



imagen

Fachada del Hotel Melià
Castilla (Madrid).

© JOSÉ LUIS ROCA

Cobertura de la demanda

5

5.1 Introducción

En este capítulo vamos a presentar los resultados del análisis de la cobertura de la demanda de los contextos BAU y E3.0. El objetivo final es evaluar el desempeño de cada uno de los casos analizados mediante el coste total asociado a la cobertura de la demanda energética, tanto en términos de coste anual absoluto, como en términos de coste relativo a la unidad de energía final suministrada.

Si partimos de la estructura de la demanda de energía final, y tenemos en cuenta las características de cada una de las tecnologías consideradas, procederemos a dimensionar distintos mix de generación con capacidad de dar cobertura a la demanda. Una vez conocida la estructura del mix de generación, y la participación de cada una de las tecnologías consideradas en él, partiendo de los escenarios de costes desarrollados en el capítulo anterior, ya estaremos en disposición de evaluar el coste total asociado a la cobertura de la demanda.

Por tanto, además de presentar la estructura de la generación y de la demanda en los términos relevantes para acometer el análisis de la cobertura de la demanda, en este capítulo presentaremos los resultados correspondientes a los análisis de cobertura de la demanda (en base horaria), y a los costes resultantes de cada una de las opciones consideradas.

5.2 Estructura de la generación renovable

Las series horarias de capacidad de generación renovable, para las distintas tecnologías consideradas, que se han empleado en este estudio, son las que se desarrollaron para el estudio R100% (GP, 2007). En esta referencia, si partimos de una caracterización tecnológica

conservadora correspondiente a la mejor tecnología disponible en la fecha de elaboración del trabajo, se desarrollaron simulaciones horarias a nivel provincial para cada una de las tecnologías renovables consideradas. Esta información, junto a la evaluación del potencial de las distintas tecnologías y su distribución geográfica desarrollado en el estudio *Renovables 2050* (GP, 2005), nos proporcionan la distribución geográfica de la capacidad de generación horaria de cada una de las tecnologías renovables consideradas.

Para cada uno de los mix de generación considerados se han empleado estas modulaciones temporales a nivel horario, de la capacidad de generación de cada una de las tecnologías, ponderándolas con la potencia instalada en el mix en cuestión, para generar la serie horaria correspondiente a la disponibilidad de generación renovable. Esta serie horaria de capacidad de generación, junto a la serie horaria de demanda y a los mecanismos de regulación disponibles en el mix considerado, se han incorporado en un modelo⁹⁷² de cobertura de la demanda que proporciona como salida las condiciones horarias de operación del mix de generación considerado y de sus elementos de regulación, lo cual a su vez condiciona los costes de la energía generada.

5.3 Estructura demanda energética

En los capítulos anteriores dedicados al desarrollo de los escenarios de demanda BAU y E3.0 ya se proporcionó información detallada sobre la estructura de la demanda energética.

En este capítulo vamos a recuperar algunos de estos resultados, procesándolos y representándolos de la forma más conveniente para acometer el estudio de la cobertura de la demanda.

⁹⁷² El modelado de cobertura de la demanda se ha desarrollado principalmente con TRNSYS.

De igual forma, en este capítulo complementaremos la información ya presentada sobre la estructura de la demanda, con información relativa a su distribución temporal, pues el análisis de cobertura de la demanda se va a desarrollar en base horaria a lo largo del año.

5.3.1 Demanda BAU

Las figuras 619 y 620 nos presentan la estructura de demanda de energía final total en el contexto BAU para los años 2007 y 2050, diferenciando entre electricidad, biocombustibles, biomasa directa, energía solar térmica y el resto de combustibles. Como podemos apreciar, el escenario BAU para 2050 incorpora un significativo incremento de la electrificación del sistema energético, pero sigue estando fuertemente dominado por la demanda de combustibles, que en la aproximación BAU a la cobertura de la demanda están constituidos por combustibles fósiles.

Uno de los casos de cobertura de la demanda que vamos a analizar, es el del BAU con generación 100% renovable. Para este caso, la demanda de combustibles más allá de la aportación de la biomasa, se cubrirá con hidrógeno generado a partir de electricidad de origen renovable. El elevado peso de los combustibles (y por tanto del hidrógeno en este caso con generación 100% renovable) en la estructura de demanda total, traerá importantes consecuencias tanto sobre la operación y requerimientos de regulación para la cobertura de la demanda, como sobre los costes.

Pero más allá de la demanda de energía final, desde el punto de vista de cómo cubrirla es relevante la caracterización de la demanda de recursos energéticos. La figura 621 nos recoge la estructura de la demanda de recursos necesaria para la cobertura de la demanda BAU en el año 2050.

Para el caso de cobertura de la demanda BAU con generación 100% renovable, como

Figura 619. Estructura de demanda de energía final en el BAU 2007.

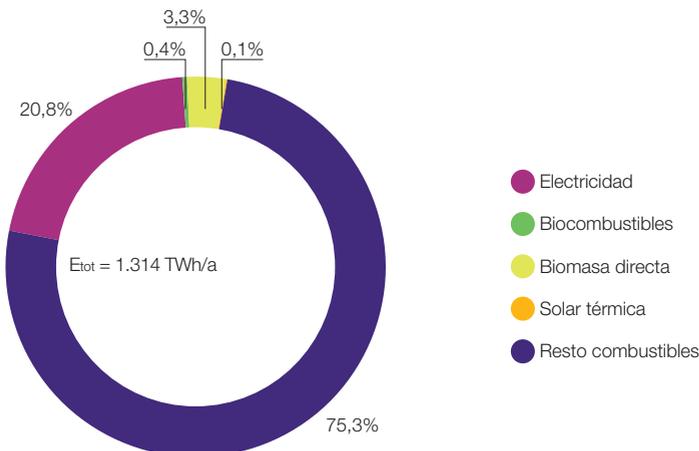


Figura 620. Estructura de la demanda de energía final en el BAU 2050.

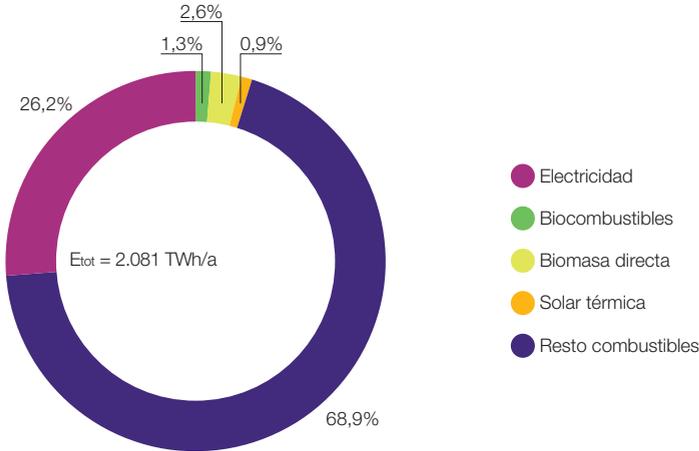
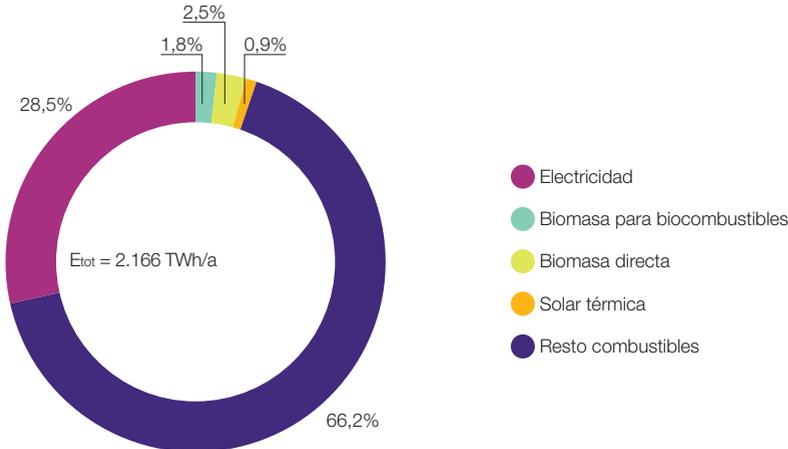


Figura 621. Estructura de la demanda de recursos BAU en 2050.



comentábamos anteriormente, la estrategia adoptada es la cobertura de la parte de demanda de energía final en forma de combustibles distintos a la biomasa (lo que para un mix BAU se cubriría con combustibles fósiles) con hidrógeno producido a partir de electricidad de origen renovable. La figura 622 nos recoge los requerimientos de generación para

este caso, donde destaca el elevado peso del requerimiento de generación eléctrica, un 83% de la cual se empleará para producir hidrógeno tal y como nos muestra la figura 623.

Figura 622. Estructura de los requerimientos de producción energética en el BAU 2050. Nótese que un 83% del requerimiento de generación eléctrica es para la producción de hidrógeno (1434 TWh/a de hidrógeno).

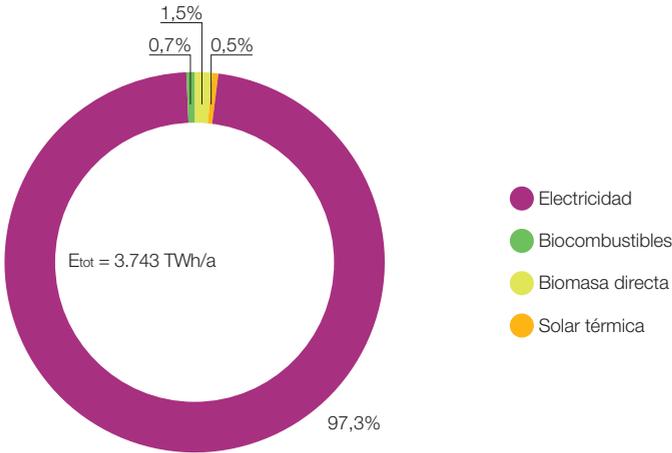
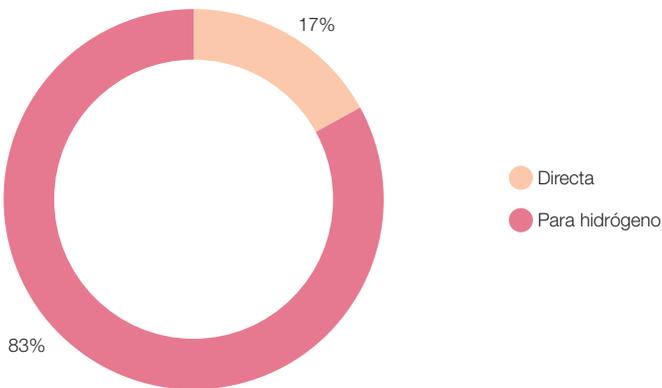


Figura 623. Requerimientos de generación eléctrica BAU en 2050 para el caso de 100% renovable.



5.3.2 Demanda E3.0

Por lo que respecta a la demanda en el contexto E3.0, la figura 624 recoge la estructura de la demanda de energía final en el año 2050 para la estrategia adoptada⁹⁷³. Como podemos ver, en el contexto E3.0 la electrificación del sistema energético es mucho más elevada, y la participación del hidrógeno más limitada que para el caso de

la demanda BAU cubierta con generación 100% renovable: este aspecto tendrá importantes repercusiones tanto sobre el desempeño de los mix de generación, como sobre sus requerimientos de regulación y sus costes. También podemos apreciar en esta figura la gran reducción en la demanda de energía final gracias al despliegue de eficiencia e inteligencia por el sistema energético.

Figura 624. Estructura demanda energía final en E3.0 para 2050.

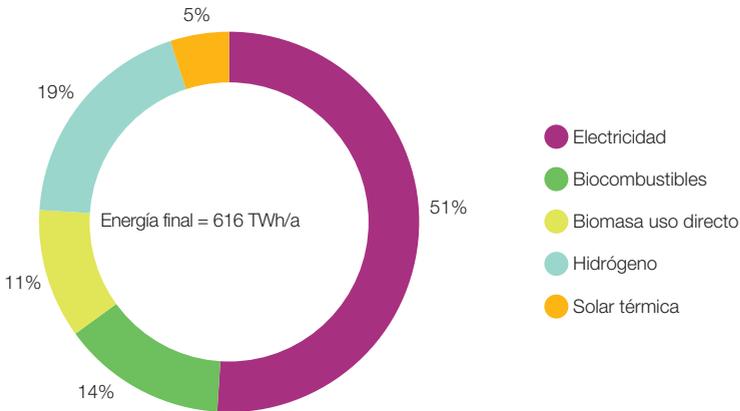
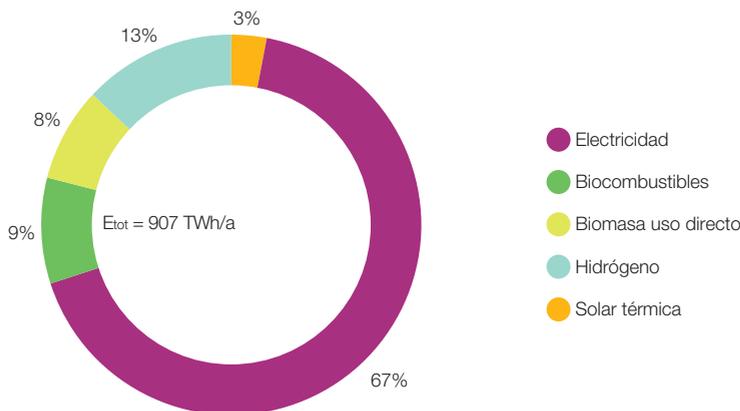
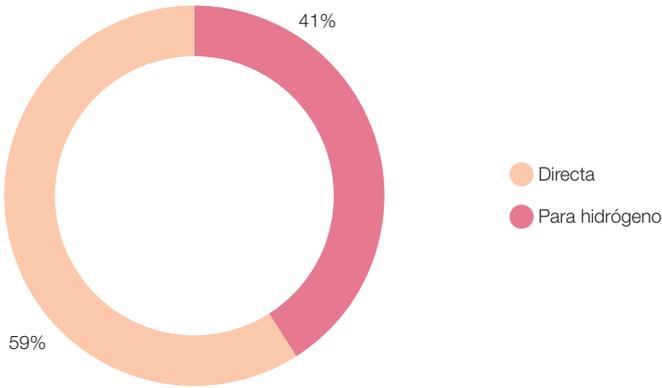


Figura 625. Estructura requerimientos de producción energética para E3.0 en 2050. Nótese que un 41% del requerimiento de generación eléctrica es para producción de hidrógeno.



973 Hay múltiples opciones para plantear la cobertura de la demanda con energías renovables. Como ejemplo, en este informe hemos adoptado para el contexto E3.0 una estrategia con un uso significativo de biomasa para la cobertura de la demanda industrial y de los usos no energéticos, y dividir posteriormente el requerimiento de combustibles adicionales entre el hidrógeno y la biomasa imponiendo un criterio de igualdad de ocupación de superficie del territorio. Por el contrario, tal y como ilustramos anteriormente, en el contexto BAU con cobertura 100% renovable hemos empleado una estrategia con un mayor peso del hidrógeno dado el mayor volumen de demanda. Adicionalmente a estos dos casos analizados, existen infinidad de combinaciones tanto para la configuración del mix de generación eléctrica como para el reparto de la cobertura de demanda de combustibles entre biomasa e hidrógeno que permiten cubrir la demanda de energía con 100% renovables tanto en el contexto BAU como en el E3.0. La elección final de la configuración de los mix energéticos permite por tanto acomodar consideraciones adicionales como son los aspectos de costes, de utilización del territorio, de incentiación estratégica de ciertas tecnologías, o de acomodamiento a la evolución técnico-económica de las distintas opciones.

Figura 626. Requerimientos de generación eléctrica E3.0 en 2050. Total generación eléctrica = 604 TWh/a.



Por lo que respecta a los requerimientos de producción energética para el contexto E3.0, la figura 625 nos muestra la estructura de la producción energética requerida, donde vemos el gran dominio de la electricidad, de la cual un 41% se dedica a la producción del hidrógeno tal y como nos muestra la figura 626.

Como indicábamos anteriormente, el distinto peso relativo del requerimiento de hidrógeno

en los contextos BAU y E3.0 al plantear la cobertura de la demanda con energías renovables, tiene importantes repercusiones sobre el desempeño y requerimientos de regulación del mix de generación, así como sobre sus costes. La figura 627 nos ofrece una comparación entre la estructura de la demanda de electricidad para los contextos BAU y E3.0, cuando en el BAU se plantea la cobertura de la demanda con 100% de generación

Figura 627. Demandas de electricidad directa y electricidad para hidrógeno en los contextos BAU y E3.0 para el año 2050.

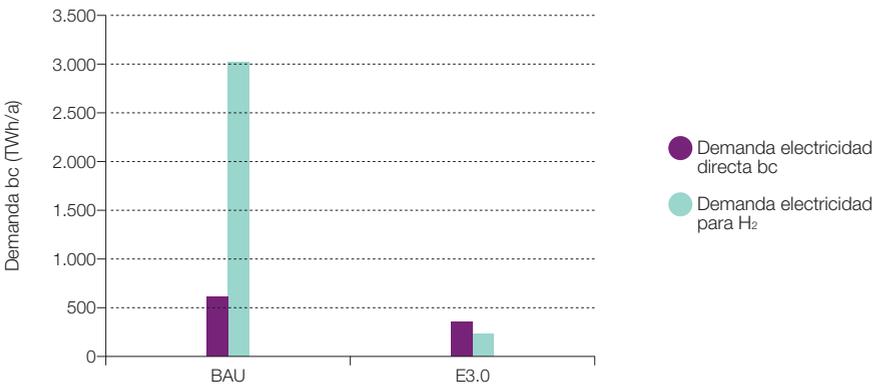


Figura 628. Potencias pico de electricidad directa y electricidad para hidrógeno en los contextos BAU y E3.0 en el año 2050.

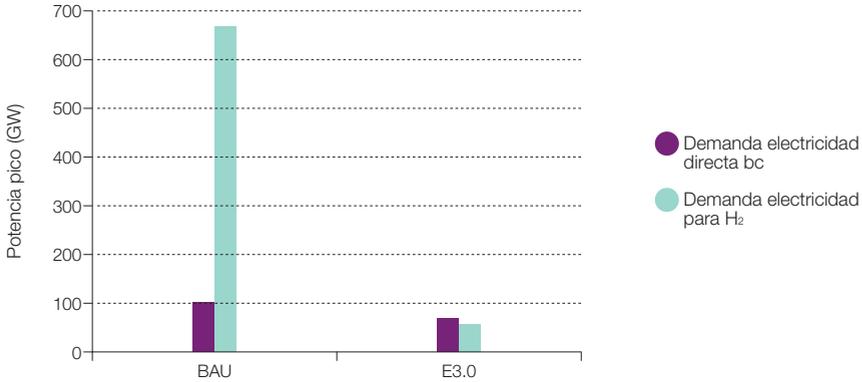
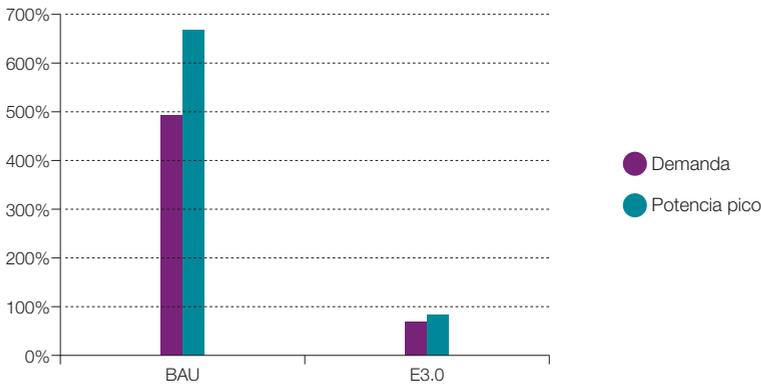


Figura 629. Ratios de electricidad para H₂ a electricidad directa para la demanda y potencia pico en el año 2050 para los contextos BAU y E3.0.



renovable. Como podemos observar, en el BAU existe un gran desequilibrio entre los requerimientos de electricidad para generar hidrógeno y los necesarios para la cobertura de la demanda de electricidad directa. Para interpretar estos resultados es preciso tener presente que para el contexto E3.0 la demanda de electricidad directa incluye la demanda de electricidad para los vehículos

eléctricos, que dominan el sector transporte en el caso del contexto E3.0.

Es más, si anticipamos algún resultado de las distribuciones horarias de la demanda, en la figura 628 podemos comparar los requerimientos de potencia pico para la cobertura de la demanda de electricidad directa y electricidad para hidrógeno en los contextos BAU y

E3.0. Como podemos apreciar la descompensación del BAU en términos de potencia es todavía mayor que la correspondiente a la demanda.

En la figura 629 recopilamos los ratios entre electricidad directa y electricidad para producción de hidrógeno, tanto en términos de potencia como de demanda, y para los contextos E3.0 y BAU. La cobertura de la demanda del contexto BAU con renovables va a estar fuertemente dominada por este gran desequilibrio en términos de generación para producir hidrógeno.

5.4 Demanda cronológica

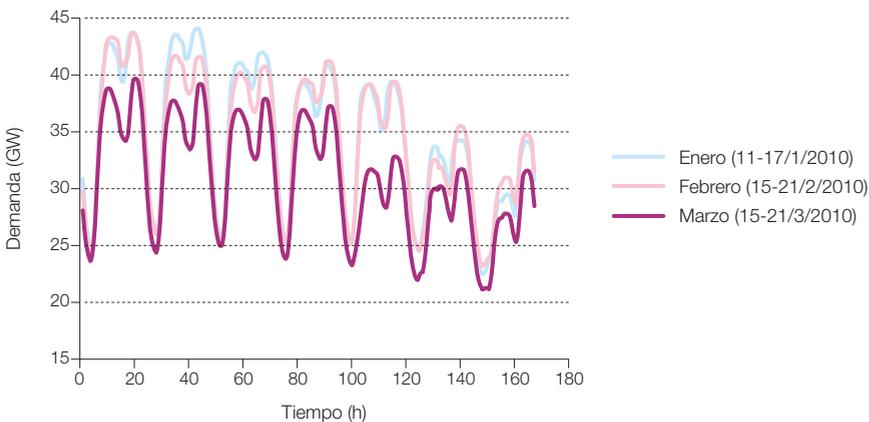
Hasta este punto la información que hemos presentado relativa a la estructura de la demanda de energía en los contextos BAU y E3.0 se limita a los valores totales anuales de la demanda de energía. Sin embargo, para acometer el análisis de la cobertura de la demanda con sistemas basados en energías renovables

es preciso disponer de información relativa a la distribución temporal de la demanda de energía final. Puesto que los análisis de cobertura de la demanda que hemos desarrollado analizan la cobertura de la demanda a nivel horario durante un año entero, es preciso disponer de información relativa a la distribución horaria de la demanda a lo largo de un año.

5.4.1 Demanda BAU

Por lo que respecta a la demanda BAU, en el caso de la cobertura de la demanda con un mix BAU, tan solo requerimos disponer de la caracterización de la distribución temporal de la demanda eléctrica, pues la capacidad de acumulación asociada a la distribución de combustibles fósiles ya proporciona los elementos de regulación necesarios para garantizar la cobertura de la demanda del resto de elementos de consumo de energía final. Y puesto que nos encontramos en un contexto BAU, asumiremos como representativa la modulación horaria de la demanda de electricidad

Figura 630. Evolución horaria de la demanda eléctrica durante una semana tipo de cada uno de los meses del primer trimestre del año 2010. Datos ENTSO-E.



actual del sistema eléctrico a lo largo de todo el periodo de tiempo considerado.

Las figuras 630 a 633 reproducen la dependencia horaria de la demanda de electricidad en el año 2010 durante una semana tipo de cada uno de los meses del año. Como pode-

mos observar, la estructura temporal de la demanda de electricidad se caracteriza por la presencia de dos picos diarios de demanda bastante equilibrados⁹⁷⁴, y un valle de demanda por las noches.

Figura 631. Evolución horaria de la demanda eléctrica durante una semana tipo de cada uno de los meses del segundo trimestre del año 2010. Datos ENTSO-E.

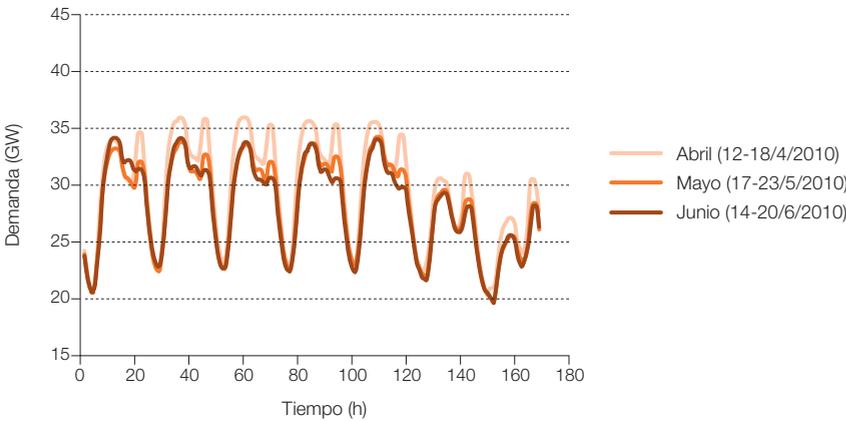
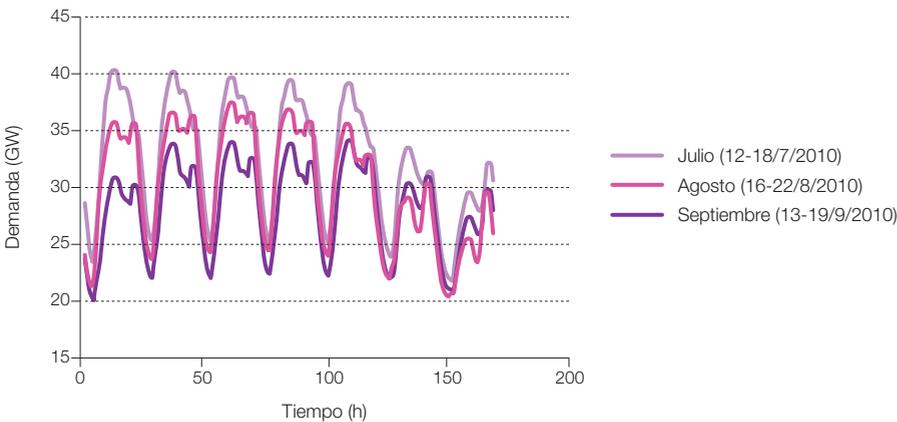


Figura 632. Evolución horaria de la demanda eléctrica durante una semana tipo de cada uno de los meses del tercer trimestre del año 2010. Datos ENTSO-E.



⁹⁷⁴ Si bien en los meses de invierno el segundo pico domina al primero, mientras que en verano se invierte la situación.

Figura 633. Evolución horaria de la demanda eléctrica durante una semana tipo de cada uno de los meses del cuarto trimestre del año 2010. Datos ENTSO-E.

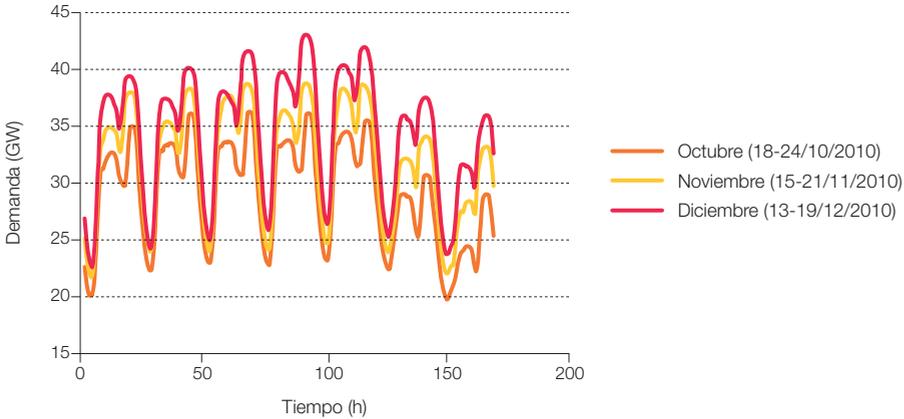
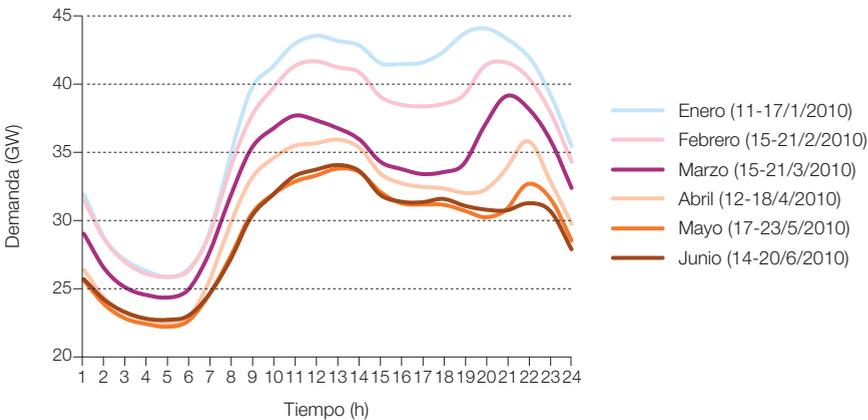
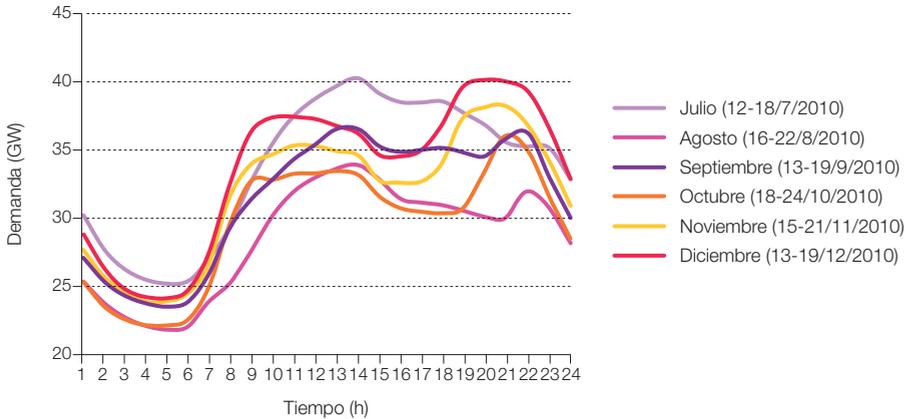


Figura 634. Evolución horaria de la demanda eléctrica durante el martes de una semana tipo para cada uno de los meses del primer semestre del año 2010. Datos ENTSO-E.



Las figuras 634 y 635 reproducen la dependencia horaria de la demanda de electricidad durante un día (concretamente el martes) de cada una de las semanas anteriormente presentadas, para poder apreciar mejor la estructura de la demanda en uno o dos picos diarios y un valle nocturno con una importante reducción de la demanda.

Figura 635. Evolución horaria de la demanda eléctrica durante el martes de una semana tipo para cada uno de los meses del segundo semestre del año 2010. Datos ENTSO-E.



Esta estructura de las curvas de demanda actual resulta problemática para el sistema de generación BAU, pues la gran descompensación entre valle y puntas resulta poco conveniente desde varios puntos de vista, como la reducción del factor de capacidad con el que pueden operar algunas centrales⁹⁷⁵, o la necesidad de recurrir a centrales poco eficientes⁹⁷⁶ para cubrir las puntas de consumo.

Además, en el mix BAU del sistema eléctrico existen una serie de centrales (entre las que se encuentran las nucleares), denominadas de carga base, que funcionan con factores de capacidad muy elevados (muchas horas al año), ajustando su nivel de generación a la potencia determinada por los valles de la demanda. Esta generación de carga base en el mix BAU se caracteriza por ser muy poco flexible, lo cual no resultaba problemático en el contexto BAU del pasado, pues su función era operar en condiciones prácticamente constantes a lo largo de todo el año, pero ya en el presente está conduciendo a problemas con el grado de penetración de las tecnologías renovables no gestionables. En efecto,

durante las noches (periodo de carga base) con una gran disponibilidad de recurso eólico, la potencia eólica instalada en España ya conduce de vez en cuando a la situación en que la suma de la potencia aportada por las centrales inflexibles de carga base y la generación eólica excede el valle de demanda, motivo por el cual es preciso regular con los parques eólicos (las centrales rígidas de carga base no pueden hacerlo) para disipar capacidad de generación, lo cual además de ser un sinsentido desde el punto de vista de la eficiencia⁹⁷⁷ y la sostenibilidad⁹⁷⁸, genera problemas económicos para las centrales renovables⁹⁷⁹.

Otra situación problemática de la curva de demanda actual con el mix de generación existente está asociada a la sobre instalación de potencia de las centrales de ciclos combinados durante los últimos años. Estas centrales son más flexibles que las de operación en carga base, y por tanto, ante la creciente aportación de las energías renovables se ven obligadas a reducir su factor de capacidad, de tal forma que se enfrentan con problemas para recuperar las inversiones realizadas. Esta

975 En efecto, la gran diferencia entre valle y punta obliga a instalar en el sistema una potencia muy superior a la que correspondería a la demanda media, y por tanto, algunas de estas centrales no podrán funcionar un número elevado de horas al año, y reducirán sus ingresos anuales por venta de electricidad, en algunos casos, comprometiendo su viabilidad económica.

976 Dado que esas centrales van a trabajar muy pocas horas al año, no queda justificada una elevada inversión en las mismas, pues con sus escasos ingresos por venta de electricidad y servicios complementarios, no podría recuperarse esa inversión.

977 Pues se disipa una energía con unos costes de operación mucho menores que los correspondientes a las centrales de carga base que se mantienen en funcionamiento como consecuencia de su inflexibilidad.

978 Se disipa energía de origen renovable para dejar entrar energía de origen nuclear cuyo uso generará más residuos, o de centrales de carbón que emiten grandes cantidades de CO₂.

979 Pues en estas primeras etapas de su implementación en el sistema energético, requieren integrar en el sistema toda su generación para poder recuperar las inversiones realizadas.

situación, que en esencia se corresponde a una decisión equivocada⁹⁸⁰ de una serie de inversores y que por tanto debería repercutir tan solo a estos inversores, en el caso del sistema eléctrico español, con una injerencia muy acusada de la regulación sobre la operación del mercado, acaba afectando a todos los consumidores y al conjunto del desarrollo del sistema eléctrico⁹⁸¹. El allanamiento de la curva de demanda, no mediante la introducción de eficiencia o gestión de la demanda para bajar los picos, sino mediante el incremento de demanda nocturna en los periodos valle, permitiría (siempre que se mantenga acotado y ralentizado el desarrollo de las energías renovables) incrementar los factores de capacidad con los que operan las centrales de ciclo combinado, aumentar los ingresos y por tanto mejorar el balance económico de esos inversores que apostaron por la tecnología equivocada en el momento equivocado, todo ello a costa de un incremento de emisiones de CO₂.

Y es precisamente por este motivo que en la actualidad hay una concordancia entre todos los actores del sector eléctrico en la conveniencia de introducir vehículos eléctricos, orientados a una recarga nocturna que “rellene” el valle de la curva de demanda, y permita atender este incremento de demanda eléctrica con el parque generador ya instalado. En el caso de un contexto E3.0, la recarga óptima de los vehículos eléctricos no estaría ligada a la regularización del valle nocturno de la curva de demanda actual, sino que obedecería a una interacción mucho más dinámica y bidireccional en la que los vehículos eléctricos responderían a las necesidades del sistema eléctrico en cada instante. Y esta observación es extensible a cualquier otra actividad de gestión de la demanda: los requerimientos de respuesta de la demanda en el contexto E3.0 no coinciden

con los del contexto BAU, y por lo general son mucho más diversos que ellos.

Por estos motivos, cuando en el contexto E3.0 (que es el que tiene un gran parque de vehículos eléctricos) planteemos el caso de cobertura de la demanda con recarga BAU de los vehículos eléctricos, nos referiremos a una recarga de los vehículos eléctricos en el valle nocturno de la curva de carga actual del sistema eléctrico.

Como hemos indicado más arriba, para el contexto BAU supondremos una modulación temporal de la demanda eléctrica horaria como la actualmente existente. Esta fue la misma aproximación empleada en el informe R100% (GP, 2006), para cuyo caso se empleó la curva de demanda del año 2003 (figura 636), que era el año de referencia de ese informe, para adaptarla al nivel de demanda eléctrica del escenario desarrollado en esa referencia, y obtener la evolución temporal de la demanda de la figura 637, que fue la empleada para desarrollar los análisis de cobertura de la demanda con sistemas basados en energías renovables.

980 El error asociado a esta decisión de inversión era evidente desde un principio, pues cuando empezaron a despegar los ciclos combinados en España, con un retraso de varias décadas respecto a la introducción de esta tecnología en otros países, el paradigma del sistema energético ya había cambiado y la inversión apropiada era la correspondiente a la capacidad de generación con energías renovables, de entre las cuales, las centrales termosolares hibridadas ya entonces destacaban como una alternativa adaptada al nuevo paradigma y con capacidad de ofrecer los mismos servicios que una central de ciclo combinado. Ver por ejemplo: García-Casals X., “La energía solar térmica de alta temperatura como alternativa a las centrales térmicas convencionales y nucleares”, Greenpeace España, Noviembre 2001.

981 En efecto, el desenlace de este episodio de los ciclos combinados se ha saldado en unos sobrecostes asociados a pagos por capacidad a las centrales de ciclos combinados (repercutidos por tanto sobre el conjunto de los consumidores), y en una cruzada contra las energías renovables que ha desembocado en una inestabilidad regulatoria sin precedentes, que a su vez ha obstaculizado de forma muy importante el desarrollo de estas tecnologías, alejándolas de la trayectoria de transición hacia el contexto E3.0.

Figura 636. Evolución horaria de la demanda de electricidad durante el año 2003. Datos REE.

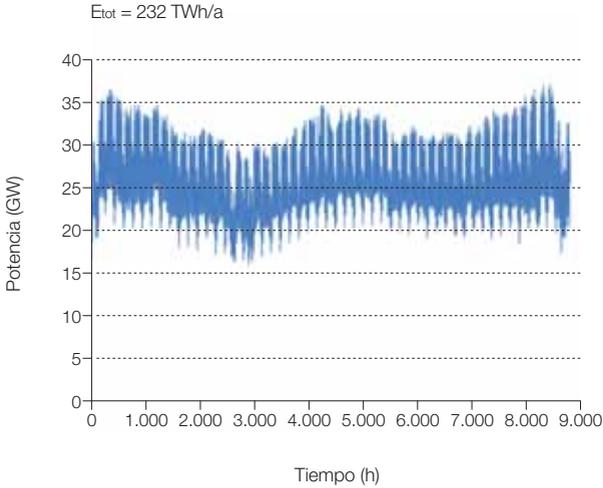
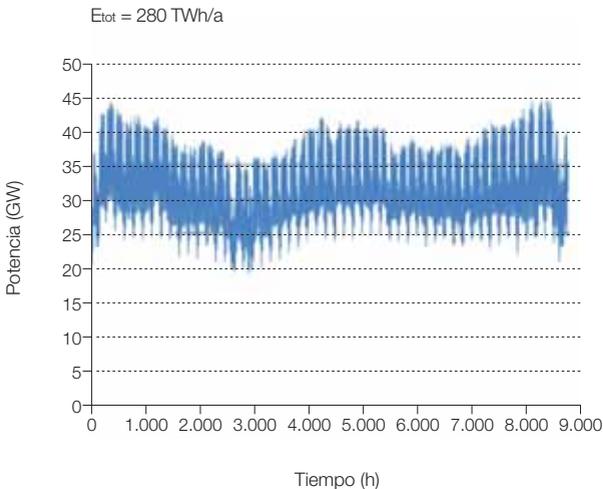
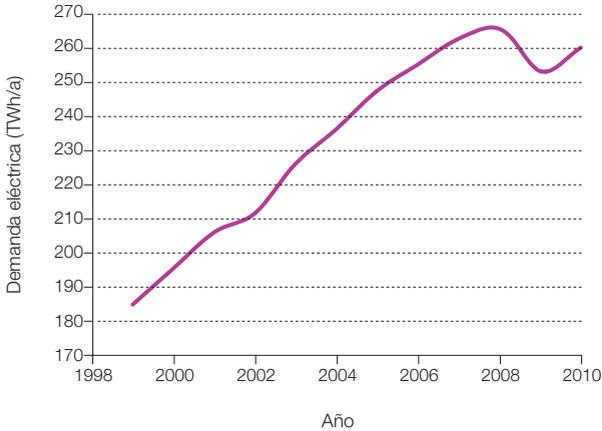
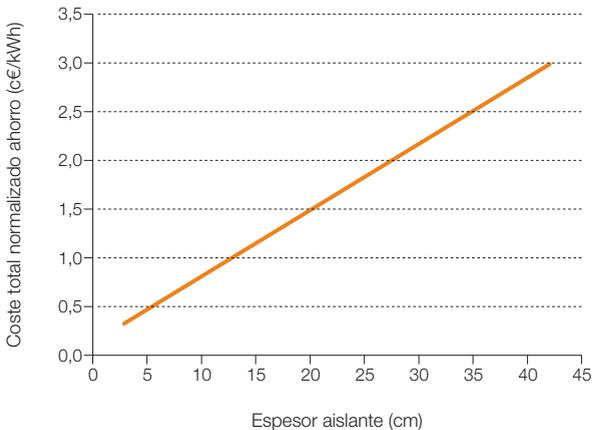


Figura 637. Evolución horaria de la demanda de electricidad empleada en el estudio R100% (GP, 2005).



