser perfectamente aprovechada para producción de hidrógeno durante la noche, para el abastecimiento de los vehículos que realizarán trayectos por el día.

Muy probablemente, este consumo nocturno podría beneficiarse de la correspondiente bonificación de tarifa nocturna.

A pesar de todo lo expuesto, hay factores limitantes para incrementar los periodos de tiempo en los que la demanda energética se acerca a los máximos del día, la base del sistema energético es la producción vía energías renovables en régimen especial, después la nuclear para amortizar las inversiones, por cuestiones estratégicas se mantiene en buen grado de uso el carbón y se flexibiliza sobre todo el ciclo combinado y la importación de energía.

El 60% de los españoles no promedia más de 36 kilómetros cada día, en una media de 3,3 trayectos por jornada y 3 de cada 4 se mueven por ciudad diariamente y no por carretera. Además, el 55% de los trayectos son inferiores a 10km y el 80% son menores de 25 km.

Nuestro interés ahora es conocer cuantos son los automóviles existentes en Murcia para realizar nuestro estudio de reemplazo, para esto hemos vuelto a hacer uso de las estadísticas.

Parque de vehículos – 2008

	TOTAL	CAMIONES Y FURGONETAS	AUTO-BUSES	TURISMOS	MOTOCICLETAS	TRACTORES INDUSTRIALES	OTROS VEHÍCULOS	CICLO-MOTORES	REMOLQUES	SEMIRREMOLQUES
<b>TOTAL</b>	973.855	164.147	1.819	682.917	81.589	12.926	30.457	120.715	4.468	15.077
<b>Antes de 1988</b>	108.168	17.761	317	67.967	19.044	450	2.629	0	200	1.414
<b>1988</b>	13.435	3.396	56	7.886	1.441	74	582	0	32	370
<b>1989</b>	17.421	4.413	74	10.267	1.937	89	641	0	65	404
<b>1990</b>	17.668	4.315	60	10.120	2.479	96	598	0	72	345
<b>1991</b>	18.063	3.905	54	10.889	2.618	77	520	0	81	271
<b>1992</b>	20.898	4.127	88	14.064	2.086	65	468	0	85	246
<b>1993</b>	17.278	3.004	60	12.623	1.207	43	341	0	91	178
<b>1994</b>	21.784	3.496	44	16.827	839	106	472	0	114	297
<b>1995</b>	23.046	4.009	80	17.266	791	219	681	0	127	455
<b>1996</b>	28.933	4.833	75	22.285	785	248	707	0	122	440
<b>1997</b>	37.366	6.354	79	28.420	1.148	379	986	0	158	647
<b>1998</b>	45.807	7.643	88	34.783	1.558	487	1.248	0	183	783
<b>1999</b>	54.687	9.100	107	41.581	1.861	702	1.336	15.290	195	761
<b>2000</b>	53.708	8.983	62	40.630	1.905	695	1.433	31.925	236	743
<b>2001</b>	54.813	8.970	68	41.706	1.698	850	1.521	22.819	264	731
<b>2002</b>	52.527	8.827	64	39.366	1.768	817	1.685	12.311	249	834
<b>2003</b>	58.987	10.324	70	43.290	2.204	878	2.221	7.756	300	1.073
<b>2004</b>	68.654	11.354	78	49.242	3.997	1.147	2.836	7.397	331	989
<b>2005</b>	74.263	12.430	74	50.270	7.360	1.217	2.912	6.575	328	939
<b>2006</b>	74.664	11.599	79	49.622	9.375	1.375	2.614	6.831	469	987
<b>2007</b>	70.129	10.629	86	45.955	9.219	1.714	2.526	6.114	425	1.290
<b>2008</b>	41.556	4.675	56	27.858	6.269	1.198	1.500	3.697	341	880

El total no incluye los datos de ciclomotores, remolques y semi-remolques.  
- Ministerio del Interior. Dirección General de Tráfico. Observatorio Nacional de Seguridad Vial

Tabla 17. Parque de vehículos en la Región de Murcia, [96]

Veamos ahora como afrontar el reemplazo del actual parque automovilístico de la Región de Murcia:

Para este estudio hemos de aproximarnos en primera instancia a los hábitos de uso de los automóviles en la Región de Murcia, que por otra parte comprendemos no son nada distantes de los de España y Europa, a pesar de ello es fácil intuir que existen diversidad de hábitos y necesidades de uso entre los distintos usuarios.

Por tanto, los valores de distancia recorrida con vehículos privados por los usuarios no son para nada homogéneos, hay usuarios que recorren menos de 10 kilómetros al día, mientras que otros superan los 100 kilómetros diarios.

Además de todo lo anterior, hay ciertos condicionantes sobre la autonomía de los vehículos, pues los hábitos o necesidades de cada usuario pueden cambiar, y un usuario que normalmente se desplaza 30 kilómetros puede necesitar un día determinado recorrer 600 kilómetros.

Ante un conjunto tan amplio de posibilidades hemos de tomar datos medios o valores de distancia que sean más habituales, en este sentido, diversas publicaciones del motor indican que un amplísimo porcentaje de automovilistas realizan menos de 40 kilómetros al día, si bien ciertamente algunos realizan muchos más.

Por tanto como punto de partida de nuestro estudio tomaremos un hipótesis de distancia media recorrida por un vehículo de uso privado, estableceremos esa distancia en 50 kilómetros.

### ***Reemplazo por vehículos de celda de combustible***

El siguiente paso es estimar las necesidades de hidrógeno para un vehículo de celda de combustible que recorra 100kms

A partir de ahí podemos establecer el consumo diario para un vehículo que recorra la distancia media establecida, mediante una simple regla de tres.

Por otro lado, va a resultar muy importante saber las necesidades para producir ese hidrógeno diario para el vehículo, en este sentido deben tenerse en cuenta aspectos globales como la eficiencia del electrolizador, pues en nuestro caso se considera este método de producción de hidrógeno como más adecuado, para un reemplazo real del empleo de los combustibles fósiles en automoción.

De forma que el conocimiento de las necesidades de energía eléctrica para la distancia recorrida por un vehículo medio es el resultado de multiplicar la energía necesaria para producir un m<sup>3</sup> de hidrógeno, por el número de m<sup>3</sup> de hidrógeno que consumirá el vehículo.

En la publicación digital autopista.es,[97] obtenemos datos sobre un modelo concreto de automóvil con celda de combustible:

Según el autor del artículo C. Enríquez de Salamanca el vehículo consume 1kg de hidrógeno cada 100 kms.

$$PV = nRT$$

$$1kg = \frac{1 \cdot 10^3 \text{ gr}}{2 \frac{\text{gr}}{\text{mol}}} = 500 \text{ moles}$$

$$V = \frac{500 \text{ mol} \cdot 0.082 \text{ atm} \cdot \text{l} / \text{mol} \cdot \text{K} \cdot 298 \text{ K}}{1 \text{ atm}} = 12218 \text{ l} \approx 12.2 \text{ m}^3$$

Por tanto según lo anterior, para nuestro ejemplo, este vehículo precisará de 12.2m<sup>3</sup> de hidrógeno para recorrer 100 kilómetros.

