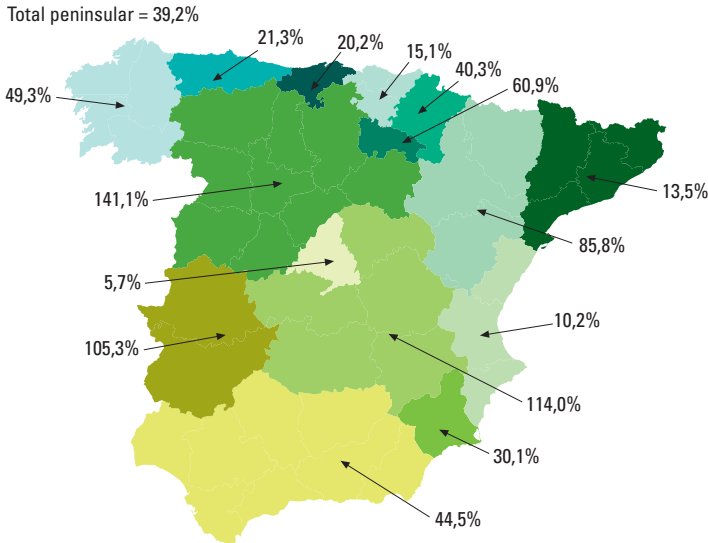


Gráfico 227 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente $\leq 3\%$), del monte bajo (pendiente $\leq 4\%$), residual y biogás, referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad



importante (además, en esas CC.AA. tendrán lugar otras demandas energéticas a las que la biomasa podría contribuir de haber suficiente recurso). Como vemos, los resultados han mejorado significativamente al permitir la explotación de pendientes más elevadas, pero el mensaje de fondo sigue siendo el mismo: el recurso de biomasa en la España peninsular, aunque importante en términos relativos a la demanda eléctrica, es relativamente pequeño frente al disponible con otras tecnologías renovables. Si a esto le añadimos el hecho de que la biomasa energética tiene otros usos potenciales además de la generación de electricidad (transporte, o demanda térmica en la edificación) muy importantes de cara a la sostenibilidad del modelo de desarrollo en nuestro país, resulta evidente que estamos ante un recurso escaso que requiere ser gestionado de forma óptima (significa,

según la pendiente máxima de explotación permitida, de un 7,2% a un 9,3% de la demanda energética total). Esto refuerza la necesidad de que la biomasa con fines de cubrir la demanda energética de baja temperatura provenga de procesos cogenerativos. [Ver Gráficos 228 y 229, 230 y 231]

5.3.4. Solar termoelectrica

La tecnología termosolar en la que hemos basado la obtención del techo de potencia es la que hemos detallado en el apartado correspondiente al describir las tecnologías. Se trata de una central de colectores cilindroparabólicos optimizados, con el límite tecnológico previsible en la actualidad, para trabajar alimentando un ciclo de potencia de Rankine regenerativo con aero-condensador y temperatura máxima de ciclo de 550 °C. La central se ha dimensionado con un múltiplo solar

¹⁶ Para el dimensionado hemos adoptado el medio día solar del solsticio de verano, o el primer día despejado más próximo a este.

Gráfico 228 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente ≤ 10%) y del monte bajo (pendiente ≤ 10%)

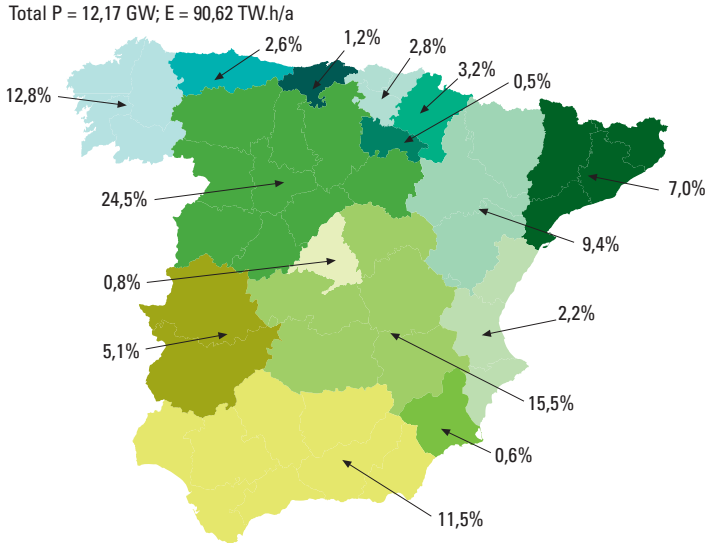
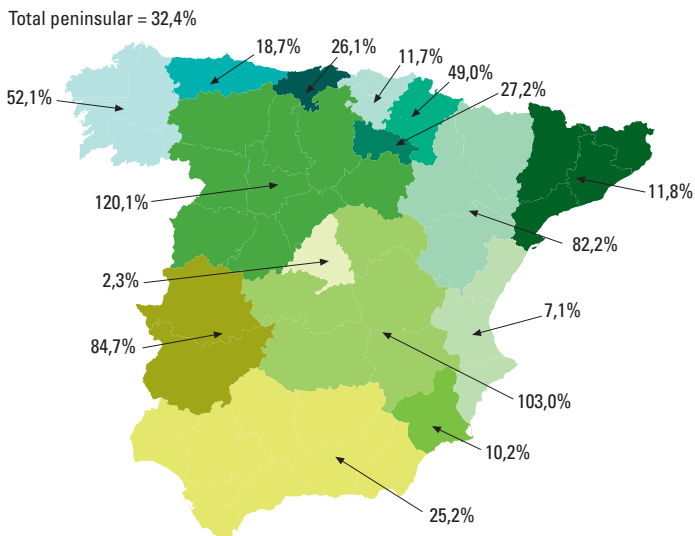


Gráfico 229 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente ≤ 10%) y del monte bajo (pendiente ≤ 10%), referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad



226

Gráfico 230 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente $\leq 10\%$), del monte bajo (pendiente $\leq 10\%$), residual y biogás

Total: P = 19,46 GW; E = 141,47 TW.h/a

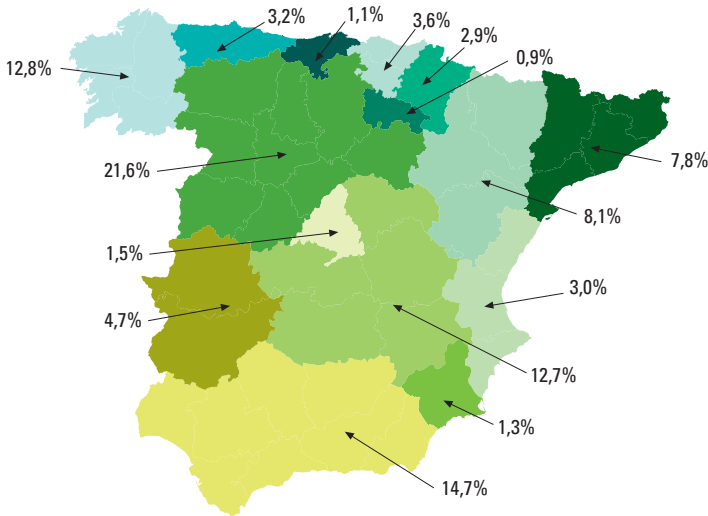
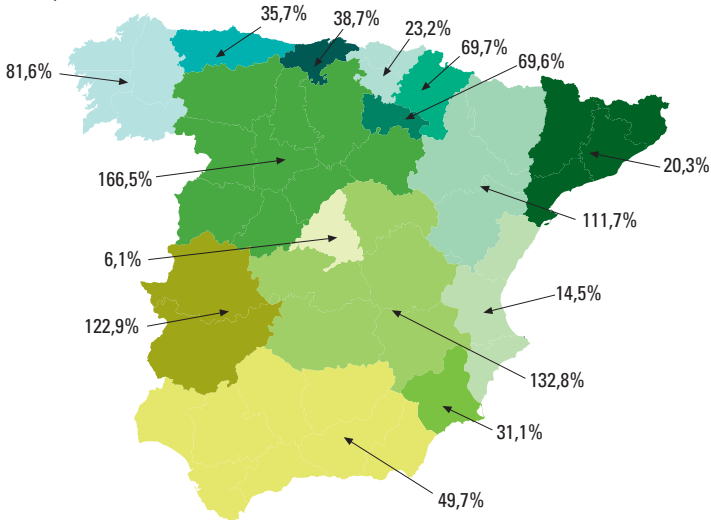


Gráfico 231 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente $\leq 10\%$), del monte bajo (pendiente $\leq 10\%$), residual y biogás, referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad

Total peninsular = 50,5%



de $SM=3$ y un almacenamiento térmico de 15 h. El dimensionado se ha desarrollado para cada una de las 47 provincias peninsulares¹⁶, por lo que las densidades de potencia difieren en las distintas provincias. Posteriormente, las actuaciones de la central para determinar su factor de capacidad y por tanto el techo de generación, se han evaluado mediante simulación dinámica extendida a un año meteorológico tipo de un modelo de central termosolar elaborado en TRNSYS. Se ha llevado a cabo una simulación para cada una de las 47 provincias peninsulares.

