



Análisis del mapa de ruta del hidrógeno en España

Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y de las Pilas de Combustible



ANÁLISIS DEL MAPA DE RUTA DEL HIDRÓGENO SEGÚN HYWAYS PARA ESPAÑA

RESUMEN EJECUTIVO

El hidrógeno es un vector energético no contaminante. Al igual que la electricidad se puede obtener de diversas fuentes, siendo un complemento muy interesante para las energías renovables intermitentes que requieren un sistema de almacenamiento limpio y eficiente. A partir del hidrógeno se puede obtener energía eléctrica, mecánica o calorífica con altos rendimientos y cero emisiones. Favorece la seguridad de suministro por su diversificación y permite nuevas oportunidades económicas para Europa en la economía mundial.

Estas cualidades junto con la necesidad de reducción de emisiones de CO₂ y el aumento de participación energética del sector transporte mundial proponen al hidrógeno como un combustible alternativo interesante.

Pero no todo son ventajas, la introducción del hidrógeno en el sistema energético no puede suceder de manera autónoma, ya que existen todavía importantes barreras económicas, tecnológicas e institucionales que superar.

La realización de este tipo de estudios analiza, por un lado, la viabilidad de la participación de estas tecnologías en el sistema energético mundial de los próximos años, y por otro, la estrategia a seguir para llegar a su implantación de la manera más favorable para la economía de cada nación.

El estudio realizado en el HyWays tiene tres planteamientos básicos:

- La introducción de estas tecnologías depende principalmente de su desarrollo tecnológico, intrínseco a su coste, y del apoyo político que reciben. Por ello los resultados se presentan según diferentes escenarios, basados en el grado de estos dos parámetros. No hay que olvidar que estas son las principales barreras que dificultan la introducción del uso del hidrógeno en nuestros sistemas energéticos; es necesario trabajar para reducir el coste del hidrógeno de manera que pueda ser competitivo con respecto a los combustibles convencionales, pero también requiere de medidas políticas, fiscales y de mercado planificadas que favorezcan el desarrollo de la infraestructura necesaria.
- La evolución de la demanda energética y los aspectos socioeconómicos son hipótesis necesarias para el estudio, y están basadas en las tendencias actuales, sin considerar posibles cambios bruscos en el tiempo.
- Los procesos de producción, distribución y utilización del hidrógeno están propuestos por entidades nacionales de los sectores implicados en la economía energética. Su selección se basa en parámetros como: el menor coste, la mayor eficiencia energética, la disponibilidad del recurso y las tendencias políticas actuales.

Como resultado presenta una introducción de la economía del hidrógeno progresiva, principalmente en el sector del transporte, con una demanda inicial baja y compartida con otras tecnologías emergentes además de las convencionales. En esta fase inicial el hidrógeno se seguirá obteniendo a partir de los procesos tradicionales: subproducto, reformado de gas natural y electrolisis a pequeña escala, con el fin de favorecer la transición al tiempo que la demanda e infraestructura va creciendo. Cuando la demanda de vehículos de hidrógeno en Europa se vea aumentada hasta valores como 16 millones de vehículos (8% de la flota europea de vehículos privados), estimado para el 2030 en un escenario moderado, el abanico de medios de producción aumentará con grandes centrales de electrolisis y termoquímicas a partir de fuentes renovables (eólica, solar y biomasa) y convencionales libres de CO₂ gracias al desarrollo de tecnologías eficientes y de captura de CO₂.

A continuación se resumen las principales conclusiones que se obtienen en el proyecto en cuanto al impacto que representará la introducción de estas tecnologías en el sistema energético europeo.

Reducción de emisiones: La utilización del hidrógeno en el transporte por carretera permitiría reducir el 50% de las emisiones de CO₂ que se prevén para el 2050; además de mejorar

significativamente la calidad del aire a corto y medio plazo, sobre todo en áreas de alta polución como los centros de las ciudades, donde la urgencia es mayor. Pero también es una opción económicamente efectiva para la reducción de las emisiones de CO₂. Se estima que el coste para reducir una unidad de CO₂ podría disminuir en un 4% en 2030 y en un 15% en 2050 con respecto a los escenarios convencionales. Sin embargo no hay que olvidar que existirá un periodo considerable de amortización de los costes de inversión inicial.

Impacto en el crecimiento económico y en el empleo: La introducción de las tecnologías del hidrógeno en el sistema energético europeo afectará a la economía, y en particular a parámetros como el empleo, el PIB y el balance de costes de esta tecnología con respecto a las tradicionales. El mayor efecto directo sobre el empleo se vería en la industria del automóvil, y en una menor proporción en el sector de maquinaria y equipos. Si la industria del automóvil de hidrógeno se estableciera en España, podrían crearse más de 20.000 nuevos puestos de trabajo para 2030. Por tanto, la transición hacia el hidrógeno ofrece una oportunidad económica para fortalecer la posición de Europa en la manufactura de vehículos y equipos energéticos. Pero en el caso de que Europa no mantuviera su situación en el mercado del automóvil mundial este crecimiento económico se volvería negativo. Otro efecto importante es la gran disminución de la vulnerabilidad de la economía europea con respecto a las bruscas variaciones del precio del petróleo.

Seguridad del suministro: El hidrógeno desacopla la demanda energética de la producción energética. El consumo total de petróleo en el transporte puede disminuirse alrededor de un 40% para el año 2050 comparado con el actual, si el 80% de los vehículos convencionales se reemplazasen con vehículos de hidrógeno. Así mismo, el hidrógeno ayuda a reducir la dependencia de importaciones conflictivas para el sector transporte.

El Grupo de Análisis de Capacidades de la PTE HPC ha examinado con detenimiento las prospectivas planteadas específicamente para España en las distintas fases de la cadena energética del hidrógeno. A continuación se recogen las principales conclusiones.

Producción de Hidrógeno:

El GAC corrobora la visión inicial del mapa de ruta, donde debido a la baja demanda, la producción de hidrógeno se basará en el reformado de gas natural, ya que la oferta H₂ como subproducto no es suficiente en España. Posteriormente toma un papel importante la gasificación de carbón con captura de CO₂, el reformado descentralizado en pequeñas plantas de proceso y la gasificación de biomasa. Aunque el carbón es considerado un recurso importante y autóctono, la evolución de las tecnologías solar y eólica, junto con la reducción progresiva de los costes de la electricidad, pueden desplazarlo a un segundo plano.

La introducción del hidrógeno ofrece la oportunidad de favorecer el desarrollo de las plantas a gran escala de energías renovables intermitentes, actuando como una opción de almacenamiento temporal. Debido al protagonismo de las energías renovables en España estas presentan un potencial importante, aunque sus elevados costes pueden retrasar su implantación. Pese a ello, la situación actual de los costes de los recursos energéticos muestra, en términos generales, un abaratamiento importante de las energías renovables y un encarecimiento de los recursos no renovables. Ello conlleva a disminuir la distancia entre los precios del hidrógeno producido por energías renovables y el hidrógeno producido por fuentes convencionales, favoreciendo la implantación de los primeros en el futuro.

Según el análisis realizado por la PTE HPC, las cadenas de producción de hidrógeno más interesantes para España son la de biomasa, debido a la flexibilidad y versatilidad del recurso como energía de transición en el futuro, y la eólica centralizada, debido al crecimiento continuado de la potencia instalada y a las ventajas que aporta la producción de hidrógeno en grandes parques eólicos para subsanar los problemas de integración en la red eléctrica. No hay que olvidar que la biomasa ofrece unos rendimientos mejores en su uso con vehículos de pilas de combustible que los biocombustibles, lo que favorece la eficiencia energética. En España existe un gran potencial de energías renovables y una política de actuación que favorece su implantación, la producción de hidrógeno a partir de renovables podría permitir a

España alcanzar una posición privilegiada en el mercado energético europeo del futuro. Un análisis detallado de su perfil energético actual y futuro se incluye en este documento.

Distribución de hidrógeno

En un inicio, donde la producción es mayoritariamente centralizada, a pesar del alto coste del transporte, los camiones son el medio preferido para distribuir el hidrógeno, y según el nivel de demanda se transportará líquido o gaseoso. En una fase posterior, según vaya aumentando la demanda, el papel de los gaseoductos tomará un papel más relevante.

El despliegue de la infraestructura del hidrógeno comenzará en regiones densamente pobladas y en algunas áreas remotas donde sea igual de difícil llevar otro tipo de portador energético.

En general, se considera que los primeros centros de usuarios de estas tecnologías serán las provincias de mayor población, renta, vías de comunicación y apoyo político, así destacan: Cataluña, Aragón, Navarra y Madrid. El despliegue al resto del país se verá muy condicionado por la disponibilidad de recursos renovables, por ejemplo parques eólicos (Galicia, Castilla-La Mancha). Así mismo, comunidades insulares como Canarias o Baleares con condiciones especiales de recursos, aislamiento o desarrollo turístico, pueden ser nichos importantes de esta tecnología.

En general la producción más económica de hidrógeno será la centralizada en lugares con excedente energético (Eólico o biomasa). Pese a que la producción on-site es la forma de producción de hidrógeno menos significativa, se considera una opción interesante para zonas remotas o aisladas. Así mismo, la producción de hidrógeno on-site por electrolisis a partir del mix eléctrico, se considera una opción factible para España en las primeras etapas.

Utilización

Se prevé que la demanda de hidrógeno estará centrada principalmente en el sector del transporte particular por carretera y flotas cautivas, y siempre conviviendo con otras tecnologías tanto convencionales como alternativas.

El uso del hidrógeno en el sector estacionario será mucho menos relevante que en las aplicaciones móviles debido al desarrollo actual de la infraestructura eléctrica y de gas natural a nivel nacional. Las pilas de combustible si van a tener cabida en el sector doméstico utilizando el gas natural como combustible y así mejorando la eficiencia energética con respecto a las tecnologías convencionales. No obstante, el hidrógeno tendrá un papel relevante en entornos aislados donde la instalación de una infraestructura de hidrógeno puede ser competitiva con la instalación de otras redes convencionales.

La introducción en el mercado de cualquier tecnología depende de su rentabilidad. En este caso esta rentabilidad viene determinada por los costes fijos de inversión tanto en el desarrollo de los vehículos como de la infraestructura y los costes variables del precio del hidrógeno. Se estima que los vehículos de hidrógeno con pila de combustible pueden llegar a ser competitivos con respecto a los convencionales entre 2025 y 2035, momento en que el coste del hidrógeno por km estaría a la par con los combustibles fósiles. Estas tecnologías podrían recuperar los costes de inversión para su implantación a partir de 2030, sin embargo, en el caso de una falta de apoyo político, estas fechas pueden ser demasiado optimistas. Las fluctuaciones de los precios de las energías se han tenido en cuenta con estudios de sensibilidad dando como resultado que incrementos de precio en los combustibles fósiles aceleraría el proceso a partir de energías renovables, mientras que abaratamiento de los mismos bajarían los costes en la época de transición aunque se requeriría un mayor apoyo político.

Se considera que el apoyo institucional que está recibiendo en estos años los vehículos eléctricos y otros vehículos alternativos es positivo para la economía del hidrógeno, ya que las sinergias técnicas con estas tecnologías y sus limitaciones con respecto a los coches

convencionales los convierten en tecnologías complementarias y precursoras que favorecen la reducción de costes requerido para la implantación de los vehículos de hidrógeno.

El HyWays consideraba que los primeros mercados de hidrógeno estarían orientados a las aplicaciones portátiles. Actualmente no se considera muy probable que los primeros mercados de estas tecnologías se destinen a las aplicaciones portátiles, más aún teniendo en cuenta el desarrollo de las nuevas tecnologías de baterías, competencia directa con las primeras.

Oportunidades para España:

Como hemos visto la implantación de las tecnologías del hidrógeno presenta grandes oportunidades para España en una economía mundial dependiente del mercado energético. A continuación se resumen los aspectos más importantes que pueden afectar a España y sus necesidades de actuación:

- En países como España, con un importante mercado en producción de vehículos, se presenta un dilema: tomar partido con inversiones arriesgadas en nuevas tecnologías que le permitan entrar a tiempo en el mercado de vehículos de hidrógeno y mantener las exportaciones en el sector, o bien, no hacerlo debido a la incertidumbre en el éxito de la nueva tecnología, perdiendo la oportunidad de entrar en el mercado a tiempo.
- La posición de España es muy favorable para su futura participación en el mercado de las tecnologías del hidrógeno, debido a su situación en el área de las energías renovables. España cuenta con una industria muy fuerte en el sector eólico para la que el hidrógeno, como medio de almacenamiento, podría suponer una mejora en la utilización de los recursos eólicos y nuevas oportunidades de negocio. Un papel similar podría desempeñar el hidrógeno para la energía solar.
- La experiencia ganada en los proyectos de demostración europeos y las condiciones climáticas y geográficas favorables para una producción de energía descentralizada a partir de fuentes renovables pueden utilizarse en España como oportunidades para la adopción temprana de aplicaciones estacionarias y móviles.
- La implicación relevante de varias industrias en el desarrollo de la tecnología de hidrógeno y pilas de combustible junto a la presencia de actores poderosos de los sectores de energía y servicios podrían aportar a España ciertas ventajas para colocarse en los primeros puestos en sectores objetivo de aplicación tecnológica.
- En España existen dos circunstancias favorables para la introducción de estas tecnologías: la relevancia del sector de componentes de automóvil y el continuo desarrollo de los parques eólicos que permitirán una reducción del precio del hidrógeno “limpio” procedente de la electrolisis a largo plazo. Por tanto se requiere un compromiso temprano para integrar la tecnología del hidrógeno en estos sectores desde las fases iniciales.
- España se considera como un rápido seguidor de los países líderes del mercado, pero parámetros como la baja inversión en I+D y la escasez de patentes no le permiten potenciar el liderazgo. Con el esfuerzo adecuado, España tiene posibilidades de alcanzar un papel de liderazgo, particularmente, en producción de hidrógeno, y en electrolizadores, así como en componentes para pilas de combustible. No obstante, sus oportunidades dependerán del comportamiento del sector y del apoyo político con el que cuente. De esta manera se considera fundamental el apoyo político tanto a desarrollos tecnológicos en I+D como a acciones de demostración, para ir concienciando a los distintos sectores y a la sociedad en general.
- El desarrollo de planes y líneas de apoyo a estas tecnologías deberán ser producto de un planteamiento global de aceptación e impulso en todos los niveles, de manera análoga al impulso dado a la energía eólica o al que se está iniciando en el caso de los coches eléctricos. Sin un convencimiento político, las líneas de actuación serán vagas y dispersas.

- Es importante llevar a cabo un seguimiento exhaustivo de la situación, ya que España tiene el conocimiento y la capacidad tecnológica necesaria para iniciar la entrada en el mercado de estas tecnologías, en el momento en el que este mercado sea favorable.
- Es necesario incrementar la concienciación social sobre el hidrógeno y las pilas de combustible, a la vez que se aumenta el conocimiento de la tecnología por parte de las empresas, posibles usuarios y suministradores de la misma. Tras conseguir una masa crítica suficiente, debería impulsarse la tecnología mediante incentivos económicos por parte del gobierno, que seguro llevarían a la movilización del capital privado y el capital de riesgo a modo de importantes inversiones para el desarrollo de la tecnología.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	9
1.1. El Grupo de Análisis de Capacidades (GAC)	9
1.2. HyWays	9
1.3. Objetivos del documento	10
2. METODOLOGÍA DEL HYWAYS	11
3. ESCENARIO BASE	13
3.1. Introducción	13
3.2. Datos de entrada e hipótesis adicionales	13
3.3. Escenario de demanda energética	19
3.4 Caracterización de los escenarios	21
3.5 Tecnologías del hidrógeno	22
3.6. Análisis y comentarios.....	25
4. PERFIL ESPAÑOL	27
4.1. Sistema energético.....	27
4.2. Marco político.....	31
4.3. Recursos energéticos en España	34
4.4. Valoración del coste económico de las fuentes de energía	66
4.5. Análisis y comentarios.....	82
5. CADENAS ENERGÉTICAS DEL HIDRÓGENO	86
5.1. Metodología	86
5.2. Selección de las cadenas energéticas de producción de Hidrógeno para España	86
5.3. Descripción de las cadenas	91
5.4. Resultados	96
5.5. Análisis y comentarios.....	99
6. INFRAESTRUCTURA	101
6.1 Definición de las fases o periodos	101
6.2 Metodología	103
6.3. Producción y suministro	104
6.4 Demanda y centros de usuarios	108
6.5 Despliegue y distribución.....	114
6.6 Resultados del Hyways	121
6.7 Análisis y comentarios.....	123
7. VISIÓN DE LOS PARTICIPANTES ESPAÑOLES	128
7.1. Visión a corto plazo (<2020)	128
7.2. Visión a medio plazo (2020-2030)	128
7.3. Visión a largo plazo (2030-2050)	129

7.4. Análisis y Comentarios	129
8. ANALISIS SOCIOECONÓMICO	130
8.1. Metodología	130
8.2. Impacto económico	130
8.3. Impacto en emisiones contaminantes.	135
8.4. Impacto en la seguridad de suministro energético	136
8.5. Oportunidades para España	136
8.6. Análisis y comentarios.....	137
9. PLAN DE ACCIÓN	140
9.1. Propuestas de los participantes españoles del Hyways	140
9.2. Análisis y comentarios del GAC.....	140
GLOSARIO	142

ANÁLISIS DEL MAPA DE RUTA DEL HIDRÓGENO SEGÚN HYWAYS PARA ESPAÑA

1. INTRODUCCIÓN

1.1. El Grupo de Análisis de Capacidades (GAC)

El Grupo de Análisis de Capacidades (GAC), tiene como principal objetivo el identificar, con el máximo detalle la situación en la que se encuentra el sector del hidrógeno y las pilas de combustible en España, desde el punto de vista del capital humano científico y tecnológico, las infraestructuras, la producción de tecnología y la oferta de servicios.

Las conclusiones de este grupo deberán servir como base de partida para diseñar una estrategia española en el sector del hidrógeno y las pilas de combustible.

La composición actual del Grupo de Análisis de Capacidades es la siguiente:

- Ariema Energía y Medioambiente, S.L.
- Asociación de Investigación de la Industria del Jugete (AIJU)
- Biogas Fuel Cell, S.A.
- Carburos Metálicos, S.A.
- Centro Tecnológico LEITAT
- Centro Nacional de Experimentación en Tecnologías del Hidrógeno y las Pilas de Combustible (CNH2)
- EGC España
- Fundación CIDAUT
- Fundación FITSA
- Fundación INASMET
- Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrogeno en Aragón
- Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial, INTA
- Instituto de Tecnología Química del CSIC-UPV
- Inversiones Toelen S.L.
- Observatorio Tecnológico Energía y Propulsión
- Red de Pilas de Combustible, CSIC-Universidad
- SILIKEN
- Universidad Rey Juan Carlos - CINTTEC

Entre las principales actividades de este grupo de trabajo, destaca la identificación de los actores involucrados en la cadena del hidrógeno y las pilas de combustible (formación, ciencia, tecnología-ingeniería, usuarios finales, etc.); su clasificación desde un punto de vista de aplicación técnica (producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno, así como desarrollo y fabricación de la tecnología en todas sus aplicaciones posibles); identificar las líneas de actuaciones, proyectos y plantas piloto que existan en España; identificar los recursos energéticos españoles con potencialidad para producción de hidrógeno y las infraestructuras existentes de transporte y distribución: gas, electricidad, transporte marítimo; así como identificar los sectores industriales limítrofes que pueden ser protagonistas de la transformación tecnológica que exige el hidrógeno y las pilas de combustible.

1.2 HyWays

El estudio de los posibles escenarios futuros que permitan el desarrollo de ciertas tecnologías es una actividad clave en los marcos europeos para definir las políticas energéticas. Existen varios proyectos que han analizado en mayor o menor detalle estas perspectivas para las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible. Entre estos proyectos, destaca el proyecto HyWays, un proyecto subvencionado por la comisión europea dentro del VI

Programa Marco, cuya finalidad es desarrollar un “roadmap” o “mapa de ruta” validado y bien aceptado para la introducción del hidrógeno en los sistemas energéticos europeos.

La principal característica de este “roadmap” es que trata de reflejar las condiciones de la vida real de cada país, teniendo en cuenta no sólo las barreras y oportunidades tecnológicas, sino también las geográficas, socioeconómicas e institucionales. HyWays describe los futuros pasos necesarios para adoptar el hidrógeno como portador de energía en el mercado energético, en transporte y como sistema de almacenamiento energético para las energías renovables.

Además, HyWays tiene un valor añadido y es que la Comisión Europea ha validado sus resultados y los va a tener en cuenta en la elaboración de su plan de acción europeo en Hidrógeno y Pilas de Combustible: “Plan de acciones para la Comisión Europea para la elaboración de una Hoja de Ruta Europea sobre la Energía del Hidrógeno en los países miembros”.

El proyecto HyWays consiste en la realización de una hoja de ruta europea a escala transnacional para la introducción del hidrógeno en los sistemas energéticos europeos incluyendo las aplicaciones estacionarias y móviles. En total diez países europeos han participado contribuyendo con sus puntos de vista en este proyecto: Holanda, Francia, Alemania, Italia, Grecia y Noruega durante la primera fase y Finlandia, Polonia, Reino Unido y España en la segunda.

Con el fin de determinar el impacto de una futura economía del hidrógeno, el proyecto HyWays necesita definir un escenario base de partida, unos criterios de evolución para el mismo y unas necesidades energéticas para el hidrógeno. Para ello ha utilizado documentación y modelos socio-económicos validados por los países participantes, así como la opinión de expertos nacionales de los sectores involucrados.

1.3 Objetivos del documento

El Grupo de Análisis de capacidades se ha encargado de analizar los resultados del HyWays, con el objetivo de plasmar estos resultados en un documento en español, que recoja las hipótesis, datos empleados y resultados de una forma clara y sencilla. El resultado es el presente informe, que examina con detenimiento estas perspectivas planteadas para España, con el objetivo de hacer un análisis realista de los resultados obtenidos comparándolos con la situación actual.

2. METODOLOGÍA DEL HYWAYS

HyWays difiere de otros mapas de rutas por su metodología, ya que la información se ha obtenido de numerosos talleres de trabajo celebrados en los estados miembros participantes en el proyecto y de modelos matemáticos que consideran tanto la tecnología como los aspectos socioeconómicos.

Los talleres de trabajo o “Workshops” generaban un perfil del país, consensuado entre las entidades participantes relacionadas con las tecnologías del hidrógeno (industrias gasistas, empresas de servicios energéticos, Pymes, centros de investigación y tecnológicos, ingenierías, instituciones públicas,...). Estos perfiles incluyen la definición de las cadenas energéticas, las tendencias y las condiciones específicas del país, por lo que permiten validar los resultados matemáticos obtenidos.

Los métodos matemáticos analizaban, cuantificaban y validaban de forma cuantitativa (modelos económicos y energéticos) y cualitativa (basados en investigaciones previas) estos perfiles iniciales y sus proyecciones futuras. Este método de trabajo iterativo entre las herramientas y los “Workshops” viene representado en la Figura 2.1.

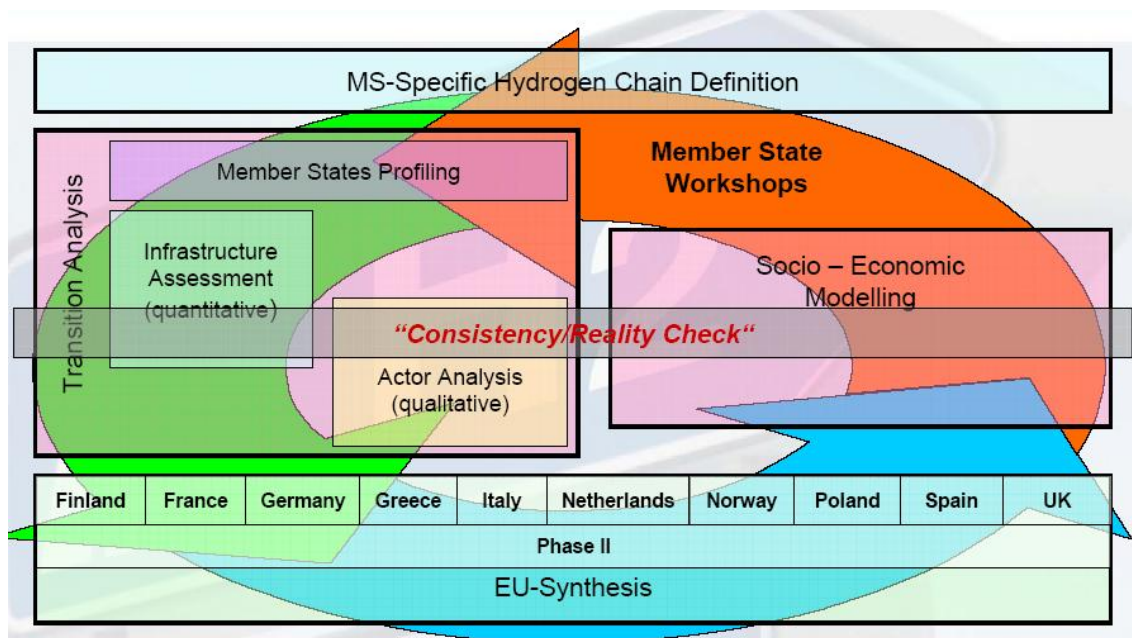


Figura. 2.1: Metodología del HyWays:
Escenario base + modelización+cadenas+ Workshops +resultados

A continuación se indican los modelos matemáticos empleados:

- E3-Database¹
- Markal²
- ISIS³
- Pace-T⁴
- COPERT III⁵

¹ Desarrollado por el LBST

² <http://www.etsap.org/markal/main.html>

³ Input Output model ISIS. (Integrated Sustainability Assessment System) desarrollado por FhG-ISI

⁴ Dynamic computable general equilibrium (CGE) model, developed at Centre for European Economic Research (ZEW), Mannheim.

⁵ <http://lat.eng.auth.gr/copert/>

- MOREHys⁶: Empleado parcialmente en el análisis de infraestructura.

Tomando como base un escenario consensuado para Europa, cada país selecciona las cadenas de hidrógeno que considera más interesantes en su economía presente y futura. Estas cadenas se modelan con la herramienta **E3-Database**, utilizando la base de datos de los estudios WTW del JRC/CONCAWE/EUCAR del 2003⁷ y GEMIS (Global Emission Model for Integrated Systems)⁸. En esta herramienta, se calculan y comparan las emisiones de efecto invernadero, la eficiencia energética y los costes económicos de cada una de las cadenas y sus eslabones: producción, almacenamiento, transporte, conversión y uso final de acuerdo a los estudios de ciclo de vida.

Las cadenas “más prometedoras” se introducen en el modelo **MARKAL**, que es un modelo en el que se detalla la tecnología. Este método sirve para determinar la combinación más económica para una demanda de energía concreta.

Una vez escogidas las mejores cadenas, en función de aquellas que generan menos contaminantes y menos costes, y teniendo en cuenta las fuentes disponibles, este modelo permite:

- Optimizar el diseño de un sistema energético con la introducción del hidrógeno
- Identificar el impacto en políticas (como las de reducciones de emisiones)
- Identificar los impactos del hidrógeno(emisiones CO₂, costes energéticos)

E3-Database y **MARKAL** son modelos para el sector energético, pero no lo relacionan con otros sectores de la economía.

El siguiente paso es integrar estos resultados en los modelos **ISIS** y **PACE-T** (modelos macroeconómicos). Estos modelos emplean como “inputs” datos de nivel de producción, consumo de energía y emisiones de CO₂ para analizar la interacción económica global. Con estos modelos los resultados de innovación en investigación pueden transformarse en efectos en el empleo y en el PIB.

Las emisiones se calculan empleando el modelo COPERT III.

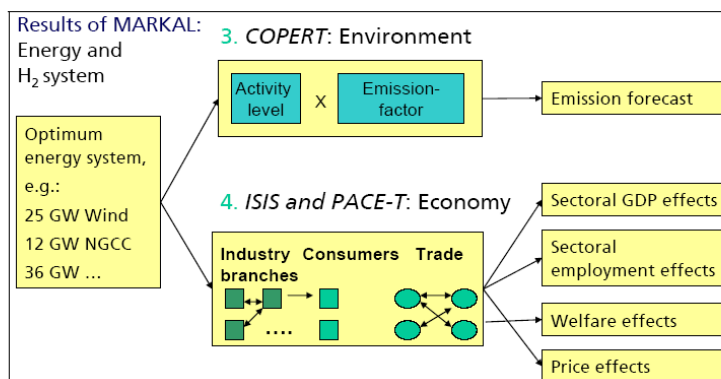


Figura 2.2: Relación de datos de entrada/salida entre los modelos.

Como vemos en la figura anterior, se han creado unos bucles de información que relacionan las diferentes herramientas utilizadas en el proyecto.

⁶ Model for Optimization of Regional Hydrogen Supply based on the open source BALMOREL and developed for Germany.

⁷ <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>

⁸ <http://www.oeko.de/service/gemis/en/>

3. ESCENARIO BASE

3.1. Introducción

Con el fin de determinar el impacto de una futura economía del hidrógeno, el proyecto HyWays, como cualquier estudio sobre un “mapa de ruta”, requiere un escenario base de partida, unos criterios de evolución para el mismo y unas necesidades energéticas para el hidrógeno.

Hay que tener en cuenta que con el desarrollo tecnológico actual y bajo las condiciones presentes, parece claro que el hidrógeno no es una alternativa competitiva a los existentes vectores energéticos, como la electricidad. Para valorar en qué momento y bajo qué condiciones llegaría a ser un elemento importante en el sistema energético, debe desarrollarse un escenario de referencia. En dicho escenario debe representarse lo que sucedería si el mundo continuase con un desarrollo como el seguido hasta ahora, con las tendencias energéticas, políticas, sociales y económicas marcadas actualmente.

En este proyecto no se pretendía desarrollar un nuevo escenario, sino utilizar como base uno ya aceptado por Europa. Es de destacar que estas proyecciones a largo plazo pueden no reflejar la realidad, debido a cambios políticos y económicos que puedan variar la tendencia actual. Por esta razón, se intentó complementar el escenario base con modificaciones u otros escenarios que se centraran más en factores políticos y medioambientales.

Así en el marco energético, el consorcio de HyWays decidió elegir como escenario base, el marco macro-económico y demográfico presentado en el documento “**European Energy and Transport: Trends to 2030**- Office for Official Publications of the European Communities”⁹ (**Energy Trends 2030**) desarrollado a partir del modelo PRIMES¹⁰.

Durante la primera fase del HyWays, la evolución de los precios de combustible se tomó del *Energy Trends 2030 scenario*. En el periodo de duración de esta fase (2003-2005), los combustibles experimentaron un notable encarecimiento y los datos proyectados por el Energy Trends 2030 ya no reflejaban la tendencia del mercado y eran irrealmente bajos. Por ello, en la segunda fase del proyecto (2005-2007), donde se incluyó a España, se decidió cambiar los precios de la energía y actualizarlos con los del estudio WETO-H2¹¹.

Con respecto al marco político en el que el hidrógeno posiblemente se desarrollaría, el escenario *Energy Trends 2030* sólo incluye medidas políticas en vigor al final de 2001. Esto supone que hay importantes efectos que se están omitiendo como por ejemplo el cambio climático. Como ampliación, HyWays contempla las medidas políticas aprobadas hasta 2004, incluyendo diferentes objetivos referentes a la penetración de energías renovables, reducción de emisiones de CO₂, estimaciones sobre el potencial y límites de diferentes recursos de acuerdo a fuentes internacionales, Naciones Unidas, etc.

3.2. Datos de entrada e hipótesis adicionales

El escenario se basa en proyecciones de evolución de los factores condicionantes para la demanda energética usados en la Unión Europea.

El crecimiento demográfico y el crecimiento económico son factores determinantes en las tendencias energéticas futuras, por ello el modelo PRIMES utiliza tanto los datos históricos

⁹ http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

¹⁰ PRIMES es un modelo desarrollado para el sistema energético de la UE por la U T Nacional de Atenas

¹¹ ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/weto-h2_en.pdf

como las estimaciones del Producto Interior Bruto (PIB), el tamaño de la población y la composición de las familias, proporcionadas por EUROSTAT.

Para España se considera un ligero aumento de población entre 2000 y 2010 (0.29%) que pasa a disminuir en los siguientes años (-0,08% en 2010/2020 y -0.24% en 2020/2030). Respecto al PIB se estima un crecimiento anual de más del 2.6% para las siguientes décadas.

Pero algunos de los parámetros de este escenario base han sido modificados desde el comienzo del proyecto y se detallan a continuación:

3.2.1. Sistema energético

Respecto al balance energético, para España se estima un incremento de producción de energía primaria basada en renovables de un 7.2% hasta el 2010 (debida a un incremento notable de energía eólica (19%), solar (18.5%) y biomasa (7.3%), mientras que la energía procedente de la “basura” crecerá en un 10% antes del 2020.

A la hora de definir el escenario base, también se han tenido en cuenta los siguientes condicionantes:

- El objetivo de la UE del 20% de penetración de energías renovables en energía eléctrica para 2020; y de más del 28% a partir de dicha fecha.
- 10% de penetración de biocombustibles para 2020 (conversión de biomasa a hidrógeno).
- Reducción de emisiones de CO₂ para 2050 del 35% comparado con los niveles de 1990.
- Además se decidió hacer un estudio de sensibilidad suponiendo una reducción de CO₂ del 80%.

Para estimar los recursos para energía doméstica se introdujeron otras restricciones obtenidas de estudios internacionales ya aceptados. Por ejemplo, el potencial de biomasa mundial está basado en datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) del 2006, los límites de capacidad de almacenamiento de CO₂ de cada país se han tomado del estudio Martinus, 2005, y la capacidad nuclear total en la Europa de los 15 se ha restringido a 130 GW. Las previsiones para el periodo 2030-2050 se tomaron de otras fuentes públicas como documentación de las Naciones Unidas. No se impone límite para el potencial eólico, pero los resultados se chequearon con estudios que muestran el potencial a largo plazo entre 600 – 3,000 GW para EU15¹² para comprobar su consistencia y credibilidad.

3.2.2. Precio de la energía

El principal factor de la demanda energética es el precio de los combustibles, o mejor dicho, la diferencia de precio entre los mismos. Este factor experimenta cambios bruscos en cortos periodos de tiempo. Así por ejemplo el precio del petróleo se dobló en el año 2000 con respecto al inicio del 1999.

Los precios proyectados en el escenario Energy Trend 2030, se basan en la suposición de que los mercados energéticos globales permanecerán bien suministrados a un coste relativamente modesto durante el periodo 2000-2030. Pero la mayoría de los socios del HyWays consideran estos precios muy bajos e irrealistas y no reflejan el desarrollo del mercado. Por ello el consorcio decidió actualizar los precios de la energía basándose en los supuestos tomados en el estudio WETO-H2, que incluye cambios para el precio del carbón a largo plazo. Hay que tener en cuenta que el precio del carbón no evolucionará de manera independiente del petróleo, debido a la posibilidad de usar carbón líquido procesado. Además se integran estimaciones propias, del consorcio, sobre la biomasa (se espera que aumente lentamente desde 5€/GJ en 2010 a 8 €/MJ en 2030) y los precios del lignito (no incluidos en el WETO-H2).

¹² EWEA, 2006; Hoogwijk, 2004; DLR, 2004; Weindorf, 2006

La evolución de los precios de la energía empleados en el proyecto ha sido la siguiente:

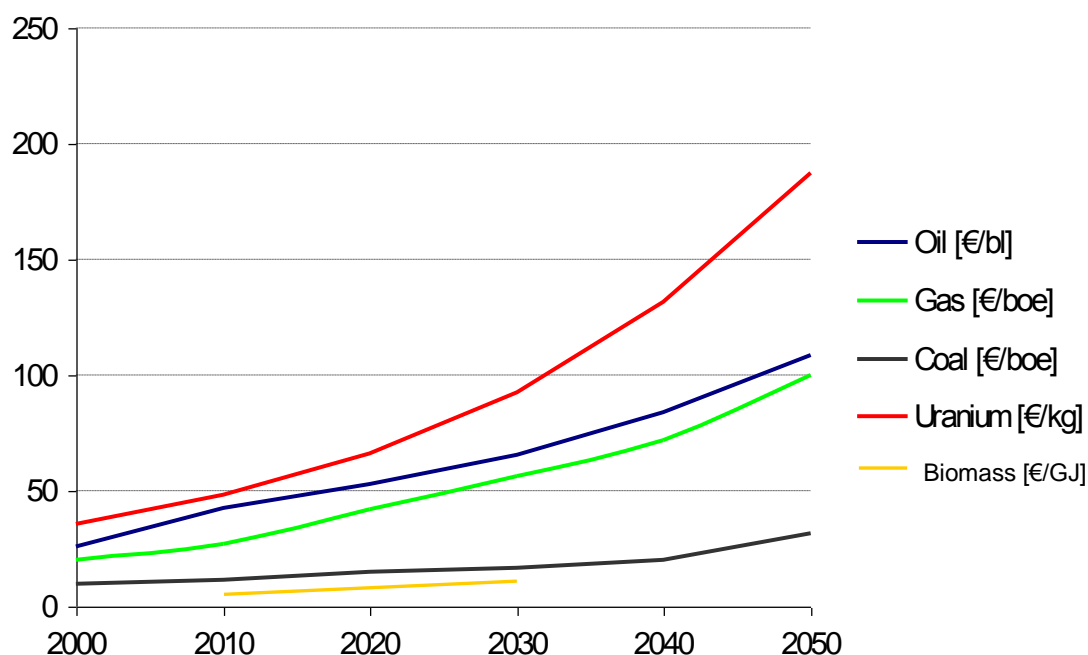


Figura 3.1: Evolución de los precios de la energía en el escenario base del HyWays (EC, 2006). €₂₀₀₀

Además de estas suposiciones, el HyWays considera el mercado eléctrico como un mercado único y óptimo donde no se tienen en cuenta las particularidades regionales o nacionales. Esto implica que el precio de la electricidad está determinado por el precio del combustible, y el coste total de la planta; las imperfecciones del mercado, tales como las situaciones de monopolio u oligopolio, así como los subsidios gubernamentales, no se tienen en cuenta.

Debido a la polémica que sigue originando esta cuestión, se consideró una parte esencial del proyecto valorar la sensibilidad de los resultados obtenidos con la variación de los precios de los combustibles. Este análisis de sensibilidad se realiza con el modelo MARKAL. Los precios extremos usados en este tipo de análisis se muestran a continuación:

		2020		2050	
		Low	High	Low	High
Oil	[€/bbl]	26	81	54	217
Natural gas	[€/boe]	22	68	38	204
Coal	[€/boe]	8	30	8	86
Uranium	[€/kg]	27	66	27	187

Tabla 3.1: Límites superior e inferior para los costes de la energía empleados en el análisis de sensibilidad. €₂₀₀₀

Los precios reales (medias estadísticas para Europa) de la energía, así como su previsión según la WEO 2007¹³, se muestran en la siguiente tabla, en ella se ha añadido la columna de 2008 según la publicación Kew World Energy Statistics del año 2009,

¹³ http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/weo_2007.pdf

	2000	2006	2008*	2010	2015	2030
Petróleo (€/barril)	30.49	57.92	80.80	55.39	53.77	58.18
Gas Natural (€/MBtu)	3.06 (2.42)**	6.86 (5.66)**	8.08	6.19	6.22	6.88
Gas Natural (€/boe)	17.74 (14.03)**	39.78 (32.83)**	46.86	35.90	36.07	39.90
Carbón (€/t)	28.58	53.39	80.80	52.43	59.61	90.14
Carbón (€/boe)	8.35	15.61	23.62	15.33	17.43	26.36

Tabla 3.2: Precios (€₂₀₀₀) de la energía y previsión según la AIE: WEO2007,
* Key World Energy Statistics 2009¹⁴ ** valores para España

La actualización de las estadísticas de la AIE mostradas en la WEO2007 no se aleja de las previsiones del proyecto HyWays, ya que para 2010 considera un precio del petróleo de 55 €/bl frente a 48 €/bl del HyWays, y para el Gas Natural de 35 €/boe frente a 30 €/boe.

Lo que no ha tenido en cuenta el HyWays es el gran incremento del precio de las energías sufrido en el año 2008 donde el pico más alto del petróleo llegó a duplicar el valor del 2007, de 55 €/bl a 110 €/bl; al igual que el carbón y el gas natural. Este dato puede no ser relevante ya que la posterior y actual crisis del 2009, con el descenso de demanda mundial, ha hecho que el precio del petróleo vuelva a descender hasta valores en torno a 32 €/bl, estabilizándose en valores parecidos al 2006: 57 €/bl.

La siguiente gráfica muestra esta tendencia:

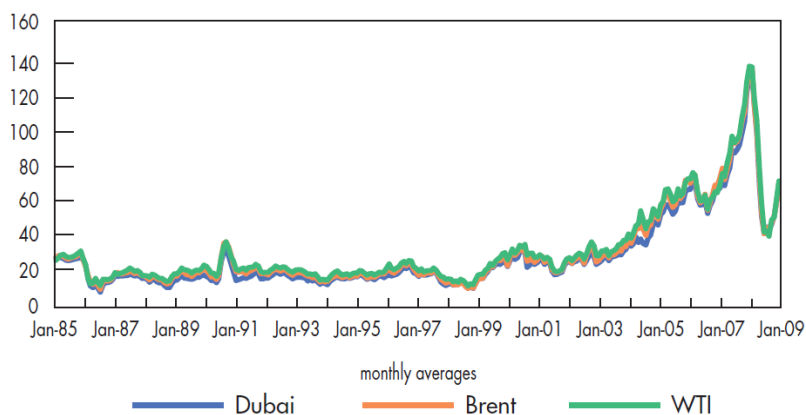


Figura 3.2: Tendencia en el precio del petróleo. Fuente: Key World Energy Statistics 2009¹⁵

3.2.3. Demanda de vehículos de pasajeros

El sector del transporte juega un papel importante desde el punto de vista de consumo de energía y de implicaciones medioambientales, por lo que el desarrollo del mercado de vehículos de pasajeros, es un parámetro esencial en el desarrollo de la economía del hidrógeno.

Se prevé que este mercado tenga el mayor efecto en volumen sobre las aplicaciones de hidrógeno en los próximos 50 años. Por ello, es vital hacer una estimación realista del crecimiento del sector de transporte. El consorcio del HyWays consideraba las estimaciones del escenario Energy Trend 2030¹⁶ muy altas, sobre todo para vehículos de pasajeros (un incremento de 1.2% en 2000-2030 en la actividad del transporte por vehículos privados). A la hora de analizar estas modificaciones, hay que tener en cuenta la participación de empresas del sector de automoción alemán tales como BMW, Daimler Crystler, General motors, Opel, etc.

¹⁴ http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf

¹⁵ http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf

¹⁶ http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

En la siguiente figura se comparan los datos proyectados por HyWays, obtenidos de extrapolar los datos del *Energy Trends 2030*¹⁷ para los países de la primera fase.

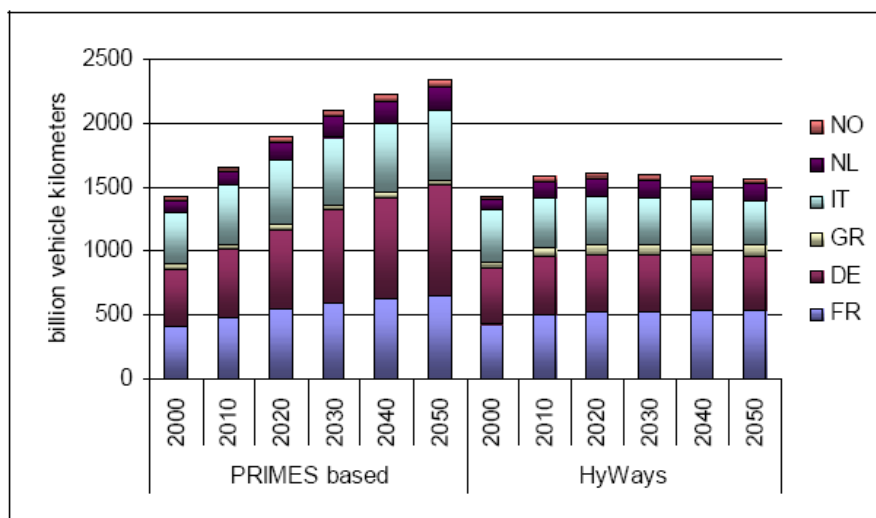


Figura.3.3: Proyecciones sobre el número de vehículos de pasajeros en la primera fase del proyecto HyWays: Supuestos del HyWays (dcha.) y supuestos del escenario Energy Trends 2030 (izda.).

En HyWays se ha tomado una demanda de energía para vehículos de pasajeros un 20% menor y una reducción de la demanda de energía de las flotas de vehículos de un 16% durante el periodo 2000-2030 respecto a los valores del estudio *Energy Trends 2030*¹⁷. Esto equivale a considerar que la media de coches particulares en los estados miembros en 2030 sería comparable a los niveles actuales en Alemania, unos 540 coches por cada mil habitantes.

3.2.4. Política energética

El marco político y económico en el que el hidrógeno va a desarrollarse es una pieza clave a la hora de valorar el papel que podrá desempeñar. El escenario *Energy Trends 2030*¹⁷ se considera "business-as-usual" (modo rutinario de hacer algo) con la intención de servir como punto de referencia para los escenarios políticos tales como el de cambio climático o eficiencia energética. Estos escenarios intentan mostrar las consecuencias que el desarrollo actual tendría si no se implementan otras medidas nuevas.

El escenario *Energy Trends 2030*¹⁷ sólo incluye medidas políticas en vigor al final de 2001 (enfocadas en la eficiencia energética, reducción de intensidad energética y liberalización del mercado, promoción de energías renovables y moratorias existentes sobre centrales nucleares). Esto implica la omisión de importantes aspectos para el hidrógeno como por ejemplo las medidas políticas sobre cambio climático. Por ello, HyWays añade a su escenario las medidas políticas nacionales aprobadas hasta 2004, pero además incluye algunos objetivos adoptados por la UE, referentes principalmente a las medidas sobre energías renovables y cambio climático (promoción de EERR, reducción de gases de efecto invernadero o aumento de precio de combustibles).

Para renovables, los objetivos están basados en publicaciones oficiales: el 22% de penetración de energías renovables en energía eléctrica para 2010 en EU-15 y más del 27.6% a partir de 2020.

Respecto a los gases de efecto invernadero, HyWays asume que la UE adoptará una política a partir de 2012, que, a pesar de las incertidumbres para la era post-Kyoto, parece claro mantener como objetivo un máximo de incremento de 2 °C de temperatura del planeta para el final de siglo. De acuerdo a proyecciones del "Intergovernmental Panel on Climate Change", IPCC (UNEP, 2001) esto supone adoptar una **reducción de emisiones de CO₂** para 2050 del 35%, para EU-15, comparado con los niveles de 1990 (en el escenario base). Alcanzar estos objetivos supone la implementación de esquemas de comercio de emisiones entre sectores y países.

Teniendo en cuenta que el transporte es uno de los sectores examinados en detalle en el proyecto, las medidas políticas sobre emisiones son cruciales para valorar los beneficios del hidrógeno. Por lo tanto, en la valoración de las emisiones se han incorporado al escenario político las dos EURO normativas (V y VI)¹⁷ que ponen límites sobre los niveles de emisión de partículas contaminantes y al consumo de combustible. También se incluye la directiva específica sobre los límites en contenido de SO₂ en los combustibles.

Estas nuevas normativas ponen límites más restrictivos en las emisiones de material en partículas, y NO_x. La entrada propuesta a estas normativas es 2009 y 2014 para la homologación y 2011 y 2015 para matriculaciones y venta, con un año más de plazo para las categorías N1 (clase II y III) y N2.

La tendencia europea e internacional sobre normativas ecológicas planteadas en el HyWays ha continuado en la misma línea en los años más recientes. A continuación se resumen algunas de las más destacables.

Respecto a la política internacional de los últimos años hay que considerar el mayor empuje a los coches eléctricos, pero sin olvidar que a pesar de los anuncios hechos en mayo del 2009 del corte de presupuestos en EEUU a los vehículos de pilas de combustible el DOE sigue manteniendo un presupuesto de 187 millones de dólares a las pilas de combustible en el presupuesto anual para 2010 (FY2010). Así mismo los promotores de la economía del hidrógeno y los fabricantes de coches consideran estas dos tecnologías como complementarias y necesarias, y no competencia.

Europa ha continuado con el apoyo a las energías renovables y el transporte “limpio”, subvencionando el desarrollo de iniciativas, por ejemplo: aumentando los presupuestos para “descontaminar” el mar mediterráneo dentro de las áreas prioritarias del grupo Unión por el Mediterráneo¹⁸; con las sucesivas llamadas del Séptimo Programa Marco (7PM) en Energía y Transporte, así como la creación de nuevas iniciativas tales como el Plan Estratégico Europeo de Tecnologías Energéticas: “hacia un futuro de bajo carbono” (SET-Plan)¹⁹ en 2007, que apoya la creación de una red de “smart cities” para demostrar las energías renovables y “low carbon”. Otros ejemplos son el comunicado de la comisión al parlamento europeo del 7 de octubre de 2009 en el que se plantean las necesidades de inversión para alcanzar unos objetivos superiores a los planteados en Energy Trend 2020²⁰ y el Plan de acción sobre movilidad urbana (septiembre 2009), que anuncia la financiación de nuevos proyectos relacionados con vehículos eléctricos y componentes y la infraestructura necesaria.

Dentro del paquete de acciones de Clima y Energía²¹, la UE se compromete a abastecer el 10% de los combustibles del transporte a partir de energías renovables (biocombustibles, electricidad renovable e hidrógeno) en 2020.

La creación de nuevas directivas para la “Promoción del uso de energías de fuentes renovables” (2009/28/EC) que excede los objetivos planteados por la CE en el año 2000 debiendo producir las energías renovables el 12% de la energía total en 2010 en la UE y el 21% de la energía eléctrica para poder cumplir los requisitos de CO₂ del protocolo de Kyoto y disminuir la dependencia energética. Y la “promoción de vehículos limpios y eficientes” (2009/33/EC) en abril 2009.

Otro dato importante sobre la política medioambiental, reflejado en la comunicación de la CE sobre la “Estrategia de la Unión Europea en el desarrollo sostenible” de julio de 2009 (COM(2009) 400 final), es el planteamiento de la necesidad de que las medidas tomadas para

¹⁷ <http://europa.eu/scadplus/leg/es/lvb/l28186.htm>

¹⁸ <http://www.h2euro.org/2009/07/1715>

¹⁹ <http://www.oemcinn.es/otrasi/set-plan>

²⁰ <http://www.h2euro.org/wp-content/uploads/2009/10/Communication-from-the-Commission-Investing-in-the-development-of-Low-Carbon-Technologies-SET-Plan1.PDF>

²¹ http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/citizen_sum/es.pdf

reducir el impacto social y económico de la crisis actual estén en concordancia con la sostenibilidad, planteando la oportunidad de desarrollar una economía y sociedad que promuevan y sean más dinámicas en lo referente a eficiencia energética y bajas emisiones de dióxido de carbono. Considera que, a corto plazo, las medidas “verdes” ayudan a reavivar la economía y crear trabajo; y a medio y largo plazo estimulan las nuevas tecnologías y reducen el impacto en el cambio climático.

Específicamente sobre Hidrógeno y Pilas de combustible, cabe destacar la creación y puesta en marcha en 2008 de la JTI de hidrógeno y pilas de combustible con un presupuesto de 470 millones de euros provenientes del 7PM.

3.3. Escenario de demanda energética

Los tres sectores objetivos del estudio del HyWays son el sector residencial, el sector comercial y servicios y el sector transporte. Para implementar la demanda en los usos finales de cada país se necesitó información adicional a la que contenía el MARKAL, desarrollado por el ECN²² para la Europa del Oeste y los países de la primera fase del proyecto. En primer lugar, se utilizaron datos históricos de los niveles de demanda energética de los diez países (en particular para los periodos “modelo” 1990 y 2000), con información detallada del uso final de la energía en los sectores relevantes, estos datos proceden del balance energético de la Agencia Internacional de la Energía. Con todos estos datos se calibra el modelo.

En segundo lugar, se proyecta el futuro uso de la energía, basándose en el consumo histórico y su relación con algunos parámetros directores: la población, el número de familias, el producto interior bruto y las materias primas (Petróleo, carbón y gas natural).

Las proyecciones de demanda energética consideradas en *Energy Trends 2030*²³, indicaban cambios significantes durante los primeros años (2000-2010): un rápido crecimiento del sector de servicios, disminución de las industrias que requieren grandes cantidades de energía, incremento de los ingresos personales y del nivel de vida, lo que supone mayor número de vehículos privados y de niveles de confort en las casas (calefacción y aire acondicionado). Todos estos factores han influenciado la evolución de la demanda energética en Europa.

En este escenario se espera un crecimiento de la demanda energética final de un 28.5% entre 2000-2030.

Si comparamos este dato con los datos estadísticos²⁴ recopilados hasta el año 2008, observamos que el consumo de energía final en 2007 experimentó un incremento respecto al año anterior del 2.5%, teniendo en cuenta la reducción en un 1.5% en 2006, el crecimiento total desde el año 2000 en España es de un 19%.

Respecto al sector transporte, en 2007 sufrió un incremento del 3.17%, frente a un 2% en los años anteriores. Como resultado, el crecimiento hasta 2007 ha sido de un 23%. La industria en el año 2006 disminuyó su consumo drásticamente en un 14% respecto al año anterior, en el 2007 el incremento fue similar a la tendencia seguida desde el año 2000 (3% anual). El sector servicios ha experimentado en España un incremento de consumo de energía final desde el 2000 hasta el 2007 del 27%, con una media del 8% anual entre 2003-2006, pero esta tendencia ha disminuido en 2007.

Hay que tener en cuenta que la crisis actual ha ralentizado de nuevo este crecimiento, pero a pesar de ello, el escenario del *Energy Trend 2020*²⁵ está dentro de estas variaciones.

²² ECN. Energy Research Centre of the Netherlands

²³ http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

²⁴ http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/main_tables

²⁵ http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

3.3.1. Sector Transporte

El consumo energético en la UE en el sector transporte creció una media anual del 2.0% entre el año 1990 y 2000, suponiendo un 32.4% de la demanda energética final en el 2000. El escenario *Energy Trends 2030*²⁶ considera que este crecimiento va a continuar siendo superior al 1.5% durante la siguiente década. Sin embargo se prevé una ligera ralentización para los años siguientes (0.9% para el periodo 2010-2020 y 0.4% para el periodo 2020-2030).

Los datos disponibles en 2007 corroboran esta tendencia. El consumo total de la energía final en el transporte alcanza un 40,3% en 2007, siendo el principal sector consumidor. Prácticamente, la totalidad de este consumo mantiene su origen en los derivados del petróleo. Un análisis de la evolución del consumo global de este sector muestra una tendencia a la estabilización, con un incremento durante el año 2007 del 3.7%, a lo que contribuyó el incremento en la demanda de bio-carburantes. Atendiendo a la desagregación del consumo por modos de transporte, se aprecia que sigue siendo la carretera el modo más intensivo en consumo, si bien presenta una leve pérdida en su participación en el consumo energético del sector, en beneficio de otros modos como el transporte aéreo y el ferrocarril.

El HyWays subdivide la demanda en el transporte entre transporte público (autobús, tren y aviación) y transporte privado. La demanda de transporte en barcos es lo suficientemente pequeña para ser ignorada. Los datos se obtienen a partir del informe *Energy Trends 2030*²⁶.

La demanda de vehículos privados se clasifica en tres tipos: urbana, regional e interregional donde suponen que cada uno recorren 7.500 km, 13.800 km y 39.000 km por año respectivamente. El proyecto calcula la demanda para cada categoría en cada país e introduce una distinción según el combustible empleado (gasolina, diesel y otros).

La primera aproximación a los cálculos se modificó después del análisis de los primeros resultados, que mostraban que la demanda de vehículos para viajar que presentaba PRIMES era demasiado alta. Desde la industria, especialmente el sector automóvil, se dio un nuevo enfoque a la demanda para el transporte. Este nuevo enfoque comienza con la “motorización” de la población, es decir, con el número de vehículos por cada 1.000 habitantes. Un análisis estadístico de la tendencia energética de la UE contiene la monitorización anual para cada estado miembro. La suposición más importante que hace este análisis es que la motorización convergerá a 541 vehículos/1.000 habitantes en toda Europa para 2050.

Como referencia indicar que según datos estadísticos en 2007 la motorización existente en España de turismos alcanzaba los 471 vehículos/1.000 habitantes.

3.3.2. Sector Estacionario

En el año 2000 el sector doméstico representaba un 39.5% de la demanda energética final con un crecimiento respecto a 1990 de 0.9%. Las proyecciones de crecimiento del *Energy Trends 2030*²⁶ indican un aumento de un 1.1% entre 2000 y 2010, para luego ralentizar su crecimiento a una media de 0.7% entre 2010 y 2030. Esta tendencia refleja los efectos de saturación (en sistemas de calefacción), los cambios en los combustibles (hacia gas natural y electricidad) y el aumento de eficiencia energética de los equipos.

Según datos estadísticos de España el consumo de energía final de los sectores identificados bajo la categoría residencial y servicios, se incrementó el pasado año un 1.3%, con respecto al año 2006. La mayor parte de este consumo fue absorbido por los sectores residencial (53%) y servicios (31%). Por lo que respecta al sector residencial, considerando la distribución del consumo energético por usos, los más relevantes son la calefacción (48%) y la climatización (0,6%), quienes respectivamente absorben mayor y menor consumo. El consumo de calefacción contrasta con el 62% del consumo medio europeo, lo cual se explica en buena parte por la benevolencia de nuestro clima en invierno. Se espera, sin embargo, que en lo sucesivo aumente el consumo de la calefacción, principalmente como consecuencia de la

²⁶ http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

tendencia a un mejor equipamiento así como a la progresiva penetración de los sistemas individuales de calefacción centralizada, menos eficientes que los sistemas colectivos.

El HyWays calcula las proyecciones de demanda del sector residencial, comercial y servicios a partir de las estadísticas de consumo final de energía por combustible de la AIE (carbón, madera y otros sólidos, productos petrolíferos, gas, electricidad y calor).