Para el desarrollo de este estudio, hemos actualizado la modulación temporal de la demanda para acercarnos a las condiciones actuales del sistema eléctrico. Sin embargo, el periodo de crisis económica que atravesamos desde el año 2009 ha podido introducir modificaciones puntuales

no representativas del contexto BAU sobre la distribución de la demanda eléctrica. En efecto, por lo que respecta a la demanda total de energía eléctrica, tal y como muestra la figura 638, el año 2008 es el último de los años recientes que parece seguir la tendencia BAU.

Figura 638. Evolución anual de la demanda eléctrica en barras de central. Datos REE.**Figura 639.** Evolución horaria de la demanda de electricidad durante el año 2008. Datos REE.

Por este motivo, hemos elegido la modulación temporal de la demanda eléctrica en el año 2008 para describir la dependencia temporal de la demanda de electricidad en el contexto BAU. La figura 639 reproduce la evolución horaria de la demanda eléctrica en el año 2008, mientras que la figura 640 proporciona la adaptación al escenario BAU 2050 desarrollado en este estudio.

Como se puede apreciar al comparar estas figuras con las correspondientes a la modulación horaria de la demanda en el año 2003 implementada en el estudio R100% (GP, 2007), se puede comprobar que hay una diferencia significativa⁹⁸² en la modulación estacional de la demanda. Para facilitar esta comparación, en la figura 641 presentamos la comparativa directa entre polinomios de

⁹⁸² El hecho de que tanto en el estudio R100% (GP,2007) como en el actual, con modulaciones temporales distintas de la demanda eléctrica, hayamos constatado la facilidad para proporcionar una cobertura de la misma con sistemas basados en energías renovables, constituye una muestra más de la capacidad de estos sistemas de generación para dar cobertura a la demanda.

ajuste de 6º grado de las series horarias de demanda adimensionalizada con la demanda anual máxima para los años 2003 y 2008, mientras que las figuras 642 y 643 presentan

la comparativa de la evolución horaria de la demanda adimensionalizada con la demanda anual máxima en las semanas 1 (enero) y 30 (julio) para estos dos años.

Figura 640. Evolución horaria de la demanda de electricidad en el contexto BAU para el año 2050.

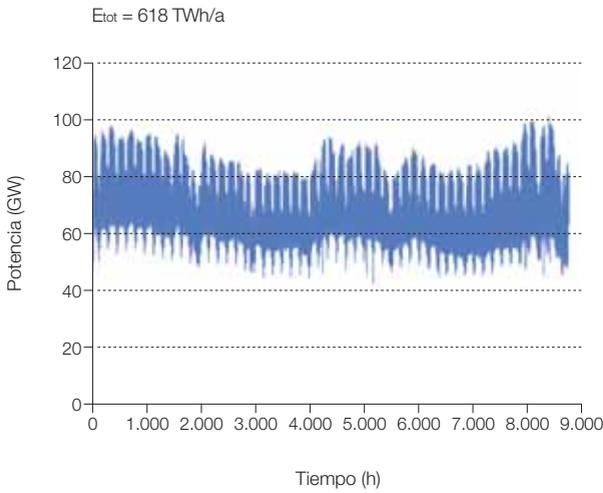


Figura 641. Comparativa de los polinomios de ajuste de 6º grado que ajustan las series anuales de demanda horaria de electricidad adimensionalizadas con la demanda anual máxima.

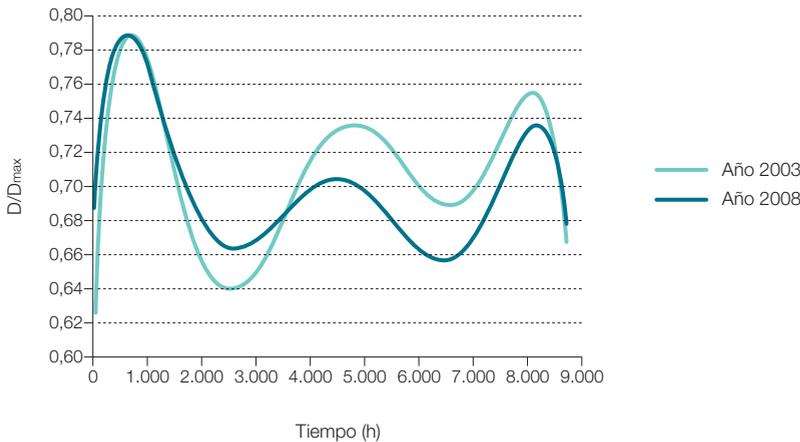


Figura 642. Comparación de la demanda horaria adimensionalizada con la demanda anual máxima para la semana-1 (enero) en los años 2003 y 2008.

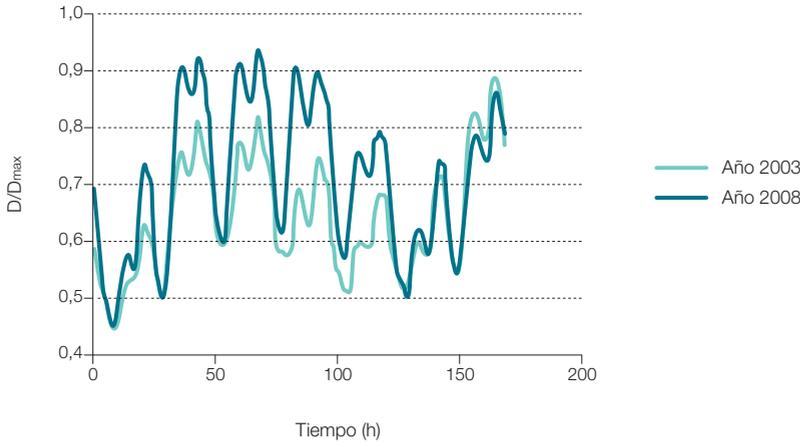
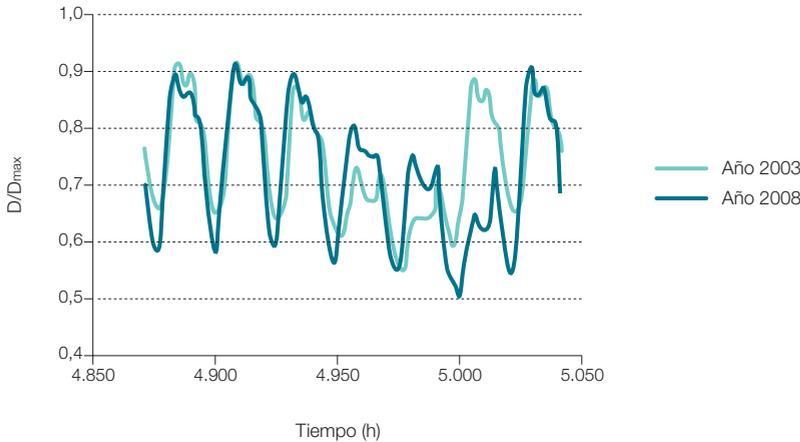


Figura 643. Comparación de la demanda horaria adimensionalizada con la demanda anual máxima para la semana-30 (julio) en los años 2003 y 2008.



Si comparamos los escenarios de demanda eléctrica BAU para el año 2050 en este estudio y en el informe R2050 (GP, 2005), observamos que existe una gran diferencia entre ambos. Mientras en (GP, 2005) empleábamos una demanda de 280 TWh/a, ahora

tenemos una demanda de 618 TWh/a. La explicación de esta diferencia obedece a distintos elementos:

- El escenario desarrollado en (GP, 2005) era un escenario macroscópico basado en la

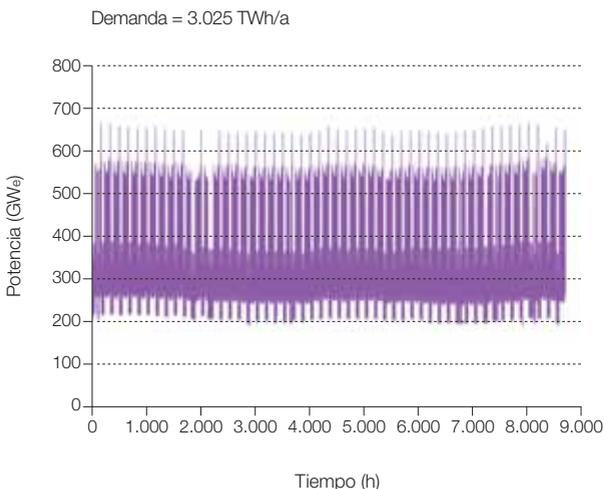
extrapolación tendencial del consumo per cápita histórico de electricidad, y en la adopción de un escenario de población que presentaba un máximo en torno al año 2025 y conducía en 2050 a una población peninsular del orden de 38 millones de personas. Para el desarrollo de este estudio hemos adoptado un escenario poblacional que en 2050 conduce a una población del orden de 48 millones de personas. Ambos escenarios poblacionales se corresponden con escenarios del INE en la fecha de realización de cada uno de los informes. Sin embargo, la gran diferencia de población tiene importantes repercusiones sobre la demanda de energía.

- El escenario desarrollado en (GP, 2005), debido a su carácter macroscópico, presupone una tasa de electrificación en 2050 igual a la actual. Por el contrario, para el desarrollo de este estudio se han desarrollado escenarios sub-sectoriales, alguno de ellos

con gran detalle, en los que se han introducido elementos que conducen a una electrificación creciente, en línea con las tendencias que actualmente cabe esperar incluso en el contexto BAU.

Para el caso del estudio de la cobertura de la demanda BAU en el año 2050 con energías renovables, además de la modulación horaria de la demanda directa de electricidad, también es relevante la distribución horaria de la demanda de hidrógeno, pues condicionará los requerimientos de infraestructura de generación y acumulación de hidrógeno para su correcta integración en el sistema energético y la adecuada cobertura de la demanda. La figura 644 recoge la modulación horaria de la demanda de hidrógeno⁹⁸³, en términos eléctricos equivalentes⁹⁸⁴ en barras de central, para el contexto BAU en el año 2050 en el caso con cobertura de la demanda con energías renovables⁹⁸⁵.

Figura 644. Distribución horaria de la demanda de hidrógeno, en términos eléctricos equivalentes, para el contexto BAU en el año 2050 y el caso de cobertura de la demanda basándose en energías renovables.



983 Esta demanda de hidrógeno es la que sustituye a la demanda de combustibles fósiles en el contexto BAU con mix BAU, y por tanto se destina a la cobertura de la parte de la demanda de combustibles no cubierta por la biomasa en los sectores transporte, edificación, industria, primario y usos no energéticos.

984 La demanda de hidrógeno la representamos en estos gráficos en forma de demanda eléctrica equivalente, para poder comparar directamente con los requerimientos de electricidad directa. Para obtener la demanda eléctrica equivalente, dividimos la demanda final de hidrógeno por los rendimientos de generación, transporte y distribución del hidrógeno, así como por el rendimiento de transporte y distribución de la electricidad empleada para generar el hidrógeno.

985 En el caso de cobertura de la demanda BAU, el contexto BAU no emplea hidrógeno como vector intermedio. Pero en el caso de cobertura con renovables de la demanda BAU, la demanda de combustibles fósiles se sustituye por hidrógeno generado con electricidad de origen renovable.

5.4.2 Demanda E3.0

En el caso del contexto E3.0, debido a los cambios asociados tanto a las tecnologías empleadas, a los niveles de eficiencia desplegados, y a la mayor electrificación del sistema, ya no es posible apoyarse en la modulación horaria cronológica de la demanda de electricidad experimentada en el pasado. Por este motivo, la modulación horaria de la demanda cronológica en el contexto E3.0 se apoya en los resultados de los análisis subsectoriales llevados a cabo.

En el caso del subsector edificación, con un gran peso en la modulación horaria actual de la demanda de electricidad, el grado de detalle del análisis desarrollado es mayor que en el resto de subsectores y, por tanto, la modulación horaria se basará en los resultados de las simulaciones realizadas sobre el parque de edificios tipo. En otros subsectores, el grado de detalle del análisis desarrollado es menor, por lo que tendremos que introducir hipótesis adicionales para obtener una primera aproximación de la modulación horaria de la demanda. En los siguientes puntos presentaremos la información subsectorial correspondiente a la evolución horaria de la demanda en cada sector. La resultante de la demanda horaria del sistema energético se obtendrá sumando las series horarias de demanda sectorial.

Por lo que se refiere a la demanda de electricidad directa⁹⁸⁶, nos encontramos con dos casuísticas distintas que afectan a la distribución horaria de la demanda, y que están principalmente asociadas a la forma en que se procede a la recarga de los vehículos eléctricos (EVs).

Uno de los casos analizados corresponde a la situación en que se procede a la recarga

nocturna de los vehículos eléctricos con la finalidad de allanar la curva de carga del sistema eléctrico. Esta opción de recarga ya presupone un considerable grado de gestión de la demanda, y requeriría la introducción de los mecanismos de precio adecuados para decantar la recarga de los vehículos eléctricos en las horas valle de la curva de demanda actual. Sin embargo, la gestión de la demanda asociada a esta estrategia de recarga es una gestión de la demanda apoyada en un sistema de generación gobernado por la oferta (la situación actual), y dominado por generación de origen no renovable, entre la que se encuentran centrales rígidas de carga base, y centrales para las que conviene maximizar su factor de capacidad con el fin de que se recuperen las inversiones en ellas realizadas (como los ciclos combinados operados con gas natural). Sin embargo, esta gestión de la demanda no se adapta tan bien a las condiciones de operación del sistema eléctrico en el contexto E3.0 por su excesiva rigidez. En efecto, la generación en el contexto E3.0 está basada exclusivamente en energías renovables, no existen centrales operando en carga base, y el objetivo de las centrales gestionables es complementar la generación del grueso del parque instalado, proporcionando los servicios complementarios de regulación necesarios para ello. Por este motivo, a la recarga nocturna de los vehículos eléctricos, enfocada a allanar la curva de demanda eléctrica actual, la denominamos recarga BAU. La figura 645 reproduce la secuencia horaria de la demanda de electricidad directa para este caso a lo largo de todo el año, mientras que las figuras 646 y 647 muestran la evolución horaria de la demanda en las semanas-1 (enero) y semana-30 (julio).

La otra opción considerada para la recarga de vehículos eléctricos es la de interacción bidireccional (V2G⁹⁸⁷) entre los EVs y el sistema

⁹⁸⁶ Denominamos electricidad directa al consumo de electricidad que no se emplea para la producción de hidrógeno.

⁹⁸⁷ V2G: vehicle to grid.

eléctrico, de tal forma que la capacidad de acumulación y potencia de los EVs pasan a constituir mecanismos de flexibilidad para la regulación del sistema eléctrico. En estas condiciones no existe una curva de demanda

eléctrica predeterminada, sino que esta se define dinámicamente en cada instante según la evolución de la demanda, la capacidad de generación, y la interacción con el parque de vehículos. Sin embargo, como

Figura 645. Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga BAU de los vehículos eléctricos (EVs), a lo largo de todo el año.

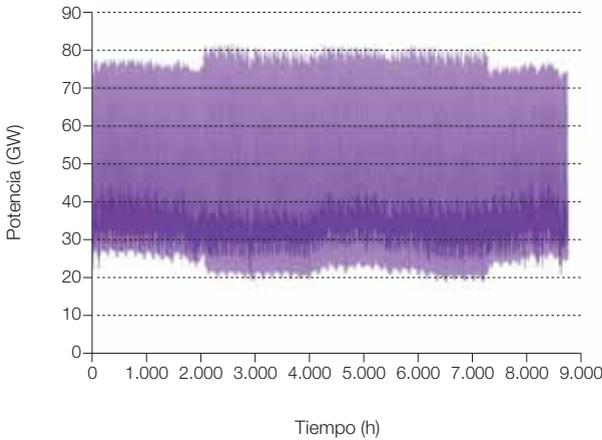


Figura 646. Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga BAU de los vehículos eléctricos (EVs), a lo largo de la semana-1 (enero).

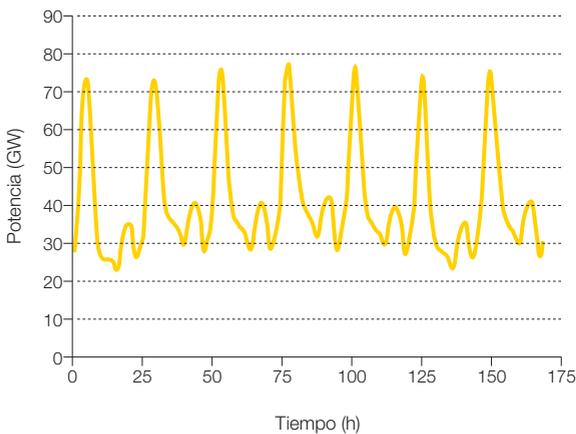
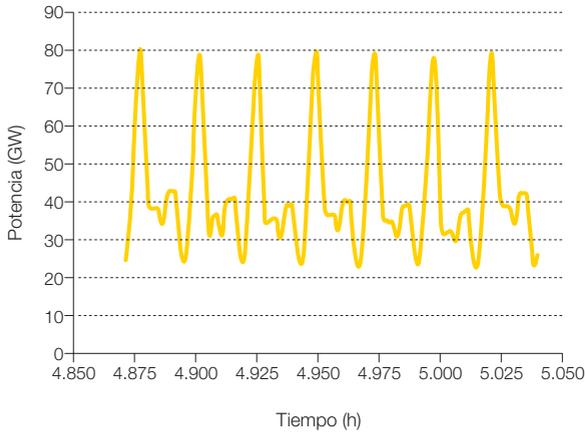


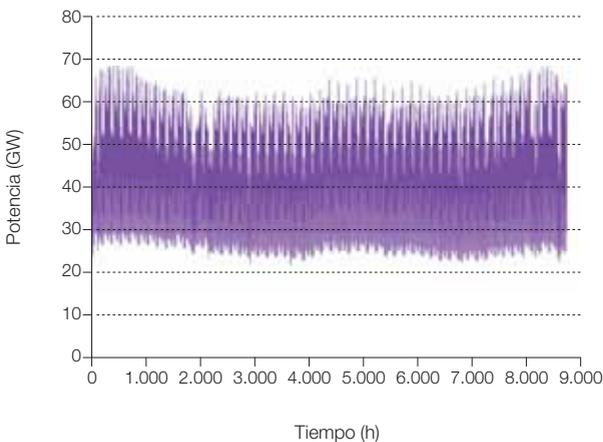
Figura 647. Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga BAU de los vehículos eléctricos (EVs), a lo largo de la semana-30 (julio).



punto de partida de las simulaciones de la cobertura de la demanda correspondientes a esta situación, hemos partido de una demanda inicial de electricidad directa, que incluye la demanda asociada al transporte eléctrico con la modulación horaria con la que se

cubre la demanda de movilidad. La modificación dinámica de la curva de demanda real tendrá lugar mediante la interacción de esta demanda potencial con la capacidad de las baterías y potencia de carga del parque de EVs. A esta modulación horaria de demanda

Figura 648. Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga V2G de los vehículos eléctricos (EVs) a lo largo de todo el año.



de electricidad directa la denominaremos V2G. En la figura 648 mostramos la modulación horaria de la demanda eléctrica para este caso a lo largo de todo el año, mientras que las figuras 649 y 650 muestran la evolu-

ción horaria de la demanda en las semanas-1 (enero) y semana-30 (julio).

El otro vector energético para el que resulta relevante la distribución horaria de su demanda

Figura 649. Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga V2G de los vehículos eléctricos (EVs) a lo largo de la semana-1 (enero).

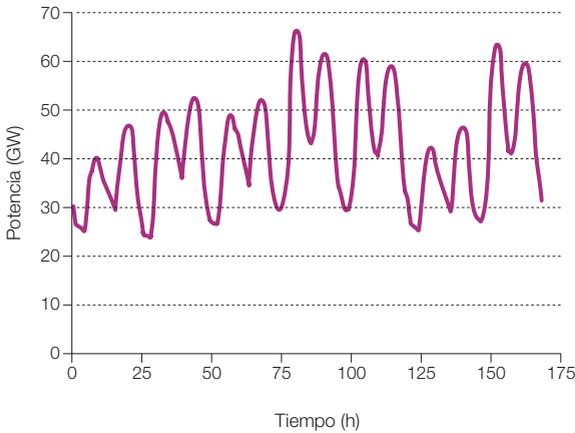
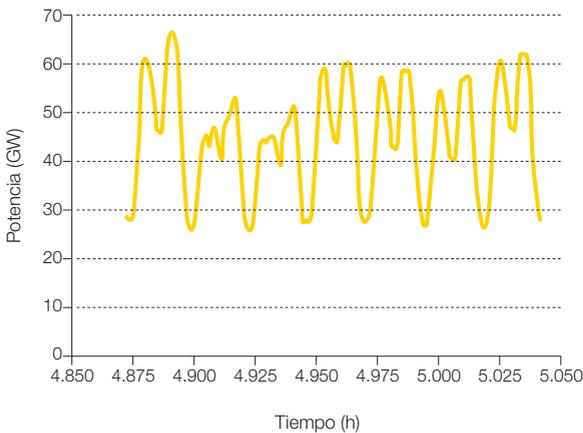


Figura 650. Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga V2G de los vehículos eléctricos (EVs) a lo largo de la semana-30 (julio).



es el hidrógeno, pues condicionará tanto la potencia a instalar de infraestructura de generación de hidrógeno, como la capacidad de acumulación necesaria para su correcta integración en el sistema energético y cobertura de la demanda. En la figura 651 recogemos la distribución horaria de la demanda de hidrógeno en uso final para el contexto E3.0 en el año 2050, y en términos eléctricos equivalentes.

5.4.2.1 Subsector edificación

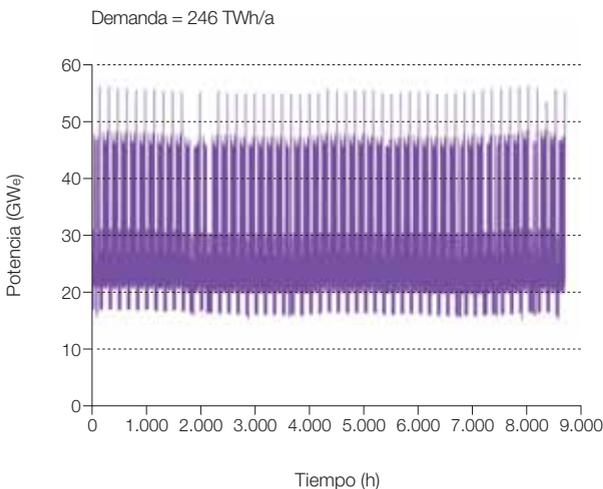
El sector edificación en el contexto E3.0 se encuentra totalmente electrificado.

Como ya se expuso anteriormente, el análisis del sector edificación se ha apoyado en la simulación dinámica de un parque de edificios tipo en los distintos emplazamientos climáticos provinciales. Esta metodología de análisis

nos permite retener correctamente los efectos de las medidas de eficiencia introducidas, tanto sobre la demanda de energía acumulada, como sobre su modulación horaria.

Combinando las series horarias de demanda eléctrica asociada a estas simulaciones con el reparto del área del parque de edificios por provincias y tipologías, hemos obtenido la modulación horaria de la demanda de electricidad en este subsector que aparece recogida en la figura 652. La figura 653 muestra la serie horaria correspondiente a la demanda del conjunto del parque de edificios terciario.

Figura 651. Distribución horaria de la demanda de hidrógeno en términos eléctricos equivalentes, para el contexto E3.0 y el año 2050.



5.4.2.2 Subsector transporte

La estructura de la demanda de energía final del transporte para el contexto E3.0 en el año

2050 es la que mostramos en la figura 654. Como puede observarse, aparte de la demanda de electricidad, que incluye la electricidad para los vehículos eléctricos (EVs) con

Figura 652. Demanda cronológica de electricidad del total del parque de edificios en el contexto E3.0 para el año 2050.

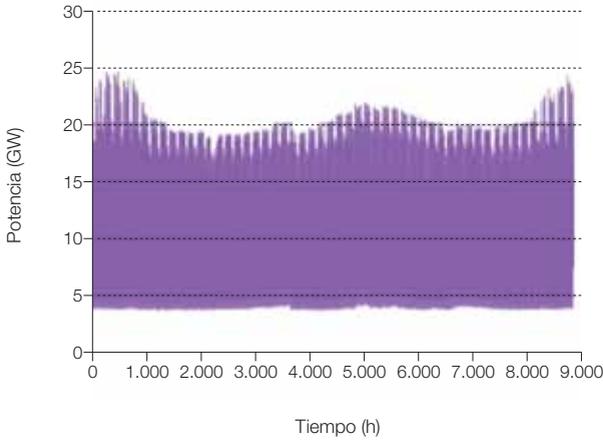
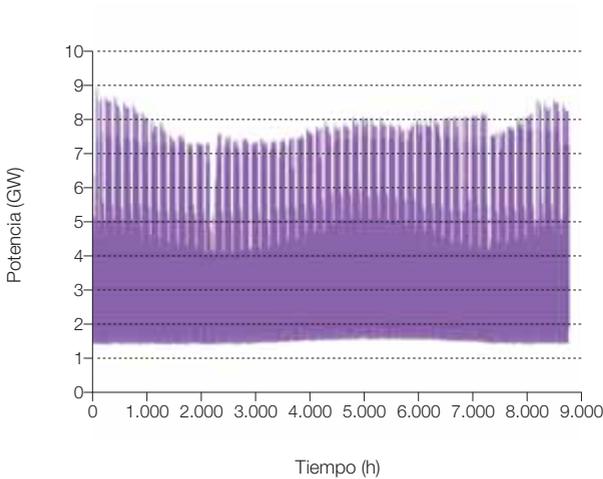


Figura 653. Demanda cronológica de electricidad del total del parque de edificios terciario en el contexto E3.0 para el año 2050.



batería, existe una gran parte de la demanda de energía final en forma de hidrógeno, y una contribución significativa de biocombustibles.

Por lo que respecta a la demanda de electricidad, es preciso distinguir entre la demanda directa de electricidad (tren, metro) y la que se suministra por medio de la recarga

de baterías. La figura 655 recoge esta descomposición para el contexto E3.0 y el año 2050.

Por lo que respecta a la distribución horaria de la demanda eléctrica para transporte, distinguimos, por un lado, la distribución horaria del servicio de movilidad, que consideramos

Figura 654. Estructura de la demanda de energía final del subsector transporte en el contexto E3.0 y el año 2050.

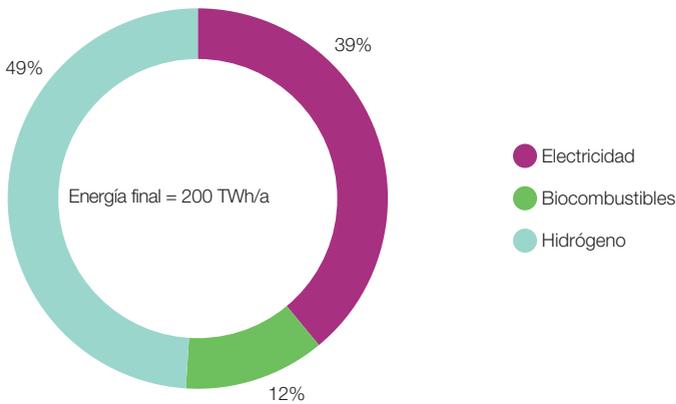
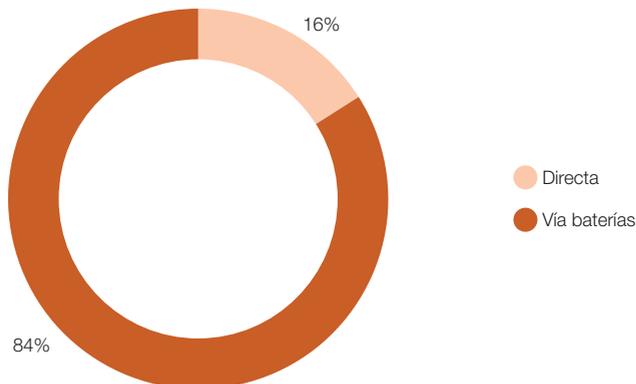


Figura 655. Estructura de la demanda final de electricidad para transporte en el contexto E3.0 y el año 2050, diferenciando entre la electricidad de consumo directo (tren, metro), y la suministrada para recargar las baterías de los EVs.



inflexible⁹⁸⁸, y por otro lado la demanda horaria de recarga de las baterías.

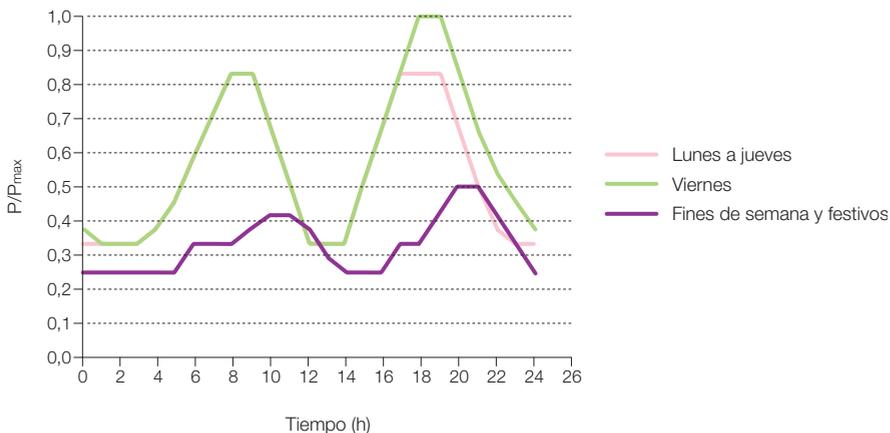
Puesto que no hemos localizado información sobre la distribución horaria de la demanda de movilidad, vamos a establecer una hipótesis sobre la misma, y dada la limitación en la precisión de su caracterización, la consideraremos común para los contextos BAU y E3.0. Resultaría muy conveniente poder enriquecer este análisis con información más detallada sobre la distribución horaria de la demanda de movilidad, pero su desarrollo queda fuera del alcance de este estudio.

La figura 656 recoge la modulación horaria empleada como primera aproximación para la demanda de movilidad eléctrica. Como puede verse, se distingue entre días laborables de lunes a jueves, el viernes y los fines de semana y festivos. La serie horaria anual correspondiente a esta modulación se aplicará tanto sobre la demanda de movilidad con electricidad directa, como sobre la demanda vía baterías en el caso V2G (integración de los EVs en el sistema eléctrico). Tal y

como comentábamos anteriormente, en el caso del V2G esta solicitud de demanda de movilidad se adaptará dinámicamente⁹⁸⁹ a lo largo del año para convertirse en una demanda de electricidad efectiva sobre el sistema eléctrico mediante los procesos de carga y descarga de los vehículos eléctricos⁹⁹⁰.

En el caso de la recarga BAU de los EVs, en la que se realiza la recarga de las baterías sin interacción bidireccional en un horario fijo asociado a la curva de carga actual del sistema eléctrico, la modulación horaria de la demanda eléctrica de los vehículos dotados de baterías queda totalmente desacoplada de la demanda de movilidad. Esta opción representa una recarga lenta (baja potencia de conexión), que se extiende sobre un periodo relativamente prolongado de tiempo. De las curvas de carga actuales del sistema eléctrico, podemos deducir que el valle se extiende de 23 h a 9 h, con un mínimo no simétrico a las 5 h. Basándonos en esta información, la modulación horaria de la recarga BAU de las baterías de los EVs que hemos adoptado es la recogida en la figura 657.

Figura 656. Modulación horaria de la demanda de movilidad para los modos eléctricos de transporte.

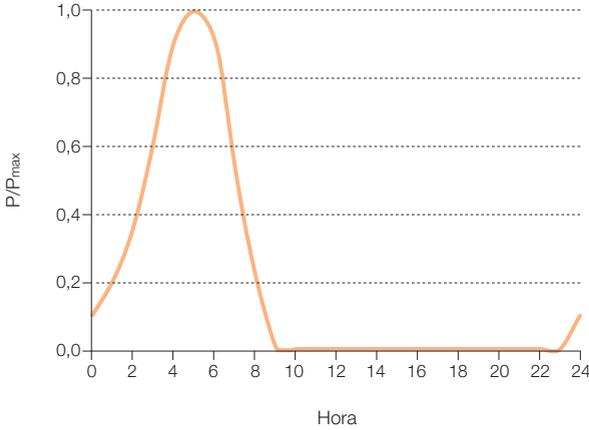


988 Esta hipótesis consideramos que es conservadora en el sentido en que cabe esperar que en el marco de un sistema económico y social inteligente, la demanda de movilidad pudiera responder en cierta medida a las posibilidades del sistema energético. Sin embargo, a pesar de la rigidez de la demanda de movilidad, la existencia de las baterías proporciona un cierto grado de flexibilidad a la demanda de energía para el transporte.

989 Por este motivo, para el caso V2G no existe una curva de carga determinista que se pueda predecir a priori.

990 Debe tenerse en cuenta que para los procesos de carga/descarga por inducción ya se están planteando, e incluso ofertando, opciones de interacción V2G dinámica, en la que el EV interactúa con la red eléctrica estando en marcha, por lo que el desacoplamiento que introduce la V2G estática al requerir que el vehículo esté estacionado se va diluyendo. Idealmente, la interacción óptima del EV con la red debe estar gobernada por los requerimientos del sistema eléctrico y de movilidad, independientemente de que el vehículo se encuentre estacionado o en marcha.

Figura 657. Modulación horaria del proceso de recarga nocturna de las baterías de los vehículos eléctricos.



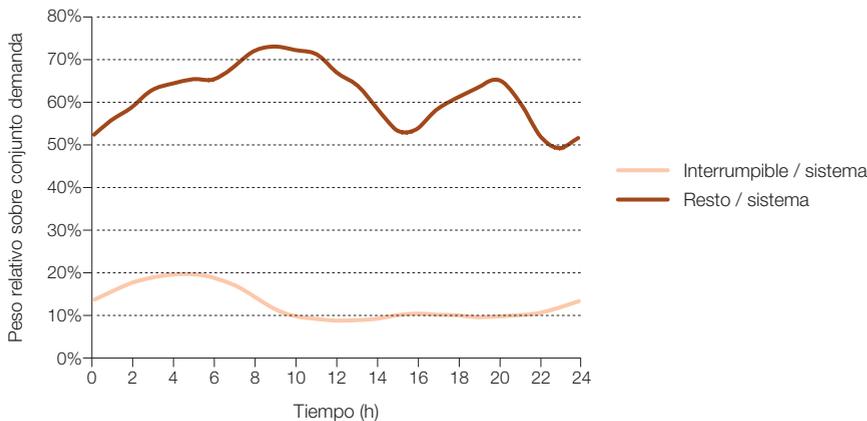
5.4.2.3 Resto de subsectores

Para el subsector industrial y el resto de subsectores energéticos tampoco hemos localizado información detallada de la estructura de consumo horario, y dado que queda fuera del alcance de este estudio el desarrollarla, hemos adoptado una primera aproximación⁹⁹¹

basada en los resultados del proyecto INDEL⁹⁹², pero resultaría muy conveniente enriquecer este análisis con una información más detallada de la estructura horaria de estos consumos de electricidad.

La figura 658 recoge la evolución horaria del peso relativo sobre la demanda total de

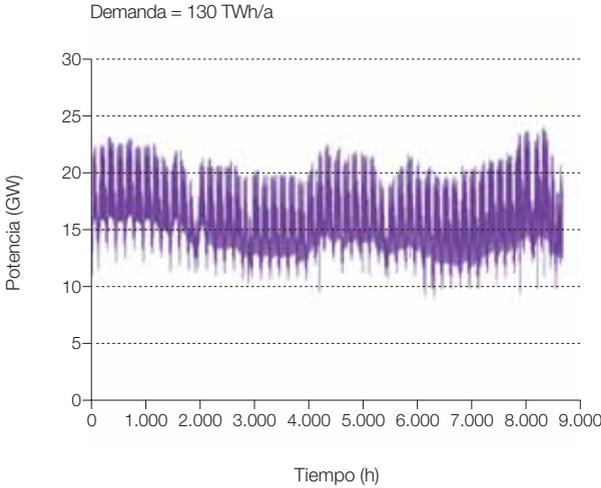
Figura 658. Evolución horaria del peso relativo sobre la demanda eléctrica del sector industrial interrumpible y del resto de consumos industriales y de servicios (resto), según resultados del proyecto INDEL.



⁹⁹¹ Es de notar que dada la creciente electrificación planteada para el contexto E3.0, la caracterización de la distribución horaria de la demanda en sectores como el industrial debería ir más allá de la demanda de electricidad para abarcar la demanda total de energía final.

⁹⁹² REE, "Atlas de la demanda eléctrica Española. Proyecto INDEL, 1998.

Figura 659. Distribución horaria de la demanda de electricidad para los subsectores industria, primario y servicios, en el contexto E3.0 para el año 2050.



electricidad de la demanda de las industrias interrumpibles, y la demanda del resto de consumos industriales y de servicios.

En estas condiciones, la distribución horaria resultante de la demanda de electricidad en los sectores industria, primario y servicios públicos en el contexto E3.0 para el año 2050 es la que se aprecia en la figura 659.

5.5. Cobertura de demanda BAU

En este punto, partiendo de los escenarios de demanda y costes anteriormente presentados, vamos a proceder a analizar la cobertura de la demanda en el contexto BAU, con el objetivo final de determinar los costes relativos y absolutos asociados a esta cobertura de la demanda.

En el contexto de demanda BAU, el caso principal a considerar es aquel asociado a un mix de generación BAU. Sin embargo, adicionalmente desarrollaremos un caso correspondiente a la cobertura de la demanda BAU con un mix de generación 100% renovable. Este caso nos permitirá disponer de una cuantificación de las implicaciones de acometer una transición de nuestro sistema energético hacia un sistema 100% basado en energías renovables, pero con un planteamiento exclusivamente gobernado desde el lado de la oferta, en el que el despliegue de eficiencia e inteligencia en el sistema energético no

acompañan a la introducción de energías renovables. Por tanto, este caso con cobertura renovable de la demanda BAU bien podría considerarse como el BAU de introducción de renovables en el que nos encontramos inmersos. El hecho de tener esta opción cuantificada, nos permitirá extraer unas conclusiones más claras del efecto asociado a los despliegues de inteligencia y eficiencia por el sistema energético.