Los criterios empleados para establecer el techo de potencia termosolar mediante análisis SIG son los siguientes:

- Pendientes:
 - Terrenos con pendiente inferior al 2% (rodeados por 4 km² con pendiente menor que el 3%): válidas todas las orientaciones de la pendiente.
 - Terrenos con pendiente entre el 2% y el 7% (rodeados por 4 km² con pendiente menor que el 8%): sólo válidas las pendientes con orientación de SE a SW.
 - Terrenos con pendiente superior al 7%: no aptos (considerando que por lo general estos terrenos representarán zonas accidentadas donde sea difícil instalar una central de 50 MW, si bien con orientaciones favorables podrían permitir la instalación de centrales de menor potencia).
- Restricciones sobre el uso del terreno:
 - Se considera apto el porcentaje indicado entre paréntesis de los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine Land Cover 2000:
 - 2.3. Praderas (30%).
 - 2.4.3. Terrenos principalmente agrícolas, pero con importantes espacios de vegetación natural (35%).

3.2.1. Pastizales naturales (50%).

3.2.2.1. Landas y matorrales templado oceánicos (85%).

3.2.3.1. Grandes formaciones de matorral denso o medianamente denso (30%).

3.2.3.2. Matorrales subarbusivos o arbusivos muy poco densos (100%).

3.2.4. Matorral boscoso de transición (30%).

3.3.3.1. Xeroestepa subdesértica (100%).

3.3.3.3. Espacios orófilos altitudinales con vegetación escasa (100%).

3.3.4. Zonas quemadas (100%).

- Adicionalmente, se considera apto el porcentaje indicado a continuación de las tierras de labor en secano de baja productividad (según nivel de precipitaciones). Según nomenclatura Corine Land Cover 2000:

1.1.1. Tierras de labor en secano con precipitación = 400 mm/año (50%).

2.1.1. Tierras de labor en secano con precipitación. (400, 600) mm/a (25%).

- No se consideran aptas para la instalación de centrales termosolares los distintos usos de suelo:

- Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.

- Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC).

- Los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine Land Cover 2000 (son los complementarios a los anteriores, y por tanto no añaden información):

1.1. Zonas urbanas.

1.2. Zonas industriales, comerciales y de transporte.

1.3. Zonas de extracción minera, vertederos y de construcción.

- 1.4. Zonas verdes artificiales, no agrícolas
- 2.1.2. Terrenos regados permanentemente.
- 2.1.3. Arrozales.
- 2.2. Cultivos permanentes.
- 2.4.1. Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes.
- 2.4.2. Mosaico de cultivos.
- 2.4.4. Sistemas agroforestales.
- 3.1. Bosques.
- 3.2.2.2. Fayal-berzal macaronésico.
- 3.2.3.3. Matorrales xerófilos macaronésicos.
- 3.3.1. Playas, dunas y arenales.
- 3.3.2. Roquedo.
- 3.3.2.2. Cárcavas y/o zonas en proceso de erosión.
- 3.3.5. Glaciares y nieves permanentes.
- 4.1. Zonas húmedas continentales.

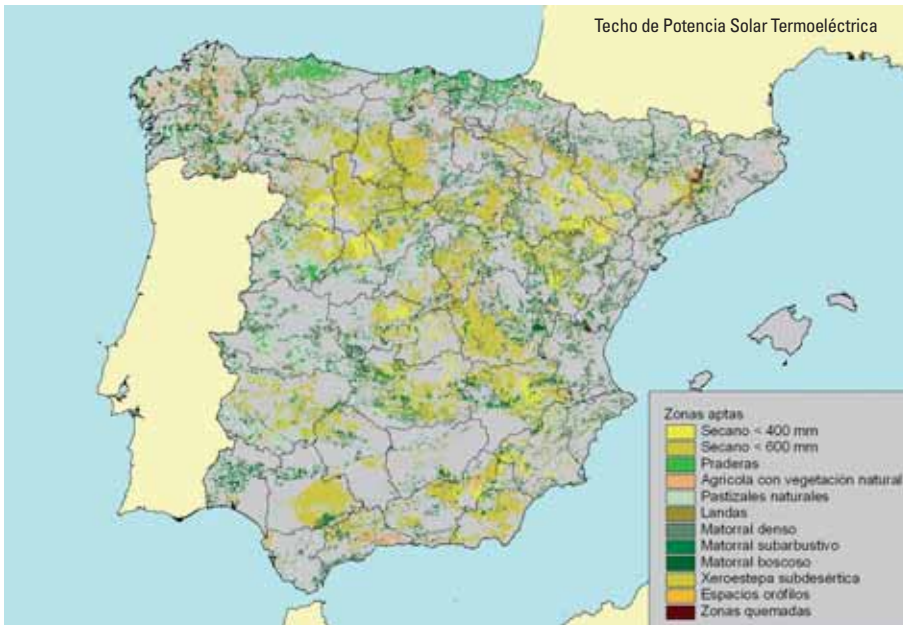
- 4.2. Zonas húmedas litorales.

- 5.1. Aguas continentales.
- 5.2. Aguas marinas.

En base a estos criterios, el análisis SIG nos ha proporcionado los emplazamientos indicados en el Gráfico 232. [Ver Gráfico 232].

Introduciendo las características y actuaciones de la tecnología considerada en la disponibilidad de superficie evaluada, obtenemos un techo de potencia peninsular de 2.739GW, con capacidad de generar 9.897 TW.he/a, que representa el 3.534% de la demanda eléctrica proyectada para el año 2050. Estas cantidades tan elevadas, confirman el papel tan relevante que esta tecnología puede ejercer en el abastecimiento energético de nuestro país. El desarrollo de este potencial requeriría ocupar el 13,26% del territorio peninsular.

Gráfico 232 Emplazamientos válidos para la implementación de centrales termosolares según los criterios establecidos



En los Gráficos 233 a 235 presentamos la distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación termosolar, éste último expresado tanto en términos absolutos

Gráfico 233 Distribución por CC.AA. del techo de potencia termosolar

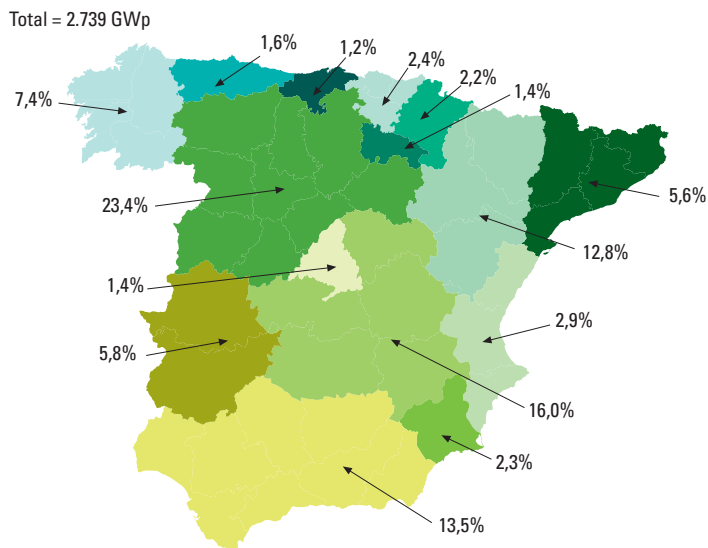


Gráfico 234 Distribución por CC.AA. del techo de generación termosolar en términos absolutos