La estructura de la demanda de energía se tomó tal cual aparecía en el modelo MARKAL para Europa Occidental. Las categorías de demanda consideradas son: calefacción y refrigeración doméstica, calentamiento de agua para uso sanitario, cocina y aparatos eléctricos. Para aparatos eléctricos se introdujo una subdivisión: iluminación, refrigeración, lavavajillas, lavadoras, secadoras y otros.

Con el fin de reflejar la situación energética de cada país individual, se introdujo cierta regionalización para el sector residencial. Así por ejemplo, la demanda de energía para calefacción y refrigeración de los hogares se dividió en tres regiones distintas que cubren el Norte, el Centro y el Sur de Europa (donde se encuentra España). En el sector de comercio y servicios, el HyWays identifica tres niveles: calefacción y refrigeración de edificios y uso de electricidad. También se hace una división regional, aunque ligeramente diferente a la del sector residencial, y España sigue estando en los países del Sur.

3.4 Caracterización de los escenarios

Para construir un marco adecuado al mapa de ruta del hidrógeno, es necesario hacer suposiciones adicionales, en contraste con el mundo “business-as-usual” del escenario base expuesto. La introducción del hidrógeno en la situación energética representada en este escenario requiere de una serie de catalizadores que agilicen, en mayor o menor medida, su incursión. Estos impulsores son: la velocidad de despliegue o penetración de las aplicaciones finales de las tecnologías de hidrógeno y las velocidades de aprendizaje en la fabricación de pilas de combustible. Estos factores son los ejes que definen los escenarios de hidrógeno presentados en el HyWays.

		Velocidad de penetración de las aplicaciones finales con tecnologías de H2		
		Alta	Media	Baja
Velocidad de aprendizaje en la fabricación de PC	Alta	H2H	H2M	H2L
	Moderada	L2H	L2M	L2L

Tabla 3.3. Caracterización de escenarios. Fuente: HyWays

En este informe se plantean cinco escenarios:

- BAS: Escenario base, sin introducción forzada del hidrógeno y con costes constantes para los vehículos de pasajeros.
- H2H: Alto ratio de penetración de las tecnologías, combinados con un elevado aprendizaje de las tecnologías del hidrógeno para vehículos de pasajeros.
- H2M = H2L que usa PACE-T: Moderado ratio de penetración de las tecnologías, combinados con un elevado aprendizaje de las tecnologías del hidrógeno para vehículos de pasajeros.
- L2H: Alto ratio de penetración de las tecnologías, combinados con un modesto aprendizaje de las tecnologías del hidrógeno para vehículos de pasajeros.
- L2L: Bajo ratio de penetración de las tecnologías, combinados con un modesto aprendizaje de las tecnologías del hidrógeno para vehículos de pasajeros.

De estos cinco escenarios en HyWays se valora el efecto de tres de ellos: H2H, H2M y L2L, en combinación con el grado de apoyo político que reciben estas tecnologías.

3.5 Tecnologías del hidrógeno

3.5.1. Desarrollo de las tecnologías

Uno de los principales cambios o sorpresas en las tendencias energéticas durante estos años ha sido debido a la innovación tecnológica. Por ejemplo la rápida adopción de las turbinas de gas en ciclo combinado o el desarrollo de las turbinas eólicas, ha conducido a cambios fundamentales en el balance energético y sus proyecciones.

El hidrógeno puede presentar un caso similar, por ello las perspectivas tecnológicas juegan un papel muy importante en las tendencias de la demanda de energía.

Debido a la incertidumbre todavía existente a nivel técnico en la tecnología del hidrógeno, es difícil prever la visión del mercado para aplicaciones móviles y estacionarias con una probabilidad razonable. Elementos cruciales como las pilas de combustible y los sistemas de almacenamiento de hidrógeno, han alcanzado significantes progresos en los últimos años, pero todavía requieren grandes avances para alcanzar un nivel de comercialización adecuado.

Teniendo en cuenta las conclusiones de la “*Deployment Strategy and Strategic Research Agenda*”²⁷ de la Plataforma Europea del Hidrógeno y las Pilas de Combustible²⁸, HyWays introduce tres ratios de penetración del hidrógeno en la demanda energética de las aplicaciones móviles y estacionarias. Estos ratios reflejan tanto un escenario muy optimista como uno mucho más conservador, pasando por uno de evolución moderada.

3.5.2. Aplicaciones al transporte

La Agenda Estratégica de Investigación “The Strategic Research Agenda” de la Plataforma Europea del Hidrógeno y las Pilas de Combustible, fija el siguiente objetivo para 2015:

		Current Status	2015 Target
Power density	litre/ kW	3.0	1.5
Cycle efficiency (NEDC)	-	37%	> 40%
Specific cost	€/ kW	> 4,000	< 100
		(> 150,000 units/ a)	

Tabla 3.4: Comparación entre el estado actual y el estado en el 2015 propuesta en la “*Strategic Research Agenda*” de la Plataforma Europea del Hidrógeno y las Pilas de Combustible para sistemas de pila de combustible en vehículos de pasajeros

En el escenario de alta penetración se supone que la producción en masa de vehículos con hidrógeno y pila de combustible comenzará en 2013 liderada por cinco compañías, cada una de las cuales pondrá en el mercado 100.000 unidades al año, con una utilización del 5%, 50%, y 90% de ellas, respectivamente, en los tres primeros años.

En el escenario de baja penetración el comienzo de la producción en masa se prevé para 2016 y se suponen cuatro compañías líderes que incrementan su rango de utilización desde el 5% al 90% en cinco años (máxima capacidad de las cuatro compañías: 100.000 unidades al año). Después del periodo de estabilización de tres o cinco años de las compañías líderes, es de

²⁷ http://ec.europa.eu/research/fch/pdf/hfp-sra004_v9-2004_sra-report-final_22jul2005.pdf#view=fit&pagemode=none

²⁸ <http://www.HFPEurope.org>

suponer que nuevas empresas entren en el mercado y que las compañías líderes dupliquen su capacidad de producción. Basándose en esta hipótesis cuantitativa para los escenarios, se calibró una curva S^2 para calcular los volúmenes genéricos de producción y extrapolar los ratios de penetración hasta 2050. En la siguiente tabla puede observarse los resultados obtenidos para los tres escenarios: de alta, de baja y de moderada penetración.

Se ha empleado una curva Makeham modificada, aplicando un cambio en t_0 (año de inicio de la producción en masa) mientras que otros parámetros fueron calculados de acuerdo al mejor ajuste posible, con volúmenes de producción absolutos, para cada año y escenarios (alto, bajo y moderado).

Stock de vehículos	2010	2020	2030	2040	2050
Alta penetración	-*	3.3%	23.7%	54.4%	74.5%
Media penetración	-*	1.2%	11.9%	35.9	69.4%
Baja penetración	-*	0.1%	2.8%	12.9%	36.0%

*Sólo vehículos de demostración y flota

Tabla 3.5: Escenarios para el desarrollo potencial de vehículos de hidrógeno, porcentaje con respecto al stock de vehículos²⁹. Fuente: HyWays

3.5.3. Aplicaciones estacionarias

Así como la tecnología de pilas de combustible basada en gas natural con cogeneración para uso estacionario puede ser sustituida por pilas de combustible de hidrógeno, también es su competidor directo, ya que la infraestructura del gas natural está muy desarrollada en casi todos los países, mientras que las redes de hidrógeno están por construir.

Además las características tecnológicas de los sistemas basados en hidrógeno son menos adecuadas para aplicaciones tipo micro-CHP que los sistemas de gas natural. Por otra parte, el hidrógeno en uso residencial tiene otro directo competidor: la electricidad, mucho más adecuada para zonas con elevada densidad de demanda como las zonas comerciales. Es por ello que los coeficientes de penetración del hidrógeno en aplicaciones estacionarias son menores que para las móviles.

Aplicación residencial	2010	2020	2030	2040	2050
Penetración alta	-	1%	4%	8%	10%
Penetración media	-	1%	4%	8%	10%
Penetración baja	-	0.1%	0.5%	2%	5%

Tabla 3.6: Escenarios para el desarrollo de aplicaciones estacionarias en el sector residencial³⁰. Fuente: HyWays

²⁹ Deliverable D3.13 de Hyways <http://www.hyways.de>

³⁰ Deliverable D3.13 de Hyways <http://www.hyways.de>

Aplicación comercial y servicios	2010	2020	2030	2040	2050
Penetración alta	-	0.3%	1.3%	2.7%	3.3%
Penetración media	-	0.3%	1.3%	2.7%	3.3%
Penetración baja	-	> 0%	0.2%	0.7%	1.7%

Tabla 3.7: Escenarios para el desarrollo de aplicaciones estacionarias en el sector comercial y servicios³¹. Fuente: HyWays

3.5.4. Evolución del coste de la tecnología del hidrógeno

Todas las tecnologías de producción de hidrógeno y los análisis Well-to-Wheels en los que se basa el HyWays han sido extraídos del informe CONCAWE/EUCAR/JRC del 2006³². También se han usado datos de la base GEMIS³³. De este informe se han obtenido los datos de coste de pilas, tanques de almacenamiento de hidrógeno, etc.

Debido a que estos datos están suponiendo una comercialización inicial con una producción anual de 100.000 unidades, se aplicó una curva de aprendizaje para modelizar el coste superior de los vehículos de hidrógeno. Una curva de aprendizaje muestra el progreso tecnológico en función de la experiencia acumulada en ese tipo de tecnología, y la estimación que se emplea se basa en estadísticas históricas. El parámetro característico en este tipo de estimaciones es el ratio de progreso (PR). Por ejemplo, una tecnología con PR= 0,80 indica cómo el precio de la unidad se reducirá en un 20% cada vez que se dobla la producción acumulada. Para reducir las incertidumbres asociadas a los escenarios para el precio de las pilas y tecnologías del hidrógeno en el proyecto HyWays, los vehículos propulsados por pilas de combustible y motores de combustión interna de hidrógeno se han dividido en diferentes componentes con diferentes ratios de progreso cada uno.

En el proyecto se han seleccionado dos escenarios distintos para los ratios de progreso que se muestran a continuación:

Componentes	Aprendizaje rápido (PR bajo)		Aprendizaje moderado (PR alto)	
	Fase inicial	Tras 10 años	Fase inicial	Tras 10 años
Tanque de hidrógeno	0.85		0.85	0.98
Motor eléctrico & Controlador	0.90			
Batería Li-Ion	0.90			
Sistema PC	0.80	0.90	0.82	0.92
H ₂ -ICE*	1.00		1.00	

*El estudio JRC/EDUCAR/CONCAWE WTW asume los mismos costes de producción para gasolina y motores de hidrógeno.

Tabla 3.8: Ratios de progreso de los componentes de las pilas de combustible. Fuente: HyWays

Los PR (ratios de progreso) que se muestran en la tabla se basan en las actividades de investigación llevadas a cabo por los socios de la industria del automóvil de HyWays y en publicaciones científicas sobre curvas de aprendizaje, especialmente aquellas relacionadas con las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible.

3.5.5. Coste de los vehículos de hidrógeno

En la siguiente figura se muestra la evolución de los costes aplicados a la tecnología del hidrógeno en función del número de vehículos producidos, supuesta una curva de aprendizaje

³¹ Idem 8

³² <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>

³³ <http://www.gemis.de/en/index.htm>

convencional. Se puede apreciar que el precio de los vehículos de pila de combustible es mayor que el de los de motor de combustión interna que funciona con hidrógeno. Asimismo se observa que para el primer millón de vehículos el precio por unidad no se ve afectado en uno u otro tipo de sistema de propulsión por el grado de aprendizaje. A partir de los 5-10 millones de vehículos sí se aprecia que con un rápido nivel de aprendizaje los costes se pueden reducir un 16% para el vehículo de pila de combustible (FC) y alrededor del 12% para el de motor de combustión interna (ICE). Esta diferencia en la reducción de costes se debe a que el vehículo propulsado por pila de combustible tiene diferente estructura: posee menos partes mecánicas y más eléctricas por lo que posee un mayor potencial para la reducción de costes que el que continúa trabajando con un motor de combustión interna de hidrógeno.

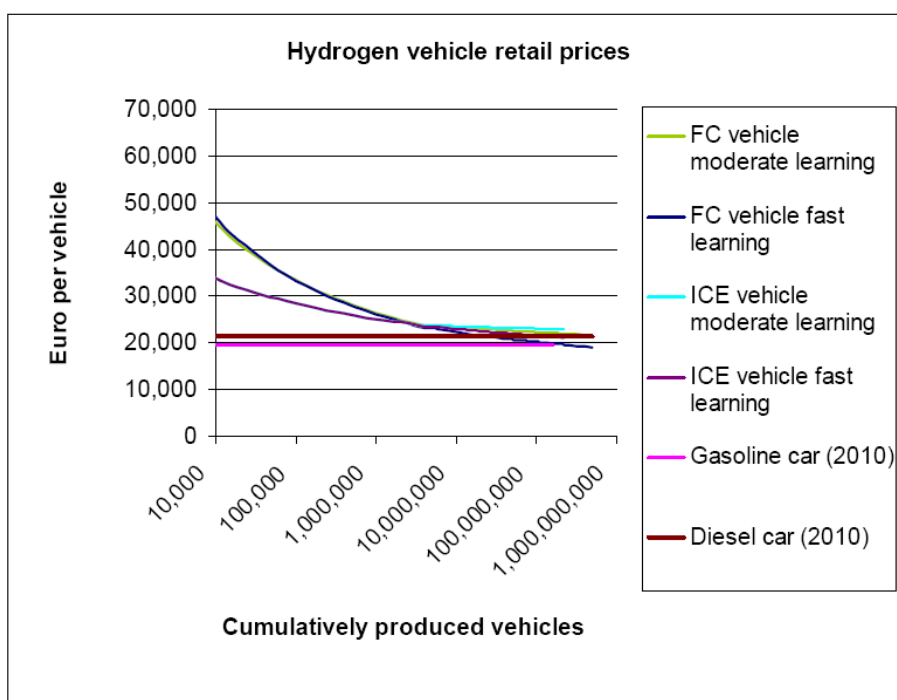


Figura. 3.4: Evolución de los precios de los coches de hidrógeno esperada. El precio de salida de los coches de gasolina, así como de los de pila de combustible corresponde a las especificaciones de (EUCAR, 2004) para el año 2010. Fuente: HyWays

3.6. Análisis y Comentarios

A partir de los datos usados en el proyecto HyWays y cotejándolos con los datos actuales expuestos en este documento, el Grupo de Análisis de Capacidades ha realizado una serie de observaciones y comentarios que se recogen en este apartado con el fin de evaluar o validar los datos y supuestos del proyecto para el caso concreto de España.

Una de las variables con mayor fluctuación a lo largo del tiempo es el **precio del petróleo**, lo que afecta de manera notable al desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible y a la estabilidad económica en general. El HyWays ha tenido en cuenta que la previsión de estas fluctuaciones es muy difícil por su naturaleza cambiante, por esta razón ha incluido varios análisis de sensibilidad de los resultados con respecto a éste parámetro, para representar posibles escenarios según la variación en las previsiones.

Esta fluctuación del precio del petróleo constituye un punto clave en el desarrollo de cualquier tecnología energética. En este sentido se considera que, de continuar el precio del petróleo en puntos bajos como los actuales o con un crecimiento moderado, en las líneas de predicción del HyWays, ciertas energías necesitarán de un importante apoyo político para poder introducirse de manera significativa en el mercado siendo rentables (como puede ser el caso de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible). En cambio un aumento notable del precio

del crudo, aceleraría la introducción de las pilas de combustible en el sector transporte, así como el desarrollo de tecnologías que favorezcan la estabilidad económica y una mayor diversificación energética.

La variabilidad del precio del petróleo complica predecir su evolución en el tiempo ya que está condicionado por las políticas de los países productores. No obstante los picos altos y bajos tienden a volver a sus tendencias a largo plazo. Por ejemplo el aumento notable del precio en 2007 y la posterior crisis con su caída en 2008 ha llevado la línea de tendencia a la marcada por las previsiones del HyWays. Por otro lado, aunque se detectan diferencias entre las previsiones del precio del petróleo realizadas por el HyWays (48 €/barril para el 2010), y el coste actual (en torno a 60 €/barril en 2010), no afectan negativamente a la implantación del hidrógeno según los resultados del proyecto, ya que un coste del petróleo mayor del previsto se considera impulsor de la implementación de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible.

Además de la fluctuación del precio del petróleo, otros factores que se han querido resaltar son los siguientes:

- La **situación actual de crisis** ha supuesto un cambio significativo en los escenarios propuestos por HyWays. Aún así, se considera que la actual situación de crisis no debe ser tomada en cuenta en un período de tiempo tan extenso como el del estudio del HyWays (2050), ya que los datos actuales socioeconómicos no son representativos de la tendencia global a medio y largo plazo. Esta situación económica ha afectado significativamente a los consumos energéticos, especialmente en el sector residencial, lo que se traduce en una disminución de los costes asociados a dicho consumo. No obstante, se considera que la tendencia lógica es que el consumo energético se incremente a partir del 2011.
- La **política energética europea y la española** son claves para la implementación de las energías alternativas. Se considera que algunos sectores han sufrido cambios importantes respecto a la política que el HyWays considera (2004). En este sentido, destaca el sector fotovoltaico o el solar térmico, que han sufrido importantes cambios de regulación, lo que ha frenado su desarrollo tecnológico. Asimismo cabe resaltar el hecho de que ciertas tecnologías han recibido impulsos recientemente, como el coche eléctrico o el biogás. En términos generales, se considera que aunque ha habido modificaciones desde 2004, la política energética española sigue una tendencia general de apoyo a las energías renovables de cara a acometer los objetivos de 2020 (20% de energía primaria a partir de energías renovables). Por otra parte, sigue sin plantearse un apoyo específico a las tecnologías del hidrógeno encajando en los escenarios de “modesto apoyo político” considerados por el proyecto.
- Los **escenarios de demanda**, tanto del sector transporte como estacionario, recogidos en el HyWays no presentan ninguna discrepancia con la tendencia mostrada en los últimos años (2004-2008). En cuanto a la **demanda de vehículos** se considera que, aunque el parque móvil dependerá de cada país, continuará con un crecimiento sostenido, ralentizándose en países europeos como España, pero incrementándose en países como China o India. Pese a ello, en España está muy lejos del escenario de baja penetración propuesto por el HyWays, que suponía 230.000 vehículos de hidrógeno para 2020. Se considera que, debido a que el apoyo político está centrado en otras áreas tecnológicas muy específicas, el apoyo a las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible se ve mermado, por lo que no se alcanzarán los mínimos propuestos por el HyWays.
- En el sector estacionario el HyWays analiza en detalle las distintas aplicaciones, teniendo en cuenta factores como la climatología de los países del sur de Europa cuyos consumos en calefacción y refrigeración difieren considerablemente con los países del Norte de Europa.
- El HyWays centra la **demanda** de hidrógeno principalmente en el sector transporte, considerando que el desarrollo actual y futuro del gas natural y la electricidad como fuente de energía para el **sector estacionario**, no favorecerán una mayor penetración del hidrógeno. De esta manera la relevancia del sector estacionario quedará relegada solo a

ciertas aplicaciones donde sus condiciones de aislamiento o implantación de usos de EERR favorezcan estos usos del hidrógeno.

- En cuanto a la valoración de la **evolución** prevista en HyWays para **las tecnologías del hidrógeno** se considera que, en términos generales, la evolución es coherente con la realidad española. España tiene una calidad científica y tecnológica importante, al mismo nivel que la de otros países, aunque se resalta la necesidad de incentivos e inversiones para el desarrollo de las tecnologías. Por otro lado, se considera que podrán alcanzar el mercado dependiendo de su rentabilidad y aceptación por parte del usuario.

4. PERFIL ESPAÑOL

Una vez definido el escenario base, que va a marcar las tendencias económicas y demográficas europeas, el HyWays considera necesario identificar la realidad sobre el sistema energético nacional de los países analizados, así como el marco político que lo condiciona. Se requieren datos cualitativos de los recursos energéticos actuales y de su proyección para realizar el trabajo de modelización (empleando el modelo Markal), de los efectos económicos y energéticos de la explotación de estos recursos para la producción de hidrógeno.

A continuación, se analizan los datos proporcionados por España para el proyecto (2006) y se comparan con la situación actual (2009) y su evolución durante los años intermedios (2006-2009). Para ello el GAC ha recopilado y evaluado toda la información actualizada a nivel nacional de los recursos disponibles y conocidos en España y su potencial a corto y medio plazo, elaborando un informe detallado sobre el perfil energético español.

4.1. Sistema energético

4.1.1. Análisis del sistema energético por el HyWays

Los datos más relevantes del estado del sistema energético, disponibles en 2006 y que fueron tenidos en cuenta en el análisis realizado por el proyecto se han extraído del documento "Member State Profiling Report – Spain"³⁴.

- Energía primaria.

En 2003 el total de la energía primaria consumida en España fue de 142.70 Mtep, de las cuales 32.99 Mtep fueron producidas en el país, mientras que la energía neta importada ascendió hasta los 109.71 Mtep. El consumo energético creció fuertemente en España llegando desde 40 Mtep en 1973 hasta 146,2 Mtep en 2005. Se esperaba que la tendencia creciente continuase impulsada por el sector industrial y el transporte. El mix energético en 2005 estaba dominado por el petróleo, hasta un 50% en el consumo de energía primaria, aunque el consumo de gas iba obteniendo una importancia creciente en el sector. El suministro de energía primaria era en su mayoría importado, fundamentalmente proveniente de Argelia, no obstante existían unas reservas significativas de carbón nacional, en forma de "hard coal" y lignito, si bien su calidad era menos competitiva que la del carbón importado, y su producción disminuyó entre 2000 y 2004. España poseía un importante potencial en energías renovables (eólica, solar y biomasa) siendo en 2004 el segundo productor eólico mundial con 8,200 MW instalados. La energía nuclear en ese año fue la fuente autóctona más importante, generando el 15% del total de la energía eléctrica y el 22% de la producción de energía nacional.

³⁴ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP3/HyWays_D3.14_SPAIN_MS-Profiling_Report_JUN2006.pdf

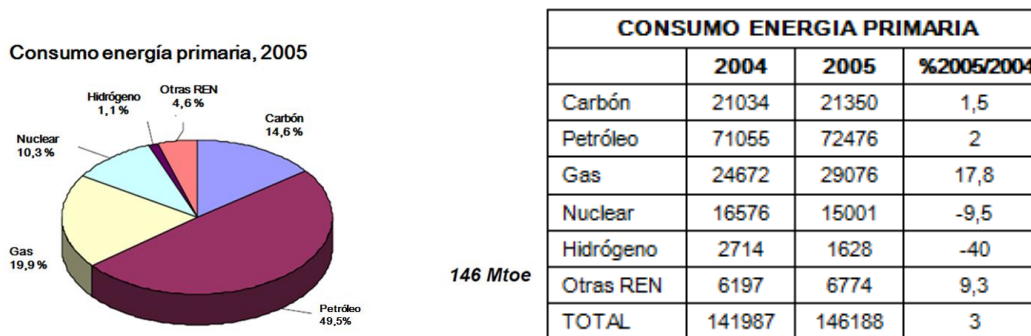


Figura 4.1: Consumo de energía primaria en 2004 y 2005. Fuente: HyWays "Member State Profiling Report – Spain"³⁰

▪ Proyección del sistema energético español.

El HyWays toma de referencia dos análisis de la evolución del consumo energético para España: el "Plan de Energías Renovables (P.E.R) 2005-2010" y las "Predicciones de la Dirección General de Transporte de la Comisión Europea para 2030".

El Plan de Energías Renovables proyecta un incremento de la demanda energética de acuerdo a la tendencia observada en el momento, se estimaba una demanda energética de 167.1 Mtep en 2010, o, en un escenario más favorable, un incremento de hasta 160 Mtep, debido a la implantación de los avances de eficiencia energética previstos según el plan de eficiencia energética 2004-2012. Este plan marca unos objetivos muy ambiciosos respecto a las energías renovables, que deberán alcanzar un total del 12,1% de la energía primaria total en 2010.

Las predicciones de la Dirección General de Transporte de la Comisión Europea son más conservadoras, previendo tan solo un porcentaje del 10,4% de energía primaria renovable en el sistema energético español para 2030.

Adicionalmente en el documento de "Hydrogen Supply Chains for Spain"³⁵ se observa que los pronósticos para España en 2020 estiman una producción eléctrica basada principalmente en el gas natural (40,1%), la energía nuclear (26,7%), Carbón "hard coal" (9%), hidroeléctrica (6,3 %) y la biomasa (6%).

En la tabla siguiente se muestran los porcentajes de la producción eléctrica, por fuentes de energía, esperados en 2020, así como su comparación con la composición de la producción eléctrica media en la Unión Europea en 1999.

Fuente	España	Mix EU 15 (1999)
Biomasa	6	0.30
Brown Coal	4.1	7.10
Hard Coal	9	19.90
Fueloil (1.8%S)	3.5	-
Geotérmico	-	0.10
Hidroeléctrica	6.3	4.40
Mineral Oil	-	8.70
Gas natural	40.1	12.30
Nuclear	26.7	40.50
Residuo	-	6.60
Eólica	4.5	0.20
Electricidad	100.00	100.00

Tabla 4.1. Mix eléctrico para España previsto para el año 2020³⁶

³⁵ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP2/WP1WP2_Report_Spain_15DEC2006.pdf

³⁶ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP3/HyWays_D3.14_SPAIN_MS-Profiling_Report_JUN2006.pdf

A continuación, se muestra el suministro de energía primaria por fuentes energéticas previsto por el HyWays:

	2004		2007		2008		2010*		2030**	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Carbón	21,081	14.9	20,354	13.9	13,917	9.8	13,482	8.1	17,320	9.8
Petróleo	70,490	49.8	70,848	48.3	68,110	47.9	76,837	46.0	75,270	42.8
Gas Natural	24,550	17.3	31,602	21.6	34,783	24.5	39,632	23.7	44,680	25.4
Nuclear	16,554	11.7	14,360	9.8	15,368	10.8	16,602	9.9	20,290	11.5
EERR	9,152	6.5	9,965	6.8	10,843	7.6	20,220	12.1	18,310	10.4
TOTAL	141,567		146,634		142,070		167,100		175,940	

Tabla 4.2. Suministro de energía primaria por fuentes energéticas. 2007 y 2008³⁷. Fuente: HyWays. EC Trends.³⁷

4.1.2. Estado del sistema energético (2008-2009) analizado por el GAC.

Con el fin de analizar la evolución real del consumo de energía primaria desde el 2005 hasta la edición de este documento se han recopilado los siguientes gráficos. En ellos se muestra el suministro de energía primaria por fuentes energéticas y la composición del mix de generación eléctrica peninsular en 2008.

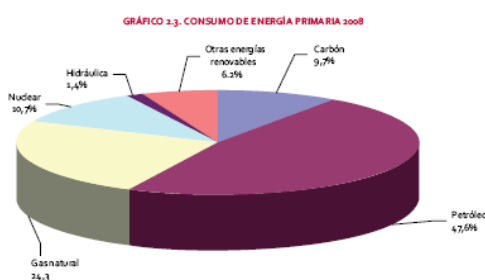


Figura 4.2: Suministro de energía primaria por fuentes energéticas 2008.³⁸

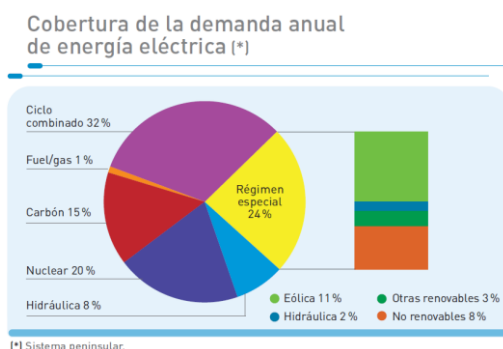


Figura 4.3: Cobertura de la demanda eléctrica según fuentes de energía para el año 2008. Fuente: REE³⁹

El Instituto para la Diversificación y Desarrollo de la Energía (IDAE) nos presenta la situación actual del consumo de energía primaria con la siguiente figura. Estos datos son los acumulados para enero-junio de 2009. Tanto en la tabla como en la figura siguiente podemos ver los valores de consumo energético primario para cada fuente de energía a mitad de año. Extrapolando los resultados al año completo vemos que la proyección de consumo energético

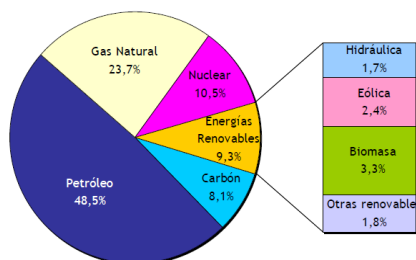
³⁷ http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

³⁸ La Energía en España 2008. Secretaría de Estado de Energía.

³⁹ REE. Red Eléctrica de España. <http://www.ree.es/>

primario sería de 131 Mtep (lejos aún de las 160 Mtep proyectada para el año 2010). Esto en parte puede deberse a la importante reducción en el consumo energético a causa de la crisis económica.

**ESTRUCTURA DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTES ENERGÉTICAS
(Enero-Diciembre 2009)**



* En el gráfico no se incluye el saldo eléctrico
Fuentes: CORES, Enagas, REE, CNE, MITyC y Elaboración Propia.
(1): las variaciones se calculan sobre el mismo periodo del año anterior.

Figura 4.4. Consumo de energía primaria ktep (enero- diciembre 2009). Fuente: IDAE⁴⁰

1. Consumo de Energía Primaria (ktep)

	MENSUAL		ACUMULADO		
	Diciembre	Δ ⁽¹⁾	Año Ene - Dic	Δ ⁽¹⁾	Estructura (%)
Carbón	741	-41,7%	10.583	-24,0%	8,1%
Petróleo	5.229	-5,1%	63.674	-7,0%	48,8%
Gas Natural	3.059	4,8%	31.078	-10,7%	23,8%
Nuclear	1.076	-19,9%	13.742	-10,6%	10,5%
Energías Renovables	1.296	29,9%	12.178	17,7%	9,3%
Hidráulica	272	31,7%	2.257	18,2%	1,7%
Otras Energías Renovables	1.024	29,4%	9.921	17,6%	7,6%
Eólica	406	26,5%	3.149	17,6%	2,4%
Biomasa	419	27,8%	4.383	12,0%	3,4%
Biogás	18	-0,8%	215	-3,7%	0,2%
RSU	40	-31,8%	392	-40,4%	0,3%
Biocarburantes	100	175,0%	1.058	73,2%	0,8%
Geotérmica	0,8	23,7%	9,0	23,7%	0,01%
Solar	40	39,7%	715	106,9%	0,5%
Fotovoltaica	27	27,0%	520	141,9%	0,40%
Termoeléctrica	4,2	2210,9%	39,4	1093,7%	0,03%
Térmica	9	22,4%	156	22,4%	0,12%
Saldo Eléctrico	-39	-51,2%	-697	-26,6%	-0,5%
TOTAL	11.361	-5,0%	130.557	-8,0%	

Tabla 4.3: Suministro de energía primaria por fuentes energéticas (enero-diciembre 2009). Fuente: IDAE³⁶

Comparando la evolución del consumo de energía primaria desde el 2005 hasta el 2009, se destaca lo siguiente:

- Se observa un estancamiento del porcentaje de energía nuclear, manteniendo porcentajes entorno al 10%.
- Aunque el consumo de petróleo ha disminuido en el 2008, tal vez debido a la crisis actual, se observa que a lo largo del periodo 2005-2009, su peso en el consumo de energía primaria ha mostrado pocas variaciones.
- En cuanto a las energías renovables han ido aumentando su peso paulatinamente en el sistema energético español, sobre todo gracias a la energía eólica.
- El peso relativo del gas natural se ha incrementado desde cerca de un 20% hasta un 24,3%.
- Por último cabe destacar que el incremento de los porcentajes de consumo de gas natural y de las energías renovables ha ido en detrimento del carbón que se ha reducido en más de una tercera parte, es decir de un 14,6% hasta un 9,8 %.

El 2009 sigue estas tendencias, con un mayor empuje por parte de las renovables aunque sus niveles en este año 2009 están aún lejos de los objetivos propuestos para 2010.

⁴⁰http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_Evolucion_Consumo_e_Intensidad_Mensual_Feb10_bfd0e0fc.pdf

Si analizamos el suministro de energía primaria del periodo 2005-2009 y lo comparamos con el previsto por el HyWays, se observa que **la previsión del HyWays coincide bastante con los datos reales analizados**.

En cuanto al mix de generación eléctrica, se observan grandes diferencias entre la tendencia actual y la esperada por el HyWays para el 2020. En 2008 la producción eléctrica en España está basada en las centrales de ciclo combinado (32%), las energías renovables (un total del 24 %, especialmente la eólica (11%)) y la energía nuclear (con un 20%). Estos datos contrastan con la tendencia esperada por HyWays para el 2020, donde las energías renovables no tenían más que un peso relativo (12,3% de la electricidad, siendo la biomasa el peso relevante con un 6%); mientras que el gas natural poseería un peso muy elevado (40,1 %), así como la energía nuclear (26,7%) y el fuel-oil (3,5%) con valores significativamente mayores a los recogidos por el GAC en 2008.

En 2009 los datos recogidos por el GAC reflejan un peso todavía mayor de las renovables en el mix eléctrico, como muestra la tabla siguiente elaborada por el IDAE, con un 35% del total de la energía eléctrica española de origen renovable con los siguientes porcentajes: Energía hidráulica (10,8%), Energía Eólica (15%), Biomasa en sus distintas vertientes (Biomasa, Biogás y RSU) (7%) y Energía Solar (2,7%).

	MENSUAL		ACUMULADO		
	Diciembre	$\Delta^{(1)}$	Año Enero - Dic	$\Delta^{(1)}$	Estructura (%)
Carbón	141	21,0%	1.608	-22,7%	1,6%
Productos Petrolíferos	4.529	-10,2%	55.302	-7,3%	56,4%
Gas	1.743	2,2%	15.462	-10,5%	15,8%
Electricidad	1.867	-1,8%	20.989	-4,0%	21,4%
De la cual Renovable	847	26,1%	7.432	19,1%	35,4%
Hidráulica	272	24,0%	2.257	18,2%	10,8%
Eólica	406	26,5%	3.149	17,6%	15,0%
Biomasa	82,1	4,4%	887,4	-3,8%	4,2%
Biogás	15,5	5,2%	188,4	1,4%	0,9%
RSU	40	36,5%	392	19,3%	1,9%
Solar	32	45,3%	559	156,3%	2,7%
Fotovoltaica	27	27,0%	520	141,9%	2,5%
Termoeléctrica	4,2	-	39,4	-	0,19%
Energías Renovables	449	51,6%	4.746	26,0%	4,8%
Biomasa	337	35,2%	3.496	16,9%	3,6%
Biogás	2	0,0%	27	-29,1%	0,03%
Biocarburantes	100	175,0%	1.058	73,2%	1,1%
Solar Térmica	9	22,4%	156	22,4%	0,2%
Geotérmica	0,8	23,7%	9,0	23,7%	0,01%
TOTAL	8.729	-3,7%	98.107	-6,2%	
% Biocarburantes	100	4,2%	1.058	3,4%	

% Biocarburantes (Biodiesel + Bioetanol) calculado sobre el total de combustibles de automoción (Gasóleo A + Gasolina)

Tabla 4.4: Suministro de energía final por fuentes energéticas (enero-diciembre 2009). Fuente: IDAE⁴¹

4.2. Marco político

4.2.1. Análisis del marco político español por el HyWays

El marco político en el que se va a desarrollar la tecnología del hidrógeno será uno de los factores fundamentales para el correcto análisis de su perspectiva. Este factor tiene dos vertientes fundamentales: el marco político internacional y el nacional.

A continuación se presentan las medidas más significativas del marco político en España (2006), analizado en el HyWays, y que pueden ser relevantes para la introducción de la tecnología del hidrógeno en España, ya que representan el esfuerzo nacional por dar apoyo y soporte al desarrollo de las tecnologías energéticas. **El objetivo que persiguen todas estas acciones es el de alcanzar un 12% del consumo de energía primaria a través de fuentes de energía renovables en el año 2010.**

Las políticas más relevantes son:

⁴¹http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_Evolucion_Consumo_e_Intensidad_Mensual_Feb10_bfd0e0fc.pdf

- Plan de Energías Renovables 2005-2010 (2005): Es una actualización del plan de promoción de energías renovables. Incluye el objetivo de alcanzar el 12% del consumo de energía primaria a través de energías renovables. Sus objetivos para las distintas tecnologías son:
 - Eólica: Potencia instalada de 13000 MW en 2011.
 - Hidráulica: (≤ 10 MW): Potencia instalada de 2.199 MW para 2010.
 - Hidráulica: (10-50 MW): Potencia instalada de 3.257 MW para 2010.
 - Solar Térmica: Área instalada 4.900.433 m² para 2010.
 - Solar Fotovoltaica: Potencia instalada de 400 MW para 2010.
 - Solar termoeléctrica: Potencia instalada de 500 MW para 2010.
 - Biomasa: Potencia instalada de 2.039 MW para 2010.
 - Biogás: Producción de 188.000 tep en 2010.
 - Biocombustible: Producción de 2,2 Mtep en 2010.

- VI Programa Nacional de Energía (2002): Se basa en la creación de conocimiento y desarrollo de tecnologías para garantizar el suministro energético eficiente, seguro y estable. Las tres prioridades del programa son:
 - Optimización de los usos energéticos convencionales.
 - Impulso de las energías renovables y tecnologías emergentes (específicamente eólica, solar, biomasa hidrógeno y pilas de combustible).
 - Fusión Termonuclear.

- Régimen Especial de Generación Eléctrica por Fuentes Renovables (2000): Actualización del Real Decreto 2818/1998 que promueve la generación eléctrica a partir de las energías renovables a través de tarifas reguladas.

- Planificación y desarrollo de la red de transporte eléctrico y de gas natural (2002-2011): Por el que se le otorga la prioridad a las instalaciones de conexión de energía renovable y plantas de ciclo combinado. Asimismo se prioriza también la construcción de las conducciones de gas para co-generación y gas combinado.

- Modificación de la ayuda para la electricidad de origen renovable: El Real Decreto 436/2004 incluye el objetivo del 2010, 30% de la electricidad será generada a través de energías renovables. Este decreto presenta un sistema de propietarios de energías renovables, los cuales pueden optar a vender la electricidad a la compañía de distribución, bien a través de un precio fijo o a través de la venta a precio de mercado más una prima.

NOTA: El análisis del marco político internacional se realiza en el capítulo de escenarios de este informe. (Punto 3.2.4)

4.2.2. Análisis del marco político español (2008-2009) realizado por el GAC.

De todas las medidas políticas antes expuestas, probablemente la de mayor importancia y alcance sea la del PER⁴² 2005-2010, en su carácter de plan director de la política para las energías renovables en España.

A continuación se presenta la situación actual del Plan de Energías Renovables 2005-2010 comparando estos objetivos con la situación más reciente para cada fuente de energía relevante en la obtención de hidrógeno.

Según muestra la tabla siguiente, los resultados del PER han sido desiguales. Por una parte en el caso de la biomasa de uso eléctrico, se puede hablar de la no consecución de los objetivos a 2010, aún más si se tiene en cuenta que ésta iba a suponer un porcentaje no desdeñable del mix de las energías renovables (un 10%). Con una potencia total instalada en el 2008 de 797 MW supone menos de la mitad de lo previsto.

⁴² [http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.\(modificacionpag_63\)_Copia_2_301254a0.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.(modificacionpag_63)_Copia_2_301254a0.pdf)

Por otra parte, teniendo en cuenta el ritmo de la evolución de la potencia hidráulica de pequeño tamaño, tampoco parece previsible que se alcancen los objetivos del 2010 teniendo en cuenta la lenta evolución de la potencia instalada. No obstante, la diferencia entre lo previsto y lo instalado no es muy importante (89% de la potencia prevista de la hidráulica menor de 10 MW y un 92% de la potencia prevista de la hidráulica de entre 10-50 MW).

En el caso de la energía termoeléctrica la situación podría parecer desfavorable, con solo 182 MW instalados hasta la fecha, de los 500 MW proyectados, aunque actualmente se encuentran en construcción cerca de 2.400 MW, previstos para los próximos cuatro años, lo que demuestra el potencial de desarrollo que posee esta tecnología a corto y medio plazo.

El caso de la energía eólica es hoy en día un referente internacional, con alrededor de 18.000 MW previstos para el 2009, estando en condiciones de alcanzar los objetivos de 20.000 MW del PER (objetivos que tuvo que revisar en dos ocasiones debido a la buena dinámica de la instalación de parques eólicos).

Por último, es de destacar el espectacular incremento de la energía fotovoltaica en España que ha superado varias veces el objetivo planteado para 2010, alcanzando cerca de los 3.000 MW a finales de 2008, y se espera que lleguen a 3.300MW a finales de 2009. Esto ha provocado que en septiembre de 2008 se cambiara la regulación limitando la potencia a instalar a 400 MW anuales ampliables según el ritmo de las solicitudes de instalaciones.

Tipo de energía	Proyección (2010-2011) PER 2005-2010	Últimos Datos	Comentario
Eólica	13.000 MW (2011) 20.000MW (Nuevo objetivo 2010)	18.000 MW (2009) Fuente: AEE	El desarrollo de la potencia instalada ha ido creciendo de forma importante y sostenida desde 2004 sobrepasando con creces los objetivos iniciales, ampliándose hasta los 20.000 MW para 2010, que van camino de alcanzarse
Hidráulica: (≤10 MW)	2.199 MW para 2010.	1.965 MW (2007) Fuente: Secretaría de Estado de Energía	El crecimiento de la potencia hidráulica de pequeño tamaño ha sido lento y a pesar de los objetivos relativamente modestos del PER parece que llegarán a cumplirse
Hidráulica: (10-50 MW)	3257 MW para 2010.	2.996 MW (2007) Fuente: Secretaría de estado de energía	
Solar Fotovoltaica	400 MW para 2010.	3.331 MW (2008) Fuente: Secretaría de estado de energía	Los objetivos del PER han sido totalmente sobrepasados, lo que ha motivado cambios en la regulación de estas instalaciones y la creación de cupos de potencia anuales de un máximo de 400 MW ampliables egún el ritmo de solicitudes de instalaciones. El grueso de potencia instalada se produjo en 2008 cuando se instalaron cerca de 2500 MW.
Solar termoelectrica	500 MW para 2010.	182,5 MW (2008) Fuente: AEPIET	Los objetivos del PER están aun lejos de cumplirse no obstante según la Asociación Española para la Promoción de la Industria Energética Termosolar existen unos 2000 MW en construcción a finales de 2009.
Biomasa y residuos (electricidad)	2.039 MW para 2010.	797 MW para (2008) Fuente: Secretaría de Estado de Energía	El desarrollo de la potencia instalada ha sido lento, con lo que los objetivos del PER previsiblemente no podrán cumplirse.
Biomasa (térmica)	4.070 ktep para 2010.	5.151 ktep. para (2008) Fuente: Secretaría de Estado de Energía	El desarrollo de la potencia instalada ha sido lento hasta 2005, sin embargo ha logrado acelerar su implantación hasta alcanzar los objetivos del PER superándolos ampliamente.

Tabla 4.5: Comparación de proyecciones del PER 2005-2010 y los datos más actuales disponibles. Fuente: GAC (PT-HPC).

4.3. Recursos energéticos en España

4.3.1. Análisis de los Recursos energéticos del HyWays

En este apartado se transcriben los datos de recursos energéticos disponibles en España en 2004 considerados por el HyWays⁴³ y utilizados como datos de entrada en sus modelos. Esta disponibilidad de recursos, junto con sus costes y las cadenas de producción de hidrógeno seleccionadas, son los datos de partida para calcular los medios de producción propuestos en los resultados a corto, medio y largo plazo para España.

⁴³ HyWays report: “Infrastructure analysis in HyWays Phase II”

4.3.1.1. Energía Geotérmica.

El HyWays no considera la energía geotérmica como fuente energética susceptible de estudio.

4.3.1.2. Energía Hidráulica

En el informe elaborado sobre el perfil español, el HyWays señala que España tiene una capacidad hidroeléctrica relativamente grande en 2004: cuenta con 1.748 MW instalados de mini plantas (menores de 10 MW) y 2.199 MW de las plantas entre 10 y 50 MW. El potencial para el desarrollo de plantas hidroeléctricas asciende a los 65.600 GWh al año. No obstante, se considera que el desarrollo de este potencial es difícilmente alcanzable por motivos medioambientales y por la competencia con otros usos del agua. También señala que a pesar de los ambiciosos objetivos gubernamentales, el desarrollo ha sido lento y dominado por la construcción de plantas de menos de 10 MW.

4.3.1.3. Biomasa

El consumo de biomasa en España alcanzaba las 4 Mtep en 2004, siendo el principal consumidor el sector doméstico. El HyWays señala el hecho de la reducción de los ambiciosos objetivos planteados por el gobierno para la biomasa (de 9.629 Mtep a 5.040 Mtep), debido a los problemas inherentes del recurso, que impiden su generalización y que se identifican como: la creación de un cuello de botella en el suministro, la ausencia de una logística de transporte desarrollada y la falta de demanda.

El potencial de biomasa utilizado para su pronóstico de producción de hidrógeno está basado en la siguiente figura, extraída del documento de resultados del proyecto:

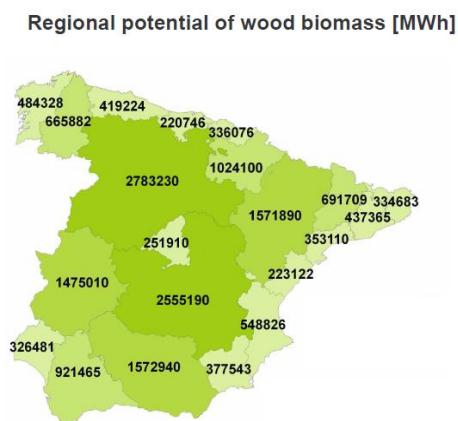


Figura 4.5: Potencial energético regional a partir de biomasa de madera (MWh)⁴⁴

4.3.1.4. Carbón

El HyWays considera el carbón como una posible fuente de producción de hidrógeno, a través del gasificado, considerando que podría ser un recurso con un valor añadido al impulsar las zonas productoras. Aún así contempla realidades tales como su baja eficiencia en los procesos de conversión hasta energía final, sobre todo como combustible para el transporte, y su alto nivel de emisiones, que hacen inevitable la necesidad de técnicas de captura de CO₂.

El HyWays utiliza una estimación de reservas de carbón español (Hard coal) de 660 millones de toneladas, pero de baja calidad y alto coste de producción. Asimismo, también tiene en cuenta las medidas políticas de mantenimiento de la industria minera debido a razones sociales. En el documento de resultados se hace referencia al potencial energético del recurso de carbón, tipo lignito, existente en España. Este potencial se presenta en la figura siguiente, como punto de partida para desarrollar los pronósticos de futuro de este recurso en el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno.

⁴⁴ Hyways report: “Infrastructure Analysis in HyWays Phase II”

Regional potential of lignite [MWh]



Figura 4.6: Potencial energético del recurso carbón tipo lignito en España (MWh)⁴⁵

4.3.1.5. Energía Fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica es considerada como una fuente de energía particularmente favorable en España, existiendo gran interés para su desarrollo. En el momento del informe (2004) se considera que las barreras para su implantación son: la falta de incentivos para su instalación, y lo complejo de los trámites para la conexión a red. También se señala la condición favorable de la existencia de dos de las mayores compañías de tecnología fotovoltaica del momento: Isofotón y BP Solar. Los recursos contabilizados en el proyecto indican una capacidad de producción fotovoltaica de 37 MWp en 2004 y una previsión de 400 MWp en 2010.

4.3.1.6. Energía solar termoeléctrica

El HyWays considera que la energía solar termoeléctrica tiene un gran potencial para su desarrollo gracias a la base tecnológica existente en España y a las condiciones favorables del recurso. En el momento del desarrollo del informe la energía solar termoeléctrica aún se encontraba en fase precomercial en proyectos de demostración, sólo contabilizaba la plataforma solar de Almería como instalación existente, España estaba lejos de los objetivos marcados por el PER para el 2010 de 500 MW de capacidad instalada. Las principales barreras detectadas por el HyWays para esta tecnología son: problemas técnicos y la falta de apoyo gubernamental en forma de tarifas reguladas favorables.

4.3.1.7. Recurso eólico terrestre y marino

La energía eólica terrestre es considerada como un recurso de gran importancia debido al liderazgo español en potencia eólica instalada (8200 MW para 2004). Apoyado en el plan energético nacional, se estimaba un crecimiento continuado de la potencia instalada hasta alcanzar los 12.000 MW para 2010 o incluso hasta 20.000 MW para 2012. Se considera también que la principal barrera para esta tecnología es la baja capacidad de transmisión de la red, dado que generalmente estas instalaciones se encuentran en áreas de baja densidad de población, pero se comentaba que los gobiernos regionales estaban trabajando en la integración de redes distribuidas. Sobre el potencial eólico marino español no se hace referencia en el HyWays.

4.3.1.8. Energía de las olas

El HyWays no considera la energía de las olas como fuente energética susceptible de estudio.

⁴⁵ Hyways report: "Infrastructure Analysis in HyWays Phase II"

4.3.2. Análisis de los Recursos energéticos realizado por el GAC

A continuación se muestra la situación de los distintos recursos energéticos en España de tipo renovable y carbón. Este último se ha elegido por considerarse un recurso autóctono y de importancia en el futuro de la producción de hidrógeno. Aunque en el HyWays se han considerado otros recursos para la producción de hidrógeno como el gas natural y la energía nuclear, no se han analizado en este punto por no tratarse de recursos autóctonos en España.

4.3.2.1. Energía Geotérmica

a) Parque geotérmico español

Actualmente, en España sólo existen proyectos de aprovechamiento geotérmico para uso térmico en instalaciones balnearias, calefacción en invernaderos o para calefacción de viviendas. En el año 2006 se contabilizaron 22,3 MW de potencia instalada, lo que supone 8,3 Ktep para aplicaciones directas del calor, según fuentes del Euroobserver⁴⁶. Según el informe "La Energía en España 2008"⁴⁷, el consumo de energía primaria de tipo geotérmico en los años 2007 es de 8 ktep, valor no modificado para 2008.

La siguiente figura muestra la distribución regional de este potencial instalado.



Figura 4.7: Producción de energía geotérmica en España 2008. Fuente: MICYT48

En España no se explotan recursos geotérmicos de alta ni de media temperatura, con los que se podría llegar a producir energía eléctrica. Los motivos de tan escasa utilización de los recursos geotérmicos de más de 30°C hay que atribuirlos a causas geológicas y económicas, dado que la investigación de este tipo de recursos se ha ido realizando en el país desde 1974, por parte del IGME⁴⁹ y de otras empresas del sector energético.

Las áreas peninsulares e insulares de mayor potencial geotérmico, con indicación de intervalos de temperatura, y profundidades estimadas de recurso energético, se muestran en el siguiente mapa:

⁴⁶ <http://www.eurobserv-er.org/>

⁴⁷ http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/ENERGIA_2008.pdf

⁴⁸ MICYT. <http://www.mityc.es>

⁴⁹ IGME. Instituto Geológico y Minero de España. www.igme.es



Figura 4.8: Áreas de potencial geotérmico en España. Fuente: IGME

b) Pronostico del recurso geotérmico español

El informe de Greenpeace Renovables 2050⁵⁰ hace un estudio sobre el potencial explotable del recurso geotérmico español para satisfacer la demanda eléctrica prevista en 2050. Este informe considera la tecnología de roca seca caliente. En el estudio asume un tipo de tecnología donde el líquido de trabajo utilizado es n-pentano, con un nivel térmico de las rocas de 180°C y un rendimiento del 11%. El valor calculado como techo de potencia posible con los recursos estimados alcanza los 2,48 GW, que podría suministrar el 7% de la demanda eléctrica nacional estimada para el 2050.

En el siguiente mapa se muestra el repaso por CCAA. De los techos de potencia del recurso. Destacan los porcentajes de las comunidades de Castilla León, Castilla La Mancha y Andalucía, es decir, las comunidades con mayores zonas disponibles para este tipo de instalaciones.

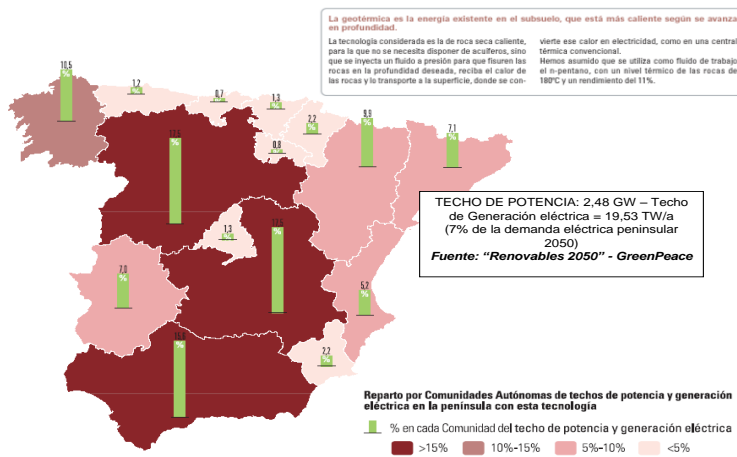


Figura 4.9: Máximas potencias y generación eléctrica explotable por Comunidades Autónomas para la energía geotérmica. Fuente Greenpeace

c) Factores que afectan a la explotación del recurso diferentes a los económicos (políticos, sociales, impacto medioambiental, contaminación, etc.).

⁵⁰ Greenpeace. Revolución Energética: Renovables 2050. Elaborado en 2005.

Factores que puedan favorecer el desarrollo:

- En el caso de la energía geotérmica, los impactos medioambientales son destacadamente menores que los existentes en las centrales térmicas de combustibles fósiles y nucleares, incluso menores en comparación con otras fuentes de energías renovables. Los residuos y emisiones de gases que produce son muy bajos en comparación con otras fuentes térmicas de energía, además de ocupar un espacio reducido de terreno.
- La energía geotérmica se trata de una energía autóctona, limpia, segura, de producción ininterrumpida y que utiliza un espacio reducido de terreno, permitiendo el aporte de electricidad a comunidades situadas en sitios remotos e inaccesibles.
- Numerosos estudios han demostrado que las instalaciones de producción de energía de fuentes renovables generan significativamente más puestos de trabajo que las tecnologías de generación convencionales. Además, el avance de la energía geotérmica contribuiría al desarrollo regional, ya que tiende a estar localizada en áreas rurales con pocas oportunidades de empleo.

Factores que puedan afectar negativamente a su desarrollo:

- Es habitual que el fluido geotérmico lleve gases disueltos como el dióxido de carbono CO₂ y sulfuro de hidrógeno, los cuales deben eliminarse.
- Es fundamental conocer la composición salina del recurso antes de diseñar la instalación geotérmica por distintas razones:
 - El fluido en el almacén geotérmico puede estar saturado de sales, por lo que al enfriarse estas sales precipitan y se pueden producir incrustaciones.
 - Si el fluido tiene una alta concentración de sales y/o sustancias tóxicas, se deberá evitar cualquier tipo de vertido a las aguas superficiales.
- Hay yacimientos geotérmicos capaces de proporcionar energía durante muchas décadas, pero otros pueden llegar a agotarse y enfriarse, esto es debido en muchos casos por la explotación que requiere de la inyección del agua fría en el acuífero.
- Desde la década de 1970 se está desarrollando la tecnología de rocas secas calientes (HDR), que tiene el gran potencial de independizar la explotación geotérmica de la presencia de acuíferos confinados con suficiente nivel térmico, abriendo la posibilidad de la aplicación de la tecnología en regiones mucho más amplias. La aplicación requiere por lo general profundizar en la perforación (5-6 km en lugar de los 2-3 km de una aplicación convencional), con lo que sus principales dificultades de implantación pueden ser sus elevados costes de perforación y el hecho de que la tecnología de estimulación hidráulica del intercambiador sumergido todavía no esté totalmente resuelta.

4.3.2.2. Hidráulica

a) Potencia hidroeléctrica en España.

La energía hidroeléctrica, que indirectamente proviene de la energía solar, comparte las ventajas de ser autóctona, limpia e inagotable como el resto de las energías renovables. España cuenta con un consolidado sistema de generación de energía hidroeléctrica y un sector tecnológicamente maduro en este área. Esto se debe a varios factores, como la existencia de importantes recursos hidrológicos y una larga tradición histórica en el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos.

En la siguiente figura se muestra la distribución de la potencia de la energía hidráulica por comunidades en valor absoluto y respecto a la potencia por habitante, en el año 2008, según el CNE⁵¹. Cabe destacar los elevados valores de potencia de Galicia, y, en menor medida los de Cataluña, Aragón y Castilla y León. Por otra parte cabe destacar la elevada proporción potencia/ habitante de las comunidades de: Navarra, Castilla la Mancha, Castilla y León, Aragón y Galicia.

⁵¹ Centro Nacional de Estadística

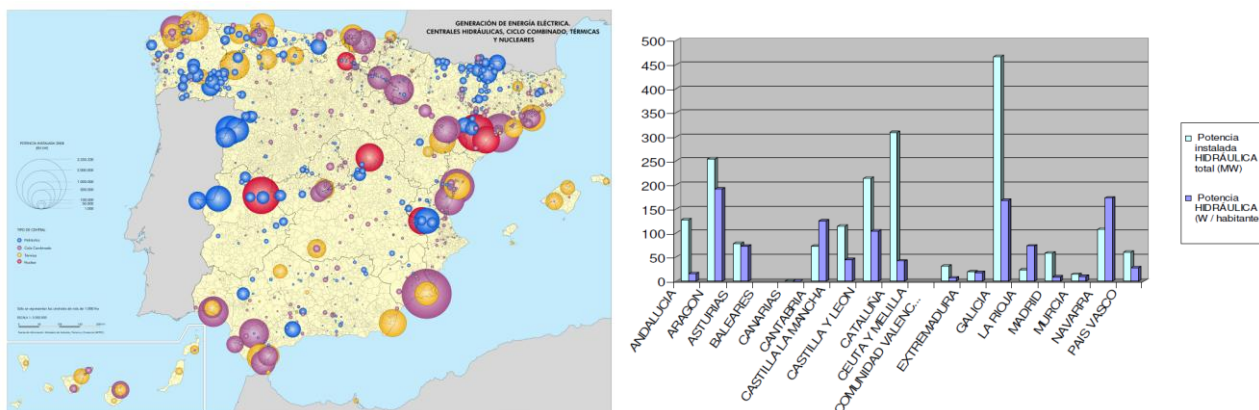


Figura 4.10: Potencia por comunidades autónomas de la potencia hidráulica total y por habitante en España 2008. Fuente CNE y MICYT

Los datos detallados encontrados corresponden al 2004, e indican que las mini-centrales hidroeléctricas presentaban una potencia acumulada total en España de 1749 MW con una distribución de la mayor parte de ellas en: Castilla y León (263 MW), Cataluña (232 MW), Galicia (215 MW), Andalucía (198 MW), Aragón (194 MW)⁵².