5.5.1 Cobertura de la demanda con generación BAU

En este punto recogemos el análisis correspondiente a la cobertura de la demanda BAU con generación BAU.

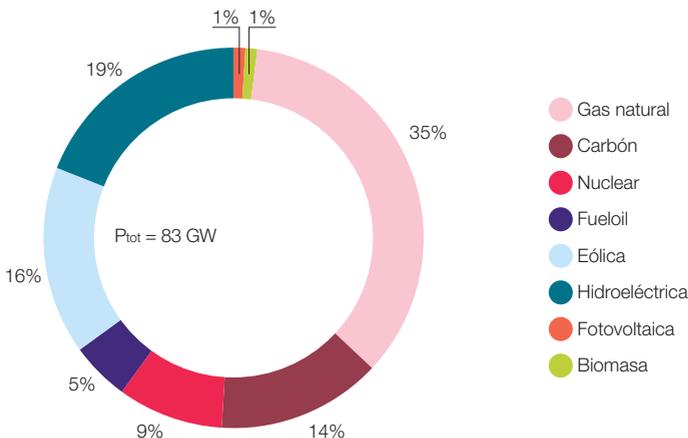
5.5.1.1. Electricidad BAU

La estructura de los mix de generación eléctrica BAU, para los años 2007 y 2050, y tanto en términos de potencia instalada como de

contribución a la cobertura de la demanda se encuentra en las figuras 660 a 663.

Por lo que respecta al mix BAU para el año 2050, toma como punto de partida el escenario para el año 2020 elaborado⁹⁹³ en 2010 por la subcomisión de análisis de la estrategia energética española, que incrementa las potencias para cubrir la demanda BAU 2050, y reduce los factores de capacidad de las tecnologías “convencionales” para regular la creciente participación renovable, y de las renovables por no conseguir integrar toda su capacidad de generación como consecuencia de la rigidez del sistema.

Figura 660. Estructura de la potencia del mix de generación eléctrica para el BAU en 2007.



⁹⁹³ Comisión de Industria, Turismo y Comercio, "Informe de la subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años", Congreso de los Diputados, noviembre 2010.

Figura 661. Estructura de la generación eléctrica para el mix BAU en 2007.

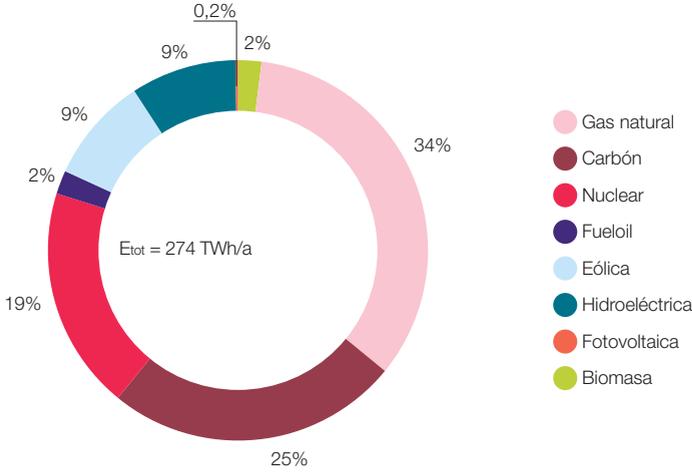


Figura 662. Estructura de la potencia del mix de generación eléctrica para el BAU en 2050.

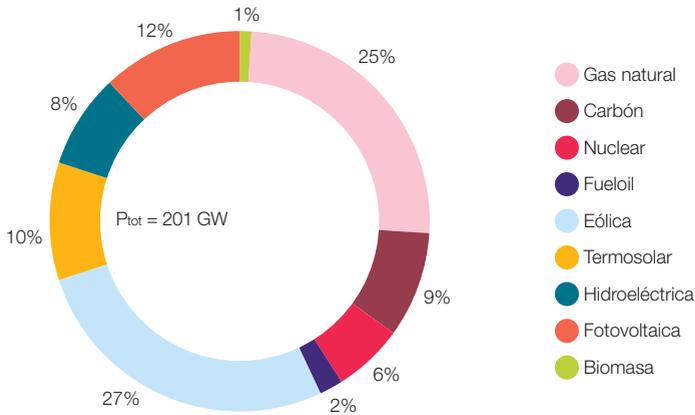
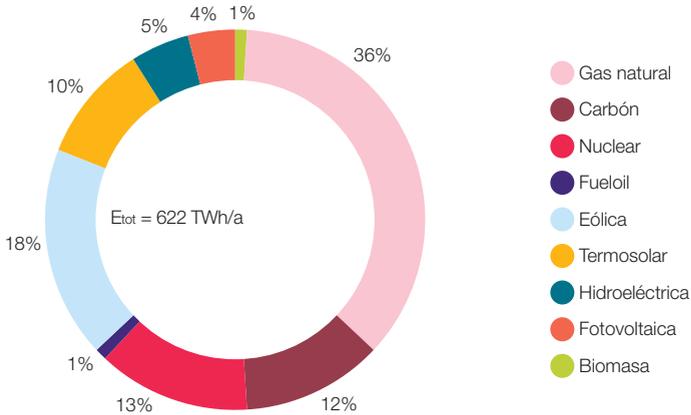


Figura 663. Estructura de la generación eléctrica para el mix BAU en 2050.

La generación eléctrica mostrada es en barras de central, e incluyen los efectos del bombeo hidroeléctrico.



5.5.1.2 Combustibles BAU para uso no eléctrico

En este punto recogemos la estructura del consumo de combustibles adicionales a los empleados para generación de electricidad, necesarios para cubrir la demanda BAU.

En las figuras 664 y 665 mostramos la estructura del consumo de combustibles adicionales a los empleados para la generación eléctrica en el contexto BAU para los años 2007 y 2050. Los resultados para el año 2007 se corresponden a distribuir la demanda en la fecha inicio del desarrollo de los escenarios según los repartos porcentuales correspondientes al balance de la AIE para el año 2007. En ambos casos se excluyen las aportaciones de la energía solar térmica, cuyo efecto será sin embargo incorporado para la evaluación de costes.

Figura 664. Estructura del consumo de combustibles en el BAU 2007.

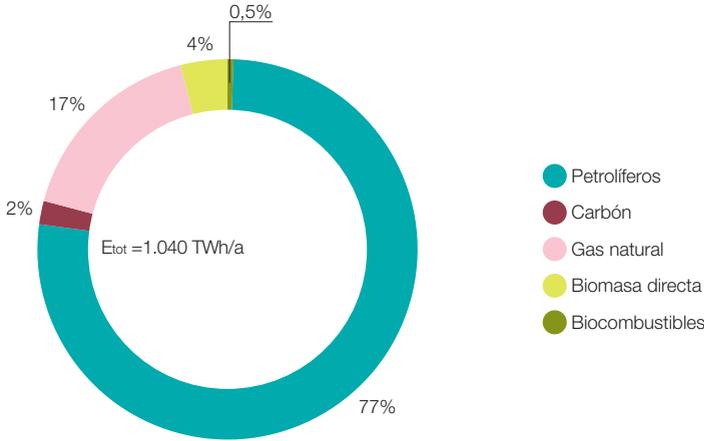
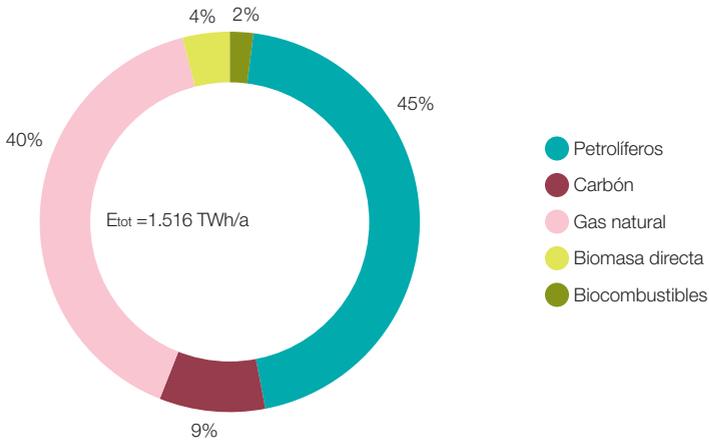


Figura 665. Estructura del consumo de combustibles en el BAU 2050.



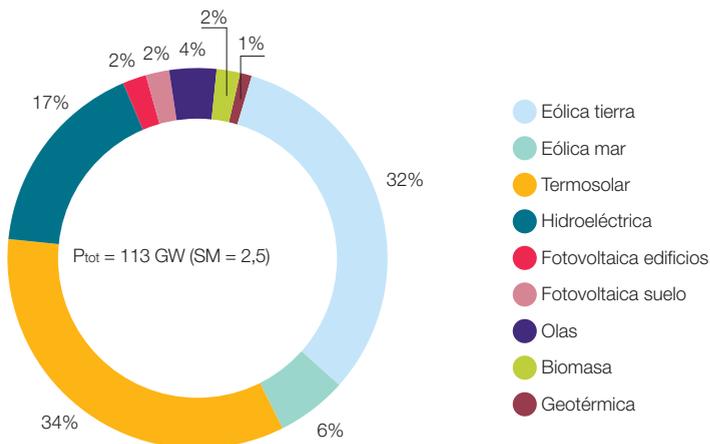
5.5.2 Cobertura de la demanda con generación renovable

En este caso, partimos de la demanda BAU y procedemos a analizar la cobertura de dicha demanda con un sistema de generación 100% renovable.

El planteamiento para la cobertura de la demanda en este caso es el de integración vía electricidad apuntado en el informe R100% (GP, 2007), en el cual el excedente de la capacidad de generación asociada a la cobertura de la demanda de electricidad directa se emplea para producir hidrógeno, que da cobertura al grueso de la demanda de combustibles en el contexto BAU. Por tanto, partiendo de un mix de generación renovable con capacidad de dar cobertura a la demanda directa de electricidad, procedemos a sobredimensionar su capacidad de generación hasta que el excedente de capacidad de generación eléctrica proporcione la electricidad necesaria para generar el hidrógeno requerido.

El punto de partida para el desarrollo del análisis de la cobertura de la demanda en el contexto BAU, es el mix de generación presentado en el informe R100% como mix-27⁹⁹⁴, y que obedecía a un caso con diversidad tecnológica⁹⁹⁵ que proporcionaba capacidad de cobertura total de la demanda. Para el escenario de demanda correspondiente al informe R100%, el mix-27 dotado de 1,5 TWh de capacidad de acumulación, tenía un múltiplo solar⁹⁹⁶ de $SM = 2,5$, y proporcionaba una cobertura total de la demanda⁹⁹⁷ ($SF = 100\%$). La regulación de este mix-27 para cubrir la demanda conducía a una disipación de capacidad de generación equivalente al 34% de la demanda eléctrica que cubriría⁹⁹⁸. Los costes específicos⁹⁹⁹ y normalizados de la energía proporcionada por este mix-27 en los instantes inicial y final del periodo considerado^{1.000} eran de $LEC_{2007} = 14,8$ c€-2007/kWh y $LEC_{2050} = 5,1$ c€-2007/kWh. La figura 666 reproduce la distribución de potencia instalada en este mix-27, mientras que la figura 667 reproduce la estructura de su generación, todo

Figura 666. Potencia instalada en el mix-27 del estudio R100% (GP, 2007). Este mix ha sido el adoptado como punto de partida para el análisis de la cobertura de la demanda con renovables en el contexto BAU.



994 Los resultados de este mix se pueden encontrar en las págs. 347-351 del informe R100% (GP, 2007).

995 En R100% se presentaban también otros mix con capacidad de cobertura del 100% de la demanda eléctrica y con un coste sensiblemente inferior, obtenidos mediante un proceso de optimización acoplada de la expansión de la generación y el despacho de energía. Sin embargo, estos mix "óptimos" desde un punto de vista económico eran por lo general mix de generación bastante menos diversos.

996 Al igual que en el informe R100% (GP, 2007), vamos a emplear el múltiplo solar (SM) para caracterizar el tamaño relativo del mix de generación considerado en relación a la demanda. El SM lo definimos como el cociente entre la potencia nominal del mix de generación, y el máximo de la demanda horaria a la que se somete el mix de generación.

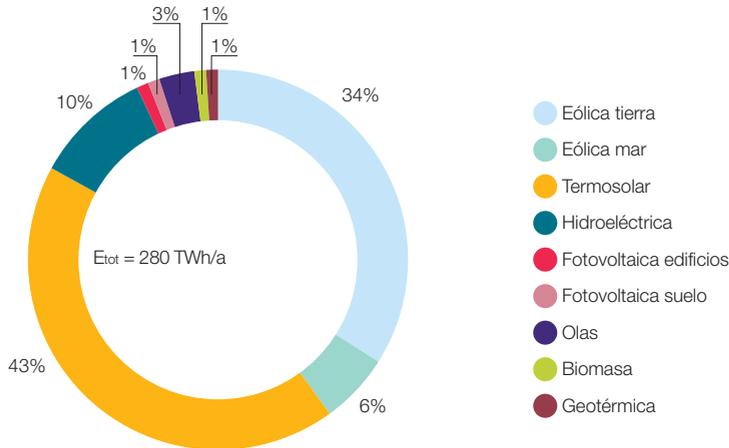
997 Al igual que en el informe R100% (GP, 2007), vamos a emplear la fracción solar (SF) para indicar el grado de cobertura de la demanda. La SF la definimos como el cociente entre la cobertura de la demanda proporcionada por el mix de generación considerado, y la demanda total.

998 Este excedente de capacidad de generación es el que se puede redireccionar hacia la producción de hidrógeno en el caso de integrar el sistema energético.

999 En este caso referidos a energía en barras de central.

1.000 Estos costes no coinciden exactamente con los presentados en el informe R100% porque hemos realizado diversas adaptaciones para expresarlos en términos compatibles con este informe: conversión de €-2003 (la unidad de costes empleada en el informe R100%) a €-2007 (la unidad de costes empleada en este informe); trasladar el instante inicial desde el año 2003 (empleado en el informe R100%) al año 2007 (el adoptado para este informe).

Figura 667. Generación eléctrica con en el mix-27 del estudio R100% (GP, 2007). Este mix ha sido el adoptado como punto de partida para el análisis de la cobertura de la demanda con renovables en el contexto BAU.



ello al someterlo a la demanda del escenario 2050 considerada en el informe R100% (GP, 2007), que es el que se desarrolló en el informe R2050 (GP, 2005).

Sin embargo, es preciso adaptar este mix de generación para su aplicación al escenario BAU de este informe. En efecto, por un lado, la demanda de electricidad del escenario BAU de este informe es considerablemente superior^{1.001} a la del escenario empleado en el informe R100% (GP, 2007), por lo que el mix-27 no tendría capacidad de cubrir la demanda de electricidad directa. Pero además, ahora estamos planteando un sistema energético integrado, en el cual, el mix de generación renovable debe tener capacidad de cubrir el grueso de la demanda de combustibles además de la demanda eléctrica directa.

Para ilustrar este hecho, la figura 668 muestra el resultado del análisis de la cobertura de la demanda del mix-27 al someterlo a la demanda de electricidad directa del escenario BAU para el año 2050 desarrollado en este

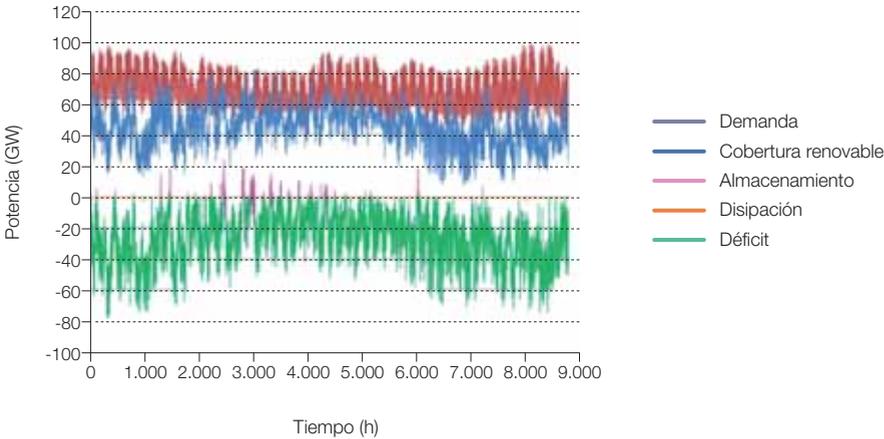
informe. El múltiplo solar de este mix con la demanda BAU 2050 ahora considerada se ve reducido a $SM = 1,1$, y la cobertura de la demanda de electricidad directa que nos proporciona se ve reducida a $SF_{\text{electricidad}} = 64,3\%$, con una disipación nula de la capacidad de generación, lo cual proporciona una cobertura de la demanda total del sistema integrado de $SF_{tot} = 10,9\%$, y una generación relativamente elevada de la potencia de biomasa instalada, que opera con un $CF = 95,4\%$ consumiendo 63 TWh/a de biomasa. En la figura 668 también podemos apreciar la distribución horaria del déficit^{1.002} de cobertura de la demanda de electricidad directa, extendida a todo el año y alcanzando potencias pico del orden de 80 GW, además de la escasa participación de la capacidad de acumulación, consecuencia directa del fuerte infra dimensionado de este mix en relación a la demanda a la que se encuentra sometido^{1.003}.

1.001 Como consecuencia de varios factores, siendo los principales: escenario poblacional muy superior, mayor electrificación de todos los sub-sectores energéticos, y una metodología bastante más detallada para elaborar los escenarios.

1.002 Presentado en el eje negativo para poder observarlo claramente.

1.003 Otra información presentada en los pies de figura para cada uno de estos mix de generación es el múltiplo solar (SM), la cobertura de la demanda eléctrica ($SF_{\text{electricidad}}$), la cobertura de la demanda total (SF_{tot}), la fracción de la generación que se disipa por ausencia de integración del sistema energético (F_{disipada}), y la ocupación del territorio como porcentaje del área total del territorio peninsular ($A_{\text{territorio}}$). Por lo que respecta a la ocupación del territorio se debe resaltar que solo se ha considerado la instalación de generación renovable en los espacios actualmente no empleados para otro uso (incluidos entre estos las figuras de protección ambiental, que suponen el 28% del territorio), según los criterios y resultados del informe (R2050, 2005) dedicado al análisis del potencial de las energías renovables en la España peninsular. El valor mostrado de ocupación del territorio incluye tanto el efecto de las instalaciones de generación como el de las T&D eléctrica.

Figura 668. Análisis de la cobertura de la demanda del mix-27 del informe R100% (GP, 2007) al someterlo a la demanda de electricidad directa del escenario BAU de este informe. $SM = 1,1$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 64,3\%$; $SF_{tot} = 10,9\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $A_{territorio} = 3,2\%$.



Por tanto, en primera instancia procedemos a incrementar la potencia instalada con vistas a obtener un mix de generación con capacidad para dar cobertura a la demanda de energía eléctrica directa BAU 2050. Para incrementar

la potencia instalada, hemos tenido en cuenta el potencial y costes de las distintas tecnologías recogidas en los informes R2050 (GP, 2005) y R100% (GP, 2007), que empuja la potencia fotovoltaica hacia valores más elevados

Figura 669. Distribución de potencia instalada por el mix-3b orientado a la cobertura de la demanda de electricidad directa BAU 2050. $SM = 2,2$; $C = 3$ TWh; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 97,2\%$; $SF_{tot} = 16,5\%$; $F_{disipada} = 26,7\%$; $A_{territorio} = 5,5\%$; $LEC_{2007} = 17,6$ c€/2007/kWh; $LEC_{2050} = 6,2$ c€/2007/kWh.

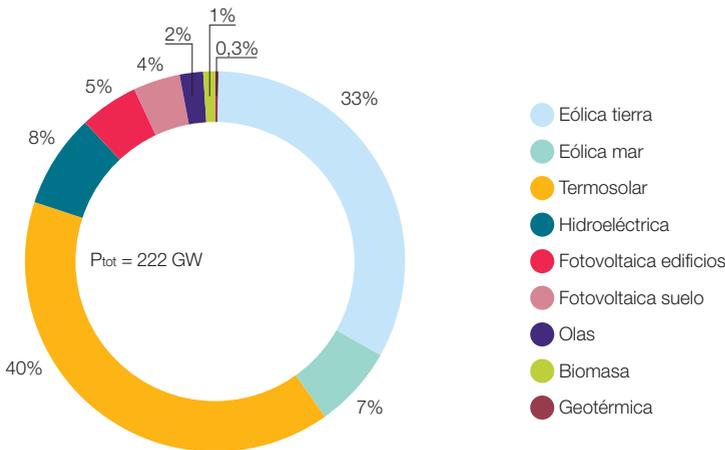


Figura 670. Distribución de generación por el mix-3b orientado a la cobertura de la demanda de electricidad directa BAU 2050. SM = 2,2; C = 3 TWh; SF_{eléctrica} = 97,2% ; SF_{tot} = 16,5% ; F_{disipada} = 26,7% ; A_{territorio} = 5,5% ; LEC₂₀₀₇ = 17,6 c€-2007/kWh; LEC₂₀₅₀ = 6,2 c€-2007/kWh.

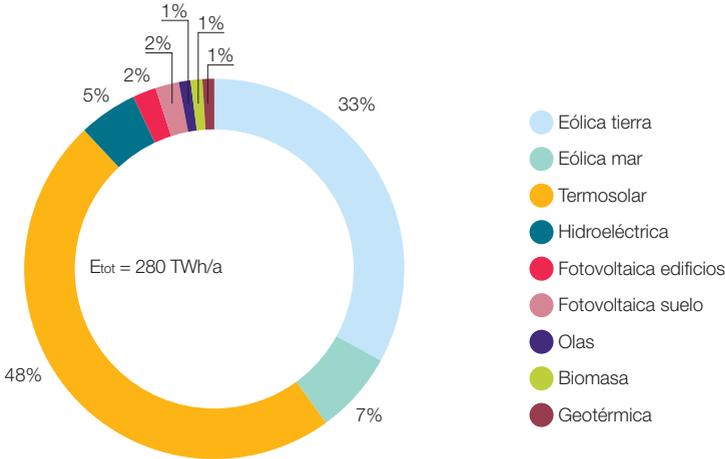
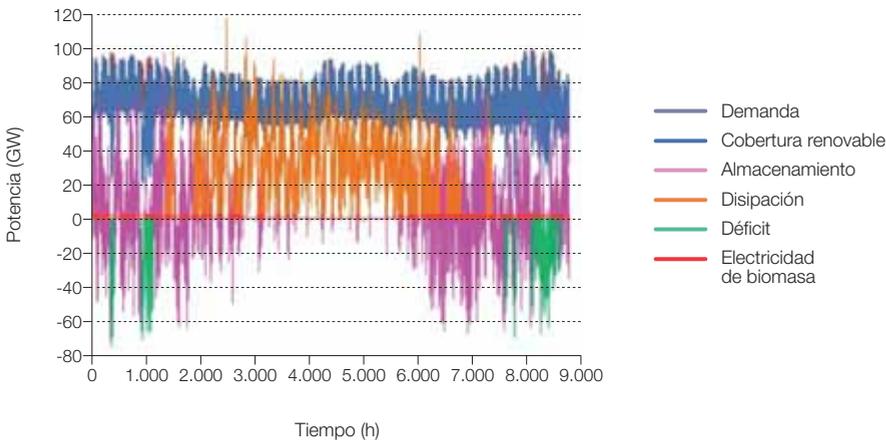


Figura 671. Cobertura de la demanda para el mix-3b. Capacidad de generación orientada a la cobertura de la demanda eléctrica BAU 2050. SM = 2,2; C = 3 TWh; SF_{eléctrica} = 97,2% ; SF_{tot} = 16,5% ; F_{disipada} = 26,7% ; A_{territorio} = 5,5% ; LEC₂₀₀₇ = 17,6 c€-2007/kWh; LEC₂₀₅₀ = 6,2 c€-2007/kWh.



de potencia instalada, para recoger su evolución en los últimos años y los objetivos actuales de despliegue de esta tecnología. A este mix lo vamos a denominar mix-3b. La figura 669 nos muestra la distribución de potencia instalada por este mix-3b, que con 222 GW alcanza un $SM = 2,2$, y además implementa una capacidad de acumulación eléctrica de 3 TWh. La figura 670 nos muestra la distribución de la generación de este mix, que con una generación en barras de central de 600 TWh/a proporciona una $SF_{\text{eléctrica}} = 97,2\%$ y una disipación por requerimientos de regulación del 26,7% de la demanda eléctrica a la que está sometido ($F_{\text{disipación}} = 26,7\%$). La cobertura total de la demanda en ausencia de integración del sistema energético sería de $SF_{\text{tot}} = 16,5\%$, y los correspondientes costes normalizados de generación eléctrica vendrían caracterizados por $LEC_{2007} = 17,6$ c€/2007/kWh y $LEC_{2050} = 6,2$ c€/2007/kWh.

La figura 671 nos muestra el análisis de la cobertura de la demanda de electricidad directa para el mix-3b.

Como podemos apreciar, el déficit de cobertura de la demanda se encuentra bastante localizado al inicio y al final de año, lo que representa en términos energéticos una proporción pequeña de la demanda (2,8%), pero requiere potencias elevadas para su cobertura. Por tanto, la cobertura de este déficit se podría cubrir de forma efectiva con un mecanismo de flexibilización de la generación, como es la hibridación con biomasa de la capacidad de generación asociada a las centrales termosolares. Las elevadas potencias de carga y descarga del almacenamiento que podemos apreciar en esta figura, implican que la capacidad de acumulación termosolar^{1.004} debe participar en la regulación del sistema, y apoyar al bombeo hidroeléctrico instalado. Por último, esta figura nos muestra también la

distribución temporal de la capacidad de generación disipada para regular el sistema eléctrico. Esta disipación es la que se trataría de integrar con el resto del sistema para producir hidrógeno. Sin embargo, esta disipación asciende en el mix-3b a 165 TWh/a, y se requiere una generación adicional de 2877 TWh/a para alcanzar una cobertura completa del total de la demanda de energía ($SF_{\text{tot}} = 100\%$). Este gran exceso de capacidad de generación adicional para cubrir la demanda del BAU en 2050, traerá como consecuencia el requerimiento de un gran sobredimensionado del parque de generación, lo cual proporciona a su vez un mecanismo adicional de flexibilidad y regulación para la cobertura de la demanda eléctrica, haciendo que la hibridación termosolar pueda resultar innecesaria para el mix-3b, con lo que sus costes de generación eléctrica se reducirían a $LEC_{2007} = 15,3$ c€/2007/kWh y $LEC_{2050} = 5,0$ c€/2007/kWh.

Por último, la figura 672 muestra la evolución del estado de carga ($FSOC^{1.005}$) de la acumulación eléctrica para el caso-3b. Como podemos observar, a principio y a final del año, la capacidad de acumulación se llega a vaciar^{1.006}, mientras que en la parte central del año se encuentra totalmente llena y por tanto no puede absorber el exceso de capacidad de generación, lo que contribuye a que la disipación se centre en esta parte del año.

Como hemos visto en el caso-3b anteriormente presentado, la cobertura de la demanda total en el BAU 2050 basada en energías renovables exige un sobredimensionado considerable del parque generador. Para obtener una primera aproximación a la potencia adicional necesaria, hemos partido del mix de potencia adicional reflejado en la figura 673, que reproduce el potencial y estructuras de coste de las distintas tecnologías, si bien

1.004 El diseño de la central termosolar que se empleó para caracterizar la capacidad de generación horaria y los costes de esta tecnología en el informe RE100% (GP, 2007) contaba con 15 h de acumulación.

1.005 FSOC (fractional state of charge), representa en términos relativos a la capacidad de acumulación total el estado de carga de la acumulación.

1.006 Alcanzando el estado de carga mínimo (10%) que hemos admitido para mantener un cierto nivel de seguridad de operación.

Figura 672. Evolución de la capacidad de acumulación del sistema eléctrico para el mix-3b. Capacidad de generación orientada a la cobertura de la demanda eléctrica BAU 2050. SM = 2,2; C = 3 TWh; SF_{eléctrica} = 97,2% ; SF_{tot} = 16,5% ; F_{dissipada} = 26,7% ; A_{territorio} = 5,5%; LEC₂₀₀₇ = 17,6 c€/2007/kWh; LEC₂₀₅₀ = 6,2 c€/2007/kWh.

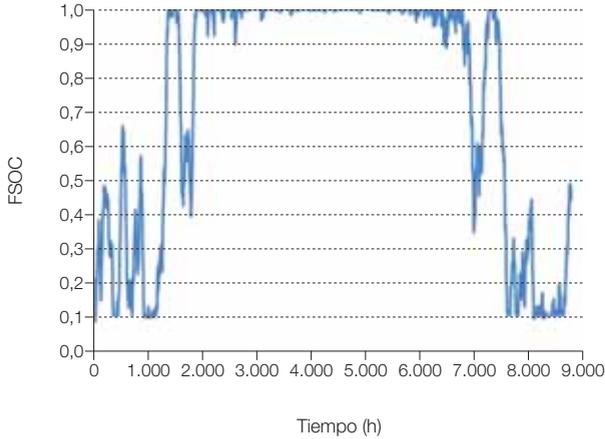
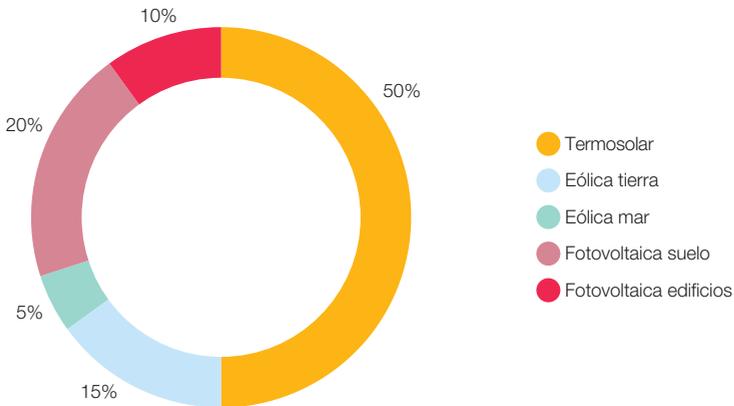


Figura 673. Estructura del mix de generación de potencia adicional necesaria para cubrir el total de la demanda de hidrógeno.



fuerza más allá de lo económicamente justificable la participación de la fotovoltaica para reflejar la gran capacidad de despliegue que esta tecnología ha demostrado durante los últimos años.

Figura 674. Distribución de la potencia instalada en el mix-4b2 dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. SM = 10,6; C = 1,5 TWh; SF_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{disipada} = 0%; A_{territorio} = 18,9%; LEC₂₀₀₇ = 15,5 c€-2007/kWh; LEC₂₀₅₀ = 4,4 c€-2007/kWh.

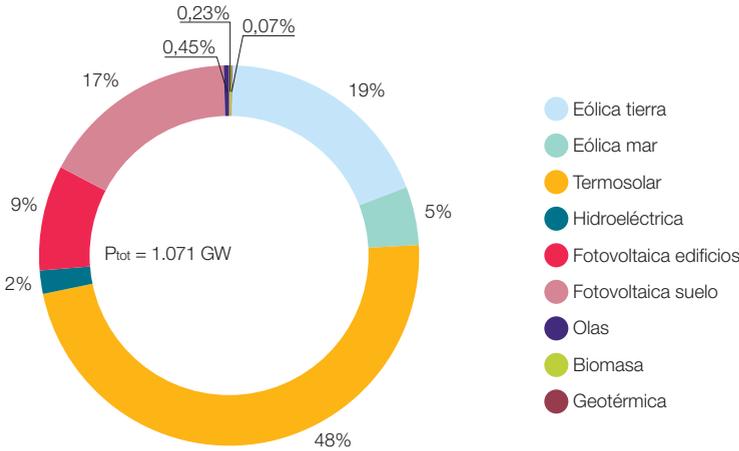
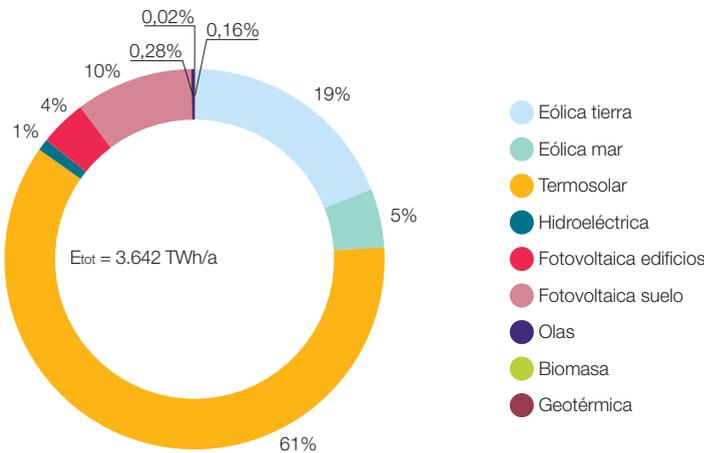


Figura 675. Estructura de la generación eléctrica del mix-4b2 dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. SM = 10,6; C = 1.5 TWh; SF_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{disipada} = 0%; A_{territorio} = 18.9%; LEC₂₀₀₇ = 15,5 c€-2007/kWh; LEC₂₀₅₀ = 4,4 c€-2007/kWh.



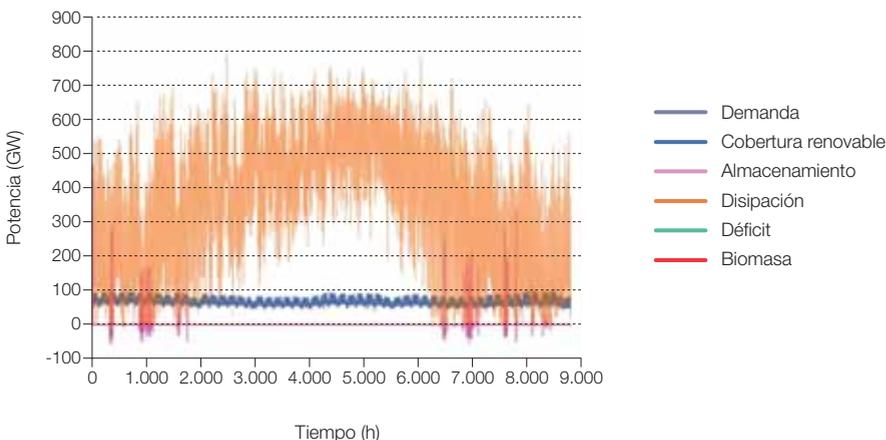
El caso-4b2 que recogemos a continuación, proporciona una cobertura total de la demanda ($SF_{\text{eléctrica}} = 100\%$; $SF_{\text{tot}} = 100\%$), para lo cual requiere la instalación de un múltiplo solar^{1.007} de $SM = 10,6$. La figura 674 nos presenta la estructura de la potencia instalada en el mix-4b2, con un total de 1071 GW, mientras que la figura 675 presenta la distribución de la cobertura de la demanda total de electricidad (directa y para generación de hidrógeno) entre las distintas tecnologías. El gran exceso de potencia para proporcionar cobertura de la demanda total, hace que no sean necesarios mecanismos de flexibilidad adicionales para la cobertura de la demanda eléctrica, como la hibridación termosolar, por lo que los costes de la electricidad producida serían en este caso^{1.008} de $LEC_{2007} = 15,5 \text{ c€-}2007/\text{kWh}$ y $LEC_{2050} = 4,4 \text{ c€-}2007/\text{kWh}$.

En la figura 676 reproducimos el resultado del proceso de análisis de la cobertura de la demanda de electricidad directa para el mix-

4b2. En esta figura apreciamos el dominio de la “disipación” del sistema eléctrico, que en este caso de sistema energético integrado se usa en su totalidad para producir el hidrógeno requerido.

El gran excedente de capacidad de generación del mix-4b2, en relación a la demanda de electricidad directa, proporciona la potencia “disipada” por el sistema eléctrico que mostrábamos en la figura anterior, y que actúa como suministro al sistema de generación de hidrógeno. Por tanto, para completar el análisis de la cobertura de demanda, es preciso analizar el proceso de generación y acumulación de hidrógeno a partir de esta potencia eléctrica “disipada”, con su correspondiente modulación horaria anual. En efecto, tanto la potencia de generación de hidrógeno (hidrolizador) a instalar, como la capacidad de acumulación de hidrógeno necesaria por el sistema, dependen de la distribución horaria de la potencia eléctrica disipada que es preciso

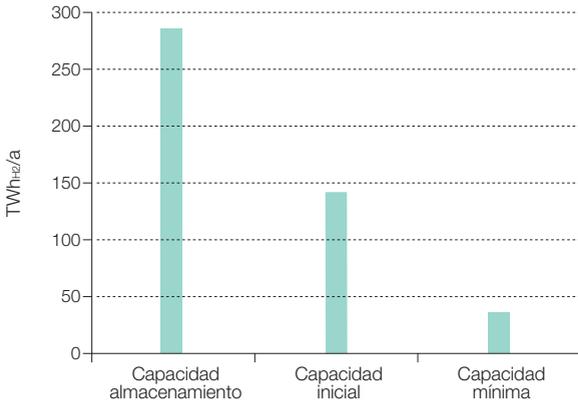
Figura 676. Cobertura de la demanda de electricidad directa para el mix-4b2, dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. $SM = 10,6$; $C = 1,5 \text{ TWh}$; $SF_{\text{eléctrica}} = 100\%$; $SF_{\text{tot}} = 100\%$; $F_{\text{disipada}} = 0\%$; $A_{\text{territorio}} = 18,9\%$; $LEC_{2007} = 15,5 \text{ c€-}2007/\text{kWh}$; $LEC_{2050} = 4,4 \text{ c€-}2007/\text{kWh}$.



1.007 Para facilitar la comparación entre todos los casos, el denominador del múltiplo solar siempre es el máximo horario de la demanda de electricidad directa a la que se ve sometido el mix de generación.

1.008 Si se quisiera instalar la capacidad adicional de regulación que proporciona la hibridación termosolar para la electricidad directa como elemento de seguridad de suministro, dado el gran sobredimensionado del mix de generación en relación a la demanda de electricidad directa, los costes de la electricidad se modificarían muy poco: $LEC_{2007} = 15,9 \text{ c€-}2007/\text{kWh}$ y $LEC_{2050} = 4,6 \text{ c€-}2007/\text{kWh}$.

Figura 677. Requerimientos de acumulación de hidrógeno, capacidad inicial y capacidad mínima anual del sistema de acumulación de hidrógeno, para el mix-4b2, dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. $SM = 10,6$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $A_{territorio} = 18,9\%$.



integrar para la generación de hidrógeno. Infra dimensionar la capacidad de generación de hidrógeno o la capacidad de acumulación del mismo, conduciría a la incapacidad de integrar toda la disipación eléctrica y, por tanto, al requerimiento de sobredimensionado adicional del parque generador para conseguir alcanzar la cobertura total de la demanda. La figura 677 recoge el resultado del proceso de dimensionado de la capacidad de acumulación de hidrógeno que permite obtener una cobertura total de la demanda ($SF_{tot} = 100\%$) para el mix-4b2. Como podemos observar se requieren 282 TWh_{H2} de capacidad de acumulación, equivalente a una reserva de 72 días, para no desperdiciar capacidad de generación proporcionada por el mix-4b2. Sin embargo, el estado de carga de la capacidad de acumulación va variando a lo largo del año, y alcanza un mínimo de 37 TWh_{H2} el 16 de febrero, correspondiente a una reserva de nueve días. A principio de año, la cantidad de hidrógeno almacenado es de 142 TWh_{H2}, equivalente a una reserva de 36 días.