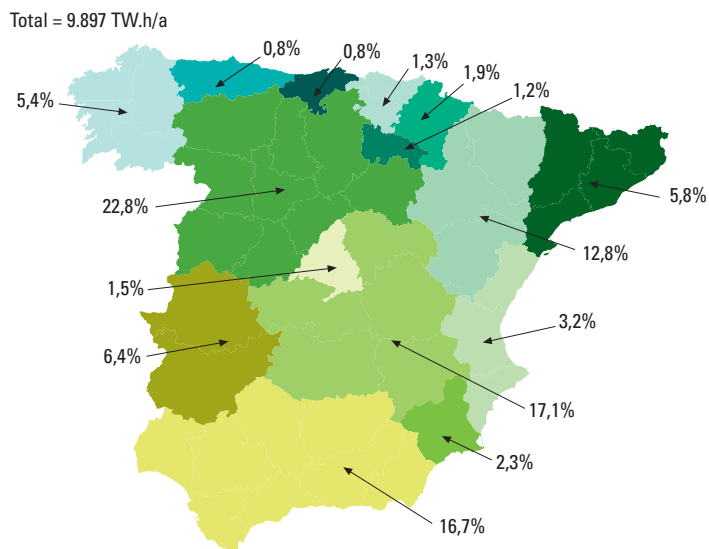
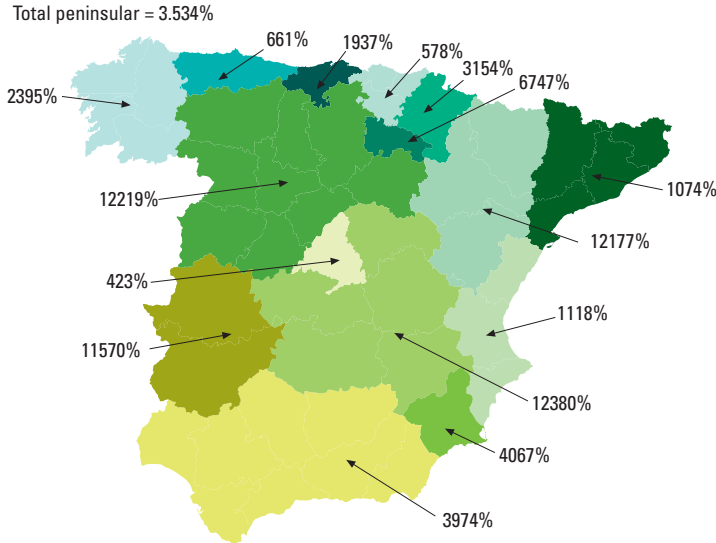


Gráfico 235 Distribución por CC.AA. del techo de generación termosolar en términos relativos a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad



como en términos relativos a la demanda eléctrica proyectada para cada Comunidad en el año 2050. [Ver Gráficos 233, 234 y 235].

5.3.5. Chimenea solar

En una central de chimenea solar, un gran colector solar plano extendido por la base de la chimenea a modo de gran invernadero se encarga de convertir la radiación solar total (directa y difusa) en energía térmica. Parte de esta energía se almacena en el suelo para su uso posterior en horas sin irradiación solar, y la otra parte se emplea para calentar el aire, lo cual, gracias a la altura de la chimenea, permite generar un flujo por convección natural cuya energía mecánica se emplea en parte para accionar una turbina situada en el interior de la chimenea y generar electricidad.

El colector colocado en la base de la chimenea está básicamente configurado en modo

de invernadero con tecnología incluso más sencilla que los colectores planos para producción de ACS (basta con colocar una cubierta de vidrio o plástico sobre el terreno). Puesto que las velocidades del aire dentro del colector son muy pequeñas, es posible hacer coexistir la central de chimenea solar con otros usos del terreno como el cultivo en invernaderos, las praderas, los pastizales naturales, las landas y matorrales, etc. Por tanto, esta tecnología puede acceder a terrenos en los que no es posible implementar otra tecnología renovable. Por otro lado, el hecho de que esta tecnología solar haga uso de la radiación solar total (y no solo de la componente directa como las centrales termosolares de concentración), y de que ya lleve incorporado por su propia configuración una elevada capacidad de almacenamiento térmico, la convierten en una opción interesante, especialmente en

los emplazamientos de bajo índice de claridad atmosférica donde las actuaciones de las centrales termosolares de concentración se ven muy reducidas. Además, una central de chimenea solar no tiene ningún requerimiento de agua para operar.

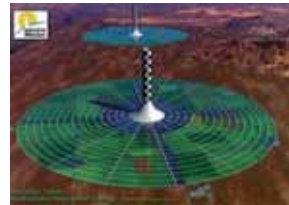
Una central de chimenea termosolar genera electricidad las 24 h del día, pues incluso por la noche, la energía almacenada en el suelo y la protección de las pérdidas radiativas infrarrojas que le proporciona la cubierta del colector, calientan el aire interior respecto al ambiente exterior y producen un flujo por convección natural cuya energía aprovecha la turbina para generar electricidad. En ausencia de actuaciones adicionales, la potencia eléctrica nocturna es sensiblemente inferior a la diurna. Pero es posible introducir elementos adicionales, como sistemas de almacenamiento por cambio de fase en la base del colector, para conseguir una mayor regularidad de la generación eléctrica.

Como desventajas frente a las centrales termosolares de concentración podemos citar la menor densidad de potencia y rendimiento de conversión total, así como el mayor

impacto visual asociado a la gran altura de la torre. [Ver Gráfico 236].

La primera chimenea solar, con una potencia de 50 kWe, una altura de torre de 195 m y un diámetro de colector solar de 240 m se instaló en Manzanares (Ciudad Real) en 1982, y estuvo operativa hasta 1989 (Gráfico 236). Desde hace ya algunos años se viene hablando de la inminente instalación en algunos países (Australia, India, etc.) de centrales de chimenea solar con una potencia unitaria de 200 MWe, con chimeneas de altura del orden de 1 km y colectores con diámetros del orden de 5-7 km. En el Gráfico 237 mostramos un esquema de las chimeneas solares planificadas en Australia. [Ver Gráfico 237].

Gráfico 237 Chimeneas solares con potencia unitaria de 200 MWe planificadas en Australia



En este proyecto, y dado el detalle con el que se ha desarrollado el análisis de otras tecnologías, no ha sido posible emprender un análisis detallado de esta tecnología. Sin embargo, a pesar de ello, sí que nos ha parecido interesante realizar una valoración preliminar y conservativa del potencial de la tecnología para llamar la atención sobre su existencia y relevancia. A la vista del gran potencial evaluado para las centrales termosolares de concentración, resulta evidente que las tecnologías termosolares pueden jugar un papel muy relevante en el abastecimiento eléctrico en

Gráfico 236 Chimenea solar instalada y operada en Manzanares (Ciudad Real)



nuestro país. De entre las distintas tecnologías termosolares disponibles, entre las que incluimos las chimeneas solares, para cada uno de los emplazamientos habría que elegir la opción más apropiada desde un punto de vista técnico-económico-ambiental.

De cara a las siguientes fases de este proyecto (análisis temporal del sistema de generación) no incorporaremos la chimenea solar, dejando al modelo de central termosolar de concentración que represente a todas las tecnologías termosolares. Sin embargo, en otro análisis futuro con mayor grado de detalle sí que sería conveniente incorporar esta tecnología con un modelo propio para retener sus peculiaridades de secuencia temporal de generación (manteniendo una potencia mínima por las noches), y su capacidad de ocupar terrenos que no están permitidos a las centrales termosolares de concentración por incapacidad de coexistir con los usos actuales.

Sin embargo, en este proyecto sí que vamos a proceder a valorar los techos de potencia y generación de esta tecnología de forma aproximada y conservadora. Para ello asumiremos una misma densidad de potencia en todas las provincias peninsulares (un diseño estandarizado de chimenea), con un valor de $P/A = 4,5 \text{ MW/km}^2$, y un factor de capacidad dependiente de la irradiación total en cada emplazamiento, tomando como referencia un $CF = 43\%$ en un emplazamiento con 2.300 kW.h/m^2 a de irradiación total.

Los criterios que hemos establecido para determinar la disponibilidad de superficie para esta tecnología son los siguientes:

- Superficie mínima requerida por una central (determina la unidad mínima de agregación): 4 km^2 .

- Pendientes:
 - Terrenos con pendiente inferior al 2%: válidas todas las orientaciones de la pendiente.
 - Terrenos con pendiente entre el 2% y el 7%: sólo válidas las pendientes con orientación de SE a SW.
 - Terrenos con pendiente superior al 7%: no aptos.
- Restricciones sobre el uso del terreno:
 - Se considera apto el porcentaje indicado entre paréntesis de los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine Land Cover 2000:
 - 2.1.2.1. Cultivos herbáceos en regadío (5%).
 - 2.1.2.2. Otras zonas de irrigación (85%).
 - 2.3. Praderas (60%).
 - 2.4.3. Terrenos principalmente agrícolas, pero con importantes espacios de vegetación natural (45%).
 - 3.2.1. Pastizales naturales (100%).
 - 3.2.2.1. Landas y matorrales templado oceánicos (100%).
 - 3.2.3.1. Grandes formaciones de matorral denso o medianamente denso (40%).
 - 3.2.3.2. Matorrales subarborescentes o arbustivos muy poco densos (100%).
 - 3.2.4. Matorral boscoso de transición (30%).
 - 3.3.3.1. Xeroestepa subdesértica (100%).
 - 3.3.3.3. Espacios orófilos altitudinales con vegetación escasa (100%).
 - 3.3.4. Zonas quemadas (100%).
 - Adicionalmente, se considera apto el porcentaje indicado a continuación de las tierras de labor en secano de baja productividad (según nivel de precipitaciones). Según nomenclatura Corine Land Cover 2000:
 - 2.1.1. Tierras de labor en secano con precipitación = 400 mm/año (50%).