#### CONSUMO DE HIDROGENO VEHICULO

Kilometros diarios recorridos por el vehículo	50
Consumo en m3 de hidrógeno por 100kms	11,2
Consumo diario por coche en m3	6,1

Tabla 18. Hipótesis de consumo de hidrógeno.

A partir de esos datos de base podemos conocer las necesidades energéticas para el vehículo para cualquier periodo de tiempo, por ejemplo, anualmente.

Considerando las características de eficiencia de electrolizadores comentadas en apartados anteriores, dispondríamos de una horquilla de 4 a 6 kWh/m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub>, vamos a establecer la eficiencia del electrolizador en 5 kWh/m<sup>3</sup>.

#### APROXIMACIÓN ENERGETICA

Eficiencia del electrolizador en kWh/m3	5
Necesidad eléctrica diaria en kWh	30,5
Energía anual en MWh por coche	11,14

Tabla 19. Aproximación de la energía necesaria.

También cabe la posibilidad de estimar los costes económicos de la electricidad que se empleará en la producción de ese hidrógeno, incluso referenciados a coste económico por cada 100 kms, lo cual podría servir como comparación con los costes de combustible de vehículos actuales.

Podemos ver que en nuestras estimaciones, no resulta más caro emplear el hidrógeno que los combustibles tradicionales, por tanto, ante un horizonte de reducción en la disponibilidad de petróleo y los consiguientes incrementos de precio, resulta prometedor que el hidrógeno pueda estabilizar los costes del transporte con los de la energía eléctrica, la cual encara un proceso de potenciación de energías renovables y alternativas.

#### APROXIMACIÓN ECONOMICA

Precio estimado en euros del kwh	0,11
Coste anual de la energía	1224,6
Coste de la energía por 100 kms en Euros	6,71

Tabla 20. Aproximación de costes económicos.

En todo caso lo que resulta innegable es que el reemplazo de automóviles convencionales por automóviles de celda de combustible, supondrá un incremento en la demanda eléctrica.

Uno de los aspectos más importantes es conocer hasta dónde pueden incrementarse los consumos con las infraestructuras actuales y también en que medida estas pueden o deben mejorarse o ampliarse.

En este sentido hemos de contextualizar el escenario de reemplazo de automóviles convencionales por automóviles de celda de combustible, con los importantísimos incrementos de consumo eléctrico que en nuestro país y en nuestra región hemos vivido en los últimos 30 años, hemos vivido un importante aumento de población, una industrialización, un incremento en los servicios, mejoras en agricultura, como riegos, desalinización, bombeos, extracción de pozos, etc., al tiempo que una importante mejora en los niveles de vida y confort.

En todo este tiempo, el desarrollo de las redes eléctricas, las infraestructuras así como la generación ha sido igual de importante y natural, las distintas inversiones realizadas se están amortizando y rentabilizando.

Luego un escenario en el que se incremente el consumo eléctrico para uso en transporte no va en absoluto “a contracorriente” con la realidad de desarrollo actual.

Por otro lado, nosotros aventuramos importantes posibilidades para que la red y las infraestructuras actuales sean válidas para el comienzo del reemplazo de los automóviles convencionales.

## **Aprovechamiento de la infraestructura actual.**

Uno de los planteamientos para el aprovechamiento de la infraestructura actual es establecer un horario específico para la producción de hidrógeno, en concreto en el periodo del día donde el consumo eléctrico es inferior, una horquilla de aproximadamente 8 horas que puede estar en el intervalo entre las 23h y las 7h aproximadamente.

### **POTENCIA PARA LA PRODUCCION INDIVIDUAL**

Necesidad eléctrica diaria en kWh	30,5
Despliegue horario de la producción en horas	8
Potencia necesaria por coche en kWh	3,8

Tabla 21. Potencia eléctrica por vehículo.

La disponibilidad de energía que tendríamos en ese horario por la utilización inferior a la capacidad de la red es de unos 14000 Mwh, según se extrae de la curva de carga de los días de máxima demanda de potencia.

Los datos indicados son de índole nacional, la situación en la Región de Murcia es muy ventajosa en términos de producción y por tanto de disponibilidad de energía eléctrica, según datos de 2007 para la Región de Murcia la producción disponible anual fue de 11.081.402 Mwh, mientras que el consumo total fue de 7.777.322 Mwh, esto se corresponde con un saldo favorable de 3.304.080 Mwh en la relación producción-consumo de energía eléctrica.

De lo anteriormente indicado podemos concluir que las redes disponibles en la Región de Murcia, en términos globales tienen una capacidad para el transporte de energía eléctrica superior a las necesidades de consumo de la región, pues la Región de Murcia es a nivel nacional una región exportadora de energía eléctrica.

En todo caso, saber que existe disponibilidad en transporte y generación para que la Región de Murcia incremente su consumo de energía eléctrica de manera significativa (en torno a un 40 %), no puede hacernos pensar que en condiciones normales puede hacerse uso de esa posibilidad hasta el extremo, ha de tenerse en cuenta un análisis solidario de la capacidad de la Región de Murcia respecto al conjunto del país, de manera que el excedente de capacidad con el que deberíamos contar en la Región de Murcia ponderadamente el mismo que a nivel nacional.

#### DISPONIBILIDAD SOLIDARIA DE POTENCIA

Disponibilidad aproximada España para esas 8 horas en MWh	14000
Poblacion España	45000000
Población Murcia	1450000
Disponibilidad solidaria para Murcia	451,1

Tabla 22. Estimación de potencia disponible en Murcia.

Una vez establecida la potencia de la que podríamos hacer uso para la producción de hidrógeno y después emplearlo en automoción, queremos conocer cuantos automóviles podríamos proveer de hidrógeno con esa potencia eléctrica durante las horas que estará disponible, para ello simplemente dividiremos la potencia disponible entre la potencia que necesitamos para producir en 8 horas el hidrógeno que cada coche consumirá durante el día.

#### REEMPLAZO POSIBLE CON SISTEMA ACTUAL

Disponibilidad teoría para Murcia en esas 8 horas en Mwh	451,1
Coches que soporta el sistema para el 100% de la disponibilidad	118324
Coches que soporta el sistema para el 75% de la disponibilidad	88743
Coches que soporta el sistema para el 50% de la disponibilidad	59162
Coches que soporta el sistema para el 25% de la disponibilidad	29581

Tabla 23. Estimación de reemplazo con sistema actual.