La figura 678 presenta la evolución de la potencia de carga y descarga de la acumulación de hidrógeno (en términos eléctricos equivalentes), mientras que la figura 679 muestra la evolución del estado de carga de la reserva total de hidrógeno a lo largo del año. Adicionalmente, a esta capacidad de acumulación de hidrógeno se requiere una potencia total de generación de hidrógeno^{1.009} de 799 GW_e. El impacto de esta infraestructura de generación y acumulación de hidrógeno sobre el coste del total de la energía se presentará en el siguiente punto^{1.010}.

1.009 Nótese que esta potencia es superior a la máxima potencia de carga de la acumulación de hidrógeno debido a la simultaneidad entre generación y consumo.

1.010 Los costes que estamos proporcionando en este apartado se corresponden tan sólo a la producción de electricidad.

Figura 678. Evolución de las potencias de carga y descarga del sistema de acumulación de hidrógeno para el mix-4b2, dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. $SM = 10,6$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{dissipada} = 0\%$; $A_{territorio} = 18,9\%$.

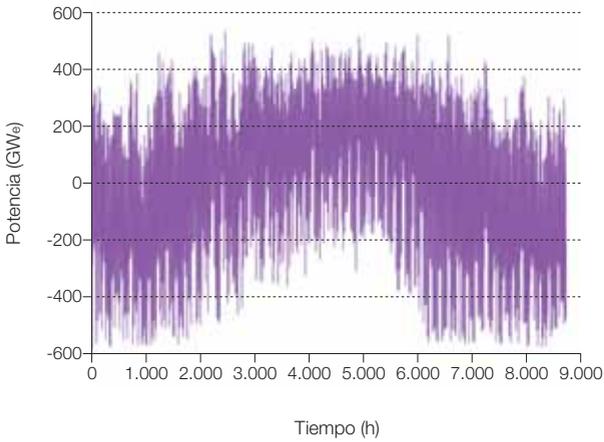


Figura 679. Evolución del estado de carga del sistema de acumulación de hidrógeno para el mix-4b2, dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. $SM = 10,6$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{dissipada} = 0\%$; $A_{territorio} = 18,9\%$.

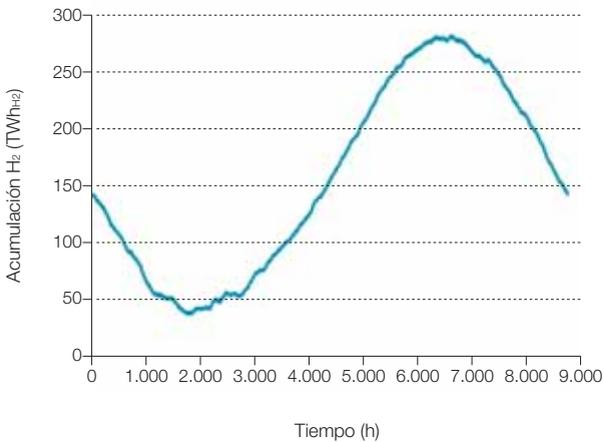
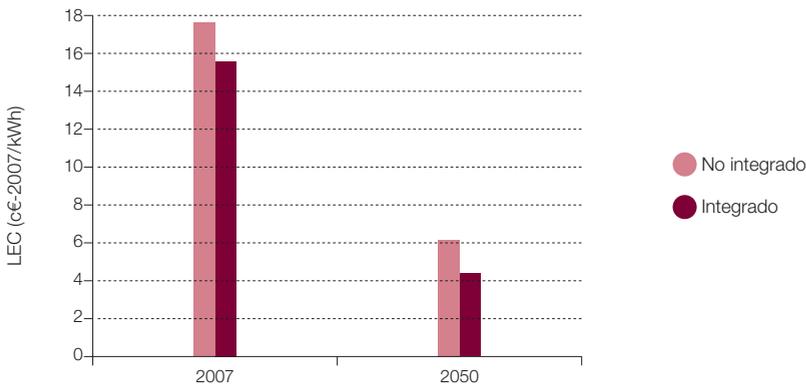


Figura 680. Comparativa de los costes normalizados de la producción de electricidad para el mix-3b (no integración del sistema energético) y el mix-4b2 (integración del sistema energético).



Para terminar con el análisis del mix-4b2 correspondiente a un sistema energético integrado, basado en energías renovables para la cobertura de la demanda BAU 2050, en la figura 680 recogemos la comparación de los costes normalizados de generación de electricidad entre el mix-3b (sistema energético no integrado) y el mix-4b2 (sistema energético integrado), donde podemos apreciar el beneficio de la integración energética asociado a evitar tener que disipar capacidad de generación de la potencia renovable instalada.

5.5.3 Coste total del sistema energético

En los apartados anteriores, junto al resultado de los procesos de análisis de la cobertura de la demanda, hemos presentado costes normalizados de la electricidad producida.

En este apartado nos vamos a centrar en evaluar los costes del total del sistema energético,

donde el coste de la electricidad producida es uno de los componentes, pero hay otros componentes como los combustibles fósiles adicionales a los empleados para generación de electricidad, la biomasa directa, los biocombustibles, la solar térmica, la capacidad de generación y de acumulación de hidrógeno y las emisiones, que contribuyen al coste total.

Los costes en los que estamos interesados son tanto los costes específicos por unidad de energía (LEC), como los costes absolutos. En efecto, desde el punto de vista de la evaluación de los efectos de las medidas de eficiencia e inteligencia que se incorporarán en el contexto E3.0, lo relevante es el coste anual absoluto asociado a la producción de energía, pues aunque el coste específico (LEC) resulte superior al desplegar eficiencia e inteligencia, es en el coste absoluto donde cabe esperar una reducción importante y, por tanto, donde se ven reflejadas las ventajas de estas medidas.

Al igual que en el apartado anterior, aquí nos limitaremos a proporcionar los costes para los extremos del periodo de tiempo considerado (años 2007 y 2050), en términos de dinero constante en el año 2007, y dejaremos para el siguiente apartado la presentación de los efectos de la evolución temporal de los costes, sobre los costes promedio en cada año y durante el periodo considerado.

A diferencia del apartado anterior, en el que los LEC se expresaron por unidad de energía producida (electricidad en barras de central), en este apartado vamos a referir los LEC a la energía final consumida.

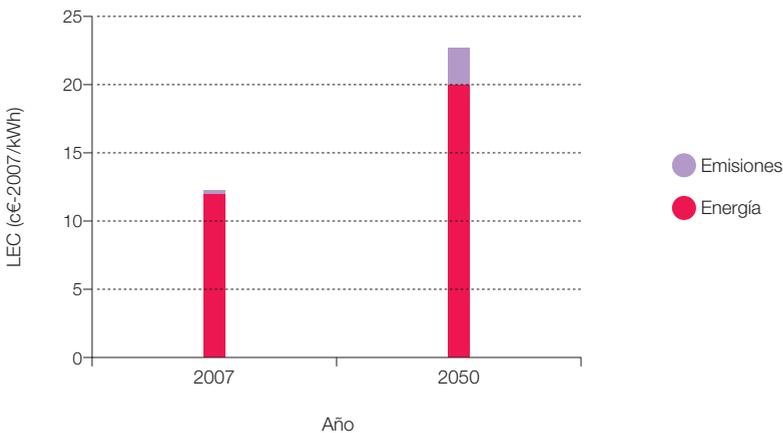
En la estructura de costes, vamos a diferenciar los costes correspondientes a la energía, y los asociados a las emisiones de CO₂. A su vez, diferenciaremos los costes correspondientes a la producción de electricidad, y los asociados al resto del consumo de energía final (principalmente dominados por los combustibles fósiles, pero con contribuciones de biomasa y solar térmica).

Las figuras 681 y 682 nos muestran la estructura de los costes específicos normalizados (LEC) para la producción de electricidad y para el resto del sistema energético, que abarca los combustibles fósiles, la biomasa y la solar térmica.

5.5.3.1 Generación BAU

En este punto recogemos los resultados relativos a la estructura de costes del contexto BAU con un sistema de generación BAU.

Figura 681. Estructura de los LEC para suministro de electricidad en el contexto de demanda BAU con generación BAU, y para los años 2007 y 2050. El LEC viene expresado en términos de energía final (en este caso electricidad).



El primer elemento que salta a la vista es el bajo peso de las emisiones^{1.011} en la estructura de costes para el año 2007: en estas condiciones es realmente difícil que la asignación de costes a las emisiones actúe como un *driver* del proceso de cambio del sistema energético. Para el año 2050, el coste específico de las emisiones es superior según el escenario adoptado, y además consideramos que no hay asignación de derechos de emisión y que todos los sectores deben pagar por sus emisiones.

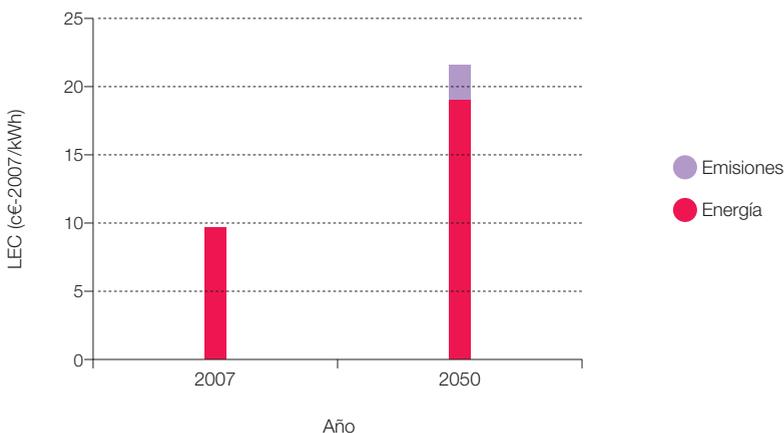
El segundo elemento relevante es el considerable incremento del coste específico en el año 2050 como consecuencia de la inflación incremental a la que se ven sometidos los combustibles fósiles que forman la base del suministro energético en este caso.

Por lo que respecta a la comparativa entre los costes específicos de la electricidad y del resto de componentes del sistema

energético, observamos cómo el coste de la electricidad es superior a la del resto de componentes energéticos, pero en el año 2050 la diferencia ya es pequeña, como consecuencia de la estabilización de los precios que tiene la contribución renovable en el sistema eléctrico, incluso con este sistema de generación BAU.

En las figuras anteriores mostrábamos el LEC asociado al suministro de electricidad y del resto de tipos de energía final. El denominador que definía estos LEC era el suministro final de la energía considerada. Pero el peso específico de la electricidad y del resto de energía sobre el suministro total de energía final total es bastante distinto, por lo que al analizar el LEC del conjunto del sistema energético^{1.012}, las contribuciones de la electricidad y del resto de tipos de energía final no serán homogéneas. En la figura 683 recogemos la estructura del LEC total del sistema energético para el contexto BAU.

Figura 682. Estructura de los LEC para suministro del resto de la energía aparte de la electricidad (principalmente combustibles fósiles, pero tienen contribuciones de biomasa y solar térmica) en el contexto de demanda BAU con generación BAU, y para los años 2007 y 2050. El LEC viene expresado en términos de energía final suministrada.



1.011 Esto es debido a que solo los sectores dentro del alcance de la directiva de comercio de emisiones se ven afectados, y dentro de estos, debido a la elevada asignación de derechos de emisiones en el año 2007, solo una pequeña cantidad de sus emisiones deben ser pagadas; para el sector de generación eléctrica, la asignación de derechos de emisiones fue del 82,3% de las emisiones, mientras que los sectores combustión e industrial tuvieron unas asignaciones superiores a sus emisiones. Además, el precio del CO₂ en el mercado durante el año 2007 era bajísimo. (Ministerio de Medioambiente, "Aplicación de la Ley 1/2005. Emisiones verificadas frente a asignaciones: año 2007", 2008).

1.012 En este caso, el denominador del LEC es el total del suministro de energía final.

Como podemos observar, en este contexto la electricidad es un componente secundario del coste total, dominando el resto de formas de energía final suministradas (principalmente los combustibles fósiles), motivo por el que la tendencia inflacionista de los combustibles fósiles repercute de forma muy

importante sobre el LEC total del sistema energético, de tal forma que para 2050 cabe esperar que el LEC total del sistema energético sea más del doble del que había en 2007 (a lo cual también contribuye el incremento de la contribución al coste total debida a las emisiones de CO₂).

Figura 683. Estructura de los LEC para suministro del total de energía final en el contexto de demanda BAU con generación BAU, y para los años 2007 y 2050. El LEC viene expresado en términos de energía final suministrada.

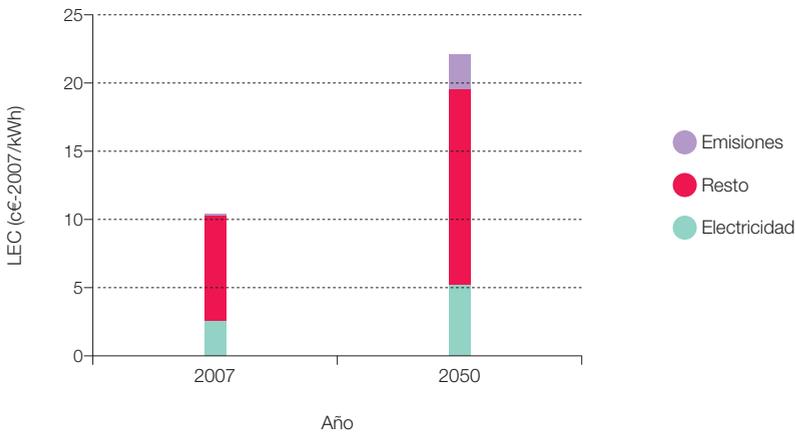


Figura 684. Estructura del coste total normalizado asociado al suministro de energía final en el contexto de demanda BAU con generación BAU, y para los años 2007 y 2050.

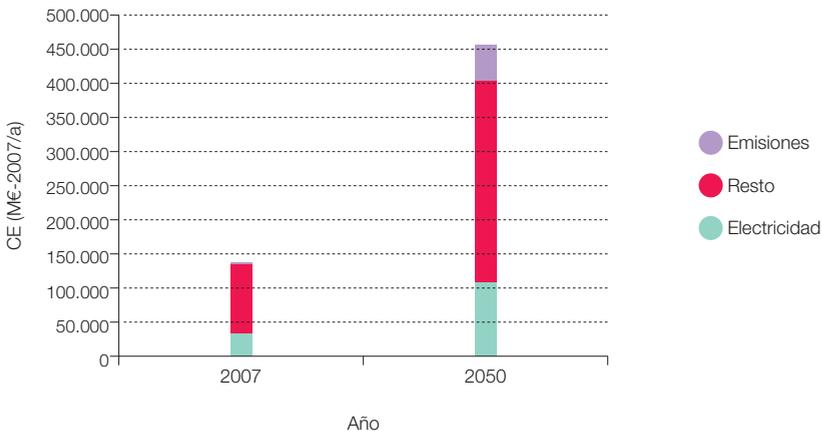


Figura 685. LEC del suministro de electricidad y del resto de tipos de energía final (principalmente combustibles fósiles, pero con contribuciones de biomasa y solar térmica), así como del conjunto del sistema energético, para el contexto BAU con generación BAU en el año 2007.

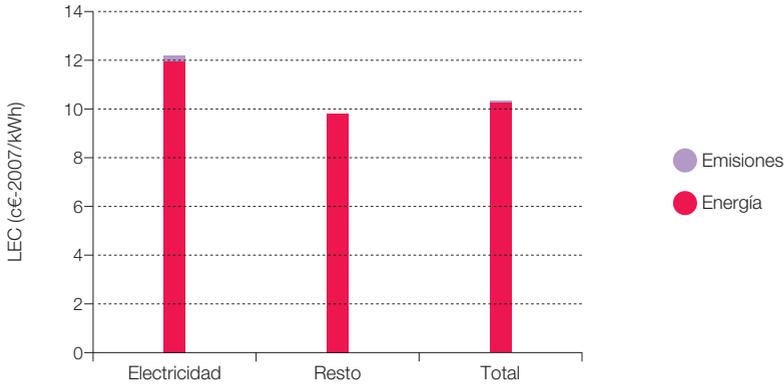


Figura 686. LEC del suministro de electricidad y del resto de tipos de energía final (principalmente combustibles fósiles, pero con contribuciones de biomasa y solar térmica), así como del conjunto del sistema energético, para el contexto BAU con generación BAU en el año 2050.

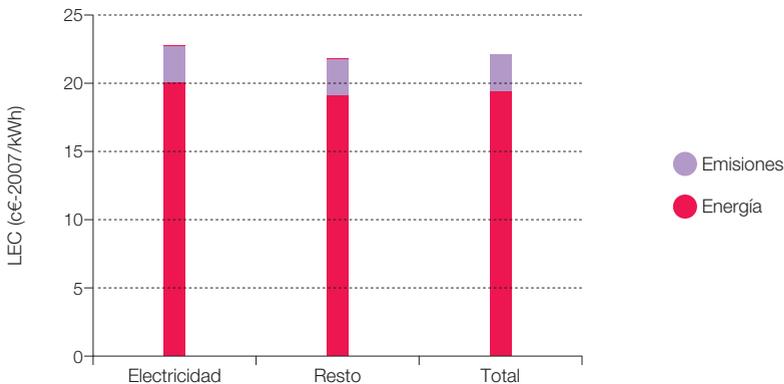


Figura 687. Coste total normalizado del suministro de electricidad y del resto de tipos de energía final (principalmente combustibles fósiles, pero con contribuciones de biomasa y solar térmica, para el contexto BAU con generación BAU en el año 2007).

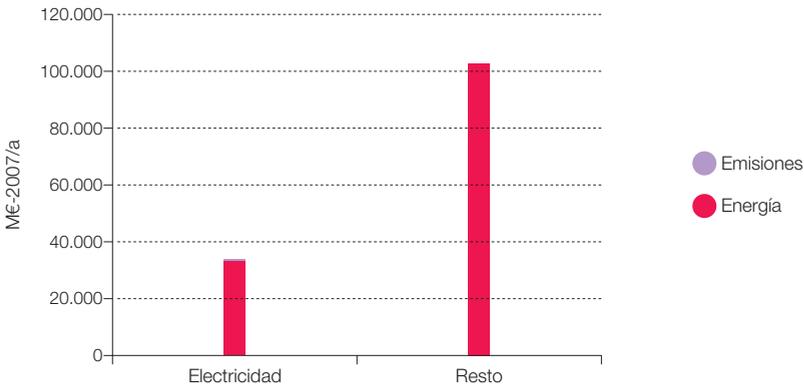
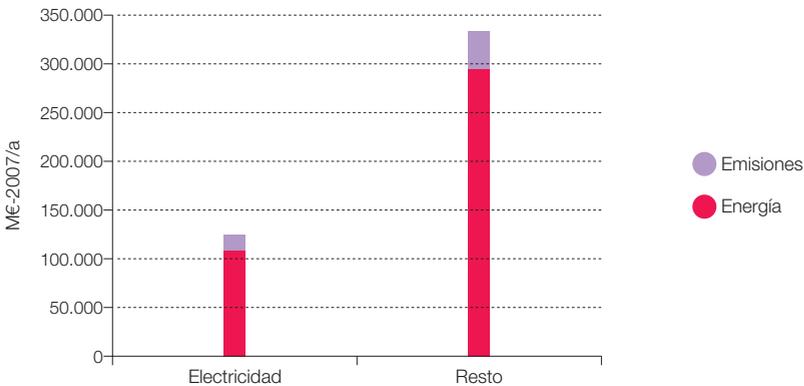


Figura 688. Coste total normalizado del suministro de electricidad y del resto de tipos de energía final (principalmente combustibles fósiles, pero con contribuciones de biomasa y solar térmica, para el contexto BAU con generación BAU en el año 2050).



Pero además del incremento en el coste específico de la energía, la demanda total de energía final también es mayor en 2050 que en 2007, por lo que el coste total del suministro de energía experimenta un incremento mayor que el del LEC. La figura 684 recoge la

estructura del coste total de energía normalizado. Como puede verse, los efectos combinados de la inflación de los combustibles y el incremento de la demanda conducirían a triplicar el coste total en el año 2050 respecto al del año 2007.

Las figuras 685 a 688 facilitan una comparación directa entre los costes específicos y totales asociados al suministro de electricidad y del resto de tipos de energía final (principalmente combustibles fósiles) en el contexto BAU con generación BAU, y en los años 2007 y 2050.

5.5.3.2 Generación renovable

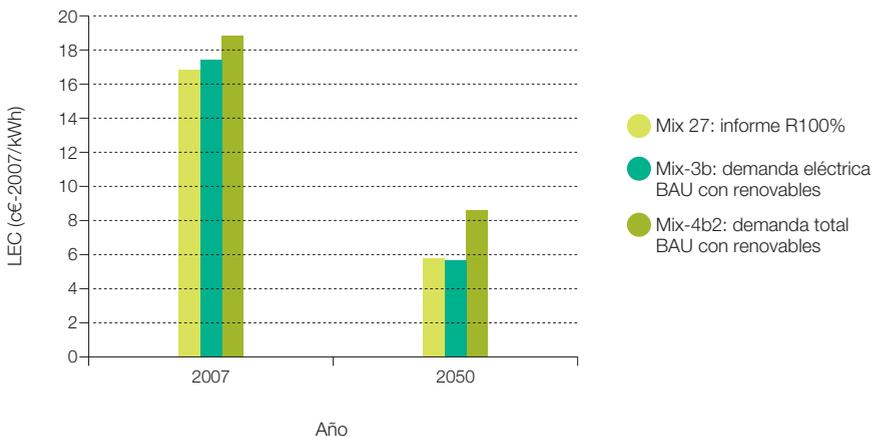
A modo de comparación de los resultados de costes en términos específicos por unidad de energía final, al considerar solo la electricidad o el conjunto del sistema energético, en la figura 689 presentamos los LEC correspondientes al caso de cobertura de la demanda BAU en 2050 con energías renovables. Como elemento de comparación presentamos el LEC del mix-27 asociado a la cobertura de la demanda eléctrica en el informe R100% (GP, 2007), pero aquí, expresado en términos de energía final. Los resultados del mix-27 y del mix-3b se refieren a costes específicos de la electricidad para dos mix dimensionados para

la cobertura de la demanda de energía eléctrica. El resultado correspondiente al mix-4b2 se refiere a coste específico promedio del conjunto de energía final asociado a la cobertura total de la demanda de energía en el BAU 2050.

Por lo que respecta a la comparativa entre los resultados del mix-27 y el mix-3b, podemos observar cómo en 2007 el mix-3b resulta ligeramente más caro por la mayor participación proporcional de la fotovoltaica, sin embargo, de cara al año 2050 en que los costes de esta tecnología ya se han reducido, el mix-3b presenta un LEC inferior como consecuencia del mayor factor de capacidad con el que opera (el mix-3b tiene SM = 2,2, frente al SM = 2,5 del mix-27).

La comparativa entre los resultados del mix-3b y el mix-4b2 nos permite apreciar el efecto del resto del sistema energético. A pesar de que el LEC correspondiente a la producción de electricidad es menor en el mix-4b2 que en el mix-3b gracias a la integración

Figura 689. Comparación de los LEC asociados a la generación eléctrica y a la cobertura total de la demanda para el caso de demanda BAU 2050 con generación renovable.



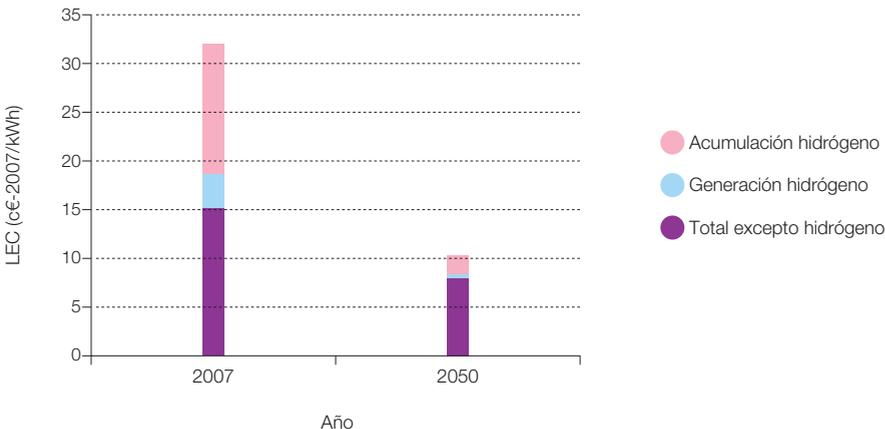
del sistema energético que permite aprovechar la potencia disipada por el sistema eléctrico, el LEC promedio del conjunto del sistema energético es mayor que el de producción de electricidad, consecuencia tanto de los elementos de coste adicionales (generación de hidrógeno, biomasa, solar térmica), como de las ineficiencias asociadas a la conversión de electricidad en hidrógeno.

Siguiendo con el caso de cobertura de la demanda BAU con energías renovables, las figuras 690 a 693 recogen la estructura de los LEC y el coste anual total en los años 2007 y 2050, y para los dos casos posibles en que se incorpore la hibridación termosolar, o no, para aumentar^{1.013} la seguridad de suministro en el sistema eléctrico.

En la estructura de costes hemos diferenciado el coste asociado a la acumulación y generación de hidrógeno. Por lo que respecta al coste de acumulación de hidrógeno, por lo general, los costes correspondientes a la acumulación

y gestión de otros combustibles no están incorporados en el resto de los casos, y por tanto, de cara a las comparaciones no resulta adecuado arrastrar estos costes. Sin embargo, dado que en el caso de inclinarse por un sistema energético que se apoyara en el hidrógeno como vector energético, sería preciso desarrollar esta estructura de acumulación como consecuencia del cambio, resulta interesante tener cuantificado el sobre coste asociado a este aspecto. El otro elemento diferenciado en la estructura de costes (total excepto hidrógeno), incluye todos los otros componentes de coste del sistema energético (generación eléctrica, combustibles, emisiones, etc.).

Figura 690. Coste específico (LEC) del conjunto del sistema energético con demanda BAU y cobertura 100% renovable para los años 2007 y 2050. El LEC se expresa por unidad de energía final. Aparece diferenciada la contribución de la acumulación y generación de hidrógeno. Caso sin incluir hibridación.



1.013 Como ya comentamos anteriormente, para este caso, el exceso de potencia eléctrica necesaria para cubrir la demanda de hidrógeno es tan elevada en términos relativos a la demanda eléctrica, que la hibridación termosolar resulta redundante.

Figura 691. Coste específico (LEC) del conjunto del sistema energético con demanda BAU y cobertura 100% renovable para los años 2007 y 2050. El LEC se expresa por unidad de energía final. Aparece diferenciada la contribución de la acumulación y generación de hidrógeno. Caso incluyendo hibridación termosolar para aumentar la seguridad de suministro del sistema eléctrico.

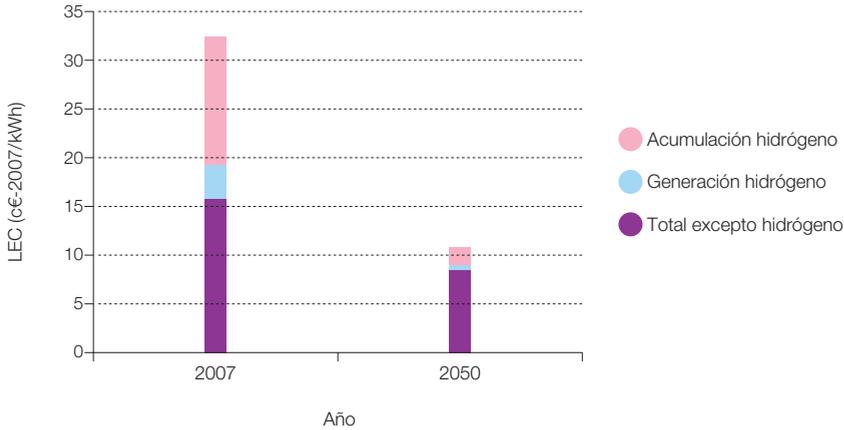


Figura 692. Coste total del conjunto del sistema energético con demanda BAU y cobertura 100% renovable para los años 2007 y 2050. Aparece diferenciada la contribución de la acumulación y generación de hidrógeno. Caso sin incluir hibridación termosolar.

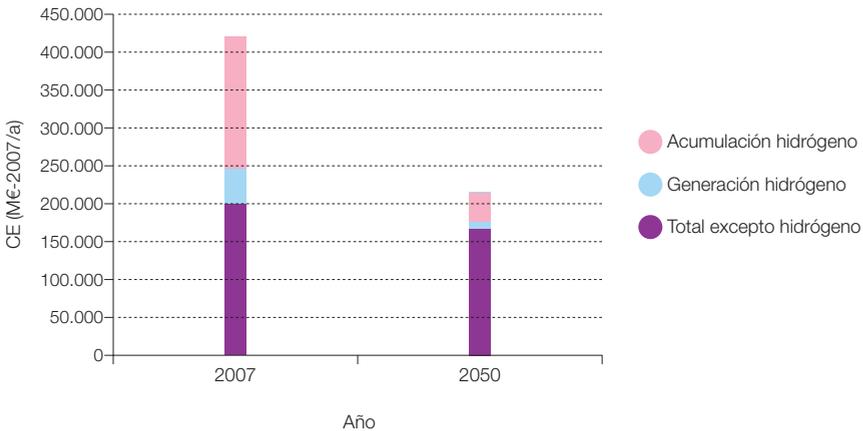
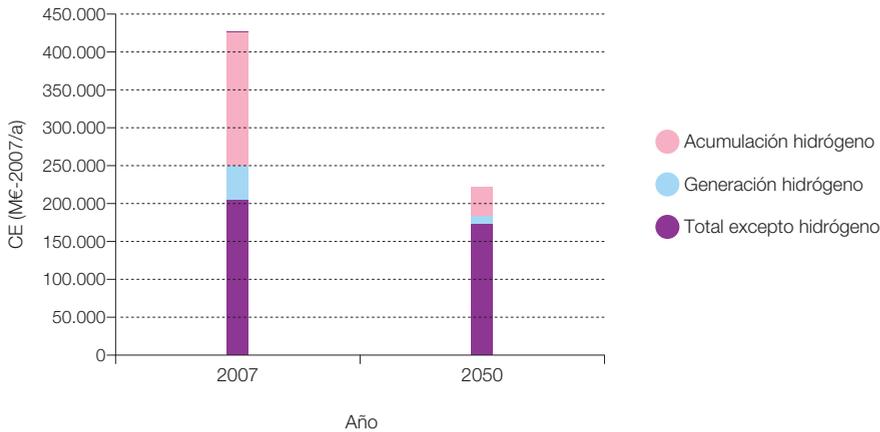


Figura 693. Coste total del conjunto del sistema energético con demanda BAU y cobertura 100% renovable para los años 2007 y 2050. Aparece diferenciada la contribución de la acumulación y generación de hidrógeno. Caso incluyendo hibridación termosolar para aumentar la seguridad de suministro del sistema eléctrico.



La primera conclusión que podemos extraer de estos resultados es la escasa diferencia entre los casos sin y con hibridación termosolar, motivo por el cual sería recomendable incluir la hibridación de cara a incrementar la seguridad del suministro del sistema eléctrico^{1.014}.

El motivo por el que la hibridación es tan poco relevante en este caso es que para el BAU, el peso relativo de la demanda de hidrógeno respecto a la demanda eléctrica directa es como 10 veces superior al que encontraremos en el contexto E3.0, por lo que la hibridación necesaria para regular el sistema eléctrico tiene un peso relativo muy inferior sobre la potencia total instalada, y por tanto su efecto se diluye^{1.015}.

La segunda conclusión que se puede extraer de estos resultados es el elevado peso relativo de la acumulación de hidrógeno sobre la estructura de costes del sistema energético, basado en energías renovables para el contexto BAU al inicio del desarrollo del escenario. Este

hecho es debido principalmente al elevado coste específico de la acumulación de hidrógeno al principio del escenario, y al elevado volumen de acumulación de hidrógeno requerido en el contexto BAU como consecuencia de la elevada demanda de hidrógeno. Hacia el final del escenario, en el año 2050, el peso relativo asociado a la acumulación de hidrógeno se reduce de forma muy significativa, como consecuencia, principalmente, de la reducción del coste específico de acumulación de hidrógeno, y por la mayor electrificación del sistema energético que reduce el peso específico del coste de la acumulación de hidrógeno sobre el coste total del sistema energético.

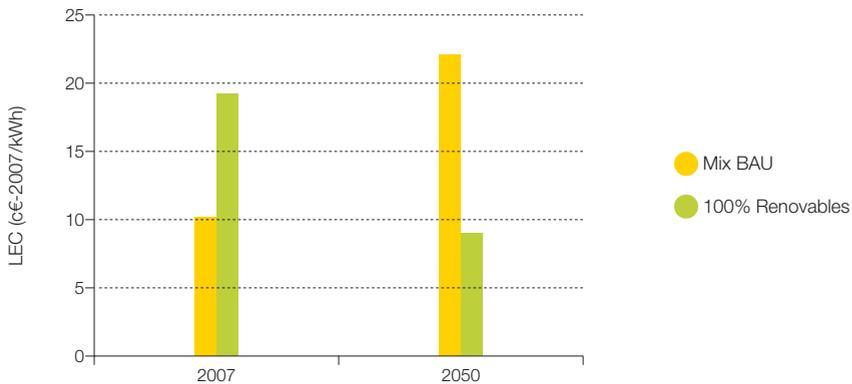
5.5.3.3 Comparativa generación BAU / generación renovable

En este punto procedemos a comparar los costes del contexto BAU al emplear una generación BAU o una generación 100% renovable.

1.014 Recordemos que en este caso la hibridación es redundante debido al gran sobredimensionado de la potencia de generación para poder proporcionar cobertura a la demanda de hidrógeno.

1.015 En efecto, para el contexto BAU la hibridación representa unos 50 GW sobre 1071 GW instalados, mientras que como veremos más adelante, para el contexto E3.0 la hibridación representa del orden de 40 GW sobre 183 GW instalados. Por tanto, en el contexto E3.0 las medidas de DSR (respuesta de la demanda) encaminadas a reducir los requerimientos de regulación del sistema eléctrico tendrán un peso específico muy superior sobre la estructura de costes.

Figura 694. Comparativa de los LEC del suministro de energía final total, en el contexto de demanda BAU, y con generación BAU y 100% renovable. El coste 100% renovable no incluye el coste asociado a la acumulación de hidrógeno, aunque sí a su generación.



Las figuras 694 y 695 recogen esta comparativa tanto en términos de LEC como de coste total. En estas figuras no se ha incluido, para el caso de suministro 100% renovable, el coste correspondiente a la acumulación de hidrógeno (aunque sí los correspondientes a la generación de hidrógeno). Esta comparativa consideramos que es la más adecuada porque para el caso de generación BAU tampoco se incluyen los costes asociados al almacenamiento de combustibles fósiles. Por otro lado, los costes del caso con generación 100% renovable incluyen los costes de la hibridación termosolar, que en este caso es redundante^{1.016} y contribuye tan solo a incrementar la seguridad de suministro en el sistema eléctrico. Por tanto, los costes correspondientes a la generación 100% renovable son conservadores.

En términos de coste específico (LEC), vemos como, si bien en el año 2007 la solución basada en energías renovables resulta considerablemente más cara que la del mix BAU, en el año 2050 las tendencias se invierten, y la solución 100% renovable permite estabilizar el coste de la energía en valores inferiores a

los del mix BAU en el año 2007. En valor medio en el periodo 2007-2050, la solución con generación 100% renovable también resulta más económica, pero lo más importante es que a partir del año 2050 la solución basada en generación 100% renovable presenta unos costes estables en el tiempo, mientras que la correspondiente al mix BAU seguirá inflacionándose. Por tanto, podemos concluir que incluso en el caso del contexto BAU de demanda, la solución basada en una generación 100% renovable resulta muy ventajosa desde una perspectiva económica^{1.017} respecto a la alternativa de mantener el mix BAU.

En este punto es preciso resaltar que el LEC del año 2007 para el caso de la generación 100% renovable se encuentra considerablemente afectado por la inversión asociada a la infraestructura de generación de hidrógeno que, al usarse con un factor de capacidad relativamente bajo, repercute de forma significativa sobre el LEC.

Pero si en términos de LEC la opción con generación 100% renovable ya resultaba ventajosa, en términos de coste total la ventaja de

1.016 Esto es así porque para el contexto BAU, debido a la gran demanda de hidrógeno, se requiere un gran sobredimensionado del parque generador respecto a la demanda de electricidad directa, lo cual trae como consecuencia que para la cobertura de la demanda eléctrica no sea precisa la capacidad de regulación que proporciona la hibridación termosolar.

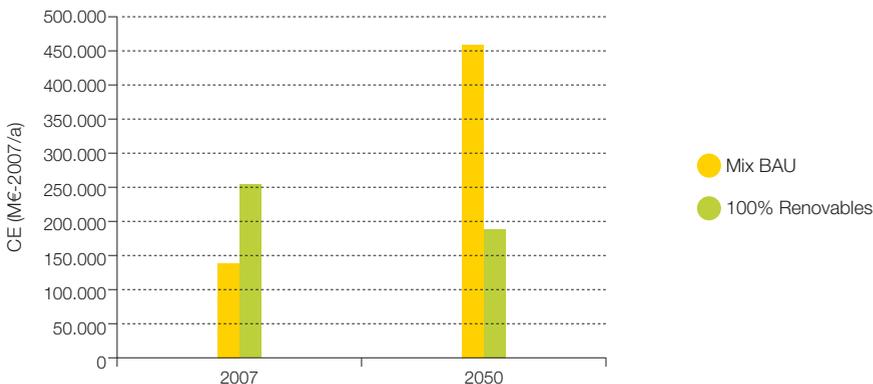
1.017 En este estudio estamos reflejando tan solo los costes de la energía suministrada, pero desde el punto de vista económico hay otra gran diferencia entre la generación con mix BAU y la generación 100% renovable: mientras que la generación con mix BAU lleva a que el grueso del gasto económico para cubrir la demanda de energía vaya a parar a las manos de una minoría de personas y organizaciones de otros países por la venta de los combustibles fósiles (sin que ni siquiera repercuta sobre la riqueza o bienestar de la mayoría de la población de esos países), en el caso de la generación 100% renovable, el gasto económico asociado a la cobertura de la demanda va directamente dirigido a articular la actividad económica asociada a la fabricación, instalación y operación de las instalaciones de generación renovable.

la opción 100% renovable se amplifica todavía más. En efecto, tal y como muestra la figura 695, el crecimiento de la demanda de energía final en el año 2050 respecto al año 2007, acentúa el efecto beneficioso de la estabilización de costes que nos proporciona la opción de generación 100% renovable, lo que aumenta mucho la diferencia entre los costes medios en el periodo considerado (2007-2050). En el año 2050, y a pesar del crecimiento de la demanda, la generación 100% renovable nos proporciona un coste total del abastecimiento energético inferior al del año 2007 con generación 100% renovable, y tan solo ligeramente superior al coste del año 2007 con mix BAU.

Si incluimos los costes correspondientes a la acumulación del hidrógeno, las figuras 696 y 697 nos muestran cómo la opción 100% renovable en el año 2007 se ve fuertemente penalizada, tanto a nivel de LEC como de coste total, aunque en el año 2050 la diferencia con el caso anterior es mucho más pequeña

como consecuencia de la reducción de los costes específicos de acumulación de hidrógeno. La conclusión principal de lo más favorable de la opción 100% renovable al largo plazo sigue siendo cierta, pero dada la necesidad de desplegar esta nueva infraestructura de acumulación de hidrógeno, estos resultados nos muestran claramente la conveniencia de limitar la participación del hidrógeno en la cobertura de la demanda durante los primeros años del periodo de tiempo considerado, hasta que se vaya reduciendo el coste de acumulación, lo cual también proporcionaría el beneficio de limitar los costes asociados a la generación de hidrógeno cuya contribución al LEC del sistema total es significativa. Las opciones para amortiguar este impacto económico asociado a la introducción del hidrógeno son, en primer lugar, el despliegue de medidas de eficiencia para limitar la demanda de energía final, y en segundo lugar, la sustitución parcial y temporal^{1.018} del hidrógeno mediante un mayor uso de biomasa en las etapas iniciales.