- 2.1.1. Tierras de labor en secano con precipitación. (400, 600) mm/a (25%).
- No se consideran aptas para la instalación de centrales de chimenea solar los distintos usos de suelo:
 - Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.
 - Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC)
 - Los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine Land Cover 2000 (son los complementarios a los anteriores, y por tanto no añaden información):
 - 1.1. Zonas urbanas.
 - 1.2. Zonas industriales, comerciales y de transporte.
 - 1.3. Zonas de extracción minera, vertederos y de construcción.

- 1.4. Zonas verdes artificiales, no agrícolas
- 2.1.3. Arrozales.
- 2.2. Cultivos permanentes.
 - 2.4.1. Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes.
 - 2.4.2. Mosaico de cultivos.
 - 2.4.4. Sistemas agroforestales.
- 3.1. Bosques.
 - 3.2.2.2. Fayal-berzal macaronésico.
 - 3.2.3.3. Matorrales xerófilos macaronésicos.
- 3.3.1. Playas, dunas y arenales.
- 3.3.2. Roquedo.
 - 3.3.3.2. Cárcavas y/o zonas en proceso de erosión.
- 3.3.5. Glaciares y nieves permanentes.
- 4.1. Zonas húmedas continentales.
- 4.2. Zonas húmedas litorales.
- 5.1. Aguas continentales.
- 5.2. Aguas marinas.

Gráfico 238 Emplazamientos cumpliendo los criterios para la ubicación de centrales de chimenea solar



234

En base a estos criterios, al análisis SIG ha proporcionado la disponibilidad de superficie mostrada en el Gráfico 238. [Ver Gráfico 238].

En base a esta disponibilidad de terrenos y a los parámetros tecnológicos asumidos, el techo de potencia peninsular de las centrales de chimenea solar es de 324,3 GWe, y el techo de generación eléctrica de 836,2 TW.h/a, ocupando un 14,60% del territorio peninsular. En los Gráficos 239 a 241 mostramos la distribución por CC.AA. de estos techos de potencia y generación, refiriéndolo en este último caso tanto al techo peninsular de generación como a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad. Como podemos ver, la gran mayoría de CC.AA. (a excepción de País Vasco, Cataluña y Madrid) tendrían el potencial de cubrir su demanda eléctrica con esta tecnología (a falta del análisis temporal y de capacidad de transporte de la red). [Ver Gráficos 239, 240 y 241].

5.3.6. Olas

La caracterización de la energía de las olas es en nuestro país prácticamente inexistente. Sin embargo, su potencial es significativo, y complementario al de la eólica marina, puesto que ambas tecnologías pueden coexistir en un mismo emplazamiento, una de ellas aprovechando el viento local, y la otra aprovechando el viento lejano cuya energía cinética se ha almacenado en las olas.

En principio esta tecnología no estaba pensado incorporarla en el estudio, pero en base a las estimaciones de potencial que hemos realizado hemos decidido incorporarla. Sin embargo, la evaluación de la generación potencial y del techo de potencia a instalar que presentamos en esta primera parte del proyecto tiene un carácter aproximado, y se corresponde a evaluaciones bastante menos detalladas que con las otras tecnologías.

Gráfico 239 Distribución por CC.AA. del techo de potencia de centrales de chimenea solar

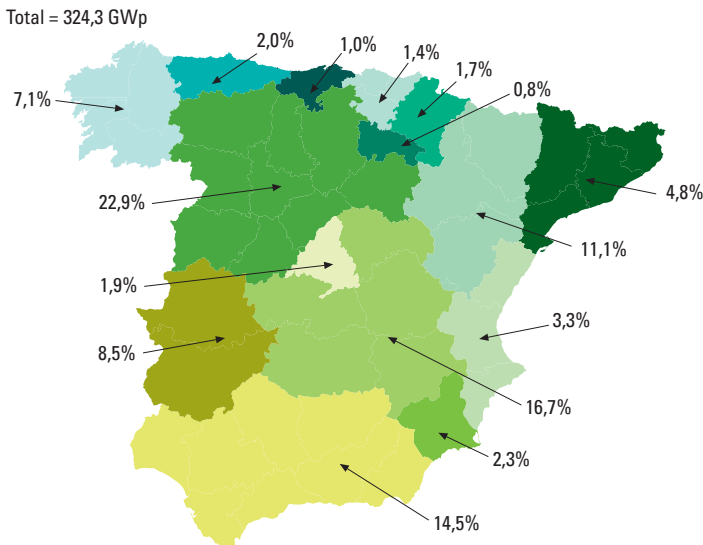


Gráfico 240 Distribución por CC.AA. del techo de generación de centrales de chimenea solar, expresado como porcentaje del techo de generación peninsular

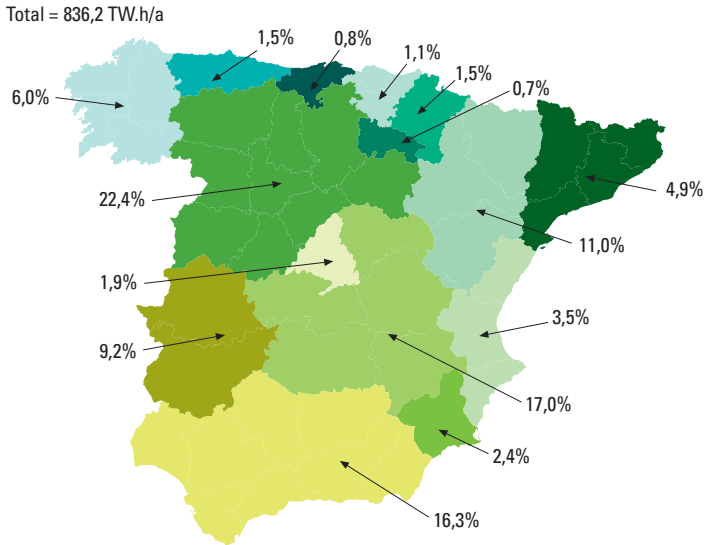
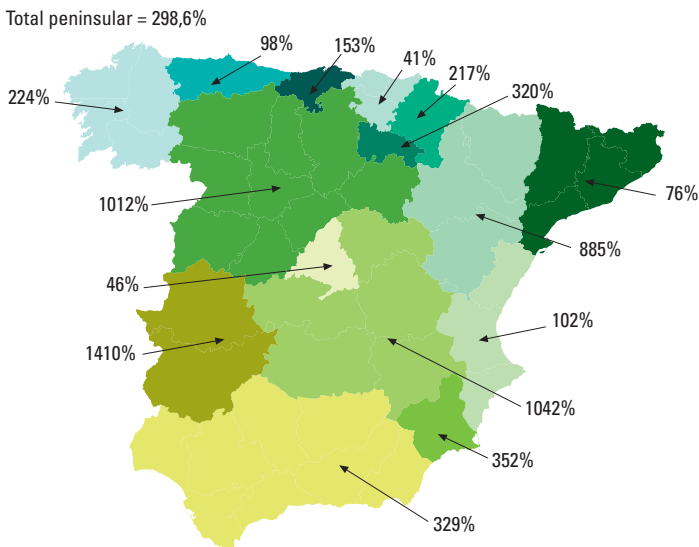


Gráfico 241 Distribución por CC.AA. del techo de generación de centrales de chimenea solar, expresado como porcentaje de la demanda eléctrica por CC.AA. proyectada para el año 2050



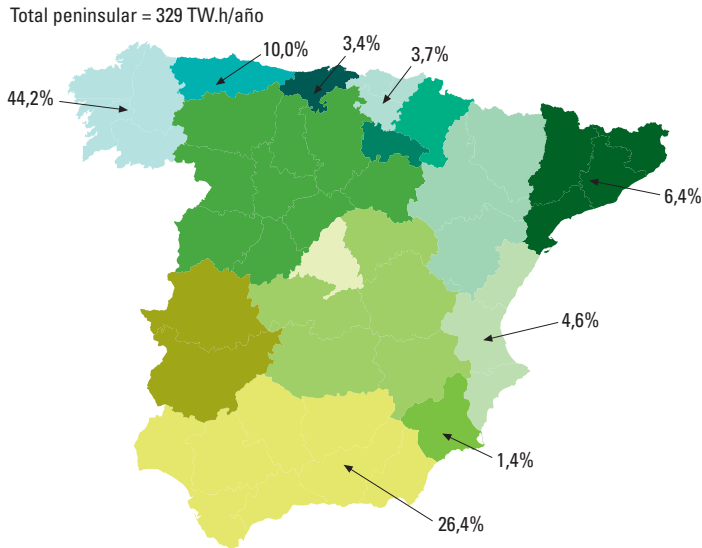
La única referencia que hemos encontrado relativa a la evaluación del recurso es un mapa mundial con indicación de la potencia media en (Boile G., 1996). A partir de los valores mostrados en este mapa para España, modulándolos con las características de las distintas regiones costeras según nuestro conocimiento cualitativo, y mediante una evaluación SIG de la línea de costa potencialmente aprovechable en la franja de 5 km a 30 km donde previsiblemente se instalarán los aerogeneradores off-shore, hemos deducido la producción potencial con esta tecnología (asumiendo un rendimiento medio de conversión representativa de los sistemas actuales). Es de resaltar que la línea de costa a la que nos referimos es de longitud considerablemente inferior a la línea de costa geográfica, y no reproduce las irregularidades de la costa real. Se trata de una línea trazada paralelamente a la línea media de costa y colocada en la franja de 5 a 30 km de distancia. Esta línea de costa nos proporciona una estimación del potencial energético de las olas cercanas a tierra y por tanto apropiadas para su aprovechamiento energético con unos requerimientos de infraestructura similares (e incluso compartidos) con la eólica off-shore. Sin embargo, no es necesario que físicamente los sistemas se distribuyan linealmente. Pueden estar alternos dentro de esa franja de 5 a 30 km aprovechando cada uno el frente de olas correspondiente pero sin generar una barrera continua.