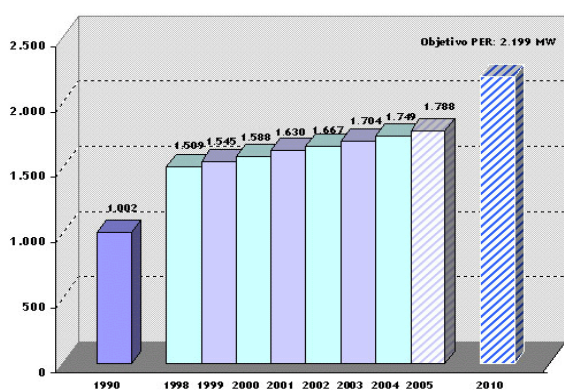
El recurso hidroeléctrico instalado se ha clasificado en función de la potencia de la central hidroeléctrica en instalaciones menores de 10 MW e instalaciones entre 10 y 50 MW.

Las centrales con potencia entre 10 y 50 MW presentan una potencia acumulada total en España de 2.897 MW a finales de 2004, distribuyéndose la mayor parte de ella por las siguientes CCAA: Cataluña (679 MW), Aragón (476 MW), Galicia (432 MW), Castilla y León (378 MW), Andalucía (285 MW).

En 2007, según datos de la Secretaría de Estado de Energía, la potencia instalada en España de mini-centrales es de 1.965 MW y 2.995 MW de las de mayor tamaño.

A pesar del apoyo al desarrollo de estas energías del Plan de Energías Renovables y de sus modestos objetivos, la consecución de los objetivos para el 2010 parece comprometida debido al lento incremento de la potencia instalada. En las siguientes figuras y tablas se muestran la evolución de la potencia instalada en España y los objetivos a alcanzar en 2010, según el PER.

Potencia Minihidráulica Instalada y Previsiones (MW) (Centrales con potencia ≤ 10MW)



Fuente: IDAE. Datos Provisionales



Figura 4.11: Evolución de potencia hidroeléctrica mini-hidráulica (potencia < 10MW), situación en 2007 y previsiones del PER. Fuente IDAE y CNE.

⁵² http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/Minicentrales_hidroelectricas.pdf

Respecto a la mini-hidráulica (<10 MW), como hemos visto, el incremento ha sido gradual desde 2005, alcanzando 1.965 MW en 2007.

En el caso de la hidráulica de mayores potencias (10MW<Potencia<50MW) la potencia se ha ido incrementando de forma continua pero lenta, como se ve en la figura siguiente. En 2007 se alcanzan los 2,996 MW instalados.

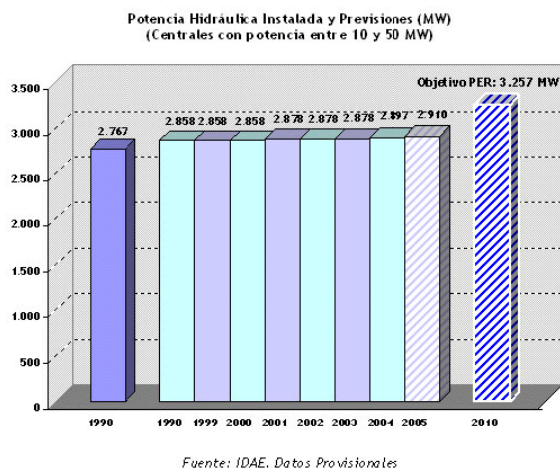


Figura 4.12: Potencia hidroeléctrica hidráulico (10 MW <potencia< 50MW) y previsiones del PER. Fuente: IDAE

b) Pronóstico del recurso hidroeléctrico en España

A gran escala (plantas de más de 10 MW) esta fuente de energía tiene un potencial de expansión limitado, ya que en los países más desarrollados la mayoría de los ríos importantes ya cuentan con una o varias centrales, y en los países en vías de desarrollo los grandes proyectos pueden chocar con obstáculos de carácter financiero, ambiental y social. A menor escala, sin embargo, la generación de electricidad con mini-centrales hidroeléctricas ofrece posibilidades de crecimiento, debido a la diversidad de caudales que aún son susceptibles de ser aprovechados con las nuevas tecnologías.

La producción hidroeléctrica anual en España es muy variable y depende en gran medida del régimen de lluvias. En años húmedos la producción energética hidráulica supera los 40.000 GWh (2002 tuvo una producción récord de 45.706 GWh), pero en años secos no llega a los 25.000 GWh. La media de los últimos 10 años ha sido de 32.500 GWh.

La siguiente figura muestra el potencial de producción energético existente y desarrollable en España en GWh/año, para cada tipo de tecnología de explotación hidroeléctrica, según la última valoración de los recursos hidroeléctricos nacionales realizada en 1980.

CUENCA	POTENCIAL ACTUALMENTE DESARROLLADO	POTENCIA DE FUTURA UTILIZACIÓN			TOTAL POTENCIAL TÉCNICAMENTE DESARROLLABLE	POTENCIAL FLUVIAL BRUTO
		APROVECHAMIENTOS MEDIANOS Y GRANDES	APROVECHAMIENTOS PEQUEÑOS	TOTAL		
HORTE	10.600	9.300	2.700	12.000	22.600	34.280
DUERO	6.700	4.200	600	4.800	11.500	29.400
TAJO	3.900	4.200	600	4.800	8.700	16.540
GUADIANA	300	300	--	300	600	3.830
GUADALQUIVIR	400	500	300	800	1.200	10.410
SUR DE ESPAÑA	200	100	300	400	600	2.740
SEGURA	100	600	100	700	800	2.090
JÚCAR	1.200	1.000	400	1.400	2.600	7.490
EBRO	7.600	7.000	1.400	8.400	16.000	40.060
PIRINEO ORIENTAL	600	100	300	400	1.000	3.520
TOTAL CUENCAS	31.600	27.300	6.700	34.000	65.600	150.360

Distribución por cuencas hidrográficas del potencia hidroeléctrico en España.

Tabla 4.6: Potencial hidroeléctrico en España por cuencas hidrográficas (GWh/año). Fuente IDAE

El estudio realizado para el informe de Greenpeace Renovables 2050⁵³ muestra que el techo de potencia instalable alcanzaría los 18,80 GW, con un techo medio de generación eléctrica de 37.610 GWh/a. Esto correspondería al 13,5% de la demanda eléctrica peninsular en 2050.

En la siguiente figura se muestra el potencial del recurso de energía hidráulica. El mapa señala tanto el máximo de potencia instalable como el máximo de energía producida por comunidad autónoma. Destacan en estos porcentajes las comunidades de Castilla León, Galicia, Cataluña, Aragón y Extremadura, es decir, las comunidades con mayores zonas disponibles para este tipo de instalaciones.

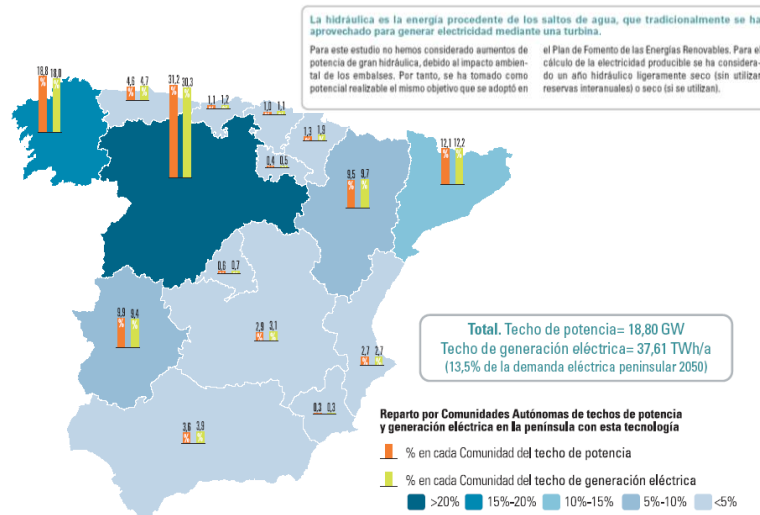


Figura 4.13: Máximas potencias y generación eléctrica explotable por Comunidades para la energía hidráulica. Fuente Greenpeace⁵⁴

c) Factores que afectan a la explotación del recurso, diferentes a los económicos (políticos, sociales, impacto medioambiental, contaminación, etc.).

Factores que puedan favorecer el desarrollo:

- Aún existe un alto potencial pendiente por desarrollar mediante mini-centrales hidroeléctricas.
- El sistema energético con menores impactos ambientales es la generación eléctrica de origen mini-hidráulico, según los resultados obtenidos en diversos estudios, que contemplan distintos sistemas de producción eléctrica convencionales y con recursos renovables.
- En el sector mini-hidráulico, existe un número suficiente de empresas, alrededor de 150, con la capacidad tecnológica necesaria para atender la demanda.

Factores que puedan afectar negativamente a su desarrollo:

- Una parte importante del potencial técnicamente desarrollable en España, sobre todo el correspondiente a centrales grandes, es muy difícil que pueda aprovecharse fundamentalmente por razones medioambientales o por razones de competencia en los usos del agua.

⁵³ Greenpeace. Revolución Energética: Renovables 2050.
<http://www.greenpeace.org/espana/reports/informes-renovables-2050>

⁵⁴ Greenpeace. Revolución Energética: Renovables 2050.
<http://www.greenpeace.org/espana/reports/informes-renovables-2050>

- Actualmente las turbinas hidráulicas y resto de equipos que componen una central hidroeléctrica, constituyen bienes de equipo tecnológicamente maduros, al haberse aplicado todos los avances obtenidos durante los últimos 150 años. Esto hace pensar que se puede haber alcanzado cierto nivel tecnológico, donde no cabe esperar grandes mejoras técnicas.
- La gestión de los recursos hidráulicos, debe contemplar conjuntamente la satisfacción de la demanda con el mantenimiento de un caudal mínimo, que debe circular por los ríos para proteger el medio natural y el paisaje.
- La consecución de las necesarias concesiones de agua para la ejecución de un aprovechamiento hidroeléctrico representa su principal barrera debido al largo y complicado procedimiento administrativo.

4.3.2.3. Biomasa

a) Producción energética y potencia instalada de biomasa en España

“Biomasa es toda materia orgánica susceptible de aprovechamiento energético”. Los residuos de aprovechamientos forestales y cultivos agrícolas, residuos de podas de jardines, residuos de industrias agroforestales, cultivos con fines energéticos, combustibles líquidos derivados de productos agrícolas (los denominados biocarburantes), residuos de origen animal o humano, etc., todos pueden considerarse como biomasa.⁵⁵

La energía que contiene la biomasa es energía solar almacenada a través de la fotosíntesis, proceso por el cual algunos organismos vivos, como las plantas, utilizan la energía solar para convertir los compuestos inorgánicos (como el CO₂) que asimilan en compuestos orgánicos.

La producción de energía primaria con Biomasa en España ascendió en 2004 a 4.167 tep, según datos del IDAE. El mapa muestra el consumo de biomasa como energía primaria en tep por comunidad autónoma para el año 2004. De nuevo observamos que en la zona norte, debido a las industrias madereras y en el sur debido a la industria de procesamiento agrícola, como la aceitera, son las zonas de mayor relevancia en la producción y consumo de la biomasa.

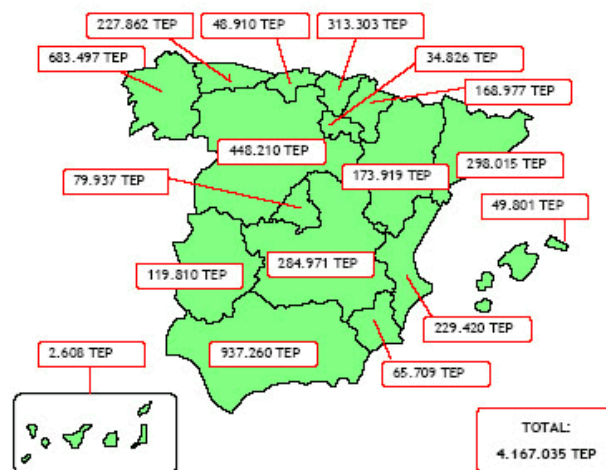


Figura 4.14: Consumo de biomasa en España, desglosado por Comunidades Autónomas, a 31/12/2004 Fuente: IDAE.

Las aplicaciones térmicas con producción de calor y agua caliente sanitaria son las más comunes dentro del sector de la biomasa, tanto a nivel doméstico como industrial. En un nivel menor de desarrollo se sitúa la producción de electricidad, debido principalmente a la complejidad de la logística de aprovisionamiento. La siguiente gráfica muestra la distribución de la potencia instalada de biomasa por comunidades en valor absoluto y respecto a la potencia

⁵⁵ http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/Biomasa.pdf

por habitante, en el año 2008. Cabe destacar los elevados valores de potencia de Andalucía y en menor medida Galicia y País Vasco. Por otra parte se observa una elevada relación potencia / habitante en las comunidades de: Navarra, País Vasco y Galicia. El consumo de biomasa en algunas provincias se debe a la presencia de empresas consumidoras de grandes cantidades de biomasa (por ejemplo, el sector de celulosas), la existencia de un sector forestal desarrollado, o una estructura poblacional de tipo diseminado, que se relaciona con un mayor consumo en el ámbito doméstico. En general el tipo de aplicaciones existentes muestra una gran heterogeneidad: existen ejemplos de instalaciones en viviendas unifamiliares, comunidades de vecinos, polideportivos, hoteles, procesos térmicos y cogeneración en industrias, así como centrales de producción eléctrica con diversos biocombustibles sólidos.

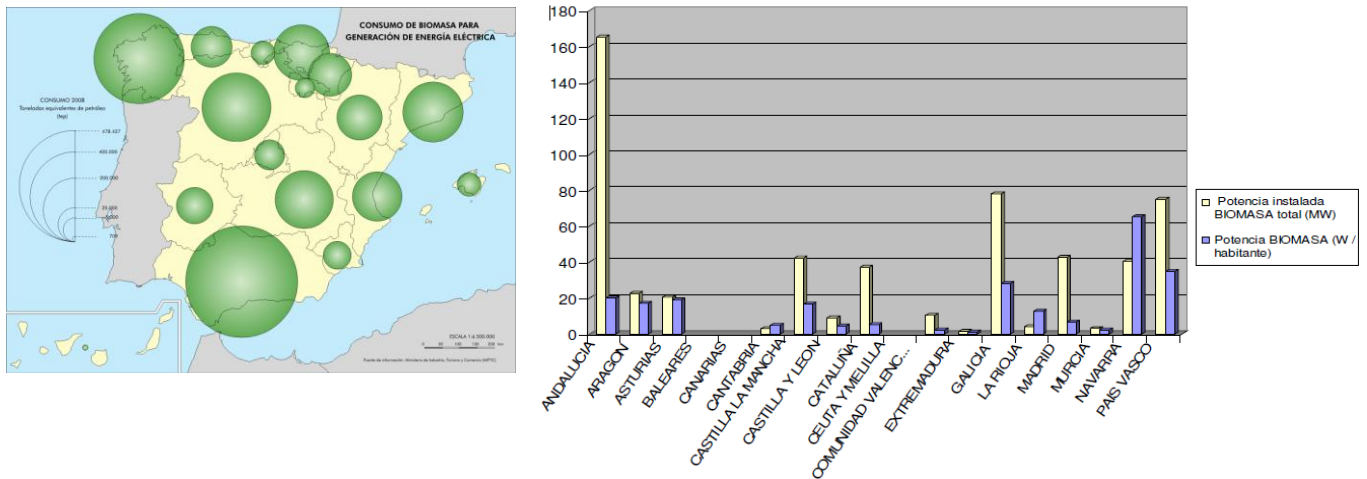


Figura 4.15: Potencia por comunidades autónomas de la potencia de biomasa y por habitante en España en 2008. Fuente CNE y MICYT.

La evolución esperada de la potencia eléctrica y térmica, de biomasa a instalar en España según el plan del IDAE y la realidad de la evolución de esta tecnología en el año 2005, se muestra en las siguientes figuras. El objetivo más ambicioso del PER es el incremento de la potencia eléctrica con biomasa. Este objetivo parece lejos de ser alcanzado con la tasa de crecimiento observada hasta el año 2005, con un valor de potencia instalada en ese año 7 veces menor que el previsto para 2010. El objetivo de consumo térmico de la biomasa es más modesto aunque de nuevo el crecimiento realizado hasta el año 2005 es inferior al deseado para obtener los resultados esperados de 2010.

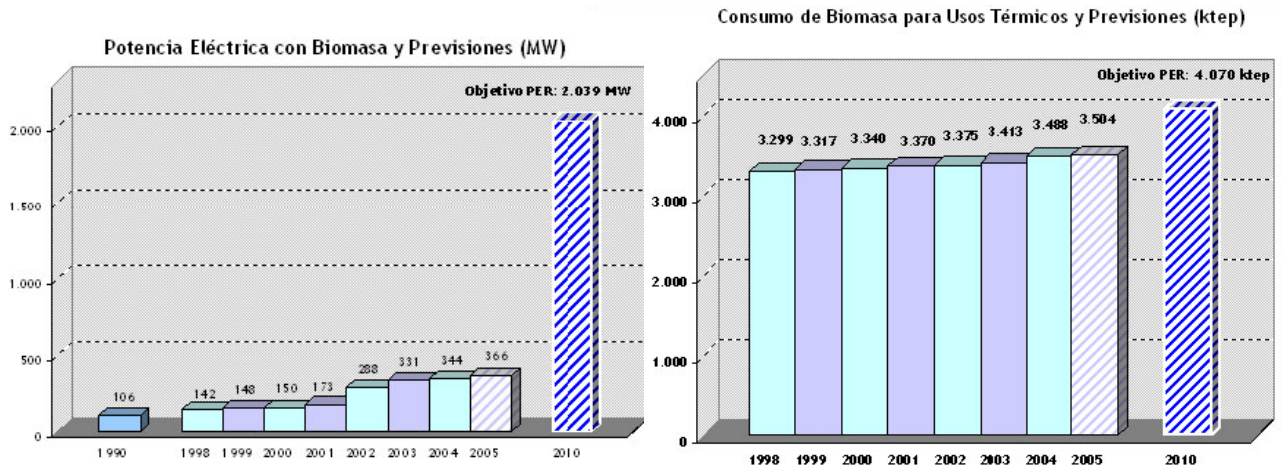


Figura 4.16: Potencia eléctrica y consumo para usos térmicos para la biomasa y previsiones del PER. Fuente IDAE

Finalmente según el informe “La Energía en España 2008” el consumo de energía final de biomasa y residuos en los años 2007 es de 4.708 ktep, para 2008 de 5.151 ktep. Asimismo este informe señala que la potencia eléctrica de biomasa instalada en España en 2008 es de 797 MW.

b) Recurso disponible y pronóstico de la biomasa en España.

En España, los recursos potenciales de biomasa calculados en el Plan de Energías Renovables (PER) se sitúan en torno a los 19.000 ktep, de los cuales, más de 13.000 ktep corresponden a biomasa residual y casi 6.000 ktep a cultivos energéticos. La siguiente tabla hace referencia al inventario de estos recursos. Un análisis somero del consumo de biomasa por tipo de recurso empleado como combustible revela una gran utilización de los residuos de industrias forestales y agrícolas con relación a otros tipos de recurso como los residuos forestales, agrícolas, o los cultivos energéticos, todavía inéditos en nuestro país. Se observa que el potencial es particularmente importante en Castilla y León, Andalucía y Castilla La Mancha. El potencial total de la biomasa calculado en España alcanza 17.386 ktep. Esto supone un potencial energético 3 veces superior al actualmente aprovechado en biomasa térmica.

Comunidad Autónoma	Residuos aprovechamiento forestal	Residuos cultivos agrícolas	Residuos industria forestal	Residuos industrias agroalimentarias	Cultivos energéticos herbáceos	Cultivos energéticos leñosos	Total
Andalucía	124.380	1.419.700	117.120	245.868	713.000	348.828	2.968.896
Aragón	98.058	815.860	39.326	3.281	381.907	334.392	1.672.824
Asturias	34.238	4.650	30.184	0	0	0	69.072
Baleares	0	35.120	17.523	315	0	0	52.958
Canarias	0	5.050	22.463	0	0	0	27.513
Cantabria	25.823	1.830	9.923	0	0	0	37.576
Castilla-La Mancha	113.156	1.333.990	57.125	21.615	927.357	202.866	2.656.109
Castilla-León	367.668	2.885.870	85.826	666	1.350.821	349.624	5.040.475
Cataluña	92.340	734.840	146.525	10.725	165.519	111.488	1.261.437
Comunidad Valenciana	54.851	242.650	121.981	7.016	0	0	426.498
Extremadura	134.338	445.300	10.327	15.791	205.129	178.811	989.696
Galicia	220.461	187.620	205.016	0	0	0	613.097
La Rioja	12.454	129.140	9.440	190	23.118	0	174.342
Madrid	12.991	108.510	38.500	1.345	73.722	23.218	258.286
Navarra	19.302	342.640	23.610	409	141.003	53.956	580.920
País Vasco	34.239	95.410	107.822	18	55.591	0	293.080
Región Murcia	29.129	81.820	23.412	1.293	20.466	107.747	263.867
TOTAL	1.373.428	8.870.000	1.066.123	308.532	4.057.633	1.710.930	17.386.646

Fuente: La Biomasa en el PER 2005-2010. Estado Actual y perspectiva inmediata

Según indican los datos ofrecidos, el mayor recurso disponible proveniente de biomasa es el residuo generado en los cultivos agrícolas y las Comunidades Autónomas con mayor potencial de recursos provenientes de la biomasa son Castilla y León, Andalucía y Castilla La Mancha, las cuales se beneficiarían del 61% del total de la biomasa disponible en España.

Tabla 4.7: Recursos disponibles para la biomasa por comunidades autónomas en tep. Fuente PER 2005-2010.

Si nos fijamos en el informe elaborado por Greenpeace Renovables 2050⁵⁶, vemos que este recurso tiene potencial para cubrir el 50% de demanda eléctrica peninsular prevista para 2050, alcanzando su techo con 141,47 TWh eléctricos y una potencia instalada máxima de 19,46 GW. Así mismo destacan comunidades como Andalucía, Cataluña, Valencia y Madrid, es decir, las comunidades con mayor edificación de España por su alto porcentaje de potencia instalable para generación eléctrica.

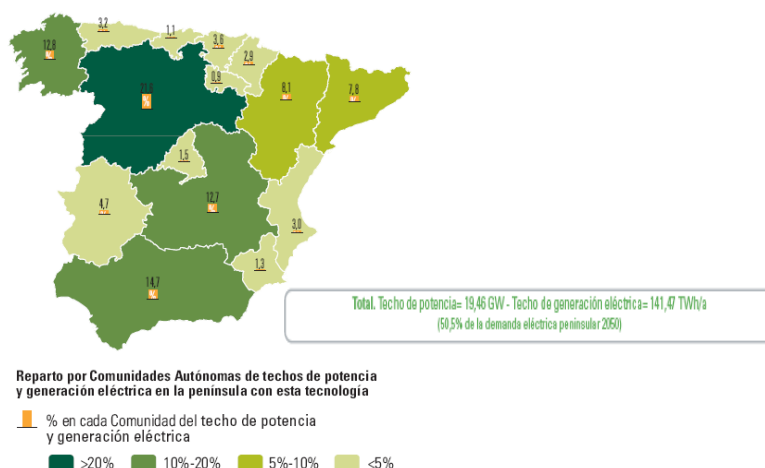


Figura 4.17: Máximas potencias y generación eléctrica explotable por Comunidades Autónomas para la energía de biomasa. Fuente Greenpeace

⁵⁶ <http://www.greenpeace.org/espana/reports/informes-renovables-2050>

c) Factores que afectan a la explotación del recurso, diferentes a los económicos (políticos, sociales, impacto medioambiental, contaminación, etc.).

Factores que pueden favorecer el desarrollo:

- El desarrollo de un mercado desarrollado de logística de biomasa, así como una mayor disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.
- La concesión de primas a la co-combustión podría impulsar esta tecnología.
- El desarrollo de normativas y reglamentos específicos para el uso de biomasa térmica doméstica como la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. En este último se concreta, entre otros aspectos, el régimen económico de la generación eléctrica con biomasa, en el que se incluyen incentivos para la venta de la electricidad producida en el mercado eléctrico.
- El uso energético de la biomasa supone una actividad altamente beneficiosa para el medio ambiente puesto que disminuye el riesgo de incendios y plagas ambientales derivados de la gestión de los residuos de industrias agrícolas y forestales.
- El balance de CO₂ será cuanto menos neutro, al emitirse a la atmósfera una cantidad de carbono equivalente (o inferior) a la fijada por la biomasa durante su formación.
- Baja peligrosidad, debida principalmente a la composición en cantidad prácticamente inapreciable en la que se encuentran presentes en cantidades prácticamente inapreciables elementos como el azufre o el cloro en la biomasa.

Factores que pueden afectar negativamente a su desarrollo:

- La falta de un marco legislativo y de ayudas, que impulse definitivamente la biomasa.
- La existencia en algunos casos de usos alternativos para la biomasa, resulta una barrera importante.
- La disponibilidad limitada del recurso debido a la estacionalidad propia de su producción, y a la condición de recurso local de la biomasa (debido al encarecimiento provocado por el transporte del mismo a largas distancias), hacen de la biomasa un recurso con limitaciones inherentes a su naturaleza.
- En el caso de los cultivos energéticos, los altos costes comprometen su rentabilidad estando estas actividades aún en fase de demostración.
- La competencia con otros combustibles, debido a su coste superior respecto a instalaciones similares alimentadas con estos, así como al bajo rendimiento térmico de la biomasa respecto a las instalaciones convencionales.

4.3.2.4. Recursos de carbón en las cuencas españolas

a) Situación actual de la explotación de carbón y producción energética

Según el Informe “Memoria 2008” de Carbunión⁵⁷ en el año 2008, la producción de carbón nacional ha sido de 10.2 millones de toneladas.

⁵⁷ Carbunión. Federación Nacional de Empresas de Minas de Carbón.
<http://www.carbunion.com/memoria.php?cat=MEMORIA%202008>

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN

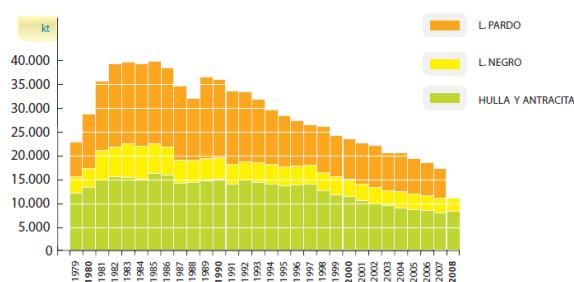


GRÁFICO 10

Figura 4.18: Evolución de la producción nacional de carbón. Fuente: Carbunión.

PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN EN EL AÑO 2008 POR PROVINCIAS

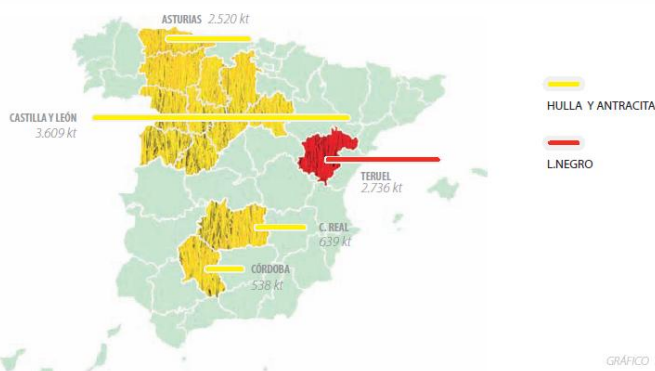


GRÁFICO 11

Figura 4.19: Producción nacional de carbón en 2008 por provincias. Fuente: Carbunión.

De este total se ha extraído 7,3 millones de toneladas del denominado “Hard Coal”, que en España engloba las Hullas y Antracitas de León, Asturias y las cuencas del Sur de Puertollano y Córdoba. Completa la producción total otros 2,88 millones de toneladas de lignito negro (que se conoce en el resto de Europa como hulla sub-bituminosa) cuya producción está sólo concentrada en la Comunidad Autónoma de Aragón, ya que a finales de 2007, cerró la única explotación de este tipo de carbón que había en Cataluña. Se cerraron también a finales de 2007 las explotaciones de lignito pardo de Galicia, que correspondían a las Minas de Puentes de García Rodríguez y a Lignitos de Meirama, cuya producción de las dos minas ascendió en su último año a 6,1 millones de toneladas de un carbón con un poder calorífico de unos 1800 Kcal/Kg. En las anteriores figuras se muestra la evolución de la producción nacional de carbón y su localización por provincias respectivamente.

Respecto a la generación eléctrica producida con carbón, ha venido disminuyendo en términos relativos de manera continua y progresiva debido al fuerte aumento de las energías renovables y del uso del gas natural para la generación eléctrica, aunque la producción eléctrica ha ido aumentando año a año. La producción pasó de 66.000 GWh en 2006 a 72.000 GWh en 2007. En 2008, se ha reducido sensiblemente la contribución del carbón a la cobertura de la demanda, produciendo 50.000 GWh que suponen un 17% del total. La causa principal de este descenso, fue la entrada en vigor de la Directiva GIC⁵⁸ y los trabajos de puesta en marcha de varias instalaciones de desulfuración, que afectaron a las horas de funcionamiento de las centrales por limitaciones medioambientales.

⁵⁸ Directiva Grandes Instalaciones. Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23/10/2001.

En definitiva si el carbón venía contribuyendo al mix eléctrico español con un 26,02% en 2003, con un 25,32% en 2007, en el año 2008 esta participación ha descendido al 16,95% del total. Según el informe de “Energía 2008”, la generación de energía eléctrica a partir de carbón ha pasado de consumir 17.000 Tep de carbón en 2007 a 11.000 Tep en 2008.

Dentro de la potencia instalada hay que mencionar la planta de gasificación de Puertollano, con 335 MW que produce electricidad por turbina de gas de ciclo combinado a partir de gas de síntesis. Esta planta incluye desde 2003 una unidad de producción de hidrógeno.

b) Recursos totales de Carbón y perspectivas del sector

Los datos sobre recursos de carbón de las cuencas españolas proceden del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón, actualizado por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), en 1985. A partir de aquella fecha no se ha realizado ninguna actualización general, aunque sí se han realizado cubricaciones parciales. En cualquier caso, se pueden tener en cuenta sólo las que mantengan los criterios del Inventario, ya que, de otro modo, los datos perderían homogeneidad.

Para realizar la cubicación de los recursos se efectuó una división general del territorio nacional en 13 zonas principales, según criterios geográficos y geológicos. Estas zonas fueron:

1. Zona Asturias I o Cuenca del Narcea.
2. Zona Asturias II o Cuenca Central Asturiana.
3. Zona Asturias III o Cuencas Adyacentes.
4. Zona Villablino.
5. Zona de El Bierzo.
6. Zona Norte de León.
7. Zona Guardo – Barruelo.
8. Zona Suroccidental.
9. Zona de Teruel.
10. Zona Pirenaica.
11. Zona de Baleares.
12. Zona de Lignitos Pardos.
13. Otras cuencas españolas.



Figura 4.20 Localización de recursos carboníferos en España. Fuente IGME

En las siguientes tablas se muestra para los recursos de carbón, explotados en minería subterránea y a cielo abierto, para cada una de las zonas de explotación españolas, la estimación del tonelaje de recurso muy probable, probable posible e hipotético.

Clase de carbón	Zona	Tonelaje teórico	Coeficiente reductor	Tonelaje explotable				
				Total	Muy probable	Probable	Posible	Hipotético
Antracita	Asturias I	131.535.484	0.49	64.452.387	11.248.714	8.397.458	9.354.988	35.451.227
Hulla	Asturias II	2.484.673.000	0.36	895.089.000	163.345.000	139.088.000	127.418.000	465.238.000
	Asturias III	491.991.170	0.54	263.984.150	30.896.982	32.658.494	34.003.475	166.425.199
	El Bierzo	1.124.705.672	0.49	551.194.703	62.745.693	48.593.242	47.307.959	392.547.809
Hulla	Villablino	850.594.239	0.52	444.037.405	49.557.299	36.293.098	36.052.071	322.134.937
Antracita	N. de León	909.737.435	0.40	361.238.787	59.686.651	47.583.618	38.869.310	215.109.213
	Guardo-Barruelo	1.359.971.775	0.47	637.715.229	28.509.386	29.271.666	30.922.382	549.011.795
Antracita	S. de España	44.874.568	0.69	30.774.850	4.936.472	5.051.659	5.576.282	15.210.437
Hulla								
Total hulla y antracita		7.398.083.343	0.44	3.248.486.511	410.926.197	346.937.235	329.504.467	2.161.128.617
Lignito negro	Teruel	1.891.543.227	0.48	914.012.697	152.922.385	118.319.109	114.368.775	528.402.428
	Otras cuencas	183.538.914	0.68	124.806.462	8.044.687	10.801.070	10.667.448	95.293.257
	Pirenaica	281.137.486	0.53	147.747.564	21.537.969	15.762.577	14.893.019	95.533.999
	Baleares	43.933.209	0.54	23.819.947	18.859.876	1.465.956	765.856	2.728.257
Total lignito negro		2.400.152.836	0.50	1.210.386.670	201.364.919	146.348.712	140.695.098	721.957.941
Total carbón		9.798.236.179	—	4.458.873.181	612.291.116	493.285.947	470.199.565	2.883.086.558

Tabla 4.8: Resumen de recursos por zonas, de minería subterránea. Fuente IGME

La evolución de la utilización de este recurso como fuente primaria de energía no está muy clara. Aunque el consumo del carbón en España ha sido apoyado tradicionalmente por su carácter de reserva estratégica, su contribución a la autosuficiencia energética, la estabilidad de sus precios y la existencia de grandes reservas; la tendencia actual es la disminución de su participación en el consumo de energía primaria nacional. Varios estudios de prospectiva de generación eléctrica, recogidos en el documento de Greenpeace⁵⁹, y documentos tales como "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2007-2016"⁶⁰ o "Prospectiva de generación eléctrica 2030" de UNESA⁶¹, proyectan una disminución progresiva de la potencia instalada de plantas de producción eléctrica a partir del carbón, desde 11000 MW en 2008 hasta 8000 MW en 2016 con una generación de 4.000GWh. Estas previsiones admiten la incorporación de nuevas centrales de carbón supercríticas de hasta 2.400 MW y la introducción de técnicas de captura de CO₂.

Clase de carbón	Zona	Tonelaje teórico	Coeficiente reductor	Tonelaje explotable				
				Total	Muy probable	Posible	Hipotético	
Antracita	Asturias I	134.479.202	0,50	67.642.780	13.453.845	9.918.074	9.234.012	35.036.849
Hulla	Asturias II	2.504.185.000	0,37	914.601.000	165.735.000	146.108.000	133.423.000	469.335.000
	Asturias III	491.991.170	0,54	263.984.150	30.896.982	32.658.494	34.003.475	166.425.199
Antracita	El Bierzo	1.152.606.000	0,51	583.684.630	68.645.273	53.122.466	56.916.699	405.000.192
Hulla	Villabino	857.928.371	0,54	459.043.600	52.250.224	39.470.786	40.103.072	327.219.518
Antracita	Norte de León	943.506.979	0,41	383.053.637	76.145.928	51.292.523	39.048.026	216.567.160
	Guardo-Barruelo	1.360.051.908	0,47	639.237.735	28.850.519	29.457.912	31.073.329	549.855.975
Antracita	Suroccidental	268.707.630	0,62	166.075.714	95.843.678	16.707.186	35.470.854	18.053.996
	Hulla							
Total hulla y antracita		7.713.456.260	0,45	3.477.323.246	531.821.449	378.735.441	379.272.467	2.187.493.889
Lignito negro	Teruel	2.018.465.691	0,50	1.015.568.164	236.557.761	125.209.995	120.336.863	533.463.545
	Otras cuencas	133.538.914	0,68	124.806.462	8.044.637	10.801.070	10.667.448	95.293.257
	Pirenaica	299.923.216	0,54	161.709.156	24.154.969	15.981.577	15.103.019	106.469.591
	Baleares	65.815.128	0,62	40.629.929	23.210.530	2.765.956	11.925.186	2.728.257
Total lignitos negros		2.567.742.949	0,52	1.342.713.711	291.967.947	154.758.598	158.032.516	737.954.650
Lignitos pardos	Lignitos pardos	498.450.000	0,82	408.750.000	408.750.000	—	—	—
Total carbón		10.779.649.209	0,49	5.228.786.957	1.232.539.396	532.494.039	537.304.973	2.925.448.539

Tabla 4.9: Resumen de recursos por zonas, de minería subterránea y a cielo abierto con ratios < 20 (hullas y antracitas) y ratios < 15 (lignitos negros). Fuente IGME.

c) Factores que afectan a la explotación del recurso, diferentes a los económicos (políticos, sociales, impacto medioambiental, contaminación, etc.).

Factores que pueden favorecer el desarrollo:

- Contribuye a mantener la independencia energética. Constituyendo un nicho de producción propia disponible en caso de emergencia.
- Sus precios son más estables y ayuda a atenuar las situaciones de volatilidad.
- Es indispensable para mantener la actividad empresarial, el nivel de rentas y el empleo en las comarcas mineras. Constituyendo la industria básica de una serie de comarcas en las que, por su situación geográfica, es insustituible, y apoyando a los sectores agrario, forestal y turístico que, sin el sistema de rentas mixto que genera la minería, estarían igualmente abocados a desaparecer.
- Protegido por una planificación a largo plazo (a través de los Planes Nacionales de Reserva Estratégica por períodos de 7 años).
- El Gobierno, con el apoyo de las Autoridades Comunitarias, ha puesto en marcha importantes proyectos de investigación, para lograr la combustión limpia del carbón, lo que refuerza el mantenimiento de un nicho de producción propia. Proyectos entre los que

⁵⁹ El carbón en España un futuro muy negro. <http://www.greenpeace.org/espana/reports/09-06-12>

⁶⁰ <http://www.mityc.es/es->

ES/Documentacion/Publicaciones/Otras%20publicaciones/pansectelecrag20082016.pdf

⁶¹ http://www.unesa.es/informes_actualidad/prospectiva_generacion.pdf

destaca el que se desarrolla asociado a la Ciudad de la Energía en Ponferrada, con más de 250 millones de euros de Ayudas Europeas.

- La mayoría de las empresas que constituyen la Reserva Estratégica, están haciendo importantes inversiones para garantizar el acceso a nuevas reservas en el medio y largo plazo.
- El nuevo Plan del Carbón que se negocie para el periodo 2013-2020 debe tener como objetivo fundamental dar por concluida la reconversión de los últimos años y estabilizar la reserva estratégica. Tras las sucesivas reconversiones que el sector ha experimentado en los últimos años, no tiene sentido reducir su dimensión si se desea apostar por el mantenimiento de esta fuente de energía autóctona.

Factores que pueden afectar negativamente a su desarrollo:

- En los años 2007 y 2008 las empresas mineras no se beneficiaron de las espectaculares subidas de los precios, pero soportaron en sus costes el alza desmesurada de los combustibles y las demás materias primas. Actualmente la reducción del precio de la energía y el período de recuperación de los precios del carbón que hemos visto, requeriría implementar apoyos que garanticen su consumo a los precios actuales.
- Las ayudas deben disminuir año a año, dado el carácter decreciente de las ayudas, que es impuesto por el Reglamento Comunitario.
- El no restablecimiento del incentivo al consumo de carbón autóctono dentro de los costes reconocidos en las tarifas eléctricas. Esto provocará, que en la actual coyuntura no se producirá el consumo de carbón nacional y el conjunto del sistema de precios y ayudas dejará de funcionar.
- La deducción de la retribución de la energía eléctrica, del valor de los derechos de emisión asignados gratuitamente por el compromiso de consumo de carbón autóctono, supone un incumplimiento de las asignaciones prioritarias que pretende el Plan Nacional de asignación de Derechos de Emisión y puede volverse en contra del sector.
- La naturaleza actual de la explotación del carbón como recurso energético, es altamente contaminante, lo que supone una barrera importante para su mantenimiento, en el contexto actual de disminución de emisiones.

4.3.2.5. Energía Solar Fotovoltaica

a) Potencia instalada de energía solar fotovoltaica y su evolución.

Según datos oficiales de la Comisión nacional de Febrero 2009, la potencia instalada en España a finales de 2008 sumarían, al menos, 2.661 MW, calculados a partir de las facturas enviadas a la CNE de las 43.592 instalaciones fotovoltaicas que existen en nuestro país.

En un análisis más detallado por comunidades de la potencia instalada, destaca Castilla-La Mancha con cerca de 700 MW, y en menor medida (300 MW) Castilla y León, Extremadura, Andalucía y Murcia. Por otra parte cabe destacar la elevada proporción potencia/ habitante de las comunidades de: Extremadura, Castilla La Mancha, Navarra y La Rioja. La siguiente figura muestra estos datos:

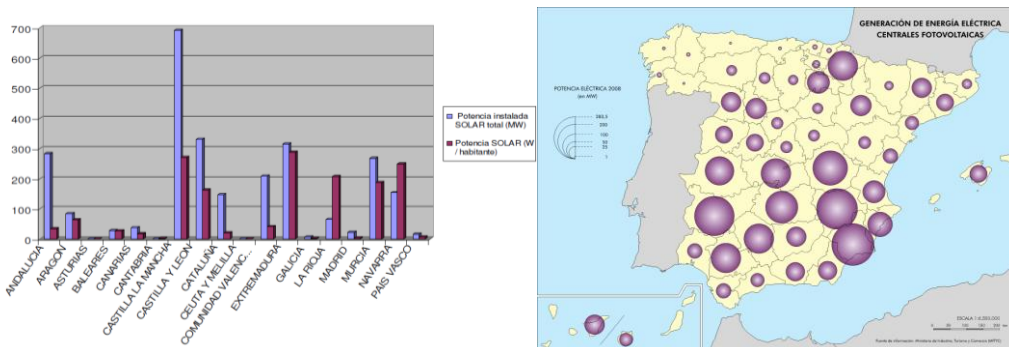


Figura 4.21: Potencia por comunidades autónomas de la potencia y por habitante en España de energía solar fotovoltaica. Fuente: Comisión Nacional de la Energía y MICYT.

Según conclusiones del informe de ASIF⁶², como consecuencia del Real Decreto 661/2007 y de la brusca reducción de precios de las células fotovoltaicas, el mercado fotovoltaico español ha experimentado un espectacular crecimiento, del orden del 450% en 2007. Con ello se han superado los objetivos de potencia marcados por el PER con dos años de adelanto y se ha quedado obsoleto el marco regulatorio establecido por el RD 661/2007.

En la siguiente gráfica se ilustra el comportamiento de la potencia fotovoltaica instalada (de tipo aislada e integrada) en España. En ella cabe destacar la desviación entre las previsiones realizadas por el PER y el comportamiento real del mercado, llegando a una potencia instalada a finales de 2007 de 643 MW, recordemos que en 2004 la potencia instalada no llegaba a los 40 MW, dato suministrado al HyWays junto con las previsiones del PER.

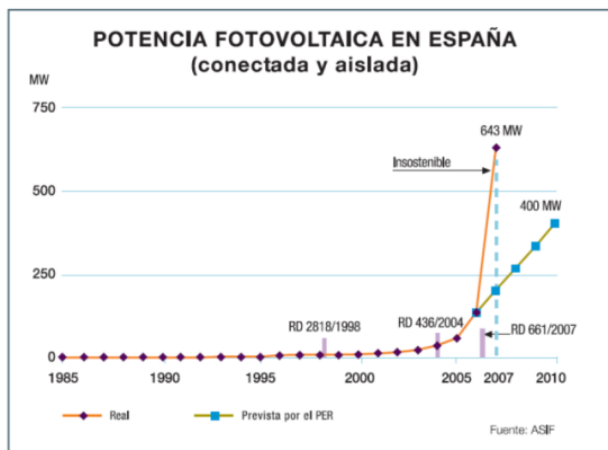


Figura 4.22: Evolución de la potencia fotovoltaica total en España. Fuente: ASIF.

La Secretaría de estado de energía, en su informe “La Energía en España 2008”, muestra unos datos de potencia instalada de energía fotovoltaica en España en 2008 de 3.331 MW, es decir, 8 veces más que lo previsto en el PER para 2010.

Con el fin de estabilizar, dar seguridad jurídica y garantías de continuidad a este mercado, se aprobó una nueva regulación en 2008, el RD 1578/2008. Este Real Decreto es una norma de transición que abarca hasta 2011, en espera de los cambios que deben producirse con la aprobación de la próxima Ley de Energías Renovables, la trasposición de la Directiva 2009/28/CE de energías renovables y el Plan de Energías Renovables 2011-2020. El RD 1578/08 establece un cupo de incremento de potencia máxima de unos 500 MW ampliable según el ritmo de instalación de potencia fotovoltaica hasta 2011, marcando una evolución de la implantación de esta tecnología más suave.

b) Perspectivas

El recurso solar disponible es altamente aleatorio y su cálculo se basa en medidas estadísticas hechas a lo largo del tiempo para crear un año meteorológico tipo. El siguiente mapa muestra una distribución de la irradiación horizontal, parámetro relevante en la energía fotovoltaica, basada en los cálculos de Greenpeace a partir de unos TMY adaptados, al no estar establecidos unos datos oficiales.

⁶² Asociación de la Industria Fotovoltaica. <http://www.asif.org/>

Gráfico 80 Distribución peninsular de la irradiación horizontal total anual de los TMY adoptados

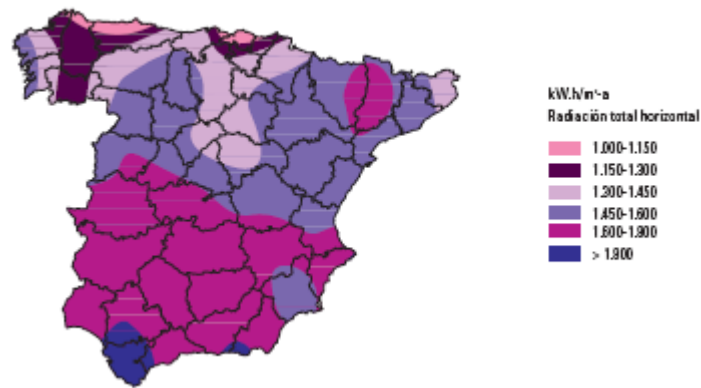


Figura 4.23: Irradiación horizontal anual. Los TMY usados han sido adaptados de TMY generados sintéticamente a partir de medias mensuales con el software CLIMAMED 1.3 del INETI (SWEC). Fuente: Greenpeace

La evolución de este sector de acuerdo al marco regulatorio existente, pronosticada por el ASIF y KPMG⁶³, se muestra en las siguientes gráficas, indicando los dos segmentos establecidos en el RD 1578/2008 (residencial y comercial). Contempla un cupo máximo de crecimiento anual total de 500 MW hasta 2011, y estima un incremento posterior en este crecimiento, gracias al cambio de regulación. Este escenario estima una potencia instalada total en España de 16.8 GW en el 2020.

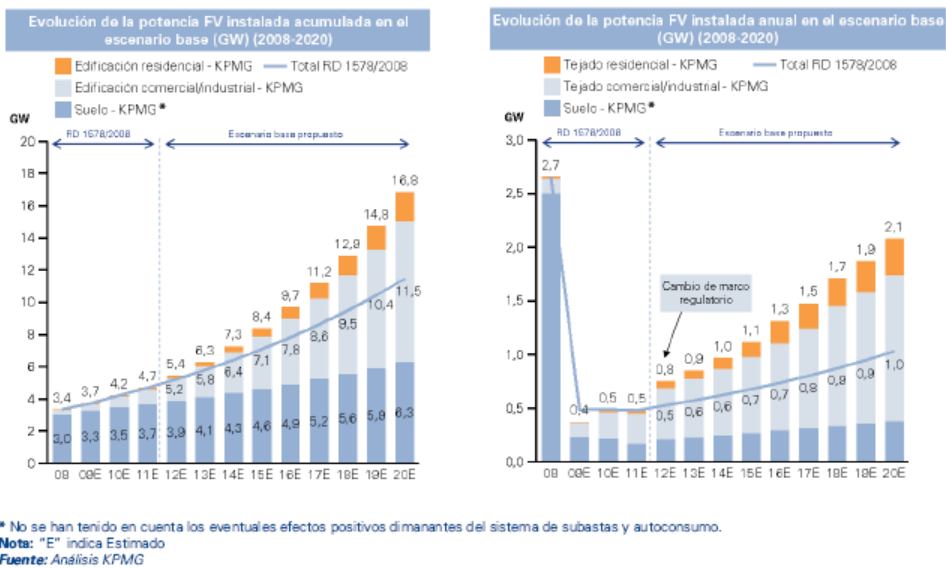


Figura 4.24: Escenario de evolución de potencia FV instalada acumulada y anual. Fuente: ASIF

En España, Greenpeace estima un potencial del recurso de energía fotovoltaica de tipo integrada máximo de 494,5 GW para el 2050, que podría satisfacer el 200% de la demanda eléctrica peninsular estimada para ese año.

⁶³ http://www.asif.org/files/2010_KPMG_Fotovoltaico_Conclusiones_Definitivo_15Ene.pdf

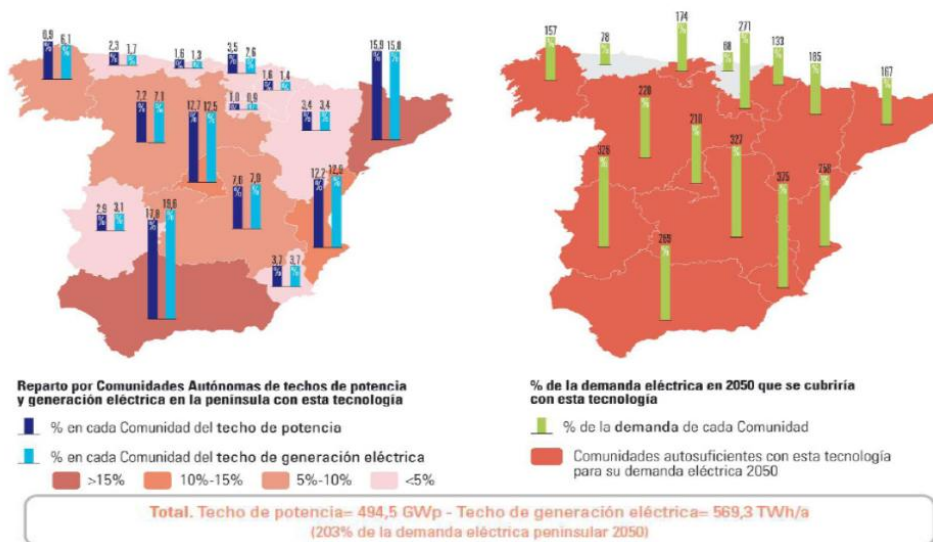


Figura 4.25: Reparto por Comunidades Autónomas de techo de potencia, generación eléctrica para la energía de biomasa y previsión del porcentaje de la demanda eléctrica satisfecha en 2050.
Fuente: Greenpeace

En estos gráficos se indica tanto el máximo de potencia instalable como el máximo de energía producida por comunidad autónoma. Destaca en estos porcentajes las comunidades de Andalucía, por su alta irradiación solar, y Cataluña, Valencia y Madrid, principalmente por su alto nivel de edificación.

Cabe destacar que en el resto de comunidades, especialmente las del sur peninsular, se alcanzan potenciales hasta tres veces superiores de los necesarios para el autoabastecimiento.

c) Determinación de los factores que afectan a la explotación del recurso diferentes a los económicos (políticos, sociales, impacto medioambiental, contaminación, etc.).

Factores que puedan favorecer el desarrollo:

- El desarrollo de nuevas tecnologías de los módulos así como en la infraestructura de la instalación facilitará el rápido crecimiento de la potencia instalada fotovoltaica, si bien requerirá un marco legislativo estable a largo plazo.
- El aumento del mercado fotovoltaico está provocando el desarrollo de una economía de escala para la fabricación de sus componentes de manera que los precios de los distintos componentes pueden seguir descendiendo rápidamente.
- Un cambio de paradigma en la gestión de la energía, de un modelo energético centralizado a uno distribuido, donde los puntos de producción estén próximos a los puntos de consumo.
- Las instalaciones sobre cubierta se están beneficiando de unas tarifas mayores al no haber potencia suficiente solicitada como para hacer disminuir las tarifas, al contrario que con las instalaciones en suelo.
- La aplicación del código técnico de la edificación que impone la instalación de una potencia mínima de energía fotovoltaica para algunos tipos particulares de edificios, en función de la superficie construida.
- Para la tecnología solar fotovoltaica existirá un proceso acelerador de evolución por posible autoconsumo a partir del momento de “Grid Parity”, es decir, cuando el coste del kWh proveniente de la red sea igual al del producido por dicha tecnología.

Factores que puedan afectar negativamente a su desarrollo:

- El coste de inversión en I+D de la tecnología fotovoltaica y el fin de la curva de aprendizaje de esta tecnología (imposibilidad de aumentar sensiblemente rendimientos de célula) pueden ser un obstáculo en la implantación de esta tecnología.
- Uno de los inconvenientes de esta tecnología, es la variabilidad de su producción energética. De no desarrollarse sistemas de gestión energética para su integración en la red eléctrica, se dificultará el desarrollo a gran escala de esta tecnología.
- La existencia actual de una situación de incertidumbre importante debida al fin del plan de energías renovables 2005–2010 y a la falta de la publicación de una nueva regulación para el periodo de 2010-2020.
- La complejidad administrativa creada por las empresas eléctricas, administraciones centrales y autonómicas. Por otra parte, la limitación de potencia anual instalada supone que la correcta tramitación de una instalación sea, hoy en día, la diferencia entre viabilidad o fracaso de un proyecto.
- Durante estos últimos años debido a la gran proliferación de instalaciones fotovoltaicas de grandes dimensiones en España, algunos sectores de la población han criticado la situación de especulación y de tarifas excesivas de una tecnología hoy en día económicamente no viable.
- El impacto medioambiental de las grandes instalaciones fotovoltaicas sobre el suelo es relativamente elevado, debido a las grandes superficies de terreno requeridas por MW.

4.3.2.6. Energía Termo Solar:

En este apartado tenemos que diferenciar dos tecnologías, la energía termoeléctrica, más desarrollada en lo que se refiere a tecnología y potencia instalada, y la energía solar térmica cuyos reactores a alta temperatura 1500 – 2000 °C permiten obtener hidrógeno por medio de ciclos termoquímicos.

a) Potencia instalada en España.

La Asociación Española para la Promoción de la Industria Energética Termosolar⁶⁴, mantiene un mapa actualizado con el potencial termo solar instalado tanto en operación (en rojo) como en construcción (en azul), elaborado con la información facilitada por los asociados. La situación prevista para finales de 2010 se presenta a continuación:

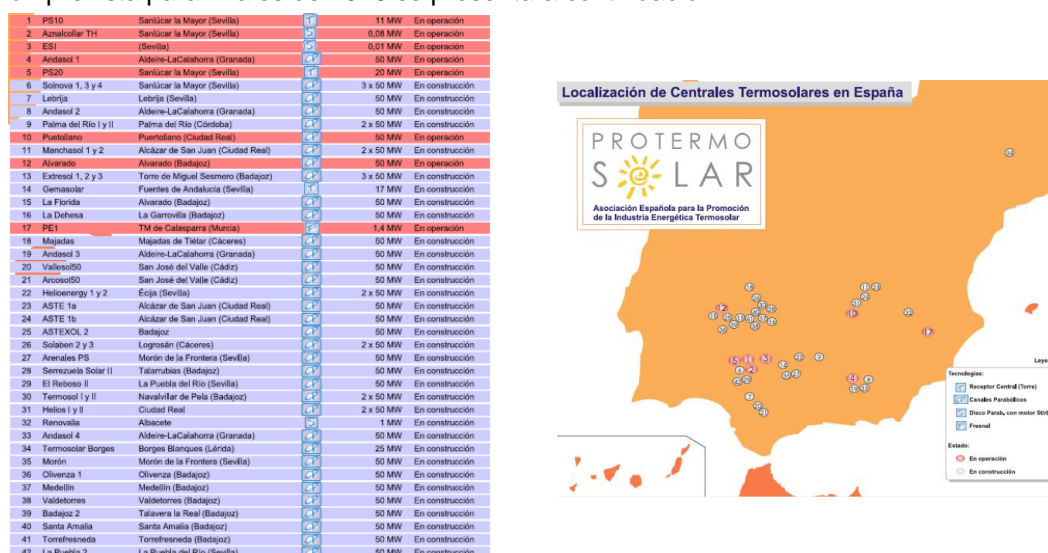


Figura 4.26: Localización y potencia de centrales termo solares en España. Fuente: Protermosolar.

⁶⁴ <http://www.protermosolar.com/>

El mapa muestra que el grueso de la potencia instalada y en construcción de España se sitúa en la zona Sur, donde las temperaturas y las horas de sol favorecen la viabilidad de estos proyectos.

En España existe una potencia instalada, según los datos facilitados, de 182,5 MW en funcionamiento en 2009 y unos 2.300 MW más en construcción, con lo que la implantación de esta tecnología está en ciernes de experimentar un fuerte crecimiento a corto plazo. Cabe destacar la predominancia de la tecnología de cilindro parabólico sobre las de torre central en los planes de construcción de instalaciones a corto plazo.