Figura 695. Comparativa de los costes normalizados totales asociados al suministro de energía final total, en el contexto de demanda BAU, y con generación BAU y 100% renovable. El coste 100% renovable no incluye el coste asociado a la acumulación de hidrógeno, aunque sí a su generación.



1.018 El recurso de biomasa disponible es, como ya hemos indicado anteriormente, limitado. Su uso temporalmente limitado para acotar el requerimiento de hidrógeno en sus etapas iniciales de recorrido de la curva de aprendizaje puede ser una opción viable, pero el mantener elevadas tasas de uso de biomasa de forma indefinida, aparte de no resultar sostenible, tampoco sería la opción económicamente más viable.

Figura 696. Comparativa de los LEC del suministro de energía final total, en el contexto de demanda BAU, y con generación BAU y 100% renovable. El coste 100% renovable incluye el coste asociado a la acumulación de hidrógeno.

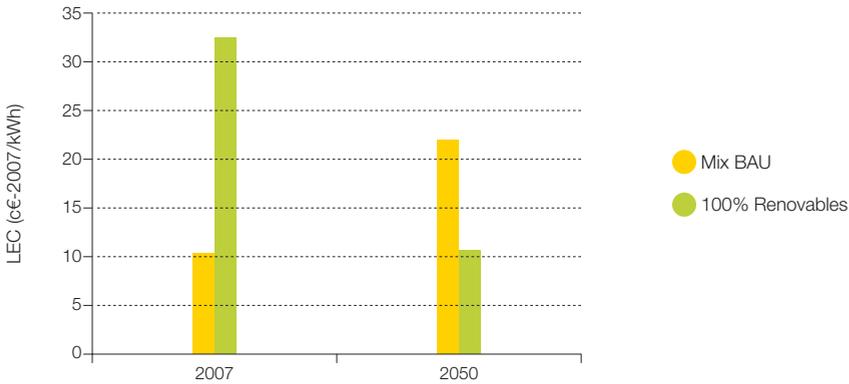
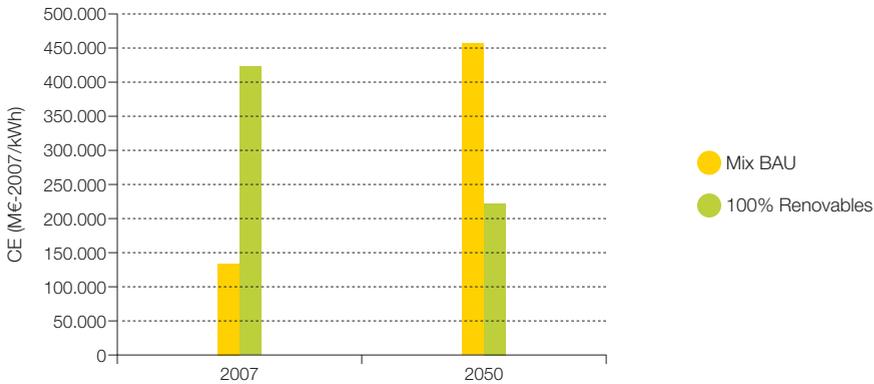


Figura 697. Comparativa de los costes normalizados totales asociados al suministro de energía final total, en el contexto de demanda BAU, y con generación BAU y 100% renovable. El coste 100% renovable incluye el coste asociado a la acumulación de hidrógeno.



5.5.4 Evolución temporal de costes

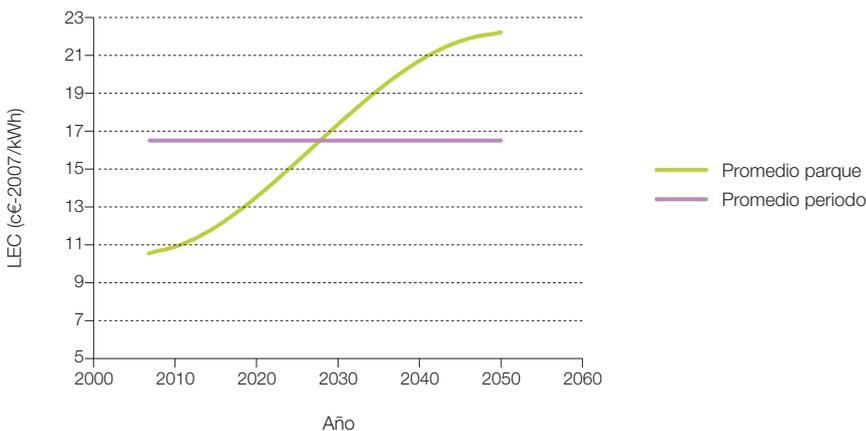
En los puntos anteriores hemos mostrado los costes (en términos específicos y totales) en los años extremos del periodo de tiempo considerado (años 2007 y 2050). El promedio aritmético de estos costes proporciona ya una primera valoración de los costes promedios asociados al periodo considerado. En el caso de los escenarios que plantean un cambio de modelo energético (bien sea por el lado de la generación o el de la demanda), este coste promedio es una valoración del coste asociado al cambio de modelo energético, si bien, en el caso de los sistemas basados en energías renovables, el coste al final del periodo (año 2050) es el que resulta indicativo de los costes del sistema energético, a partir del momento en el que se alcance el completo desarrollo tecnológico y comercial de las tecnologías empleadas; y es precisamente aquí, en su capacidad de contener la tenden-

cia inflacionista de los modelos energéticos BAU y de proporcionar una estabilidad de costes, donde los modelos basados en energías renovables ofrecen una de sus mayores contribuciones.

Sin embargo, tal y como indicamos anteriormente, en este estudio vamos a profundizar un poco más en la evolución de los costes a lo largo del periodo considerado, para proporcionar una mejor aproximación del coste promedio que la asociada a la media aritmética de los costes en los años extremos (2007 y 2050).

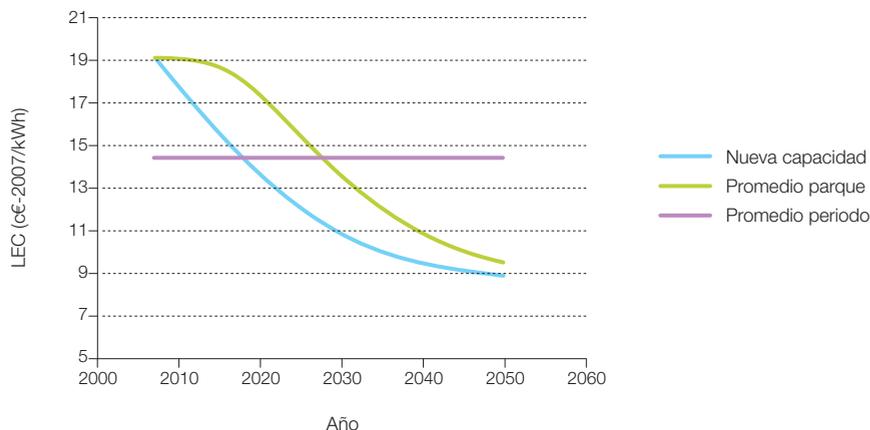
En las figuras 698 y 699 mostramos la evolución a lo largo del periodo considerado del LEC de la nueva capacidad instalada, el LEC promedio del parque existente en cada año^{1.019} (LEC_m), y el LEC promedio a lo largo del periodo considerado ($LEC_{promedio}$), para el contexto de demanda BAU y los dos casos analizados: mix BAU y mix 100% renovable.

Figura 698. Evolución del LEC promedio del parque generador, y valor promedio del LEC en el periodo de análisis, para el contexto BAU con mix de generación BAU. Para el caso del mix BAU, el promedio del parque generador existente en cada año (LEC_m) coincide con el LEC de la nueva capacidad instalada ese año.



1.019 Para el caso del mix BAU, tal y como expusimos anteriormente, al estar sus costes dominados por los costes de los combustibles, el LEC de la nueva capacidad instalada un año lo consideramos igual al LEC promedio del parque operativo en un año determinado (LEC_m).

Figura 699. Evolución del LEC promedio del parque generador, y valor promedio del LEC en el periodo de análisis, para el contexto BAU con mix de generación 100% renovable.



En estas figuras podemos apreciar la ventaja en términos de estabilización y reducción de costes futuros del sistema energético que nos proporciona la opción del mix 100% renovable frente al mix BAU.

Otra conclusión que podemos extraer de estos resultados es que el LEC promedio en el periodo considerado está muy próximo^{1.020} al promedio aritmético de los LEC al inicio y final del periodo, por tanto, la primera aproximación al coste medio empleada tanto en puntos anteriores de este informe como en el informe R100% (GP, 2007) proporciona una buena cuantificación de este parámetro.

En el caso del mix de generación 100% renovable, el promediado sobre el parque existente en un año determinado (LEC_m), produce un retraso en acceder a los costes decrecientes de las tecnologías a medida que van madurando, lo cual conduce a incrementar el $LEC_{promedio}$. La figura 700 nos muestra la evolución temporal de este desfase ($LEC_m - LEC$) a lo largo del periodo considerado, y muestra cómo el desfase crece

rápido al principio, alcanza un máximo en torno al año 2020 con un valor de 3,7 c€/2007/kWh, para posteriormente tender asintóticamente a cero. En el año 2050 el desfase es ya tan solo de 0,6 c€/2007/kWh.

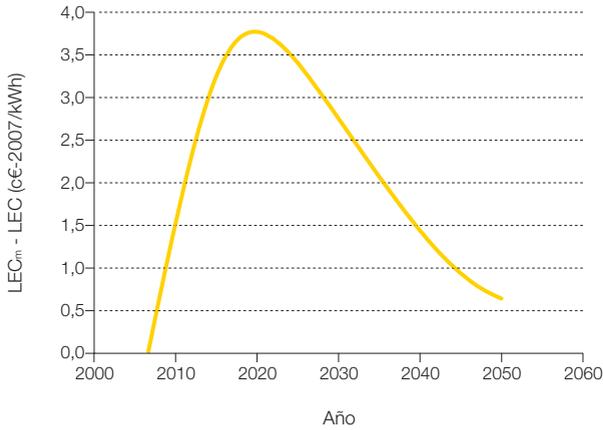
Por lo que respecta a los valores promedio del LEC en todo el periodo considerado, en la figura 701 presentamos una comparación directa. Como podemos ver, incluso en términos promedio el mix 100% renovable proporciona un coste menor que el mix BAU. Por tanto, producir el cambio del modelo del sistema de generación desde el mix BAU a un mix 100% renovable, no solo nos da acceso a unos costes del suministro de energía estables y muy inferiores en el futuro, sino que además, en el periodo de implantación del nuevo sistema de generación, nos sale más barato. Es decir, la transición del sistema de generación más allá de resultar gratis, nos proporciona un ahorro neto en el periodo de desarrollo^{1.021}. A esto hay que añadir todos los efectos positivos asociados a la incentivación del sistema económico^{1.022} que proporciona un sistema de generación basado en renovables,

1.020 Para el mix BAU, el promedio aritmético es de 16,2 c€/2007/kWh, mientras que el promedio resulta de 16,3 c€/2007/kWh. Para el mix 100% renovable, el promedio aritmético es de 14,0 c€/2007/kWh, mientras que el promedio resulta ser de 14,4 c€/2007/kWh.

1.021 De hecho, esta conclusión seguiría siendo válida incluso si el $LEC_{promedio}$ del sistema 100% renovable en el periodo 2007-2050 resultara superior al del mix BAU en este periodo: dada la estabilización de costes que proporciona el mix 100% renovable y su coste muy por debajo del correspondiente al mix BAU a partir del año 2050, bastaría prolongar ligeramente el periodo de promediado para obtener un $LEC_{promedio}$ del sistema 100% renovable inferior al del mix BAU.

1.022 Generación de empleo, actividad industrial y de servicios, etc.

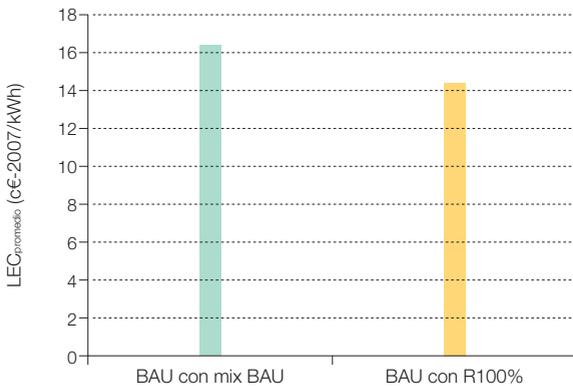
Figura 700. Evolución temporal en el periodo considerado, y para el contexto BAU con mix de generación 100% renovable, del desfase entre el coste específico medio del parque operativo en un año determinado y el coste específico de la nueva capacidad instalada durante ese año.



en contraposición a desperdiciar esos recursos económicos para comprar un recurso externo (combustibles fósiles) que beneficia a una pequeña minoría fuera de nuestro país, sin incentivar nuestro sistema económico, e incluso sin proporcionar beneficios para el

grueso de la población de origen de los países a los que compramos esos recursos fósiles. Además, al emprender esa transición del sistema energético hace que colaboremos en el avance de estas tecnologías a lo largo de su curva de aprendizaje, haciéndolas

Figura 701. Comparación de los LEC promedio durante el periodo de tiempo considerado (2007-2050) para el contexto BAU y las dos opciones de generación: mix BAU y 100% renovables.



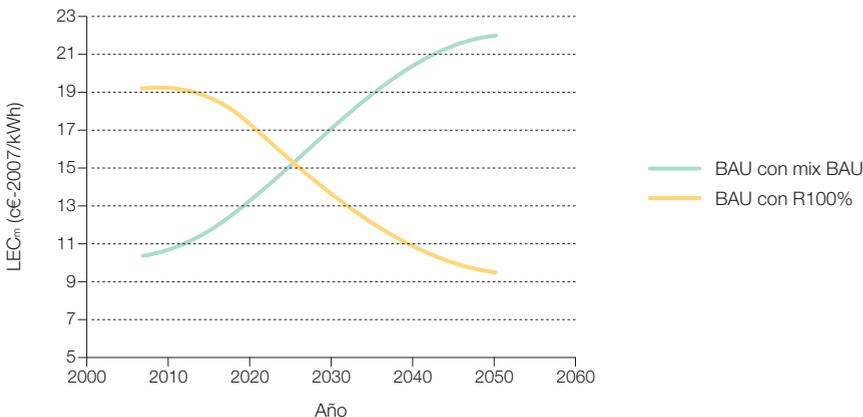
más accesibles al resto^{1.023} de países, y por tanto haciendo posible la estabilización del sistema climático. Y a partir del año 2050 hacia adelante, haber acometido este proceso de reconversión del mix BAU hacia el sistema 100% renovable, nos deja en una situación con unos costes estables de la energía final suministrada del orden de 8,9 c€-2007/kWh, frente al escenario al que nos conduciría seguir con el mix BAU con unos costes en 2050 de 22,0 c€-2007/kWh sobre los que todavía cabría esperar una inflación adicional en los años futuros, a medida que fuera aumentando la escasez de los recursos en los que se basaría nuestro sistema energético^{1.024}.

La figura 702 recoge la comparativa directa entre los LEC promedio del parque de generación existente en cada año (LEC_m) para el contexto de demanda BAU, y los dos casos de mix BAU y mix 100% renovable. Como podemos observar, en torno al año 2025 ya alcanzaríamos una paridad de costes, y a partir de este instante la opción del mix 100% renovable nos proporcionaría unos ahorros

rápidamente crecientes que se prolongarían indefinidamente más allá del año 2050.

Si cruzamos estos resultados con los del escenario de evolución temporal de la demanda BAU anteriormente presentado, obtenemos una estimación de la evolución de los costes totales del sistema energético a lo largo del periodo considerado. En la figura 703 reproducimos estos resultados, en los que se ha empleado el LEC promedio del parque generador en cada año (LEC_m) para caracterizar los costes específicos de ese año, y el escenario de evolución temporal de la demanda BAU anteriormente desarrollado. Como podemos observar, para el mix de generación 100% renovable se alcanza un máximo del coste total en torno al año 2022, consecuencia de la tendencia creciente de la demanda y la decreciente de los costes específicos, unos pocos años antes de alcanzar la paridad de costes con el mix BAU (año 2025). Sin embargo, este máximo interior del mix 100% renovable es muy inferior al valor del coste total para el mix BAU en el año 2050.

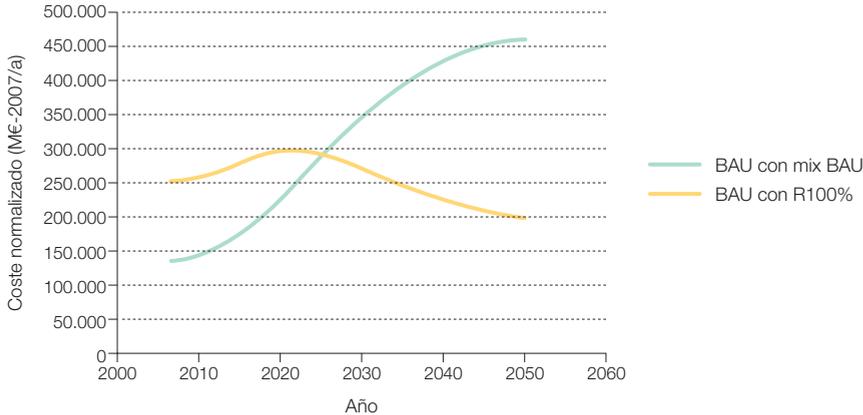
Figura 702. Comparación de la evolución del LEC correspondiente al promedio del parque de generación existente en cada año para el contexto BAU y las dos opciones de generación: mix BAU y 100% renovables.



1.023 Especialmente a aquellos con economías con menos recursos y pendientes, o en proceso de activar su desarrollo económico.

1.024 De hecho, empleando un periodo de promediado mucho más largo del considerado en este estudio (con el punto final más allá del año 2050), la diferencia entre los $LEC_{promedio}$ del sistema energético sería, como mínimo, la correspondiente a esta diferencia de costes existentes en el año 2050 (22,0 c€-2007/kWh para el mix BAU y 8,9 c€-2007/kWh para el 100% renovable), la cual probablemente se incrementaría por la inflación creciente del mix BAU más allá del año 2050.

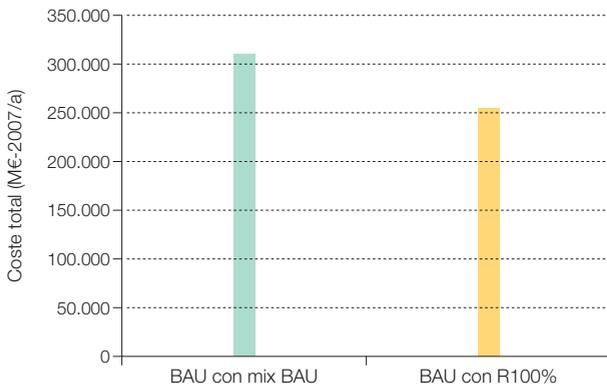
Figura 703. Evolución de los costes totales normalizados del sistema energético para el contexto de demanda BAU y los dos casos de mix BAU y mix 100% renovable. Los costes anuales se han obtenido como producto del LEC_m de cada año por el escenario de demanda en ese año.



En términos del coste anual promedio en el periodo de tiempo considerado (2007-2050), la figura 704 nos recoge la comparativa entre los mix BAU y mix 100% renovable, y mues-

tra el ahorro proporcionado por la opción del mix 100% renovable frente al mix BAU, que asciende en valor promedio^{1.025} a 55.556 M€-2007/a.

Figura 704. Coste anual total normalizado promedio en el periodo 2007-2050 para el contexto de demanda BAU y las dos opciones de generación caracterizadas por el mix BAU y el mix 100% renovable.



1.025 Resulta útil comparar este valor con el del coste de las primas a las energías renovables en el año 2009: el coste de las primas fue un 8% de este ahorro anual promedio. Pero así como el ahorro, por ser promedio, aplica para cada uno de los años del periodo 2007-2050, las primas, como mecanismo de apoyo al avance por la curva de aprendizaje, estos no constituyen un gasto fijo en todo este periodo, sino que se van reduciendo gradualmente hasta desaparecer eventualmente. Por tanto, el peso relativo de las primas sobre el ahorro proporcionado constituye un porcentaje muy inferior a este 8%. Por otro lado, el ahorro anual promedio está normalizado. Si normalizamos las primas y suponemos que se aplican durante 20 años (promedio del RD 661 para las distintas tecnologías), el coste total de las primas sería un 4,8% del ahorro en el periodo 2007-2050, porcentaje que iría decreciendo al aumentar el periodo de tiempo considerado.

5.6 Cobertura de demanda E3.0

En este punto vamos a recoger los resultados del análisis de la cobertura de la demanda para el contexto E3.0.

Hemos considerado dos casuísticas para el análisis de la cobertura de la demanda en el contexto E3.0:

- Cobertura de la demanda desde el lado de la oferta.

Correspondería a una operación más BAU del sistema energético, en el que la participación de la demanda en la operación del sistema sería nula más allá del despliegue de eficiencia que caracteriza al contexto E3.0. Por tanto, en este caso no tendríamos una contribución significativa de la gestión de la demanda. Los elementos de flexibilidad, en este caso, se verían limitados a aquellos que se pueden ofrecer desde el lado de la oferta: regulación por capacidad de acumulación de centrales termosolares, regulación de las hidráulicas con capacidad de acumulación, biomasa, hibridación termosolar con biomasa, bombeo hidroeléctrico, acumulación de hidrógeno, etc.

- Cobertura con gestión de la demanda.

En este caso, se articularía la participación de la demanda para que constituyera una contribución significativa en la operación del sistema energético. Para esta casuística, los elementos de flexibilidad del sistema energético incorporarían, además de los disponibles por el lado de la oferta en el caso anterior, todos aquellos elementos que proporcionan la gestión y respuesta de la demanda: gestión de la demanda en el sector edificación y en el industrial, interacción bidireccional de los vehículos eléctricos con la red (V2G), etc.

5.6.1 Cobertura desde el lado de la oferta

En este caso, la cobertura de la demanda del contexto E3.0 se aborda con un sistema energético operado desde el lado de la oferta, sin involucrar a la demanda^{1.026} más allá del despliegue de eficiencia que caracteriza a este contexto.

La regulación de este sistema energético contaría, por un lado, con la capacidad de regulación a la baja de toda la potencia no gestionable instalada en el sistema. Esta regulación, en un sistema energético no integrado, conduce a una disipación de la capacidad de generación y, por tanto, a un encarecimiento del coste de la energía. Por eso, el planteamiento que se va a adoptar es el de un sistema energético integrado, donde el excedente de capacidad de generación del sistema eléctrico se emplea como generación para la producción del hidrógeno necesario para cubrir aquellos componentes de consumo de energía final, que no pueden cubrirse con electricidad y que no se encuentran cubiertos con biomasa o solar térmica.

Adicionalmente a esta capacidad de regulación de la potencia renovable no gestionable, el sistema de generación cuenta en este caso con mecanismos de flexibilidad por el lado de la oferta, como son las capacidades de acumulación y potencias ofrecidas por la termosolar^{1.027}, la capacidad de acumulación de la hidroeléctrica regulada, la hibridación termosolar directa, las centrales de biomasa^{1.028}, y la potencia geotérmica^{1.029}. Las figuras 705 y 706 recogen la estructura de la capacidad de acumulación y potencia de regulación aportada al sistema por estos mecanismos de flexibilidad por el lado de la oferta para el caso de cobertura de la demanda que posteriormente presentaremos.

1.026 Debe recordarse sin embargo, que para este caso la recarga de los EVs se realiza en horario nocturno, en una estrategia orientada a regularizar la curva de la demanda eléctrica BAU. Esto constituye también una cierta gestión de la demanda, aunque estática, en el sentido de que no responde a las necesidades reales del sistema eléctrico considerado (contexto E3.0), sino del establecido en el contexto BAU. El caso de una recarga totalmente aleatoria de los EVs no se ha analizado en este estudio.

1.027 Conviene recordar que los diseños de centrales termosolares incluidos en el mix de generación considerado incorporan una capacidad de almacenamiento térmico de 15 horas.

1.028 Conviene recordar que las centrales de biomasa incluidas en el mix de generación son centrales cogenerativas que operan con gas de síntesis con ciclos de turbina de gas regenerativos, con bajas presiones de entrada en turbina, y por tanto con una elevada capacidad de respuesta para ajustarse a los requerimientos de regulación del sistema eléctrico.

1.029 Sin embargo, por lo que respecta a la geotérmica, dadas las relativamente bajas potencias que hemos incluido en los mix analizados, y dada la elevada disponibilidad de mecanismos de regulación, no hemos empleado la capacidad de regulación de la potencia geotérmica instalada. Debe tenerse en cuenta que además, el caso de la geotérmica es más parecido al de una central hidroeléctrica fluyente, en la que no hay opción de acumular la capacidad de generación no empleada al regular, por lo que se reducen los ingresos asociados a la generación sin la contraprestación de un ahorro adicional por no usar el recurso energético empleado. Por este motivo, desde un punto de vista económico, también resulta más adecuado el uso de otros recursos de regulación.

Figura 705. Capacidad de acumulación a disposición del sistema eléctrico para el caso sin GDE.

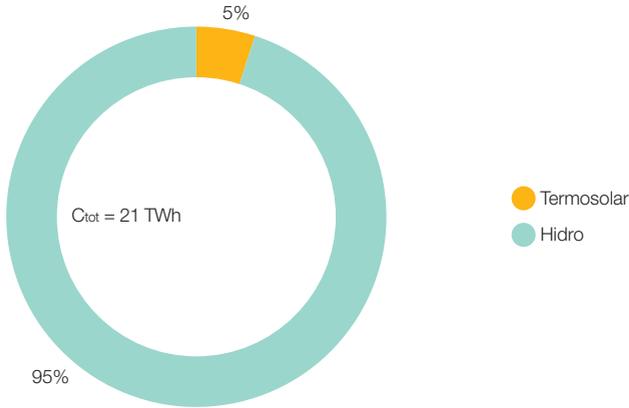
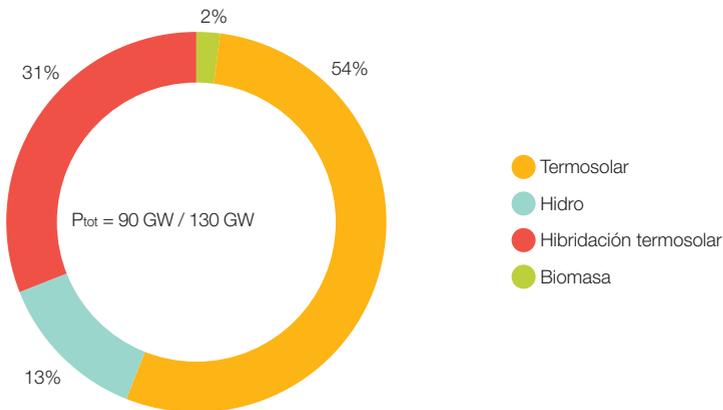


Figura 706. Potencia de regulación gestionable a disposición del sistema eléctrico para el caso sin GDE. La potencia total asciende a 130 GW, pero dentro de estos hay 40 GW de hibridación termosolar que comparten el bloque de potencia con la termosolar.



De estas figuras conviene resaltar un par de aspectos:

- Por lo que se refiere a la potencia de regulación se indican dos números. La potencia de regulación instalada son 90 GW, pero de estos hay 40 GW de las centrales termosolares que pueden operar de forma híbrida, y proporcionan una potencia de regulación efectiva^{1.030} de

130 GW. La potencia de termosolar híbrida implementada es del orden de la mitad del total de la potencia termosolar, de tal forma que la otra mitad de la potencia termosolar instalada proporciona una reserva de flexibilidad del sistema de generación^{1.031}.

- Para la operación del sistema en el análisis de cobertura de la demanda que hemos

1.030 El motivo para diferenciar explícitamente estos 40 GW de termosolar híbrida, es que proporcionan un modo de regulación adicional al que ofrecen las termosolares (merced a su capacidad de acumulación térmica), que además entra en operación cuando no hay disponibilidad de recurso solar (directo o procedente de la acumulación térmica).

1.031 Esta reserva de flexibilidad, es decir, la hibridación con biomasa del resto de las centrales termosolares, se podría implementar en el caso de que se considerara conveniente incrementar la garantía de cobertura de la demanda para responder a contingencias, más allá de las recogidas en los años meteorológicos tipo (a nivel provincial) empleados para simular la capacidad de generación de la potencia renovable instalada.

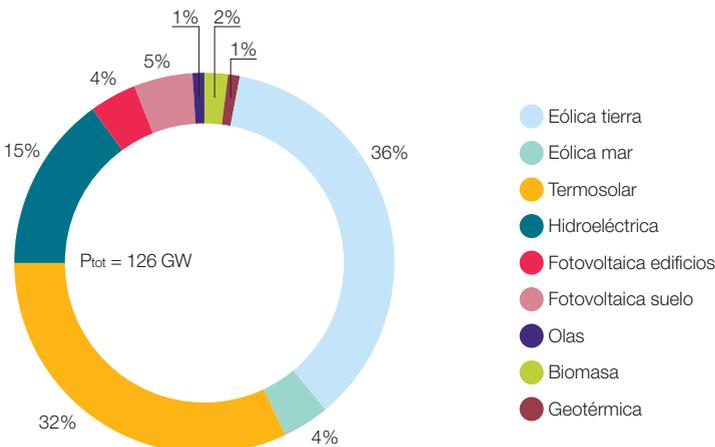
desarrollado, no se requiere la participación del bombeo hidroeléctrico. Puesto que actualmente ya contamos con una capacidad de bombeo hidroeléctrico que proporciona 1,5 TWh / 3,7 GW de capacidad de regulación, este componente puede entenderse como un elemento adicional de seguridad de suministro, que estaría listo para incorporarse a la operación del sistema si se requirieran servicios de regulación adicionales. El inconveniente del bombeo hidroeléctrico frente a los otros mecanismos de regulación disponibles desde el lado de la oferta es que lleva asociadas unas pérdidas energéticas^{1.032} superiores a los otros elementos de flexibilidad.

En este punto, conviene recordar la conclusión obtenida en el informe R100% (GP, 2007) por lo que respecta a los requerimientos de regulación de los sistemas de generación eléctrica basados en energías renovables: los requerimientos de regulación principales son

en términos de potencia, y no de capacidad de acumulación. Por tanto, la elevada potencia de regulación disponible, así como la importante reserva de potencia de regulación a la que se podría acceder, constituyen una elevada garantía de suministro.

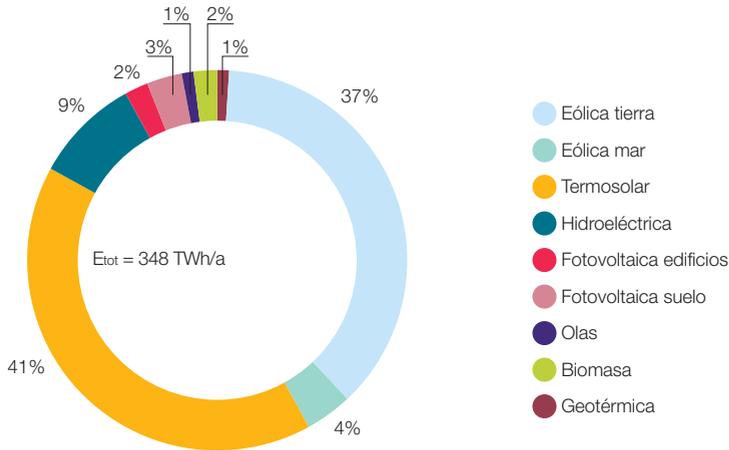
El primer caso para el que vamos a presentar resultados de análisis de cobertura de la demanda en el contexto E3.0, es el caso-3b2. Se trata de un caso elaborado para obtener una comparación directa con el caso-3b del contexto de demanda BAU con cobertura 100% renovable. Por tanto, se trata de un caso dimensionado para alcanzar una cobertura de la demanda de electricidad directa análoga a la del caso-3b, es decir, una $SF_{el\acute{e}c} = 97,2\%$, y dotado con una capacidad de acumulación del sistema eléctrico análoga a la del caso-3b, es decir, $C = 3$ TWh. Las figuras 707 y 708 presentan la estructura de la potencia instalada y de la generación para el mix-3b2.

Figura 707. Distribución de la potencia instalada en el caso-3b2 dimensionado para cubrir la demanda de electricidad directa (incluye EVs) del contexto E3.0 en el año 2050. $SM = 1,55$; $SF_{el\acute{e}c} = 97,2\%$; $SF_{tot} = 57,6\%$; $F_{disipada} = 15,3\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 31,5\%$; $A_{territorio} = 3,3\%$.



1.032 El rendimiento global del bombeo hidroeléctrico (debido a los rendimientos de instalaciones de bombeo y turbinaación) es del orden del 70%, por lo que se pierde un 30% de la electricidad generada.

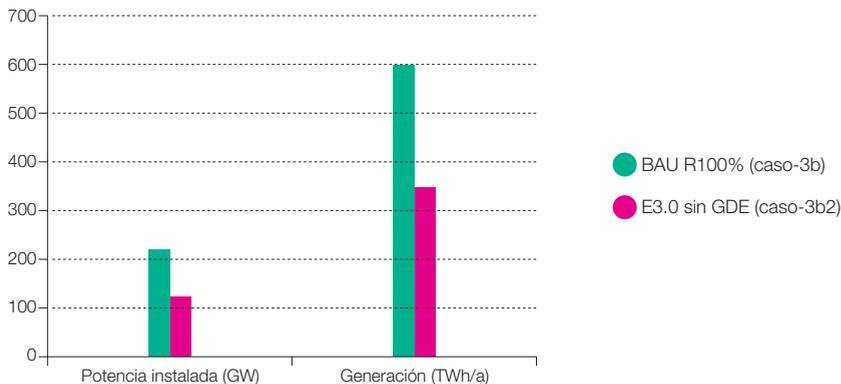
Figura 708. Estructura de la generación en el caso-3b2 dimensionado para cubrir la demanda de electricidad directa (incluye EVs) del contexto E3.0 en el año 2050. $SM = 1,55$; $SF_{el\u00e9ctrica} = 97,2\%$; $SF_{tot} = 57,6\%$; $F_{dissipada} = 15,3\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 31,5\%$; $A_{territorio} = 3,3\%$.



En la figura 709 encontramos la comparaci\u00f3n entre las potencias instaladas y generaci\u00f3n el\u00e9ctrica de los mix de generaci\u00f3n asociados a los caso-3b (demanda BAU con 100% renovables) y caso-3b2 (demanda E3.0 sin gesti\u00f3n de la demanda). Esta figura ya nos

empieza a mostrar los beneficios del despliegue de eficiencia: para una misma $SF_{el\u00e9ctrica}$, el requerimiento de potencia instalada en el contexto E3.0 es pr\u00e1cticamente la mitad (el 57%) de la necesaria en el contexto BAU, y eso a pesar del hecho de que ahora, para el

Figura 709. Comparaci\u00f3n de la potencia instalada y generaci\u00f3n el\u00e9ctrica de los mix asociados al caso-3b (demanda BAU en el a\u00f1o 2050 con generaci\u00f3n 100% renovable) y caso-3b2 (demanda E3.0 en el a\u00f1o 2050 sin gesti\u00f3n de la demanda).



contexto E3.0, la demanda eléctrica directa incluye la gran mayoría de la demanda de energía del sector transporte, mientras que en el contexto BAU la cobertura de la demanda del subsector transporte a través de electricidad era prácticamente nula.

La figura 710 muestra una comparativa de las prestaciones adimensionales de los mix de generación asociados a los caso-3b (demanda BAU con 100% renovables) y caso-3b2 (demanda E3.0 sin gestión de la demanda). Ambos tienen la misma $SF_{el\acute{e}ctrica}$,

Figura 710. Comparación de prestaciones adimensionales de los mix asociados al caso-3b (demanda BAU en el año 2050 con generación 100% renovable) y caso-3b2 (demanda E3.0 en el año 2050 sin gestión de la demanda).

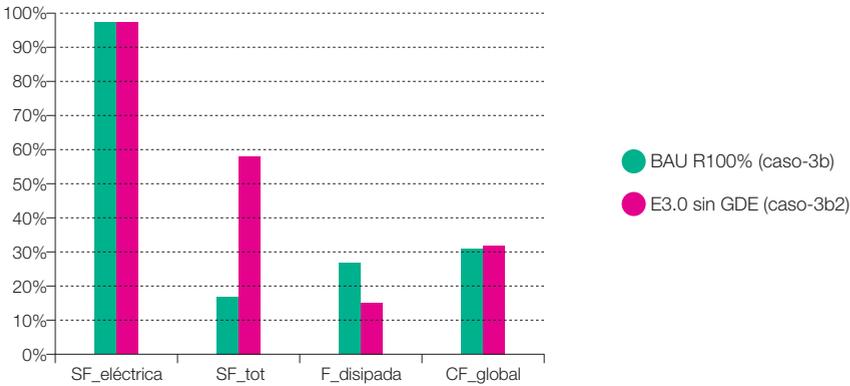
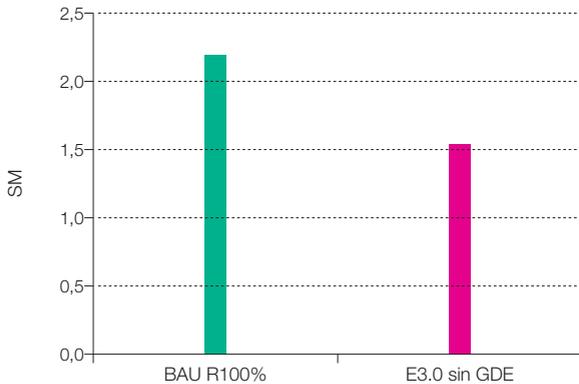


Figura 711. Comparación de los múltiplos solares de los mix asociados al caso-3b (demanda BAU en el año 2050 con generación 100% renovable) y caso-3b2 (demanda E3.0 en el año 2050 sin gestión de la demanda).



pues ese fue el criterio de dimensionado elegido para la comparativa, sin embargo, la SF_{tot} para el caso-3b2 es 3,5 veces superior a la del caso-3b, debido a que en el caso-3b2, la mayoría de la demanda del sector transporte se encuentra electrificada y por tanto entra dentro de la demanda de electricidad directa. La fracción de energía disipada en el caso-3b2 es considerablemente inferior (un 57,3%) de la asociada al caso-3b, lo que indica un mejor aprovechamiento de la potencia renovable instalada para la cobertura de la demanda eléctrica en el contexto E3.0, incluso sin participación de la gestión de la demanda. Este hecho se ve confirmado por el múltiplo solar considerablemente inferior que hace falta en el caso-3b2 para alcanzar la misma $SF_{eléctrica}$, tal y como muestra la figura 711.