En el Gráfico 242 mostramos la energía anual potencialmente obtenible en cada Comunidad Autónoma. Como vemos, con una potencia instalada de 134,03 GW se obtendría una generación potencial de 329 TW.h/año, esto es, un 118% de la demanda eléctrica peninsular proyectada para el 2050. Incluso si asumimos

que el potencial técnicamente aprovechable es sólo el 90% del disponible (la opción de distribuir los sistemas intercalados en su distancia a la costa hace que no exista una barrera continua), con una potencia instalada de 84,4 GW, la energía eléctrica total sería de 296 TW.h/año, todavía superior a los 280 TW.h/año proyectados como demanda peninsular. Por tanto, la contribución potencial de la energía de las olas en un sistema de gran penetración renovable puede ser muy importante. Si además tenemos en cuenta que tanto este sistema como la eólica marina anteriormente evaluada no compiten en el espacio por aprovechar recursos complementarios, sino que incluso presentan sinergias al poder compartir estructuras (líneas de transmisión, etc.), nos encontramos con dos tecnologías tales que el potencial de cada una de ellas es superior a la demanda proyectada. Evidentemente, la capacidad de cubrir temporalmente la demanda eléctrica forzaría a regular estas tecnologías de tal forma que funcionen con un factor de capacidad inferior a su máximo no pudiendo aprovechar su máxima generación potencial, pero incluso funcionando a un factor de capacidad relativo a su máximo inferior al 50% ya habría capacidad de cubrir la demanda. [Ver Gráfico 242].

Respecto a las restricciones ambientales, la información geográfica que hemos manejado (Red Natura 2000 y red de Espacios Naturales Protegidos) incorporan porcentajes muy elevados de protección de línea de costa en la gran mayoría de provincias, lo cual contrasta con el fuerte desarrollo urbanístico en algunas de estas áreas. Dada la dificultad de discernir en SIG si la región protegida se limita a la costa tierra adentro o abarca también la región marina, y dado que la explotación de tecnología de las olas se plantearía

Gráfico 242 Producción eléctrica anual a partir del aprovechamiento de la energía de las olas, aprovechando toda la línea de costa



a distancias de la costa superiores a 5 km y se realizaría con tecnología de muy bajo impacto (se han excluido los sistemas OWC en costa), vamos a considerar como techo de producción con las olas el correspondiente a explotar el 90% de la línea de costa. En el Gráfico 243 mostramos la potencia media anual (no la potencia instalada) por CC.AA. de los sistemas de generación eléctrica con energía de las olas. [Ver Gráfico 243].

Para apreciar mejor el gran potencial de esta tecnología, en el Gráfico 244 mostramos la producción eléctrica con tecnología de las olas en cada Comunidad en valor relativo a su demanda eléctrica proyectada para el 2050, y teniendo en cuenta que sólo se aprovecha un 90% de los emplazamientos potencialmente disponibles. Como vemos, la cobertura relativa de la demanda eléctrica de las CC.AA. con línea de costa es del 156% en total, siendo

muchas de ellas excedentarias (Galicia, Cantabria, Asturias y Andalucía). A nivel provincial todavía es más exagerado el carácter excedentario de algunas zonas, resaltando por ejemplo A Coruña con una producción eléctrica de un 1035% de su demanda proyectada para el 2050, Huelva con un 907% y Cádiz con un 592%. [Ver Gráfico 244].

En el Gráfico 245 mostramos la producción eléctrica en cada Comunidad aprovechando un 90% de su potencial de energía de las olas, en valor relativo a la demanda peninsular proyectada para el año 2050. Como vemos, Galicia, Andalucía y Cataluña proporcionan todas ellas aportaciones muy importantes a la cobertura de la demanda eléctrica peninsular. [Ver Gráfico 245].

A la vista de estos resultados mostrando la importante contribución potencial de esta

238

Gráfico 243 Reparto por CC.AA. del techo de potencia de los sistemas de generación eléctrica aprovechando la energía de las olas

$P_{tot} = 84,4 \text{ GW}$

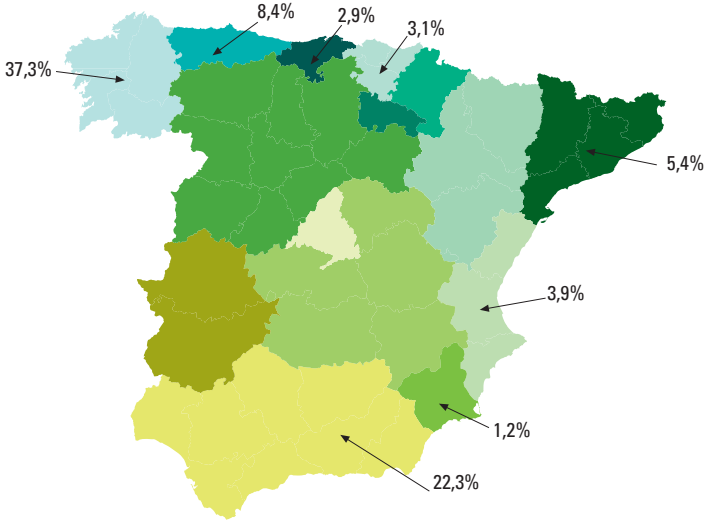


Gráfico 244 Cobertura relativa de la demanda eléctrica en cada Comunidad Autónoma con generación eléctrica a partir de la energía de las olas, aprovechando el 90% del potencial disponible

Total cobertura demanda CCAA generadoras = 156%

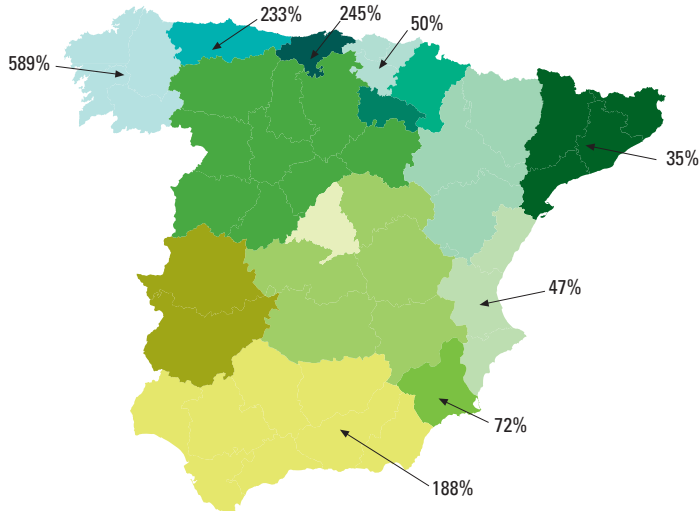
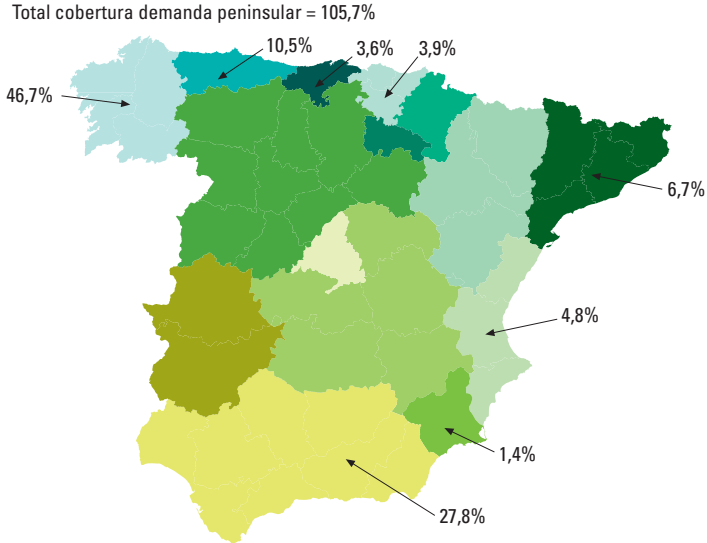


Gráfico 245 Cobertura relativa de la demanda eléctrica peninsular con generación eléctrica a partir de la energía de las olas en las distintas Comunidades Autónomas, aprovechando el 90% del potencial disponible



tecnología para satisfacer las necesidades eléctricas en el año 2050, a pesar de su menor desarrollo comercial en la actualidad, y teniendo en cuenta que tecnológicamente no presentan grandes problemáticas a resolver, y es más, el hecho de que su desarrollo puede compartir gran parte de recursos con el de la eólica marina que sin duda va a implementarse, hemos optado por incluir la energía de las olas en el mix energético del escenario renovable desde un principio.