Por otro lado, en 2006 se inauguró una planta solar térmica en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), donde se evalúa un primer prototipo de 5 kW de potencia, capaz de obtener hidrógeno a partir de agua utilizando energía solar térmica de alta temperatura, con un rendimiento de alrededor del 50%. En ella se prueban las dos tecnologías solares térmicas existentes capaces de proporcionar la temperatura y energía que exigen los procesos químicos elegidos: la central de torre y los colectores disco-parabólicos. Actualmente no hay conocimiento de otras instalaciones similares a esta escala, aunque existen proyectos de estas tecnologías a nivel de laboratorio.

b) Recursos y Pronósticos de la evolución de la potencia instalada.

El recurso solar disponible es altamente aleatorio y su cálculo se basa en medidas estadísticas hechas a lo largo del tiempo para crear un año meteorológico tipo. El siguiente mapa muestra una distribución de la irradiación normal directa, parámetro relevante en la energía termo-solar, basada en los cálculos a partir de los TMY usados por Greenpeace, al no estar establecidos unos datos oficiales.

Gráfico 79 Distribución peninsular de la irradiación normal directa anual de los TMY adoptados

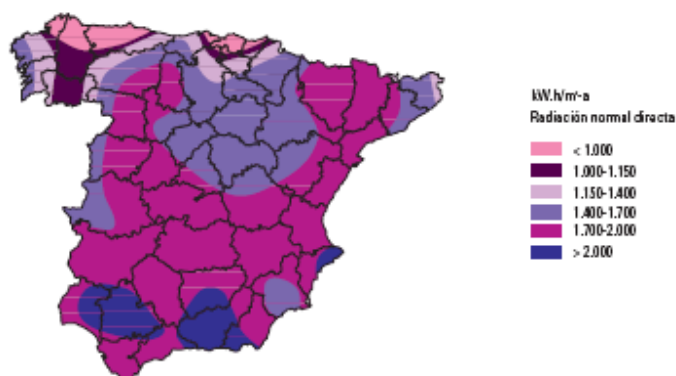


Figura 4.27: Irradiación normal directa anual. Los TMY (años meteorológicos tipo) usados has sido adaptados de TMY generados sintéticamente a partir de medias mensuales con el software CLIMAMED 1.3 del INETI (SWEC). Fuente: Greenpeace

Según el Informe “2020 pasos firmes contra el cambio climático”⁶⁵, en el caso de España, se prevé un desarrollo del parque solar termoeléctrico que alcanzará los 335 MW para 2010 y los 2.800 MW para el año 2015.

Al comparar estas previsiones con las tendencias actuales se observan discrepancias, ya que en 2009 existen apenas 185 MW instalados en la península. Sin embargo las previsiones para 2015, pueden resultar demasiado conservadoras, habida cuenta que para finales del año 2013 la Asociación Española para la Promoción de la Industria Energética Termo solar, tiene prevista la puesta en marcha de 2400 MW además de los 185 MW instalados ya (siguiendo este ritmo se puede estimar 3400 MW de potencia en 2015). Todo esto muestra un crecimiento acelerado del parque termoeléctrico español.

⁶⁵ <http://www.greenpeace.org/espana/reports/solar-termoelectrica-2020-pas>

Año	España MW	MWh	tCO ₂	Mercado en M \$ EE.UU.	Empleos exc. fabricación
2002	0	0	0	0	0
2005	60	150.000	90.000	150	790
2010	335	1.237.500	742.500	207	1.300
2015	1.145	2.862.500	1.717.550	341	2.600
2020	2.645	6.612.500	3.967.500	423	3.900
Total 2000 a 2020				4.579	

Tabla 4.10: Previsiones para el 2010 de potencia y producción solar termoeléctrica del escenario 2002-2020 Fuente: Greenpeace-Estia

El aumento de disponibilidad de las centrales debido al mayor uso de tecnologías eficaces de almacenamiento favorecerá un aumento de la cantidad de electricidad generada con la misma capacidad instalada. El resultado, según este estudio, es que para el 2040 más del 5% de la demanda eléctrica mundial podría satisfacerse con energía solar térmica.

Si nos fijamos de nuevo en el estudio realizado para Greenpeace, Renovables 2050 estima un posible potencial del recurso de energía solar termoeléctrica con un máximo de potencia instalable de 2.739 GW, lo que nos cubriría, con un factor de 35, el total de la demanda eléctrica estimada para 2050. El siguiente mapa muestra su distribución por comunidades autónomas. En este sentido, destacan las siguientes Comunidades Autónomas: Castilla León, Castilla La Mancha, Andalucía y Aragón es decir, las comunidades con mayores zonas disponibles para este tipo de instalaciones. Asimismo en la figura se destacan las comunidades con capacidad suficiente para abastecer la demanda eléctrica del conjunto de la península. Como principal conclusión cabe resaltar que todas las comunidades autónomas poseen un potencial suficiente para autoabastecerse con esta energía, y que solo las comunidades autónomas más pequeñas, como Madrid, carecen de potencial para abastecer las necesidades eléctricas del conjunto de la península, aun siendo autosuficientes.

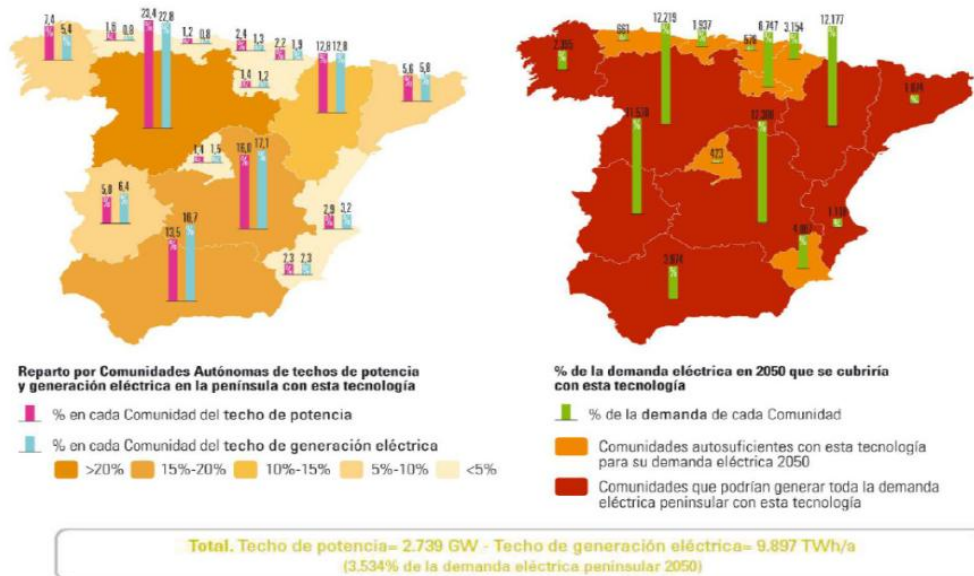


Figura 4.28: Reparto por Comunidades Autónomas de techo de potencia, generación eléctrica para la energía solar termoeléctrica y previsión del porcentaje de la demanda eléctrica satisfecha en 2050. Fuente Greenpeace.

c) Determinación de los factores que afectan a la explotación del recurso, diferentes a los económicos (políticos, sociales, impacto medioambiental, contaminación, etc.).

Factores que puedan favorecer el desarrollo:

- La posibilidad de acumulación de energía, lo que permite una cierta modulación de su curva productiva a la curva de demanda, especialmente para ayudar a cubrir la punta del anochecer. Actualmente las centrales solares termoeléctricas ofrecen un abanico de

opciones de integración con almacenamiento térmico (plantas de torre central) o con hibridación (utilizando ciclo combinado de gas natural).

- Este tipo de energías poseen un gran potencial de reducción de costes, con importante contribución de I+D, debido a su estado de desarrollo.
- La característica de limitados periodos de operación de los receptores solares podría ser solventada con el desarrollo y perfeccionamiento de sistemas de almacenamiento energético, térmico o incluso basado en el hidrógeno, impulsando la implantación de estas tecnologías, al aumentar la capacidad efectiva de la planta así como mejorando su integración en la red eléctrica.

Factores que puedan afectar negativamente a su desarrollo:

- Actualmente aún se carece de tecnologías óptimas para generación directa de vapor, lo cual sigue siendo un freno importante.
- Las opciones libres de CO₂, es decir sin ciclo combinado acoplado, requieren sistemas baratos de almacenamiento térmico, no obstante sigue siendo un desafío tecnológico por resolver.
- Aún se percibe con una opción tecnológica arriesgada, al mismo tiempo que la mayor parte de las tecnologías de este tipo todavía requieren un desarrollo de su economía de escala.
- Uno de los inconvenientes de esta tecnología, es la variabilidad de su producción energética. De no desarrollarse sistemas de gestión energética para su integración en la red eléctrica, se dificultará el desarrollo a gran escala de esta tecnología.
- La tecnología solar termoeléctrica sin hibridación es una energía limpia sin emisiones contaminantes ni ruido, no obstante actualmente se le acoplan centrales de ciclo combinado para elevar su rentabilidad.
- La competencia con el uso del terreno para otras actividades; dado que las características requeridas de las áreas de implantación para dichas instalaciones son: alta radiación solar anual, grandes superficies y acceso a agua, entra en competencia directa con los usos agrícolas del terreno.
- Impacto visual de las instalaciones de torre central debido a las dimensiones de torre y a la convergencia de los distintos haces de luz en esta, con implicaciones para la fauna de insectos locales.
- El actual momento de transición en la legislación de retribución económica, y los rápidos cambios que se han producido en ésta durante los últimos meses, han podido hacer que la percepción de estos proyectos como inversión segura se resienta.

4.3.2.7. Energía Eólica

a) Reparto y evolución de potencia instalada de energía eólica

Según datos oficiales del CNE (Febrero 2009), la potencia instalada en España de energía eólica a fin de 2008 alcanzaba los 16.740 MW. En la siguiente figura se muestra la distribución de esta potencia de la energía eólica por comunidades autónomas en valor absoluto y respecto a la potencia por habitante. Cabe destacar los elevados valores de potencia instalada de Castilla la Mancha, Galicia y Castilla y León, y en menor medida los de Aragón y Andalucía. Por otra parte se debe destacar la elevada proporción potencia/ habitante de las comunidades de: Navarra, Castilla la Mancha, y La Rioja, Castilla la Mancha, Castilla y León, Aragón y Galicia.

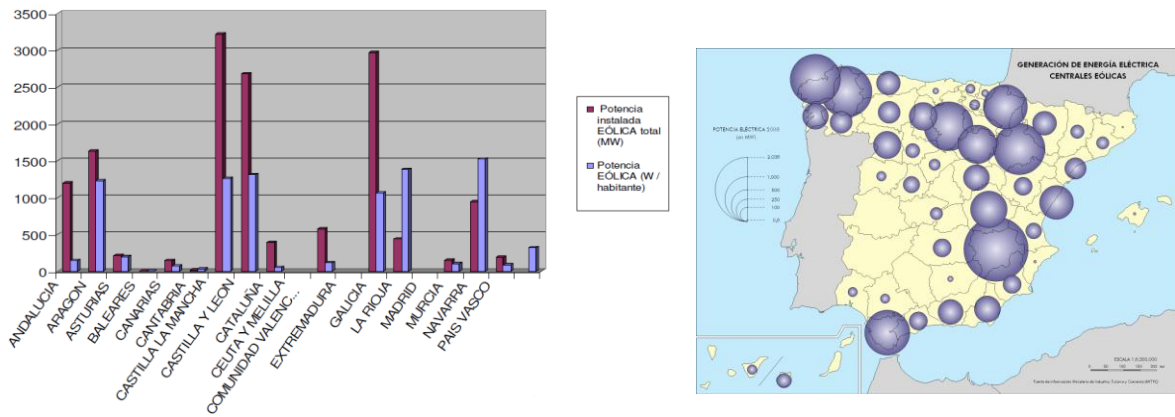


Figura 4.29: Potencia total eólica instalada y por habitante de CCAA. Fuente: CNE y MICYT

En la figura siguiente se muestra la evolución anual de la potencia en las distintas Comunidades Autónomas. Cabe señalar el año 2007 como uno de los momentos de mayor instalación de potencia en España, particularmente en las comunidades autónomas de Castilla La Mancha, Castilla y León y Aragón.

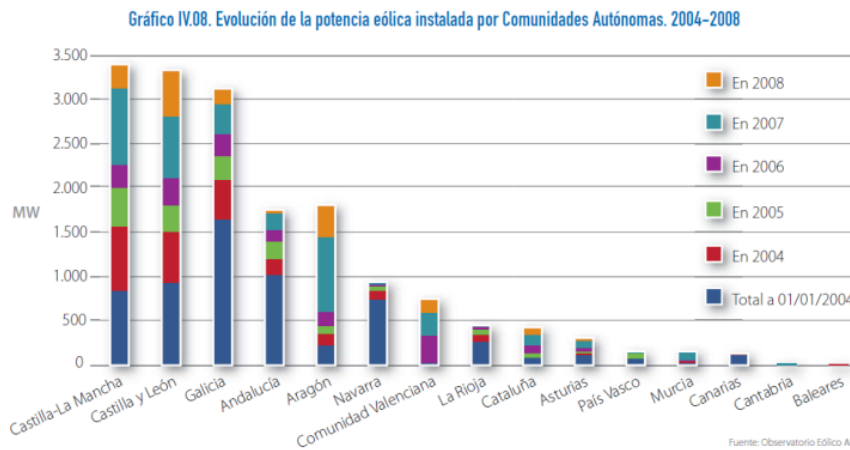
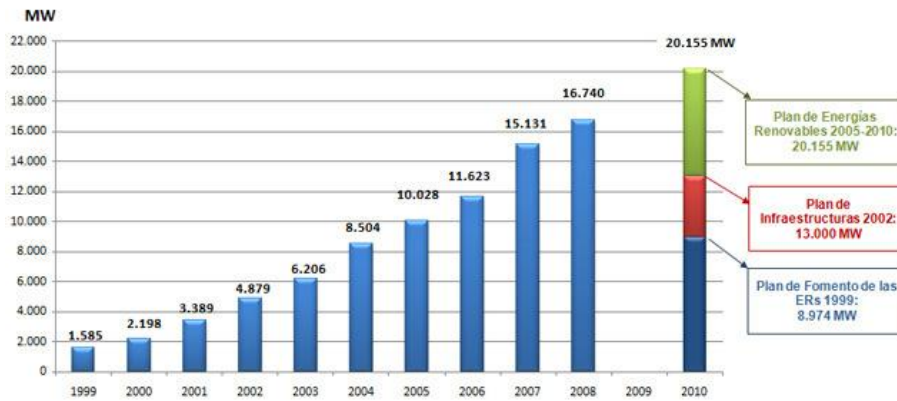


Figura 4.30: Evolución de Potencia por comunidades autónomas. Fuente: AEE.

En 1999, el gobierno español fijó como objetivo para el 2010 alcanzar el 12% de consumo de energía total y el 29% de electricidad por medio de fuentes de energía renovable. La directiva de la Unión Europea de 2001 estipula que para antes de 2010, al menos 29.4% del consumo bruto de la electricidad debería satisfacerse por fuentes renovables. En 2005, el gobierno español también fijó la meta de que la capacidad instalada de la energía del viento del país alcanzase 20.000 MW antes de 2010. Estas medidas políticas justifican este crecimiento continuado y sostenido en el tiempo que se observa desde 1999, como se muestra en esta gráfica, hasta las previsiones del 2010.



Fuente: IDAE, CNE y AEE

Figura 4.31: Evolución de la potencia eólica acumulada y previsiones para 2010.
Fuente IDAE, CNE y AEE

b) Estimaciones sobre la evolución de la potencia instalada en España

Se espera que el mercado español de la energía del viento continúe su crecimiento constante, con una adición estimada de 1.600 MW al año. No obstante, el sector hará frente a dos desafíos significativos, la incertidumbre creada por la crisis económica y el marco regulador. El sector de energía eólica español está en proceso de alcanzar el objetivo del gobierno de los 20.000 MW eólicos antes de fin de 2010.

Otro factor que determina esta evolución es la disponibilidad del recurso natural. El viento en España es favorable, en velocidad y altura, para su aprovechamiento, si bien no existen datos oficiales sobre estadísticas representativas de estos valores a lo largo del año, existen muchos mapas de viento disponibles.

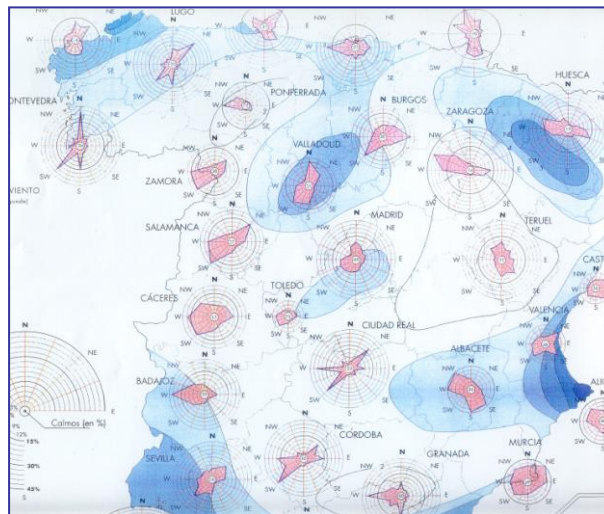


Figura 4.32: Recurso eólico y direcciones predominantes de viento.

La estimación por parte de la AEE de potencia instalada para 2020 es de 40 MW de tecnología eólica terrestre y 5 MW de tecnología eólica marina, lo que corresponde a un 30% del consumo eléctrico de España.

La estimación hecha por Greenpeace a más largo plazo (2050), establece un máximo de potencia instalable de 915 GW, lo que permitiría suministrar, con creces, la demanda eléctrica peninsular estimada para el 2050.

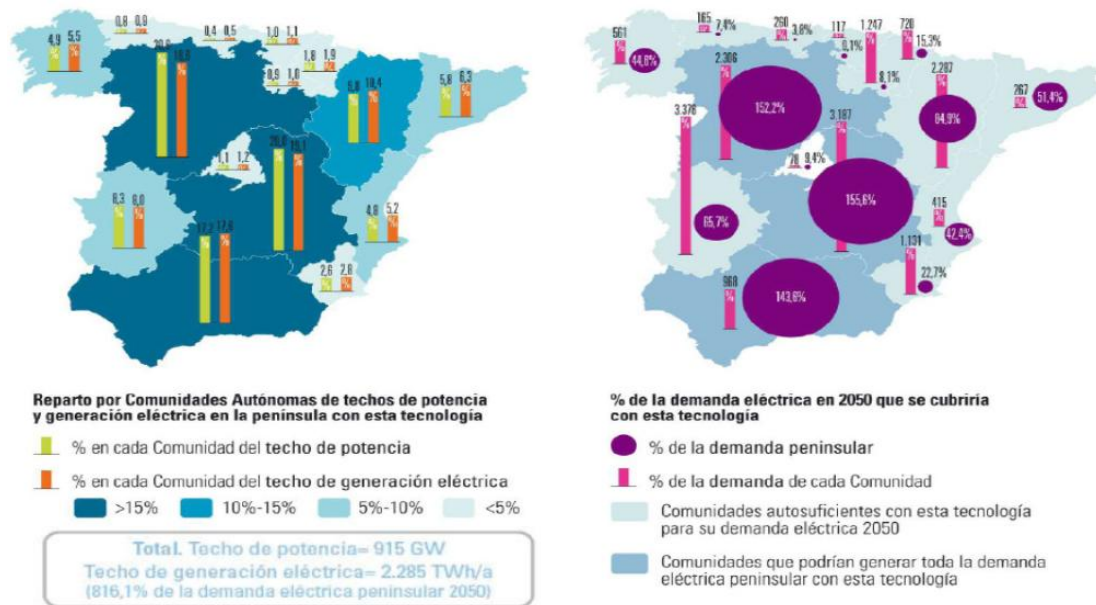


Figura 4.33: Reparto por Comunidades Autónomas de techo de potencia, generación eléctrica para la energía eólica terrestre y previsión del porcentaje de la demanda eléctrica satisfecha en 2050. Fuente Greenpeace.

En las anteriores figuras se indica tanto el máximo de potencia instalable como el máximo de energía producida por comunidades autónomas. Destacan las siguientes comunidades: Castilla La Mancha, Castilla León, Andalucía y Aragón, es decir, las comunidades con mayores zonas disponibles para este tipo de instalaciones.

De esta figura se desprende que todas las comunidades autónomas poseen un potencial suficiente para autoabastecerse con esta energía, a excepción de Madrid, y que además de Castilla la Mancha, Castilla León, Andalucía poseen potencial para abastecer las necesidades eléctricas del conjunto de la península.

c) Determinación de los factores que afectan a la explotación del recurso, diferentes a los económicos (políticos, sociales, impacto medioambiental, contaminación, etc.).

Factores que puedan favorecer el desarrollo:

- El desarrollo de la tecnología off-shore puede comenzar a partir de los numerosos proyectos internacionales en marcha, incrementando notablemente el potencial a instalar en energía eólica. Particularmente los retos tecnológicos más importantes para su desarrollo son:
 - Medidas de recursos eólicos marinos de España.
 - Desarrollo de la climatología oceanográfica: modelos de oleaje y viento
 - Diseño de cimentaciones y estructuras de soporte marinas.
 - Tecnologías específicas para la adaptación de los aerogeneradores al entorno marino que deben conllevar protección climática y muy alta resistencia y durabilidad en el medioambiente marino.
 - Cables submarinos y subestaciones eléctricas marinas.
 - Logística de las instalaciones marinas.
 - Infraestructuras científico-tecnológicas (banco de experimentación) en laboratorio y en campo para profundizar en el conocimiento del comportamiento de aerogeneradores y componentes.

- Desarrollo de nuevas tecnologías de mayores aerogeneradores, materiales de construcción, control así como la implementación de aún mayores economías de escala.
- Renovación del parque eólico más antiguo que, en general es el que se encuentra en los mejores emplazamientos eólicos. Esto supondría un incremento en la potencia y rentabilidad de las instalaciones muy importante.
- El desarrollo de medios de almacenamiento energético, como el hidrógeno, pueden suponer un impulso importante en el camino a la integración en la red eléctrica.
- El desarrollo del vehículo eléctrico o de pila de combustible, puede ayudar a dar salida a los picos de producción eléctrica por la producción eólica.
- Perfeccionamiento de sistemas de predicción meteorológicos para adelantar los niveles de la producción para la mejor integración de la energía eólica en la red.

Factores que puedan afectar negativamente a su desarrollo:

- La instalación de cierto nivel de potencia instalada, puede provocar una imposibilidad de integración con el sistema eléctrico español, debido a la variabilidad tan importante de producción. Esto provocaría que los parques eólicos debieran estar inactivos durante ciertos periodos a lo largo del año disminuyendo mucho su competitividad.
- Lo avanzado de su recorrido por la curva de aprendizaje y la madurez del mercado hace que la reducción de costes sea cada vez más difícil, haciendo más lento la marcha hacia la competencia directa con las energías renovables convencionales.
- La limitación del potencial eólico español así como la progresiva ocupación de los emplazamientos con recurso eólico más favorable, supone una dificultad cada vez mayor a la hora del desarrollo de proyectos de este tipo.
- El impacto medioambiental de las grandes instalaciones eólicas puede llegar a ser de cierta importancia debido a: las grandes superficies de terreno requeridas en zonas donde el recurso eólico sea importante, a la contaminación acústica que producen y los posibles daños a las aves. Estos emplazamientos se pueden encontrar en ocasiones muy próximos a entornos naturales protegidos. Asimismo en ocasiones se encuentran en zonas elevadas, de manera que su impacto visual puede ser destacable.
- El desarrollo de tecnologías off-shore, aún debe determinar el tipo de impactos ambientales que lleva asociados.

4.3.2.8. Energía de las Olas y mareas

a) Situación actual.

En España existe un alto potencial para el desarrollo de la energía marina en la costa cantábrica, la costa atlántica y las Islas Canarias. Actualmente existen diversas instalaciones experimentales, pero no pueden considerarse como potencia instalada. Comunidades como Cantabria, País Vasco, Galicia y Asturias están preparando ensayos sobre energía oceánica en nuestro país.

Del mismo modo, la caracterización de la energía de las olas es prácticamente inexistente en nuestro país, los datos disponibles sobre el potencial de este recurso se encuentran generalizados a nivel mundial.

Estas tecnologías no son todavía económicamente competitivas y requieren un mayor desarrollo, pero se espera que en el medio plazo lleguen a contribuir significativamente al mercado energético.



Figure 1: The highest wave activity (kW/m) is found between the latitudes of -30° and -60° on both hemispheres.



Figure 3: The tidal range in meters.

Figura 4.34: Actividad de las olas (kW/m) y rango de mareas en metros. Fuente: European Ocean Energy Association ⁶⁶

El marco regulatorio de la energía marina viene determinado por diversas leyes de las que deberíamos destacar el RD 661/2007, que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial e identifica en el grupo b.3 la energía ola motriz y mareomotriz, y el RD 1028/2007, que establece el procedimiento administrativo de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

b) Pronóstico

Según la APPA marina ⁶⁷, la potencia aprovechable de este recurso energético está estimado en más de 20.000 MW que contribuirían a la producción eléctrica nacional en el 2050.

El informe de Greenpeace ha incorporado unas estimaciones sobre este recurso debido a su alto potencial, si bien estas sean menos detalladas y fiables que otras tecnologías.

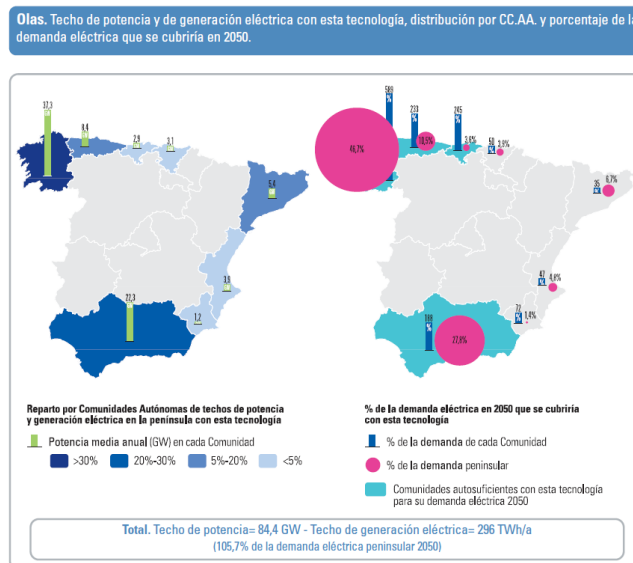


Figura 4.35: Reparto por Comunidades Autónomas del potencial desarrollable de potencia y generación eléctrica para la energía eólica marina y previsión del porcentaje de la demanda eléctrica satisfecha en 2050. Fuente: Greenpeace.

En la anterior figura se muestra el potencial del recurso de energía de las olas. Se indica tanto el máximo de potencia instalable (84 GW) como el máximo de energía producida por Comunidad Autónoma. Destaca en estos porcentajes las comunidades de Galicia, Andalucía y Cataluña, es decir, las comunidades en las que existe mayor potencial para obtener energía de las olas, así como con costas extensas para este tipo de instalaciones. Así mismo se

⁶⁶Ocean Energy: Position paper. http://www.eu-oea.com/euoea/files/ccLibraryFiles/Filename/000000000400/Ocean_Energy_IPCC_final.pdf

⁶⁷ <http://www.appa.es/08marina/08situacion.php#>

muestran las comunidades con capacidad suficiente para abastecer un porcentaje significativo del conjunto de la demanda eléctrica peninsular.

De esta figura se desprende que las comunidades autónomas de Galicia, Andalucía, Asturias, Cantabria y El País Vasco poseen un potencial suficiente que les permitiría autoabastecerse con esta energía en el 2050, y que además Galicia y Andalucía podrían poseer potencial para abastecer en un porcentaje significativo las necesidades eléctricas del conjunto de la península.

c) **Determinación de los factores que afectan a la explotación del recurso, diferentes a los económicos (políticos, sociales, impacto medioambiental, contaminación, etc.).**

Factores que puedan favorecer el desarrollo:

- El desarrollo de turbinas capaces de aprovechar las corrientes subacuáticas generadas por las mareas, en lugar de tener que levantar costosas presas. El hecho de no requerir presas, además de reducir el costo, reduce también el impacto ambiental de estas instalaciones. No obstante, de momento sólo existen prototipos capaces de aprovechar esas corrientes de marea.
- La energía del mar es limpia y renovable. Una vez construida la central, la energía es gratuita e inagotable, y no produce gases ni otros residuos.
- El factor de aprovechamiento de la energía disponible (producto entre el factor de ocupación y el rendimiento energético de los dispositivos) oscila entre 6-8%. Una mejora en la tecnología de aprovechamiento puede suponer un impulso importante por el potencial existente del recurso.

Factores que puedan afectar negativamente a su desarrollo:

- Ausencia de regulaciones y tarifas favorables y estables, que siguen poniendo freno al desarrollo de esta tecnología aun en su etapa experimental.
- En la actualidad, la vida útil de los sistemas se ve limitada porque todos los dispositivos existentes son sistemas prototipo. Esta vida útil puede estimarse en el entorno de 10 años, con lo que es necesario incrementar notablemente este periodo.
- Las dificultades técnicas y de durabilidad de las instalaciones, así como los elevados costes de inversión, debidos en parte al agresivo ambiente que las rodea hacen de los proyectos de estas características un reto tecnológico hoy en día no resuelto.
- Las instalaciones de energía marina pueden causar daños importantes al medio ambiente particularmente al medio marino de costas o estuarios.

4.3.3. Comparativa y comentarios del GAC

En este apartado se realiza una comparativa entre los datos de los recursos energéticos disponibles en España considerados por el HyWays y los datos analizados por los miembros del GAC.

En este sentido, cabe destacar que el HyWays considera como principales recursos energéticos disponibles en España para la producción de hidrógeno, la biomasa y el carbón.

- Respecto a la **biomasa**, el HyWays considera únicamente el potencial de biomasa forestal (ver *Figura 4.5: Potencia energético regional a partir de biomasa de madera*). Si se considera el análisis del potencial de biomasa existente en España según los datos del PER, este resulta mucho mayor, ya que tiene en cuenta las distintas fuentes de biomasa posibles: residuos de industria agroalimentaria, cultivos energéticos, biogás...

Según la Tabla 4.7, que hace referencia al inventario de recursos de biomasa disponible en España, el potencial de la biomasa en España proveniente de origen forestal y de residuos de la industria forestal es de 2.439.551 Tep, mientras que el resto de los recursos de biomasa tiene un potencial de 14.947.095 Tep, es decir 7 veces superior. Este potencial es

particularmente importante en Castilla y León y Castilla La Mancha, como contemplaba el HyWays, pero también en Andalucía.

Por tanto, el HyWays no ha tenido en cuenta que en España existen más recursos de biomasa de los que se han contemplado en el proyecto, es decir los de la biomasa forestal.

Este hecho puede deberse a que el HyWays haya utilizado un modelo estructural del recurso de biomasa genérico para todos los países europeos del estudio. De esta manera, es muy posible que se haya utilizado como referencia, el caso de los países nórdicos, donde la biomasa forestal es el recurso de mayor importancia, lo que ha originado que no se hayan tenido en cuenta otros tipos de biomasa presente en países de ámbito similar al español. Sin embargo, es de resaltar que la biomasa de origen forestal es el recurso de biomasa energética más relevante y de uso más desarrollado en España, junto con los residuos de industrias agroalimentarias.

- Respecto al **carbón** se observa algo parecido a lo mencionado en el punto anterior. En el HyWays sólo se ha considerado el potencial del carbón en España de origen lignítico (ver *Figura 4.6: Potencial energético del recurso carbón tipo lignito en España (MWh)*), por lo que no se ha tenido en cuenta el potencial carbonífero real de España. Analizando los datos de producción nacional de carbón, ofrecidos por Carbounión, se observa que en el año 2008, la producción de carbón nacional fue de 10.2 millones de toneladas de carbón denominado "Hard Coal". De esta producción, 7,3 millones de toneladas no tuvieron origen en las explotaciones de lignito y engloban las Hullas y Antracitas de León, Asturias y las cuencas del Sur de Puertollano y Córdoba. Solo 2,88 millones de toneladas de lignito negro (que se conoce en el resto de Europa como hulla sub-bituminosa), fueron extraídas en España, básicamente en la Comunidad Autónoma de Aragón, ya que a finales de 2007, cerró la única explotación de este tipo de carbón que había en Cataluña.

El hecho de que HyWays sólo haya tenido en cuenta el carbón de origen lignítico puede deberse a que los procesos de gasificado de carbón para la producción de hidrógeno emplean este tipo de carbón por ser de mayor calidad (tiene menor contenido de azufre), y por tanto más rentable. Teniendo esto en cuenta, el HyWays no sólo no ha subestimado los recursos de carbón español, sino que los puede haber sobreestimado debido a la importante caída en la producción de lignitos, a causa de los recientes cierres de explotaciones de este recurso en nuestro país.

- En cuanto a la **energía hidráulica** cabe resaltar que el HyWays suponía un desarrollo difícilmente alcanzable por motivos medioambientales y por la competencia con otros usos del agua. Asimismo, el HyWays considera la energía hidráulica como recurso para la producción de electricidad inyectada a la red, pero no como fuente aislada para la obtención de hidrógeno. A partir de los informes analizados por el GAC, puede confirmarse que a lo largo de los últimos años esta tecnología ha tenido un desarrollo lento y dominado por la construcción de plantas de menos de 10 MW, ya que se considera que son las que pueden ofrecer posibilidades de crecimiento, debido a la diversidad de caudales que aún son susceptibles de ser aprovechados con las nuevas tecnologías.
- El HyWays considera que la **energía solar termoeléctrica** tiene un gran potencial para su desarrollo gracias a la base tecnológica existente en España y a las condiciones favorables del recurso. En el momento del desarrollo del informe, la energía solar termoeléctrica aún se encontraba en fase precomercial en proyectos de demostración, por lo que España estaba lejos de los objetivos marcados por el PER para el 2010 (500 MW de capacidad instalada). Analizando los datos de potencial de energía solar termoeléctrica para España estudiados en el GAC, se observa que esta tecnología ha experimentado un rápido desarrollo y ofrece unas buenas perspectivas de reducción de costes. Actualmente en España existe una potencia instalada, según los datos facilitados, de 182,5 MW en funcionamiento en 2009 y unos 2.300 MW más en construcción, con lo que la implantación de esta tecnología está en ciernes de experimentar un fuerte crecimiento a corto plazo.

Por estas buenas perspectivas, en el HyWays se consideró la energía solar térmica (producción de hidrógeno por ciclos de ferritas) como recurso en sí mismo para la producción de hidrógeno a largo plazo. Pese a su rápido desarrollo, el GAC no considera que el recurso solar térmico, sea una opción tecnológica significativa en el corto o medio

plazo para la producción de hidrógeno en sus dos variantes (termoeléctrica y de producción de hidrógeno por ciclos de ferritas).

- La **tecnología fotovoltaica** es considerada en el HyWays como una fuente de energía particularmente favorable en España, que contribuirá a la producción de hidrógeno a través del mix eléctrico. En el momento del informe (2004) se considera que las barreras para su implantación eran la falta de incentivos para su instalación y lo complejo de los trámites para la conexión a red. Los recursos contabilizados en el proyecto indicaban una capacidad de producción fotovoltaica de 37 MWp/año en 2004 y una previsión de 400 MWp/año en 2010. Según los informes analizados por el GAC, como consecuencia del Real Decreto 661/2007 y de la brusca reducción de precios de las células fotovoltaicas, el mercado fotovoltaico español ha experimentado un espectacular crecimiento, del orden del 450% en 2007, obteniéndose unos objetivos ocho veces superiores a los marcados por el PER.

El GAC considera que esta tecnología tiene potencial en el medio y largo plazo para producir hidrógeno de forma descentralizada y a precios competitivos, extremo que el HyWays no llegó a considerar ya que sólo considera la energía fotovoltaica como parte del mix eléctrico, pero no como recurso energético en sí mismo para la producción de hidrógeno.

- El HyWays considera la **energía eólica terrestre** como un recurso de gran importancia en España debido al liderazgo español en potencia eólica instalada. Se consideraba un crecimiento continuado de la potencia instalada hasta alcanzar los 12.000 MW para 2010 o incluso hasta 20.000 MW para 2012. Como principal barrera para esta tecnología, el HyWays resaltaba su baja capacidad de transmisión de la red. Según los documentos analizados por el GAC, estas tecnologías se están desarrollando de forma continua y sostenida en el tiempo, y se espera que este crecimiento continúe de forma constante. Estas cuestiones junto con el progresivo abaratamiento de los costes de esta energía podrían suponer una oportunidad muy importante para la producción de hidrógeno eólico en España.

Hay que destacar, no obstante, que tanto su integración en la red eléctrica como la previsible retirada de las ayudas a esta energía en el medio plazo, sigue representando un desafío tecnológico y económico que puede suponer una amenaza a la rentabilidad de estas instalaciones.

- La implantación de la **energía eólica off-shore**, es aún testimonial en el caso de España según los informes estudiados por el GAC. No obstante actualmente existe una apuesta importante por esta tecnología, y existen proyectos de envergadura a nivel internacional, lo que sin duda favorecerá la disminución de sus costes en el futuro y su posible acoplamiento para la producción de hidrógeno. En el HyWays no se hace referencia al potencial eólico marino español, aunque sí tiene en cuenta el recurso off-shore como una de las vías para la producción de hidrógeno.
- En el caso de la **energía de las olas**, cabe resaltar que en España existe un alto potencial para su desarrollo en la costa cantábrica, la costa atlántica y las Islas Canarias. Aunque actualmente existen diversas instalaciones experimentales, no pueden considerarse como potencia instalada operativa. Del mismo modo, la caracterización de la energía de las olas es prácticamente inexistente en nuestro país, los datos disponibles sobre el potencial de este recurso se encuentran generalizados a nivel mundial. Ello hace que estas tecnologías a día de hoy no sean económicamente competitivas. Pese a ello, en los estudios analizados por el GAC, se muestra que existen comunidades autónomas que poseen un potencial suficiente que les permitiría autoabastecerse con esta energía en el 2050. El HyWays no ha contemplado la energía de las olas como recurso para la producción de hidrógeno.
- Actualmente, en España sólo existen proyectos de aprovechamiento **geotérmico** para uso térmico en instalaciones balnearias, calefacción en invernaderos o para calefacción de viviendas. Según los Informes analizados por el GAC, en España no se explotan recursos geotérmicos de alta ni de media temperatura, con los que se podría llegar a producir energía eléctrica, debido a impedimentos geológicos y económicos. Asimismo, el HyWays no ha considerado la energía geotérmica como recurso para la producción de hidrógeno.

Su pequeño potencial, frente a otras tecnologías, así como su lenta explotación parece justificar esta decisión.

4.4. Valoración del coste económico de las fuentes de energía

A continuación se presenta una síntesis del análisis del coste económico, actual y proyectado, de las distintas energías analizadas por el GAC. Asimismo, siempre que ha sido posible, se ha realizado una comparativa entre los costes empleados en el HyWays, y los analizados por el GAC.

4.4.1. Energía Geotérmica

a) Estudio del coste económico de la energía geotérmica, según el HyWays.

El HyWays no ha tenido en cuenta la energía geotérmica como posible fuente para la obtención de hidrógeno ni de electricidad al no plantearlo como recurso energético posible en España ni a corto ni a largo plazo.

b) Coste económico de la energía geotérmica, recogido por el GAC.

Los resultados del análisis económico se han tomado del estudio “Renovables 100%”⁶⁸. En la tecnología geotérmica de roca seca los costes se diferencian en dos componentes: de perforación y superficiales. Una instalación geotérmica está constituida por pozos geotermales, conductos para transportar el fluido a la planta y un sistema de pozos de reinyección. La combinación de todos estos elementos influyen de modo sustancial en los costes de inversión y, por lo tanto, deben ser analizados y estudiados detenidamente.

Para el desarrollo de los cálculos de los costes de perforación se asume que, con la tecnología actual, los buenos emplazamientos geotérmicos a los que se puede acceder son escasos.

Bajo la estructura de costes proyectada para el año 2050 según el estudio, el coste medio de la electricidad en las distintas provincias oscila entre 3,81 y 3,96 c€/kWh. La reducción del coste de perforación conduce para 2050 a una distribución provincial muy homogénea de los costes de la electricidad.

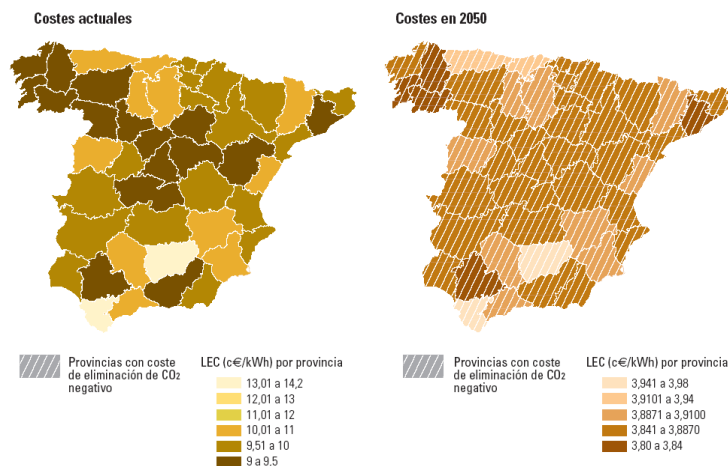


Figura 4.36: Costes de la generación eléctrica con energía geotérmica por comunidades Autónomas, para los costes actuales y en 2050. Fuente GreenPeace.

⁶⁸ <http://www.greenpeace.org/espana/reports/informes-renovables-100>

4.4.2. Energía hidráulica

a) Estudio del coste económico de la energía hidráulica, según el HyWays

El HyWays considera la energía hidráulica como recurso para la producción de electricidad inyectada a la red, no como fuente aislada para la obtención de hidrógeno. De esta manera el coste de esta energía nivela el de la electricidad, de acuerdo al porcentaje de participación en el mix de producción eléctrica.

Para el 2020 el HyWays prevé una participación del 12,6% en el mix eléctrico nacional. Estos valores previstos para el mix eléctrico se basan en la evolución propuesta en el estudio WETO-H₂⁶⁹. En el caso de la energía hidráulica plantea un crecimiento muy lento en toda Europa.

b) Estudio del coste económico de la energía hidráulica, recogido por el GAC

El coste de inversión y de implantación de una central hidroeléctrica está sujeto a múltiples variaciones, debido a la influencia que ejercen diversos factores, se indican a continuación los elementos que influyen más decisivamente en dicho coste.

Inicialmente si se engloba el coste de la fase de proyecto, el total de esta partida puede oscilar entre un 6% y un 10% del coste total de la ejecución material.

En la fase de ejecución se definen aproximadamente tres costes fundamentales: obra civil (40%), grupo turbogenerador (30%) y sistema eléctrico (22%).

IDAE⁷⁰ facilita los parámetros que han utilizado para los casos tipo y los valores económicos para las centrales hidráulicas.

Centrales de	5 MW	20 MW
Inversión:	1.775 €/KW	975 €/KW
Costes explotación:	1'50 c€/kWh	0'70 c€/kWh
Canon:	-	1'40 c€/kWh
Horas de utilización	3.100 h	2.000 h
Producción	15'5 GWh	40 GWh

Tabla 4.11: Parámetros empleados para los casos tipo de centrales hidráulicas. Fuente IDAE

Los inconvenientes económicos se podrían resumir en los siguientes:

- Los costes de construcción y de equipo electromecánico son elevados.
- No hay economía de escala en el rango de potencia entre 10 y 50 MW.
- En las centrales de "Pie de presa" (presas existentes) los saltos corresponden a pequeño desnivel, por lo que los caudales son muy elevados y el coste de la maquinaria y de la obra civil de la central muy altos.

A continuación, se recogen los resultados de los precios que se obtienen para unas TIR (Tasa Interna de Retorno) que varían del 5% al 9%, manteniendo estrictamente los parámetros de IDAE. Estos precios medios de la energía dependen de la potencia instalada.

⁶⁹ ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/ftp7/energy/docs/weto-h2_en.pdf

⁷⁰ http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_10374_Minicentrales_hidroelectricas_06_d3d056dd.pdf

Potencia	Coste (c€/kWh)
5 MW	7,15
20 MW	7,00
25 MW	6,29

Tabla 4.12: Precios medios del Kw/h de energía hidroeléctrica según potencia. Fuente: IDAE

4.4.3. Energía de biomasa

a) Estudio del coste económico de la energía de biomasa, según el HyWays

El HyWays sólo analiza los costes de la biomasa como materia prima para la producción de hidrógeno a partir del gas de síntesis. Así mismo el HyWays limita este recurso únicamente a los residuos de biomasa forestal como posible materia prima para la obtención de hidrógeno.

De esta manera en los costes de la biomasa el HyWays considera el astillado, con consumo de diesel, como un 0.5% del contenido de energía de la madera. Los costes del suministro de biomasa de residuos forestales se proyectan por parte del HyWays en: 1,89 c€/kWh_{térmico} en 2020 y 2,2 c€/kWh_{térmico} en 2030 (según el estudio WETO-H₂⁷¹), sin contar los costes de transporte.

El uso de biomasa para la producción de electricidad y sus costes se incluye en el mix eléctrico analizado de acuerdo al informe WETO-H₂.

b) Estudio del coste económico de la energía de biomasa, recogido por el GAC

Las tecnologías basadas en biomasa se dividen en primer lugar en aplicaciones térmicas y eléctricas, existiendo mercados específicos para el uso térmico doméstico, el uso térmico industrial, la generación eléctrica pura con biomasa y las tecnologías de co-combustión.

El coste de la tecnología no viene determinado por su situación geográfica sino por el tipo de combustible utilizado. Dependiendo de la aplicación de la biomasa la calidad del biocombustible, y por tanto el tratamiento necesario, es distinto. Una instalación "tipo" de tratamiento de biomasa puede dar un precio de venta de la biomasa tratada de 83 €/t.

- Aspectos Económicos de las Aplicaciones Térmicas de la Biomasa
 - Los costes de inversión dependen del tipo de aplicación. Para usos térmicos industriales los costes de inversión se sitúan en el entorno de los 73 €/kW llegando a alcanzar los 100€/kW⁷² instalado, mientras que para los usos térmicos domésticos estos costes se elevan hasta 450€/kW, con un valor medio de 282 €/kW.
 - En las instalaciones térmicas domésticas se requieren combustibles de gran calidad y precios elevados, los costes de explotación varían entre los 60 €/t para biomasa menos elaboradas, hasta los 200 €/t para pellets envasados en pequeñas calderas de biomasa
 - Estos costes se reducen significativamente en las aplicaciones térmicas industriales. En estos casos los costes se sitúan entre 0 y 35 €/t, debido a que pueden: utilizar residuos procedentes de su propia actividad industrial, utilizar mayores cantidades y con menos requisitos de calidad. No obstante los precios de esta biomasa pueden verse afectados por la demanda de mercados para aplicaciones no energéticas.
 - Otros gastos de explotación, distintos a los costes de combustible en las aplicaciones térmicas suponen entre el 40 % y el 60 % del total de estos costes de explotación.

⁷¹ ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/weto-h2_en.pdf

⁷² Energía de la Biomasa. IDAE. Enero 2007.
http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_10374_Energia_de_la_biomasa_07_b954457c.pdf

- Aspectos Económicos de las Aplicaciones Eléctricas de la Biomasa
 - El principal componente de los gastos de explotación es siempre el coste de la biomasa utilizada y dada la gran demanda de biomasa implica una gran influencia del coste de transporte en el coste final.
 - Para instalaciones específicas de biomasa, el mayor tamaño del reactor, necesario para la combustión, unido al resto de componentes para el tratamiento y movimiento de la biomasa en la planta, dan lugar a unos costes de inversión en el entorno de los 1.800 €/kW instalado.
 - En estos casos, debido a las menores limitaciones en cuanto a calidad del combustible, las principales componentes que definen su coste son la distancia de transporte y el tipo de la biomasa, pudiendo variar entre los 43 €/t (con un máximo de 80€/t) para el caso de cultivos energéticos y los 31 €/t (con un máximo de 50€/t) cuando se utilizan residuos de cultivos agrícolas o forestales.
 - Otra posibilidad es la instalación de plantas de producción eléctrica que, utilizando residuos de industrias agroforestales, no sean propiedad de la empresa generadora del residuo. En estos casos los costes de la biomasa pueden subir, pero la concentración de la biomasa, en cantidad y calidad adecuadas, en un solo productor puede facilitar los contratos de suministro, haciendo más atractiva la inversión para el promotor.
 - Los costes del kWh (sin tener en cuenta los costes financieros) considerando cuatro tipos característicos de proyectos de 5 MW de potencia instalada, dependiendo de la biomasa utilizada son:
 - generación eléctrica con cultivos energéticos :7,1 c€/kWh_{elec}
 - residuos agrícolas o forestales: 5,4 c€/kWh_{elec}
 - residuos de industrias agrícolas: 5,4 c€/kWh_{elec}
 - residuos de industrias forestales: 2,8 c€/kWh_{elec}

- Instalaciones de co-combustión
 - En las instalaciones de co-combustión la mayor parte de los equipos utilizados forman parte de la instalación convencional preexistente. Por ello, los costes de inversión disminuyen hasta valores en el entorno de los 856 €/kW.
 - Las instalaciones de co-combustión se caracterizan por un mayor rendimiento de generación, por una mayor potencia instalada y, consecuentemente, por una mayor demanda de biomasa que las instalaciones específicas de biomasa. Aunque el coste se reduce por la calidad inferior del combustible pueden aumentar los costes derivados de una mayor distancia media de transporte. Se estima un coste medio de la biomasa en el entorno de los 47 €/t.
 - Los costes del kWh (sin tener en cuenta los costes financieros) considerando una instalación tipo de co-combustión de biomasa y carbón en una central térmica convencional son para una instalación de 56 MW, de 4,56 c€/kWh.

Según el informe “100% Renovables⁷³” de Greenpeace, con la estructura de costes actual, el coste de electricidad varía desde 9,38 c€/kWh_{elec} a 12,84 c€/kWh_{elec} según el tipo de combustible. Para el año 2050 se produce una reducción del coste de la electricidad asociada a su madurez industrial, y el coste de la electricidad se encuentra comprendido entre 4,60 y 8,06 c€/kWh_{elec}.

⁷³ <http://www.greenpeace.org/espana/reports/informes-renovables-100>

c) Comparativa y comentarios del GAC

Para comparar los costes de kWh térmico estimados por el HyWays con los costes en kWh térmicos de biomasa en España se deben de realizar algunos cálculos previos:

Los costes del suministro de biomasa para aplicaciones de producción de hidrógeno estimados por el GAC y partiendo de datos aportados por el PER, se sitúan en torno a los 35 €/t de media para residuos forestales y agrícolas, (suponiendo una biomasa de una calidad similar a la de la biomasa de uso eléctrico y estimando una media de PCI entre 4.500 kcal/kg y 3.300 kcal/kg para biomasa con un grado de humedad del 10-15%). Esto supone unos costes de biomasa térmica entre 0,80 c€/kWh_{térmico} y 0,67 c€/kWh_{térmico}.

Para comprobar este cálculo de los costes de kWh térmico de la biomasa vamos a partir de los costes del kWh_{elec} de biomasa de residuos forestales de uso eléctrico estimado según apartado anterior entre 2,8 c€/kWh_{elec} 5,4 c€/kWh_{elec}. Suponiendo un rendimiento eléctrico de 21.6%, se obtienen unos valores entre 0,58 c€/kWh_{térmico} y 1,2 c€/kWh_{térmico}

El IDAE ha publicado en marzo de 2010⁷⁴, un informe donde cuantifica el coste actual de la biomasa. Se observa que los cálculos del precio de la biomasa de residuo forestal realizados por el GAC se confirman aproximadamente en sus resultados más conservadores.

Combustible	Densidad Kg/m ³	Tamaño mm	Humedad	Presentación	Precio (*) €/t	PCI kCal/kg	Precio c€/kWh
Astilla de pino triturada	200	30/100	<20%	a granel	58	3.600	1,39
Zuro de maíz	150	100/150	<25%	a granel	37	3.880	0,82
Zuro de maíz triturado	200	30/100	<25%	a granel	58	3.880	1,29
Cáscara de almendra limpia de finos	350	50/50	<20%	a granel	56	3.800	1,27
Cáscara de almendra triturada	850	5/10	<20%	a granel	98	3.800	2,22
Pellets de madera	800	6	<15%	a granel	165	4.310	3,30
Pellets de madera	800	6	<15%	saco 15 kg	220	4.310	4,40

(*) IVA incluido en planta.

Tabla 4.13: Precios medios del kWh de energía de biomasa. Fuente: IDAE

Tomando el valor más alto de estos cálculos, podemos suponer un coste actual de 1,39 c€/kWh_{térmico} comparada con los 1,89 c€/kWh_{térmico} en 2020 estimados por el HyWays.

La propuesta del HyWays presenta una tendencia al aumento de los costes para 2020 y 2050, con valores más altos que el actual. Por otra parte existen estudios que consideran que la evolución del coste de la biomasa tiene una suave tendencia de reducción, debida principalmente al desarrollo de las tecnologías de procesado y recolección⁷⁵.

En cualquier caso, los costes de la biomasa son muy variables y aunque existan mejoras en la tecnología de procesado, su coste está muy condicionado por varios parámetros como su procedencia y pre-procesado, y por factores externos como la productividad de la cosecha anual o la competencia con usos no energéticos. Por otra parte es razonable considerar que, en el caso de la utilización de la biomasa en la producción de hidrógeno, existirán factores tanto de encarecimiento de esta (debido a la mayor demanda) como de abaratamiento (debido al desarrollo y optimización de las tecnologías asociadas a este recurso).

⁷⁴http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_Informe_precios_carburantes_y_combustibles_A_e_informe_preasignacion_retribucion_fotovoltaica_B_num._5_marzo_2010_36e4bd33.pdf

⁷⁵ http://www.nrel.gov/analysis/docs/cost_curves_2002.ppt#257,1,Diapositiva 1

4.4.4. Carbón.

a) Estudio del coste económico del carbón recogido según el HyWays

El carbón considerado en el HyWays es equivalente al de la media del mix europeo. Los costes del suministro del carbón se proyectan por parte del HyWays en 0,91 c€/kWh_{térmico} en 2020, 1,06 c€/kWh_{térmico} en 2030 y 1,33 c€/kWh_{térmico} en 2050 (según el estudio WETO-H₂).

b) Estudio del coste económico del carbón recogido por el GAC

Los siguientes datos se han extraído del informe “Memoria 2008” Realizado por Carbounión.⁷⁶

- Las ayudas estatales ascendieron el año 2008 a 327,5 millones de euros debido a que España es dependiente en más de un 85% de energía primaria del exterior y no cuenta con reservas de petróleo ni de gas significativas pero sí con unas reservas muy importantes de carbón.
- Aunque la producción obtenida con ayudas en nuestro país ha sido en el año 2008 de 10,2 millones de toneladas, esta cantidad ha evitado la importación de energía de otros países, y ha supuesto un ahorro de más de un 2% en la balanza de pagos, que es claramente deficitaria. Producir carbón, no sólo ahorra en importaciones, sino que evita tener que depender de otras fuentes energéticas.
- El precio comenzaba el año 2009 con un índice MCIS (referencia internacional de precios de carbón) entorno a 120 \$/t. Durante el primer semestre de 2008, los precios llegaron a alcanzar cifras record, llegando a 210 \$/t en el mes de julio. Tras el desplome de los precios de las materias primas, el carbón llegó a finalizar el año con precios alrededor de los 83 \$/t, y llegando a los 57\$/t en el mes de marzo de 2009. En junio de 2009 los precios están alrededor de 70 \$/t y los futuros de este índice apuntan a una recuperación del precio que podría estar a finales de año cercano a los 85 \$/t. Otro aspecto que ha contribuido a la bajada del precio, ha sido el precio de los fletes que ha llegado a estar por debajo de costes con lo que la importación de carbón extranjero ha resultado mucho más económica.

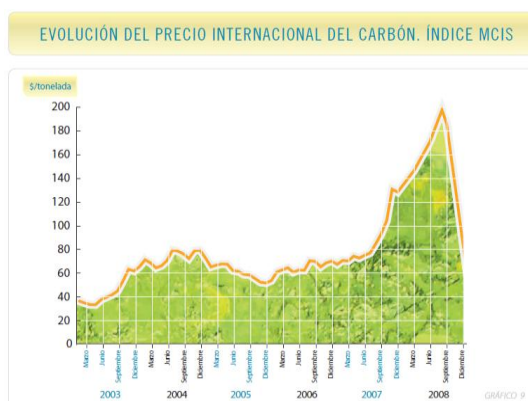


Fig. 4.37: Evolución del precio internacional del carbón. Fuente “Memoria 2008” de Carbounión.

- El precio del carbón nacional se ha venido manteniendo por debajo de los precios internacionales en los últimos años. La anómala situación de volatilidad de los mercados ha provocado bruscas subidas en 2007 y 2008 y un acusado descenso en el año 2009.
- Los futuros del API2, (el índice de precios del contrato estándar de suministro de carbón) confirman que la situación se volverá a invertir de nuevo en el año 2010. Si durante el año 2009 el precio del carbón nacional está sobre los 80€/t para un carbón de 5.600 Kcal/Kg, el precio del carbón importado para una tonelada de la misma calidad estaría sobre los 65-70 €/t. A partir del año 2010 esta situación giraría, volviendo a ser el carbón nacional más competitivo. La gráfica anterior muestra la evolución del precio internacional del carbón.

⁷⁶ <http://www.carbunion.com/panel/memoria/uploads/WEBmemoria08.pdf>

c) Comparativa y comentarios del GAC.

Los costes de suministro de carbón en 2008 recogidos por el GAC son:

- El precio del carbón nacional está sobre los 80€/t para un carbón de 5.600 Kcal/Kg (1,23 c€/kWh_{térmico})
- El precio del carbón importado para una tonelada de la misma calidad estaría sobre los 65-70 €/t (1,07 c€/kWh_{térmico} – 0,91 c€/kWh_{térmico}).

Se observa que los precios actuales ya se sitúan a niveles de la previsión que hacía el HyWays para el 2020, a pesar de la caída de precios sufrida a lo largo del 2008. En los próximos meses podría esperarse un aumento del precio del carbón, acompañando a la normalización de la demanda energética.