La figura 712 presenta los resultados del análisis de cobertura de la demanda para el caso-3b2, mientras que la figura 713 nos muestra la evolución del estado de carga de

la acumulación del sistema eléctrico en este caso. Como podemos observar, las situaciones de déficit de cobertura de la demanda se encuentran muy localizadas al principio y final del año, y serían por tanto fácilmente resolubles introduciendo hibridación con biomasa de las centrales termosolares, lo cual requeriría un consumo relativamente bajo de biomasa. Por lo que respecta a la biomasa directa, la limitación de los mecanismos de flexibilidad en este caso la obliga a trabajar con un factor de capacidad relativamente elevado en comparación con otros casos, lo que conduce a un consumo de biomasa del orden de 21 TWh/a. Por lo que respecta a la disipación, vemos que se encuentra muy localizada en la parte central del año, y no es capaz de proporcionar una cobertura de la demanda de electricidad para la generación de hidrógeno necesaria para completar la cobertura de la demanda de energía final del contexto E3.0, motivo por el que será preciso incrementar la potencia instalada. Esta

Figura 712. Análisis de la cobertura de la demanda con el mix-3b2 dimensionado para cubrir la demanda de electricidad directa (incluye EVs) del contexto E3.0 en el año 2050. $SM = 1,55$; $SF_{eléctrica} = 97,2\%$; $SF_{tot} = 57,6\%$; $F_{disipada} = 15,3\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 31,5\%$; $A_{territorio} = 3,3\%$.

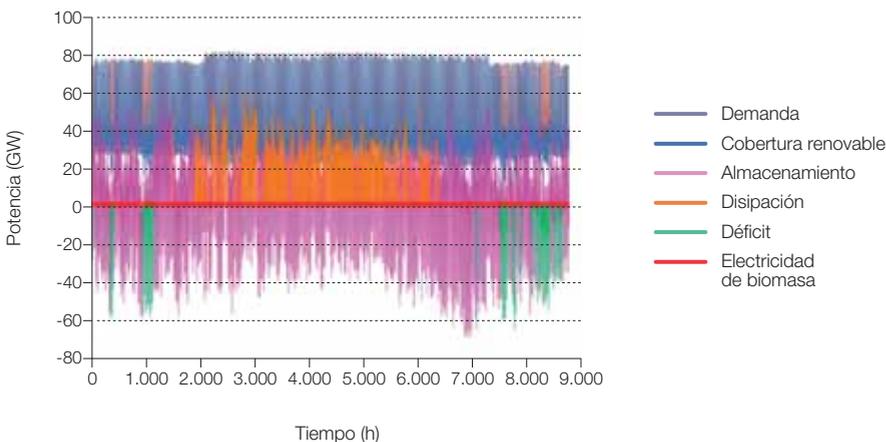


figura nos muestra también una participación muy activa del almacenamiento en la operación del sistema, con cargas y descargas continuas a lo largo de todo el año.

Figura 713. Evolución del estado de carga de la acumulación del sistema eléctrico en el mix-3b2 dimensionado para cubrir la demanda de electricidad directa (incluye EVs) del contexto E3.0 en el año 2050. $SM = 1,55$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 97,2\%$; $SF_{tot} = 57,6\%$; $F_{disipada} = 15,3\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 31,5\%$; $A_{territorio} = 3,3\%$.

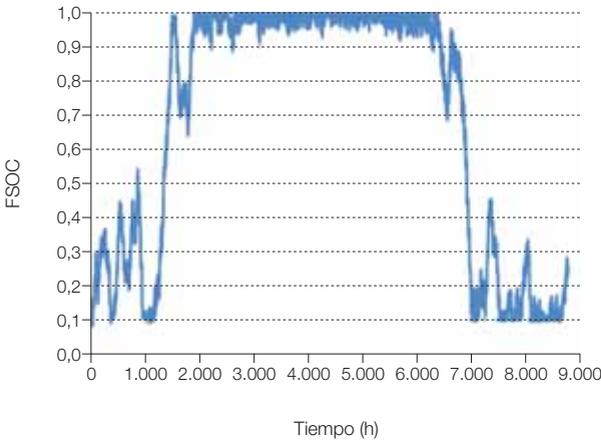
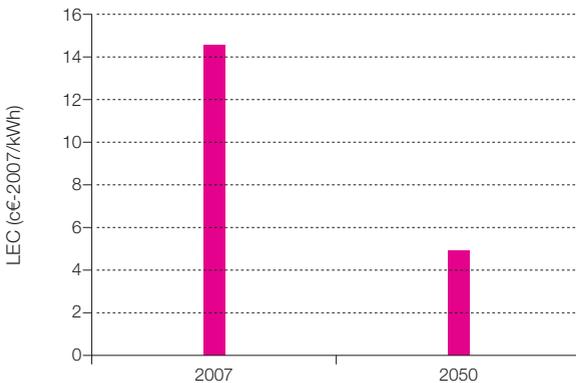


Figura 714. Coste específico normalizado de la generación de electricidad en el mix-3b2 dimensionado para cubrir la demanda de electricidad directa (incluye EVs) del contexto E3.0 en el año 2050. $SM = 1,55$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 97,2\%$; $SF_{tot} = 57,6\%$; $F_{disipada} = 15,3\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 31,5\%$; $A_{territorio} = 3,3\%$.



Por lo que respecta a la capacidad de acumulación, la figura 713 nos reproduce su operación a lo largo del año. En las temporadas de inicio y final de año, el estado de carga de la acumulación es bajo, e indica una limitación en términos de potencia instalada, mientras que en las partes centrales del año el almacenamiento está totalmente lleno, indicando una limitación^{1.033} en términos de capacidad de acumulación.

Para terminar con este caso, la figura 714 recoge los LEC del caso-3b2 para cobertura de la demanda eléctrica del contexto E3.0, con estructuras de coste del año 2007 y del año 2050.

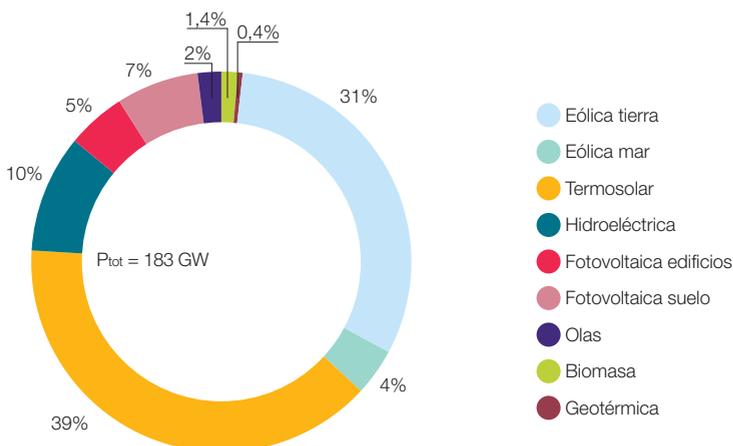
A continuación vamos a presentar los resultados del análisis de la cobertura de la demanda para el caso-3b3, correspondiente a la cobertura total de la demanda del contexto E3.0. Por tanto, este caso compara directamente con el caso-4b2 asociado a la cobertura total

de la demanda del contexto BAU con generación 100% renovable. Para facilitar la comparativa, se ha limitado la capacidad de acumulación del sistema eléctrico a 3 TWh, igual que en el caso-4b2.

Las figuras 715 y 716 presentan la estructura de la potencia instalada y la generación eléctrica para el caso-3b3 (cobertura total demanda E3.0 en el año 2050 sin gestión de la demanda).

La figura 717 nos muestra la comparación de la infraestructura energética necesaria para la cobertura de la demanda de energía total con generación renovable en los contextos BAU y E3.0 para el año 2050. Como podemos apreciar, el despliegue de eficiencia en el contexto E3.0 proporciona una reducción muy importante de la infraestructura energética necesaria, tanto para generación de electricidad como para generación y acumulación de hidrógeno.

Figura 715. Distribución de la potencia instalada en el caso-3b3 dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0 en el año 2050. SM = 2,25; SF_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{disipada} = 0%; C = 3 TWh; CF_{global} = 37,7%; A_{territorio} = 4,3%.



1.033 Sin embargo, esta limitación es relativa, debido a que la disipación se empleará para la generación de hidrógeno, que añade capacidad de acumulación adicional al sistema energético.

Figura 716. Distribución de la generación en el caso-3b3 dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0 en el año 2050. $SM = 2,25$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 37,7\%$; $A_{territorio} = 4,3\%$.

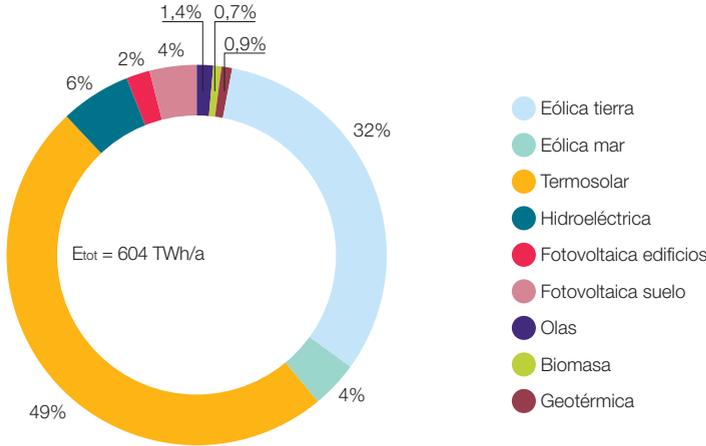
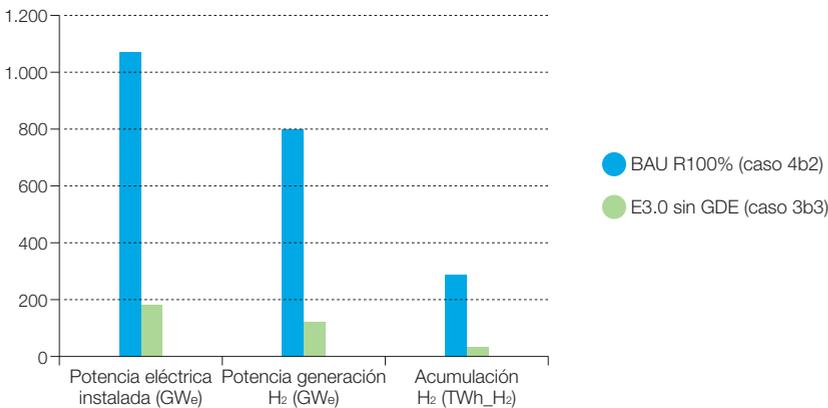


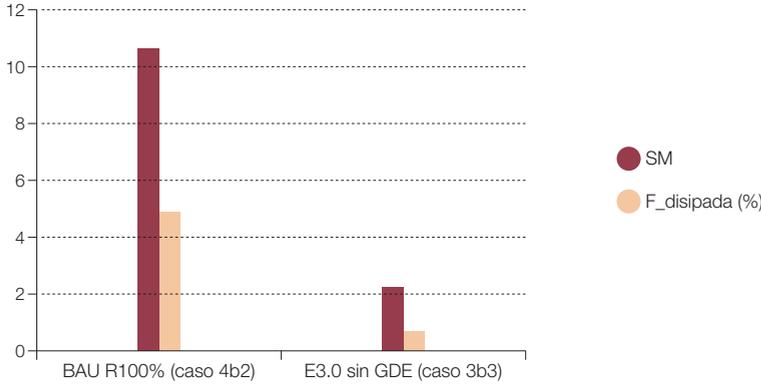
Figura 717. Comparación de la infraestructura energética necesaria para la cobertura de la demanda total con energías renovables en los contextos BAU y E3.0.



Uno de las ventajas del contexto E3.0 respecto al BAU es la integración del transporte en el sistema eléctrico. La eficiencia energética asociada a este aspecto se refleja claramente en la figura 718, en la que se puede observar como tanto el SM como la fracción de electricidad di-

sipada por el sistema eléctrico, y empleada para la generación de hidrógeno, son inferiores en el contexto E3.0 que en el BAU. De hecho, resulta sorprendente el bajo SM requerido en el contexto E3.0 para alcanzar la cobertura total de la demanda ($SM = 2,25$).

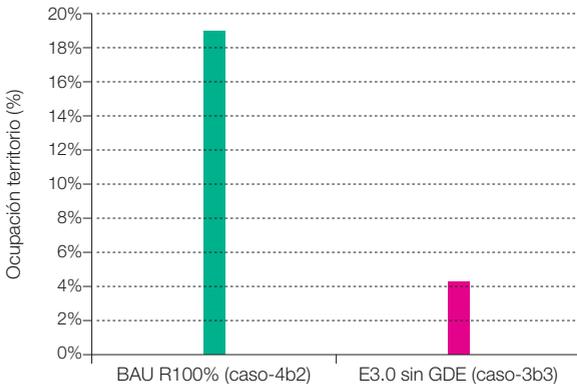
Figura 718. Comparación de la infraestructura energética necesaria para la cobertura de la demanda total con energías renovables en los contextos BAU y E3.0.



Otro indicador en el que podemos apreciar el efecto beneficioso del despliegue de eficiencia en el contexto E3.0 es en la ocupación del territorio. La figura 719 compara la ocupación del territorio del sistema eléctrico y de generación de hidrógeno^{1.034} al cubrir la demanda con 100% renovables en los contextos BAU y E3.0.

La figura 720 recoge los resultados del análisis de la cobertura de la demanda para el caso-3b3. Como podemos observar la demanda eléctrica se cubre completamente, y la disipación del sistema eléctrico tiene una distribución más homogénea a lo largo del año, y proporciona la capacidad de generación

Figura 719. Comparación de la ocupación del territorio por el sistema eléctrico y de generación de hidrógeno para la cobertura de la demanda total con energías renovables en los contextos BAU y E3.0.



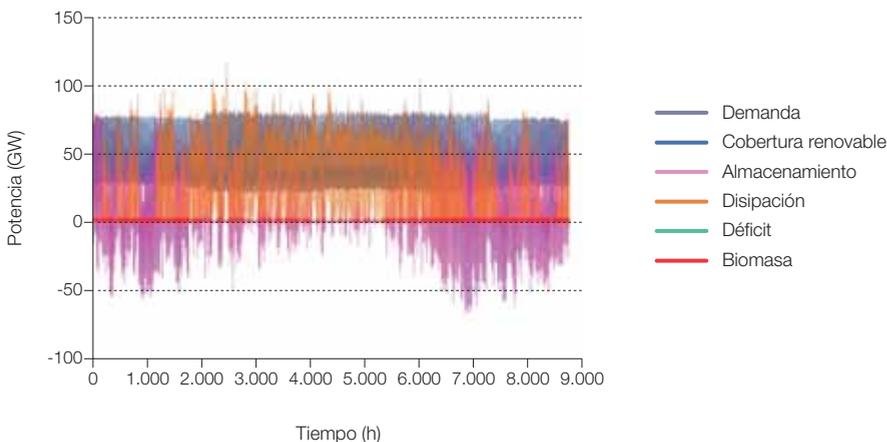
1.034 La ocupación total del territorio asociada al sistema energético es superior a estos valores al incluir los requerimientos de superficie para la producción de biomasa y biocombustibles no dedicados a la generación de electricidad.

necesaria para cubrir la demanda de hidrógeno del sistema. Al comparar esta figura con la correspondiente al caso BAU con cobertura 100% renovable (caso-4b2), podemos observar cómo la disipación está mucho más equilibrada con los requerimientos del sistema eléctrico, lo cual también queda manifiesto por el bajo múltiplo solar necesario ($SM = 2,25$). Este aspecto es de gran importancia desde el punto de vista de los requerimientos de ampliación de la red de transporte eléctrico. Por lo que respecta al uso del almacenamiento del sistema eléctrico, vemos que este es bastante intenso al principio y final del año, pero mucho más bajo en la parte central del año. Con la biomasa sucede lo mismo, y se reduce su uso respecto al caso anterior, requiriendo ahora el consumo de 14 TWh/a de biomasa.

Por lo que respecta a la acumulación de hidrógeno, la figura 721 recoge las potencias de carga y descarga de la acumulación de hidrógeno^{1.035} (en términos eléctricos equivalentes), mientras que la figura 722 recoge la

evolución del estado de carga de la acumulación de hidrógeno necesaria para integrar toda la potencia disipada por el sistema de generación eléctrica. La capacidad de acumulación de hidrógeno necesaria es de 33 TWh_{H₂}, que corresponde a una reserva de 102 días, siendo la carga mínima de la acumulación de hidrógeno de 2 TWh_{H₂}, equivalente a 6 días de acumulación, que es el estado de carga que aparece el 16 de febrero. Como podemos ver, estas capacidades de acumulación de hidrógeno son muy inferiores a las que se requerían en el contexto BAU.

Figura 720. Análisis de la cobertura de la demanda con el mix-3b3 dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0. $SM = 2,25$; $SF_{\text{eléctrica}} = 100\%$; $SF_{\text{tot}} = 100\%$; $F_{\text{disipada}} = 0\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{\text{global}} = 37,7\%$; $A_{\text{territorio}} = 4,3\%$.



1.035 La potencia de carga máxima es inferior a la potencia requerida para generación de hidrógeno (117 GW) como consecuencia de la simultaneidad de la generación con el consumo. Es decir, dada la simultaneidad entre generación y consumo, la potencia neta de carga del sistema de acumulación de hidrógeno es inferior a la potencia máxima de generación de hidrógeno, pues en el instante de tiempo en que se alcanza la potencia máxima de generación, existe una potencia de descarga del sistema de acumulación nula.

Figura 721. Evolución de las potencias de carga y descarga de la acumulación de hidrógeno con el mix-3b3 dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0. $SM = 2,25$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{dissipada} = 0\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 37,7\%$; $A_{territorio} = 4,3\%$.

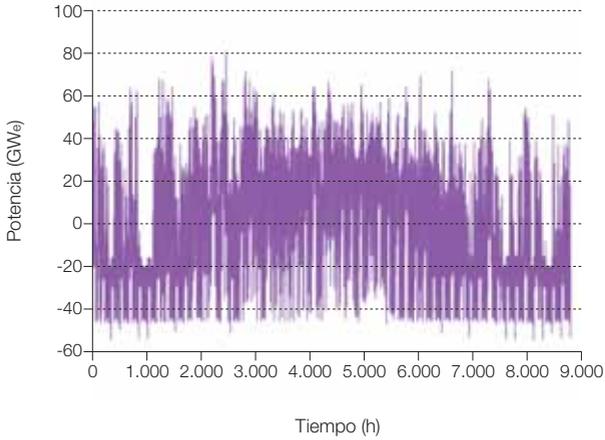
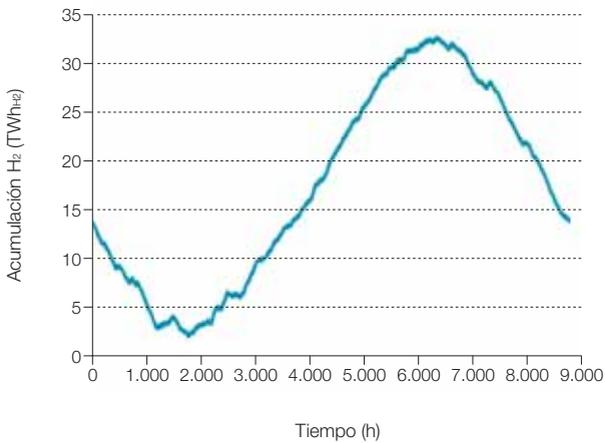


Figura 722. Evolución del estado de carga de la acumulación de hidrógeno con el mix-3b3 dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0. $SM = 2,25$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{dissipada} = 0\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 37,7\%$; $A_{territorio} = 4,3\%$.

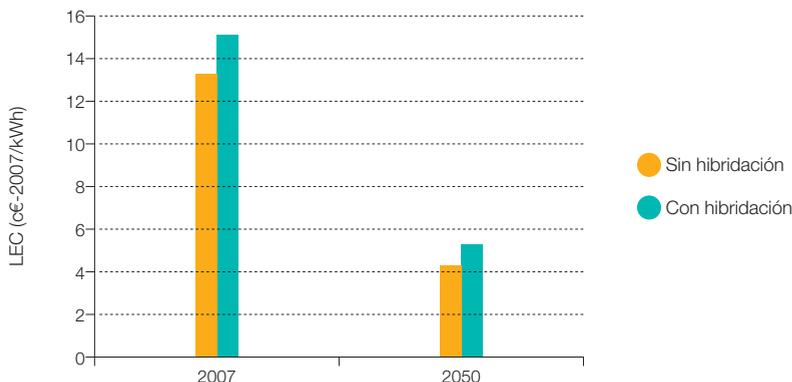


En la figura 723 presentamos los LEC de la generación eléctrica para el caso-3b3, con y sin incorporar el efecto de la hibridación termosolar. Como podemos observar, en este caso el efecto de la hibridación termosolar es más elevado que en el caso del contexto BAU. Esto es debido a que el menor sobredimensionado de la potencia eléctrica requerido para dar cobertura a la demanda de hidrógeno hace que el peso relativo del coste de la hibridación termosolar sea más elevado^{1.036}.

Las figuras 724 y 725 nos muestran la comparación de los LEC de generación eléctrica para cobertura de la demanda total, correspondientes a los contextos BAU y E3.0. Como podemos observar, por lo general el LEC correspondiente al contexto E3.0 es inferior al del BAU, como consecuencia de que el menor requerimiento de potencia instalada permite cubrir la demanda con una participación menor de las tecnologías más caras. Sin embargo, al tener en cuenta la hibridación termosolar, los LEC se igualan bastante e incluso se hacen superior con la estructura de costes

del año 2050 para el caso E3.0. El motivo de este resultado es que para el contexto E3.0 el sobredimensionado necesario del sistema de generación eléctrica para dar cobertura a la demanda de hidrógeno es muy inferior al del contexto BAU, por lo que el peso relativo de la hibridación termosolar es mucho más importante. De hecho, como comentamos en su momento, para el contexto BAU el gran sobredimensionado de la potencia de generación necesario para dar cobertura a la demanda de hidrógeno hace que la hibridación termosolar resulte redundante, mientras que en el contexto E3.0 sin participación de la gestión de la demanda sí que es necesaria esta hibridación para garantizar la cobertura de la demanda. Por tanto, los LEC asociados a la generación eléctrica son del mismo orden^{1.037} para los contextos BAU y E3.0.

Figura 723. LEC de generación eléctrica para mix-3b3 dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0. SM =2,25; SF_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{disipada} =0%; C = 3 TWh; CF_{global} = 37,7%; A_{territorio} = 4,3%.



1.036 En los resultados mostrados, la hibridación termosolar incrementa el LEC del sistema eléctrico por constituir principalmente un elemento de seguridad de suministro que conlleva una inversión adicional. En el estudio (R100%, 2006), donde se desarrolló el análisis de la cobertura de la demanda eléctrica con renovables en un escenario de electrificación BAU, en la que la generación de electricidad cubría una parte relativamente pequeña de la demanda total del sistema energético, la hibridación termosolar conducía a la reducción del LEC del sistema eléctrico, al permitir la cobertura de una demanda residual, de forma mucho más económica que el incrementar la potencia renovable instalada (por el bajo factor de capacidad con el que se usaba esta potencia adicional). Sin embargo, en la situación actual en que tratamos la cobertura de la demanda del sistema energético total, vía la electrificación directa o indirecta (mediante generación de hidrógeno), el requerimiento de potencia instalada en relación a la demanda de electricidad directa es más elevado (para dar cobertura a la demanda de hidrógeno), por lo que su capacidad de cobertura de la demanda de electricidad directa es también mayor. En este contexto, la hibridación termosolar recogida en estos resultados, constituye una inversión adicional encaminada fundamentalmente a incrementar la seguridad de suministro. Pero la conclusión general obtenida en (R100%, 2006) sigue siendo válida: a igualdad de cobertura de la demanda y de seguridad de suministro, la hibridación con biomasa de parte de la potencia termosolar instalada sigue representando una de las opciones más favorables para proporcionar servicios de regulación o para cubrir elementos de demanda residual, debido a que comparte el bloque de potencia con la central termosolar.

1.037 Sin embargo, el coste total asociado a la generación eléctrica será muy inferior en el contexto E3.0 como consecuencia de la menor demanda de generación eléctrica.

Figura 724. Comparación entre los LEC de generación eléctrica para la cobertura total de la demanda en los contextos BAU y E3.0. Sin incorporar los costes asociados a la hibridación termosolar.

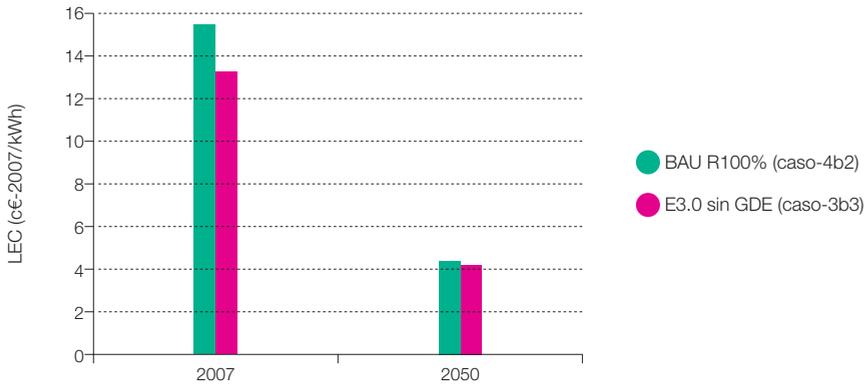
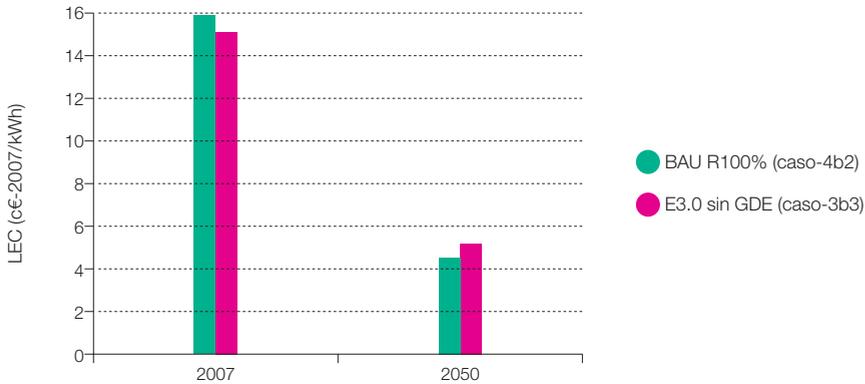


Figura 725. Comparación entre los LEC de generación eléctrica para la cobertura total de la demanda en los contextos BAU y E3.0. Incorporando los costes asociados a la hibridación termosolar.



Por último, por lo que respecta a este caso-3b3, las figuras 726 y 727 recogen la comparativa de los LEC asociados a la generación eléctrica en el contexto E3.0 para los casos de sistema energético no integrado

(caso-3b2), y sistema energético integrado (caso-3b3), donde el concepto de integración se refiere al aprovechamiento de la disipación del sistema eléctrico para generar hidrógeno.

Figura 726. Comparación de los LEC de generación eléctrica para la cobertura de la demanda E3.0 sin y con integración del sistema energético (uso de la disipación del sistema eléctrico para producir hidrógeno). Caso sin incluir los costes de la hibridación termosolar.

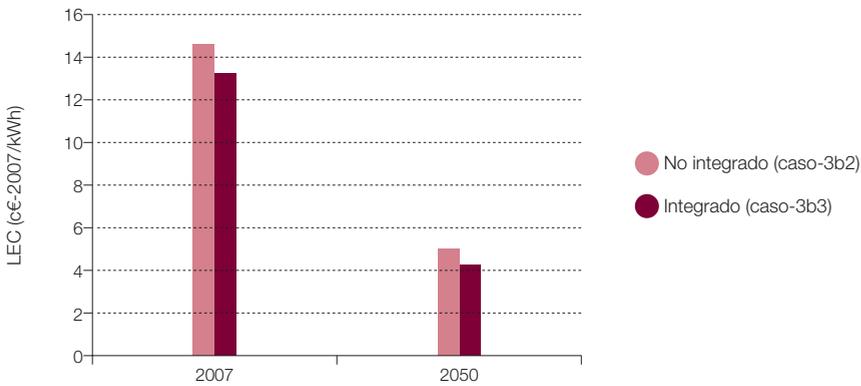
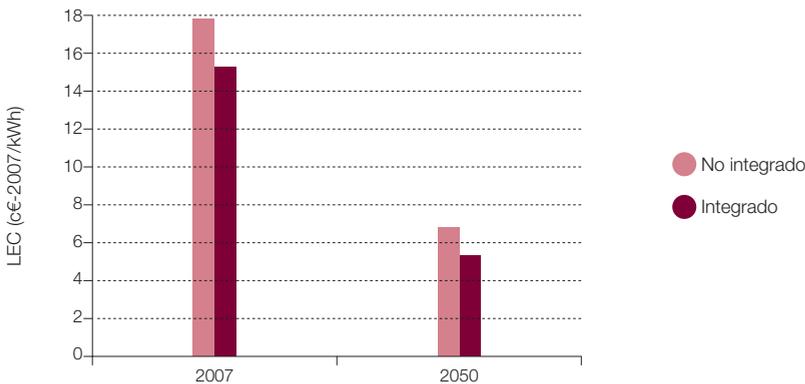


Figura 727. Comparación de los LEC de generación eléctrica para la cobertura de la demanda E3.0 sin y con integración del sistema energético (uso de la disipación del sistema eléctrico para producir hidrógeno). Caso que incluye los costes de la hibridación termosolar.



5.6.2 Cobertura con gestión de la demanda

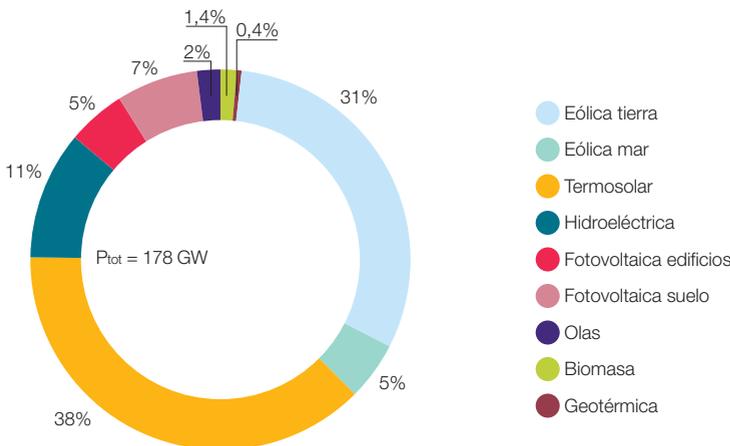
En este punto pasamos a analizar la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 con participación de la demanda en la operación del sistema.

Por lo que respecta a la demanda de electricidad directa, en este caso se modifica la recarga de los vehículos eléctricos, y pasa de una recarga nocturna con horario prefijado del caso anterior, a una demanda coincidente con la de movilidad cubierta dinámicamente a lo largo del año según las posibilidades del sistema de generación y aportando una interacción bidireccional (V2G) con el sistema eléctrico, gestionada a través de las baterías de acumulación de los vehículos eléctricos.

El mix-3b3b ha sido dimensionado para la cobertura total de la demanda en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. Las figuras 728 y 729 reproducen la distribución de potencia eléctrica instalada y de generación eléctrica.

Por tanto, este caso añade una mayor capacidad de regulación del sistema eléctrico (flexibilidad), que se materializa en la capacidad de acumulación y potencia de regulación disponible. En las figuras 730 y 731 recogemos el reparto de capacidad de regulación, en términos de acumulación^{1.038} y de potencia, para la operación del sistema en el contexto E3.0 con participación de la demanda.

Figura 728. Distribución de la potencia instalada para el caso-3b3b dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. SM = 2,59; SF_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{disipada} = 0%; CF_{global} = 38,7%; C = 23.72 TWh; A_{territorio} = 4,2%.



1.038 Como puede apreciarse, en términos de capacidad de acumulación, la hidroeléctrica regulada es la tecnología dominante. Esta capacidad de acumulación de la hidroeléctrica regulada no es un elemento nuevo del contexto E3.0, pues se trata de la capacidad de acumulación hidroeléctrica actualmente existente, y por tanto también existe en el mix energético del contexto BAU. La diferencia fundamental estriba en la forma en que se usa esta capacidad de acumulación en el contexto BAU (o en la actualidad) y en el contexto E3.0, quedando en el contexto E3.0 al servicio de los requerimientos de regulación del sistema energético.

Figura 729. Distribución de la generación eléctrica para el caso-3b3b dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. SM = 2,59; SF_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{disipada} = 0%; CF_{global} = 38,7%; C = 23,72 TWh; A_{territorio} = 4,2%.

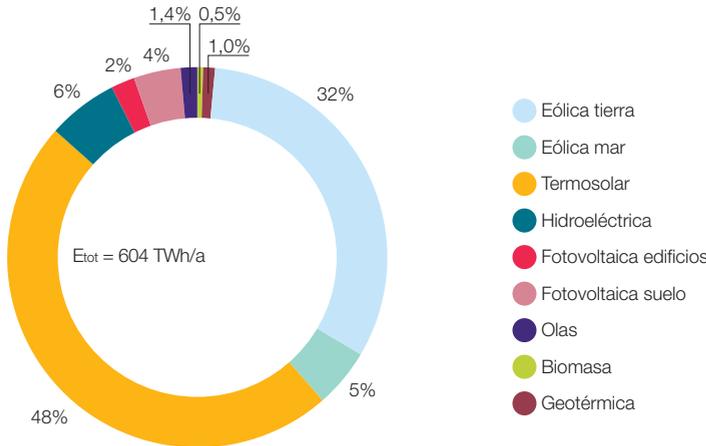
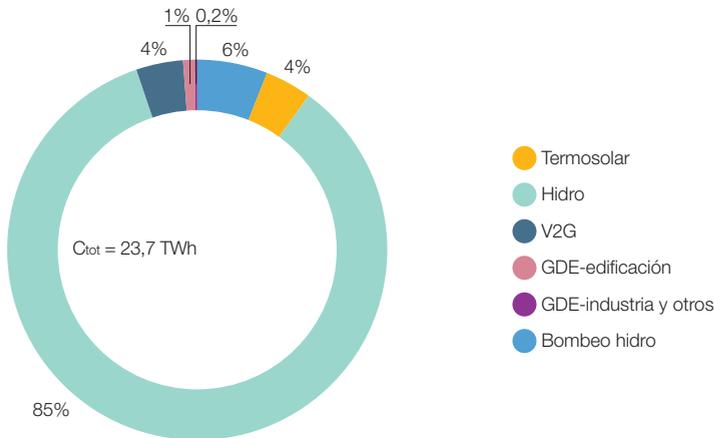


Figura 730. Capacidad de acumulación a disposición del sistema eléctrico para el caso con GDE.



Por lo que respecta a la capacidad de acumulación, en la figura 730 podemos observar cómo sigue dominada por la hidroeléctrica regulada^{1.039}. La termosolar y el bombeo hidroeléctrico son otras dos contribuciones por el lado de la oferta de las que

también disponíamos en el caso anterior. Las nuevas aportaciones a la capacidad de acumulación del sistema eléctrico son la correspondiente a la capacidad disponible para el sistema de las baterías de los vehículos eléctricos (V2G), y la gestión de la

1.039 Sin embargo, es preciso tener presente las diferencias en el carácter cualitativo de estas capacidades de acumulación: mientras que la hidroeléctrica regulada y la termosolar proporcionan una capacidad de acumulación unidireccional, es decir, tan solo permiten ser aplicadas para gestionar el recurso energético (agua o sol), el resto proporcionan una capacidad de acumulación bidireccional, y permiten absorber y desfasar en el tiempo el exceso de capacidad de generación del resto del sistema, y por tanto constituyen elementos de regulación mucho más versátiles.

demanda, básicamente en el sector edificación y en el sector industrial. La capacidad de acumulación del sector edificación proviene principalmente de la capacidad inercial de los edificios^{1.040} y de los sistemas de producción de frío. En la industria, la capacidad de acumulación proviene también principalmente de los elementos de acumulación inercial disponibles^{1.041}.

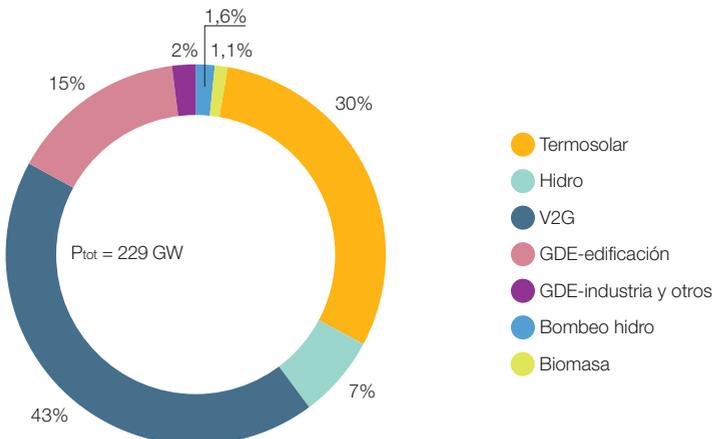
Por tanto, vemos en la figura 730 cómo desde el punto de vista de la capacidad de acumulación, la contribución de la gestión de la demanda no proporciona grandes contribuciones a la capacidad de regulación del sistema eléctrico, respecto a los elementos ya disponibles desde el lado de la oferta. Por otro lado, la integración del sistema energético proporciona un gran incremento de la capacidad de acumulación en forma de acumulación de hidrógeno^{1.042}, que también estaba disponible en el caso anterior sin participación de la gestión de la demanda^{1.043}.

Pero tal y como ya se apuntó en el informe R100% (GP, 2007), y como hemos visto

reflejado en los casos anteriormente analizados para el contexto BAU y el E3.0 sin gestión de la demanda, los requerimientos de flexibilidad para la regulación de un sistema eléctrico basado en energías renovables son, sobre todo, en términos de potencia y no de capacidad de acumulación^{1.044}.

En la figura 731 mostramos el desglose de potencia de regulación gestionable a disposición del sistema eléctrico para el contexto E3.0 con participación de la gestión de la demanda. Y es precisamente aquí, donde vemos la contribución real de la gestión de la demanda a la flexibilización del sistema energético: en el gran incremento de potencia de regulación disponible. En efecto, como podemos apreciar, la hidroeléctrica regulada, dominante en términos de capacidad, proporciona una contribución de segundo orden, y está dominada la disponibilidad de potencia de regulación por la participación de los elementos de gestión de la demanda, entre los que destaca de forma importante la interacción bidireccional de los vehículos eléctricos con el sistema eléctrico (V2G).

Figura 731. Potencia de regulación gestionable a disposición del sistema eléctrico para el caso con GDE.



- 1.040** Acumulación de frío o calor en la estructura del edificio para desfasar su suministro a los espacios climatizados. En efecto, mediante pequeñas variaciones del punto de consigna de los espacios a climatizar (que no producen alteraciones apreciables de las condiciones de confort), los edificios pueden absorber el exceso de capacidad de generación del sistema (incremento consigna termostato en modo calefacción o reducción consigna termostato en modo refrigeración), o reducir su demanda para responder a una reducción de capacidad de generación del sistema (reducción consigna termostato en modo calefacción o incremento consigna termostato en modo refrigeración). El empleo de sistemas de distribución térmica inerciales (suelos o muros radiantes, materiales de cambio de fase, etc.) potencia esta capacidad inercial de los edificios para contribuir a la regulación del sistema.
- 1.041** En el caso del sector industrial, la capacidad inercial se encuentra representada tanto por los procesos de calentamiento/enfriamiento de sustancias, como por la acumulación másica de reactivos intermedios o productos.
- 1.042** Capacidad del orden del doble de la de la hidroeléctrica regulada que domina la capacidad de acumulación del sistema eléctrico.
- 1.043** Nótese que en esencia, la acumulación de hidrógeno se podría considerar como una medida de gestión de la demanda. Pero el hecho de que esta capacidad de regulación resulte indispensable para la operación del sistema, y anticipando una contribución dominante en el despliegue de esta capacidad de acumulación desde el lado de la oferta, la hemos considerado incorporada en el caso sin participación de la gestión de la demanda. Por tanto, el elemento diferencial de la participación de los elementos de demanda eléctrica en la operación del sistema.
- 1.044** Este es el motivo fundamental por el que la hibridación termosolar se distingue como el elemento fundamental de regulación en los sistemas 100% renovables gobernados tan solo desde el lado de la oferta.