5.3.7. Geotérmica

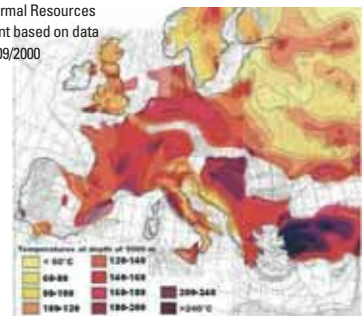
A partir de una evaluación preliminar llegamos a la conclusión de que el recurso geotérmico en la España peninsular mediante la tecnología de HDR era significativo, motivo por el cual hemos procedido a recopilar la información disponible sobre evaluación del recurso y a procesarla para obtener una valoración más precisa del potencial existente, mediante la estimación de los techos

de potencia y generación, así como su distribución en la península.

Hasta la fecha se ha prestado relativamente poca atención a la evaluación del recurso geotérmico en nuestro país. En el Gráfico 246 mostramos un mapa europeo de temperaturas a 5 km de profundidad, en el

Gráfico 246 Mapa de recursos geotérmicos en Europa para la aplicación de HDR. Temperatura de las rocas a 5 km de profundidad

European Geothermal Resources
Working document based on data
integrated on 01/09/2000



240 que podemos constatar la ausencia de valores en la mayoría de la península. [Ver Gráfico 246].

La información disponible sobre la evaluación del recurso geotérmico en nuestro país se encuentra en (Fernández M., et al, 1998) y en (Hurter S., Haenel R., 2002). En estas referencias se presentan las medidas realizadas hasta la fecha de flujos de calor superficiales y conductividades del terreno. Al procesar esta información hemos constatado la falta de uniformidad territorial en la misma, por lo que hemos procedido a procesar la información disponible en forma de valores medios provinciales, y mediante interpolación con los valores disponibles, teniendo en cuenta la estructura geológica de los emplazamientos, hemos procedido a completar la información disponible para tener una primera aproximación de los mapas peninsulares de flujo de calor superficial y conductividades del terreno. Evidentemente, sería preciso profundizar más en la evaluación del recurso, midiendo los flujos de calor en todos los emplazamientos interpolados, y analizando la variación de la conductividad del terreno con la profundidad, aspectos que quedan completamente fuera del alcance de este proyecto. Sin embargo, con los mapas obtenidos, hemos podido proceder a realizar la primera evaluación a nivel peninsular de las posibilidades de esta tecnología con suficiente precisión como para evidenciar la necesidad de estudios posteriores que profundicen en la valoración del potencial.

En los Gráficos 247 y 248 mostramos los mapas de conductividad del terreno y flujos de calor empleados para la valoración de los techos de potencia y generación geotérmica. [Ver Gráficos 247 y 248].

Gráfico 247 Mapa de conductividad del terreno



Gráfico 248 Mapa de flujo de calor geotérmico



El planteamiento de aprovechamiento geotérmico que vamos a realizar es manteniéndose dentro de los límites de sostenibilidad de explotación del recurso, lo cual conduce a potencias instaladas significativamente inferiores a las que actualmente se emplean en los emplazamientos geotérmicos explotados.

Puesto que la tecnología está comercialmente disponible en ciclos de potencia a partir de 0,2 MW, y dado que la captación energética, y por tanto el mayor impacto sobre el medio, se desarrolla a gran profundidad, en principio podría pensarse que toda la superficie nacional sería apta para aprovechar el flujo geotérmico. Sin embargo, y dado que el elevado coste de la perforación forzaría a la implementación de potencias elevadas para reducir la repercusión económica sobre el coste de la electricidad, vamos

a excluir ciertas áreas de las posibilidades de aprovechamiento geotérmico, como los espacios protegidos, con el fin de evitar su impacto en superficie. Sin embargo, y dado que una central geotérmica en superficie accede al recurso geotérmico del subsuelo situado en una extensión muy superior a la ocupada por la central, no excluiríamos de la contabilidad geotérmica áreas con otro uso superficial ya establecido.

En cuanto a los usos del terreno hemos impuesto los siguientes criterios:

- No se consideran aptos para la generación geotérmica de electricidad los distintos usos de suelo:
 - Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.
 - Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC).
 - Los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine:
 - 3.3.5. Glaciares y nieves permanentes
 - Sólo se considera accesible para la generación geotérmica de electricidad el porcentaje indicado entre paréntesis de los siguientes usos del suelo (según nomenclatura Corine):
 - 1.1. Zonas urbanas (50%).
 - 1.2.1. Zonas industriales o comerciales (70%).
 - 1.4. Zonas verdes artificiales, no agrícolas (50%).
 - 3.1. Bosques (70%).
 - 3.2. Espacios de vegetación arbustiva y/o herbácea (70%).

En cuanto a la tecnología vamos a adoptar los siguientes parámetros representativos de la situación actual:

- $CF = 90\%$.
- $\eta_{\text{ciclo}} = 11\%$.
- $P_{\text{neto}} = 50 \text{ MWe}$.
- Consumo bombeo = 17% de P_{neto} .

Respecto al recurso, hemos asumido que en todos los casos se perfora hasta la suficiente profundidad (dependiente del recurso geotérmico disponible) para alcanzar 180 °C en las rocas.

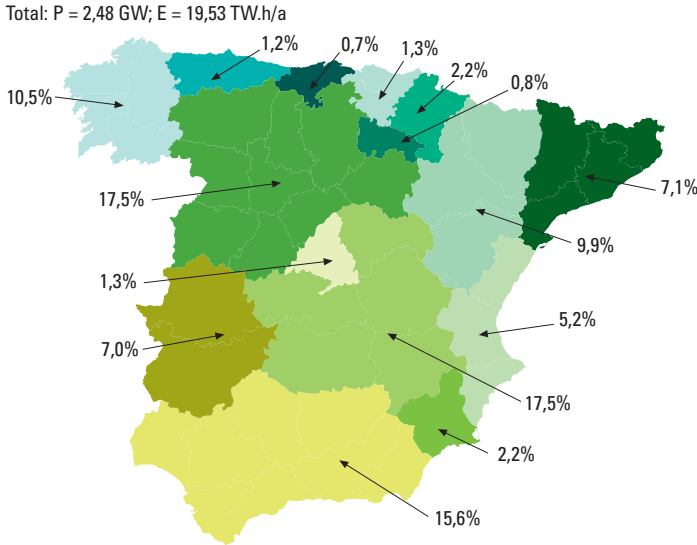
Como resultados globales a nivel peninsular del análisis realizado obtenemos que la máxima potencia instalable sin incorporar restricciones del uso del terreno pero manteniendo el requisito de sostenibilidad en la explotación, es de 3,88 GWe, con una generación eléctrica de 30,6 TW.h/año.

De estos valores podemos concluir que incluso manteniéndonos en los límites de la explotación sostenible la potencia y generación potenciales son suficientemente elevadas para que la tecnología pueda jugar un papel relevante.

Al imponer restricciones en el uso del terreno, manteniéndonos siempre dentro de los límites de sostenibilidad en la explotación del recurso, los techos de potencia y generación a nivel peninsular quedan de la siguiente forma:

- Sin restricciones:
 - $P = 3,88 \text{ GW}$.
 - $E = 30,6 \text{ TW.h/año}$.
- Con restricciones de espacios naturales:
 - $P = 2,82 \text{ GW}$.
 - $E = 22,2 \text{ TW.h/año}$.
- Añadiendo las restricciones en usos de espacios:
 - $P = 2,48 \text{ GW}$.
 - $E = 19,5 \text{ TW.h/año}$.

Gráfico 249 Distribución por CC.AA. de los techos de potencia y generación dentro de los límites de sostenibilidad y con todas las restricciones de uso de terreno impuestas



En el Gráfico 249 mostramos el reparto por CC.AA. de los techos de potencia y generación en el caso de adoptar todas las restricciones en usos del terreno. [Ver Gráfico 249].