4.4.5. Energía solar fotovoltaica.

a) Estudio del coste económico de la energía fotovoltaica según el HyWays

El HyWays no considera la energía fotovoltaica como recurso para la producción de hidrógeno, sólo la solar térmica, ya que no se ha incluido ninguna cadena específica con esta tecnología. Se podría considerar como electricidad inyectada en la red, pero ni su coste actual ni el previsto a largo plazo le permite compararse con los costes del mix eléctrico.

El HyWays basa sus cálculos en el estudio WETO-H₂. Los precios planteados por este estudio para esta tecnología prevén una reducción del coste de inversión desde 15.000€/kW en 1990 a 4.400 €/kW en 2010 y 3.200 €/kW en 2030. El escenario más favorable de este estudio plantea un coste de 17c€/kWh para 2030.

b) Estudio del coste económico de la energía fotovoltaica elaborado por el GAC

La estructura de costes de los parques fotovoltaicos tiene tres componentes fundamentales: La inversión inicial de instalación de los componentes (75%), siendo los módulos la partida más importante (60%) , los costes del terreno de acondicionamiento de punto de conexión y administrativos (25%) y por último los costes de explotación (se estiman en torno al 2% de la producción anual).

Cabe destacar que en el momento actual (2009) el mercado se encuentra en una situación de caída de precios del Wp, debido a la crisis internacional y por la aprobación en septiembre de 2008 de la nueva regulación de las tarifas. En esta nueva regulación se realiza una nueva clasificación de los tipos de instalaciones:

- Tipo I: Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas o que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte.
 - Subtipo I.1: 34,0 c€/kWh.
 - Subtipo I.2: 32,0 c€/kWh.
- Tipo II: Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior
32,00 c€/kWh. (Actualmente al haber sobrepasado su cupo anual la tarifa es de 28 c€/kWh)

Así mismo se asignan anualmente unos cupos de potencia a instalar para el conjunto de los subtipos de cómo máximo 400 MW, ampliables según el ritmo de solicitudes de instalaciones.

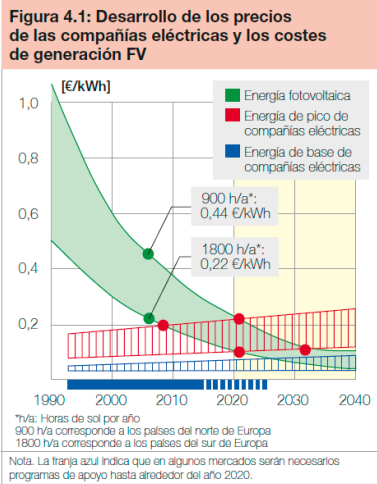


Tabla 4.1: Costes de generación FV previstos para sistemas de tejado en distintas ciudades del mundo

	Horas de sol	2007	2010	2020	2030
Berlín	900	0,44 €	0,35 €	0,20 €	0,13 €
París	1.000	0,39 €	0,31 €	0,18 €	0,12 €
Washington	1.200	0,33 €	0,26 €	0,15 €	0,10 €
Hong Kong	1.300	0,30 €	0,24 €	0,14 €	0,09 €
Sidney/Buenos Aires/Bombay/Madrid	1.400	0,28 €	0,22 €	0,13 €	0,08 €
Bangkok	1.600	0,25 €	0,20 €	0,11 €	0,07 €
Los Ángeles/Dubai	1.800	0,22 €	0,17 €	0,10 €	0,07 €

Nota. Se ha cambiado el método de cálculo que se empleó en la edición anterior de "Solar Generation".

Figura 4.38: Costes de generación fotovoltaica previstos para sistemas de tejado en distintas ciudades del mundo. Fuente "Solar generation V" EPIA/GreenPeace⁷⁷.

Comparando estas tarifas con las anteriores, suponen un recorte de un 30% en la retribución por kWh, esto unido a la limitación de la potencia a instalar, ha llevado a una importante caída del sector fotovoltaico en el país. Ello ha supuesto una caída en los precios del Wp de paneles, desde los 4 €/Wp hasta los actuales 1€/Wp para el vatio piko de modulo cristalino. El precio de Wp instalado esta a niveles de menos de 3 €/Wp cuando en 2004 para instalaciones de gran tamaño se situaba en 4,18 €/Wp ascendiendo hasta los 6 €/Wp para instalaciones más pequeñas.

En cuanto al coste del kWh para el productor, en estos momentos se encuentra próximo a los 20 c€/kWh para instalaciones muy optimizadas sobre suelo.

En la anterior figura se muestran los distintos escenarios en 2010, 2020 y 2030 de coste del kWh fotovoltaico para distintas instalaciones alrededor del mundo, llegando en 2020 a niveles de competitividad con los precios normales que se pagan por la electricidad de consumo doméstico.

c) Comparativa y comentarios GAC

Los datos mostrados por el GAC son mucho más favorables para esa tecnología que los planteados por el WETO, partiendo de que los costes actuales ya están cerca de las previsiones para el 2030, y puede ser competitiva con el mix eléctrico en un plazo relativamente corto.

4.4.6. Energía solar térmica

a) Estudio del coste económico de la energía solar térmica y termoeléctrica según el HyWays

El HyWays considera la producción de hidrógeno gas a partir de la descomposición de la ferrita $ZnFe_2O_4$ utilizando el calor obtenido en las plantas de energía solar térmica. La siguiente tabla muestra los datos técnicos y económicos usados en el proyecto. El coste de la materia prima se incluye en el mantenimiento anual, la inversión estimada es de 418 700 K€ con una escala de la planta equivalente a unos 1300 kg de hidrógeno, el rendimiento global se supone del 30%. El tiempo de vida estimado es de 25 años.

⁷⁷ <http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/solar-generation-v-2008.pdf>

	I/O	Valor	Unidades
Energía termal	I	3.33	[kWh/kWh]
GH2	O	1.0	[kWh]
Inversión	-	418,700,000	[€]
Mantenimiento	-	5.875	[% inversión por año]
Periodo equivalente de carga completa	-	2555	[h/año]
Tiempo de vida útil	-	25	[año]
Escala del proceso	-	150,539	[kW]

Tabla 4.14: Datos técnicos y económicos para la producción de hidrógeno por ciclo solar térmico. Fuente: HyWays

Con estos datos se puede estimar un precio del hidrógeno de unos 4.6 €/Kg o bien 138 c€/kWh

b) Estudio del coste económico de la energía termo solar recogido por el GAC

El proyecto PHISICO2⁷⁸ subvencionado por la comunidad de Madrid en 2009 ha hecho un estudio detallado de la viabilidad técnico-económica de esta tecnología. Como resumen estima unos costes de \$ 8.52/Kg hidrógeno (6.10 €/Kg)⁷⁹ en instalaciones con una capacidad de producción de 1.000 Kg de hidrógeno al día y un rendimiento global del 64%.

Respecto a la tecnología solar termoelectrica, para la tecnología más desarrollada, la de colectores cilindro-parabólicos, la estructura de costes tiene cuatro componentes fundamentales: El sistema de colección solar (58%), el sistema de almacenamiento térmico (23%), el bloque motor (14%), y por último los costes de explotación que son relativamente bajos en el caso de centrales termo eléctricas sin emisiones y más elevados para las híbridas.

Actualmente el nivel de la tarifa regulada del kWh se sitúa en 26,9 c€/kWh durante los primeros 25 años, muy por debajo de las tarifas fotovoltaicas que provocaron el rápido desarrollo de esta tecnología (42 c€/kWh) e incluso por debajo de las tarifas actuales muy disminuidas (28 c€/kWh).

El nivel de la prima de referencia esta en 25,4 c€/kWh con un límite superior de 34,39 c€/kWh e inferior de 25,4 c€/kWh.

Según se recoge en el informe de Greenpeace y ESTIA⁸⁰. Para sistemas concentradores cilindro-parabólicos de acuerdo con la evaluación del Banco Mundial del mercado de centrales eléctricas solares térmicas EEUU/Europa los costes de instalación de las centrales de CCP a corto plazo se espera que estén en el rango de 3.500-2.440 €/KWe para ciclo Rankine 30-200 MW_{eléc} (tipo SEGS) y unos 1.080 €/kW_{eléc} para centrales híbridas ISCC de 130 MW_{eléc} con 30 MW_{eléc} de capacidad solar equivalente. Los costes totales proyectados de la electricidad de la central oscilan entre 10 y 7 c€/kWh_{eléc} para centrales tipo SEGS y menos de 7 c€/kWh_{eléctrico} para centrales ISCC.

La caída aún mayor esperada en los costes de instalación de centrales de concentradores parabólicos conectados a la red daría costes de la electricidad de 6 c€/kWh_{eléc} a medio plazo y 5 c€/kWh_{eléc} a largo plazo. La reducción potencial de coste de la generación directa de vapor con la tecnología de concentradores es incluso mayor a largo plazo.

Para sistemas de receptor central/torre solar los promotores de próximos proyectos de torre en España, como la central PS-10 de 10 MW con 3 horas de almacenamiento, han indicado que sus costes de instalación serán unos 2.700 €/KWe, con turbinas de ciclo Rankine y un pequeño sistema de almacenamiento de energía, y costes de electricidad totales previstos entre 14 y 20 c€/kWh.

⁷⁸ <http://www.phisico2.es/>

⁷⁹ 1€ = 1.3948 \$. <http://sdw.ecb.europa.eu>

⁸⁰ <http://www.greenpeace.org/espana/reports/solar-termoelectrica-2020-pas>

La evolución esperada de los costes totales de la electricidad, de acuerdo con el Banco Mundial, es una bajada a 8-7 c€/kWh a medio plazo (central de ciclo Rankine o ISCC de 100 MWe, ambas con almacenamiento) y 5 c€/kWh a largo plazo (central de ciclo Rankine de 200 MWe con almacenamiento) para enclaves de alta insolación con un nivel de insolación directa anual de más de 2.700 kWh/m².

c) Comparativa y comentarios GAC

La tecnología de ciclos termoquímicos, es todavía una tecnología poco desarrollada, con grandes perspectivas, pero que todavía se encuentra a nivel de laboratorio. Las estimaciones son mucho más pesimistas en los estudios españoles del GAC con un precio del hidrógeno producido de 6.1€/Kg frente a los 4.6 €/Kg del Hyways, a pesar de que los rendimientos se consideran más altos en los estudios españoles. Esta diferencia puede ser debida al horizonte temporal, no indicado en el PHISICO2. Aún así hay que tener en cuenta que gran parte de este coste se debe al aporte de energía calorífica, lo que implica que es un proceso con una gran margen de mejora, ya que se prevé que los costes de producción de calor solar de concentración se reduzcan a la mitad en un margen de tiempo a medio plazo.

4.4.7. Energía eólica terrestre

a) Estudio del coste económico de la energía eólica terrestre recogido según el HyWays

El coste de las instalaciones de una central eólica terrestre se ha evaluado por parte del HyWays en: 1.142,4 €/kW_{eléc} en 2004, 750 €/kW_{eléc} en 2020 y 700 €/kW_{eléc} en 2030.

La siguiente tabla muestra los datos técnicos y económicos para un aerogenerador terrestre en el momento del estudio (2004) y para los horizontes temporales de 2020 y 2030.

Table 8: Technical and economic data of the wind turbine (onshore)

	2004	2020	2030
Capacity [MW]	2	2	2
Investment [EUR]	2,284,800 ¹⁾	1,501,062 ¹⁾	1,400,000 ¹⁾
Maintenance [% of investment]	1.5	1.5	1.5
Overhead [% of investment]	3.5	3.5	3.5
Useful lifetime [yr]	25	25	25
Equivalent full load period [h/yr]	2,100	2,100	2,100

¹⁾ incl. additional costs (foundation, grid connection etc.)

Tabla 4.15: Datos económicos y técnicos de un aerogenerador terrestre. Fuente HyWays⁸¹

b) Estudio del coste económico de la energía eólica terrestre recogido por el GAC

Los valores de coste de la instalación de una central eólica terrestre evaluados en 2006-2007 equivalentes a los datos aportados por el Hyways, son los siguientes:

- Los costes de explotación se estiman en torno a los 2 c€/kWh
- Los costes de inversión se estima en torno a los 1.300 €/kW.

El número de horas equivalentes al año se estima en torno 2250 para el año 2010.

Para la tecnología más desarrollada, la de parques eólicos terrestres, la estructura de costes tiene cuatro componentes fundamentales según recoge el informe de GreenPeace "100% Renovables⁸²": los aerogeneradores (72%), la conexión a red (11%) y la obra civil (7 %) y por último los costes de explotación, los cuales se estiman en torno a los 2 c€/kWh producido

⁸¹ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP2/WP1WP2_Report_Spain_15DEC2006.pdf

⁸² <http://www.greenpeace.org/espana/reports/informes-renovables-100>

(estos costes pueden suponer, a lo largo de la vida del parque, el 50% del valor actualizado de la inversión; el otro 50% está ligado a la reposición de grandes componentes palas, multiplicadora y generador). Según el APPA los costes de inversión de estas instalaciones están alrededor de los 1.300 €/kW⁸³.

Según se recoge en el informe a “Eólica 2008” de la AEE⁸⁴, la normativa que rige este tipo de instalaciones se puede sintetizar en lo siguiente:

El 26 de mayo del 2007 se aprobó el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, el cual sustituye al RD 436/2004. Los parques con acta de puesta en servicio definitiva posterior al 1 de enero del 2008, se acogerán al nuevo sistema retributivo del RD 661/2007, que mantiene las dos opciones de retribución:

- Tarifa regulada del RD 661/2007 (opción a) del artículo 24 del RD 661/2007): ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación. Esta tarifa es de:
 - 7,32 c€/kWh para los primeros 20 años.
 - 6,12 c€/kWh a partir de esos primeros 20 años.
- Mercado del RD 661/2007 (opción b) del artículo 24 del RD 661/2007): prima variable en función del precio del mercado de referencia. También se establecen unos límites superior (8,49 c€/kWh) e inferior (7,12 c€/kWh) para la suma del precio del mercado de referencia y la prima, durante los primeros 20 años de vida de la instalación. Además, el cálculo de la prima se hará en función del precio horario del mercado de referencia como indica el apartado dos del artículo 27 del RD 661/2007.

Los pronósticos a largo plazo, según Greenpeace, de los precios de la energía eólica en distintos emplazamientos, tras la optimización de los sistemas de producción, oscilan en terrenos llanos entre 1,51 c€/kWh_{eléc} y 6,90 c€/kWh_{eléc}.

c) Comparativa y comentarios GAC.

Los valores del análisis de la energía eólica terrestres hechos por el HyWays son razonablemente similares a los recogidos por el GAC. Según los cálculos realizados por el GAC el coste de inversión de una instalación de 2 MW en 2006 alcanzaría 2.600.000 € frente a los 2.300.000 € estimados por el HyWays, con un periodo de vida algo mayor (2250 h/año).

4.4.8. Energía eólica off-shore

a) Estudio del coste económico de la energía eólica off-shore según el HyWays

En el HyWays, el coste de las instalaciones de una central eólica off-shore se ha evaluado teniendo en cuenta diversas fuentes al no tratarse de una tecnología plenamente madura en el momento de la redacción del documento. De esta manera el HyWays ha tenido en cuenta la información ofrecida por el Ministerio de Industria y Comercio del Reino Unido que informa que la inversión esperada para esta tecnología se puede estimar en 1.200 €/kW en 2010. Por otra parte se ha empleado el coste de la inversión de la instalación de Middelgrunden, Dinamarca, la cual posee una capacidad total de 40 MW, que se encuentra en los 1.250 €/kW. Como estimación aproximada el HyWays ha asumido una inversión para grandes instalaciones off-shore en aguas profundas de 1.200 €/kW en 2020.

La siguiente tabla muestra los datos técnicos y económicos para un aerogenerador off-shore previstos en 2004 por el hyways para los horizontes temporales de 2020 y 2030.

⁸³ http://www.appa.es/descargas/prensa/dossier_revision_regimen.pdf

⁸⁴ http://www.aeeolica.es/userfiles/file/aee-publica/Eolica_2008_baja.pdf

Table 7. Technical and economic data of the wind turbine, offshore

Wind Energy (offshore)	2020	2030		Units
Capacity	4.5	4.5		[MW]
Water depth	30	30		[m]
Investment	5,400,000	3,622,500		[€]
Maintenance	4	4		[% of investment]
Overhead	-	-		[% of investment]
Useful lifetime	25	25		[yr]
Equivalent full load period	3,000	3,000		[h/yr]

Tabla 4.16: Datos económicos y técnicos de un aerogenerador off-shore. Fuente: HyWays⁸⁵

b) Estudio del coste económico de la energía eólica off-shore recogido por el GAC

Para el caso de tecnología off-shore según el estudio *Potencial Eólico Marino En España*, de 22 de noviembre de 2007⁸⁶, la estructura de costes tiene cuatro componentes fundamentales: los aerogeneradores (62%), la conexión a red (15%) y la obra civil (13 %) y por último los costes de explotación que se estiman en torno a los 3,6 c€/kWh producido. Los costes de inversión están alrededor de los 2.730 €/kW.

Las retribuciones de primas son: Prima máxima de referencia 84,3 c€/ kWh con límite superior 164 c€/ kWh. Este mismo informe plantea un precio de la electricidad para España de 13,43 c€/kWh frente a los 9 c€/kWh de Alemania.

Según el informe de Greenpeace "Renovables 100%. Comparativa de costes"⁸⁷, los pronósticos a largo plazo de los precios de la energía eólica en distintos emplazamientos, tras la optimización de los sistemas de producción oscilan entre 3,05 c€/kWh y 6,86 c€/kWh.

c) Comparativa y comentarios GAC

Comparando el coste de la instalación de una central eólica off-shore, recogido por el GAC en el 2010, con los datos usados por el proyecto se observa que:

- Los costes de inversión en España se estiman alrededor de los 2.700 €/kW, mientras que según el proyecto en 2010 estos costes en Europa rondan los 1.200 €/kW. Esto supone una infraestimación de los costes por parte del HyWays en más de un 50%.
- Los costes de explotación se estiman en torno a los 3,6 c€/kWh, incluyendo gastos de alquileres, gestión,..., de los cuales 2,1 c€/kWh corresponden a mantenimiento. Según las estimaciones del HyWays estos costes no superan los 1,6 c€/kWh en 2020, menos de la mitad de la previsión actual.
- El número de horas equivalentes al año se estima en torno 2.250 para el año 2010. El Hyways considera que pueden llegar a 3.000 en el 2020.

De lo anteriormente expuesto el GAC concluye que los costes analizados por el HyWays en relación a la energía eólica off-shore, resultan muy optimistas con una estimación de los costes por debajo de la mitad de lo recogido en los informes estudiados por el GAC.

Si bien cabe esperar, que en el medio plazo los costes de esta tecnología disminuyan debido a los ambiciosos proyectos que se están llevando a cabo en países del norte de Europa. En el caso de España la incertidumbre sobre la evolución de los costes es muy grande, principalmente debido a la particular configuración de los fondos marinos españoles, que ofrecen grandes profundidades a muy poca distancia de la costa, dificultando la instalación de esta tecnología, y aumentando los costes ligados a su obra civil y conexión. De esta manera el

⁸⁵ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP2/WP1WP2_Report_Spain_15DEC2006.pdf

⁸⁶ http://www.meteosimtruewind.com/files/file/20071122-AEE_METEOSIMTRUEWIND.pdf

⁸⁷ <http://www.greenpeace.org/espana/reports/informes-renovables-100>

GAC estima que esta estructura de coste, pudiendo ser adecuada para otros países, no resulta la más apropiada para España, al menos en los plazos analizados en el HyWays.

4.4.9. Energía de las Olas

a) Estudio del coste económico de la energía de las olas según el HyWays

El HyWays no ha tenido en cuenta la energía de las olas como posible fuente para la obtención de hidrógeno por no haberse planteado como una posible cadena energética viable en España.

b) Estudio del coste económico de la energía de las olas recogido por el GAC

El escaso desarrollo de la tecnología de energía de olas conlleva a no disponer de otros estudios de costes distintos del estudio de futuro de costes brindado por el documento de GreenPeace "100% renovables". Según este Informe, la tecnología de las olas está en su inicio de aplicaciones comerciales, lo cual introduce cierta indeterminación a la hora de evaluar sus costes. La poca información sobre la evolución de costes de la tecnología de las olas es muy optimista, pronosticando costes por debajo de los de la eólica a igualdad de potencia instalada.

Los costes de inversión dependen de la tecnología que se use para la producción de la energía eléctrica y oscilan entre 5000 y 9000 €/kW instalado para las primeras instalaciones comerciales.

La estructura de costes es muy variable según el tipo de tecnología que se impongan en el futuro, con lo que actualmente no se puede dar unos valores genéricos.

La tecnología de las olas, con la estructura de costes actual, en el mejor de los escenarios, nos proporciona costes medios de la electricidad con valores entre 3,34 c€/kWh y 15,36 c€/kWh.

4.4.10. Electricidad

a) Estudio del coste económico de la energía eléctrica según el HyWays

La electricidad proveniente de la red eléctrica está considerado por el documento del HyWays como un posible recurso energético para la obtención del hidrógeno vía electrólisis. Este mix eléctrico está compuesto por la producción a partir de diferentes recursos energéticos, el porcentaje de participación de cada una de ellas y sus previsiones viene plasmado en la siguiente tabla.

Fuente	I/O	España	MIX EU 15 (1999)
Biomasa	I	0.12	0.0074
Brown Coal	I	0.081	0.1956
Hard Coal	I	0.179	0.5512
Fuel Oil (1.8%S)	I	0.069	-
Geotérmica	I	-	0.0016
Hidroeléctrica	I	0.126	0.1239
Mineral Oil	I	-	0.2397
Gas Natural	I	0.8	0.3440
Nuclear	I	0.533	1.1354
Residuos	I	-	0.1838
Eólica	I	0.089	0.0044
Electricidad	O	1.0000	1.000
Emisiones equivalentes CO ₂	O	267 g/kWh	452 g/kWh

Emisiones equivalentes de CO₂ en [g/kWh]; ex plantas energéticas de acuerdo con GEMIS sin requerimientos de energía y emisiones asociadas a la construcción de las plantas

Tabla 4.17: Porcentajes de materias primas en la electricidad de la red en el 2020 según HyWays.⁸⁸

⁸⁸ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP2/WP1WP2_Report_Spain_15DEC2006.pdf

El coste medio estimado de la energía eléctrica utilizado por el HyWays es de 3,7 c€/kWh_{eléc}.

b) Estudio del coste económico de la energía eléctrica recogido por el GAC

El coste medio estimado de la energía eléctrica en España para 2008 recogido por el GAC, está en torno a los 7 c€/kWh_{eléc} como se muestra en la figura siguiente, en la que se recoge la evolución del precio medio mensual de los precios de la energía eléctrica en España. Es de destacar el incremento notable desde el 2004 del coste de la electricidad, que ha pasado de 3,5 c€/kWh_{eléc} en ese año, hasta cerca del doble, 7 c€/kWh_{eléc}, en 2008.

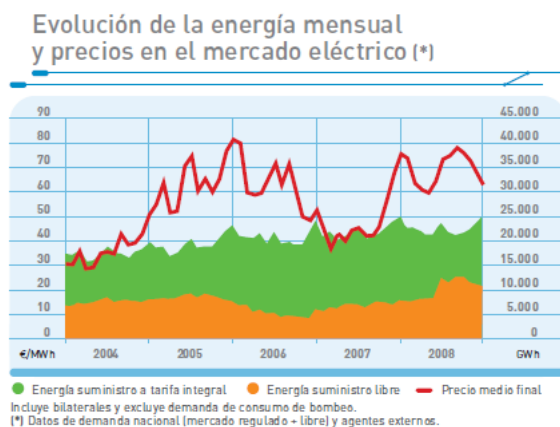


Figura 4.39: Evolución de la energía mensual y precios en el mercado eléctrico. Fuente: REE.

c) Comparativa y comentarios del GAC

Comparando los precios supuestos tomados por HyWays con los datos recogidos por el GAC se observa una variación de casi el doble, de 3,7 c€/kWh_{eléc} en el HyWays a 7 c€/kWh_{eléc} según REE. Ello se debe al incremento sufrido en estos cuatro años de diferencia, que no estaban proyectados. Así mismo la incorporación de las energías renovables a este mix eléctrico, con unos costes en continua reducción pueden alterar en mayor medida los pronósticos para estos precios.

4.4.11. Energía nuclear

a) Estudio del coste económico de la energía nuclear según el HyWays

Los costes del suministro de energía nuclear se evalúa por parte del HyWays en: 2,84 c€/kWh_{eléc}.

La siguiente tabla muestra los datos técnicos y económicos para una central nuclear tipo EPR (European Pressurised Reactor) para un horizonte temporal de 2030.

EPR 2030	Valor	Unidades
Tiempo de vida	40	[año]
Capacidad	1600	[MW _e]
Coste eléctrico	28.4	[€/MW _e]
Eficiencia	37	[%]
Costes indirectos	-	[% de inversión]
Consumo de uranio	21	[mg/kWh _e]

Tabla 4.18: Datos económicos y técnicos de un reactor nuclear EPR (European Pressurized Reactor). Fuente: HyWays.

b) Estudio del coste económico de la energía nuclear analizado por el GAC

A continuación presentamos los datos del coste económico para 2030 de una central nuclear según el informe “Perspectiva sobre el suministro de electricidad al 2030” redactado por UNESA⁸⁹ (diciembre de 2007). Todos los datos están expresadas a moneda constante, es decir sin imputar la inflación en los costes previstos para 2030.

- Inversión: 2.083 €/kW
- Coste de capital: 2,06 c€/kWh_{eléc}
- Coste de operación y mantenimiento: 1,02 c€/kWh_{eléc}
- Coste de combustible (incluye coste de tratamiento de residuos): 0,56 c€/kWh_{eléc}
- Coste total de la producción: 3,64 c€/kWh_{eléc}

c) Comparativa y comentarios GAC

A pesar de que la tecnología nuclear posee un largo recorrido, observamos que comparando con los datos de coste previstos, existe una diferencia notable. Según el informe de UNESA el precio de la energía nuclear alcanzará los 3,64 c€/ kWh, mientras que el HyWays solo prevé un coste de 2,84 c€/kWh. Esto se puede achacar a la dificultad que presenta la previsión tan a largo plazo de estas tecnologías.

4.4.12. Gas natural

a) Estudio del coste económico del gas natural según el HyWays

Para utilizar el gas natural como recurso, este debe ser extraído, procesado y transportado. El gas natural se importa a través de la red europea de gasoductos y posteriormente se distribuye nacionalmente y regionalmente a través de redes de gasoductos de alta presión.

Se requiere un procesado para extraer los contaminantes como el H₂S. El procesado y extracción requieren electricidad y calor adicional que pueden ser obtenidos con la combustión de gas natural adicional.

Los costes del suministro de gas natural se evalúan por parte del HyWays en: 2,84 c€/kWh_{gas} en 2020, 3,73 c€/kWh_{gas} en 2030 y 6,40 c€/kWh_{gas} en 2050 (según el estudio WETO-H₂). El coste de la distribución de gas natural vía gaseoducto de alta presión se ha asumido igual a 0,04 c€/kWh_{gas}.

La siguiente tabla muestra los datos de input y output para la extracción y procesado de gas natural.

⁸⁹ UNESA. Asociación Española de la Industria Eléctrica.
http://www.unesa.es/documentos_biblioteca/prospectiva_libro.pdf

	I/O	Valor	Unidades
Fuente GN	I	1.0242	[kWh/kWh]
Gas natural	O	1.0	[kWh]
Escala del proceso	-	10,000,000	[kW NG]
Emisiones CH ₄	O	0.3	[g/kWh]
Emisiones CO ₂	O	4.1	[g/kWh]
Emisiones NO _x	O	0.0162	[g/kWh]
Emisiones partículas polvo	O	0.0009	[g/kWh]
Emisiones SO ₂	O	0.0044	[g/kWh]
Emisiones NMVOC	O	0.0004	[g/kWh]
Emisiones CO	O	0.004	[g/kWh]
Tiempo de visa útil	-	20	[año]
Carga de horas anual totales	-	8.760	[h/año]
Costes en 2020	-	0.0284	[€/kWh]
Costes en 2030	-	0.0373	[€/kWh]
Costes en 2050	-	0.0640	[€/kWh]

Tabla 4.19: Datos de input y output para la extracción y procesado de gas natural. Fuente: HyWays

a) Estudio del coste económico del gas natural analizado por el GAC

El Gas natural no ha sido estudiado en detalle por el GAC, al no tratarse de recurso autóctono. No obstante, hay que tener en cuenta que España dispone de una infraestructura bien desarrollada de suministro. España está unida por dos gasoductos a Argelia y a Noruega y dispone de una alta capacidad de regasificación del gas natural licuado que importa de todo el mundo.

Las tarifas de gas natural son fijadas por el Ministerio de Industria y Energía, y aparecen publicadas en el Boletín Oficial del Estado (B.O.E.) o en el Boletín Oficial de la comunidad Autónoma correspondiente.

Las tarifas de gas natural se componen de dos términos:

- Un término fijo: que es el importe correspondiente a la disponibilidad continua del servicio. Viene determinado por el tipo de tarifa que se ha contratado.
- Un término variable: que es el importe correspondiente al gas natural consumido durante el periodo de facturación.

La Resolución de 28 de Diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, establece las diferentes tarifas integrales en función de los niveles de consumo para los suministros a presión de 4 bares, como muestra la siguiente tabla:

Tarifa	Intervalo de consumo	Término fijo €/mes	Término variable €/kWh
TUR -1	Inferior o igual a 5.000 kWh/año	3,90	0,04289363
TUR -2	Superior a 5.000 kWh/año e inferior a 50.000 kWh/año	7,84	0,03725163

Tarifas publicadas en el BOE nº 315 del 31 de Diciembre de 2009, vigentes desde el 1 de Enero de 2010, incorporando un 16% de IVA.

Tabla 4.20: Tarifas del gas natural según el nivel de consumo (hasta 5.000 kWh/año).
Fuente: Gas Natural

El precio máximo aplicable por un comercializador de último recurso, a consumidores con consumos anuales superiores a 50.000 kWh/año e inferiores a 3 GWh/año y suministrados a presiones iguales o inferiores a 4 bares, que no haya negociado con un comercializador un precio de suministro, será el que se indica a continuación:

Tarifa	Intervalo de consumo	Término fijo €/mes	Término variable €/kWh
	Superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año	50,87	0,04103238
	Superior a 100.000 kWh/año	75,84	0,03801337

Tarifas publicadas en el BOE nº 315 del 31 de Diciembre de 2009, vigentes desde el 1 de Enero de 2010, incorporando un 16% de IVA.

Tabla 4.21: Tarifas del gas natural según el nivel de consumo (hasta 100.000 kWh/año).
Fuente: Gas Natural

El Henry Hub es el marcador del precio del gas natural en Estados Unidos y el principal gas de referencia internacional. A continuación se muestra una gráfica que refleja el valor histórico de este índice.

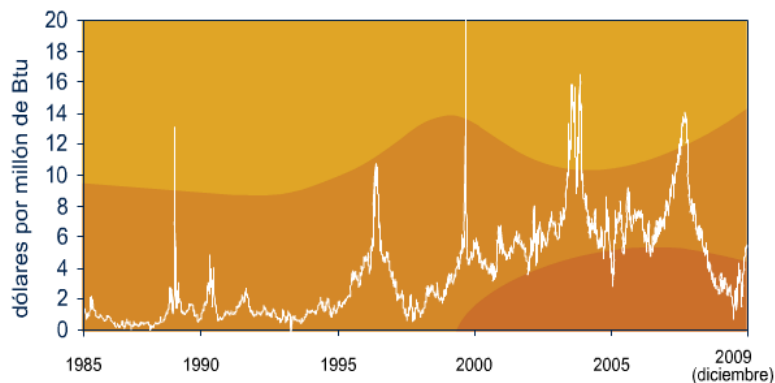


Figura 4.22: Gráfica de evolución del marcador Henry Hub. Fuente: Repsol

El precio del Henry Hub se situó en el mes de diciembre de 2009 en 5,4 dólares por millón de Btu (\$/mmBtu, Btu: British Thermal Unit por sus siglas en inglés), lo que representa más de un 45% de aumento respecto al mes anterior. En términos anuales, el precio medio del Henry Hub se situó en los 3,95 \$/mmBtu en 2009, aproximadamente un 55% menos que el precio medio alcanzado en 2008.

Podemos observar la dinámica fuertemente inestable de la evolución de los precios del gas natural en el mercado internacional, con continuas subidas y bajas

c) Comparativa y comentarios GAC

Tras comparar el precio del gas natural fijado por el Ministerio de Industria y Energía, con el supuesto por el HyWays se observa una disparidad importante, siendo el nivel de precios actual cercano a la situación supuesta para 2030 (3,8 c€/kWh el precio más bajo de los regulados en la actualidad frente a los 2,8 c€/kWh estimados para 2030). No obstante, a pesar de que los precios fijados del gas natural no están sujetos a las variaciones existentes en el mercado internacional, esta inestabilidad afecta inevitablemente en el precio final del gas.

4.5. Análisis y Comentarios

A continuación se muestra un resumen que resalta los puntos fundamentales del estudio del perfil español:

- El sistema energético actual es insostenible y no internaliza todos sus costes. La progresiva internalización de ellos nos conducirá a un notable incremento del coste de la electricidad generada por las tecnologías “sucias”.

- El potencial de las energías renovables en España es muy superior al conjunto de la demanda nacional, además de estar en su conjunto bastante uniformemente repartido por la península.
- La producción anual de energía eléctrica por renovables en el 2009 se situó alrededor del 35%, con un 15% de energía eólica, un 10% de energía hidráulica, un 7% de energía de biomasa, biogás y RSU y un 2,7% de energía solar.
- Las tecnologías como la solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, biomasa y eólica terrestre y marina poseen unas perspectivas de desarrollo muy importantes.
- La integración de las energías renovables en la red eléctrica española, debido a su carácter no controlable, supondrá un factor importante para el desarrollo de estas en el futuro. La competencia con centrales convencionales y la incompatibilidad con centrales estilo “generación base” como, por ejemplo, la energía nuclear, serán puntos claves para la implantación definitiva de las energías renovables competitivas.
- El paso a la madurez de la electricidad a partir de fuentes renovables requiere aumentar capacidad y adaptación a la demanda.
- La introducción de la tecnología de redes inteligentes favorecerá esta introducción de las energías renovables, permitiendo unos costes de electricidad más reales.

En cuanto al desarrollo de las fuentes de energías renovables, se resaltan los factores principales que afectan negativamente a nivel nacional:

- El desarrollo de las energías renovables aun es muy vulnerable a los cambios de normativa, respecto a sus tarifas o condiciones de desarrollo de proyecto. La incertidumbre existente por el fin de plan de energías renovables 2005 – 2010, y falta de una regulación nueva, suponen una amenaza importante para el desarrollo de estas tecnologías.
- El acceso a la financiación de los proyectos de energía renovable es un punto clave para la viabilidad de estos proyectos, que suelen requerir fuertes inversiones iniciales
- La “competencia” con centrales convencionales y la incompatibilidad con centrales estilo generación base como, por ejemplo, la energía nuclear. (Potencia instalada del parque español > 85 GW, consumo pico < 45 GW).

Entre los factores que pueden favorecer el desarrollo cabe resaltar los siguientes:

- Factores como la directriz europea del 20-20-20, el desarrollo del cambio climático y el calentamiento global y la implementación del comercio (real) con derechos de emisión de CO₂, son claves para el futuro de estas tecnologías.
- La puesta en marcha de políticas de reducción de la contaminación local en ciudades pueden ser un factor importante (como por ejemplo la introducción de vehículos híbridos “enchufables” y completamente eléctricos y/o propulsadas por pilas de combustible).

Del estudio de coste cabe resaltar las siguientes conclusiones:

- Las tecnologías de menor coste en el horizonte del 2050 serán las renovables.
- La energía eólica es hoy en día la energía renovable más rentable, entrando en competencia directa con las energías convencionales en los momentos de mayor demanda energética.
- Dentro de las tecnologías solares, la tecnología actualmente más competitiva económicamente es la solar termoeléctrica.
- Los precios de la energía solar fotovoltaica han caído fuertemente, tal y como se auguraba en los pronósticos de distintos informes. Así mismo las previsiones de potencia instalada para finales de 2010 según el PER han sido sobrepasadas en diez veces las previstas.

- El abaratamiento constante de los costes de fabricación (muchas veces subestimado) y desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento, supone un factor de abaratamiento fundamental para las nuevas tecnologías de producción.
- Para la tecnología solar fotovoltaica existirá proceso acelerador de evolución por posible autoconsumo a partir del momento de “grid parity”, es decir, cuando el coste del kWh de la red sea igual al producido por dicha tecnología. Esta situación se prevé factible a partir de 2015. No obstante, debido a la baja densidad energética de esta fuente de energía, no se considera que esta situación pueda tener un impacto relevante en la producción de hidrógeno para usos estacionarios.

En cuanto a los costes de los recursos energéticos empleados en el HyWays y los analizados por el GAC, a continuación, se resumen las diferencias más significativas:

Los costes de la biomasa en España se consideran sustancialmente menores que los considerados por el HyWays, presumiblemente debido a las mejoras en las técnicas de recolección y pretratamiento. Para poder realizar esta afirmación, se considera interesante realizar estudios en mayor profundidad sobre la tendencia prevista en el coste de la biomasa.

Los costes actuales del gas natural, la electricidad y el carbón son sustancialmente mayores que los previstos por el HyWays. A esto hay que añadir que se esperan subidas importantes unidas a la recuperación económica. Por tanto, hay que cuestionar más aquellas cadenas en las que el hidrógeno se produzca a partir de estos recursos.

Los costes de la energía fotovoltaica y termoeléctrica han descendido en los últimos tiempos de manera significativa, esta tendencia puede favorecer la reducción de coste del mix eléctrico, permitiendo la producción onsite de hidrógeno en conjunción con la instalación de las redes inteligentes.

En resumen, la situación actual de los costes de los recursos energéticos muestra en términos generales un abaratamiento importante de las energías renovables junto con un encarecimiento de los recursos no renovables a un ritmo mayor de lo pronosticado por el HyWays (que basa en el estudio WETO-H2). Estos hechos, según la opinión de Grupo de Análisis de Capacidades, no hacen sino disminuir la distancia entre los precios del hidrógeno producido a través de energías renovables y el hidrógeno producido por fuentes convencionales, favoreciendo la implantación de los primeros en el futuro.

Cabe hacer mención especial para los recursos solar, eólica y biomasa:

- Solar fotovoltaica: El rápido desarrollo de la implantación de estas instalaciones ha favorecido la bajada de sus costes, si bien estas siguen siendo demasiado elevados para plantearse como una fuente de producción de hidrógeno realmente competitiva en el corto o medio plazo. No obstante, en un futuro cuando se reduzcan sus costes, la distribución a lo largo del país de estas instalaciones podría aportar una red de posibles puntos de generación de hidrógeno de origen renovable.
- Solar termoeléctrica: El rápido desarrollo de esta energía que se está dando en estos momentos, se presenta como una buena oportunidad para seguir aumentando el porcentaje de energía renovable en nuestro mix energético. Sin embargo, el Grupo de Análisis de Capacidades, no considera que sea viable la producción de hidrógeno a partir de esta energía a corto plazo, siendo más una tecnología a largo plazo.
- Otras tecnologías de producción de hidrógeno solar, como por ejemplo el uso de ciclos de ferritas, están aún en fase de investigación y si bien sus primeros resultados parecen prometedores, sólo se considera su posible desarrollo en el muy largo plazo.
- Eólica: La producción de energía eólica en España ha ido incrementándose de forma firme y sostenida a lo largo de los últimos años, demostrando su madurez, competitividad y los múltiples beneficios que ofrece al sistema energético español. No obstante la integración de esta energía en el sistema eléctrico español es una de las barreras más importantes de cara a su desarrollo. El Grupo de Análisis de Capacidades considera que la utilización de la energía eólica para la producción de hidrógeno, especialmente para su uso en aplicaciones móviles, puede brindar a esta

energía un valor añadido, así como, una oportunidad muy valiosa para su futuro desarrollo.

- Biomasa: El desarrollo del recurso de la biomasa por parte del PER 2005-2010, particularmente el impulso a la biomasa eléctrica en España, no se ha materializado en los resultados esperados, no alcanzándose los objetivos de potencia a instalar. Este desarrollo más lento del recurso se ha dado debido a múltiples causas: falta de un mayor apoyo institucional, complejidad del desarrollo de la logística de una red de aprovisionamiento, heterogeneidad de la calidad y la disponibilidad de la biomasa, competencia con otros usos... A pesar de estas complejidades asociadas al recurso, el Grupo de Análisis de Capacidades sigue considerando que este recurso, gracias a la gran flexibilidad en sus posibles usos, tiene gran potencial como recurso de transición, y se considera relevante para la producción del hidrógeno.

Finalmente cabe resaltar como una de las principales conclusiones que pueden resaltarse del estudio es que la potencia instalada de energías renovables en España en 2008 es perfectamente capaz de suministrar el hidrógeno demandado por el HyWays para el 2020. Con sólo el 6 % del potencial eólico instalado en España en 2008, se cubriría la demanda prevista por el HyWays en 2020.

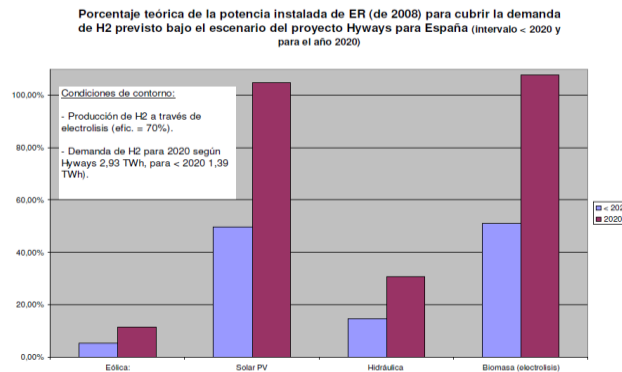


Figura 4.23: Porcentaje teórico de la potencia instalada de ER (de 2008) para cubrir la demanda de H2 previsto bajo el escenario del proyecto HyWays para España. Fuente: PTE-HPC (GAC).

5. CADENAS ENERGÉTICAS DEL HIDRÓGENO

En el capítulo anterior se han analizado detenidamente los recursos de energía primaria disponibles en España como posible fuente de energía para la producción de hidrógeno. Se han comentado las similitudes y diferencias de la realidad nacional y las suposiciones usadas por el HyWays en su estudio. Sin embargo, todavía nos queda por mostrar y comentar las tecnologías disponibles en España, y sus previsiones, para obtener este hidrógeno, distribuirlo y utilizarlo de una manera lo más eficiente, menos contaminante y menos costosa posible. La descripción de estos procesos desde la producción del hidrógeno, su distribución y almacenamiento hasta sus aplicaciones finales se incluye en la definición de las “Cadenas energéticas del hidrógeno”.

5.1. Metodología

Los grupos de trabajo WP1 y WP2 del proyecto HyWays se encargaron de estudiar las cadenas de energía óptimas para los distintos países miembros involucrados en el estudio, entre ellos España, proyectándolas a los horizontes temporales de 2020, 2030 y 2050.

Para ello se partió de la selección de las cadenas más favorables para cada país, en base a sus recursos energéticos, analizados en el capítulo anterior, y a sus infraestructuras y tecnologías específicas. Con este fin se celebraron varias jornadas de trabajo en las que participaron miembros de la industria y de la investigación nacional. Aunque se intentó dar el mayor alcance posible a esta participación, no todos los sectores relacionados estuvieron presentes.

Como resultado de este trabajo se obtuvieron las cadenas de producción y consumo de hidrógeno más probables, cuyos datos e hipótesis sobre tecnología y costes serían utilizados por el grupo de trabajo del proyecto, para calcular la proyección en los diferentes horizontes temporales de la eficiencia energética, las emisiones de GHG y los costes totales de cada cadena energética.

Las cadenas elegidas se modelaron con el software E3-Database desarrollado por el LBST (teniendo en cuenta los datos de CONCAWE/EUCAR/JRC del 2006 y de la base GEMIS). Con esta herramienta se estimaron las emisiones GHG y los requerimientos energéticos y costes del suministro de hidrógeno, electricidad y calor.

A la hora de realizar los cálculos de costes totales de cada proceso, el HyWays tiene en cuenta varios parámetros como: las curvas de aprendizaje en función del número de unidades producidas; las curvas de escalado según la capacidad de la planta (no siempre son lineales) y las fases de la vida de las plantas de producción (construcción, operación y desmontaje) con sus costes asociados. Estas reglas de cálculo están descritas detalladamente en el informe de referencia⁹⁰. En el caso de España se ha aplicado una tasa de descuento del 6% a los resultados obtenidos.

5.2. Selección de las cadenas energéticas de producción de Hidrógeno para España

Hay muchas maneras de agrupar o clasificar las posibles cadenas de producción y utilización del hidrógeno. El proyecto HyWays aproxima su clasificación siguiendo el siguiente orden:

- Según su recurso energético o fuente de energía

⁹⁰ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP2/WP1WP2_Report_Spain_15DEC2006.pdf

- Según su proceso de producción. En este grupo se distingue si el proceso se realiza de forma centralizada, en una sola planta, o descentralizada, en pequeñas plantas de proceso, u on-site, en el lugar de la demanda.
- Según el uso del hidrógeno. Se identifican dos usos: para repostaje de vehículos con estaciones de servicio (FS) y para uso estacionario tanto doméstico como industrial (STU).
- Según la forma de transporte del hidrógeno: Bien como gas comprimido (CGH2) o bien como gas licuado (LH2).
- Según el modo de transporte del hidrógeno: A través de gasoductos o camión.
- Según exista en el proceso captura y secuestro de CO₂.
- En el caso del gas natural según se transporte el recurso energético para su procesado por barco o gasoducto.

5.2.1. Situación de las tecnologías de hidrógeno en España según el HyWays.

Para el caso español el proyecto hace un pequeño análisis del estado de las tecnologías de producción, almacenamiento y distribución y uso final en España. A continuación se presenta un breve resumen del mismo.

El documento de HyWays⁹¹ sobre el perfil español elaborado en 2006, hace un repaso de las distintas tecnologías para la producción, conversión y uso final del combustible, que son viables en España. Estos datos se tuvieron en cuenta de forma cualitativa en la elaboración de los resultados finales del HyWays para España.

a) Producción

➤ Reformado de metano vapor de gas natural (SMR)

El reformado de combustibles fósiles y renovables es un área de investigación de considerable interés para España. Por otra parte, también hay cierta experiencia en la producción de hidrógeno a través de estos métodos en España, como ejemplo, existe la planta de SMR en Tarragona. Esta planta tiene una capacidad de 400 MNm³ de hidrógeno con una pureza de 99,9%. La mayoría de la producción (99%) del hidrógeno producido se distribuye por tuberías, y el resto en botellas a presión.

➤ Gasificación de Carbón

España tiene una considerable experiencia en la tecnología de gasificación de carbón. La planta de gasificación de Puertollano con una potencia de 335 MW operada por Elcogas, ha estado procesando carbón desde 1998, produciendo gas de síntesis para su uso en una turbina de gas de ciclo combinado. La planta se mejoró en 2003 para incluir una unidad de producción de hidrógeno bajo el proyecto de demostración HYDROGAS. En la actualidad (2009) la planta piloto de captura de CO₂ y producción de hidrógeno, se encuentra en su fase final de construcción.

La principal barrera para la generalización de esta tecnología es la complejidad extra del proceso y el coste mayor de la producción del hidrógeno comparado con el SMR.

➤ Gasificación de Biomasa

España posee una gran experiencia en la tecnología de gasificación de biomasa. Algunas compañías nacionales han desarrollado y comercializado tecnologías de gasificación de biomasa y existen varias centrales de gasificación de biomasa en funcionamiento. Estas incluyen una planta de gasificación de biomasa de cáscara de almendra de 500 kW_{eléc}, que ha estado operativa desde 1997. Existen otras plantas, incluyendo una de 7,3 MW_{eléc} en

⁹¹ HyWays. Member State Profiling Report_Spain.
http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP3/HyWays_D3.14_SPAIN_MS-Profiling_Report_JUN2006.pdf

Totana (Murcia), aunque hasta la fecha ninguna está diseñada para la producción de hidrógeno.

➤ **Electrólisis:**

España posee una considerable experiencia en investigación de producción de hidrógeno a través de la electrólisis, particularmente a través de energía fotovoltaica. Esta línea de investigación se considera una prioridad con varios proyectos de demostración en curso. La principal barrera sigue siendo su alto coste. Debido al alto desarrollo de la energía eólica, un gran número de compañías del sector, están interesadas en el desarrollo de electrolizadores para producir hidrógeno como “buffer” que permita mantener la red eléctrica más estable.

➤ **Descomposición de alta temperatura:**

Aunque esta tecnología está en una situación relativamente inmadura posee un gran potencial de reducción de coste en la producción del hidrógeno. No resulta ser una tecnología prioritaria en España aunque podría tener sinergias con la investigación de energía termosolar actualmente en desarrollo.

➤ **Nuevas tecnologías de producción de hidrógeno:**

Existe un interés en las tecnologías emergentes de producción de hidrógeno en España como la foto-electrólisis, y técnicas fotobiológicas o biomiméticas, aunque aún no han sido comercializadas y su viabilidad aun requiere más investigación.

➤ **Captura y almacenamiento de CO₂:**

Las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ no parecen ser la prioridad de investigación en España. No obstante existen proyectos y estudios de investigación y demostración de estas tecnologías. Las principales barreras de esta tecnología son el alto coste de la captura de post-combustión y la falta de procedimientos de validación y verificación aceptados.

b) **Almacenamiento:**

➤ **Compresión:**

Varias compañías tienen experiencia en esta tecnología, siendo responsables de varios proyectos de demostración. Las barreras para el uso de gas comprimido derivan de problemas técnicos con los tanques (tamaño) y de la baja eficiencia del proceso de conversión.

➤ **Licuefacción:**

En España existen compañías con experiencia en esta tecnología. Las barreras asociadas son su alto coste y su relativamente baja eficiencia. Así mismo hay un problema con la percepción pública sobre la seguridad de esta tecnología.

➤ **Hidruro metálico recargable:**

El uso de hidruros metálicos para el almacenamiento de hidrógeno es una prioridad para la investigación en España. Las principales barreras para esta tecnología son el peso y coste de los materiales.

➤ **Materiales basados en el carbono:**

Los nanotubos de carbono como posible tecnología para almacenar hidrógeno, también están siendo investigados en España por entidades como el CSIC. Por el momento no se ha confirmado su viabilidad para almacenar gran cantidad de hidrógeno a temperatura ambiente.

➤ **Nuevas tecnologías:**

Existen otras tecnologías como microesferas de vidrio, líquidos orgánicos recargables o químicos híbridos, aunque no parecen ser una prioridad de investigación en España.

c) Distribución:

➤ Infraestructura de repostaje:

En el momento del informe (2006) existían dos estaciones de repostaje de hidrógeno en Madrid y Barcelona, como parte del proyecto CUTE, y existían planes para instalar cuatro pequeñas plantas regionales más.

➤ Mini grid:

Mini redes de hidrógeno existen en todas las refinerías petrolíferas españolas, pero no se extienden más allá de las instalaciones de refino.

d) Uso final:

➤ Uso en vehículos:

La demanda del transporte privado se mide por el número de kilómetros realizados en un año por persona en un vehículo privado. En España esta demanda se ha ido incrementando sostenidamente desde 232,4 Gpkm (Giga-passenger-kilometre-travelled) en 1990 hasta 386,8 Gpkm. Se considera que continuará aumentando hasta los 470 Gpkm en 2030.

➤ Pilas de combustible:

La tecnología de pila de combustible, especialmente para aplicación estacionaria o para aplicación de transporte, están siendo investigados en España por entidades públicas y privadas.

➤ Motores de combustión interna (ICE):

Aunque no hay aplicaciones de esta tecnología en el momento en España, la industria española está en proceso de desarrollo de estos sistemas. La potencia de cogeneración instalada se considera como una fuente de experiencia para esta tecnología.

5.2.2. Propuesta de las tecnologías viables en España para el HyWays

En el HyWays, a través de varios workshops organizados en España en la que se reunieron expertos de la industria y de institutos de investigación, se eligieron una serie de métodos de producción de hidrógeno basados en las infraestructuras específicas y recursos naturales del país.

Los siguientes procesos de producción fueron seleccionados como los más favorables para España:

- Producción de hidrógeno a partir de gas natural: esta producción se realiza utilizando reformadores de vapor metano (SMR) que han sido estudiados por el HyWays con captura de CO₂ y sin ella.
- Producción de hidrógeno a partir de carbón: esta producción se realiza vía gasificación a gran escala de carbón "hard coal" con o sin captura y secuestro de CO₂.
- Producción de hidrógeno a partir de biomasa: esta producción se realiza a través de la gasificación de la biomasa. El proceso incluye un pre-tratamiento y una purificación y separación del gas de síntesis. Para el caso de la gasificación de biomasa forestal produce gas de síntesis (mezcla de H₂, CO, CO₂ y CH₄), que después es purificado en dos etapas hasta obtener hidrógeno puro.
- Producción de hidrógeno a través de ciclos de ferritas solares térmicos: La energía térmica se transforma en calor el cual se usa para descomponer ZnFe₂O₄ para producir GH₂ (ciclo de ferritas mixto). La eficiencia total es del 30%.
- Producción de hidrógeno a través de ciclos S/I Nucleares: El calor nuclear se utiliza para descomponer el H₂SO₄ para producir GH₂ (ciclo de sulfuro iodina). La eficiencia global es del 47% (eficiencia de la conversión de potencia térmica en calor < 70% y la eficiencia del ciclo S/I esta en torno a 50%).

- Producción de hidrógeno a través del mix eléctrico: El hidrógeno se produce a través de la electrólisis. Una central de electrólisis consiste en un gran número de unidades electrolizadoras. Si el total de la capacidad de generación de hidrógeno de la central electrólisis ascendiera 100.00 Nm³/h se requerirían 125 unidades 800Nm³/h.
- Producción de hidrógeno a través de electrólisis de alta temperatura.

En estos Workshops también se plantearon unos valores límites para cada tecnología de producción en los horizontes temporales planteados. Estos límites son las preferencias de los representantes españoles o “Bounds” considerados en los escenarios de los resultados del proyecto y comentados en el apartado siguiente.

Dentro de los procesos de producción de hidrógeno, se diferenciaron en algunos casos la posibilidad de producción centralizada y on-site, para el reformado de gas natural, y la electrólisis.

La principal propuesta para distribuir el hidrógeno fue en gas comprimido por camiones o tuberías, aunque también se planteó la posibilidad de transporte de hidrógeno líquido en camiones a partir del reformado del gas natural.

Como aplicaciones finales, aunque no se descartó el uso doméstico del hidrógeno, el proyecto encaminó los resultados a vehículos de hidrógeno y por lo tanto se planteó una demanda de estaciones de repostaje de hidrógeno.

5.2.3. Cadenas Energéticas del Hidrógeno

Con estos datos se confeccionaron 8 cadenas fundamentales, según los 8 recursos energéticos seleccionados para la producción de hidrógeno por los métodos anteriormente comentados: Biomasa, Gas Natural, Carbón, Energía eólica (terrestre y marina), Solar, Mix eléctrico, Subproducto y Energía Nuclear.

Estas 8 vías de producción del hidrógeno se dividen en un total de 27 cadenas, según los otros parámetros de clasificación, de las cuales 24 corresponderían a aplicaciones móviles y 3 a aplicaciones estacionarias.

En la siguiente tabla se muestran todas las cadenas estudiadas por el HyWays para el caso de España, clasificadas según su proceso de producción, modo de transporte del hidrógeno, existencia o no de proceso de captura y secuestro de CO₂, licuefacción o no del hidrógeno y su aplicación final.

N°	Feedstock	Production Process	Transport	CO ₂ seq.	Gas / Liquid	Application	2020	Bounds 2020	2030	Bounds 2030	2050	Bounds 2050
1 a	Biomass	Central Gasification	GH ₂ pipeline	No	Gas	Car FS	X	>20%	X	30%	X	5-15%
2	a	NG (pipeline/ship)	Central SMR	GH ₂ pipeline	No	Gas	Car FS	X		X		
	b	NG (pipeline/ship)	Central SMR	CGH ₂ truck	No	Gas	Car FS	X		X		
	c	NG (pipeline/ship)	Central SMR	LH ₂ truck	No	Liquid	Car FS	X		X		
	d	NG (pipeline/ship)	Central SMR	GH ₂ pipeline	Yes	Gas	Car FS			X		X
	e	NG (pipeline/ship)	On Site SMR	GH ₂ pipeline	No	Gas	Car FS	X		X		X
3	a	Coal	Gasification	GH ₂ pipeline/truck	No	Gas	Car FS/Domestic Use	X	<20%	X		
	b	Coal	Gasification	GH ₂ pipeline	Yes	Gas	Car FS/Domestic Use		0%	X		X
4	a	On shore Wind Power	On Site Electrolysis	GH ₂ pipeline	No	Gas	Domestic use	X	10%	X		X
	b	On shore Wind Power	Central Electrolysis	GH ₂ pipeline/truck	No	Gas	Car FS	X		X	>25%	X
	c	Off-shore Wind Power	Central Electrolysis	GH ₂ pipeline/truck	No	Gas	Car FS		0%	X		X
5	a	Solar	Thermal conversion	GH ₂ pipeline	No	Gas	Car FS		0%		0%	X
	b	Solar	Thermal conversion	CGH ₂ truck	No	Gas	Car FS		0%	X	>5%	X
6 a	Mix Electricity	On Site Electrolysis	GH ₂ pipeline	No	Gas	Car FS		0%	X		X	>10%
7 a	By-product		CGH ₂ truck	No	Gas	Car FS	X					
8 a	HT Nuclear Heat	HT Electrolysis/TC Cycles	GH ₂ pipeline	No	Gas	Car FS		0%		0%	X	>10%

Tabla 5.1: Cadenas de obtención de hidrógeno seleccionadas en el HyWays para España.