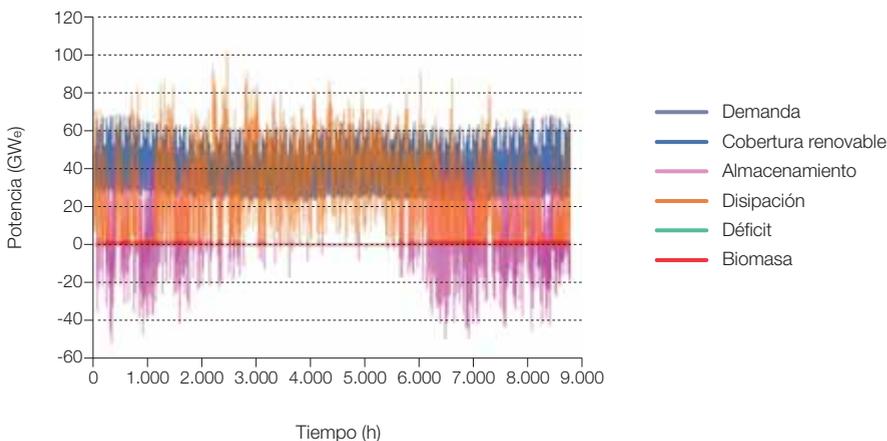
Es de resaltar que en esta figura no hemos incluido la hibridación termosolar: la gran disponibilidad de potencia de regulación por el lado de la demanda, hace que no se requiera la participación de la hibridación termosolar para la operación del sistema eléctrico en este caso.

La figura 732 nos recoge el resultado del análisis de la cobertura de la demanda para el caso-3b3b dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda, mientras que la figura 733 recoge la evolución del estado de carga de la capacidad de acumulación puesta a disposición del sistema eléctrico. Como podemos observar, las potencias de regulación utilizadas a lo largo de todo el año quedan muy por debajo de la disponibilidad que proporcionan los elementos de flexibilidad del mix de generación (229 GWe de la figura 731). Por tanto, la hibridación termosolar es innecesaria, y a

pesar de no incorporarla, el gran exceso de potencia de regulación disponible, proporciona una muy elevada seguridad de suministro.

La figura 733 nos muestra la evolución del estado de carga de la capacidad de acumulación puesta a disposición del sistema eléctrico para el caso-3b3b, dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050, con participación de la gestión de la demanda. Como podemos observar, el estado de carga de la acumulación permanece prácticamente lleno todo el año. Incluso a principio y final del año, en el que se observan unas descargas mayores de la capacidad de acumulación, podemos observar que estas descargas apenas alcanzan el 3% de la capacidad de acumulación disponible^{1.045}. Este resultado confirma una vez más que los requerimientos de regulación de un sistema de generación basado en energías renovables son fundamentalmente en términos de potencia, y no en términos

Figura 732. Análisis de la cobertura de la demanda para el caso-3b3b dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. SM = 2,59; SF_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{dissipada} = 0%; CF_{global} = 38,7%; C = 23.72 TWh; A_{territorio} = 4,2%.



1.045 En estas condiciones, incluso el bombeo hidroeléctrico resulta redundante, y desempeña por tanto un papel exclusivamente de seguridad de suministro, y no es preciso recurrir a la ineficiencia asociada al uso de esta capacidad de acumulación (30% de pérdidas en proceso de bombeo-turbinaación).

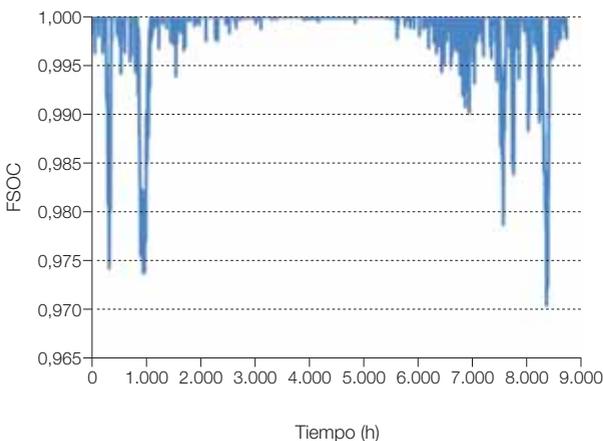
de capacidad de acumulación. Adicionalmente, el gran exceso de capacidad de acumulación disponible para el sistema eléctrico nos proporciona otra confirmación de la seguridad de suministro obtenida.

Uno de los elementos que contribuye a que el estado de carga de la capacidad de acumulación sea tan elevado a lo largo de todo el año es el exceso de potencia que se ha tenido que instalar para proporcionar cobertura a la demanda de hidrógeno. La consecuencia de que el estado de carga de la capacidad de acumulación sea tan elevado es que la potencia disipada por el sistema eléctrico, que es la que alimenta al sistema de generación de hidrógeno, alcanza picos elevados^{1.046}, que repercuten directamente sobre la capacidad de generación de hidrógeno que es preciso instalar. Cabe por tanto pensar que el manejo integrado de las capacidades de acumulación del sistema eléctrico y del hidrógeno pudieran

permitir reducir el requerimiento de potencia de generación de hidrógeno a instalar, y reducir por tanto los costes de inversión totales asociados al sistema energético. Posteriormente exploraremos esta posibilidad.

Las figuras 734 y 735 nos muestran la evolución de las potencias de carga y descarga del sistema de acumulación de hidrógeno, así como la evolución del estado de carga del mismo, para el caso-3b3b, dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. La capacidad requerida de la acumulación de hidrógeno es de 27,7 TWh_{H₂} (equivalente a una reserva de 87 días), alcanzando una carga mínima de 2 TWh_{H₂} (equivalente a una reserva de seis días) el 15 de febrero.

Figura 733. Evolución del estado de carga (FSOC) de la capacidad de acumulación puesta a disposición del sistema eléctrico para el caso-3b3b, dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. SM = 2,59; SF_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{disipada} = 0%; CF_{global} = 38,7%; C = 23,72 TWh; A_{territorio} = 4,2%.



1.046 Del orden de 102 GW en este caso.

Figura 734. Evolución de las potencias de carga y descarga del sistema de acumulación de hidrógeno, en términos eléctricos equivalentes, para el caso-3b3b, dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. $SM = 2,59$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $CF_{global} = 38,7\%$; $C = 23,72$ TWh; $A_{territorio} = 4,2\%$.

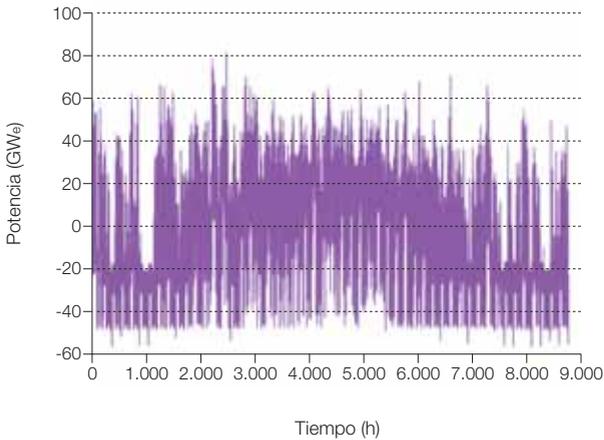
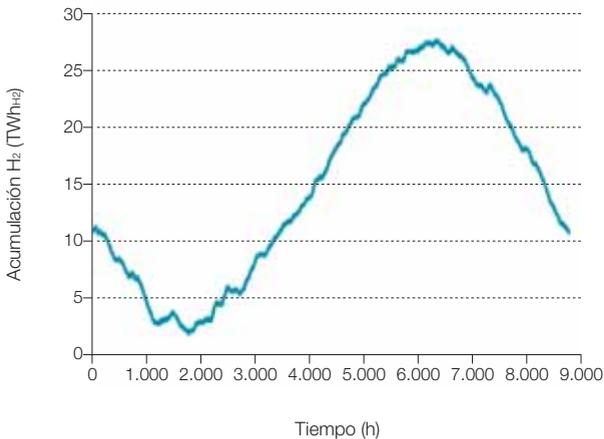


Figura 735. Evolución del estado de carga del sistema de acumulación de hidrógeno para el caso-3b3b, dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. $SM = 2,59$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $CF_{global} = 38,7\%$; $C = 23,72$ TWh; $A_{territorio} = 4,2\%$.



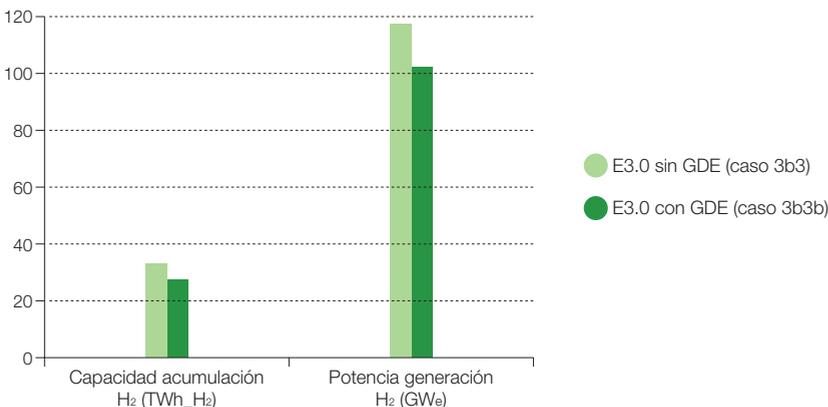
La figura 736 permite comparar directamente los requerimientos de regulación de hidrógeno, en términos de potencia de generación y de capacidad de acumulación, para los casos de los mix-3b3 (E3.0 sin GDE) y mix-3b3b (E3.0 con GDE) correspondientes a la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 y el año 2050, sin (3b3) y con (3b3b) participación de la gestión de la demanda (GDE). Como podemos observar, la participación de la gestión de la demanda aporta beneficios en relación a los requerimientos de potencia de generación^{1.047} de hidrógeno y de capacidad de acumulación, que se ven reducidos.

En términos de costes, estos beneficios de la incorporación de la gestión de la demanda sobre la reducción de requerimientos de regulación de hidrógeno, se reflejan en una reducción de la contribución de la acumulación y la generación de hidrógeno sobre el conjunto del sistema energético. Las figuras 737 y 738 nos recogen esta comparativa de la

contribución a los costes normalizados de producción de hidrógeno, tanto para la acumulación de hidrógeno como para su generación. En ambos casos, los costes están expresados por unidad de kWh de hidrógeno demandado, y en el caso de la generación, incluye tan solo los costes de inversión asociados a las instalaciones para generación de hidrógeno, es decir, no incluye el coste de la electricidad necesaria para producir ese hidrógeno (que se contabilizará a parte).

Y a estos beneficios de costes, asociados a la reducción de requerimientos de regulación del sistema de hidrógeno, hay que añadir los beneficios que la participación de la gestión de la demanda nos proporcionan en términos de la reducción de la potencia de generación eléctrica necesaria (178 GW frente a 183 GW), y la eliminación del requerimiento de hibridación termosolar para regular el sistema eléctrico desde el lado de la oferta, que se traducen en una reducción del LEC de generación eléctrica que queda recogida en la figura 739.

Figura 736. Comparativa de la capacidad de acumulación de hidrógeno y la potencia de generación de hidrógeno requerida en los casos de los mix-3b3 (E3.0 sin GDE) y mix-3b3b (E3.0 con GDE) correspondientes a la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 y el año 2050, sin (3b3) y con (3b3b) participación de la gestión de la demanda (GDE).



1.047 La reducción de la potencia de generación de hidrógeno requerida conduce a un incremento del factor de capacidad con el que se usará este equipo, y por tanto a una reducción de su contribución al coste total del sistema energético.

Figura 737. Comparativa de los costes normalizados de acumulación de hidrógeno (expresados en términos específicos referidos a la demanda anual de hidrógeno) en los casos de los mix-3b3 (E3.0 sin GDE) y mix-3b3b (E3.0 con GDE) correspondientes a la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 y el año 2050, sin (3b3) y con (3b3b) participación de la gestión de la demanda (GDE).

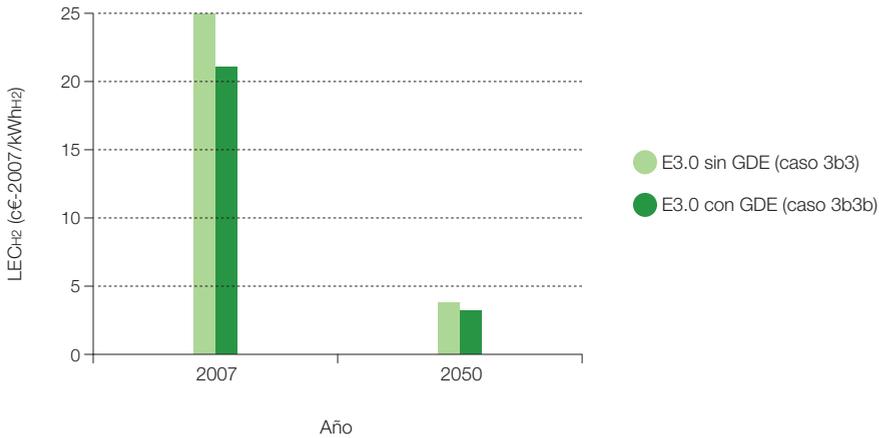


Figura 738. Comparativa de los costes normalizados de generación de hidrógeno (expresados en términos específicos referidos a la demanda anual de hidrógeno, y sin incluir los costes de generación de la electricidad necesaria) en los casos de los mix-3b3 (E3.0 sin GDE) y mix-3b3b (E3.0 con GDE) correspondientes a la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 y el año 2050, sin (3b3) y con (3b3b) participación de la gestión de la demanda (GDE).

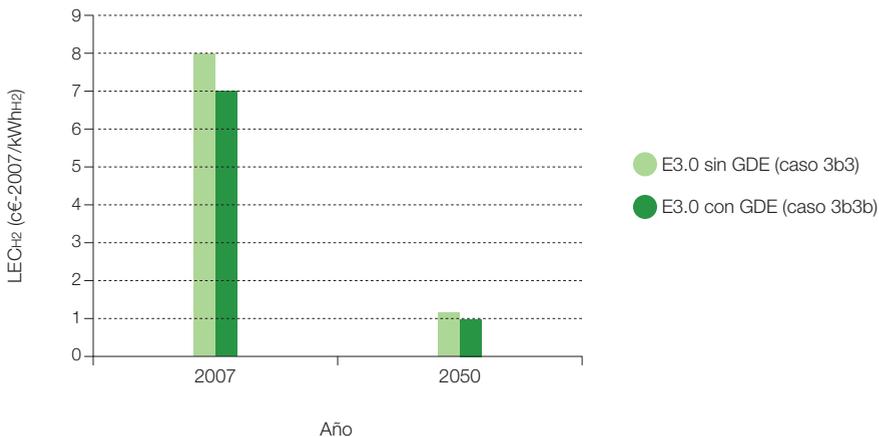
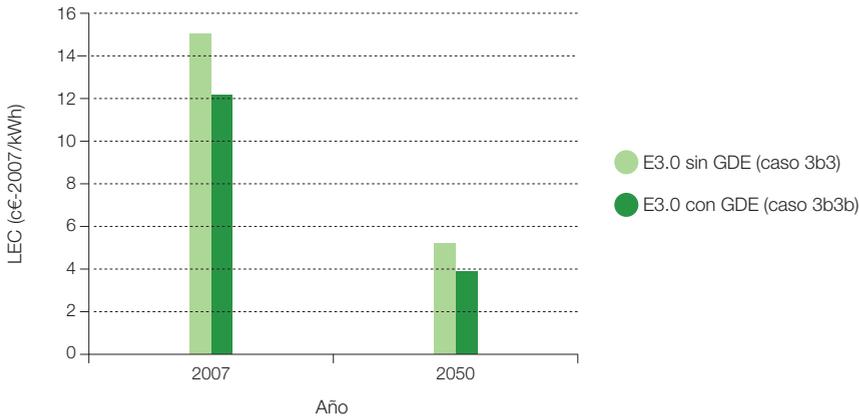


Figura 739. Comparativa de los LEC asociados a la generación de electricidad para los casos de los mix-3b3 (E3.0 sin GDE) y mix-3b3b (E3.0 con GDE) correspondientes a la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 y el año 2050, sin (3b3) y con (3b3b) participación de la gestión de la demanda (GDE).



A continuación presentamos los resultados del caso-7, dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 y año 2050, con participación de la gestión de la demanda, e integrando las capacidades de acumulación eléctrica y de hidrógeno con el fin de reducir los requerimientos de infraestructura para la generación de hidrógeno.

Como veíamos en el caso anterior (caso-3b3b), el exceso de potencia eléctrica requerida para la producción de hidrógeno, conduce a mantener prácticamente en un estado de carga total la capacidad de acumulación, puesta a disposición del sistema eléctrico, lo cual trae como consecuencia que las potencias disipadas por el sistema eléctrico, y que sirven para la generación de hidrógeno, alcancen picos elevados que condicionan la capacidad a instalar de infraestructura de generación de hidrógeno. Puesto que el sistema energético también requiere una capacidad de acumulación de

hidrógeno mayor que la disponible por el sistema eléctrico, cabe pensar que una gestión integrada del conjunto de acumulación total puesta a disposición del sistema, podría permitir relajar el requerimiento de potencia a instalar para la generación de hidrógeno^{1.048}. Con el caso-7 hemos querido realizar una primera aproximación a esta gestión integrada para evaluar sus potenciales beneficios.

El mix de generación del caso-7 es el mismo que el del caso-3b3b, pues la demanda total de electricidad a cubrir sigue siendo la misma, y la capacidad de acumulación total también es la misma, pero ahora se encuentra integrada la capacidad de acumulación del sistema eléctrico (23,72 TWh) con la del sistema de acumulación de hidrógeno, que en términos eléctricos corresponde a 58,5 TWh, y da un total de capacidad de acumulación disponible para el conjunto del sistema energético de 82,2 TWh.

1.048 En efecto, esta gestión integrada de la capacidad de acumulación podría permitir vaciar más la capacidad de acumulación del sistema eléctrico a costa de anticipar la generación de hidrógeno, de tal forma que cuando se presentaran los picos de disipación del sistema eléctrico hubiera disponible capacidad de acumulación en el mismo para reducirlos.

Figura 740. Análisis de la cobertura de la demanda para el caso-7, dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda e integración de la gestión de acumulación del sistema eléctrico y del sistema de hidrógeno. $SM = 2,59$; $SF_{eléctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $CF_{global} = 38,7\%$; $C = 82,2$ TWh; $A_{territorio} = 4,2\%$.

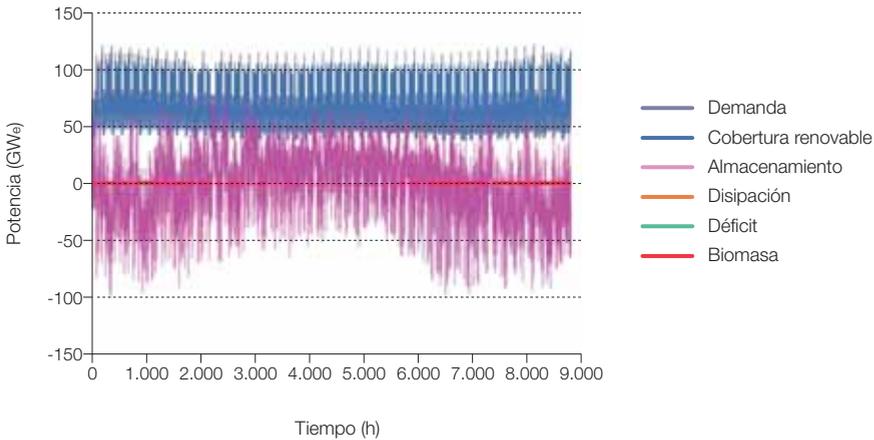
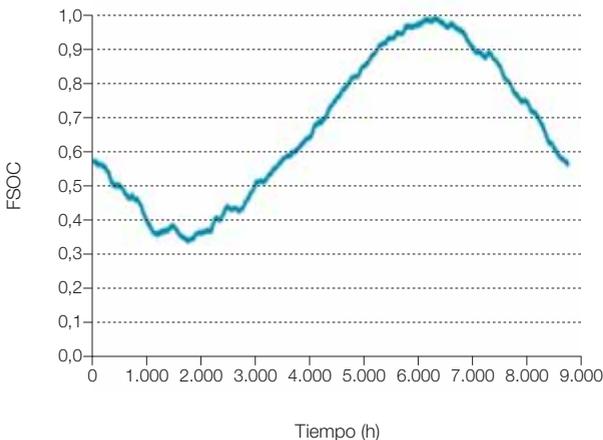


Figura 741. Evolución del estado de carga de la capacidad de acumulación total puesta a disposición del sistema energético para el caso-7, dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda e integración de la gestión de acumulación del sistema eléctrico y del sistema de hidrógeno. $SM = 2,59$; $SF_{eléctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $CF_{global} = 38,7\%$; $C = 82,2$ TWh; $A_{territorio} = 4,2\%$.



La figura 740 nos muestra el resultado del análisis de la cobertura de la demanda en este caso, mientras que la figura 741 recoge la evolución de la capacidad de acumulación total del sistema energético.

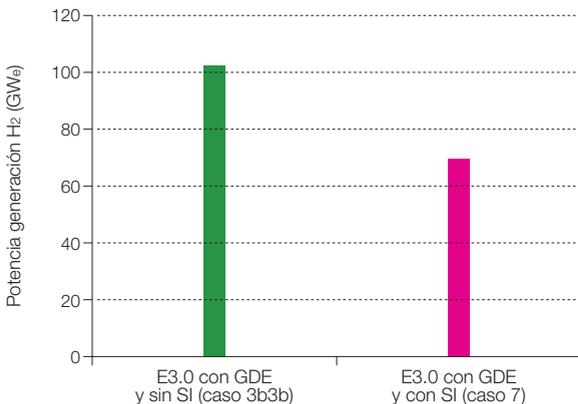
En la figura 742 podemos ver comparados los requerimientos de potencia de generación de hidrógeno a instalar, y apreciar una significativa reducción de la misma, gracias a la integración de la gestión de la acumulación de los subsistemas eléctrico y de hidrógeno.

En términos de costes, la figura 743 nos compara los costes normalizados de generación de hidrógeno (sin incluir los costes del consumo de electricidad asociado) para los casos sin y con integración de la gestión del sistema de acumulación, y se puede apreciar, cómo especialmente al principio del periodo de

tiempo considerado^{1.049} el beneficio de esta integración de los sistemas de acumulación es elevado.

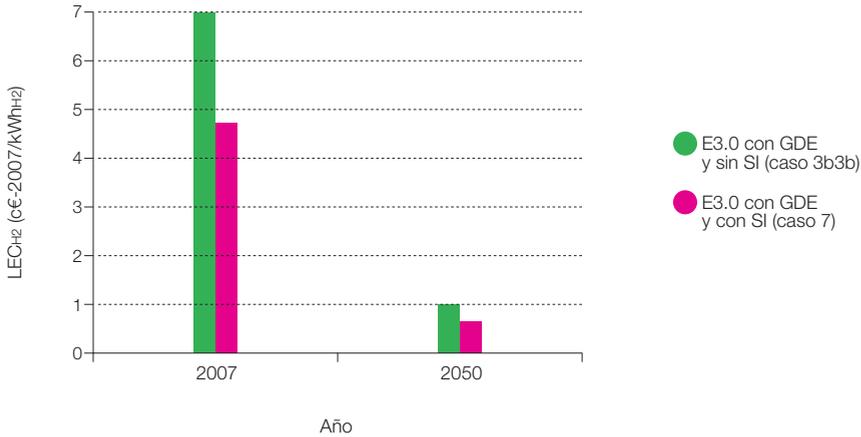
Por lo que respecta a los costes de generación de electricidad de este caso son análogos a los del caso anterior, pues la integración de la gestión de la acumulación no tiene repercusiones sobre el sistema de generación eléctrica.

Figura 742. Comparación entre las potencias requeridas para generación de hidrógeno en los casos-3b3b y caso-7, correspondientes a la cobertura de la demanda total del contexto E3.0 en el año 2050, con participación de la gestión de la demanda, y sin (caso-3b3b) o con (caso-7) integración de la capacidad de acumulación (SI: "storage integration").



1.049 Elevados costes de inversión de los equipos para generación de hidrógeno.

Figura 743. Comparación entre los costes normalizados de generación de hidrógeno (sin incluir los costes del consumo de electricidad asociado) en los casos-3b3b y caso-7, correspondientes a la cobertura de la demanda total del contexto E3.0 en el año 2050, con participación de la gestión de la demanda, y sin (caso-3b3b) o con (caso-7) integración de la capacidad de acumulación (SI: “storage integration”).



5.6.3 Coste total del sistema energético

En este apartado presentamos los costes totales del sistema energético en el contexto E3.0. Para ello, a los costes de generación eléctrica recogidos en los apartados anteriores les hemos añadido las otras contribuciones (generación y acumulación de hidrógeno, biomasa, solar térmica, etc.) para obtener el coste total del sistema energético. En términos específicos (LEC), están referidos al consumo de energía total, y representan el promedio de todo el sistema energético. Al igual que en todos los casos anteriores, se trata de costes normalizados, expresados en €-2007.

Por lo que se refiere a los costes de almacenamiento de hidrógeno, tal y como comentamos anteriormente, por lo general, no los retendremos al establecer comparaciones con el caso BAU, puesto que para el BAU

tampoco se han incluido los costes correspondientes al almacenamiento de los combustibles fósiles. Sin embargo, puesto que la transición al contexto E3.0 (o a la cobertura 100% renovable en el contexto BAU) requiere el despliegue de la infraestructura de acumulación de hidrógeno, presentaremos también resultados de los costes totales incluyendo el efecto de este componente.

En las figuras 744 y 745 recogemos la estructura del sistema energético, en términos de energía final y de energía primaria para el contexto E3.0 en el año 2050, como referencia para analizar la estructura de costes.

Figura 744. Estructura de la demanda de energía final en el contexto E3.0 para el año 2050.

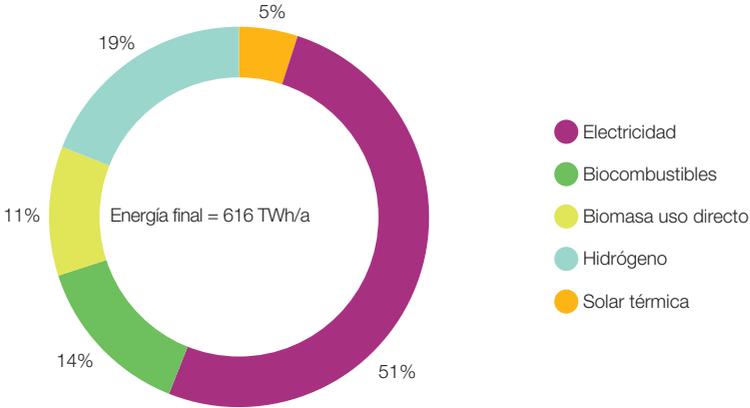
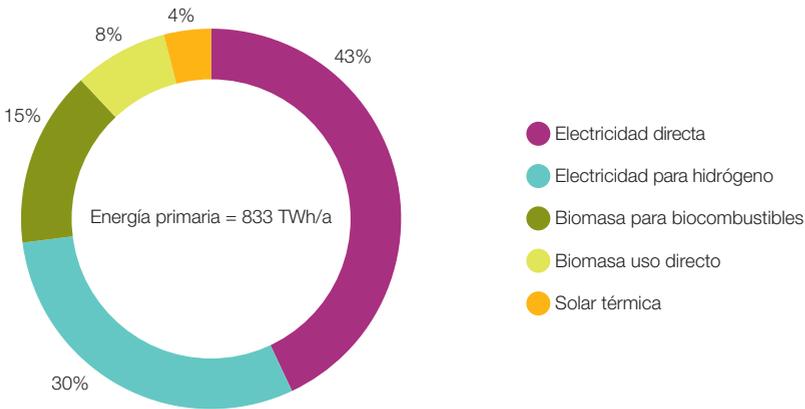


Figura 745. Estructura de la demanda de energía primaria en el contexto E3.0 para el año 2050.



Las figuras 746 y 747 recogen los resultados, en términos de coste específico y coste total para el conjunto del sistema energético, en el contexto E3.0 y sin participación de la gestión de la demanda. Se presentan resultados con y sin tener en cuenta la contribución de los costes de acumulación de hidrógeno. Al igual que en el caso BAU, con 100% de cobertura renovable,

vemos cómo la repercusión de la acumulación de hidrógeno es relativamente más importante en el año 2007 que en 2050. Por otro lado, y comparando con el caso BAU, en el contexto E3.0 el peso relativo de la demanda de hidrógeno es inferior, por lo que la repercusión relativa de los costes asociados al hidrógeno sobre el coste total es menor.

Figura 746. Costes específicos del conjunto del sistema energético, referidos a la demanda de energía final total, para el contexto E3.0 sin participación de la gestión de la demanda, y para los casos de incluir o no el efecto del coste de la acumulación de hidrógeno.

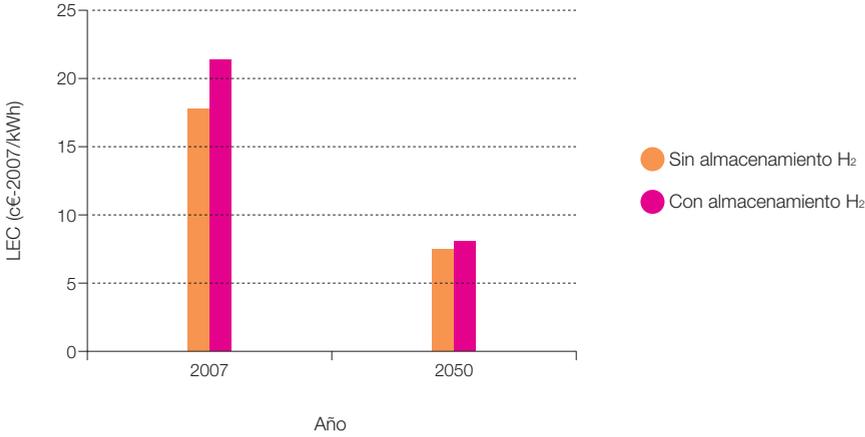


Figura 747. Costes totales del conjunto del sistema energético, referidos a la demanda de energía final total, para el contexto E3.0 sin participación de la gestión de la demanda, y para los casos de incluir o no el efecto del coste de la acumulación de hidrógeno.

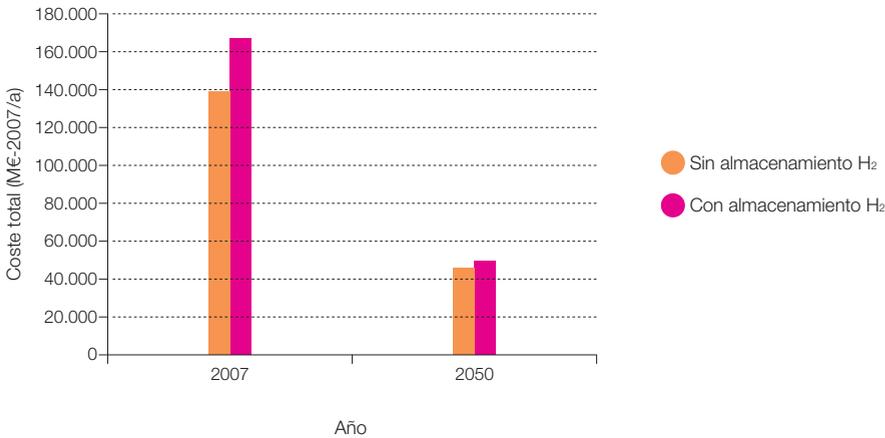


Figura 748. Costes específicos del conjunto del sistema energético, referidos a la demanda de energía final total, para el contexto E3.0 con participación de la gestión de la demanda, y para los casos de incluir o no el efecto del coste de la acumulación de hidrógeno.

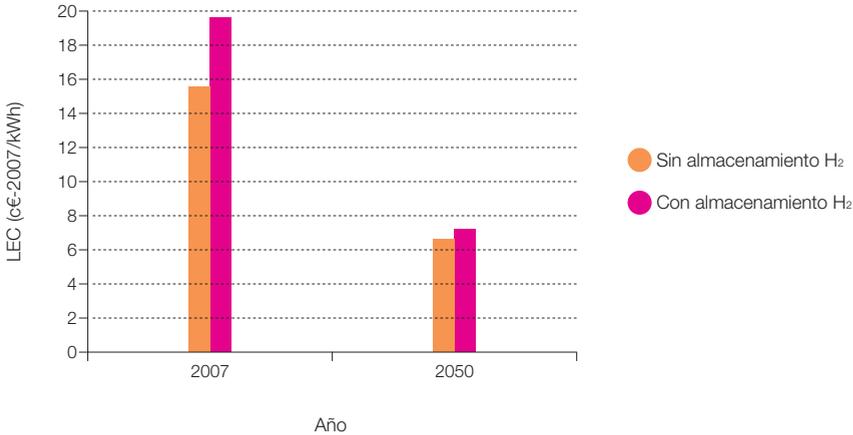
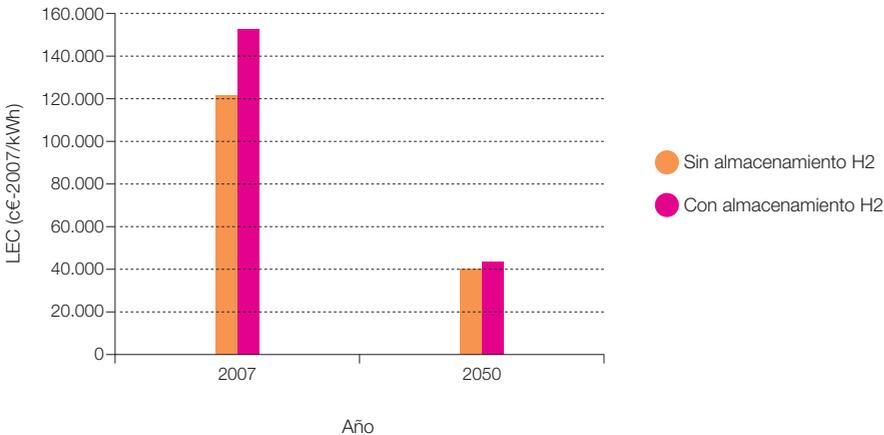


Figura 749. Costes totales del conjunto del sistema energético, referidos a la demanda de energía final total, para el contexto E3.0 con participación de la gestión de la demanda, y para los casos de incluir o no el efecto del coste de la acumulación de hidrógeno.



Las figuras 748 y 749 recogen los resultados, en términos de coste específico y coste total para el conjunto del sistema energético, en el contexto E3.0 y con participación de la gestión de la demanda. Se presentan resultados con y sin tener en cuenta la contribución de los costes de acumulación de hidrógeno.

De cara a mostrar los pesos relativos de los distintos componentes sobre el LEC total del sistema energético, las figuras 750 y 751 presentan los resultados para el contexto E3.0 con gestión de la demanda, y sin (caso-3b3b) o con (caso-7) la integración de la gestión de la acumulación de los subsistemas

eléctrico e hidrógeno. El término “total excepto H₂” recoge las contribuciones de todos los otros elementos del sistema energético aparte de la generación y acumulación

de hidrógeno, y a pesar de que está dominado por la generación de electricidad, también tiene contribuciones de la biomasa y la solar térmica.

Figura 750. Estructura de los LEC para la cobertura total de la demanda, en el contexto E3.0 con participación de la demanda, pero sin integración de la gestión de la acumulación (SI) de los subsistemas eléctrico e hidrógeno.

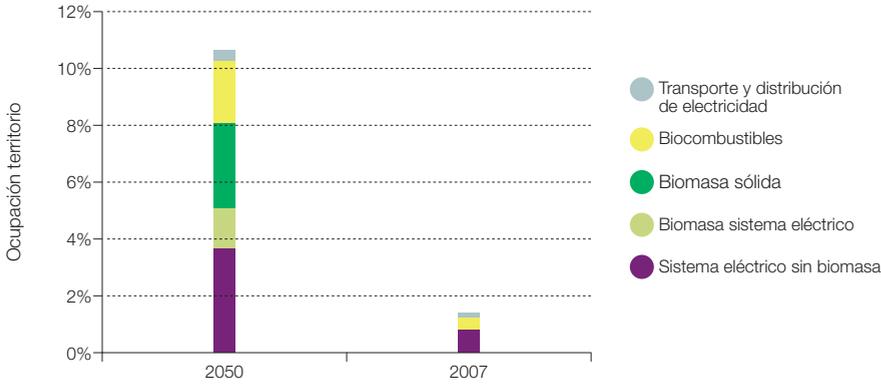
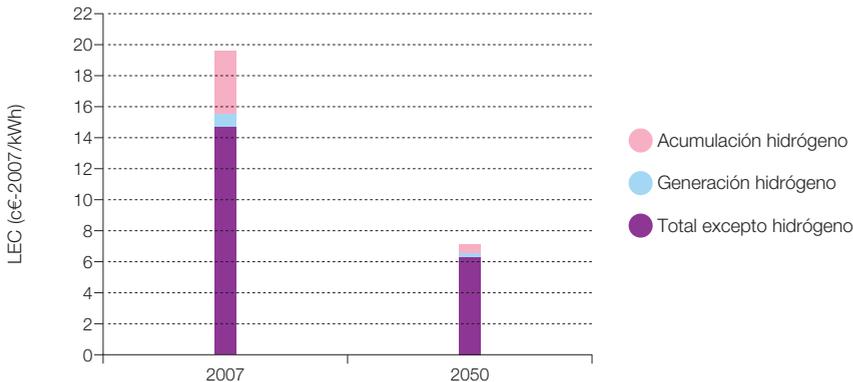


Figura 751. Estructura de los LEC para la cobertura total de la demanda, en el contexto E3.0 con participación de la demanda, y con integración de la gestión de la acumulación (SI) de los subsistemas eléctrico e hidrógeno.



En las figuras 752 y 753 recogemos la comparativa en términos de LEC y de coste total de los principales casos analizados, tanto para el contexto BAU como para el E3.0.

En términos de LEC, los dos casos del contexto E3.0 resultan más favorables que el BAU con 100% de renovables, debido a que la estructura de la demanda resultante en el contexto E3.0 permite una cobertura más económica^{1.050} con energías renovables que lo que sucedía en el caso BAU. Dentro del contexto E3.0, la incorporación de la gestión de la demanda también proporciona una mejora en el LEC, debida tanto a un mejor acoplamiento de la demanda con la generación, como a un requerimiento reducido de capacidad de regulación por el lado de la oferta^{1.051}.

Es preciso hacer un par de comentarios a sobre estos resultados:

- En principio, al hacer el sistema más eficiente y flexible, no tendría por qué producirse una reducción del coste específico (LEC), aunque sí que esperaríamos una reducción del coste total. El hecho de que en este caso, al pasar al contexto E3.0 obteníamos LEC inferiores, es en parte una consecuencia del mejor acoplamiento entre generación y demanda, que nos proporciona un beneficio adicional.
- Los costes asociados al despliegue de eficiencia e inteligencia no están contemplados dentro del LEC del contexto E3.0. Si bien, tal y como comentamos anteriormente, hay elementos de eficiencia cuyo despliegue conlleva un coste incremental nulo o incluso negativo, hay otros que tienen un coste asociado. En este estudio no hemos entrado a valorar estos costes adicionales^{1.052} correspondientes al contexto E3.0, y en cambio, hemos adoptado la

aproximación inversa de definir el sobre coste máximo que estos costes pueden suponer como diferencia entre los del contexto BAU y los del contexto E3.0.