5.3.8. Hidroeléctrica

Respecto a los techos de potencia y generación hidroeléctrica vamos a considerar los objetivos del PFER como potencia efectiva instalada en el 2050. El potencial de la hidroeléctrica en nuestro país es superior a los objetivos marcados por el PFER, pero el potencial pendiente de desarrollar es difícil que se llegue a implementar por motivos medioambientales, por lo que no vamos a asumir desarrollo alguno más allá de los objetivos del PFER para 2010.

Respecto a la minihidráulica ($P < 10$ MW), el PFER propone un total de 2.228 MW para el 2010. El potencial referenciado en el

PFER es de 3.929 MW, y la potencia total incluyendo la que estaba en trámite de aprobación en 1999 era de 2.856 MW. El RD 436/04 establece un límite de validez del régimen económico actual al alcanzar 2400 MW. El documento de planificación de los sectores de electricidad y gas (MINECO, 2002) menciona 2.380 MW.

Respecto a las centrales con $P > 10$ MW, la propuesta del PFER para 2010 es de 16.571 MW, mientras que el potencial referenciado en este documento es de 26.608 MWe, y el total incluyendo las centrales en trámite en 1998 era de 18.917 MW. En (MINECO, 2002) se apunta a un total de 16.571 MW (incluyendo todas las potencias), y el existente en 2003 (REE, 2003) era de 16.657 MW. En (EC, Enero 2003) se presentan escenarios para España que incluyen un incremento de la

potencia hidroeléctrica hasta alcanzar los 19.760 MW para el año 2030.

Como vemos, existe un potencial significativamente superior a los valores adoptados por el PFER para 2010, pero en base a la problemática ambiental de su desarrollo, de forma conservadora asumiremos que la potencia instalada en 2050 en centrales convencionales y mixtas en el R.O. se corresponde con el objetivo del PFER para el 2010 (esto es, 16.571 MW). Para esta potencia asumiremos una producción eléctrica por aportaciones naturales y gestión de reservas de 30,71 TW.h/año, la cual, tomado como base el producible hidroeléctrico histórico en 2003, y asumiendo una proporcionalidad del mismo con la potencia instalada, es equivalente a asumir un índice de producible hidráulico menor o igual que el 90%, esto es, un año hidráulico ligeramente seco sin

tirar de reservas interanuales, o seco si se tira de reservas.

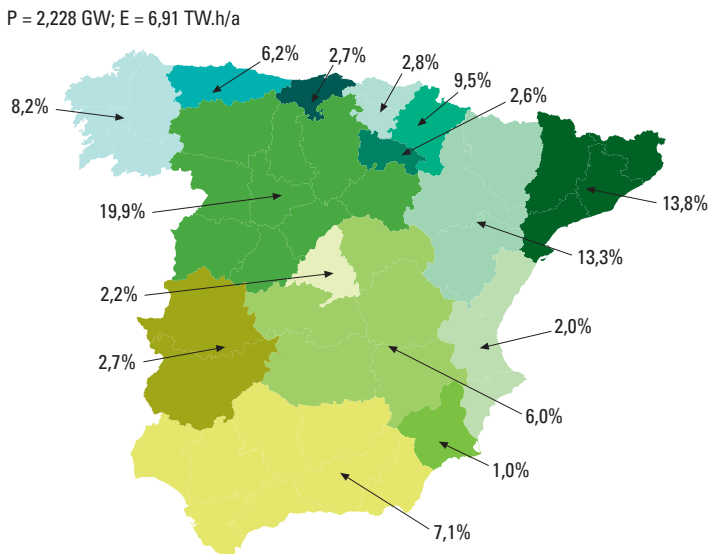
En los Gráficos 250 a 253 mostramos la distribución por CC.AA. de la potencia y producción minihidráulica, hidráulica de más de 10 MW e hidráulica total que asumiremos implementadas en el 2050. [Ver Gráficos 250, 251, 252 y 253].

En el Gráfico 254 mostramos la modulación estacional del producible hidroeléctrico en el 2003. Para el 2050 adoptaremos la misma modulación estacional pero escalada por un factor de 1,176 para tener en cuenta la modificación de la potencia instalada. [Ver Gráfico 254].

5.4. Recopilación de techos de generación

Pasamos a continuación a recopilar los techos de potencia y generación anteriormente evaluados para adquirir una perspectiva global

Gráfico 250 Potencia y generación minihidráulica para 2050



de las posibilidades de las renovables en la cobertura de la demanda energética en nuestro país.

En la Tabla 28 mostramos los techos de potencia y generación peninsulares de las distintas tecnologías consideradas y obtenidas

Gráfico 251 Potencia y generación de hidráulica con potencia superior a 10 MWe para el 2050

P = 16,571 GW; E = 30,71 TW.h/a

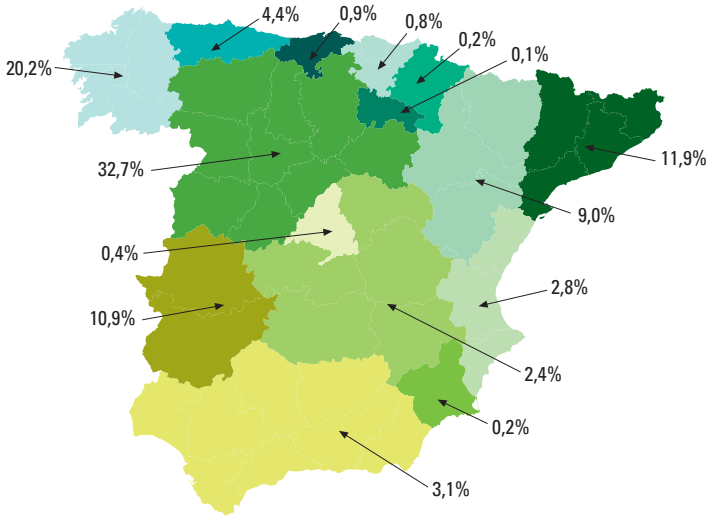


Gráfico 252 Potencia total hidráulica para el 2050

P = 18,80 GW

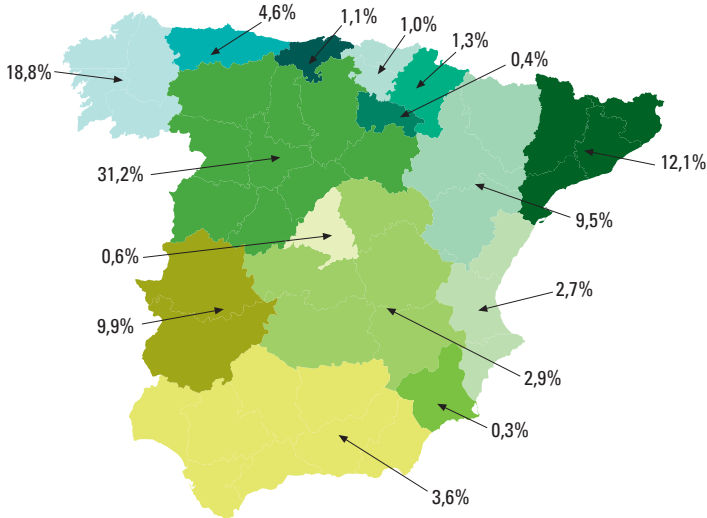


Gráfico 253 Generación total hidráulica para el 2050

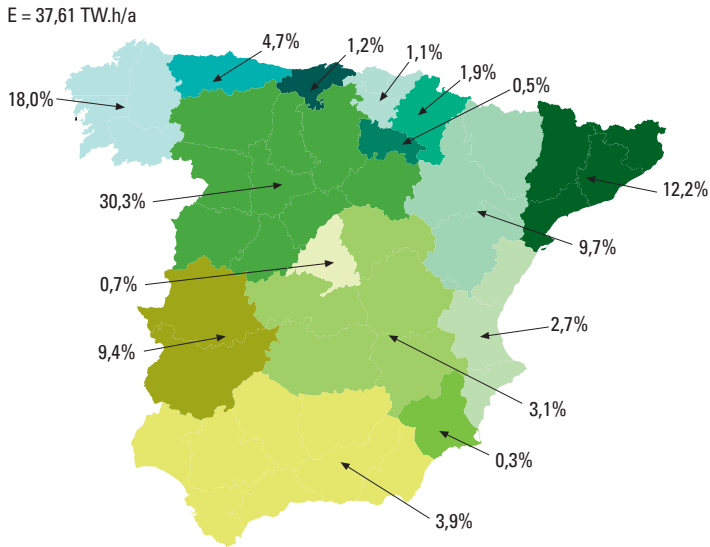


Gráfico 254 Modulación estacional del producible hidroeléctrico en el 2003 (REE, 2003). Para el 2050 adoptaremos la misma modulación pero escalada por un factor de 1,176

Energía producible hidráulica diaria durante 2003 comparada con el producible medio histórico (GWh)