En esta misma tabla se indican los porcentajes máximos o “Bounds” establecidos para cada cadena de producción sobre el 100% de hidrógeno producido en los tres horizontes temporales marcados. Por ejemplo, los expertos participantes en el Workshops indicaron que la tecnología de producción de hidrógeno por electrolisis a partir de la energía eólica terrestre estará presente en corto, medio y largo plazo, pero en el 2020 cubrirá el 10% de la producción total de hidrógeno, en 2030 más del 25% y en 2050 más de 20% del hidrógeno producido. Por otro lado la producción a partir de conversión solar térmica no estará presente hasta el 2020 con un porcentaje del 5%. Para el 2020 se consideró que estarían presentes las siguientes tecnologías: Gasificación de la biomasa y gasificación del carbón en un porcentaje en torno a 20% cada uno (electrólisis a partir de eólica en un 10 % y el hidrógeno procedente de la industria como subproducto y reformado a partir del gas natural cubrirían la producción restante hasta el 100%.

5.3. Descripción de las cadenas

Una vez seleccionadas las cadenas, el grupo de trabajo WP1/WP2 configuró los parámetros necesarios para el cálculo de los costes, emisiones y eficiencias de cada cadena. En el documento “Hydrogen supply chains for Spain”⁹² se describen detalladamente los parámetros principales de todas las cadenas consideradas. A continuación, a modo de ejemplo, se presentan algunas de las cadenas más representativas estudiadas por el HyWays.

⁹² http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP2/WP1WP2_Report_Spain_15DEC2006.pdf

5.3.1. Biomasa

La única cadena seleccionada para la obtención de hidrógeno a través de biomasa es la que utiliza la gasificación de residuos forestales de manera centralizada, sin captura y secuestro del CO₂.

La siguiente figura muestra el diagrama del proceso modelizado. Los residuos madereros, son astillados y transportados por camiones de 40 toneladas a lo largo de 50 km hasta la planta de gasificación. La electricidad requerida para la planta de gasificación se obtiene de la planta eléctrica de biomasa situada en las proximidades. Una vez la biomasa ha sido gasificada y el hidrógeno gaseoso ha sido separado del gas de síntesis, el hidrógeno comprimido es transportado hasta las estaciones de repostaje a través de una red de gasoductos consistente en: grandes gasoductos (50 km) con un caudal de 240 GWh de hidrógeno por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un caudal de 8 GWh de hidrógeno por gasoducto y año.

El proceso de astillado de la madera considera también el diesel necesario para la obtención del trabajo mecánico.

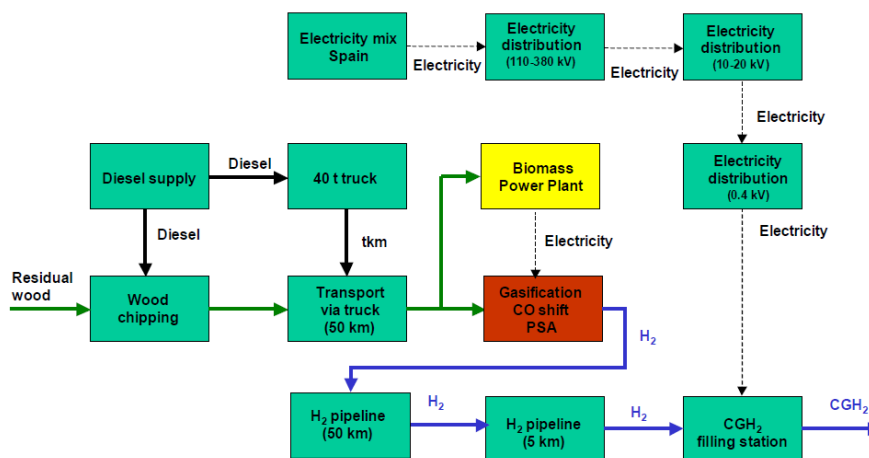


Figura 5.1: Cadena de obtención de hidrógeno modelizada para la gasificación de biomasa, para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: HyWays

5.3.2. Gas Natural

Dentro de los distintos recursos energéticos estudiados para la obtención de hidrógeno el gas natural es el que posee mayor número de variantes, con diez cadenas diferentes modelizadas. Estas varían según la procedencia del gas natural (por barco o gaseoducto), el proceso de producción (centralizado u on-site), la distribución (en tubería o camión de hidrógeno) comprimido o licuado y la posibilidad de captura de CO₂.

La siguiente figura muestra un ejemplo de estas cadenas a partir del reformado de vapor metano del gas natural, distribuido en gasoductos, sin captura de CO₂, para su uso en estaciones de repostaje.

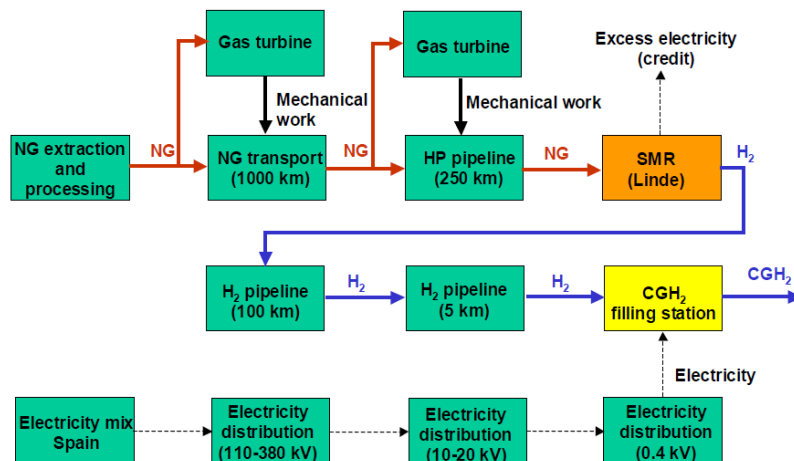


Figura 5.2: Cadena de obtención de hidrógeno modelizada para el reformado de vapor metano del gas natural sin captura de CO₂, con distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto, para su uso en estaciones de repostaje.
Fuente: HyWays

En el diagrama anterior se muestra como inicialmente, el gas es extraído y procesado en los países productores de gas natural y transportado por los gaseoductos hasta la red nacional (considerando una distancia de 1000 km). De aquí es distribuido hasta un punto central (a una distancia de 250 Km de media) donde se encuentra la planta de reformado.

En este caso, el hidrógeno producido es transportado hasta la estación de servicio por medio de grandes gasoductos (100 km), con un caudal de 240 GWh de hidrógeno por gasoducto y año, y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un caudal de 8 GWh de hidrógeno por gasoducto y año. En otras subcadenas este hidrógeno es transportado por camiones una distancia de 50 km, teniendo en cuenta el gasoil necesario para camiones de 40 t.

El exceso de electricidad producido por el reformador de vapor metano tipo “Linde” (cuyas características técnicas y económicas se presentan en el documento del HyWays de cadenas⁹³) es vendida a la red. La estación de repostaje obtendrá su suministro de electricidad del mix eléctrico español.

Si el gas natural es transportado a España por barco, la cadena introduce el proceso de licuefacción tras su extracción, el transporte en barco una distancia de 2000 km y la posterior vaporización para alimentar el reformador, con los consiguientes gastos eléctricos y de combustibles fósiles.

5.3.3. Carbón

Dentro de los métodos de obtención de hidrógeno a partir del carbón tipo “hard coal” se muestra la cadena de gasificado de carbón sin captura de CO₂, con el hidrógeno distribuido por gaseoductos para uso en estaciones de repostaje. Esta cadena resulta ser la de menor coste, mayor eficiencia y de una viabilidad técnica alcanzable a partir de 2020 en comparación con las que transportan el hidrógeno en camiones o contemplan la captura de CO₂.

Las características del carbón utilizadas en el modelizado se han tomado del mix de “hard coal” de la Unión Europea.

El suministro de hidrógeno comprimido hasta las estaciones de repostaje es llevado a cabo a través de una red de gasoductos de hidrógeno. Así pues, la red de distribución de hidrógeno consiste en: grandes gasoductos (100 km) con un caudal de 240 GWh de hidrógeno por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un caudal de 8 GWh de hidrógeno por gasoducto y año.

⁹³ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP2/WP1WP2_Report_Spain_15DEC2006.pdf

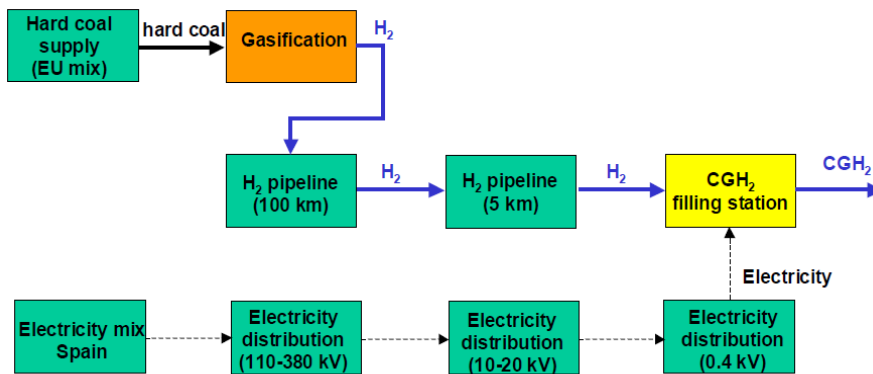


Figura 5.3: Cadena de obtención de hidrógeno modelizada para el gasificado de carbón sin captura y secuestro de CO₂, con distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto, para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: HyWays

5.3.4. Energía eólica terrestre

La cadena representada en el siguiente diagrama, muestra la cadena de obtención de hidrógeno por electrólisis centralizada, utilizando aerogeneradores terrestres y distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto, para aplicación de repostaje. Esta cadena resulta más económica y eficiente que la cadena alternativa también estudiada por el HyWays, en la que la distribución se realiza a través de camiones de hidrógeno comprimido.

En esta cadena, la electricidad generada por los aerogeneradores, se distribuye a una planta de electrólisis centralizada. El suministro de hidrógeno comprimido se realiza a través de una red de gasoductos de hidrógeno. Así pues, la red de distribución de hidrógeno consiste en: grandes gasoductos (100 km) con un caudal de 240 GWh de hidrógeno por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un caudal de 8GWh de hidrógeno por gasoducto y año.

La electricidad requerida para la planta de electrólisis deberá ser de media tensión, mientras que la electricidad requerida para la estación de repostaje deberá ser de baja tensión, proviniendo ambos suministros, de la electricidad generada por los aerogeneradores.

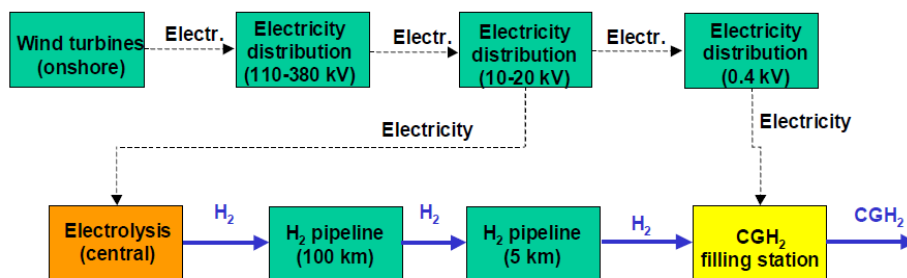


Figura 5.4: Cadena de obtención de hidrógeno para electrólisis centralizada utilizando aerogeneradores terrestres y distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: HyWays

Otra variante de esta cadena es la obtención de hidrógeno por electrólisis descentralizada “on-site” para usos domésticos con la utilización de una red de gasoductos de pequeño tamaño (5 km). Esta configuración incluye la venta del excedente de electricidad a una red de distribución de media tensión (“credit”).

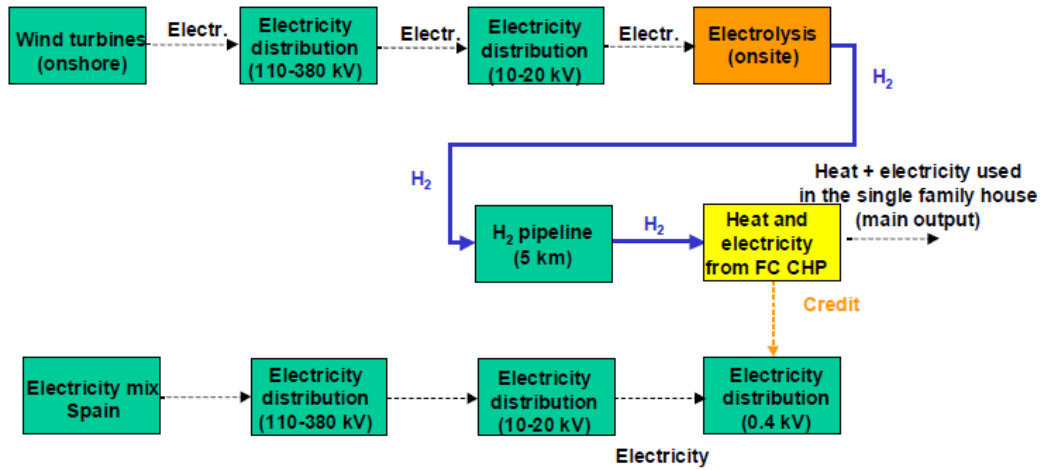


Figura 5.5. Cadena de obtención de hidrógeno para hidrólisis descentralizada utilizando aerogeneradores para su uso en aplicaciones estacionarias. Fuente: HyWays

5.3.5. Hidrógeno como subproducto

El hidrógeno como subproducto se obtiene a través de diversos procesos industriales en las refinerías. Actualmente el hidrógeno como subproducto se usa como combustible para la obtención de calor en la industria. Si el subproducto se exportase como producto para, por ejemplo vehículos de hidrógeno, la industria requeriría gas natural adicional para la obtención de energía térmica para sus procesos. Así pues el estudio considera la generación de hidrógeno como subproducto como un proceso con entrada de gas natural y salida de hidrógeno con una eficiencia del 100%.

El hidrógeno producido se comprime y se transporta a través de camiones de gas comprimido a lo largo de distancias de 50 km de media, hasta las estaciones de repostaje.

La electricidad requerida para el compresor se obtiene del mix eléctrico español a media tensión, mientras que la electricidad requerida en la estación de repostaje se toma a baja tensión.

La siguiente figura muestra el diagrama de la cadena de producción de hidrógeno usando esta tecnología.

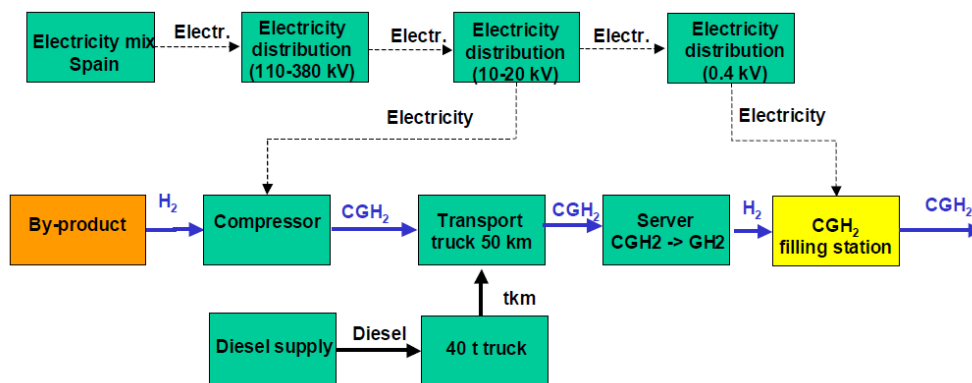


Figura 5.6. Cadena de obtención de hidrógeno como subproducto industrial, distribuida en camiones de hidrógeno comprimido, para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: HyWays

5.4. Resultados

5.4.1. Rendimientos de las cadenas.

El proyecto ha hecho un estudio comparativo de los rendimientos de cada cadena energética teniendo en cuenta todo el proceso desde obtención del recurso hasta la aplicación final.

En la siguiente gráfica se muestra el resultado obtenido para las cadenas estudiadas para aplicaciones móviles, teniendo en cuenta los tres horizontes temporales.

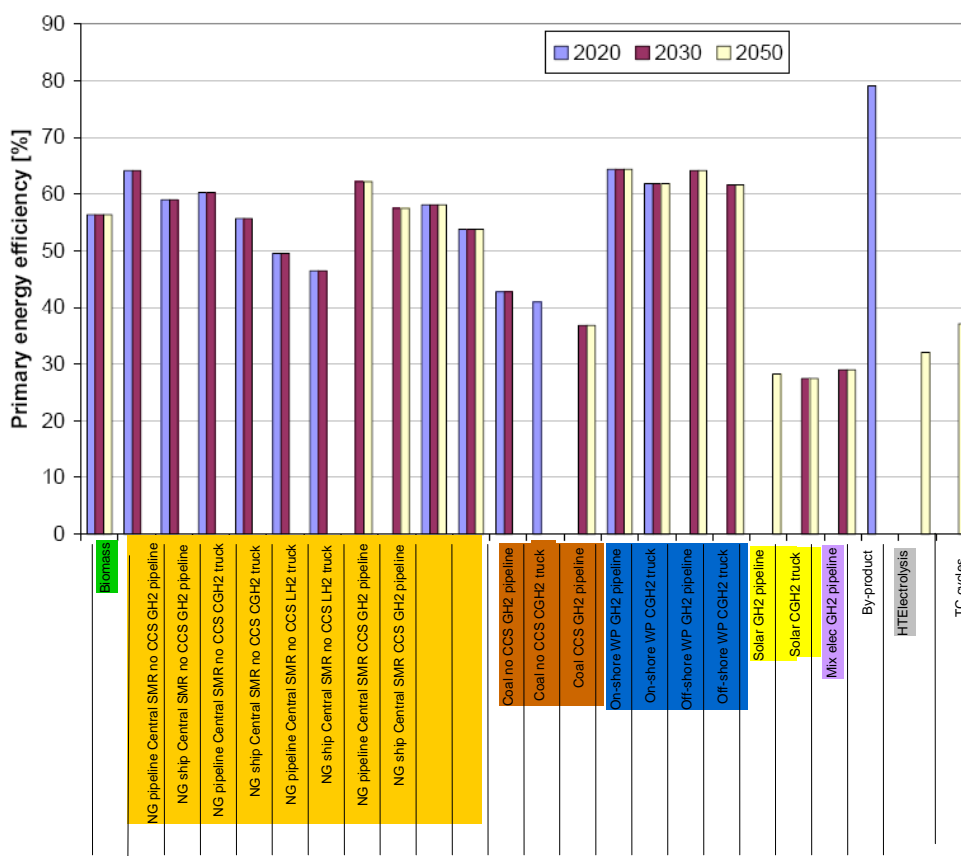


Figura 5.7: Eficiencias de las cadenas de hidrógeno para aplicaciones móviles. Fuente: HyWays

En la gráfica anterior, se observa que el mejor rendimiento a corto plazo corresponde a la utilización del hidrógeno subproducto transportado en camiones, seguido por el reformado de gas natural centralizado, o la electrolisis eólica, y transportado por gaseoductos. Mientras que la producción a partir de ciclos de alta temperatura tanto solares como nucleares tienen unos rendimientos muy bajos aún cuando estén disponibles.

Respecto a los resultados obtenidos para aplicaciones estacionarias, se concluye que sólo las cadenas a partir de energía eólica alcanzan unos rendimientos mayores del 70% en los tres periodos, siendo la de menor rendimiento la gasificación del carbón con la captura de CO₂.

5.4.2. Emisiones y costes de las aplicaciones móviles

Dentro del proyecto se ha elaborado un estudio de emisiones de gases de efecto invernadero (GHG) y de costes, para cada una de las cadena de producción de hidrógeno. En el caso de aplicaciones móviles se trata de un análisis WTT: "Well to Tank". A continuación se muestran los resultados obtenidos:

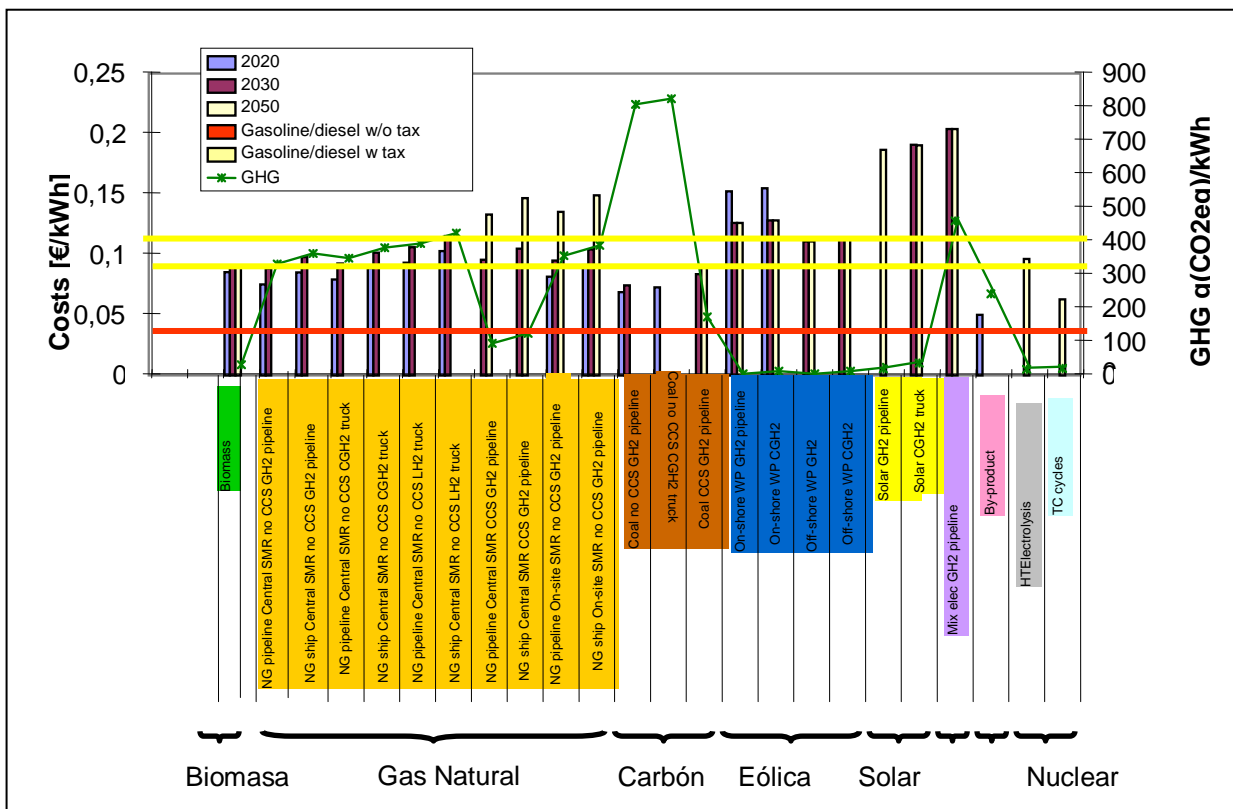


Figura 5.8: Análisis WTT, de emisiones GHG y costes de las cadenas del hidrógeno de aplicaciones móviles en España. Fuente: HyWays

En la figura aparece en forma de columnas de tres colores, según el horizonte temporal, el precio en €/kWh que costaría producir la energía a partir de hidrógeno según la cadena considerada. En cuanto a las emisiones GHG (línea verde) se miden en g de CO₂ equivalentes producidos en la obtención de 1 kWh de hidrógeno.

La principal causa de emisiones de GHG se debe principalmente al proceso de producción del hidrógeno. Se asume que en 2020, no existe captura de CO₂ de ahí el alto nivel de emisiones de GHG al usar el reformado de metano vapor y la gasificación de carbón, que disminuyen considerablemente con la implementación de tecnología de captura de CO₂. La segunda causa es la licuefacción que necesita del suministro eléctrico procedente del mix eléctrico español. El alto nivel de emisiones del mix eléctrico español es debido a la alta participación del carbón y el gas natural considerado en el proyecto (15% y 40% respectivamente estimados por el HyWays para el 2020).

Si analizamos el caso del carbón, se pueden extraer varias conclusiones. En 2020-2030 la gasificación de carbón produce muchas emisiones GHG, debidas a la producción de hidrógeno a partir de fuentes fósiles y al proceso de licuefacción. A partir de 2030 (columnas marrón y amarilla) cuando la captura de CO₂ sea viable, las emisiones asociadas a la cadena 3c (ver tabla 5.1) de gasificación de carbón disminuirán.

Por supuesto las cadenas con menores emisiones GHG corresponden a la producción a partir de la energía eólica, solar, nuclear y biomasa.

En cuanto a los costes, el hidrógeno obtenido como subproducto resulta ser la opción más económica en los primeros momentos pues no deja de ser un producto secundario de otra transformación química prioritaria. Se aprecia un aumento claro del precio del gas natural, del carbón y de la biomasa desde 2020 a 2050 debido a la disminución de las reservas y el aumento de la demanda.

Fijándonos ahora en las cadenas de reformado de gas natural con tecnologías avanzadas como captura de CO₂ y producción on-site (2d y 2e), localizadas en 2050 por las columnas amarillas, se observa que la tecnología de reformado de gas natural deja de ser competitiva con respecto a la gasificación de biomasa (1) o de carbón (3c) debido principalmente al aumento del precio del gas natural.

El proceso de obtención de hidrógeno a partir de energía solar térmica es caro, pero menos que la electrolisis alcalina a partir del mix eléctrico español y produce menos emisiones. A partir de 2020 la producción hidrógeno a partir de energía eólica resulta competitiva con el reformado de gas natural.

La producción por electrolisis descentralizada a través del mix eléctrico español resulta una opción muy cara y con unas altas emisiones de GHG debido a las fuentes de energía que se estiman que compongan el mix eléctrico español en 2020.

Por último, para el horizonte temporal de 2050 los procesos de alta temperatura, derivados de la energía nuclear, aparecen como plenamente competitivos con la gasificación de carbón con captura y secuestro de CO₂, mientras que la producción de hidrógeno termosolar resulta muy cara, casi tanto como la electrolisis a través del mix eléctrico español.

5.4.3. Estudio de emisiones y costes de las aplicaciones estacionarias

Se consideran únicamente dos procesos de producción de hidrógeno para aplicaciones estacionarias: electrolisis a partir de energía eólica descentralizada y gasificación de carbón con y sin captura de CO₂.

Dentro del proyecto se ha elaborado un estudio de emisiones y de costes para cada cadena de producción de hidrógeno. En el caso de aplicaciones móviles se trata de un análisis WTStU: "Well to Stationary Use".

Las figuras siguientes muestran por una parte los costes asociados a las distintas cadenas de hidrógeno de uso estacionario, y por otra las emisiones de GHG para cada una de ellas.

Lógicamente, las mayores emisiones de GHG se producen para la cadena de gasificación de carbón sin captura de CO₂. Estas emisiones se estiman muy bajas para la gasificación de carbón con captura de CO₂ y negativas para la cadena que utiliza eólica descentralizada para la producción de hidrógeno. Estas emisiones negativas de GHG se explican por el hecho de que la pila de combustible, al inyectar cierta electricidad a la red, evita parte de las emisiones de GHG en otro lugar.

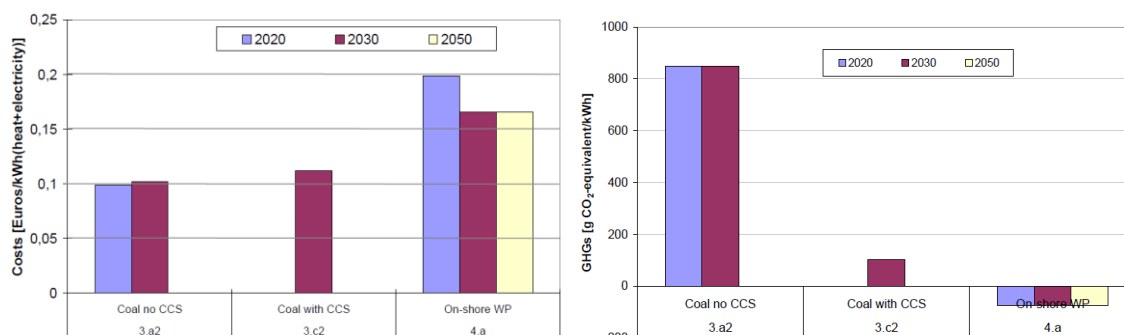


Figura 5.9: Análisis WTStU, de emisiones y costes de las cadenas del hidrógeno de aplicaciones estacionarias en España

En cuanto al coste de las distintas cadenas, podemos decir que la más económica resultará la de gasificación con carbón sin captura de CO₂, seguida de la cadena que utilizará la gasificación con captura de CO₂, considerada técnicamente viable para el horizonte de 2030. Por último la cadena de producción de hidrógeno basada en la energía eólica descentralizada resulta tener un coste cercano al doble del de las otras dos, si bien, presenta un cierto abaratamiento con el tiempo.

5.5. Análisis y comentarios

El HyWays plantea 24 cadenas para las aplicaciones móviles y solo 3 para las aplicaciones estacionarias. El bajo número de cadenas para aplicaciones estacionarias se debe a que según el HyWays, éstas tendrán una relevancia mucho menor que las aplicaciones móviles, debido a la existencia en España de un sistema de abastecimiento de energía plenamente desarrollado basado en las infraestructuras eléctrica y de gas natural. El HyWays considera únicamente posible el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno para aplicaciones estacionarias, en localizaciones aisladas donde no existiendo una red eléctrica o de gas natural la implantación de una red de abastecimiento de hidrógeno pueda competir con las anteriores.

El Grupo de Análisis de Capacidades coincide en este punto con el HyWays, remarcando, no obstante, que ciertas aplicaciones estacionarias, como por ejemplo las que ofrecen las pilas de óxidos sólidos o los equipos de alimentación de energía como back-up, pueden ser de gran importancia para el desarrollo temprano del mercado de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible. Sin embargo, el consumo de hidrógeno de estas tecnologías es muy bajo (o incluso inexistente, como en el caso de las pilas SOFC que requieren gas natural) por lo que al comparar la demanda de hidrógeno con la de las aplicaciones móviles, se puede considerar despreciable.

Uno de los puntos de gran incertidumbre dentro de las suposiciones realizadas por el HyWays es el de los distintos horizontes temporales de viabilidad técnica que se han considerado para las distintas tecnologías involucradas en la producción de hidrógeno.

- De esta manera el Grupo de Análisis de Capacidades considera adecuados el horizonte de 2030 para el desarrollo de la tecnología de captura de CO₂ y eólica marina. Otra cuestión de mayor complejidad, no obstante, será determinar cuándo serán viables económica estas tecnologías, lo que condicionará en gran medida el alcance de su implantación.
- El horizonte temporal en el que otras tecnologías, como la electrólisis de alta temperatura y la producción de hidrógeno solar a través de ciclos de ferrita, puedan ser viables técnicamente, todavía no está claro ya que son tecnologías que se encuentran en fase experimental. Si llegasen a ser viables sería a partir de 2050, ya que desde la publicación del HyWays no se ha producido ningún cambio significativo en su desarrollo que permita vaticinar la fecha de su viabilidad técnica. En este sentido se resalta que, mientras que en la producción de hidrógeno a través de ferritas se sigue investigando actualmente, parece que la energía solar térmica de alta temperatura ha perdido interés en los últimos años para la producción de hidrógeno.

En cuanto a las cadenas del hidrógeno seleccionadas en el HyWays, el Grupo de Análisis de Capacidades ha resaltado lo siguiente:

- Cadena de obtención de hidrógeno como subproducto: Se considera que en España no es muy viable que llegue a generalizarse como método de producción de hidrógeno, ya que la configuración de la industria química nacional difiere mucho de la de otros países europeos, como Alemania, que cuentan con una industria química muy potente y desarrollada, que genera grandes cantidades de hidrógeno como subproducto. Se considera necesario, de cara a analizar la verdadera capacidad de producción de hidrógeno como subproducto en España, que se lleven a cabo estudios detallados a nivel regional.
- Cadena de producción de hidrógeno a partir de energía nuclear: Aunque en España no exista actualmente una tendencia hacia la implantación de nueva potencia nuclear, se considera que el desarrollo de esta energía depende particularmente de decisiones políticas, y que por tanto, aunque actualmente en España puede no resultar significativo la posibilidad de la producción de hidrógeno a partir de energía nuclear, esta situación podría revertirse en un futuro.
- Según el GAC, las cadenas de producción de hidrógeno más interesantes para España son las siguientes:
 - Biomasa: debido a la flexibilidad y versatilidad del recurso como energía de transición en el futuro.

- Eólica centralizada. Debido al crecimiento continuo esperado de la potencia instalada y a los problemas de integración en la red eléctrica que está sufriendo la energía eólica, se considera que la producción de hidrógeno en los grandes parques eólicos existentes en el país, supondría una buena alternativa para facilitar la integración del recurso eólico en el sistema energético.
- Carbón con captura de CO₂: debido a los importantes avances que se están realizando en la tecnología de captura y secuestro de CO₂ y al carácter autóctono del recurso carbón.

Según el GAC, debido a que el análisis del coste de los recursos realizado en el capítulo anterior, muestra que los costes actuales del gas natural, la electricidad y el carbón son sustancialmente mayores que los previstos por el HyWays, los resultados de aquellas cadenas en las que el hidrógeno se produce a partir de estos recursos, deben ser considerados con cautela.

6. INFRAESTRUCTURA

El análisis de la infraestructura se considera uno de las tareas cruciales en el proyecto HyWays. Su finalidad es identificar unos escenarios de suministro y demanda de hidrógeno a nivel regional, y su evolución en el tiempo, teniendo en cuenta los recursos existentes, las políticas nacionales y los intereses de los consumidores.

Para la definición de la infraestructura necesaria y su evolución en una economía del hidrógeno se deben “modelizar” todos los aspectos:

- Se establecen unas cadenas completas del hidrógeno en función de los recursos disponibles y de las tendencias de cada país. Las tendencias de los países fueron determinadas por los participantes en los “workshops”. Por medio del Markal se analizó el impacto económico de estas cadenas.
- Se analizan los medios de producción de hidrógeno más adecuados, dependiendo del tipo de recursos y la situación específica de cada región (excedentes energéticos, zonas aisladas, distribución geográfica de recursos,...)
- Se analizan los medios de transporte y distribución más adecuados en cada región (carreteras, redes de estaciones de servicio de hidrógeno).
- Se definen los centros de usuarios o lugares donde se concentra la demanda y su evolución, así como las conexiones geográficas de los mismos.

Como resultado se obtienen varios escenarios de demanda (centros de usuarios, utilización de vehículos) y del suministro correspondiente (medios de producción), con el despliegue de infraestructuras necesario (estaciones de servicio de hidrógeno, carreteras, tuberías, medios de distribución), así como su evolución en los periodos establecidos.

El proyecto evalúa las diferentes opciones de infraestructuras encontradas, en base a los aspectos económicos, y transmite una serie de recomendaciones para introducir el hidrógeno como combustible en el transporte en las próximas décadas. Es decir la demanda de hidrógeno considerada en este análisis se centra únicamente en la utilización del hidrógeno para el transporte. Hay que tener en cuenta que el análisis del HyWays se centra en la utilización del hidrógeno como uno de los combustibles del sector transporte, no el único, así como tampoco excluye el uso del hidrógeno en otras aplicaciones convencionales (industria alimentaria, química, electrónica, refrigeración de plantas de potencia, laboratorios,...) o en el sector estacionario, aunque con unos coeficientes de penetración muy bajos.

6.1 Definición de las fases o periodos

Para el análisis del desarrollo de esta infraestructura se definen cuatro hitos en el tiempo, basados en el número de coches de hidrógeno que circularán por las carreteras europeas (EU15) en ese momento. La conexión de cada hito (T1, T2, T3 y T4) con el tiempo dependerá del grado de penetración de los vehículos de hidrógeno en el mercado, definido en las hipótesis iniciales del proyecto.

El análisis se realiza únicamente para un periodo inicial de desarrollo de la infraestructura del hidrógeno, con una penetración máxima de los vehículos de hidrógeno del 8% (T4), por considerarse este momento el más crucial a nivel regional.

Hitos temporales	T1	T2	T3	T4
Vehículos de hidrógeno en EU25	10.000	500.000	4 millones	16 millones
Calendario anual (penetración moderada)	2014	2017	2021	2027
Porcentaje de población con acceso local a hidrógeno	~20%	~25%	~50%	~85%

Tabla 6.1: Hitos temporales por caso base con penetración moderada en el mercado de los vehículos de H2. Fuente: HyWays

A partir de estos “hitos temporales” se definen tres fases:

- **Fase I: Fase de demostración.** Fase temprana de puesta en marcha con muy baja penetración de hidrógeno. Pocos centros de usuarios a gran escala en toda Europa. Esta fase en sí misma no se considera en el análisis de la infraestructura.
- **Fase II: Comercialización Inicial.** 2-5 primeros centros de usuarios por país. (De T1: 10.000 vehículos de hidrógeno en Europa, 0.005 % del total de vehículos; a T2: 500.000 vehículos). Probablemente también una red de carreteras para ir y volver de casa al trabajo en los alrededores de los primeros centros de usuarios y entre ellos.
- **Fase III: Comercialización completa.** Extensión de los centros de usuarios existentes, desarrollo del hidrógeno en nuevas regiones y establecimiento de una red de carreteras local y de larga distancia. (De T2 a T4: 0,25%, 2% y 8% del total de vehículos serían de hidrógeno).

Para T1, el uso local de hidrógeno queda restringido a los “primeros centros de usuarios” que se determinaron en cada país a través de una evaluación cualitativa de una serie de indicadores regionales tales como la polución local, el número de vehículos por familia, el tamaño de los coches, la posibilidad de uso estacionario, la disponibilidad de expertos, los proyectos de demostración, el compromiso político y la afluencia de turismo extranjero con tecnología de hidrógeno.

En los periodos sucesivos, T2, T3, las regiones suministradas se eligieron en base a indicadores socio-económicos como: poder adquisitivo, número de vehículos por persona, etc.

Algunos aspectos a tener en cuenta son los siguientes:

- Las fases se han definido por la penetración de los coches de hidrógeno en las carreteras europeas más que por fechas. Estos porcentajes parecen muy altos para España, pero la industria europea del automóvil los considera ajustados para Europa y puntualiza que España seguiría la tendencia de Europa en este sentido.
- La resolución regional se ha calculado en base a la clasificación NUTS3 [Nomenclature des unités territoriales statistiques]⁹⁴. Por ello se han considerado aproximadamente 1.000 regiones en los 10 países que participan en el HyWays. La ventaja de emplear este método es que existe buena disponibilidad de datos para las zonas NUTS pero su desventaja es que se genera desigualdad en los niveles de resolución de los distintos países (por ejemplo, 439 NUTS3 regiones en Alemania, pero sólo 40 en España). Hay que tener en cuenta que hacer un estudio de evolución para territorios tan limitados como las comunidades autónomas tiene un alto grado de complejidad.
- La demanda de hidrógeno a través de las estaciones de repostaje se ha dividido en tres usos: tráfico local, larga distancia y aplicaciones estacionarias, y los tres tipos de usos se han tratado de forma diferente.

⁹⁴ http://ec.europa.eu/comm/eurostat/ramon/nuts/codelist_en.cfm?list=nuts

6.2 Metodología

A continuación se recoge la metodología empleada en el análisis de la infraestructura en el proyecto HyWays:

- El modelo empleado en infraestructura ha sido “The MOREHyS model”.
- La demanda de hidrógeno se ha determinado por el área NUTS3, considerando además las necesidades del modelo MOREHyS.
- Las estaciones de servicio de hidrógeno también han sido agregadas al modelo MOREHyS regions.
- La producción y distribución de hidrógeno ha sido analizada principalmente con el MOREHyS model (Model or Regional Hydrogen Supply).

Para evaluar las infraestructuras se ha definido la demanda de hidrógeno regional, unos escenarios y luego se ha establecido un proceso de distribución y suministro a lo largo del tiempo. Los “inputs” se realizan con información consensuada en los workshops.

Para analizar la producción y distribución de hidrógeno necesario para cubrir la demanda establecida, se ha utilizado el modelo MOREHyS (Modelo Regional de Abastecimiento de Hidrógeno). MOREHyS es un modelo de optimización lineal “myopic” mixed-integer, que parte de la tecnología base con parámetros externos tales como la demanda de electricidad, de calor y de hidrógeno. La función utilizada para la optimización, que se lleva a cabo secuencialmente en cada escenario, es la minimización de coste anual de la cadena de suministro completa (de producción a utilización) para todo el país. El modelo tiene en cuenta algunas restricciones como el máximo nivel de emisiones, capacidades de generación regional y disponibilidad de materias primas.

Cada país es analizado separadamente con MOREHyS. Para ello el país es dividido en áreas y todas las capacidades disponibles así como las demandas requeridas, son descritas a este nivel, es decir, las áreas de demanda de hidrógeno son definidas en base a las áreas NUTS. Estas áreas se redujeron a 20-26 por país, ya que las que tenían indicadores parecidos se combinaron para agilizar el cálculo informático. Sólo se hizo distinción entre regiones urbanas y rurales, ya que ambas áreas representaban un rol importante en la infraestructura del hidrógeno.

A la hora de llevar a cabo este análisis se realizó un número importante de suposiciones de partida, por lo que siempre que fue posible se tomaron aquellas realizadas previamente a lo largo del HyWays. Así mismo, se emplearon datos procedentes de algunos de los modelos empleados, como por ejemplo la proyección de la demanda de hidrógeno basada en el modelo energético Markal. Estas suposiciones no tienen por qué reflejar fielmente la realidad de cada país ya que dependen de muchos factores subjetivos, no todos los sectores estaban representados en los workshops, los modelos están optimizados para los países del norte de Europa, los datos pueden variar según las regiones españolas y esto no está contemplado.

Los costes de la energía fósil se tomaron del estudio WETO-H2. Los costes de la tecnología y otros datos relacionados se tomaron del estudio EUCARCONCAWE JRC, aunque fueron analizados y actualizados por los miembros del proyecto. Los datos de los países se obtuvieron a partir de debates entre los actores principales y de la bibliografía correspondiente. Todas estas suposiciones se recogen en informes de forma detallada⁹⁵.

En el escenario base, los porcentajes de las fuentes de suministro para la producción de hidrógeno se eligieron en función de la “percepción” de los participantes en el proyecto. Se

⁹⁵ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP2/WP1WP2_Report_Spain_15DEC2006.pdf

asumió que **en todo momento al menos el 20% del hidrógeno es suministrado en estado líquido en todos los países excepto en Noruega**. Pero también se crearon otros escenarios en los que se analizaron otras suposiciones tales como: diferentes grados de penetración en el mercado, libre elección de las fuentes de suministro, mayores porcentajes de renovables o sin demanda de hidrógeno líquido.

6.3. Producción y suministro

El escenario de producción de hidrógeno se basa en los resultados de evaluación de las cadenas energéticas, comentadas en el capítulo 5, aplicadas a nivel regional según los recursos disponibles, los costes y la distribución demográfica.

Los medios de producción de hidrógeno se clasificaron en centralizada, descentralizada y On-site, estableciendo para cada una de las regiones el proceso más adecuado:

- Centralizada: Adecuada para zonas en las que existe excedente energético (eólico, nuclear, biomasa,...).
- Descentralizada: Adecuada para zonas aisladas.
- On-site: En función de los medios de distribución (solar, gas natural, conductos,...) y la demanda.

A continuación se recogen las conclusiones obtenidas en el HyWays para España sobre producción de hidrógeno. Aunque se exponen algunos datos sobre costes, el capítulo 6.5.3 se dedica exclusivamente a las inversiones en infraestructuras necesarias para el desarrollo de estas tecnologías para el caso de España.

- En el periodo de transición, calculado para el 2017, se sigue considerando la producción de hidrógeno en centrales de reformado de gas natural como el medio de producción principal para suministrar la pequeña demanda existente.
- En el periodo inicial (2027) con una demanda de hidrógeno es muy baja (1.000 coches), la mejor opción para aumentar su producción es el reformado de gas natural (SMR) on-site. Si la demanda es de hidrógeno líquido, se requerirán pequeñas plantas de reformado y de licuefacción .
- En esta fase el precio del hidrógeno será muy alto, aunque no así la inversión total.
- Para periodos posteriores, el reformado descentralizado en pequeñas plantas de proceso (15 MW), y la gasificación de biomasa (50 MW) serán opciones relevantes.

Las grandes plantas de producción a partir de lignito, carbón y gasificación de biomasa son opciones económicas después de 2025. Las centrales de reformado a gran escala no son favorecidas sin un soporte político debido a que el carbón es más barato con las suposiciones de precios actuales.

La figura siguiente muestra un mapa del escenario de producción y demanda de hidrógeno en España, calculado para el 2027, donde se muestran gráficamente éstas conclusiones.

La producción de hidrógeno, para el 2027 deberá satisfacer una demanda de unos 15.000 GWh anuales. Según los miembros representantes españoles, los métodos de producción del hidrógeno para la obtención de los 15.000 GWh de hidrógeno, serán los siguientes:

- Plantas de gasificación de biomasa: Con una potencia de planta de 50 MW. Se ha considerado localizarlas en Pontevedra, Zamora, Toledo, Navarra Lleida y Jaén.
- Centrales eólicas off-shore: Situadas en Valencia y Alicante.
- Centrales eólicas terrestres: Con localización en La Coruña, Alicante, Las Islas Baleares y Canarias.

- Centrales de reformado con vapor: Con localización en Las Islas Baleares y Canarias.
- Centrales termosolares de alta temperatura: Situadas en la provincia de Sevilla.

Hay que tener en cuenta que el escenario de demanda en esta fase no es muy alto, por lo que la instalación de plantas de producción de gasificación del carbón (rentables únicamente a gran escala, 840 MW) puede resultar en una baja utilización de las capacidades de producción, por lo que se desplazan a periodos más tardíos.

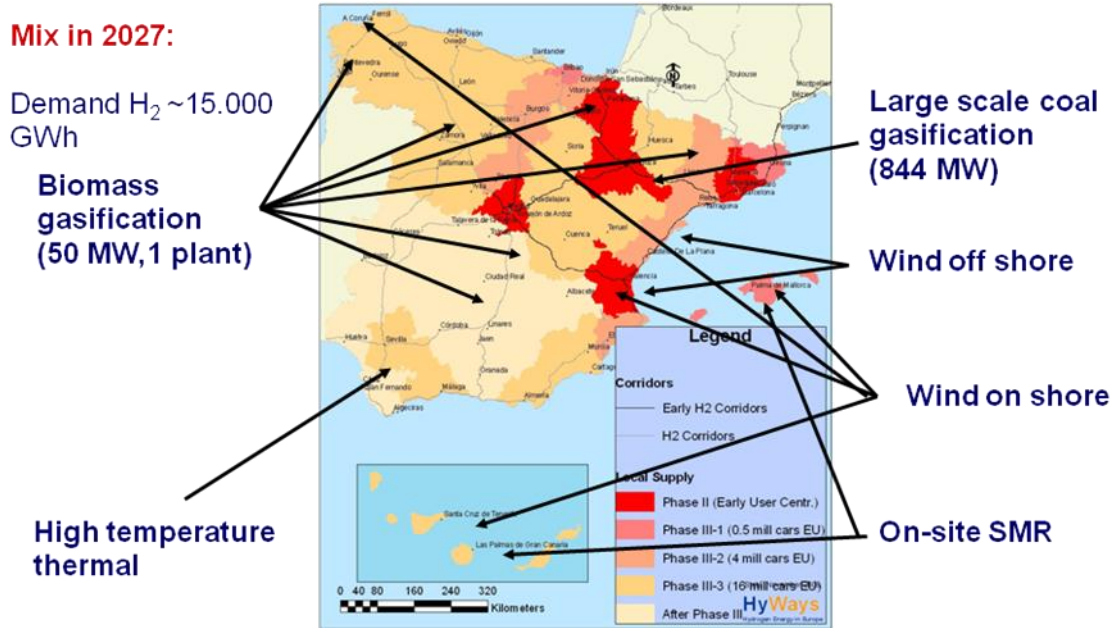


Figura 6.1: Escenario de producción regional para España. Mix en 2027⁹⁶. Fuente: HyWays

La figura siguiente muestra los distintos mixes de producción de hidrógeno, estimados para 2017 y 2027, en función de los diferentes escenarios contemplados:

- Bounds 20% LH2: Escenario en el que se estima que el 20% del hidrógeno será líquido y que tiene en cuenta, además del análisis de las cadenas de producción óptimas, los porcentajes máximos o “límites” de las mismas, establecidos por los representantes españoles en los Workshops (cadenas seleccionadas y “bounds” para España, ver capítulo “Cadenas Energéticas del Hidrógeno”).
- Bounds 0% LH2: Escenario en el que se estima que el 0% del hidrógeno será líquido y que tiene en cuenta, además del análisis de las cadenas de producción óptimas, los porcentajes o “límites” (cadenas seleccionadas y “bounds” para España, ver capítulo “Cadenas Energéticas del Hidrógeno”).
- No Bounds 0% LH2: Escenario en el que se estima que el 0% del hidrógeno será líquido y que no tiene en cuenta las preferencias de los representantes españoles del Workshops (cadenas seleccionadas para España, ver capítulo “Cadenas Energéticas del Hidrógeno”).

⁹⁶ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP3/HyWays_D3.20_Infrastructure_Analysis.pdf

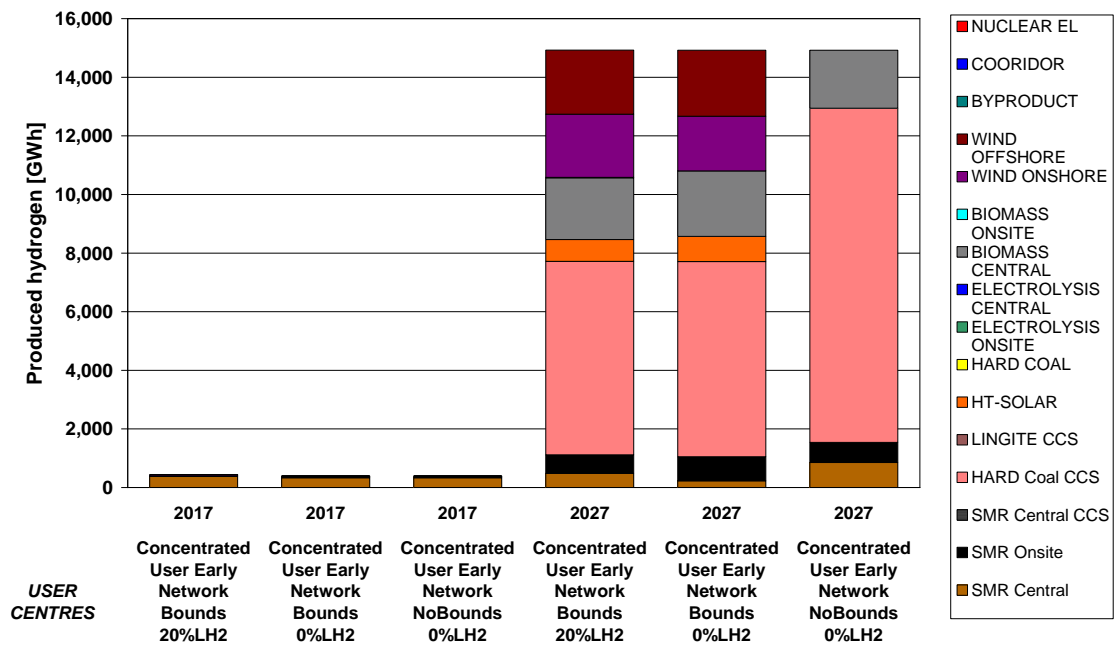


Figura 6.2: Mix de producción de hidrógeno y coste específico “hasta el surtidor” para España. Fuente: HyWays

Por tanto, el escenario que obtiene el HyWays para España en el 2017 imponiendo las limitaciones propuestas por nuestros expertos (tales como producción a partir de energía eólica en 2020 en un porcentaje mayor al 10% y a partir de carbón en menos de un 20%), como sin limitaciones, presenta una producción de hidrógeno a partir del **reformado de gas natural exclusivamente, y posteriormente toma un papel importante la gasificación de carbón con captura de CO₂**. La energía eólica solo aparece cuando obligamos a cumplir los límites o “bounds” mínimos propuestos, lo que implica un incremento de coste del hidrógeno del 25%, comparado con el escenario base donde el carbón es dominante.

El resultado obtenido para los diez países estudiados de Europa en su conjunto, es similar al caso español. A continuación se presentan dos gráficas diferentes, según sea el escenario con la visión de cada estado miembro impuesta (Bounds), o el caso con el menor coste (no Bounds).

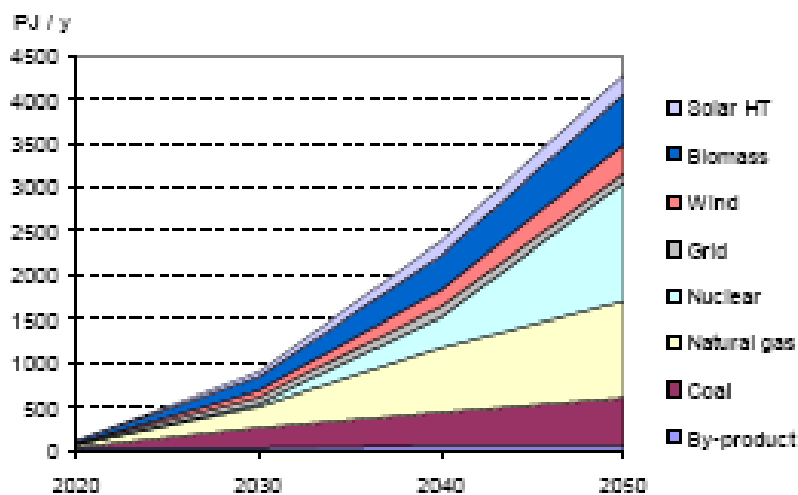


Figura 6.3: Mix de producción de hidrógeno para los 10 países del HyWays basada en la visión de los estados participantes. Fuente: HyWays

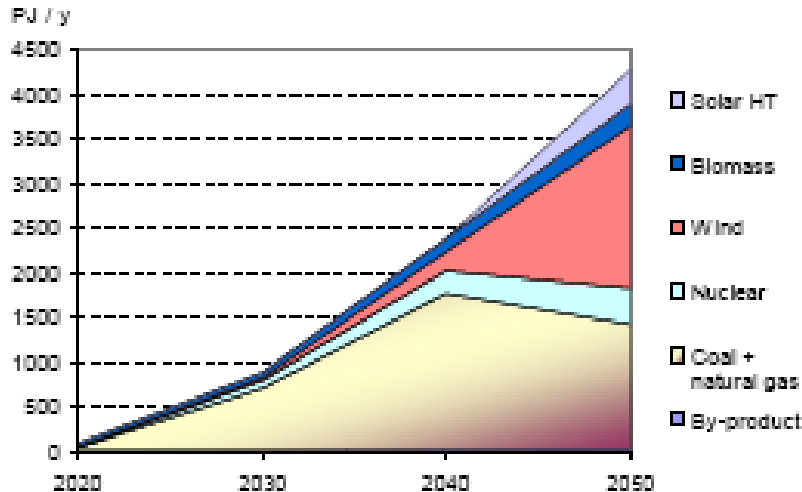


Figura 6.4: Mix de producción de hidrógeno para los 10 países del HyWays basada en la solución de menor coste.⁹⁷
Fuente: HyWays

Como conclusiones cabe resaltar los siguientes aspectos:

- **Las renovables aportarán en toda Europa el 25% del hidrógeno producido,** principalmente procedente de viento y biomasa, pero a largo plazo.
 - Gasificación de biomasa: opción renovable más barata. Plantas descentralizadas de hasta 50 MW al principio y centralizadas de más de 300 MW después. Hay que tener en cuenta su competencia con otros sectores y los biocombustibles.
 - Energía eólica: electrolisis on-site en plantas de entre 0.4-2.7 MW.
- **Más del 50% del hidrógeno se producirá a partir de combustibles fósiles: carbón y gas natural con captura y secuestro de CO₂.**
 - Gas natural: en las primeras fases a pequeña escala (0.4-1.5 MW) en centrales on-site y descentralizadas. En las últimas fases a escala centralizada (>300 MW) con captura y secuestro de CO₂.
 - Carbón: plantas centralizadas a gran escala (aprox. 800 MW) en periodos posteriores debido a la inexistencia de demanda elevada. Para 2020- 2025 se empleará captura y almacenamiento de carbono en prácticamente todos los países, España incluida.
- La producción de hidrógeno con electrolisis on-site a partir del mix eléctrico de la red es considerada como opción en varios países, donde hay exceso disponible, pero la cuestión está en si esta electricidad entrará en el mercado del hidrógeno o el mercado Europeo de la electricidad.
- Plantas nucleares para producción de hidrógeno se prevén en Francia, Finlandia, España, Polonia y el Reino Unido en periodos tardíos. En España dependerá de la política energética en torno a la energía nuclear.
- Energía solar de alta temperatura: mediante ciclos termoquímicos (ferritas y sulfuros de yodo) se prevé en España e Italia, en periodos tardíos.
- Importación de hidrógeno: posible en periodos tardíos desde Islandia o Noruega.

⁹⁷ http://www.hyways.de/docs/Brochures_and_Flyers/HyWays_Roadmap_FINAL_22FEB2008.pdf

6.4 Demanda y Centros de usuarios

Una vez analizados los medios de producción de hidrógeno y sus materias primas, es necesario localizar los lugares donde se concentrará la demanda inicialmente y analizar su evolución. La localización inicial de la demanda es una aproximación desarrollada para construir unos escenarios realistas de la evolución regional de esta demanda, a partir de la cual se crea un modelo de infraestructura necesaria para su despliegue y suministro. Con el fin de calcular esta evolución de la demanda de hidrógeno a nivel regional, el HyWays ha desarrollado una rutina de cálculo para contestar a las siguientes preguntas:

- ¿Cuánto hidrógeno será usado para tráfico local, de larga distancia y generación de electricidad distribuida en una cierta región y momento?
- ¿Cuántas estaciones de servicio, y de qué tamaño, son necesarias para suministrar esta demanda en una cierta región y momento?

Los datos de entrada requeridos en cada país analizado para este cálculo son:

- La selección de los primeros centros de usuarios y primeros corredores de hidrógeno.
- Datos demográficos y geográficos específicos para cada región (población, poder adquisitivo, coches por persona, autopistas, número de estaciones de servicio convencionales)
- Factores de peso de los indicadores: población de la zona de influencia (40% para España), número de coches por persona (30%) y poder adquisitivo (30%). Estos indicadores determinan el orden cronológico en que las regiones ven aumentada su demanda de hidrógeno, y por lo tanto, su suministro.