En la tabla anterior se consideran distintos niveles de aprovechamiento de la potencia disponible de entre los cuales podría justificarse una elección en función de consideraciones de gestión del sistema eléctrico.

Observamos que con las infraestructuras actuales, y ponderando la potencia a disponer dentro del conjunto de la disponibilidad nacional, es totalmente factible alcanzar una producción de hidrógeno suficiente para proveer de combustible a entorno a 100000 vehículos en la Región de Murcia.

Estos datos anteriormente indicados nos llevan a estimar unos porcentajes de reemplazo comparando el número de automóviles de celda de combustible que se podrían soportar frente al total del parque automovilístico de la Región de Murcia.

## PORCENTAJE DE REEMPLAZO

Total automoviles en Murcia	683000
Porcentaje de reemplazo para el 100% de la disponibilidad	17,3
Porcentaje de reemplazo para el 75% de la disponibilidad	13,0
Porcentaje de reemplazo para el 50% de la disponibilidad	8,7
Porcentaje de reemplazo para el 25% de la disponibilidad	4,3

Tabla 24. Estimación porcentual de reemplazo con sistema actual.

En este análisis, observamos que respetando los criterios de provisión de energía a nivel nacional y empleando una cantidad ponderada para Murcia de la energía disponible a nivel nacional, se lograrían tasas de reemplazo de a penas el 20 % del parque automovilístico por coches de célula de combustible, siempre considerando la infraestructura y producción energética actual.

## Capacidad de generación eléctrica para transporte.

Hemos justificado que la capacidad de transporte de la red eléctrica en la Región de Murcia puede asumir perfectamente el comienzo del reemplazo de vehículos de combustible fósil por vehículos de celda de combustible, hasta niveles de reemplazo del 20%, lo cual resulta un porcentaje nada desdeñable.

A continuación queremos resolver la duda de si la capacidad de generación será suficiente para el incremento de la demanda energética, pues el hecho de que la red pueda transportar la energía que necesitamos no asegura que esa energía pueda generarse.

Al mismo tiempo queremos conocer de que fuentes energéticas podríamos obtener esa energía que necesitamos, para acercarnos a la respuesta vamos a fijarnos en un gráfico de la generación acumulada que publica en su página web Red Eléctrica de España:

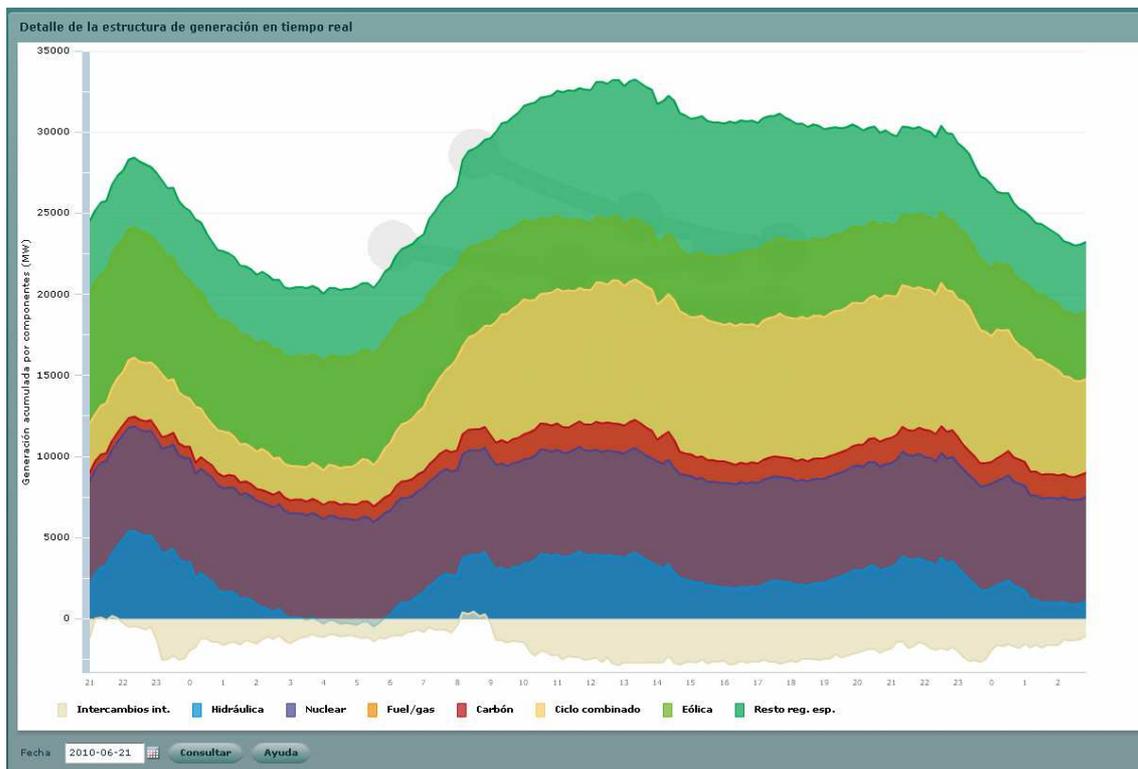


Figura 16. Detalle de la estructura de generación en tiempo real, [98]

En este gráfico podemos observar que en un día cualquiera que la energía nuclear y la del carbón se mantienen muy estables en energía generada, además esto está técnicamente justificado por la lentitud en la regulación en la generación de estas instalaciones

Vemos que la generación hidráulica varía durante la jornada, esto obedece a una muy buena regulación en la generación, aunque hemos de considerar que el recurso hídrico no es ilimitado.

Por otro lado, comprendemos que a pesar de la importancia de la energía eólica y de otras energías del régimen especial, su generación no puede ser apenas regulada, pues depende de condiciones ambientales según el caso, como el viento, la radiación solar, etc.

Así pues, nuestra gran baza es la generación mediante ciclo combinado, vemos que la potencia generada varía de forma rápida y en cantidad muy importante, por sus condiciones técnicas, las centrales de ciclo combinado presentan una muy buena regulación al tiempo que una gran capacidad de suministro.

La potencia instalada en ciclo combinado a nivel nacional supera los 21.000 Mw.