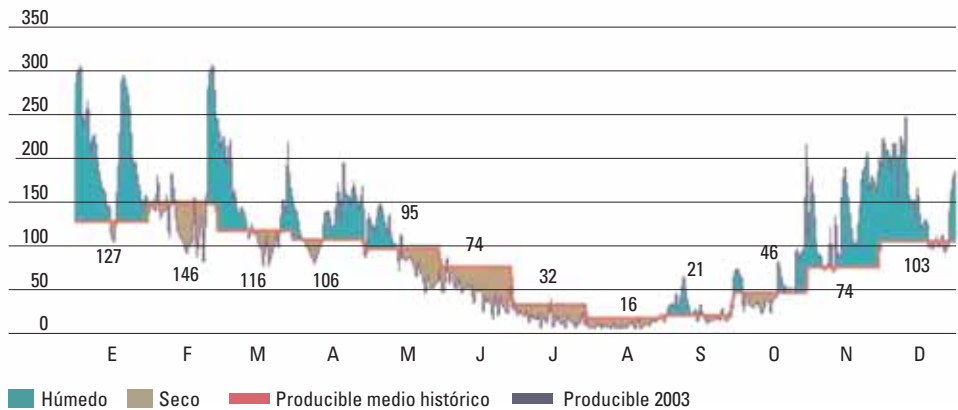


Tabla 28 Techos de potencia y generación peninsular

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		1525			
Demanda eléctrica		280			
Hidroeléctrica (P > 10 MW)*	16.6	30.7	11.0	2.0	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	2.2	6.9	2.5	0.5	
Eólica terrestre (CF datos CNE)***	915.1	1902	679.3	124.7	56.64
Eólica terrestre (CF Weibull)***	915.1	2285	816.1	149.8	56.64
Eólica marina	164.8	334.0	119.3	21.9	
Fotovoltaica integrada	494.5	569.3	203.3	37.3	
Fotovoltaica azimutal	708.4	1382.0	493.6	90.6	8.82
Biomasa residual y biogas	7.3	50.9	18.2	3.3	
Cultivos energéticos	4.7	35.2	12.6	2.3	6.34
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)*****	1.9	14.4	5.1	0.92	33
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	5.1	38.2	13.6	2.5	5.73
Monte bajo (p < 4%)*****	1.3	9.4	3.4	0.6	5.42
Monte bajo (p < 10%)	2.3	17.2	6.1	1.1	9.43
Biomasa total (menor pendiente)	15.2	109.8	39.2	7.2	14.09
Biomasa total (mayor pendiente)	19.5	141.5	50.5	9.3	21.50
Solar termoelectrónica	2738.8	9897.0	3534.6	649.0	13.26
Chimenea solar	324.3	836.0	298.6	54.8	14.60
Olas	84.4	296.0	105.7	19.4	
Geotérmica HDR*****	2.5	19.5	7.0	1.3	0.0002

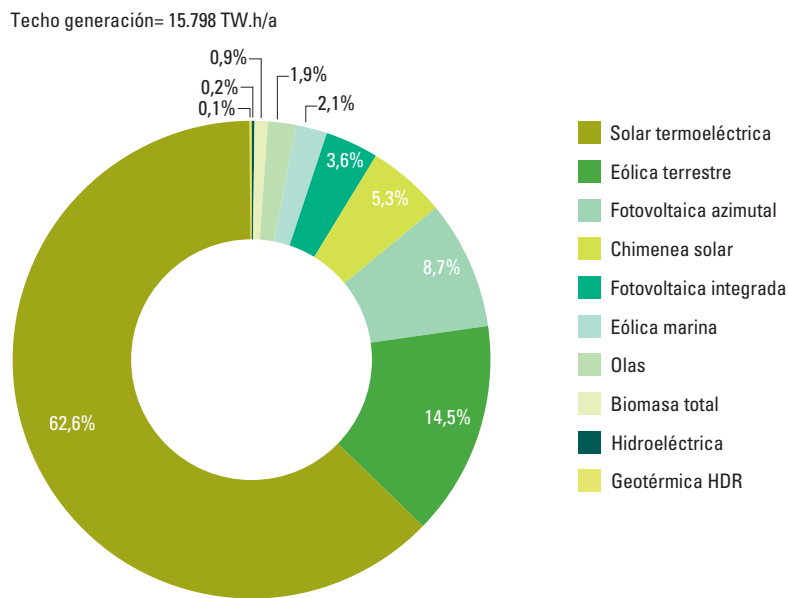
* Se corresponde con los objetivos para 2010 de (PFER, 1999). No se añade ocupación de terreno por no haberse evaluado en el marco de este proyecto. La ocupación de terreno corresponde a los embalses actualmente ya existentes.

** Elaborado a partir de los objetivos para 2010 de (PFER, 1999) adaptando los rendimientos de conversión.

*** La ocupación del terreno mostrada se corresponde con la de los parques eólicos. Sin embargo debe tenerse en cuenta que un parque eólico con las densidades de potencia y el tamaño de máquina considerados, permite simultaneidad de usos el terreno del parque con otras aplicaciones. En la eólica se proporcionan dos techos de generación asociados a dos métodos de cálculo del factor de capacidad. Por falta de disponibilidad de datos eólicos representativos para cada provincia, los techos de generación se han evaluado mediante los factores de capacidad registrados por la CNE en el año 2003, y mediante distribuciones de potencial eólico valoradas como representativas de los emplazamientos tipo. El gran parecido de ambos resultados, y el hecho de que representa el techo de generación de una implementación eólica a gran escala (los emplazamientos muy buenos son minoritarios y ya están ocupados), permite ver estos resultados como una buena estimación conservadora de la capacidad de generación.

**** Tanto en los cultivos forestales de rotación rápida (CFRR) como en el aprovechamiento del monte bajo, la pendiente máxima del terreno para la explotación del recurso ha resultado ser un factor importante para la obtención de los techos. Para mostrar su efecto, se muestran resultados de techos para dos pendientes, la menor correspondería a una aplicación actual directa, y la segunda requeriría el desarrollo de maquinaria apropiada.

***** En la geotérmica HDR, el área de ocupación indicada corresponde a la estimación de equipos en superficie, pero el aprovechamiento de área de flujo geotérmico correspondería al 63,6% de la superficie peninsular.

Gráfico 255 Techo de generación con renovables. Reparto porcentual entre las distintas tecnologías

en este proyecto, así como los porcentajes de ocupación del territorio peninsular que estarían asociados a implementar estos techos y los porcentajes de cobertura de la demanda eléctrica peninsular y demanda total (proyectadas para el 2050) que proporcionaría el desarrollo de dicho potencial.

Se presenta también en la misma tabla las demandas eléctrica y de energía total proyectadas para el 2050 en la España peninsular. En el Gráfico 255 mostramos el reparto porcentual en el techo de generación. [Ver *Gráfico 255*].

Al observar estos resultados, salta a la vista la gran capacidad de generación de las tecnologías renovables en su conjunto, con algunas de ellas alcanzando por sí mismas un techo de generación superior (y en algu-

nos casos muy superior) a las demandas, tanto de energía eléctrica como total, y por lo general ocupando un porcentaje relativamente pequeño de la superficie peninsular. Debemos recalcar que en la determinación de los techos de potencia y generación se han excluido ya todas las zonas con algún carácter de protección de espacio natural (28% del territorio peninsular), y los usos del terreno incompatibles con la implementación de las tecnologías en cuestión.

Si sumáramos todos los techos de las distintas tecnologías presentados en la tabla anterior, obtendríamos una cota superior del techo total de generación basado en tecnologías renovables (15.798 TW.h/a). Empleamos el término "cota superior" por corresponder a un techo, y por poder existir intersecciones en usos de espacios entre

las distintas tecnologías. Sin embargo, dadas las restricciones impuestas en el uso del suelo para el análisis de cada uno de los techos de potencia, las intersecciones entre tecnologías están bastante limitadas. En efecto, incluso las intersecciones con la eólica terrestre, que es la tecnología que ocupa un mayor porcentaje del territorio, son poco relevantes por poder coexistir en el mismo territorio la eólica terrestre con otras tecnologías como la biomasa, e incluso con la solar (dada la baja densidad de potencia eólica instalada y el tamaño de las máquinas empleadas, las pérdidas por sombreadamiento de los aerogeneradores sobre los colectores solares serían muy limitadas). Esta cota superior del techo de generación con renovables representa una capacidad de generación de 56,42 veces la demanda peninsular de electricidad para el 2050, o de 10,36 veces la demanda de energía total peninsular para el 2050.

Con una abundancia tan grande de capacidad de generación con energías renovables, y dadas las fuertes restricciones ambientales que ha alcanzado nuestro modelo energético actual, parece una irresponsabilidad no planificar el desarrollo de nuestro modelo energético encaminándolo directamente y de forma racional hacia un sistema 100% renovable.