Durante las primeras fases, la localización de la demanda regional del hidrógeno está basada principalmente en la opinión de los estados miembros participantes. Es decir, España seleccionó sus primeros centros de usuarios a partir de los propuestos por el proyecto, como resultado de los indicadores prioritarios. En cambio para fases posteriores, la demanda y el abastecimiento de hidrógeno se han ligado más a la lógica demográfica, tomando como referencia dos suposiciones: demanda de hidrógeno concentrada o distribuida. Las siguientes figuras muestran esta distribución en todas las fases según este criterio.

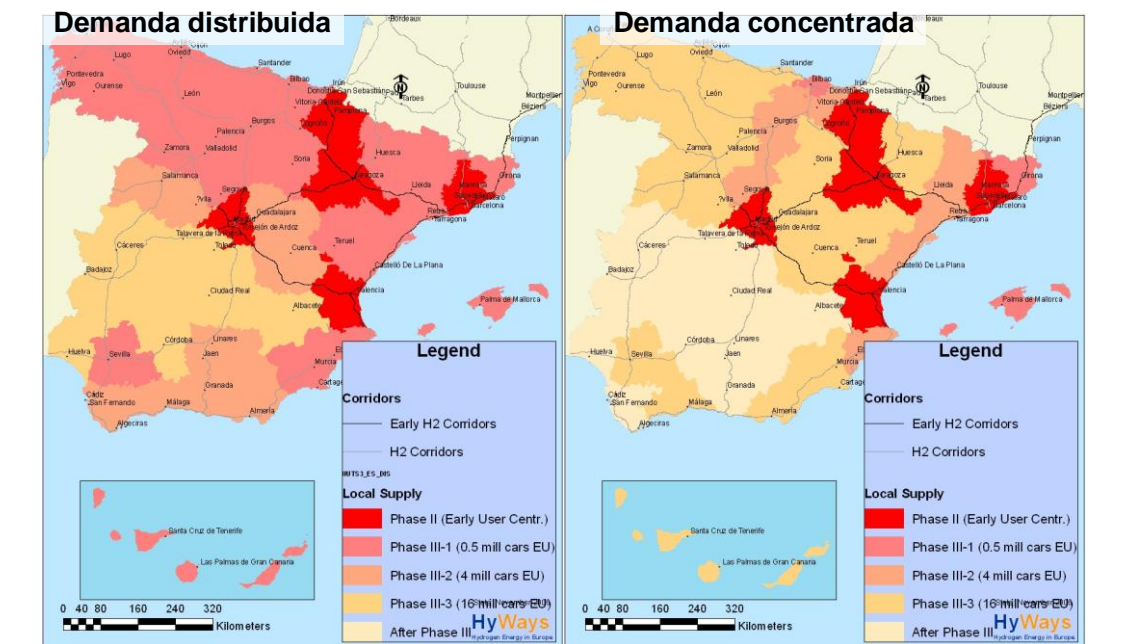


Figura 6.5. Localización de los centros de usuarios según los tipos de demanda en las diferentes fases del proyecto. Fuente: HyWays

Las primeras zonas donde penetrará el suministro de hidrógeno serán las marcadas en rojo en el mapa: Madrid, Cataluña, Valencia, Zaragoza y Bilbao.

Posteriormente en el transcurso de la Fase III-1 y la Fase III-2 el hidrógeno penetrará alrededor de las primeras carreteras de hidrógeno o red temprana de abastecimiento. Por último la penetración del hidrógeno alcanzará la mitad norte de la península y zonas costeras del sur al llegar a la Fase III-3.

6.4.1 Selección de los primeros centros de usuario por el HyWays

Los primeros centros de usuarios se definen como las áreas donde empieza a existir un mercado del hidrógeno a gran escala para su uso en aplicaciones estacionarias y en transporte. Se trata del paso siguiente a los centros de usuario definidos en las fases de demostración de la tecnología. Cada país debía presentar entre 2 y 5 primeros centros de usuarios que cubriesen entre el 10-25% de su población, todos “surgiendo” simultáneamente.

Para analizar la localización de los primeros centros de usuarios, se seleccionaron indicadores demográficos tales como densidad de población, coches por persona, y poder adquisitivo de la población. Los indicadores se seleccionaron en un Workshops que tuvo lugar en Munich. Los representantes de los Estados Miembros seleccionaron aquellos indicadores que consideraban más importantes:

- Contaminación local
- Número de segundos coches
- Tamaño de los coches
- Aplicaciones estacionarias
- Existencia de expertos
- Existencia de proyectos de demostración
- Hidrógeno como subproducto
- Existencia de potenciales clientes
- Compromiso político
- Consenso de los participantes

A continuación se muestran los indicadores seleccionados como prioritarios para el HyWays en el caso de España, para las provincias seleccionadas:

Información región demográfica						Indicadores adicionales														
Código NUTS3	Nombre de las region	Población (%del país)	Densidad de población (inhabitantes/km²)	Coches por persona	Poder adquisitivo (€/persona/año)	Coches por familia	Contaminación local	segundo coche	Tamaño de coche	Aplicaciones estacionarias	Existencia expertos	Proyectos demostración	H2 subproducto	Consumidor base	Comité político regional	Consenso de participantes	Indicador adicional1	Indicador adicional2	Primeros centros de usuario (por favor seleccionar 2-5)	Comentario detallado
ES300	Madrid	13,59%	698	0,53	>13,000	1,63	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
ES511	Barcelona	12,00%	642	0,45	12,000-11,999	1,34	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
ES523	Valencia/València	5,47%	211	0,45	11,000-10,999	1,38	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
ES521	Alicante/Alacant	3,90%	275	0,45	10,000-9,999	1,34														
ES617	Málaga	3,25%	183	0,38	9,000-8,999	1,22														
ES530	Illes Balears	2,25%	186	0,61	>13,000	1,82														
ES220	Navarra	1,35%	54	0,45	>13,000	1,44	X			X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Aggl	Vizcaya-Guipúzcoa (País Vasco)	4,19%	410	0,42	>13,000	1,29														
Aggl	A Coruña-Pontevedra (Galicia)	4,75%	157	0,45	9,000-10,000	1,52														
Aggl	Canarias	4,47%	252	0,46	10,000-11,000	1,53														
	Región adicional																			
	Región adicional																			
	Región adicional																			

Tabla 6.2: Indicadores seleccionados como prioritarios para el HyWays. Fuente: HyWays

Los primeros centros de usuarios seleccionados por el HyWays para el caso de España se muestran a continuación:

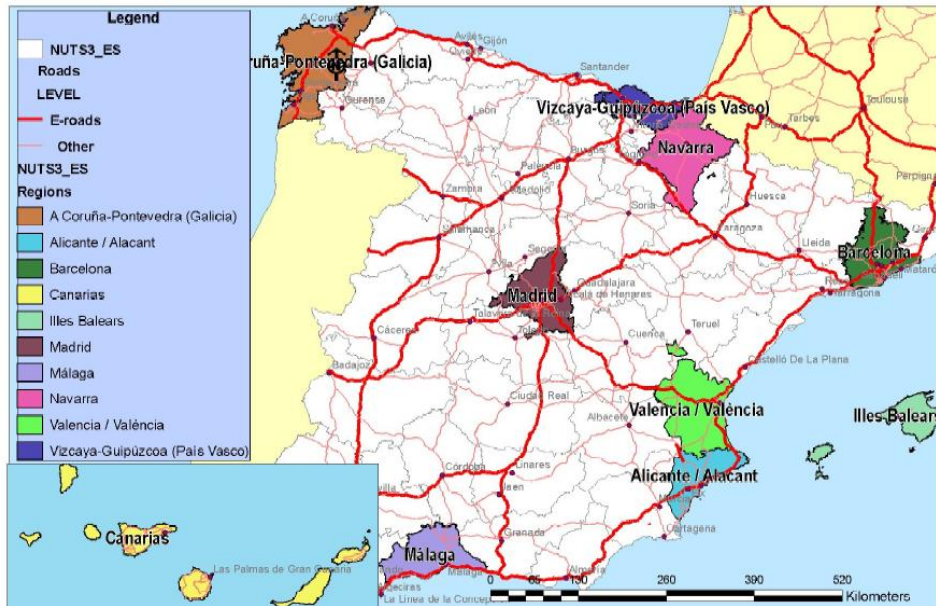


Figura 6.6.: Primeros centros de usuarios seleccionados por el HyWays en España. Fuente: HyWays

Elección de Madrid: Los socios del proyecto seleccionaron Madrid por las siguientes razones:

- Es la capital de España, con un gran presupuesto para hacer proyectos de demostración e infraestructura.
- En Madrid existe experiencia previa en proyectos de demostración de autobuses con pilas de combustible de hidrógeno y una estación de combustible.
- El poder adquisitivo es alto, y existe un importante problema con el tráfico y la contaminación del aire (llevándose a cabo acciones políticas de planificación para limitar el tráfico en el centro de la ciudad). Una gran cantidad de las familias poseen un segundo vehículo.
- Existen varios centros de investigación que trabajan en el sector del hidrógeno en Madrid (CIEMAT, INTA, Gamesa, CSIC), etc.

Elección de Barcelona: Los socios del proyecto seleccionaron Barcelona por las siguientes razones:

- Las razones para la elección de Barcelona son similares a las de Madrid (la contaminación, el número de coches, la población, el poder adquisitivo).
- En Barcelona se desarrolló un proyecto de demostración de autobuses con pilas de combustible, con lo que existe experiencia en el desarrollo de una estación de combustible de hidrógeno.
- Cerca de Barcelona, en Tarragona, existe una importante zona industrial, donde podemos encontrar hidrógeno como subproducto, teniendo su sede en Barcelona uno de los productores de hidrógeno más importante en España, Carburos Metálicos, así como, Gas Natural S.A.
- La autopista A-7 es una de las vías más importantes para la entrada de turistas, y se considera necesario desarrollar una infraestructura temprana para los turistas.

Elección de Valencia: Los socios del proyecto seleccionaron Valencia por las siguientes razones:

- Debido a su población, el número de coches por hogar, la contaminación del aire debido al tráfico, el poder adquisitivo, etc.
- En toda esta región, la Comunidad Valenciana (Valencia, Alicante y Castellón, pero sobre todo, Valencia y Alicante), el turismo es muy importante, por lo que al igual que en Barcelona, deberá desarrollarse una infraestructura temprana para los turistas.
- El sector de la construcción es muy importante en la economía, y por tanto puede representar nichos de mercado para el uso estacionario del hidrógeno.
- Disponibilidad de expertos, como el ITE, NTDA, Siliken, etc.

Elección de Navarra: Los socios del proyecto seleccionaron Navarra por las siguientes razones:

- El poder adquisitivo en Navarra es uno de los más altos de España.
- Buena disponibilidad de recurso eólico.
- Fuerte compromiso político para llevar a cabo proyectos de hidrógeno en Navarra.
- Algunas de las entidades más importantes tienen allí su sede: CENER, Acciona, Gamesa.
- Las carreteras en Navarra son importantes para el turismo en España.

Elección de Zaragoza: Los socios del proyecto seleccionaron Zaragoza por las siguientes razones:

- Aunque la población de Zaragoza (912.072 habitantes, 2,06%) no es muy alta y el número de coches no es un problema (527 vehículos/1.000 habitantes), el poder adquisitivo es alto.
- Como factor más determinante se encuentra que el compromiso político es muy fuerte.
- Existe un elevado número de expertos: LITEC-CSIC y la Fundación de Hidrógeno de Aragón.
- En toda la región de Aragón, hay 1.154 MW de potencia eólica instalada, que puede utilizarse para producir hidrógeno por electrólisis. También hay disponible carbón, que se puede emplear para producir hidrógeno por gasificación. Además también existe disponibilidad de hidrógeno como subproducto.

En el HyWays se seleccionaron por consenso entre los primeros centros de usuarios, a Madrid, Barcelona y Navarra. La selección de otros centros de usuarios fue debatida. Así por ejemplo, se seleccionó Zaragoza en vez del País Vasco, ya que el País Vasco tiene mayor densidad de población y poder adquisitivo que Zaragoza, sin embargo en Aragón existe un apoyo político, que no existe en el País Vasco.

Otro ejemplo es Galicia, que es el primer productor de energía eólica en España, por lo que se puede esperar una gran producción de hidrógeno por electrólisis, sin embargo se consideró que no existían suficientes centros de investigación en hidrógeno por lo que no se seleccionó entre los primeros centros de usuarios.

Hay que tener en cuenta que esta selección se realizó en el año 2006, y la realidad política y económica regional de España ha podido variar con respecto a la situación actual. Por otro lado es necesario seleccionar sólo unas pocas regiones aunque ello desestime otras con gran potencial. Para llegar a una visión más realista de los primeros centros de usuario sería necesario un estudio más detallado a nivel regional, de las posibilidades, recursos, tendencias, actuaciones y política de toda España, y un análisis similar al del HyWays pero por comunidad o región.

6.4.2 Resultados analizados en el seno del GAC

Desde el Grupo de Análisis de Capacidades se ha intentado profundizar en esta selección de centros de usuarios con el fin de comprobar la desviación respecto a los seleccionados por el HyWays. Con este fin, los miembros del GAC han seleccionado una serie de indicadores considerados prioritarios a la hora de determinar los primeros centros de usuarios, y han valorado cada uno de ellos para las distintas Comunidades Autónomas.

Los indicadores seleccionados, ordenados según importancia (de 0 a 5, siendo 5 la máxima puntuación), han sido los siguientes:

INDICADORES	VALORACIÓN
Compromiso político, marco legal y administrativo	4,8
Importancia logística: Situación general del emplazamiento	4,6
Existencia de fuentes renovables (destacando eólica)	4,5
Elevada densidad de población	4,0
Existencia de experiencias piloto	3,8
Concienciación y compromiso social	3,3
Elevado poder adquisitivo	3,2
Contaminación	3,2
Hidrógeno como subproducto	3,1
Existencia de empresas y Centros Tecnológicos	2,8
Existencia y formación de expertos	2,6
Zonas altamente industrializadas	1,9
Existencia de Carbón	1,7
Potencial de extender la producción a base de EERR	1,5
Zonas turísticas con vehículos de H2	1,1
Proximidad a grandes refinerías	1,1
Proximidad a parques naturales y zonas de recuperación	0,8

Tabla 6.3: Indicadores prioritarios para la selección de los primeros centros de usuarios en España.
Fuente: GAC (PTE HPC)

Una vez seleccionados los indicadores, los miembros del GAC han evaluado cada uno de ellos para cada Comunidad Autónoma. Cabe resaltar, que de cara a hacer más objetivos los resultados, se han cuantificado aquellos recursos fácilmente medibles en cada Comunidad Autónoma (densidad de población, poder adquisitivo, existencia de empresas y centros tecnológicos, y el potencial de extender la producción a base de EERR).

Este estudio se ha recogido en un documento elaborado por el GAC: "Informe de priorización de criterios para la selección de los primeros centros de usuarios en España"⁹⁸, donde se explica en detalle cómo se han seleccionado los indicadores y los primeros centros de usuarios.

⁹⁸ [www.ptehpc.net/Docs/GAC/HyWays/PTEHPC Informe Seleccion Indicadores Centros Usuarios.pdf](http://www.ptehpc.net/Docs/GAC/HyWays/PTEHPC%20Informe%20Seleccion%20Indicadores%20Centros%20Usuarios.pdf)

COMUNIDAD AUTÓNOMA	PUNTUACIÓN TOTAL
Cataluña	367,7
Aragón	363,3
Navarra	345,6
Canarias	339,2
Madrid	316,3
País Vasco	314,2
La Rioja	284,0
Castilla La Mancha	280,0
Cantabria	261,8
Valencia	252,7
Galicia	250,6
Región de Murcia	247,1
Andalucía	244,6
Castilla y León	225,0
Asturias	206,3
Baleares	197,9
Extremadura	161,8

Tabla 6.4. Primeros centros de usuarios en España. Fuente: GAC (PTE HPC)

Los resultados obtenidos en este Informe se muestran en la tabla anterior. Se han resaltado en **negrita** los primeros centros de usuarios seleccionados en el proyecto HyWays para el caso de España.

Comparando los resultados obtenidos en el GAC con los resultados obtenidos en el HyWays, cabe resaltar lo siguiente:

- Canarias y el País Vasco, han sido considerados por el GAC entre los primeros centros de usuarios. En el proyecto HyWays, se consideró la importancia del País Vasco como primer centro de usuario (aunque finalmente se decidió seleccionar Zaragoza), pero no se consideró la posibilidad de que Canarias fuese uno de los primeros centros de usuarios en España. En cambio en el análisis del GAC ha resultado entre los primeros centros de usuarios.
- La Comunidad Valenciana, se ha considerado como uno de los primeros centros de usuarios en el HyWays, pero no ha sido considerado como tal en el Grupo de Análisis de Capacidades de la PTE HPC. Ello puede deberse a que en la época en que se desarrollaba el proyecto HyWays, Valencia planeaba dar un empuje a los proyectos de hidrógeno, coincidiendo con la Copa América 2007, que no llegaron a materializarse. A diferencia de Madrid o Barcelona, se considera que en Valencia todavía no se han desarrollado proyectos de demostración que sienten la base del futuro desarrollo de estas tecnologías.

Por lo tanto comparando el mapa propuesto por el HyWays con el resultado obtenido en el análisis del GAC, uno de los cambios más significativos es la introducción las Islas Canarias entre los cinco primeros centros de usuarios, como región turística, con experiencia en actividades de hidrógeno, fuentes renovables y apoyo político en sustitución de Valencia, cuya actividad inicial se ha visto disminuida. Pero a pesar de ello, la evolución de las zonas de demanda del hidrógeno y su infraestructura sigue siendo similar, existiendo unos primeros núcleos entre Madrid, Barcelona y Aragón, que se despliega rápidamente a Navarra y el País Vasco, y de ahí se expande hacia regiones más al oeste como Galicia y al sur como Valencia.

6.5 Despliegue y distribución

En el proyecto HyWays también se consideraron las redes de carreteras más propicias para comunicar los primeros centros de usuarios entre sí y con las áreas de alrededor, y que por tanto sería necesario equipar con estaciones de servicio. Dependiendo de la situación (si se centra en coches de hidrógeno privados o en flotas cautivas), la primera red de carreteras de tránsito será equipada con la infraestructura de hidrógeno de manera simultánea a la instalación de los primeros centros de usuario, o algo más tarde.

Se han definido tres tamaños diferentes de estaciones de servicio (pequeñas, medianas y grandes con 1, 4 y 10 dispensadores y 120, 480 y 1.200 toneladas de hidrógeno al año respectivamente).

El número y tamaño de las estaciones de servicio locales en cada área, se ha seleccionado en función de la demanda para el tráfico local de hidrógeno, y sobre todo teniendo en cuenta la accesibilidad para el usuario, por lo que debe existir un mínimo número de estaciones de servicio por área, y con un cierto exceso de capacidad para poder compensar fluctuaciones de uso en las estaciones de servicio.

Se supone que el 10-30% de todas las estaciones de servicio deben dispensar un combustible alternativo para lograr una amplia aceptación de los usuarios. Otras suposiciones tomadas para los cálculos de las autopistas son que las estaciones de servicio para tráfico a larga distancia deben encontrarse a un máximo de 80 Km en T2 y T3, y a 60 km en T4; las carreteras con dos vías tendrían una hidrogenera en cada lado de la vía; la media de utilización de estas estaciones con respecto a su capacidad es del 50% en T1 y T2, del 75% en T3 y del 90% en T4.

6.5.1. Despliegue

Para seleccionar qué carreteras deberían estar equipadas con hidrogeneras, se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- La conexión entre los primeros centros de usuarios, con un mínimo de estaciones de servicio requerido.
- Facilitar la comunicación entre, desde y hacia los centros de usuarios.
- Densidad de tráfico (cuando el dato estaba disponible).
- Aportaciones de los representantes de países participantes en el proyecto.

La red temprana de carreteras resultante está centrada en vías de conexión de los primeros centros de usuarios dentro de cada país y también entre los países participantes. También se ha considerado necesario equipar con hidrógeno en los primeros momentos a las carreteras circundantes a los primeros centros de usuarios con alta densidad de población, pues son un importante centro de paso para todas aquellas personas que van y vienen a trabajar diariamente a los grandes núcleos urbanos.

Se han calculado unas 500 hidrogeneras para abastecer las primeras vías de transporte en todos los países. Para abastecer el total de carreteras se calculan unas 1.500-2.000 hidrogeneras necesarias. Para el abastecimiento de los primeros centros de usuarios localmente durante T1 se cree que con 400 estaciones de servicio para los 10 países será suficiente. El número de hidrogeneras irá aumentando con el aumento cuantitativo y la extensión regional de la demanda.

La particularización de los resultados para cada país depende del porcentaje de estaciones de servicio convencionales existentes en la actualidad en cada uno de ellos. Así en España se calcula que en T1, para un escenario concentrado (50% de la población tiene acceso al hidrógeno en T3, frente al 90% del escenario distribuido) y de baja penetración, habrá 40 estaciones pequeñas, 419 en T3 y 586 en T4. Con respecto a las autopistas se calcula que en T2 solo habrá 39 estaciones instaladas, considerando el escenario de tránsito tardío (toda la red de autopistas de larga distancia dispensa hidrógeno desde T4 en vez de T2 como en el

escenario temprano). Hay que tener en cuenta que estos son los resultados de los escenarios más conservadores, estos ratios son mucho mayores en escenarios menos moderados.

La distancia total de carreteras en España que considera el proyecto son 11.023 km de los cuales se cubrirán en la primera fase (primeros corredores) únicamente 3.108 km

▪ Carreteras seleccionadas en España en el proyecto HyWays:

Cabe resaltar, que dada la baja clasificación NUTS3⁹⁹ y debido a que no existe información sobre el número de viajeros, se consideraron básicamente las carreteras con elevada densidad de tráfico que permitiesen unir los primeros centros de usuarios. Así las carreteras seleccionadas para España fueron las siguientes:

- Madrid-Valencia: E901 (A3)
- Valencia – Barcelona: E15 (A7)
- Barcelona – Zaragoza: E90 (A2)
- Navarra - Zaragoza: E804 (A68) /A15 (todas las demás vía Zaragoza)
- Madrid – Barcelona: E90 (A2)

Si consideramos los primeros centros de usuarios seleccionados en el estudio realizado por el GAC, el despliegue no presentaría grandes diferencias con el HyWays; las tres vías principales de unión entre Barcelona, Zaragoza y Madrid seguirían siendo las primeras carreteras con instalación de hidrogeneras. La principal diferencia estribaría en el desarrollo de una pequeña infraestructura insular en las islas canarias, no contemplada en el HyWays, y el retraso en el despliegue hacia Valencia que coincidiría con la expansión hacia Galicia.

La siguiente figura presenta los corredores de hidrógeno en Europa en la fase inicial (T1) a la izquierda y su expansión en la demanda regional en la fase III-2 (T3). Se observa que la entrada a la península del hidrógeno se plantea por Barcelona (E15) y la costa de levante desde Marsella, facilitando su unión al resto de Europa. En este sentido, los cambios propuestos en España, no implicarían un cambio importante en la fase inicial. La expansión en las fases posteriores avanza hacia Galicia y muy lentamente hacia el sur, ya que hasta T4 no llega a Andalucía y las Islas Canarias. Estos resultados presentan un escenario conservador, ya que se basan en las suposiciones de baja penetración, usuarios concentrados (50% de la población tiene acceso al hidrógeno en T3 frente al 90% del escenario distribuido) y red de carreteras tardía (toda la red de autopistas de larga distancia dispensa hidrógeno desde T4 en vez de T2).

⁹⁹ http://ec.europa.eu/comm/eurostat/ramon/nuts/codelist_en.cfm?list=nuts

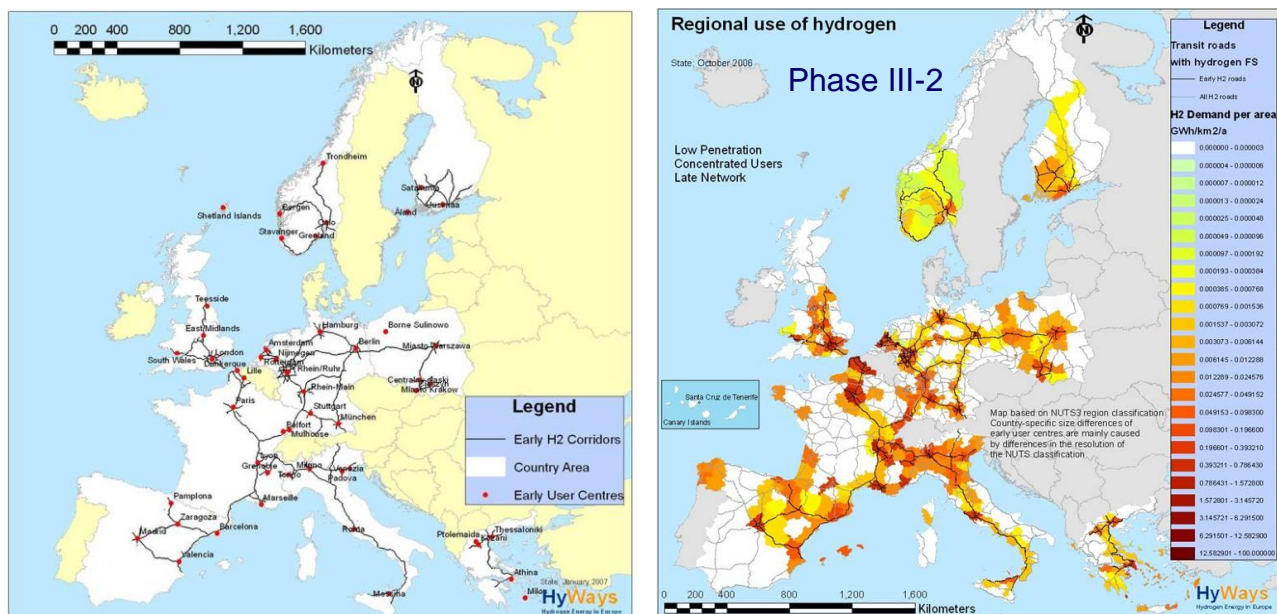


Figura 6.7: Primeros centros de usuarios y corredores de hidrógeno en Europa en T1 y T3. Fuente: HyWays

6.5.2. Distribución:

El HyWays analiza varias opciones de distribución y transporte del hidrógeno en sus escenarios:

- Producción centralizada de hidrógeno: Implica que sea necesario transportar el hidrógeno entre las distintas regiones.
- Producción descentralizada: Al encontrarse dentro de la misma región, sólo requiere distribución del hidrógeno entre las distintas estaciones de servicio.
- Producción on-site a partir de reformado o electrolisis: Se plantea en zonas donde no existe una producción centralizada y no es posible un esquema de suministro adecuado.
- Transporte en camiones de hidrógeno gas comprimido (CGH2), con capacidades entre 3.700 y 7.000 Nm³: Permiten un suministro flexible para demandas pequeñas y medias de hidrógeno gas.
- Transporte en camiones con hidrógeno líquido (LH2), con capacidades entre 31.500 y 39.000 Nm³: Permiten un suministro flexible tanto de hidrógeno líquido como gas, para demandas medias y grandes.
- Gaseoductos de hidrógeno, tanto en mezcla de gas enriquecido como puro: Se utiliza para el suministro de una demanda continua y alta de hidrógeno.

Los resultados obtenidos en el escenario base para los diez países, donde se considera una demanda mínima del 20% en forma de hidrógeno líquido, son los siguientes:

- **En un inicio**, donde la **producción es mayoritariamente centralizada**, a pesar del alto coste del transporte, **los camiones son el medio preferido**, tanto del hidrógeno líquido (70%) como del gas comprimido.
- **En una fase posterior**, según vaya aumentando la demanda, **el papel de los gaseoductos incrementará significativamente**. Sin embargo, el transporte de hidrógeno líquido por carretera siempre tendrá una cuota de mercado para aquellas regiones alejadas y con una demanda media.
- **La producción onsite** pese a que es la forma de producción de hidrógeno menos significativa, se considera una opción interesante para las zonas remotas o aisladas.

Será más importante en las fases iniciales, donde no hay esquema de suministro, que en las posteriores.

La siguiente figura muestra estos resultados:

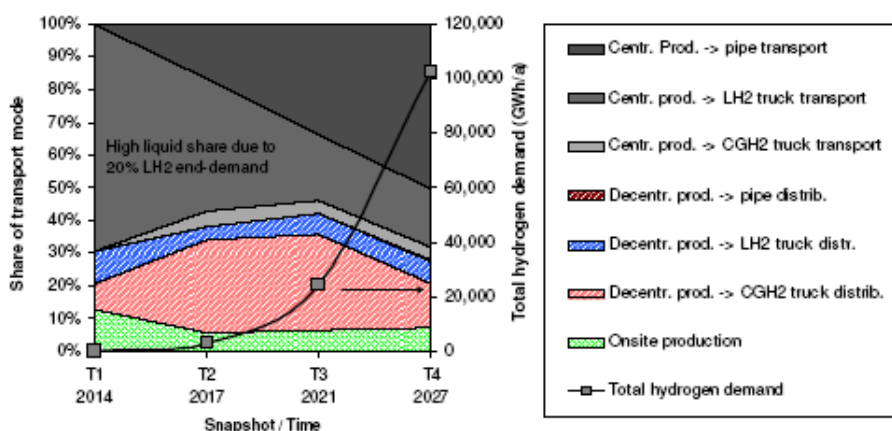


Figura 6.8: Porcentajes de transporte y distribución para los 10 países en el tiempo. Fuente: HyWays

En la siguiente gráfica se muestran únicamente los medios de transporte utilizados, pero considerando diferentes escenarios: 20% de demanda en forma líquida; 100 % de la demanda en forma de gas en las estaciones de servicio; y otro escenario que supone el 100 % de la demanda en forma de gas y una mayor utilización de las estaciones existentes, ya que se considera que el número de estaciones de servicio ha disminuido en un 50%.

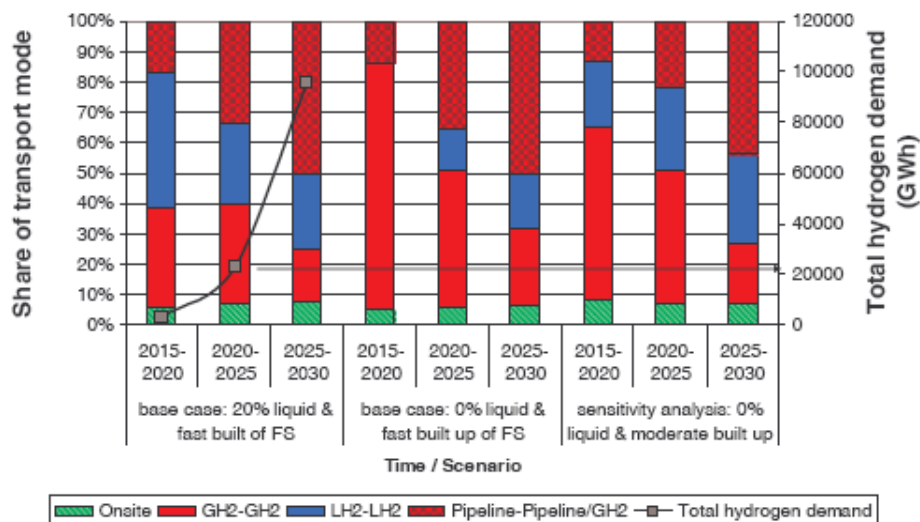


Figura 6.9. Opciones de distribución de hidrógeno a través del tiempo para los 10 países (escenario con un 20% y 0% de la demanda de hidrógeno líquido)4. Fuente: HyWays

La principal conclusión de esta gráfica es, que si no se impone la demanda de hidrógeno líquido inicial, las opciones más favorables en los inicios serían el transporte de hidrógeno en camiones de gas comprimido, combinado con una producción descentralizada. El transporte de hidrógeno líquido aparecería en fases posteriores, cuando la demanda de hidrógeno fuese mayor.

A partir de la evaluación detallada de los diferentes escenarios modelizados, consensuada con los expertos de los Workshops, se obtienen las siguientes conclusiones:

La producción on-site es considerada adecuada en cualquier periodo en áreas donde hay una demanda demasiado esparcida para establecer un esquema centralizado, pero en otros contextos tiene asociados ciertos problemas prácticos que pueden dificultar su aplicación. El proceso de reformado a partir de gas natural no es viable en zonas densamente pobladas debido al espacio requerido, además de que en las estaciones de servicio con baja utilización inicial, la inversión requerida es muy alta comparada con las plantas centralizadas de reformado, debido a su incapacidad de trabajar a media carga. Como resultado de la baja utilización de las estaciones en la fase inicial y del incremento que sufrirá el precio de la electricidad y el gas natural en fases posteriores, **en el HyWays apenas se ha considerado la producción on-site**. Pese a ello, no hay que olvidar que esta opción es muy sensible a las suposiciones consideradas.

Los **camiones de CGH2** tienen un coste variable alto debido al bajo volumen de hidrógeno que transportan, pero los gastos fijos son flexibles y relativamente bajos. Parece ser un **medio ventajoso para la distribución de hidrógeno descentralizado en áreas con demanda intermedia**. En el escenario de demanda del 20% LH2 la participación más alta se daría en la mitad del periodo estudiado, ya que el transporte de CGH2 en camiones, se considera la tecnología de transición hacia la distribución de hidrógeno por gaseoducto. En la fase inicial del escenario base, sin demanda de LH2, el transporte en camión es la opción principal debido a su flexibilidad, donde la producción on-site no es económicamente razonable debido a la baja utilización de las estaciones.

Los **camiones de LH2** tienen un coste variable menor con la distancia, ya que pueden almacenar ocho veces más que los camiones de gas comprimido. No obstante, el proceso de licuefacción implica inversiones y costes variables altos debido a la cantidad de energía requerida para el proceso. En las primeras fases el estudio considera que la capacidad de licuefacción actual será suficiente. Suponiendo un consumo de LH2 del 20% del total, esta tecnología será dominante en las primeras fases, en las que casi todas las hidrogeneras recibirán el hidrógeno líquido y evaporarán parte de él para suministrar hidrógeno gaseoso, ya que la licuefacción on-site no se considera económicamente viable. En el escenario base no juega un papel tan importante hasta que no aumente la demanda.

Los **gaseoductos de hidrógeno** implican altas inversiones pero insignificantes costes variables. La inversión será proporcional a la distancia a cubrir sin influir notablemente en la capacidad del mismo, por ello se utilizarán para el suministro de estaciones de llenado medias y grandes en núcleos urbanos y alrededor de las plantas de producción. En fases posteriores se contemplan como opción para transportar hidrógeno desde plantas centralizadas las zonas circundantes. Su uso será más atractivo conforme aumente la demanda. La utilización de gaseoductos de hidrógeno, puede facilitar el uso de las energías renovables intermitentes debido a su capacidad intrínseca de almacenamiento.

Es importante considerar que estos resultados están expuestos a muchos factores (distancia de transporte, precio de la energía, demanda de hidrógeno líquido, densidad de estaciones de servicio en una región, etc.). Por tanto cada una de las opciones puede jugar un papel importante dependiendo de las condiciones concretas. **La distancia a recorrer es el impacto económico más fuerte** en los costes totales derivados de la distribución de hidrógeno, por lo que la optimización de los costes en la distribución pasa por disminuir las distancias de transporte de hidrógeno, planeando y diseñando correctamente los lugares de las plantas de producción de hidrógeno.

En el caso de España hay que destacar que en un escenario de 20% de hidrógeno líquido desde el inicio, el coste del hidrógeno aumentará respecto a otros países debido a la baja disponibilidad de plantas de licuefacción, siendo necesaria una infraestructura más centralizada en los inicios. Por otro lado si se opta por un escenario más distribuido, el coste del hidrógeno se vería aumentado en un 10% en 2021. Los gaseoductos aparecen como la opción de transporte preferida para el transporte desde las grandes plantas a las zonas más pobladas en las fases posteriores.

En el capítulo: “Visión de los participantes españoles”, se recoge la opinión de los miembros españoles participantes en el HyWays, en cuanto a los métodos de producción y distribución considerados en España.

6.5.3 Inversión

Los resultados numéricos del desarrollo de la demanda a nivel regional así como las estimaciones hechas sobre los usuarios y sus límites, han sido utilizados para calcular una infraestructura de producción y suministro económicamente optimizada para los diez países del HyWays. Esta infraestructura está basada en la optimización de los costes por kWh de hidrógeno de todos los elementos del proceso: coste de la materia prima, de la producción del hidrógeno, del transporte y distribución del hidrógeno y del repostaje en los vehículos. En la siguiente figura se presentan estos costes en las diferentes fases estudiadas para el escenario base (20% del hidrógeno líquido y limitaciones de cada país en relación a la materia prima) junto con la inversión acumulada en infraestructuras para el hidrógeno (ordenadas de la derecha) en los diez países.

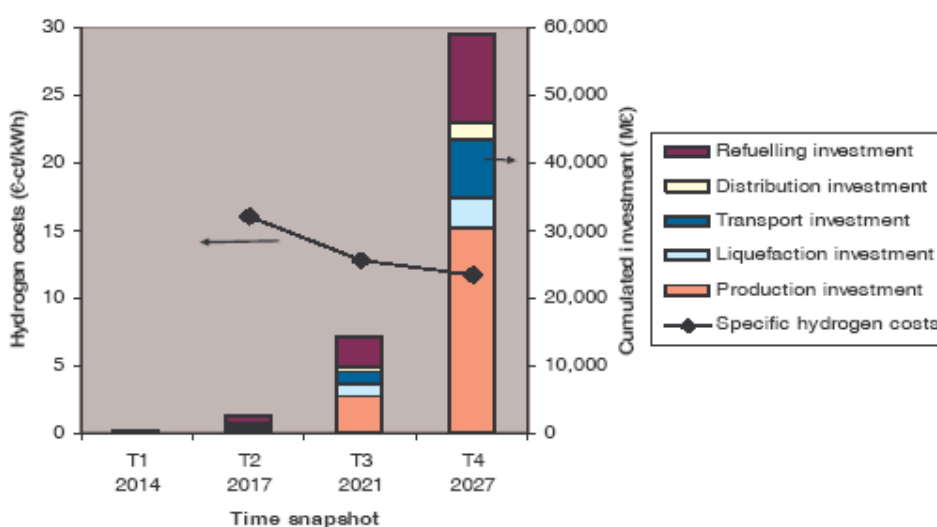


Figura 6.10: Inversiones en infraestructura para los 10 países participantes⁴. 20%LH, Bounds. Fuente: HyWays

En la figura anterior, se observa que, mientras las estaciones de llenado dominan la inversión en las primeras fases, en las posteriores son las inversiones en los medios de producción de hidrógeno las más altas. La inversión total para los diez países hasta el último periodo estudiado T4 (con una penetración de vehículos de hidrógeno del 8%) está alrededor de los 60.000 millones de euros.

En la gráfica no se ha incluido el coste del hidrógeno en la primera fase de despliegue (T1-T2: aprox. 10.000 vehículos de hidrógeno en toda Europa), cuyo valor sería muy alto debido a la infrautilización de las capacidades de producción y suministro, y a la sobrecapacidad de las estaciones de llenado. Los costes son muy sensibles al número de estaciones de servicio necesarias por lo que el hecho de imponer escenarios con una red de carreteras temprana, así como otras suposiciones tales como el 20% LH2 de la demanda o los límites (bounds) establecidos por los expertos nacionales sobre las tecnologías de producción, elevaría drásticamente estos costes. La diferencia de precios entre los países analizados se debe principalmente a las diferentes materias primas y densidad de población. Así hemos visto en la *Figura 6.2: Mix de producción de hidrógeno y coste específico “en la bomba” para España*, que en T2 el precio del hidrógeno en España oscila entre 18 y 24 ct€/ kWh, mayor que la media, mientras que en T4 puede disminuir a 12 ct€/ kWh en el escenario más favorable.

Respecto a la estrategia de introducción del hidrógeno se estima que, en los escenarios distribuidos, donde más usuarios tienen acceso temprano al hidrógeno y por lo tanto existe una mayor penetración, la demanda de hidrógeno estará repartida en una mayor superficie, lo que supone un mayor número de pequeñas hidrogeneras que en un escenario concentrado con la misma demanda. Como consecuencia, la inversión asociada a un escenario distribuido

aumenta en un 10-20% en el periodo T2, estabilizándose en un 5-10% en T4 con respecto al escenario concentrado.

La siguiente gráfica permite analizar el caso de España. Se observa que, para T4 si consideramos la imposición de los límites, principalmente el uso de energías renovables o el escenario de 20% LH2, la inversión se dispara con respecto al escenario calculado como óptimo.

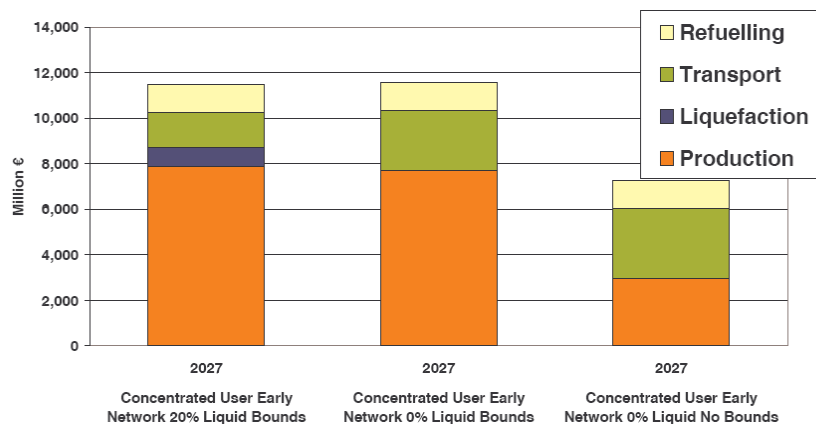


Figura 6.11: Costes de inversión en infraestructura para España. Fuente: HyWays

Es de resaltar que los costes de inversión en España suponen un 20% de los asociados al conjunto de los diez países, lo que hace ver que somos uno de los países con más esfuerzo a realizar para la introducción del hidrógeno.

En la siguiente tabla se muestran algunas cifras significativas de los diez países participantes. La diferencia de precios en los costes radica principalmente en la forma de distribución a nivel regional y en la elección de un escenario con un alto porcentaje de renovables para la producción de hidrógeno.

País	Demanda de Hidrógeno en T4 (GWh)	Reservas relevantes en T4 (fase tardía), aproximado en orden de disminución de importancia	Costes de hidrógeno en T4 (€-ct/kWh), rango de escenarios
Finlandia	1.7	Gas Natural (GN), biomasa, lignito, eólica, red eléctrica, nuclear	10-11
Francia	25.8	Nuclear, red eléctrica, eólica, GN, biomasa (electricidad dominante)	9-11
Alemania	26.1	Lignito, biomasa, eólica, hidrógeno subproducto, GN, red eléctrica.	8-11
Grecia	4.6	Eólica, biomasa, lignito, GN (fuertemente enfocado a recursos domésticos)	9-16*
Italia	17.8	Eólica, biomasa, GN, carbón, residuos, solar	10-14*
Países Bajos	6.2	GN, lignito, biomasa, hidrógeno subproducto. (enfocado a producción central)	10-19
Noruega	1.6	Eólica, biomasa, hidrógeno subproducto, red eléctrica, GN (no existe red de GN)	11-12
Polonia	9.6	Biomasa, lignito, GN, eólica (considerado gasificación de carbón in-situ)	8-13
España	14.9	Eólica, biomasa, solar, lignito, GN (alta participación en renovables)	12-16*
Reino Unido	21.1	GN, carbón, eólica, nuclear, residuos.	10-13

Tabla 6.5: Cifras significativas de los países participantes. Fuente: HyWays

6.6 Resultados del HyWays

6.6.1 Resultados los diez países participantes

A continuación se resaltan las principales conclusiones obtenidas para los diez países participantes:

- El comienzo del despliegue de la infraestructura del hidrógeno se hará en regiones densamente pobladas y en algunas áreas remotas donde sea igual de dificultoso llevar otro tipo de portador energético.
- Los principales indicadores para la selección de los primeros centros de usuarios del hidrógeno serán el compromiso político, la importancia de la región en el ámbito nacional y las actividades realizadas en I+D en torno a hidrógeno y pilas de combustible, con el fin de que dichas características aseguren el apoyo social y político y la visibilidad de dicha tecnología durante el proceso de instauración.
- Los costes asociados a las primeras fases serán elevados debido a la necesidad de altas inversiones en tecnología “relativamente joven” y en una infraestructura infrautilizada durante los primeros años. Sin embargo, el análisis de costes muestra que no hay gran diferencia entre los costes asociados a fases posteriores debido al bajo “repowering” o renovación de instalaciones ya existentes.
- Inicialmente casi todo el hidrógeno será distribuido en forma líquida en evaporación de éste para demanda de hidrógeno gaseoso. En periodos posteriores la distribución será por tuberías. Las tuberías para medianas y grandes estaciones de servicio de hidrógeno tendrán un papel relevante una vez exista un mercado de vehículos significativo, pero se utilizarán principalmente para distribución local (son muy caras para largas distancias) en áreas muy pobladas y para transporte interregional a gran escala. En la fase de transición hacia tuberías será importante la aparición de plantas descentralizadas o regionales de producción de hidrógeno así como camiones para transportar hidrógeno comprimido.
- En zonas poco pobladas y remotas el hidrógeno líquido y la producción on-site siguen siendo las opciones más económicas.
- El hidrógeno y los vehículos con pila de combustible pueden llegar a ser competitivos con los combustibles convencionales entre 2025 y 2035 si el precio del petróleo supera continuamente los 60 \$/barril.
- **Recomendación:** La distancia en los costes de transporte tiene un impacto mucho mayor en los costes de suministro de hidrógeno del que tiene actualmente en los combustibles líquidos. Por lo tanto, el primer objetivo hacia una optimización de la economía del hidrógeno será minimizar la distancia media que debe transportarse el hidrógeno mediante el establecimiento de una red bien planeada y distribuida de plantas de producción.

6.6.2 Resultados para España

A continuación se resaltan las principales conclusiones obtenidas para España:

- En un primer periodo en el que la demanda de hidrógeno será baja (1.000 vehículos), la tecnología on-site a partir de reformado de gas natural, se presenta como una opción prometedora. En el caso de demanda de hidrógeno líquido, se emplearían pequeñas plantas centralizadas de reformado de gas natural y de licuefacción.
- Para la distribución de pequeñas cantidades de hidrógeno a cortas distancias, los camiones de gas comprimido son la opción preferida. Para grandes cantidades se preferirán los gasoductos. Para una demanda del 20% de hidrógeno líquido los camiones serán la opción de transporte predominante.

- En caso de que la demanda de hidrógeno líquido fuera desde el principio del 20% en todas las zonas, incrementaría significativamente el coste del combustible debido al poco rendimiento de las plantas licuadoras distribuidas. Por tanto, se establecería una estructura centralizada desde las primeras fases.
- El establecimiento de una red estratégica de distribución llevará a un incremento drástico del coste en las primeras fases.
- Para los periodos posteriores, pequeñas centrales on-site de reformado de gas natural (15 MW) y de gasificación de biomasa (50 MW) se presentan como opciones relevantes.
- Después de 2025, debido al precio del gas natural, las opciones preferidas para producir hidrógeno, serán las grandes centrales de gasificación de lignito, carbón y biomasa.
- Para los periodos posteriores, las tuberías serán la opción preferida para el transporte de hidrógeno desde grandes plantas de producción a las estaciones de servicio medianas y grandes de las ciudades.
- Los límites establecidos para la producción de hidrógeno vía energía solar de alta temperatura y eólica aumentarán los costes un 25% en relación con el escenario libre de límites que estaría dominado por el carbón.
- En caso de optar por un escenario de usuarios distribuido, los costes de hidrógeno en el surtidor aumentarían en torno a un 10% para 2021 y un 5% en 2027.

6.6.3 Visión de los participantes en los Workshops

Dentro del proyecto, los participantes de los Workshops que contribuyeron a definir la “visión” dada por España plantearon diversas cuestiones o barreras respecto al futuro del hidrógeno. A continuación se detallan algunas de ellas:

- El uso de biomasa para la obtención de hidrógeno deberá competir con los usos térmicos de la misma.
- A corto plazo, el alto precio de la tecnología de hidrógeno de pilas de combustible y su complejidad se valoraron como las principales barreras para su implantación. Los participantes consideraron que inicialmente su uso se restringiría a flotas cautivas.
- A corto y medio plazo se previó una tendencia al uso de los vehículos híbridos eléctricos alimentados con una variedad de combustibles: gasolina, diesel, gas o hidrógeno, teniendo una relevancia especial los biocombustibles por su facilidad para adaptarse a la infraestructura existente. No obstante, no se consideraba esta tecnología como una solución definitiva.
- Se consideró que las aplicaciones portátiles como los teléfonos móviles, UPS, APS, etc., serán el primer mercado en la introducción del hidrógeno.
- Para el uso estacionario se consideró que la electricidad sería el principal vector energético y no el hidrógeno, debido al desarrollo actual de la infraestructura eléctrica. No obstante se consideró la posibilidad del desarrollo de pequeñas redes de hidrógeno en zonas aisladas de nueva construcción donde la instalación de la infraestructura del hidrógeno pueda competir económicamente con la eléctrica.

6.7 Análisis y comentarios

Después de analizar detenidamente los diferentes capítulos expuestos sobre el análisis de infraestructura realizado por el HyWays, los miembros del GAC plantean una serie de comentarios respecto a la metodología empleada, los parámetros de entrada y los resultados obtenidos. A continuación se resaltan las principales conclusiones:

- En general se estima positivo el análisis de viabilidad económica planteado por el HyWays, al considerarse el aspecto económico un factor fundamental para la futura implantación de las tecnologías del hidrógeno (a pesar de las ayudas económicas que requerirá en la fase inicial).
- El análisis del HyWays se centra principalmente en la utilización del hidrógeno como uno de los combustibles del sector transporte. No lo considera como único combustible sino conviviendo con otros combustibles o tipos de coches (p. ej. eléctricos). Tampoco excluye el uso del hidrógeno en otras aplicaciones convencionales (industria alimentaria, química, electrónica, refrigeración de plantas de potencia, laboratorios,...) o en el sector estacionario aunque con unos coeficientes de penetración muy bajos. Se puede plantear la cuestión sobre la competencia de los vehículos de hidrógeno con otras tecnologías de automoción como los coches híbridos, eléctricos, con biocombustibles a partir de la biomasa,... El HyWays los considera como precursores que ayudan a desarrollar la tecnología de vehículos de hidrógeno, pero no la solución definitiva por lo que no entrarían en competencia directa sino complementaria.
- El empleo del hidrógeno en el sector estacionario puede tener un mayor interés en España del planteado, **sobre todo en entornos aislados**. La decisión de no analizar en profundidad este sector en el HyWays se tomó por parte del consorcio de participantes e industrias debido a que la baja penetración estimada no iba a alterar los datos de demanda. Los coordinadores del proyecto y casi todos los miembros de dicho consorcio pertenecían al sector automovilístico, de gran relevancia en Alemania. Así mismo, durante los workshops españoles no hubo opiniones contrarias a este criterio presumiblemente debido a que ninguna industria de calderas de calefacción, desalinizadoras, etc. estuvo presente. **De esta forma, se considera fundamental contar con la opinión de las empresas del sector estacionario**. La opinión de los miembros del GAC es que, aunque las aplicaciones estacionarias se basan en su mayor parte en combustibles diferente al hidrógeno (por ej. gas natural o algún biocombustible), la adaptación de estos sistemas a su funcionamiento con hidrógeno o con un gas rico en hidrógeno es probable que se lleve a cabo a medio plazo. Como puntos favorables a la implantación y desarrollo de estas tecnologías, destaca el hecho de que las aplicaciones estacionarias se verán favorecidas por infraestructuras ya existentes (red de gas natural) y que el desarrollo de aplicaciones estacionarias que funcionen con hidrógeno (por ejemplo con mezclas más ricas) es ya una posibilidad. De cara a poder afirmar que las aplicaciones estacionarias se verán favorecidas por infraestructuras ya existentes, desde el GAC se resalta la necesidad de realizar estudios que analicen la viabilidad de implementar una red de hidrógeno en aquellos lugares en los que ya exista una infraestructura de gas natural y red eléctrica desarrollada. Asimismo, se considera necesario el desarrollo de estudios económicos sobre los costes de implantación de una red de hidrógeno, en vez de redes convencionales, en zonas aisladas.
- La definición de las fases de desarrollo, clasificadas por porcentajes de penetración y no por fechas, ha sido considerada positiva por los miembros del GAC. No obstante, para el caso de España se indica que, un factor determinante para estudiar la penetración del hidrógeno, es la penetración de la potencia eólica. En España, existe un gran potencial eólico, de manera que una gran parte de la producción de hidrógeno podría tener un uso enfocado al balance de red. Esta es una visión compartida por los miembros españoles de la **Task 24**, un grupo de la Agencia Internacional de la Energía que se dedica a analizar la integración de la energía eólica y la producción de hidrógeno.
- Respecto a la metodología aplicada para calcular la infraestructura necesaria y su evolución se han comentado los siguientes aspectos:

- En la metodología para la producción y distribución se ha utilizado una herramienta (MOREHyS, Model or Regional Hydrogen Supply, basada a su vez en el BALMOREL model). Se considera que la utilización de esta herramienta, puede no ser la más adecuada, al haber sido desarrollada y optimizada para regiones como Alemania, muy diferentes a las españolas. En este sentido, sería recomendable analizar qué herramienta informática de las existentes es la más adecuada para España, e incluso desarrollar una nueva herramienta específica, adecuada a las características españolas.
- Gran parte de las suposiciones y tendencias utilizadas en los cálculos, proceden de los comentarios expresados en los workshops por los sectores nacionales presentes. Los miembros del GAC, consideran difícil que la información aportada en el workshop sea representativa, teniendo en cuenta la ausencia de algunos sectores, así como, la complejidad de obtener datos de todas las regiones españolas. Por tanto se considera que se debería de intentar conseguir representación de todos los posibles sectores implicados en las tecnologías del hidrógeno (gasitas, sector estacionario, usuarios finales, etc.). Así mismo, debido a que gran parte de las suposiciones proceden de los Workshops, se considera que el escenario base puede ser bastante subjetivo. En este sentido no hay que olvidar que también se han analizado otros escenarios, en los que se comprueba la sensibilidad del estudio ante estos parámetros subjetivos.
- En el apartado relacionado con producción y suministro se muestran los escenarios obtenidos en el análisis de infraestructuras. Estos escenarios muestran la procedencia del hidrógeno más probable a partir del 2027 (T4, en el que se prevé un 8% de penetración de los coches de hidrógeno). En este sentido, hay que tener en cuenta, que los datos utilizados como base, han sido las cadenas energéticas seleccionadas para España (consensuadas para los 10 países participantes).
- En cuanto a los resultados obtenidos para la producción de hidrógeno más probable en 2027, se resalta lo siguiente:
 - Aún cuando los resultados del HyWays muestran como opción barata para España el producir hidrógeno a partir de biomasa en el 2027, se considera que se debe prestar especial consideración a la producción de hidrógeno utilizando otras EERR (eólica y solar), aunque el coste asociado a estas tecnologías no las haga recomendables antes de 2027. MARKAL hace una evaluación de la tecnología óptima de producción de hidrógeno basándose principalmente en los costes. De esta manera, existe la opción de seleccionar los modos de producción basándose tanto en los recursos disponibles como en la apuesta política, siempre que se explicita el coste adicional que esto supondrá y las subvenciones que requeriría.
 - Del mismo modo la opción de producción on-site a partir de reformado de gas natural puede ser sustituida por la electrolisis on-site a partir del mix eléctrico, considerando la existencia de redes inteligentes que permitan distribuir la demanda en función de los excesos de producción renovable. Esto sería una opción mas limpia y favorable para una apuesta política justificada y con mayor visibilidad popular de la tecnología del hidrógeno.
 - En el mix de producción de hidrógeno en España para el 2027 se plantea la producción de hidrógeno a partir de una planta centralizada, de 50 MW, de gasificación de biomasa. En este sentido, el GAC considera que en España no es realista instalar plantas de biomasa con una potencia tan elevada, debido principalmente a que no se aprovecha la energía en forma de calor, y no se dispone de biomasa en las condiciones necesarias: alto poder energético, en gran cantidad, en un radio corto de acción.

Actualmente en España hay plantas de biomasa con turbinas de más de 40 MW, pero no es lo común. Por el contrario, la tendencia actualmente es a contar con plantas de entre 10 y 15 MW, que son más proporcionadas en relación con el área y la cantidad

de recurso necesarias para aprovisionar las mismas. En cuanto a gasificación, se trata de una tecnología que actualmente en España está asociada a plantas de biomasa menores de 2 MW, en las que los rendimientos de la caldera ya no son muy eficientes, por lo que se opta por un gasificador acoplado un motor siempre para potencias menores de 2 MW.

A corto-medio plazo, entendiéndose hasta 2020, no parece probable que se instalen de forma generalizada plantas de biomasa con potencias tan importantes, y menos aún que éstas se hagan con tecnología de gasificación. España es el tercer país de Europa en potencial biomásico, hasta ahora el marco normativo no ha favorecido el despegue del sector. No obstante, el sector está en constante evolución, por lo que existe la posibilidad que la instalación de estas plantas pueda ser una realidad en 2027.

De cara a poder conocer la tendencia que existe en España, se considera de gran interés realizar estudios sobre la optimización de centrales de biomasa para la producción de hidrógeno.

- Otra de las formas de producir el hidrógeno en el 2027 según el HyWays, es a partir de energía eólica (on-shore y off-shore). En este sentido las zonas seleccionadas para localizar centrales eólicas terrestres han sido La Coruña, Alicante, las Islas Baleares y Canarias, y las centrales off-shore se han localizado en Valencia y Alicante. Si comparamos la localización resultante en el HyWays, con un mapa eólico de España, ofrecido por el IDAE, se observa que las zonas seleccionadas para localizar centrales de energía eólica on-shore (aparte de La Coruña y Canarias) no coinciden con los lugares en los que existe más recurso. En cuanto a la localización de las centrales off-shore, tampoco coinciden con las zonas en las que el recurso es abundante. Además debido a la gran afluencia turística de estas zonas (Valencia y Alicante) no se considera probable que sea el lugar idóneo para instalar este tipo de centrales.