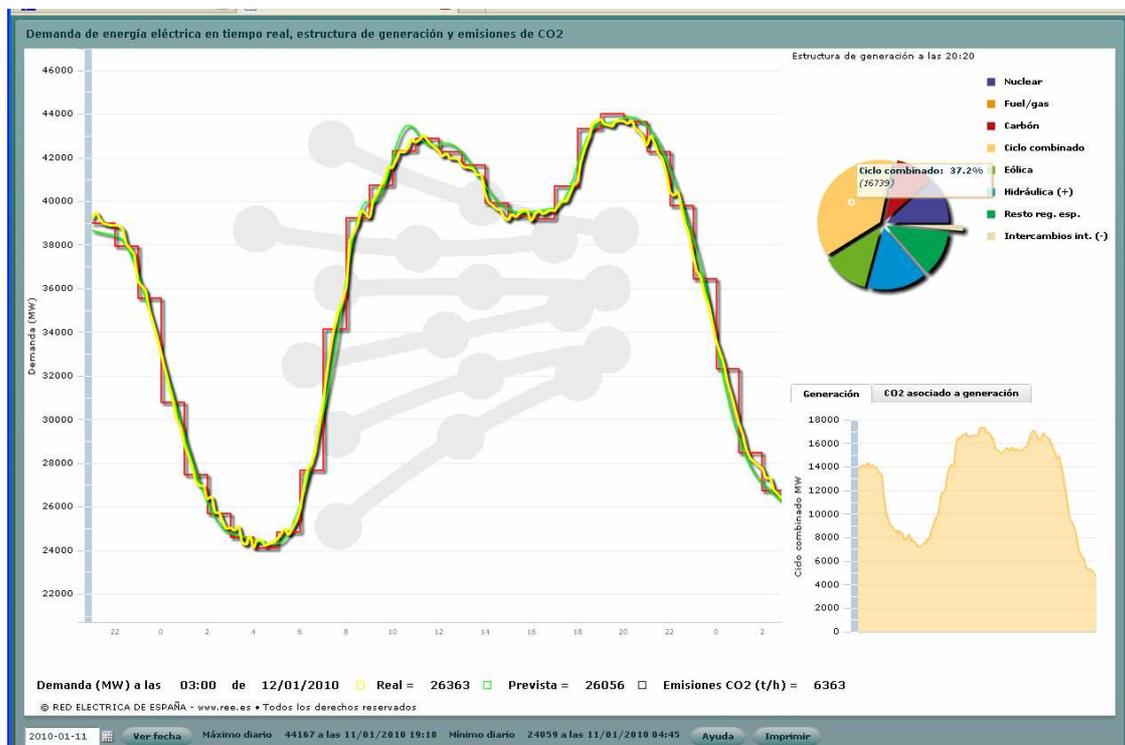


Figura 17. Detalle de la estructura de generación en tiempo real, [98]

Vemos que en días concretos las potencias generadas por ciclo combinado se acercan a los 18000 Mw, con otros periodos de tiempo en los que apenas superan los 7000 Mw, así pues, sin ser este un estudio riguroso, sí que justifica la amplia disponibilidad de generación de potencia mediante ciclo combinado.

Por tanto queda justificado que la capacidad de generación del ciclo combinado más el resto de componentes podrían entregar la energía demandada para generación de hidrógeno durante las horas en que el resto de consumos son inferiores.

## **Otros escenarios de reemplazo: el coche eléctrico.**

Reemplazo del automóvil convencional por el eléctrico recargable o de enchufe.

En la hipótesis de reemplazamiento por coches eléctricos podríamos estimar las siguientes cifras:

Kilometros diarios recorridos por el vehículo	50
Necesidad eléctrica diaria en kWh	7
Energía anual en MWh por coche	2,555
Precio estimado en euros del kWh	0,11
Coste anual de la energía	281,05
Coste de la energía por 100 kms en Euros	1,54
Despliegue horario de la producción en horas	8
Potencia necesaria por coche en kWh	0,875
Disponibilidad teoría para Murcia en esas 8 horas en Mwh	451,1
Coches que soporta el sistema para el 100% de la disponibilidad	515556
Coches que soporta el sistema para el 75% de la disponibilidad	386667
Coches que soporta el sistema para el 50% de la disponibilidad	257778
Coches que soporta el sistema para el 25% de la disponibilidad	12889
Total automóviles en Murcia	683000
Porcentaje de reemplazo para el 100% de la disponibilidad	75,5
Porcentaje de reemplazo para el 75% de la disponibilidad	56,6
Porcentaje de reemplazo para el 50% de la disponibilidad	37,7
Porcentaje de reemplazo para el 25% de la disponibilidad	18,9

Tabla 25. Breve análisis de reemplazo por eléctrico de enchufe.

Para este caso si que encontramos posibilidades de superar el 60 % de reemplazo de vehículos a partir de la infraestructura actual.

A pesar del mejor aprovechamiento de la energía eléctrica en el caso de los automóviles eléctricos de enchufe respecto a los de pila de combustible, los eléctricos presentan importantísimas limitaciones y problemas en el sistema de almacenamiento de energía, es perfectamente sabido que los materiales que se emplean para la construcción de baterías son significativamente caros y pesados.

Por tanto los eléctricos de enchufe precisan de una serie de baterías de alto costo y mucho peso, además las autonomías que se consiguen son moderadas, y rara vez superan los 200 kms.

Además, mantener buenas autonomías con una moderada cantidad de energía almacenada obliga a controlar la exigencia del conductor sobre las prestaciones del vehículo, pues las altas velocidades y las aceleraciones fulgurantes producen una aceleradísima descarga de las baterías, que a su vez supone mayores temperaturas y deterioro de estas.

Cabe también señalar el importante tiempo que se emplea en la recarga, generalmente en torno a 8 horas, comparativamente, la carga de hidrógeno en un vehículo de celda de combustible, es muchísimo más rápida.

Los materiales con que se construyen las baterías son reciclables, pero presentan una vida útil, que se sitúa generalmente en varios cientos de ciclos de carga y descarga.

En cualquier caso, en los últimos tiempos se están construyendo un número importante de prototipos y de automóviles eléctricos para su libre comercialización, y aunque el grado de aceptación sigue siendo reducidísimo, existen proyectos de grandes fabricantes decididos a hacer llegar el automóvil eléctrico al gran público en los próximos años.

## ***Possible evolución del reemplazo***

Resulta muy arriesgado prever como puede ser el reemplazo de algo tan consolidado como el automóvil convencional por otros que empleen combustibles alternativos.

En cualquier caso las actuales líneas de investigación están proponiendo distintas alternativas, que nos permiten aventurar que el reemplazo no será mediante una tecnología en exclusiva, por tanto es posible que en el reemplazo coexistan los automóviles de celda de combustible y los eléctricos.

De igual forma se estiman unos largos periodos de reemplazo, por este motivo es lógico aventurar que la infraestructura eléctrica y la producción cambiarán de forma notable durante ese proceso, lo cual permitirá reducir barreras para el reemplazo del automóvil convencional.

Es posible ejemplificar la viabilidad de esa remodelación y adaptación de las infraestructuras en el tiempo, pues en tiempos recientes hemos vivido en nuestro país y de forma clara en la Región de Murcia un importantísimo crecimiento del consumo eléctrico en comercios, industrias y hogares en relación a la climatización.