Figura 6.12: Mapa eólico de España. Fuente: IDAE

- Se considera que un factor influyente en la selección de las fuentes de producción son los requisitos de pureza. Las especificaciones del hidrógeno representan un problema técnico de relevancia, ya que si la especificación del hidrógeno para pilas de combustible no se relaja, el hidrógeno gaseoso, producido a partir de reformado, no será viable (esta situación ya se da para la mayoría de fabricantes de pilas). Por tanto, el hidrógeno líquido producido a través de electrólisis del agua, sería la única opción

que cumplierse con la pureza requerida, penalizando económicamente la introducción del hidrógeno como combustible.

- En cuanto a los resultados obtenidos en el HyWays sobre los primeros usuarios del hidrógeno, se resalta lo siguiente:
 - El indicador “número de segundos vehículos” se considera importante en el HyWays ya que se estima que el segundo coche de una unidad familiar será de hidrógeno. Desde el GAC este indicador se contempla como poco significativo, ya que se considera que a corto plazo, lo más probable es la utilización de un vehículo eléctrico 100% a baterías, para desplazamientos, por ciudad y alrededores.
 - Cabe destacar que en la elección de los centros de usuarios del HyWays, se tuvo en cuenta la existencia de proyectos de demostración, que actualmente no están en uso. No obstante se considera positivo, puesto que el desarrollo de estos proyectos de demostración permiten ganar experiencia, aplicable a un desarrollo futuro de los centros de usuarios.
 - A diferencia del HyWays, que considera la existencia de hidrógeno como subproducto relevante para la selección de los primeros centros de usuarios, los miembros del GAC no lo consideran un indicador de gran relevancia en España, ya que actualmente este excedente es utilizado en su totalidad en otros procesos industriales.
 - En el HyWays se consideraron fundamentales los indicadores de demanda, en cambio el GAC considera fundamental tener en cuenta la disponibilidad del recurso (más importante que la demanda que pueda existir) de cara a seleccionar los primeros centros de usuarios.
 - Se considera que en el mapa de situación de los futuros centros de usuarios se deberían tener en cuenta:
 - Regiones con alta penetración eólica, por ejemplo Galicia.
 - Islas y localizaciones remotas donde el autoabastecimiento puede ser muy necesario.
 - Otras Comunidades Autónomas como Castilla- La Mancha, ya que dispone de recursos renovables, además de ser en Puertollano donde se encuentra la sede del Centro Nacional del Hidrógeno.
 - Para el caso particular de España, el posible desarrollo de la tecnología de hidrógeno junto a la energía eólica supone que la disposición de los centros de usuarios pueden no obedecer la tendencia predicha por el HyWays, ya que si se empiezan a implantar sistemas de producción de hidrógeno eólico, acumulación a pie de planta y reutilización en pila de combustible o motor de combustión para balance de red, estos emplazamientos estarán probablemente en lugares con poca densidad de población. Para uso estacionario o doméstico se pueden así mismo definir otros indicadores distintos de los ligados al hidrógeno en el transporte.
 - Aunque Galicia no se considera en el HyWays como primer centro de usuario, los miembros del GAC consideran que tiene potencial para serlo, ya que a enero de 2009 era la segunda región con más potencia eólica instalada, en 2007 se celebró en Galicia el tercer encuentro sectorial del hidrógeno y las pilas de combustible por tanto existe compromiso político; existen diferentes instalaciones de hidrógeno y pilas de combustible (las más destacable Sotavento, pero también el proyecto APACHE (pequeñas embarcaciones con pila de combustible) y el PSE Minieólica (hidrógeno de mini aerogeneradores), así como universidades (por ejemplo Vigo), centros tecnológicos (como CETPEC) y empresas (como ARIEMA Enerxía que participa en el proyecto SPHERA)), con amplios conocimientos en la materia.

- Sin embargo, la opinión general es que **no se debe intentar llegar a todas las regiones españolas en los “early hydrogen corridors”**, aunque esto penalice algunas regiones, como Galicia o Castilla- La Mancha.
- Como conclusión del análisis realizado por el GAC sobre los primeros centros de usuarios se plantea que **para llegar a una visión más realista de los primeros centros de usuario sería necesario un estudio más detallado a nivel regional, de las posibilidades, recursos, tendencias, actuaciones y política de toda España, y un análisis similar al del HyWays pero por comunidad o región española.**
- En cuanto a despliegue y distribución de las infraestructuras del hidrógeno, desde el GAC se resalta que las energías renovables podrían ser una alternativa al transporte del hidrógeno con la producción on-site, sobre todo en España. Aunque la producción on-site se ha considerado como la forma de producción de hidrógeno menos significativa en el HyWays, parece la más interesante a nivel nacional. Aunque resulte la opción más cara por la conexión con las renovables, en España es una posibilidad muy adecuada debido al gran potencial de EERR y a las condiciones de distribución de población y geográficas nacionales. Con el objetivo de analizar si es realmente interesante para España la producción de hidrógeno on-site, sería necesario realizar un estudio más profundo sobre la evolución de los costes de las energías renovables y del hidrógeno producido a partir de ellas.
- Los costes de inversión para la infraestructura del hidrógeno en España, se han basado en la elección de un escenario con un alto porcentaje de renovables para la producción de hidrógeno, lo que conlleva un incremento de un 20 % de los costes asociados al conjunto de los 10 países. Los miembros del GAC, han considerado positivo este hecho, ya que si existen demandas concentradas en pocos puntos con mucha distancia entre ellos, las EERR permitirían crear infraestructuras locales en los centros con mayor demanda y “conectar” estos puntos. Los costes se podrían reducir utilizando o adaptando infraestructuras ya existentes (utilizar elementos que se utilicen en otros sistemas u otros gases) o mediante la estandarización de componentes de forma que se genere una economía de escala. Debido a la geografía y distribución geográfica en España el desarrollo de estas infraestructuras es diferente: de un entramado concentrado como el que hay en Europa, con muchos núcleos de conexión y distancias relativamente cortas de unos a otros, pasamos a una red poco concentrada salvo en las costas, con tramos de largas distancias y con accidentes geográficos importantes. Esta situación incrementa los costes derivados de la distribución del hidrógeno en España. Los miembros del GAC consideran que sería interesante disponer de estudios más detallados en cuanto a los costes de inversión para implementar las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible en España.
- Respecto al despliegue de las carreteras, el GAC consideraría interesante incluir, paralelamente al despliegue hacia Valencia, al menos otro ramal de comunicaciones que una Galicia con los otros centros principales, como es la carretera de Madrid a la Coruña; teniendo en cuenta sobre todo el hecho de que Galicia es una región con alta penetración eólica.
- Los miembros del GAC consideran que el planteamiento del HyWays está muy sectorizado y muy apoyado en el sistema energético actual, sin consideraciones de evolución futura. En este sentido, se considera que el hidrógeno hay que relacionarlo con sistemas y situaciones energéticas de futuro y que por tanto su implantación va a estar relacionada con la propia evolución de la energía.

Se podría concluir que debido a que la información que se ha utilizado en el HyWays es anterior a 2005, que se han detectado deficiencias en los datos sobre EERR que no han tenido en cuenta el gran desarrollo que han tenido en nuestro país en los últimos 4 años (con el consiguiente abaratamiento de la tecnología), y teniendo en cuenta la situación política y económica actual, los resultados obtenidos por el HyWays para España no están ajustados a la realidad actual. Por tanto se considera necesario realizar un nuevo planteamiento con los datos actuales.

7. VISION DE LOS PARTICIPANTES ESPAÑOLES

Con el fin de contrastar los resultados obtenidos en el proyecto con la opinión de los países participantes, el HyWays recopiló, por medio de un Workshops en el que participaron 30 miembros españoles pertenecientes a distintos sectores de la industria, la investigación y los gobiernos regionales, la “visión” o pronóstico a corto, medio y largo plazo de la introducción del hidrógeno en el marco energético nacional. A continuación se hace un breve resumen de los datos más relevantes, con el fin de contrastarlos con los resultados del capítulo anterior.

También se analizaron las fortalezas y las debilidades del sistema energético español y las oportunidades que representará en la economía del hidrógeno.

7.1. Visión a corto plazo (<2020)

- La producción actual de hidrógeno es principalmente a partir de reformado de gas natural. Se plantea el aumento de producción de biomasa en España, principalmente para su uso como combustible, no descartando la posibilidad de producir hidrógeno con ella. La producción de hidrógeno a partir de energía eólica también empieza a plantearse en el corto plazo.
- Los primeros mercados de hidrógeno se dirigen a las aplicaciones portátiles. Se consideró que la tecnología de hidruros metálicos sería la más adecuada para almacenar el hidrógeno.
- En cuanto al transporte, se plantea únicamente flotas cautivas en lugares como Madrid y Barcelona y otras ciudades más pequeñas, por su experiencia en proyectos de hidrógeno o mayor apoyo político.
- Los primeros centros de usuarios identificados por los participantes fueron: Madrid y Barcelona (debido a su poder adquisitivo, y la densidad de vehículos), seguidos de Zaragoza, Pamplona y Valencia (debido a su apoyo institucional a este tipo de tecnologías y la existencia de recursos renovables).
- La existencia de los primeros prototipos de hidrógeno favorecerá el desarrollo de la industria de los componentes para estos vehículos (pilas de combustible, baterías, compresores,...). Pero se plantea la necesidad de coordinar y potenciar este mercado con las plantas de ensamblaje.

7.2. Visión a medio plazo (2020-2030)

- Durante el periodo de transición hacia la implantación de las tecnologías del hidrógeno, el crecimiento de la demanda de hidrógeno justificará la construcción de las primeras plantas de producción centralizada, por gasificación de carbón a gran escala con captura de CO₂, y a partir de energía eólica y termosolar.
- En las islas Baleares y Canarias se introducirá la producción del hidrógeno a través de reformadores de vapor metano de gas natural, reformadores de hidrocarburos y energía eólica.
- Galicia, Andalucía y el delta del Ebro crearán las primeras plantas eólico off shore.
- Puesto que España posee una buena experiencia en el uso de gas natural licuado y comprimido, se consideró que el uso de mezclas de gas natural e hidrógeno sería la transición tecnológica más probable, tanto para su uso en motores de combustión interna como para su transporte en gasoductos. Según la demanda aumente se requerirán mayores infraestructuras, ya que la red de gas natural sólo admite pequeños porcentajes de hidrógeno en la mezcla.

7.3. Visión a largo plazo (2030-2050)

- El futuro energético español, tendrá la siguiente configuración: un 40% combustibles fósiles con uso de la captura y secuestro de CO₂, en el cual la gasificación del carbón tendrá un papel relevante, un 40% de fuentes de energía renovable sin emisiones de CO₂ y, por último, se estimó que se requeriría un 20% de energía nuclear de tecnología avanzada para cubrir el conjunto de la demanda energética, aunque se consideró que el desarrollo de esta energía estaría muy influido por el marco político que se plantee para esta tecnología.
- La producción de hidrógeno quedará determinada en 2050 según las características regionales. Las energías renovables producirán el 40% del hidrógeno en esta fecha. El resto se producirá a través de diversos recursos, incluyendo tecnología de combustibles fósiles con captura de CO₂, energía nuclear, y el propio mix eléctrico español.
- El coste de los recursos dominará los costes de producción, especialmente el precio del petróleo y el gas natural. La gasificación del carbón con captura de CO₂ será la opción más económica para la producción conjunta de hidrógeno y electricidad. Se desarrollarán gran cantidad de instalaciones descentralizadas de producción de hidrógeno y algunas centralizadas.
- El transporte de hidrógeno se incrementará progresivamente con la demanda y sólo cuando el consumo aumente significativamente se desarrollará la infraestructura de gasoductos de hidrógeno (cuya red hoy en día posee 25 km para usos industriales). Se considera que la implantación de plantas de licuefacción de hidrógeno se hará a partir de 2020, existiendo un número significativo de estas en 2050. Las estaciones de repostaje de hidrógeno se implantarán cada 100 km.

7.4. Análisis y Comentarios

Aunque este capítulo hace referencia a la visión de los participantes españoles en los momentos en los que se desarrolló el HyWays, se considera interesante resaltar que, aunque, en aquel momento se consideraba que el desarrollo de los primeros mercados para el uso de las tecnologías de pila de combustible se basaría en las denominadas aplicaciones portátiles, actualmente este mercado no se ha desarrollado como se esperaba, no habiendo indicios de su desarrollo inmediato.

De esta manera no se considera muy probable que los primeros mercados de estas tecnologías se destinen a las aplicaciones portátiles, más aún teniendo en cuenta el desarrollo de las nuevas tecnologías de baterías, competencia directa con las primeras. En este sentido se considera interesante realizar estudios sobre la viabilidad de aplicar estas tecnologías a aplicaciones móviles.

En la visión a corto y medio plazo no se da mucha importancia a la producción a partir de EERR, cuando el análisis realizado por los expertos del GAC focaliza la producción de hidrógeno en España por el apoyo a estas tecnologías, sobre todo solar y eólica.

La biomasa también contrasta en su visión de plantas centralizadas, frente al enfoque del GAC de plantas a menor escala con aprovechamiento del calor.

El GAC comparte la opinión de que la implantación de los primeros centros de demanda, se llevará a cabo con flotas cautivas y en lugares con mayor apoyo político, poder adquisitivo y acceso a recursos energéticos.

Con el tiempo se ha visto que los planteamiento propuestos para la zonas insulares de Canaria y Baleares de producción a partir de reformado de combustibles fósiles no son las líneas que están siguiendo estas localidades, apostando más por las energías renovables que les permitiría una mayor autonomía y sostenibilidad, aunque sea con mayor coste inicial.

8. ANALISIS SOCIOECONÓMICO

8.1. Metodología

El análisis socioeconómico se ocupa de los aspectos técnicos, económicos y medioambientales que resultan de introducir una economía basada en el hidrógeno en los mercados regionales de Europa.

Este análisis parte de los estudios Well-to-wheel y Source-to-user (de la fuente al usuario final) realizados por el proyecto en el proceso de definición de las cadenas energéticas del hidrógeno para cada país miembro y de la elección de las cadenas más adecuadas por rendimientos y costes.

Estos resultados son las entradas para la evaluación macro-económica realizada con modelos económicos tales como ISIS y PACE-T. Estos modelos emplean como “inputs” datos energéticos de nivel de producción, consumo de energía y emisiones de CO₂ para analizar la interacción económica global y mostrar resultados como el efecto sobre el empleo y el PIB, los precios finales o los beneficios sociales.

Otro de los efectos tenidos en cuenta en este análisis es la calidad del aire y la emisión de contaminantes. Este efecto se ha calculado empleando el modelo COPERT III. Una descripción más detallada de estas herramientas se encuentra en el capítulo 1 de este documento.

Para su evaluación final, éste análisis cualitativo se combina con otros aspectos cuantitativos vitales para realizar un mapa de ruta realista. Ejemplos de estos datos son: las prioridades políticas nacionales, la aceptación pública de las tecnologías del hidrógeno las características específicas del mercado energético y la planificación local. El tratamiento de esta información no numérica en el proceso de análisis es lo que se llama “Key Change Actor Mapping” (KCAM) o análisis de actores. Está basada en los llamados “Key Changes” que son requisitos clave para el desarrollo del sistema, los cuales son identificados, clasificados y valorados por paneles de expertos y miembros participantes.

8.2. Impacto económico

La introducción de las tecnologías del hidrógeno en el sistema energético europeo afectará a la economía, y en particular a parámetros como el empleo, el PIB y el flujo de efectivo o balance de costes de esta tecnología con respecto a las tradicionales.

8.2.1. Balance de costes

En este apartado se analiza el coste adicional que supone el uso de la tecnología del hidrógeno en el transporte comparado con el de los vehículos tradicionales, haciendo un balance con los ahorros en combustibles. Para ello se tienen en cuenta los precios de combustibles, los consumos, el coste de los vehículos y su evolución, de acuerdo a las curvas de aprendizaje de la tecnología.

Se espera que el coste adicional inicial requerido para instalar la infraestructura de hidrógeno se compense, en un periodo de tiempo razonable, con el ahorro de costes obtenido al reemplazar los combustibles convencionales.

El balance total se obtiene de la diferencia entre dos curvas:

- Balance de coste de combustible: diferencia entre los costes de aprovisionamiento de hidrógeno y los ahorros de usar hidrógeno en lugar de gasolina o gasoil
- Balance de coste de flota: diferencia entre la inversión en vehículos de hidrógeno y los ahorros de inversión en vehículos convencionales.

Respecto al balance de combustibles el HyWays concluye: Las inversiones para el aprovisionamiento de hidrógeno y su infraestructura y el precio de los vehículos de hidrógeno en las fases tempranas son mucho más altas que las realizadas para los combustibles convencionales y los vehículos a los que sustituirán. No obstante podrá llegar a alcanzarse un

ahorro global si las circunstancias son las adecuadas (apoyo político, avance de las tecnologías y rápido desarrollo del mercado), lo que permitiría alcanzar en un plazo más corto la situación en que los gastos de producción y suministros ligados al hidrógeno y su tecnología fueran menores que los ahorros obtenidos por la sustitución de combustibles y vehículos convencionales.

Dependiendo del escenario de penetración y la evolución de los precios del petróleo, el punto de inflexión se alcanzaría entre 2025 y 2035 y los gastos serían reembolsados entre 2030 y 2040.

Según el informe para el balance de flota, los costes específicos durante la fase inicial de penetración no supondrán unas pérdidas económicas significativas. Es en el período a partir de 2020 cuando los costes de la implantación de la tecnología del hidrógeno son más elevados, siendo los precios de los nuevos vehículos aun significativamente mayores en comparación con los vehículos convencionales, a pesar de la elevada penetración de vehículos, estimada para esa fecha.

El análisis de los estudios de costes externos en el sector del transporte pone de manifiesto dos conclusiones:

- Los costes externos del sector del transporte podrían ser relevantes, no obstante existe un problema de indeterminación para cuantificar su magnitud.
- Los vehículos con sistemas de hidrógeno tienen el potencial de reducir los costes externos en el ámbito del cambio climático y la polución local (partículas, NO₂, SO₂), así como el ruido.

El proyecto estima un ahorro en estos costes externos es del orden de 1000 a 1500 €₂₀₀₅ con los vehículos de hidrógeno respecto a los convencionales.

El HyWays se basa en suposiciones tales como: que el consumidor estaría dispuesto a pagar aproximadamente 600\$ más por un vehículo con pila de combustible que por un automóvil convencional, basándose en el estudio de JD Power and Associates (2003) y en el hecho de que ya se hace algo similar con los vehículos de gasoil frente a los de gasolina; y que algunos gobiernos ofrecen subvenciones de hasta 1200 € para vehículos ecológicos. Si se emplean estos datos, los coches basados en pila de combustibles podrían competir con los coches convencionales a partir de 2023 recuperándose los costes adicionales a partir de 2030.

Considerando el combustible y la flota de vehículos, teniendo en cuenta los diferentes escenarios considerados por el proyecto según la curva de aprendizaje de la tecnología y el soporte político recibido, se obtiene las siguientes curvas de flujo de caja total para los escenarios:

- Escenario con un modesto apoyo político y un modesto aprendizaje, y los precios del petróleo que aparecen en WETO.
- Escenario con un alto apoyo político y un rápido aprendizaje, y los precios del petróleo más elevados (precio estimado por el estudio WETO + 20 \$ / barril).

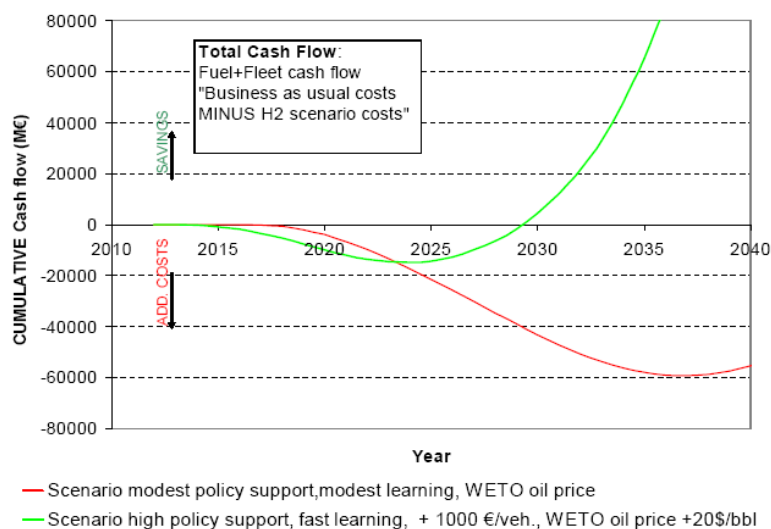


Figura 8.1: Análisis de flujo de caja total, esto es, balance entre los sobrecostos de aprovisionamiento de hidrógeno e inversión en vehículos de hidrógeno y los ahorros de usar hidrógeno en lugar de gasolina o gasoil. Fuente: HyWays (Final report socio-economic analysis Phase II - Draft Report)¹⁰⁰

Considerando el combustible y la flota de vehículos, dependiendo del escenario, los vehículos de hidrógeno podrían competir con los vehículos con combustibles convencionales entre 2025 y 2035. Los ahorros obtenidos a través del uso del hidrógeno tras alcanzar este punto pueden ser muy elevados, siempre y cuando el precio del petróleo se encuentra a un nivel por encima de 50 \$/barril para los países densamente poblados y 60-70 \$/barril para los países menos poblados.

Una lenta penetración en el mercado de vehículos de hidrógeno (modesto apoyo político y modesto aprendizaje), es inaceptable tanto desde el punto de vista de la instalación de la infraestructura (en caso de infrautilizarse durante un largo periodo las instalaciones, no se encontrarán inversores para su desarrollo generalizado) como desde el punto de vista de los fabricantes de vehículos. Los elevados precios del petróleo conducen a un aumento de los costes de los combustibles convencionales, de manera que los beneficios de introducir las tecnologías del hidrógeno se producen antes.

Según el análisis realizado por HyWays una mayor tasa de penetración de vehículos de hidrógeno (a través del apoyo político) reduciría el tiempo necesario para conseguir beneficios tanto en infraestructura como en vehículos. Se estima que la aceptación por el usuario de un incremento de 1000 € en el precio de los vehículos de hidrógeno, o la aplicación de una subvención a estos, ayudaría a disminuir el flujo de caja negativo, durante el primer periodo.

8.2.2. Efecto en el empleo

Las inversiones necesarias para el uso del hidrógeno como vector energético están claramente dominadas por los gastos en la industria de los automóviles de hidrógeno. Si un vehículo de hidrógeno es importado, es muy probable que no sólo se importe el sistema de hidrógeno, sino todo el vehículo. Por lo tanto, la posible organización de la industria nacional del automóvil y sus componentes se convierte en uno de los factores clave para el análisis del impacto de la economía del hidrógeno en el empleo y el PIB.

¹⁰⁰ http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP3/HyWays_D3.22_Draft-REPORT_V9_MAY2007.pdf

Se han considerado tres posibles escenarios de importación y exportación de las tecnologías del hidrógeno en la UE. Cada escenario describe un posible futuro sobre la competencia de estas tecnologías.

- Escenario de Identidad Estructural: se basa en el supuesto de que la competencia internacional de las tecnologías de hidrógeno vendrá influida principalmente por la competencia actual en los sectores industriales equivalentes. No obstante este supuesto está abierto a las críticas, ya que, si un país tiene en la actualidad la capacidad de fabricación de motores de combustión interna convencionales, esto no significa necesariamente que también vaya a poseer una importante industria de producción de pilas de combustible en el futuro, debido a las diferencias existentes entre las tecnologías.
- Escenario Pesimista: muestra lo que podría suceder si otras regiones del mundo asumiesen la posición de liderazgo, de manera que Europa tuviese que importar los vehículos de hidrógeno. En este escenario se supone que toda la tecnología de los vehículos de hidrógeno se importará.
- Escenario Optimista: supone que se llevarán a cabo esfuerzos para que aumenten las exportaciones de la UE en vehículos de hidrógeno y sus tecnologías.

En la siguiente figura se muestra el efecto en el empleo debido a la introducción de la economía del hidrógeno dependiendo de los escenarios de importación/exportación propuestos y de los escenarios analizados en el proyecto, según la curva de aprendizaje de la tecnología y el apoyo político recibido (una penetración baja de las tecnologías (L2L), media (H2M), alta (H2H)).

En los escenarios optimista y pesimista se ve claro el aumento y disminución del empleo. Si las importaciones/exportaciones para las tecnologías de hidrógeno son similares a las existentes con las tecnologías convencionales el empleo no sufrirá grandes cambios. Este resultado está influenciado por la menor fragmentación de las tecnologías de hidrógeno y por el alcance durante las fases iniciales del mismo nivel de competencia mundial en los mercados.

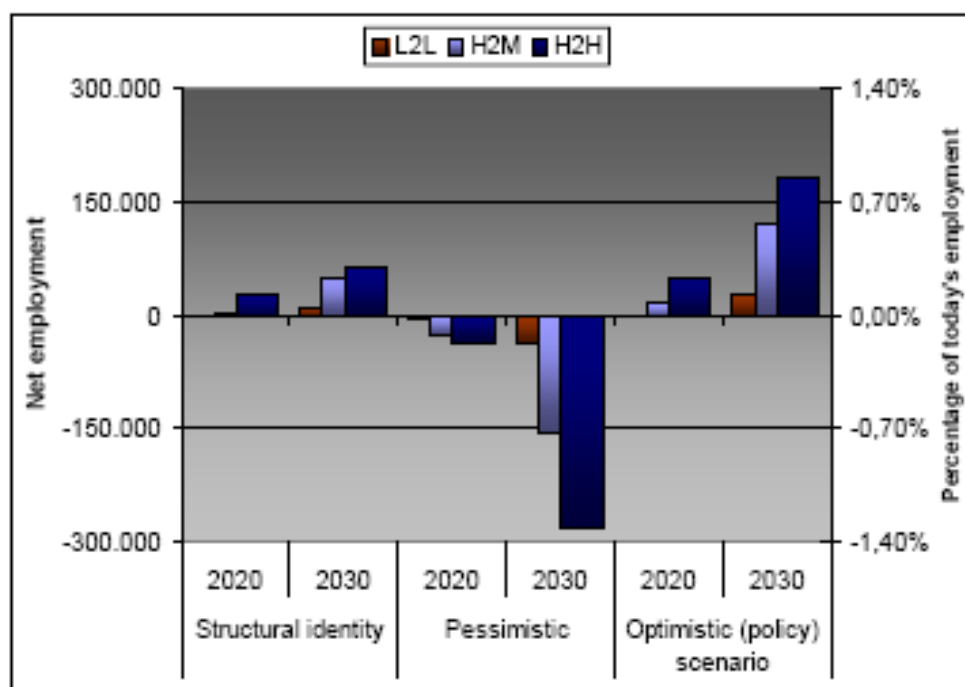


Figura 8.2. Efecto neto en el empleo para España en los tres escenarios de importación/exportación según la penetración (L2L= Aprendizaje moderado y apoyo político modesto; H2M= Aprendizaje rápido y apoyo político alto; H2H= Aprendizaje rápido y apoyo político muy alto). Fuente: HyWays.

El mayor efecto directo sobre el empleo debido a la transición a una economía del hidrógeno se verá en la industria del automóvil, y en una menor proporción en el sector de maquinaria y equipos. El HyWays considera que los países europeos fabricantes de automóviles, entre ellos España, deben enfrentarse al siguiente dilema:

- Por un lado, la entrada tardía en el mercado y la consiguiente pérdida de ventas podría producir una drástica pérdida de puestos de trabajo. En el 2030 el empleo en España podría disminuir más de un 1% frente al 0,7% del resto de Europa para el escenario pesimista).
- Por otro lado, la inversión en una infraestructura prematura de hidrógeno y el desarrollo de los vehículos conlleva el riesgo potencial de perder varios billones de € debido a la incertidumbre existente en relación al éxito en el mercado de los coches de hidrógeno.

Estas tendencias son más marcadas en España por su mayor implicación en la industria del automóvil comparado con otros países cuyo riesgo económico en la economía del hidrógeno es mucho menor al no liderar esta industria y poder aumentar significativamente el empleo con una estrategia adecuada. Estas diferencias se ven con claridad en la siguiente figura, en la que se observa que si la industria del automóvil de hidrógeno se estableciera en España, podrían crearse más de 20.000 nuevos puestos de trabajo para 2030 en un escenario con baja penetración de identidad estructural.

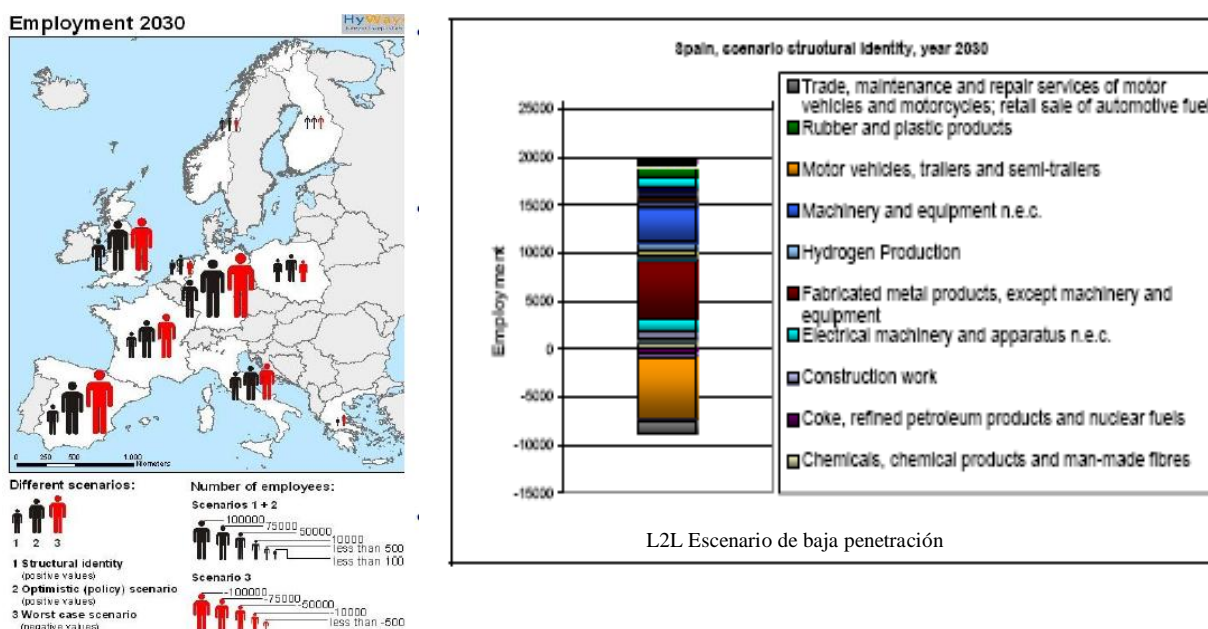


Figura 8.3. Empleo debido a las tecnologías del H2&PC en 2030. Fuente: HyWays

8.2.3. Impacto en el PIB

El impacto global en el crecimiento de la economía (PIB) debido a la introducción de las tecnologías del hidrógeno en el sistema energético es relativamente bajo. Los factores más importantes que determinan dicho impacto son las variaciones en los gastos en transporte (por carretera), los cambios en la factura energética del sector terciario y residencial y las variaciones en las importaciones/exportaciones que hemos visto en el capítulo anterior.

El proyecto HyWays muestra que las aplicaciones finales de hidrógeno llegarán a ser competitivas, por lo que los usuarios emplearán menos dinero para cubrir sus necesidades de transporte, y tendrán pequeños ahorros que podrán invertir en otras actividades provocando un pequeño aumento del PIB. Este pequeño incremento dependerá principalmente de la reducción de costes en los vehículos de hidrógeno.

Suponiendo el escenario donde no se producen cambios en el ratio de importaciones/exportaciones de Europa, y a pesar de que el hidrógeno sólo se introduce en parte del sistema de energía de cada país (sector transporte principalmente) se prevé un ligero efecto positivo en el PIB de los 10 países analizados, como resultado de la introducción de las tecnologías del hidrógeno. Así el PIB en 2050 se estima un 0,3% superior de media (representando un aumento medio del 0,01% por año). En el caso de los escenarios más negativos el descenso del PIB que puede ocasionar también es de una magnitud pequeña.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que el sector del transporte es una factor clave en la estabilidad económica de cada país, los bruscos cambios en el precio del petróleo provocan cambios en el PIB con un orden de magnitud del 0.3%. Por ello aunque la influencia de la introducción de estas tecnologías en el PIB es pequeña el HyWays concluye que el hidrógeno puede jugar un papel importante para garantizar una estabilidad económica en el sector del transporte evitando la vulnerabilidad debida a los precios del petróleo.

8.3. Impacto en emisiones contaminantes.

El beneficio real obtenido por la introducción del hidrógeno en la reducción de emisiones esta subestimado por el Hijas al considerar únicamente la reducción de CO₂, otros contaminantes tales como el CO, NO_x, PM y COV también son eliminados en las tecnologías de propulsión basadas en hidrógeno.

Si el hidrógeno se introduce en el sistema energético, el coste marginal (€) para eliminar una tonelada de CO₂ (MAC) disminuye en un 4% para 2030 y en un 15% en 2050, con respecto al escenario base en el cual el MAC necesario para alcanzar una reducción del 30% de CO₂ en 2050 superaría los 100 €/ton CO₂. Esto indica que el hidrógeno puede ser una opción rentable para la reducción de CO₂, En la siguiente figura se muestra los valores del coste marginal para eliminar el CO₂ (MAC) para los distintos escenarios previstos.

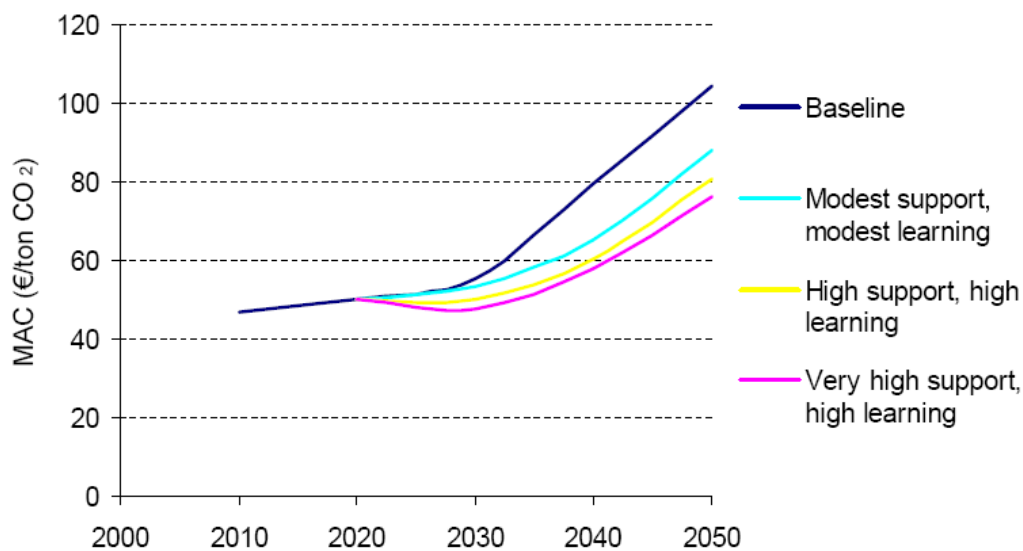


Figura 8.4. Coste específico para la reducción (MAC) de emisiones de CO₂ (Europa). Fuente: HyWays.

Sin embargo, un análisis de flujo efectivo muestra que se necesita un periodo de tiempo substancial para recuperar las inversiones iniciales. La reducción total de emisiones de CO₂, considerando desde el origen hasta la aplicación final, ascenderá a 190-410 Mt al año en 2050. De las cuales el 85% se deben a reducciones relacionadas con el transporte por carretera.

En un escenario optimista de “alta penetración” el análisis, realizado por el HyWays, del impacto ambiental del hidrógeno en el transporte por carretera muestra que:

- El uso de hidrógeno, producido por fuentes libres de CO₂, supone un alto beneficio en la reducción de las emisiones de CO₂ en el sector transporte.
- Se esperan beneficios considerables en cuanto a la reducción de la polución a nivel local. Comparando el escenario de poluciones con alta penetración de hidrógeno y el escenario base, se observa un descenso del 20-30% de los valores actuales.
- La reducción de polución ambiental se distribuye uniformemente en todos los dominios, con un impacto mayor en los centros urbanos (reducción de enfermedades).
- La reducción de emisiones es limitada debido a que algunas categorías de vehículos, como los camiones, no se han considerado.
- Los resultados del escenario de “baja penetración” muestran un retraso considerable y tasas menores en los beneficios ambientales.

8.4. Impacto en la seguridad de suministro energético

El hidrógeno desacopla la demanda de energía y los recursos energéticos. Según el HyWays esta diversificación del sistema energético lleva a un aumento substancial de la seguridad de suministro. De esta manera, el consumo total de petróleo para transporte por carretera puede reducirse en un 40% para 2050 si el 80% de los vehículos convencionales se sustituyeran por vehículos de hidrógeno. Igualmente importante es la existencia de varios métodos para la producción de hidrógeno a precios competitivos y en suficientes cantidades. Se considera que para un precio del petróleo por encima de los \$50-\$60 por barril equivalente, el hidrógeno llegaría a ser competitivo como combustible.

En conclusión:

- El hidrógeno asegura una mayor diversificación del sistema energético.
- Para el transporte, el hidrógeno puede jugar un papel similar al de la electricidad para aplicaciones estacionarias, pudiendo desacoplar la demanda final de energía del suministro inicial de energía primaria.
- En cualquier caso, el hidrógeno ayuda a reducir la dependencia de importaciones conflictivas para el sector transporte.

8.5. Oportunidad para España

En conclusión, tanto la economía nacional como el medio ambiente se verían afectados por la introducción de estas nuevas tecnologías. A continuación se destacan algunos datos interesantes:

- Todos los escenarios propuestos están dominados por la industria del automóvil establecida en cada país. En España este sector tiene una gran relevancia por lo que el efecto es más notable que en otros países tanto positiva como negativamente.
- A largo plazo el coste del hidrógeno en España será de los más baratos de todos los estados miembros.
- Con la introducción de vehículos de hidrógeno se prevé un pequeño potencial de ahorro en comparación con los vehículos convencionales.
- A partir de 2030 se prevén competitivos los precios de vehículos pequeños y grandes y de los medianos a partir de 2040.
- En la fase de alta comercialización: los costes asociados al hidrógeno en las estaciones de servicio en comparación con los de combustibles de petróleo no serán una barrera relevante, mientras el precio del petróleo sea superior a 50 \$/b.

- El beneficio ambiental del uso de estas tecnologías es importante sobre todo en la polución urbana. Aunque también juega un papel importante en la disminución de los costes necesarios para alcanzar los objetivos de reducción de CO₂ planteados.

La introducción de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible, plantea una serie de oportunidades para los países europeos, que requieren de un importante esfuerzo nacional para no desaprovecharlas. A continuación se resaltan las oportunidades detectadas en España:

- La industria de componentes de vehículos de pilas de combustible así como la dedicada a integración puede contribuir al desarrollo del sector de exportaciones. Sin embargo, una entrada tardía en el mercado supondría una drástica pérdida de puestos de trabajo y de PIB en este sector.
- En comparación con los países líderes en hidrógeno, España tiene poco potencial de liderazgo en cuanto a fabricación de pilas de combustible. En este sentido, los escenarios muestran que la fabricación de stacks puede ser menos importante, en términos de empleo, que la producción de vehículos.
- En países como España, con un importante mercado en producción de vehículos, se presenta un dilema: tomar partido con inversiones arriesgadas en nuevas tecnologías que le permitan entrar a tiempo en el mercado de vehículos de hidrógeno y mantener las exportaciones en el sector, o bien, no hacerlo debido a la incertidumbre en el éxito de la nueva tecnología, perdiendo la oportunidad de entrar en el mercado a tiempo.
- España cuenta con una industria muy fuerte en el sector eólico para la que el hidrógeno como medio de almacenamiento podría suponer una mejora en la utilización de los recursos eólicos y nuevas oportunidades de negocio. Un papel similar podría desempeñar para la energía solar.
- La experiencia ganada en los proyectos de demostración europeos y las condiciones climáticas y geográficas favorables para una producción de energía descentralizada a partir de fuentes renovables pueden utilizarse en España como oportunidades para la adopción temprana de aplicaciones estacionarias y móviles.
- La implicación relevante de varias industrias en el desarrollo de la tecnología de hidrógeno y pilas de combustible junto a la presencia de actores poderosos de los sectores de energía y servicios podrían aportar a España ciertas ventajas para colocarse en los primeros puestos en sectores objetivo de aplicación tecnológica.
- En el momento de la redacción del documento se considera que el papel de España es el de un rápido seguidor de los países líderes del mercado, pero parámetros como la poca inversión en I+D y la escasez de patentes no le permiten potenciar este liderazgo.

8.6. Análisis y comentarios

A continuación se recogen los principales comentarios realizados en el seno del Grupo de Análisis de Capacidades:

- Respecto a las previsiones que hace HyWays en el PIB, se considera que el período en el que están planteadas (2050) es demasiado lejano como para poder asegurar que sean ciertas. En cualquier caso, el resultado de un aumento del 0,3 % en el PIB para el 2050, se considera aceptable.
- Respecto a los efectos en el empleo, se observa que depende totalmente del escenario considerado (principalmente optimista o pesimista), y que por tanto, el escenario que predomine marcará la tendencia. Se considera adecuado suponer que España invertirá en estas tecnologías, y en especial, en el sector transporte. Esto no implicaría un aumento sustancial de empleo, sino que evitaría una pérdida importante de puestos de trabajo, que sería la consecuencia directa de que España no invirtiese en estas tecnologías.

- Respecto a la competitividad económica de las tecnologías del hidrógeno frente a las convencionales, se han hecho las siguientes valoraciones.
 - El hecho de que el uso del hidrógeno sea competitivo frente a los combustibles convencionales se basa en unas circunstancias muy concretas: desarrollo tecnológico y de mercado, evolución de los precios del petróleo y de manera particular el apoyo político. Es por ello que se considera conveniente hacer un análisis basándose en la postura política actual de España respecto a estas tecnologías. En este sentido habría que tener en cuenta la presentación del Plan Integral del Vehículo Eléctrico, y que pese al gran apoyo que se está dando, no se prevé una gran penetración de estos vehículos para 2014. Es por ello que se considera que 2030 es una fecha muy optimista para la obtención de un retorno positivo de las inversiones en vehículos de hidrógeno y que la introducción de estas tecnologías en el medio plazo se basa en decisiones políticas más que en la evolución natural del mercado. En este caso España seguirá una tendencia consensuada con el resto de Europa.
 - Respecto a los costes de los vehículos ocurre algo similar, si los gobiernos subvencionan esta tecnología, se acelerará su entrada en el mercado, ya que alcanzarán un precio competitivo en un plazo menor. No obstante, no resulta claro que se vaya a dar la circunstancia de que los usuarios paguen 1.000 € más por un vehículo cuyo precio de combustible es también más caro (al contrario que el caso de los coches de gasoil) en el caso de que no posea otras ventajas “económicas”.
 - Así pues, la fecha en la que los coches de hidrógeno competirán con los vehículos convencionales resulta bastante variable, pero no de gran relevancia, ya que, se considera que la existencia de un apoyo efectivo junto con un precio elevado del petróleo, hará que eventualmente esta fecha se alcance en un periodo más o menos cercano.
- Respecto a la posición de España en el desarrollo de estas tecnologías y el papel que pueda tener en el proceso de su implantación, se han hecho las siguientes valoraciones.
 - Resulta evidente que la evolución del sistema económico mundial hacia las tecnologías del hidrógeno, afectará a la economía española, tanto si participa como “inversor” como “seguidor”. El efecto resultará menos brusco si, al participar como seguidor, se mantienen los esquemas actuales de producción y mercado. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la introducción de nuevas tecnologías en el mercado mundial tiende a variar las estructuras de los mismos, al abrir oportunidades a otros países con potencial, como es el caso de China e India. Si ellos apuestan por esta tecnología pueden alcanzar un liderazgo que desplace a países “seguidores” como España.
 - Actualmente Europa en conjunto, mantiene una posición activa ante las tecnologías del hidrógeno por lo que el impulso de éstas en España no supondría un riesgo mayor que el de los otros países europeos como el Reino Unido o Alemania, que lidera ya el desarrollo de estas tecnologías disponiendo de 30 hidrogeneras operativas en el país. El desarrollo de esta infraestructura es clave para que los fabricantes de vehículos de pila de combustible inicien su producción y comercialización en serie. España, en este momento sólo tiene la oportunidad de ser un rápido seguidor, no obstante, el desarrollo de un impulso a estas tecnologías en España podría, con un esfuerzo importante, poner al país en una posición de ventaja respecto a otros países que todavía no han tomado mucha iniciativa.
 - Una posible vía de liderazgo de España podría estar en el sector de la producción de hidrógeno, integrando hidrógeno y fuentes renovables, incluyendo el hidrógeno renovable en el régimen especial, etc.
 - Así pues, se considera importante realizar un seguimiento exhaustivo de la situación, ya que España tiene el conocimiento y capacidad tecnológica para iniciar la entrada en el mercado en el caso que este mercado sea favorable.

- Se considera muy favorable la posición de España en el futuro mercado de las tecnologías del hidrógeno debido a su potencial en el área de las energías renovables. No obstante, sus oportunidades dependerán del comportamiento del sector y del apoyo político con el que cuente. De esta manera se considera fundamental el apoyo político, tanto a desarrollos tecnológicos en I+D como a acciones de demostración, para ir concienciando a los distintos sectores y a la sociedad en general. Respecto a las distintas alternativas para impulsar la implantación de las tecnologías del hidrógeno, se han hecho las siguientes valoraciones:
 - Las ventajas del hidrógeno en materias como la seguridad de suministro y las emisiones son evidentes, siendo argumentos que justifican el apoyo político, pero que no “financian” la inversión necesaria para la introducción de esta tecnología. En el caso de una aplicación de las tasas de CO₂ y un desarrollo y abaratamiento de fuentes de energía autóctonas, sería necesario un estudio detallado, a nivel nacional, del balance de costes para determinar las ventajas económicas del uso del hidrógeno.
 - Sería necesario incrementar la concienciación social sobre el hidrógeno y las pilas de combustible, a la vez que se aumenta el conocimiento de la tecnología por parte de las empresas, posibles usuarias y suministradoras de la misma. Tras conseguir una masa crítica suficiente, debería impulsarse la tecnología mediante incentivos económicos por parte del gobierno, que seguro llevarían a la movilización del capital privado y el capital riesgo en modo de importantes inversiones para el desarrollo de la tecnología.
 - Con el esfuerzo adecuado, España tiene posibilidades de alcanzar un papel de liderazgo en el mercado de estas tecnologías, particularmente, en producción de hidrógeno, y en electrolizadores, así como en componentes para pilas de combustible.
 - Finalmente una de las cuestiones que la PTE HPC ha considerado clave, es que para poder impulsar una posición de liderazgo se requiere una actitud emprendedora que favorezca el desarrollo industrial de productos todavía en fase de investigación, actitud más favorable en otros países distintos de España.

9. PLAN DE ACCIÓN

9.1. Propuestas de los participantes españoles del HyWays

Los propios participantes españoles consideraron que los escenarios previstos en el documento visión del HyWays requerían una serie de acciones en el marco político, particularmente en cuanto al desarrollo de la energía nuclear. En el momento de la elaboración del documento visión del HyWays (2007) no existía ningún plan de acción concreto, en España, para la implantación del hidrógeno.

A continuación se detallan las líneas prioritarias propuestas por los participantes nacionales en el HyWays.

- La inclusión del hidrógeno en el Plan Nacional de Energía, así como la creación de un plan de desarrollo de la estructura del hidrógeno.
- La aplicación de exenciones de impuestos y subsidios, al igual que con algunas energías renovables, para promover el hidrógeno a escala nacional, así como la armonización de normativa y reglamentación.
- Enfatizar la difusión y promoción de proyectos pilotos y concesión de ayudas para la adquisición de vehículos de hidrógeno.
- El desarrollo de una coordinación a nivel nacional y regional para el apoyo al desarrollo de la tecnología de hidrógeno. Así mismo, a nivel regional se consideró importante desarrollar iniciativas para la aplicación de estas tecnologías de forma que la opinión pública pueda familiarizarse con ellas.
- La aplicación de exenciones de tasas basadas en criterios ecológicos, ayudas para la producción limpia de hidrógeno, exención de pago de parking para vehículos de hidrógeno, uso de flotas públicas de hidrógeno y apoyo económico para grandes proyectos de demostración.
- La participación de España en grandes proyectos europeos de I+D, la realización de un seguimiento del desarrollo de la legislación europea relacionada con el hidrógeno y las pilas de combustible y el aumento de la representación en foros europeos implicados en el desarrollo de la tecnología, se consideraron aspectos prioritarios a tener en cuenta.
- A nivel europeo, se consideró de gran interés el lanzamiento de colaboraciones publico-privadas entre la industria y la comisión europea, donde la I+D se pudiese aplicar a gran escala en proyectos de demostración. Esta acción se consideraba que podía ponerse en marcha a través de la denominada JTI (Joint Technology Initiative) en hidrógeno y pilas de combustible.

9.2. Análisis y comentarios del GAC

El proyecto HyWays identifica en España dos circunstancias favorables para la introducción de estas tecnologías: la relevancia del sector de componentes de automóvil y la reducción del precio del hidrógeno procedente de la electrolisis a partir de energía eólica a largo plazo. En este sentido, sería necesario actuar desde las fases iniciales, integrando la tecnología del hidrógeno en estos sectores.

Las líneas de actuación para España que se presentaron durante la realización del proyecto HyWays son análogas a las planteadas para Europa, sin embargo, a pesar del tiempo transcurrido la situación de estas tecnologías no ha experimentado cambios significativos. Está claro que resulta decisivo para la implantación de estas tecnologías el desarrollo de líneas prioritarias de actuación política a favor de la inclusión del hidrógeno en los planes y subvenciones gubernamentales. El desarrollo de estos planes deberá ser producto de un planteamiento global de aceptación e impulso de estas tecnologías en todos los niveles, de manera análoga al impulso dado a la energía eólica o al que se está iniciando en el caso de los coches eléctricos. Sin un convencimiento político, las líneas de actuación serán vagas y dispersas.

El GAC de esta manera se plantea la siguiente cuestión, ¿Qué sería necesario a nivel técnico o económico, para convencer a las instituciones de instaurar una política a favor de la economía del hidrógeno? Algunas de las posibles respuestas podrían ser:

- Aceptación pública y apoyo popular.
- Fomento del desarrollo industrial en estas tecnologías por medio de proyectos de demostración menos ambiciosos pero con productos estrictamente nacionales y muy divulgativos. Y una mayor continuidad.
- Una implicación mayor de los gobiernos regionales. Se considera necesario que estén sensibilizados con el desarrollo industrial de su región de los proyectos.
- Un protocolo de subvenciones más claro y accesible que permita la participación de la pequeña industria y spin-offs de centros de innovación, con un seguimiento más cercano y transparencia para evitar que no se aprovechen los resultados.

Las ventajas del hidrógeno son claras: seguridad de suministro y disminución de emisiones, entre otras, pero España tendría que analizar las posibles ventajas económicas que podría aportar la integración de esta tecnología con el desarrollo de las energías renovables, permitiendo, con un empuje adecuado, posicionar a España en una posición de liderazgo frente a Europa, en vez de en un mero seguidor de la estrategia Europea.

Tras analizar en profundidad los resultados obtenidos en el proyecto HyWays, y compararlos con la realidad nacional actual, se ha detectado la necesidad de llevar a cabo una serie de estudios y acciones, necesarias para la implantación de las tecnologías del Hidrógeno y las Pilas de Combustible en España:

- Estudios a nivel regional que permitan determinar la tendencia del coste de la biomasa. Dado que la biomasa se considera uno de los principales recursos para la producción de hidrógeno se recomienda realizar estudios en profundidad sobre la evolución de su precio.
- Estudios de viabilidad económica de las tecnologías de producción de hidrógeno.
- Estudios detallados a nivel regional que permitan determinar la capacidad que existe en España para obtener hidrógeno como subproducto.
- Estudios sobre la viabilidad técnica y económica de aplicar estas tecnologías a aplicaciones móviles. En los momentos en los que se desarrolló el Hyways, se consideraba que el desarrollo de los primeros mercados para el uso de las tecnologías de pila de combustible se basaría en las aplicaciones portátiles. Sin embargo, actualmente este mercado no se ha desarrollado como se esperaba, no habiendo indicios de su desarrollo inmediato. Actualmente no se considera muy probable que los primeros mercados de estas tecnologías se destinen a las aplicaciones portátiles, más aún teniendo en cuenta el desarrollo de las nuevas tecnologías de baterías, competencia directa con las primeras.
- Estudios de viabilidad económica de las tecnologías basados en la política actual que existe en España. El hecho de que el uso del hidrógeno sea competitivo frente a los combustibles convencionales se basa en unas circunstancias muy concretas del momento en el que se realizó el estudio: apoyo político, desarrollo tecnológico y de mercado y evolución de los precios del petróleo.
- Incrementar la concienciación social sobre el hidrógeno y las pilas de combustible, a la vez que se aumenta el conocimiento de la tecnología por parte de las empresas, posibles usuarias y suministradoras de la misma.
- Tras conseguir una masa crítica suficiente, debería impulsarse la tecnología mediante incentivos económicos por parte del gobierno, que seguro llevarían a la movilización del capital privado y el capital riesgo en modo de importantes inversiones para el desarrollo de la tecnología.
- Para poder impulsar una posición de liderazgo se requiere una actitud emprendedora que favorezca el desarrollo industrial de productos todavía en fase de investigación.

▪ GLOSARIO

- 6º PM: Sexto Programa Marco
- AEE: Asociación Empresarial Eólica
- AIE: Agencia Internacional de la Energía
- API2: Índice de precios del contrato estándar de suministro de carbón
- APPA: Asociación de Productores de Energías Renovables
- ASIF: Asociación Solar Internacional Fotovoltaica
- CCP: Concentradores cilindro-parabólicos
- CE: Comunidad Europea
- CGH2: Hidrógeno gas comprimido
- CHP: Combined Heat and Power (Cogeneración)
- CNE: Centro Nacional de Estadística
- CSIC: Consejo Superior de Investigaciones Científicas
- CONCAWE/EUCAR/JRC
- COPERT III: Computer Programme to Calculate Emissions From Road Transport.
- CUTE: Clean Urban Transport for Europe, (Transporte Urbano Limpio para Europa).
- Directiva GIC: Directiva Grandes Instalaciones. Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23/10/2001.
- DOE: Department of Energy: Departamento de Energía de Estados Unidos
- E3-Database
- EERR: Energías Renovables
- EPR: European Pressurised Reactor, (Reactor Europeo Presurizado)
- Estia: European Solar Thermal Industry Association
- FS: Fueling Station, (Estación de repostaje)
- FY2010: United States government fiscal year for 2010: Año fiscal del gobierno de los Estados Unidos 7PM
- GAC: Grupo de Análisis de Capacidades
- GEMIS: Global Emission Model for Integrated Systems
- GH2: Hidrógeno Gaseoso
- GHG: Green House Gases (gases de efecto invernadero)
- Gpkm (Giga-passanger-kilometre-travelled)
- ICE: Internal Combustion Engines (Motor de combustión interna)
- IDAE: Instituto para la Diversificación y Desarrollo de la Energía
- IGME: Instituto Geológico y Minero de España
- IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change, (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático)
- ISCC: Integrated Solar Combined Cycle Central, (Centrales Solares Integradas de Ciclo Combinado)
- JTI: Joint Technology Initiative
- KCAM : Key Change Actor Mapping (Localización de Actores Clave)

- LBST: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, (Empresa consultora en estrategia y tecnología para sistemas de transporte y energía sostenible)
- LH2: Hidrógeno Líquido
- MAC: Coste Marginal (€) para eliminar una tonelada de CO₂
- MCIS: McCloskey Coal Information Services (Referencia internacional de precios de carbón)
- MICYT: Ministerio de Industria Turismo y Comercio
- mmBtu: 106 British Thermal Unit (3412 BTUs = 1 kWh)
- NUTS: Nomenclature des unités territoriales statistiques
- P.E.R: Plan de Energías Renovables
- PACE-T: Modelo General Computacional de equilibrio
- PC: Pila de Combustible
- PIB: Producto Interior Bruto
- PR: Progress Ratio, relación de progreso
- PTE-HPC: Plataforma Tecnología del Hidrógeno y Pilas de Combustible
- PYMES: Pequeña y Mediana Empresa
- REE: Red Eléctrica Española
- RSU: Residuos Sólidos Urbanos
- SEGS: Sistemas de Generación Eléctrica Solar
- SET-Plan: Plan Estratégico Europeo de Tecnologías Energéticas
- SMR: Reformado de metano vapor de gas natural
- SMR: Steam Methane Reforming
- STU: Uso estacionario tanto domestico como industrial
- TIR: Tasa Interna de Retorno
- TMY: Typical Meteorological Year, (año típico meteorológico)
- UE: Unión Europea
- UNESA: Asociación Española de la Industria Eléctrica
- UPS: Uninterruptible Power Supply
- WETO: World Energy Technology Outlook, (Prospectiva Tecnológica de la Energía Mundial)
- WTStU: Well to Stationary Use, (del pozo al uso estacionario)
- WTT: "Well to Tank" (del pozo al tanque)

Agradecimientos

La elaboración de este documento ha sido posible gracias al esfuerzo del Grupo de Análisis de Capacidades de la PTE HPC, quien a lo largo de casi tres años, ha mantenido numerosas reuniones y ha puesto gran ilusión para llevar a cabo un documento en castellano que realice un análisis del posible mapa de ruta del hidrógeno en España.

Merece la pena resaltar el esfuerzo y dedicación personal de Pilar Argumosa (INTA), como coordinadora del Grupo de Análisis de Capacidades, de Antonio Chica (Instituto de Tecnología Química del CSIC-UPV), de Dietmar Geckeler (SILIKEN) y de Yolanda Briceño (Fundación CIDAUT).

GRACIAS a todos los que habéis estado implicados activamente en el documento por vuestra dedicación e ilusión para hacer este proyecto realidad.