Hace no mucho más de 15 años, los equipos de aire acondicionado eran habituales, pero no estaban difundidos de forma generalizada, en un periodo de apenas 10 años, se vivió un incremento altísimo de instalación de estos equipos, que suelen tener potencias eléctricas de varios kilovatios, a pesar de esto, el interés de los consumidores hizo que llegaran a instalarse casi en la totalidad de comercios, industrias y hogares, suponiendo una evidente necesidad de incremento de las infraestructuras eléctricas, que fue debidamente atendida por particulares, compañías distribuidoras y generadoras de energía eléctrica.

Algo parecido a esto es lo que se espera que ocurra cuando los combustibles fósiles no permitan proveer a los ciudadanos de medios de transporte eficaces al tiempo que económicos, en ese momento el mercado se decantará a la búsqueda de otros tipos de automóviles que cumplan las expectativas.

CAPÍTULO 9:

## **CONCLUSIONES**

- El hidrógeno presenta la principal ventaja de ser un combustible limpio, puesto que no emite CO<sub>2</sub>, solo emite H<sub>2</sub>O durante su utilización.
- La seguridad en el manejo del hidrógeno no debería ser un problema, puesto que por ejemplo la gasolina no es más segura y su uso está extendido y controlado.
- La obtención del hidrógeno es termodinámicamente ineficiente en cualquiera de los procesos, puesto que consumen más energía química o eléctrica que la energía almacenada en el hidrógeno producido.
- Las celdas de hidrógeno PEM son aptas para su uso en automoción, pero ha de mejorarse la fiabilidad de las mismas para las condiciones de funcionamiento real: ciclado de carga, ciclado térmico, aire ambiente, hidrógeno de baja pureza.
- Los principales problemas de degradación de las celdas PEM son la pérdida de superficie activa de Pt, y la obstrucción de la GDL con agua.
- Se ha de encontrar una forma de almacenamiento del hidrógeno a bordo del vehículo que garantice mayor autonomía que los actuales tanques de gas comprimido y H<sub>2</sub> líquido, para lo que se necesita que la fracción de masa de H<sub>2</sub> respecto al tanque sea elevada; de rápida carga/descarga a temperatura ambiente y sin un autoconsumo elevado.
- El aspecto económico del desarrollo de una nueva infraestructura para el hidrógeno no sería un mayor problema si existe coordinación entre fabricantes de vehículos, gobiernos y suministradores de hidrógeno. El cambio al nuevo sistema podría ser gradual o drástico.
- Para que se desarrolle esta infraestructura es necesario que exista un mercado para los vehículos de hidrógeno. Las predicciones encontradas en la literatura acerca de la penetración en el mercado de los vehículos de celda de hidrógeno de hace 4 ó 5 años no han estado muy acertadas con lo observado en 2010.
- El precio de venta del hidrógeno será competitivo o no con el de la gasolina en función del tipo de infraestructura y el desarrollo de la misma, las subvenciones del gobierno y los beneficios de la industria.
- Las celdas de combustible se pueden introducir en el mercado de muy diversas maneras. Todavía no existe una aplicación dominante y una tecnología totalmente desarrollada, por ello los precios son todavía altos.
- Para que las celdas PEM lleguen al consumidor han de reducir su precio, siendo necesario reducir el coste de la membrana Nafión, y el contenido en metales nobles (Pt) en el electrodo.
- Aunque los vehículos de hidrógeno presenten ciertas ventajas respecto a los vehículos de combustibles tradicionales, existen otras alternativas energéticas más eficientes que los vehículos de hidrógeno. Actualmente, los vehículos híbridos conectables a la red son la opción más realista de sustitución del parque automovilístico actual a corto plazo, puesto que no necesitan de una infraestructura adicional y su autonomía es elevada.
- Los vehículos que necesiten conectarse a la red para recargarse, tales como los híbridos conectables, los eléctricos puros y los de celda de hidrógeno con electrolizador, se encontrarían con el problema de sobrecargar la red con la potencia eléctrica actualmente instalada si se vende en masa este tipo de vehículos.

Algunos de las causas que permitirán el decidido lanzamiento y la amplia aceptación de vehículos alternativos a los actuales, movidos por combustibles fósiles son:

- El precio del petróleo, relacionado de manera importante con su disponibilidad, reservas y dificultad de extracción.
- La percepción del impacto del uso de combustibles fósiles, con fenómenos como el cambio climático.
- Las políticas energéticas de los países más influyentes.
- Las políticas de producto de los mayores fabricantes de automóviles.
- La sensibilidad y capacidad de adaptación de los consumidores.

Con todas estas conclusiones podemos decir que las posibilidades de cambiar a un sistema basado en el hidrógeno son ciertamente bajas con las perspectivas actuales. Suponiendo superadas todas las barreras económicas, harían falta grandes logros en materia de generación de energía para poder aprovechar al hidrógeno como lo que es, un vector energético.

CAPÍTULO 10:

## **BIBLIOGRAFÍA**

- [1] Rebecca L. Busby. *Hydrogen and Fuel Cells: A comprehensive guide*. Ed. PennWell New York. 2005
- [2] *Fuel Cells*, S. Srinivasan, Springer 2006
- [3] F.A. de Bruijn, V.A.T. Dam and G.J.M. Janssen. Review: Durability and Degradation Issues of PEM Fuel Cell Components. *Fuel Cells* 2008;1:3-22.
- [4] Enciclopedia Britannica Inc, 2007
- [4] Xuan Cheng, Zheng Shi, Nancy Glass, Lu Zhang, Jiujun Zhang, Datong Song, Zhong-Sheng Liu, Haijiang Wang, Jun Shen. A review of PEM hydrogen fuel cell contaminants: Impacts, mechanisms, and mitigation. *Journal of Power Sources* 2007;165:736-759.
- [5] P.R. Hayter, P. Mitchell, R.A.J. Dams, C. Dudfield, N. Gladding, The effect of contaminants in the fuel and air streams on the performance of a solid polymer fuel cell, Contract Report (ETSUF/02/00126/REP), Wellman CJB Limited, Portsmouth, UK, 1997
- [6] T.V. Choudhary, D.W. Goodman, *Catal. Today* 77 (2002) 65
- [7] K. Ledjeff-Hey, J. Roes, R. Wolters, *J. Power Sources* 86 (2000) 556
- [8] Enciclopedia Britannica Inc, 2007
- [9] R.J. Bellows, E. Marucchi-Soos, R.P. Reynolds, *Electrochem. Solid-State Lett.* 1 (1998) 69
- [10] T.R. Ralph, M.P. Hogarth, *Platinum Met. Rev.* 46 (2002) 117
- [11] J. Zhang, Z. Xie, J. Zhang, Y. Tang, C. Song, T. Navessin, Z. Shi, D. Song, H. Wang, D.P. Wilkinson, *J. Power Sources* 160 (2006) 872
- [12] Q.F. Li, R.H. He, J.A. Gao, J.O. Jensen, N.J. Bjerrum, *J. Electrochem. Soc.* 150 (2003) A1599– A1605
- [13] M.C. Betournay, G. Bonnell, E. Edwardson, D. Paktunc, A. Kaufman, A.T. Lomma, *J. Power Sources* 134 (2004) 80
- [14] S. J. C. Cleghorn, D. K. Mayfield, D. A. Moore, J. C. Moore, G. Rusch, T. W. Sherman, N. T. Sisofo, U. Beuscher, *J. Power Sources* 2006, 158, 446
- [15] Y. Shi, A. Horky, O. Plevaya, J. Cross, 2005 Fuel Cell Seminar Abstracts, Courtesy Associates, Palm Springs, 2005
- [16] J. Healy, C. Hayden, T. Xie, K. Olson, R. Waldo, R. Brundage, H. Gasteiger, J. Abbott, *Fuel Cells* 2005, 5, 302
- [17] S. D. Knights, K. M. Colbow, J. St-Pierre, D. P. Wilkinson, *J. Power Sources* 2004, 127, 127
- [18] D. Liu, S. Case, *J. Power Sources* 2006, 162, 521
- [19] H. Nakayama, T. Tsugane, M. Kato, Y. Nakagawa, M. Hori, 2006 Fuel Cell Seminar Abstracts, Courtesy Associates, Hawaii, 2006
- [20] R. C. Makkus, A. H. H. Janssen, F. A. de Bruijn, R. K. A. M. Mallant, *J. Power Sources* 2000, 86, 274
- [21] F. A. de Bruijn, R. C. Makkus, R. K. A. M. Mallant, G. J. M. Janssen in *Advances in Fuel Cells*, 1 (Eds. T. S. Zhao, K. D. Kreuer, T. Nguyen), Elsevier, Oxford, United Kingdom 2007, pp. 235
- [22] L. Frisch, *Sealing Technol.* 2001, 2001, 7
- [23] D.K. Ross. Hydrogen storage: The major technological barrier to the development of hydrogen fuel cell cars. *Vacuum* 80 (2006) 1084-9.
- [24] FreedomCAR and Fuel Technical Partnership: Technical goals  
<http://www.eere.energy.gov/vehiclesandfuels/about/partnerships/freedomcar/index.shtml>
- [25] <http://www.bmwworld.com/models/750hl.htm>

- [26] Bossel U, Eliason B, Taylor G.  
<http://www.evworld.com/library/h2economyFinalReport.pdf>
- [27] Clean Urban Transport for Europe. <http://www.fuelcelltoday.com>  
 FuelCellToday/IndustryDirectory/IndustryDirectoryExternal/IndustryDirectoryDisplay  
 Company /0,1664,1064,00.html
- [28] Buschow KHJ, Miedema AR. In: Hydrides for Energy Storage, Andresen AF, Maeland AJ, editors. Oxford: Pergamon; 1978; p. 235
- [29] e.g., Hangzhou Lanbei Electric Bicycle Co. Ltd.  
[http://lanbei.en.alibaba.com/product/50091127/50535161/Electric\\_bicycle/Electric\\_Bicycle\\_Standard\\_Pedal\\_Two\\_Groups\\_of\\_Battery\\_.html](http://lanbei.en.alibaba.com/product/50091127/50535161/Electric_bicycle/Electric_Bicycle_Standard_Pedal_Two_Groups_of_Battery_.html)
- [30] Bogdanovic B, Schwickardi MJ. Alloys Compounds 1997;253–254:1; Bogdanovich B, Brand RA, Marjanovic A, Schwickardi M, Tolle J. J. Alloys Compounds 2000;302:36
- [31] Chen P, Xiong ZT, Luo JZ, Lin JY, Tan KL. Nature 2002;420:302
- [32] Nakamori Y, Kitahara G, Miwa K, Ohba N, Noritake T, Towata S, Orimo SJ. Alloys Compounds 2005;404–406:396
- [33] Zuettel A, Wenger P, Rentsch S, Sudan P, Mauron Ph, Ermenegger Ch. J Power Sources 2003;5192:1
- [34] Zuettel A, Rentsch P, Fisher P, Wenger P, Sudan P, Mauron Ph, et al. Alloys Compounds 2003;356/357:515
- [35] Orimo S, Nakamori Y, Kitahara G, Miwa K, Ohba N, Towata S, et al. Alloys Compounds 2005;404–406:427
- [36] Amendola SC, Sharp-Goldman SL, Janjua MS, Spencer NC, Kelly MT, Petillo PJ, et al. Int J Hydrogen Energy 2000;25:969
- [37] Freidrichs O, Klassen T, Sanchez-Lopez JC, Bornmann R, Fernandez A. Scr Mater 2006;54:1293
- [38] Chambers A, Park C, Baker RTK, Rodriguez NM. J Phys Chem B 1998;102:4253
- [39] Anson A, Benham M, Jagiello J, Callejas MA, Benito AM, Maser WK, et al. Nanotechnology 2004;15:1503
- [40] Paolo Agnolucci. Hydrogen Infrastructure for the transport sector. International Journal of Hydrogen Energy (2007);32:3526-3544
- [41] Simbeck DR, Chang E. Hydrogen supply: cost estimate for hydrogen pathways—scoping analysis. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Available on-line at: [\\_www.nrel.gov/docs/fy03osti/32525.pdf\\_](http://www.nrel.gov/docs/fy03osti/32525.pdf); 2002
- [42] Ford Motor Company. Direct hydrogen-fueled proton-exchangemembrane fuel cell system for transportation applications—hydrogen infrastructure report. Springfield, VA: U.S. Department of Commerce; 1997
- [43] Gielen D, Simbolotti G. Prospects for hydrogen and fuel cells. Paris: International Energy Agency (IEA); 2005
- [44] California Hydrogen Highway Network (CHHN). Economic team report. West Sacramento, CA: California 2010 Hydrogen Highway Network. Available on-line at: [\\_www.hydrogenhighway.ca.gov/plan/reports/econreport.pdf\\_](http://www.hydrogenhighway.ca.gov/plan/reports/econreport.pdf); 2005
- [45] Joffe D, Hart D, Bauen A. Modelling of hydrogen infrastructure for vehicle refuelling in London. J Power Sources 2004;131:13–22
- [46] Bevilacqua, Knight. Bringing fuel cell vehicles to market—scenarios and challenges with fuel alternatives. West Sacramento, CA: California Fuel Cell Partnership. Available on-line at: [\\_http://ntl.bts.gov/lib/24000/24000/24071/ScenarioStudy\\_v1-1.pdf\\_](http://ntl.bts.gov/lib/24000/24000/24071/ScenarioStudy_v1-1.pdf); 2001
- [47] Ernst & Young. An economic analysis of various hydrogen fuelling pathways from a Canadian perspective. Ottawa, Ontario: Natural Resources Canada. Available on-line at: [\\_www.nrcan.gc.ca/es/etb/ctfca/PDFs/english/Hydrogen\\_report\\_final1.pdf\\_](http://www.nrcan.gc.ca/es/etb/ctfca/PDFs/english/Hydrogen_report_final1.pdf); 2005

- [48] Myers DB, Ariff GD, James BD, Kuhn RC. Hydrogen from renewable energy sources pathway to 10 Quads For transportation uses in 2030 to 2050. Washington, DC: The Hydrogen Program Office Office of Power Technologies U.S Department of Energy. Available on-line at: [www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/ia11\\_myers.pdf](http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/ia11_myers.pdf); 2003
- [49] Yang C, Ogden J. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. *Int J Hydrogen Energy* 2007;32:268–86
- [50] Johnson N, Yang C, Ogden J. Build-out scenarios for implementing a regional hydrogen infrastructure. In: Proceedings for the national hydrogen association (NHA) annual conference, Long Beach, CA, March 2006
- [51] US DoE, National hydrogen energy roadmap. Washington, DC: United States Department of Energy; 2002
- [52] Burns LD, McCormick JB, Borroni-Bird CE. Vehicle of change. *Sci Am* 2002;287:64–73
- [53] Wurster R. Pathways to a hydrogen refueling infrastructure between today and 2020. Ottobrunn: L-B Systemtechnik GmbH. Available on-line at: [\\_www.hyweb.de/Knowledge/article/LBST\\_H2-Roadmap\\_27MAY2002.pdf](http://www.hyweb.de/Knowledge/article/LBST_H2-Roadmap_27MAY2002.pdf); 2002
- [54] Melaina M. Initiating hydrogen infrastructures: preliminary analysis of a sufficient number of initial hydrogen stations in the US. *Int J Hydrogen Energy* 2003;28:743–55
- [55] Ni J, Nils J, Ogden JM, Yang C, Johnson J. Estimating hydrogen demand distribution using geographic information systems (GIS). In: Paper presented at the National Hydrogen Association Conference, Washington, DC, March 29–April 1, 2005
- [56] Ogden JM, Yang C, Johnson N, Ni J, Lin Z. Technical and economic assessment of transition strategies toward widespread use of hydrogen as an energy carrier. Davis, CA: Institute of Transportation Studies, University of California; 2005
- [57] Wang M, Mintz M, Singh M, Stork K, Vyas V, Johnson L. Assessment of PNGV fuels infrastructure, phase 2—final report: additional capital needs and fuel cycle energy and emissions impacts. Argonne, IL: Argonne National Laboratory, Center for Transportation Research and Decision and Information Sciences Division. Available on line from; 1998
- [58] Mulder F, Girard J. Policy implications of the investment needs and economic viability. The Hague: SenterNovem; 2004
- [59] Weinert JX. A near-term economic analysis of hydrogen fueling stations. Davis: Institute of Transportation Studies, University of California; 2005
- [60] Gielen D, Simbolotti G. Prospects for hydrogen and fuel cells. Paris: International Energy Agency (IEA); 2005
- [61] E4tech. The economics of a European hydrogen automotive infrastructure. Available on line at: [\\_http://www.braunschweig.ihk.de/innovation\\_umwelt/nachrichten/april\\_05/The%20Economics%20of%20a%20European%20Hydrogen%20Automotive%20Infrastructure.pdf](http://www.braunschweig.ihk.de/innovation_umwelt/nachrichten/april_05/The%20Economics%20of%20a%20European%20Hydrogen%20Automotive%20Infrastructure.pdf); 2005
- [62] National Research Council, National Academy of Engineering (NRC/NAE), The hydrogen economy opportunities, cost, barriers, and R&D Needs. Washington, DC: National Academies Press; 2004
- [63] Hanna L, Hellman, Robert van den Hoed. Characterising fuel cell technology: Challenges of the commercialisation process. *International Journal of Hydrogen Energy* 2007;32:305-315
- [64] Balachandra R, Goldschmitt M, Friar JH. The evolution of technology generations and associated markets: a double helix model. *IEEE Trans Eng Manage* 2004;51(1):3–13

- [65] Tatikonda MV, Stock GN. Product technology transfer in the upstream supply chain, *J Prod Innovation Manage* 2003;(20):444–67
- [66] Smith CG. Understanding technological substitution: generic types, substitution dynamics and influence strategies. *J Eng Technol Manage* 1992;9:279–302
- [67] van den Hoed R. Driving fuel cell vehicles, how established industries react to radical technologies. Dissertation Delft University of Technology, Delft; 2004
- [68] Fuel cell today. Website: [www.fuelcelltoday.com/FuelCellToday/IndustryInformation.2005](http://www.fuelcelltoday.com/FuelCellToday/IndustryInformation.2005)
- [69] Van der Meer JP. Open interview at fuel cell firm Nedstack. Arnhem: November, 2005
- [70] Hellman HL. Design of three fuel cell niche transportation products, conference proceedings, electric, hybrid and fuel cell conference, Monaco; 2005
- [71] Stock GN, Tatikonda MV. A typology of project-level technology transfer processes. *J Oper Manage* 2000;18(6):719
- [72] Heijboer W. Open interview at electric vehicle manufacturer Spijckstaal. Pernis: December 2005
- [73] Hall J, Kerr R. Innovation dynamics and environmental technologies: the emergence of fuel cell technology. *J Cleaner Prod* 2003;11:459–71
- [74] Smith CG. Design competition in young industries: an integrative perspective. *J High Technol Manage Res* 1996;7(2):227–43
- [75] Olleross FJ. Emerging industries and the burnout of pioneers. *J Prod Innovation Manage* 1996;1:5–18
- [76] Hydrogenics Corporation. Website: [www.hydrogenics.com](http://www.hydrogenics.com). Annual Report, 2004
- [77] PriceWaterhouseCoopers. Page 6. 2005 Fuel cell industry survey, a survey of 2004 financial results of public fuel cell companies, 2005
- [78] Lynn GS, Morone JG, Paulson AS. Marketing and discontinuous innovation: the probe and learn process. *California Manage Rev* 1996;38(3):8–37
- [79] Krozer Y. Milieu en innovatie. Dissertation, University of Groningen, 2002
- [80] Joseph Romm. The car and fuel of the future. *Energy Policy* 2006;34:2609-2614.
- [81] EIA 2005. Annual Energy Outlook 2005. US Department of Energy, Washington, DC DOE/EIA-0383 (2005)
- [82] DOT, 2003. Fuel Options for Reducing Greenhouse Emissions from Motor Vehicles. US Department of Transportation Centre for Climate Change & Environmental Forecasting, Washington, DC DOT-VNTSC-RSPA-03-03 <http://climate.volpe.dot.gov/docs/fuel.pdf>
- [83] Sperling, D., Ogden, J, 2004. The hope for hydrogen. Issues in Science and Technology Spring.
- [84] JRC, EUCAR, CONCAWE, 2004. Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context, Brussels, Joint Research Centre of the EU Commission. <http://ies.jrc.cec.eu.int/Download/eh/31>
- [85] Wald, M., 2004. Questions about a hydrogen economy. *Scientific American* May, pp. 66-73
- [86] APS, 2004. The Hydrogen Initiative. American Physical Society, Washington, DC [www.aps.org/public\\_affairs/loader.cfm?url=/commonport/security/getfile.cfm&PageID=49633](http://www.aps.org/public_affairs/loader.cfm?url=/commonport/security/getfile.cfm&PageID=49633)
- [87] Brooks, A., 2004. CARBs Fuel Cell Detour on the Road to Zero Emission Vehicles. *Evworld.com* May [www.evworld.com/library/carbdetour.pdf](http://www.evworld.com/library/carbdetour.pdf)

- [88] Bossel, U., 2004. The hydrogen illusion. Cogeneration and on-Site Power Production, 55-59 March-April
- [89] Urieta Navarro, J.S., Rodríguez Renuncio, J.A., Ruiz Sánchez, *TERMODINÁMICA QUÍMICA*. 2.ª EDICIÓN CORREGIDA ed, ed. Síntesis. 1998.
- [90] Bockris John, R.A. and *Electroquímica moderna*, ed. E. Reverté. Vol. 2. 1980.
- [91] Aldaz Riera A., *Electroquímica*, ed. UNED. 1987, Madrid.
- [92] Ulleberg, Ø., *Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach*. International Journal of Hydrogen Energy, 2003. **28**(2003):
- [93] Barbir, F., *PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources*. Solar Energy, 2005. **78**(5):
- [94] Centro Regional de Estadística de Murcia (CREM): <http://www.carm.es/econet/sicrem/PU177/sec5.html>
- [95] Red Eléctrica de España (REE): [http://www.ree.es/sistema\\_electrico/pdf/infosis/Inf\\_Sis\\_Elec\\_REE\\_2008\\_v4.pdf](http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2008_v4.pdf)
- [96] Centro Regional de Estadística de Murcia, información estadística sobre transporte y comunicaciones. [http://www.carm.es/econet/sicrem/PU\\_Transporte/sec7.html](http://www.carm.es/econet/sicrem/PU_Transporte/sec7.html)
- [97] C. Enríquez de Salamanca <http://motor.terra.es/novedades-coches/articulo/mercedes-clase-b-fuel-cell-51101.htm>
- [98] Red Eléctrica de España, [https://demanda.ree.es/generacion\\_acumulada.html](https://demanda.ree.es/generacion_acumulada.html)

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Electrolizador [1].

Figura 2. Funcionamiento de una celda PEM [4].

Figura 3. Sección celda PEM [5]

Figura 4 Sección del electrodo (cátodo) [3].

Figura 5. Esquema de celda electrolítica para la ruptura del agua

Figura 6 Balance termodinámico en una celda electrolítica para romper un mol de agua (1 atm, 25°C)

Figura 7 Evolución del potencial reversible y termoneutro para la reacción de ruptura de la molécula de agua con temperatura

Figura 8 a) Curvas típicas i-V de una celda electrolítica para diferentes temperaturas (Fuente: [92]). b) Curvas típicas i-V de una celda electrolítica para diferentes electrocatalizadores (Fuente: Fraunhofer ISE, Freiburg)

Figura 9 a) Esquema de una pila de combustible de electrolito sólido. b) Placas bipolares de base y cierre para un electrolizador de electrolito sólido (Fuente Fraunhofer ISE, Freiburg)

Figura 10 Especificaciones para el motor de pila de combustible HY-205 P5-1, desarrollado por Ballard y que montan los CITARO Fuel-Cell bus

Figura 11 Esquema de celda y semirreacciones para un electrolizador alcalino

Figura 12 Electrolizador alcalino de 36kW de Vandenberg Hydrogen Systems5 (izq.) y electrolizador alcalino atmosférico (1atm de presión de trabajo) de Norsk Hydro (derecha)

Figura 13 a) Membrana de intercambio protónico y b) Esquema de celda electrolítica de intercambio protónico

Figura 14 a) Diagrama termodinámico para la electrólisis del agua a alta temperatura y b) Esquema de una celda electrolítica de óxido sólido

Figura 15. Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria, [95]

Figura 16. Detalle de la estructura de generación en tiempo real, [98]

Figura 17. Detalle de la estructura de generación en tiempo real, [98]

## LISTA DE TABLAS

- Tabla 1 Propiedades físicas y energéticas del hidrógeno [1].
- Tabla 2. Contaminantes típicos y su origen. Source: Xuan Cheng y col. [4]
- Tabla 3 Caídas de voltaje por hora en ensayos bajo diferentes condiciones de operación [3].
- Tabla 4. Requisitos del US Department of Energy para que el Hidrógeno sea viable como combustible de automoción [24].
- Tabla 5. Comparación entre las distintas formas de almacenamiento de hidrógeno [1]
- Tabla 6. Número de estaciones de hidrógeno en diferentes escenarios [95].
- Tabla 7. Estación capaz de proporcionar 50.000 galones equivalentes de gasolina [57].
- Tabla 8. Coste de las estaciones de hidrógeno con sistema SMR in situ [60].
- Tabla 9. Pérdidas anuales en función del precio del hidrógeno y el número de estaciones. Bevilacqua and Knight [46]
- Tabla 10. Comparativa precio gasolina e hidrógeno [73]
- Tabla 11. Barreras a la popularización de los vehículos alternativos [80]
- Tabla 12. Energía eléctrica en la Región de Murcia, la fuente aparece en la tabla. [94]
- Tabla 13. Energía eléctrica en la Región de Murcia, evolución de la energía disponible, [94].
- Tabla 14. Energía eléctrica en la Región de Murcia, consumo y producción actual, [94]
- Tabla 15. Balance de potencia, fuente: Red Eléctrica de España [95]
- Tabla 16. Balance de energía eléctrica nacional, [95]
- Tabla 17. Parque de vehículos en la Región de Murcia, [96]
- Tabla 18. Hipótesis de consumo de hidrógeno.
- Tabla 19. Aproximación de la energía necesaria.
- Tabla 20. Aproximación de costes económicos.
- Tabla 21. Potencia eléctrica por vehículo.
- Tabla 22. Estimación de potencia disponible en Murcia.
- Tabla 23. Estimación de reemplazo con sistema actual.
- Tabla 24. Estimación porcentual de reemplazo con sistema actual.
- Tabla 25. Breve análisis de reemplazo por eléctrico de enchufe.