Con todo, en el año 2007 los LEC del contexto E3.0 siguen siendo superiores al LEC del contexto BAU con mix de generación BAU, pero en el año 2050 resultan muy inferiores, de tal forma que la media en el periodo considerado, resulta favorable para el contexto E3.0, y mejora la ventaja a medida que incrementamos el instante final más allá del año 2050.

Por lo que se refiere al coste total del sistema energético, que realmente es el parámetro relevante para realizar la comparativa entre los contextos BAU y E3.0, la figura 753 nos muestra cómo se amplifican las ventajas del contexto E3.0 respecto al BAU. Ya en el año 2007, el coste total del contexto E3.0 es igual o inferior al coste total del BAU con mix de generación BAU, recuperando esa desventaja que tenía el uso de energías renovables en el contexto BAU para el año 2007. En el año 2050, la diferencia de costes entre el contexto BAU y el E3.0 resulta abismal^{1.053}, y deja un margen muy grande de recursos económicos para articular el despliegue de medidas de eficiencia e inteligencia por el sistema económico, al mismo tiempo que proporciona una estabilidad de costes, al independizarse de las tendencias inflacionistas asociadas al uso de combustibles fósiles o nucleares. El uso inteligente de estos recursos liberados es lo que define una economía sostenible, y requiere la articulación de las condiciones adecuadas para establecer los mecanismos de economía inteligente que permitan al sistema económico alinearse con los requerimientos de sostenibilidad y tomar las riendas de este proceso de transición^{1.054}.

1.050 Esto se refleja tanto en los menores múltiplos solares requeridos por el mejor acoplamiento entre demanda y generación, y al menor peso relativo del hidrógeno en la cobertura de la demanda de energía final.

1.051 En concreto no se requiere el uso de la hibridación termosolar.

1.052 Es preciso recalcar que la evaluación de estos costes es compleja por las múltiples dimensiones que tiene asociadas. En efecto, más allá de los costes directos asociados al despliegue de eficiencia e inteligencia, este incremento de costes incluye los recursos económicos para articular un sistema económico inteligente. En efecto, el margen de beneficios necesario para la existencia de las empresas de servicios energéticos y agregadores de la demanda que permitan articular el despliegue de eficiencia e inteligencia, estarían incluidos en este coste incremental, pero al mismo tiempo, estos recursos económicos proporcionan beneficios adicionales al establecer las bases de un sistema económico sostenible e inteligente.

1.053 El coste total del contexto E3.0 en el año 2050 es incluso muy inferior al coste total del BAU con mix BAU en el año 2007.

1.054 Elementos como establecer las condiciones necesarias para que las empresas de servicios energéticos enfoquen su actividad al suministro de servicios, desvinculándolo del suministro de energía, o las señales de mercado y condiciones regulatorias para crear el nicho de mercado necesario para los agregadores de la demanda, así como el despliegue de inteligencia por las redes de suministro de servicios (energéticos y de movilidad), constituyen ejemplos del uso inteligente de esos recursos económicos liberados para la activación del cambio desde el lado de la demanda. Pero elementos como un sistema estable e inteligente de primas para facilitar la introducción de energías renovables en el sistema, constituyen otro componente.

Figura 752. Comparación de los LEC del conjunto del sistema energético para los principales casos analizados en el contexto BAU y en el contexto E3.0.

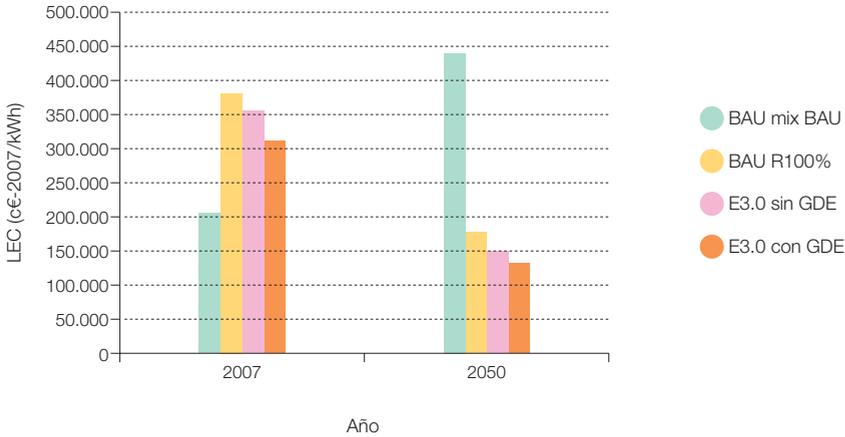
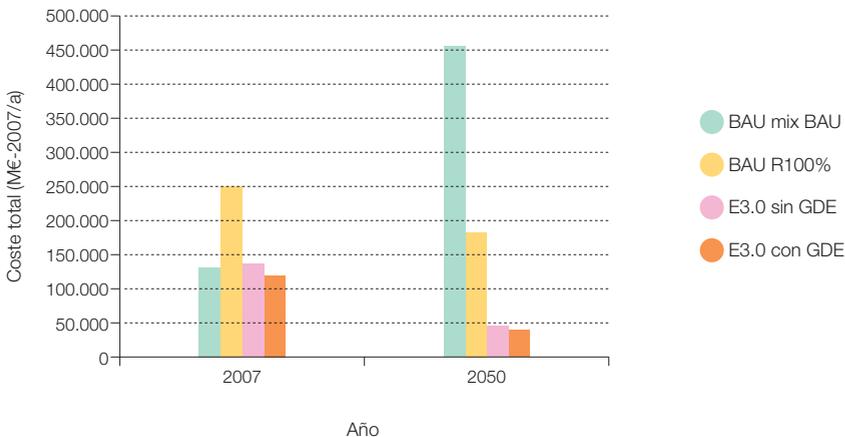


Figura 753. Comparación de los costes totales del conjunto del sistema energético para los principales casos analizados en el contexto BAU y en el contexto E3.0.



Podemos obtener una primera aproximación de los recursos económicos liberados para desarrollar el gran potencial de ahorro asociado al contexto E3.0, al dividir el ahorro en costes entre el contexto^{1.055} BAU y el E3.0 (año 2050) por el ahorro de energía conse-

guido. El resultado es de 28,5 c€/2007/kWh ahorrado, que por tanto nos proporciona una cota superior de los recursos para articular todos los mecanismos de eficiencia e inteligencia que permitan desarrollar este potencial de ahorro.

^{1.055} Para el contexto BAU hemos tomado el caso de cobertura de la demanda con un mix BAU, y para el contexto E3.0 hemos considerado el caso E3.0 con GDE.

5.6.4 Evolución temporal de costes

En este apartado vamos a recoger el análisis de la evolución temporal de costes en el periodo considerado para los análisis realizados en el contexto E3.0, así como la comparativa con los resultados obtenidos para el contexto BAU.

En las figuras 754 a 757 mostramos la evolución temporal en el periodo de tiempo considerado del coste específico del conjunto del sistema energético, asociado a la nueva capacidad instalada en un año determinado (LEC), al promedio del mix de generación existente en un año determinado (LEC_m) y al promedio del sistema en todo el periodo considerado ($LEC_{promedio}$). Observamos las mismas tendencias que discutimos en el caso del contexto BAU con generación 100% renovable, pero con los niveles de costes menores correspondientes al contexto E3.0.

Figura 754. Evolución temporal de los costes específicos normalizados en el periodo de tiempo considerado, de la nueva capacidad instalada en un año determinado (LEC), del promedio del parque existente en un año determinado (LEC_m), y el promedio del sistema a lo largo de todo el periodo considerado ($LEC_{promedio}$). Contexto E3.0 sin participación de la gestión de la demanda y sin tener en cuenta los costes asociados al almacenamiento de hidrógeno.

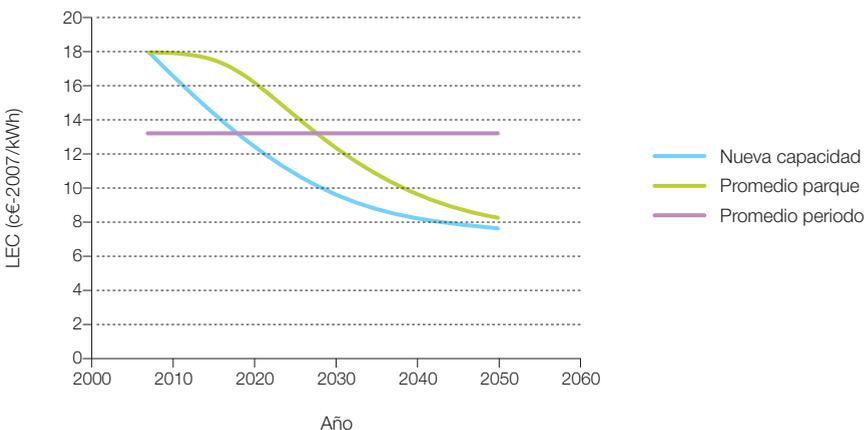


Figura 755. Evolución temporal de los costes específicos normalizados en el periodo de tiempo considerado, de la nueva capacidad instalada en un año determinado (LEC), del promedio del parque existente en un año determinado (LEC_m), y el promedio del sistema a lo largo de todo el periodo considerado ($LEC_{promedio}$). Contexto E3.0 sin participación de la gestión de la demanda y teniendo en cuenta los costes asociados al almacenamiento de hidrógeno.

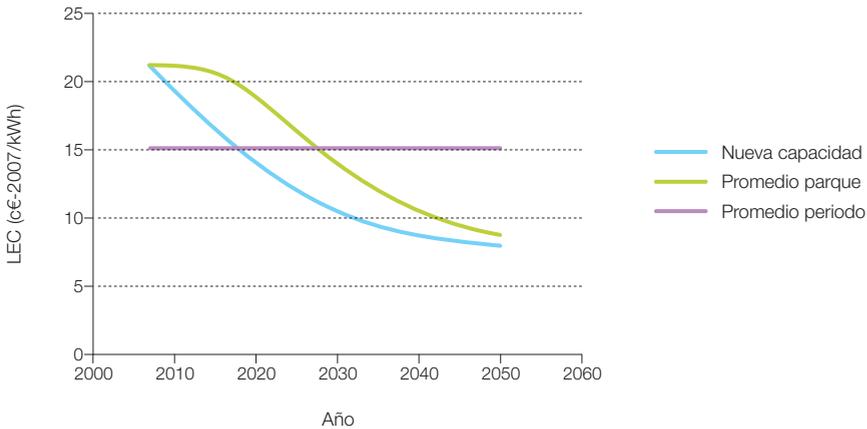


Figura 756. Evolución temporal de los costes específicos normalizados en el periodo de tiempo considerado, de la nueva capacidad instalada en un año determinado (LEC), del promedio del parque existente en un año determinado (LEC_m), y el promedio del sistema a lo largo de todo el periodo considerado ($LEC_{promedio}$). Contexto E3.0 con participación de la gestión de la demanda y sin tener en cuenta los costes asociados al almacenamiento de hidrógeno.

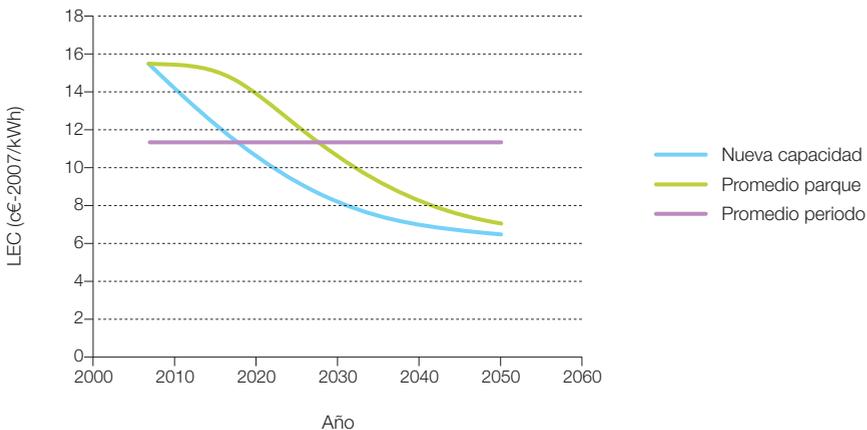


Figura 757. Evolución temporal de los costes específicos normalizados en el periodo de tiempo considerado, de la nueva capacidad instalada en un año determinado (LEC), del promedio del parque existente en un año determinado (LEC_m), y el promedio del sistema a lo largo de todo el periodo considerado ($LEC_{promedio}$). Contexto E3.0 con participación de la gestión de la demanda y teniendo en cuenta los costes asociados al almacenamiento de hidrógeno.

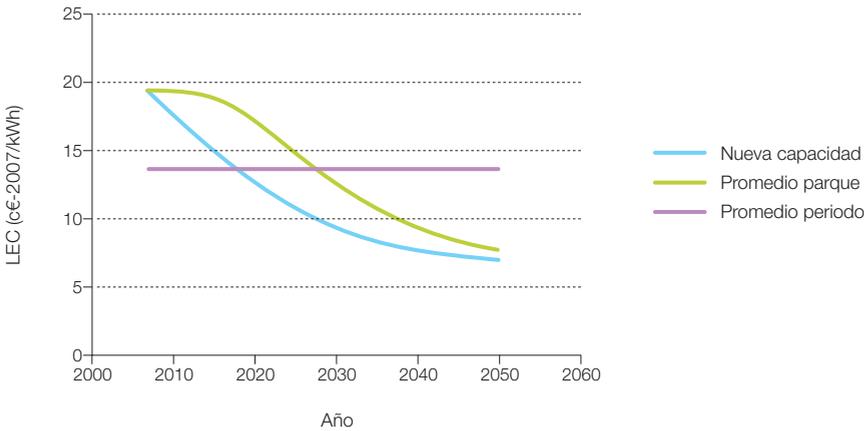
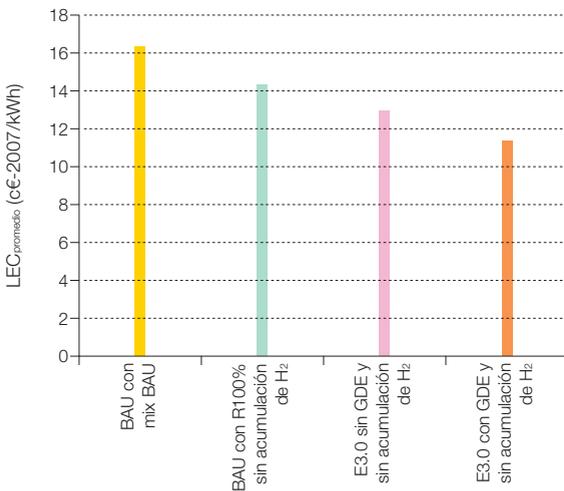


Figura 758. Comparación de los $LEC_{promedio}$ en el periodo 2007-2050 de los principales casos considerados para el contexto BAU y el E3.0, sin tener en cuenta el efecto de la infraestructura de acumulación de combustibles.



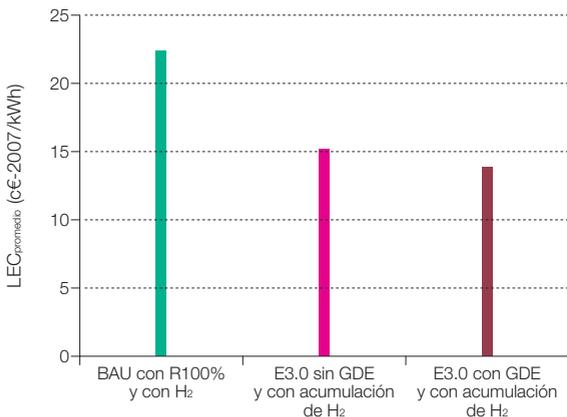
En la figura 758 presentamos una comparación directa entre los $LEC_{promedio}$ en el periodo 2007-2050 de los principales casos analizados, tanto para el contexto BAU como para el E3.0, sin incluir el efecto de la acumulación de hidrógeno, mientras que en la figura 759 mostramos los resultados incluido el efecto de la acumulación de hidrógeno^{1.056}. Como podemos observar, los $LEC_{promedio}$ para el contexto E3.0, incluso considerando el efecto de la acumulación de hidrógeno, son inferiores al del contexto BAU con mix BAU. Pero es más, tal y como ya hemos comentado anteriormente, al aumentar el periodo de análisis más allá del año 2050, la diferencia entre los $LEC_{promedio}$ del contexto BAU y del E3.0 va aumentando, y tiende a la diferencia entre los LEC en el año 2050.

La figura 760 recoge la comparativa entre la evolución temporal de los LEC_m (promedios del parque existente en cada año) para los

principales casos analizados, tanto del contexto BAU como del E3.0. En esta figura podemos apreciar el gran beneficio (incluso a nivel de LEC) que nos deja la transición hacia el contexto E3.0 a partir del año 2050. Sin embargo, la diferencia en costes absolutos será muy superior a la mostrada para los LEC_m en esta figura, en la que el BAU con 100% renovables aparece bastante cercano al E3.0.

Si cruzamos estos resultados con los de los escenarios temporales anteriormente presentados, de evolución de la demanda de energía en los contextos BAU y E3.0, es posible obtener una cuantificación de la evolución total de los costes^{1.057} del sistema energético a lo largo del periodo de análisis. La figura 761 nos muestra estos resultados para los principales casos analizados en los contextos BAU y E3.0. En esta figura podemos apreciar el gran beneficio remanente a partir del año 2050 que

Figura 759. Comparación de los $LEC_{promedio}$ en el periodo 2007-2050 de los principales casos considerados para el contexto BAU y el E3.0, incluido el efecto de la infraestructura de acumulación de hidrógeno.



1.056 El caso BAU con mix BAU no aparece en esta figura por no tener valorado el coste de la infraestructura para acumular combustibles fósiles.

1.057 Conviene recordar que se trata de los costes normalizados correspondientes al parque existente en cada año.

nos deja como herencia la transición desde un contexto BAU a uno E3.0. Al comparar el BAU con generación 100% renovables con los casos del contexto E3.0, apreciamos la gran diferencia en coste total (del orden de 1/4) asociado al despliegue de eficiencia e inteligencia.

Las figuras 762 y 763 muestran el valor promedio en el periodo 2007-2050 del coste anual total del sistema energético, y del ahorro promedio respecto al caso BAU con mix BAU. Estos ahorros, incluso en el periodo 2007-2050 asociado al despliegue del contexto E3.0, alcanzan valores muy elevados

Figura 760. Comparación de la evolución temporal de los LEC_m (promedios del parque existente en cada año) para los distintos casos considerados.

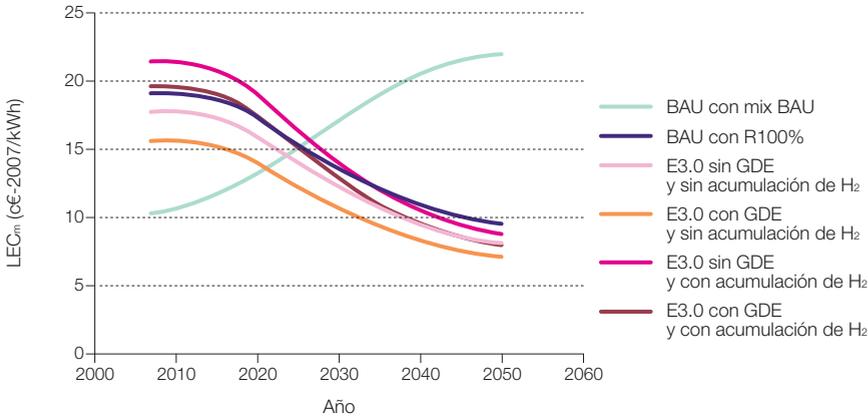
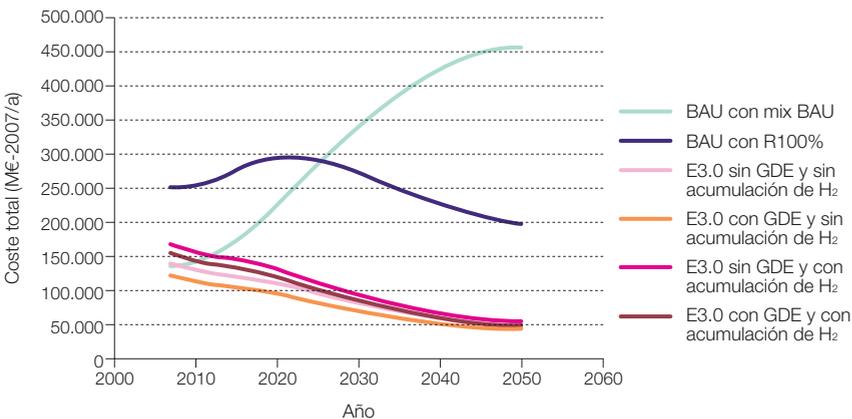


Figura 761. Evolución temporal en el periodo considerado de los costes normalizados totales correspondientes al sistema energético existente en cada año.



que nos proporcionan un recurso económico muy importante para articular la transición del sistema energético. A partir del año 2050, una vez completada la transición, los niveles de ahorro asociados al año 2050 (muy superiores a los promedios recogidos en estas figuras), permanecen de forma indefinida, y repercuten íntegramente en una mejora de la eficiencia de nuestro sistema económico.

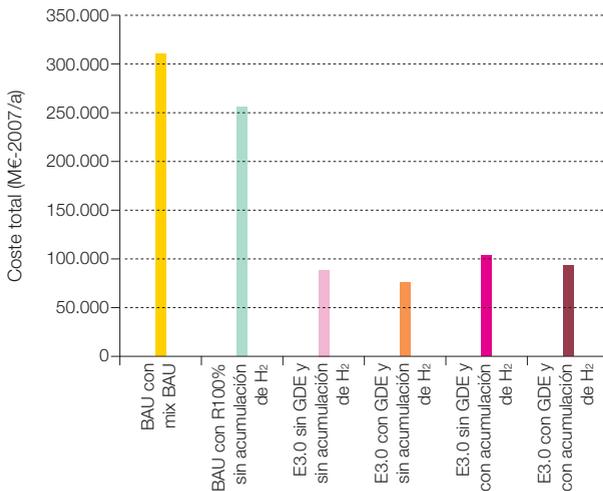
Resulta interesante comparar estos ahorros anuales promedio en el periodo 2007-2050, con los costes de las primas asociadas al mecanismo de apoyo a las energías renovables en el año 2009. Estos ahorros se extienden a todo el periodo 2007-2050, e incluso se incrementan a partir del año 2050, mientras que las primas a las energías renovables, como mecanismo inteligente de articulación del cambio de modelo energético, tan solo existen durante un periodo de tiempo inicial asociado al acompañamiento de estas tecnologías en las primeras etapas de su curva de

aprendizaje: en el caso del RD661/2007 que regía la gran mayoría de las primas en el año 2009, la retribución se prolonga un promedio^{1.058} de 20 años. La figura 764 nos muestra estos resultados, que para el caso del contexto E3.0 sitúa en torno a un 1% el peso relativo de las primas del año 2009 respecto al ahorro promedio en el periodo 2007-2050.

Otro indicador que tiene interés evaluar son los costes disponibles para desarrollar la transición sin incurrir en un incremento de costes totales del sistema energético, que representan una cota superior de los gastos a realizar para apoyar la transición desde el contexto BAU al E3.0 sin que llegue a suponer un sobrecoste neto.

Evidentemente, aunque la transición desde el contexto BAU al E3.0 representara un incremento de coste total para el sistema energético, esta transición debería desarrollarse para mantener nuestra sociedad y sus sistemas

Figura 762. Promedio en el periodo 2007-2050 del coste anual total normalizado del sistema energético.



1.058 Varía entre las distintas tecnologías: 25 años para las solares, 20 años para la eólica, geotérmica, olas y marea, y 15 años para la biomasa.

Figura 763. Promedio en el periodo 2007-2050 del ahorro anual normalizado de los distintos casos respecto al BAU con mix BAU.

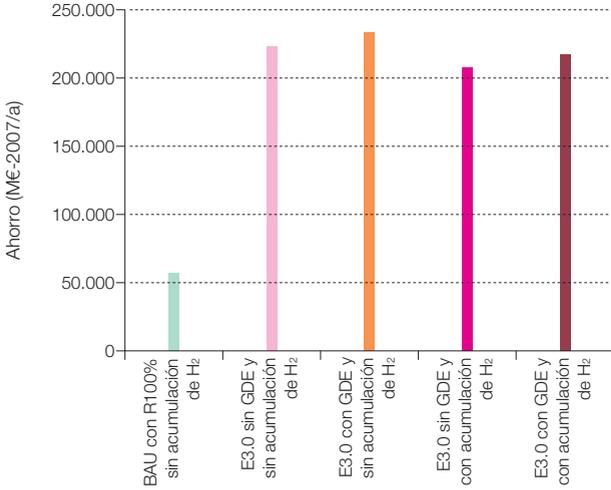
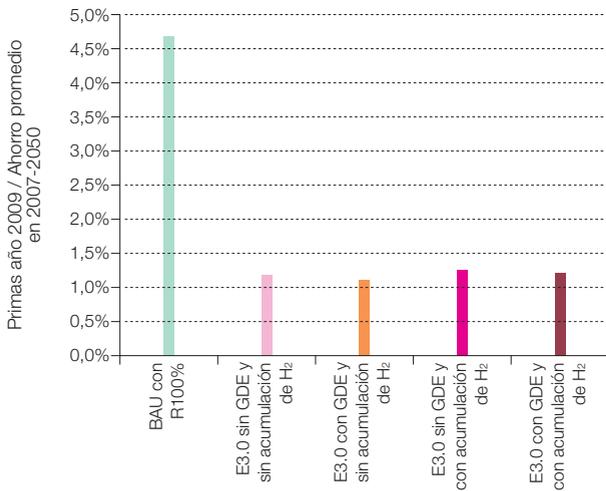


Figura 764. Valor relativo de las primas destinadas a la promoción de las energías renovables en el año 2009, respecto al ahorro anual promedio en el periodo 2007-2050 de cada uno de los casos indicados respecto al BAU con mix BAU.



dentro de las condiciones de contorno del medio en que se desarrollan. Entre estas condiciones de contorno podemos mencionar la estabilidad del sistema climático, la disponibilidad de recursos para el sistema energético, y el acceso al conjunto de la población (presente y futura) de estos recursos, es decir, la sostenibilidad. Por tanto, si la transición al contexto E3.0 supusiera un sobrecoste para el sistema energético, este sobrecoste no sería otra cosa que la valoración de las externalidades que no estaba contemplando la estructura de costes con la que evaluábamos el impacto económico del sistema energético. Y evidentemente, estas externalidades, en el marco de un desarrollo sostenible no quedaría otro remedio que internalizarlas, y por tanto que desarrollar la transición desde el contexto BAU al E3.0.

Además, el llevar a cabo la transición desde el contexto BAU al E3.0 nos supone un ahorro muy importante para el sistema económico. En este contexto resulta interesante preguntarse cuál es el máximo coste del proceso de transición, que nos mantendría con unos costes totales del sistema energético por debajo de los correspondientes a mantenernos en el contexto BAU: no es que no se pueda sobrepasar este sobrecoste, si es que es preciso para articular la transición desde el BAU al E3.0, pero de cualquier forma resulta un indicador interesante con el que comparar tanto los gastos asociados a promover los cambios que nos permitan evolucionar desde un contexto BAU al E3.0.

Y considerando ese proceso de transición desde el contexto BAU al E3.0 hay dos elementos diferenciados que podríamos distinguir: uno de ellos es la sustitución del sistema de generación por uno basado al 100% en energías renovables, y el otro es el despliegue de eficiencia por el sistema energético

(quedando la articulación de inteligencia como un elemento transversal a estos dos). Por tanto, aparte de presentar algún resultado correspondiente al proceso total (renovables y eficiencia), vamos a presentar indicadores que proporcionen una aproximación a ambos elementos característicos del contexto E3.0 por separado.

Puesto que el coste promedio claramente depende del periodo para promediar, vamos a proporcionar estos indicadores para dos situaciones distintas:

- El promedio en el periodo 2007-2050 en que se desarrolla la transición
- El valor correspondiente al mix promedio existente en el año 2050, que representa una cota conservadora del valor asociado a extender el periodo de promediado más allá^{1.059} del año 2050.

Vamos a empezar por presentar los sobrecostes máximos asociados al conjunto de la transición desde el contexto BAU al E3.0, disponible para implementar esta transición sin incurrir en un incremento de costes del sistema energético respecto a mantenernos en el contexto BAU. La figura 765 recoge este resultado en términos del ahorro conseguido.

Aunque los resultados de la figura anterior ya son bastante llamativos, hay que tener en cuenta que el ahorro conseguido no representa el mejor indicador para representar el conjunto del proceso de transición. El valor de la demanda total de energía en el contexto hacia el que queremos evolucionar (E3.0) representa un parámetro más adecuado para evaluar este indicador. La figura 766 nos reproduce los resultados. Como podemos ver en esta figura, la cota superior del sobrecoste en el que podríamos incurrir para materializar

1.059 Debe tenerse en cuenta que los beneficios de la transición permanecen indefinidamente, motivo por el cual no resulta justo limitar el promediado al periodo 2007-2050, lo cual es equivalente a no reconocer esos beneficios que permanecen en el futuro más allá del año 2050.

el proceso de transición, sin incurrir en un incremento de costes respecto al contexto BAU, es realmente muy elevado, especialmente si extendemos el período de promediado más allá del año 2050 para reconocer los beneficios permanentes que nos deja esta

transición. Con estos valores tan elevados, es evidente que deberíamos ser capaces de materializar la transición y mantener unos costes totales del sistema energético inferiores a los que hubieran correspondido de mantenernos dentro del contexto BAU, incluso si limitamos

Figura 765. Sobrecoste máximo disponible para que la transición no represente un coste adicional en el sistema energético respecto al BAU, por unidad de ahorro conseguido.

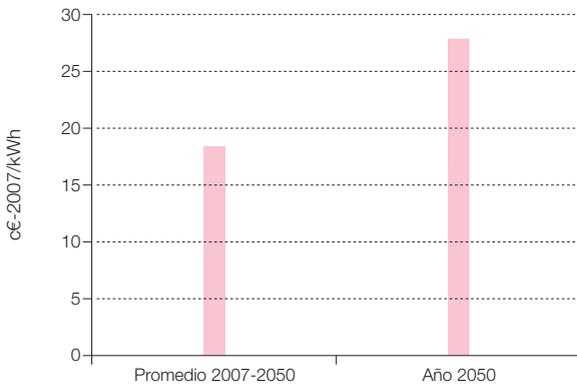
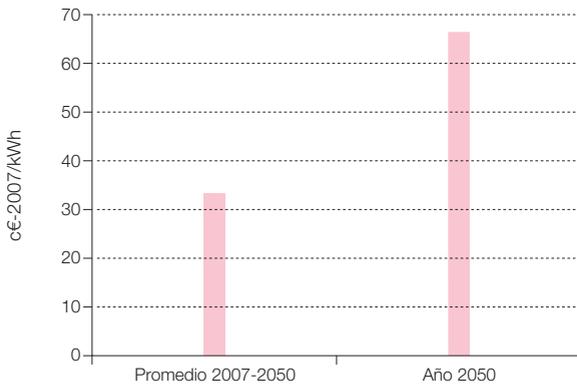


Figura 766. Sobrecoste máximo disponible para que la transición no represente un coste adicional en el sistema energético respecto al BAU, por unidad de energía final demandada en el contexto E3.0.



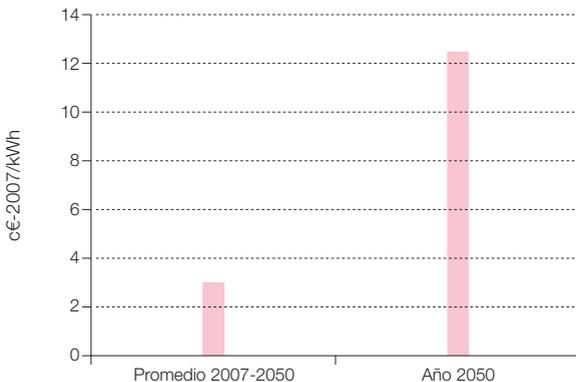
el periodo de promediado al periodo correspondiente a desarrollar la transición (2007-2050), por lo que nuestro sistema económico se va a ver muy favorecido^{1.060} si desarrollamos la transición desde el BAU al E3.0.

Analicemos ahora cada uno de las dos componentes principales por separado, empezando por la introducción de un mix 100% renovable. En la figura 767 recogemos el valor del sobrecoste máximo disponible para sustituir el mix BAU por un mix 100% renovable, bajo el contexto de demanda BAU, y de tal forma que el coste total del sistema no crezca por encima del que tendría si siguiéramos la trayectoria BAU. Como podemos ver, si limitamos el periodo de promediado al 2007-2050 este sobrecoste es aparentemente relativamente bajo (3,0 c€-2007/kWh), y si extendemos el periodo de promediado más allá de 2050 para reconocer los beneficios permanentes que nos deja la transición, este sobrecoste asciende a 12,5 c€-2007/kWh. Estos valores están referidos a desarrollar la transición en un contexto de demanda BAU.

Si evaluamos estos sobrecostes en un contexto de demanda E3.0, los resultados son los presentados en la figura 768, que nos muestran un incremento de estos sobrecostes hasta los 4,6 c€-2007/kWh al limitar el promediado al periodo 2007-2050, y 14,9 c€-2007/kWh al extender el periodo de promediado más allá del año 2050.

Para interpretar correctamente estos resultados, hay que tener en cuenta que se extienden a todo el periodo de promediado considerado, y por tanto, en caso de querer compararlos con otros valores con las mismas unidades, pero en un periodo de vida menor, habría que afectarlos del cociente de los periodos de tiempo considerados. Este es el caso, por ejemplo, de los mecanismos de apoyo para el avance de las tecnologías por su curva de aprendizaje, como puede ser el sistema de primas a las energías renovables. Estas primas no perduran en el tiempo, sino que tienen un plazo de vida finito para la instalación a la que se le concede, y se reducen en el tiempo^{1.061} hasta desaparecer en

Figura 767. Sobrecoste máximo disponible para que la sustitución del mix BAU por uno 100% renovable no represente un coste adicional en el sistema energético respecto al BAU, por unidad de energía final demandada en el contexto BAU.



1.060 Recordemos que además de estos beneficios asociados a la reducción de costes, están los beneficios económicos asociados a la generación de empleo y a la articulación de una economía sostenible.

1.061 Mediante un proceso de acompañamiento inteligente para mantener la progresión de la tecnología por la curva de aprendizaje.

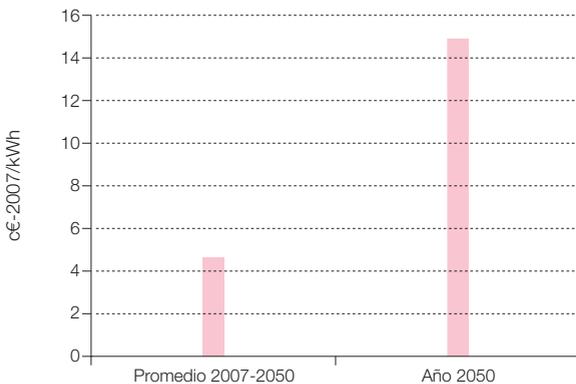
las centrales construidas los años siguientes. Consideremos, por ejemplo, una prima^{1.062} de 25 c€/kWh que se mantiene durante 25 años. Puesto que después de la vida útil de esta instalación (superior a los 25 años), la tecnología ya habrá avanzado suficientemente por su curva de aprendizaje para no requerir el apoyo de las primas, si empleamos, por ejemplo, un periodo de promediado de 100 años para reconocer los beneficios permanentes del cambio de modelo, y si la tecnología que está recibiendo este apoyo supone un 10% del parque generador, el peso de las primas será de $25 \times 25 / 100 \times 0,1 = 0,6$ c€/kWh, que es el valor a comparar con los 14,9 c€/2007/kWh correspondientes al sobre coste máximo para no encarecer el sistema energético. Pero es más, el periodo de promediado se podría extender mucho más allá de los 100 años, pues el beneficio del cambio de sistema de generación se proyecta indefinidamente hacia el futuro, motivo por el que el sobre coste de cualquier medida de apoyo temporal llega a hacerse despreciable respecto al sobre coste máximo disponible.

Pasemos ahora a considerar la otra componente, la del despliegue de eficiencia energética. Los sobrecostes máximos asociados al despliegue de eficiencia por el sistema energético, son los que deberíamos comparar con los valores del coste del ahorro (coste del negavatio), correspondiente a las distintas medidas de eficiencia que hemos presentado y comentado en puntos anteriores.

La figura 769 recoge, para el caso de un sistema de generación 100% renovable, la evaluación de los sobrecostes máximos del despliegue de medidas de eficiencia para que el coste total del sistema energético se mantenga por debajo del que tendríamos si nos mantuviéramos en un contexto de demanda BAU. Como podemos apreciar, estos sobrecostes son significativamente más elevados que los costes del ahorro que evaluamos en el capítulo dedicado al sector edificación en el contexto E3.0.

Otro elemento curioso que apreciamos en esta figura es que el sobre coste máximo se

Figura 768. Sobrecoste máximo disponible para que la sustitución del mix BAU por uno 100% renovable no represente un coste adicional en el sistema energético respecto al BAU, por unidad de energía final demandada en el contexto E3.0.



1.062 Del orden de las instalaciones fotovoltaicas tipo-II (suelo) en la convocatoria del primer trimestre de 2011.

reduce al incrementar el periodo de promediado. Este hecho es una consecuencia directa de que estamos considerando el sobrecoste del ahorro permitido en el caso de que el sistema de generación sea 100% renovable, es decir, estamos comparando por unidad de

ahorro energético conseguido, los costes del sistema con demanda BAU y generación 100% renovable, con el sistema con demanda E3.0 y generación 100% renovable. Debido al hecho de la gran reducción de costes de las renovables al avanzar en el tiempo,

Figura 769. Sobrecoste máximo disponible para que el despliegue de eficiencia energética no represente un coste adicional en el sistema energético respecto al BAU, con un mix de generación 100% renovable.

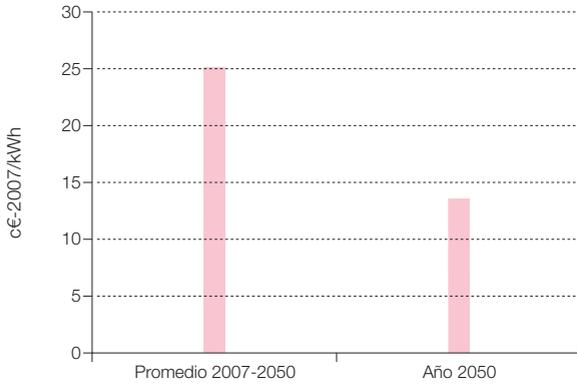
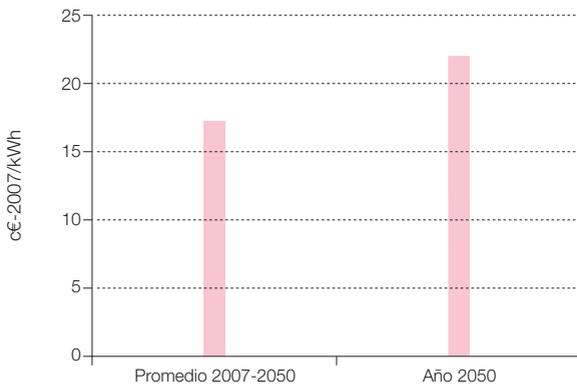


Figura 770. Sobrecoste máximo disponible para que el despliegue de eficiencia energética no represente un coste adicional en el sistema energético respecto al BAU, con un mix BAU de generación.



el ahorro económico crece más lentamente que el ahorro energético, por lo que el sobrecoste permitido para el ahorro al promediar en periodos más allá del año 2050 es menor que el sobrecoste correspondiente a promediar en el periodo 2007-2050 en el que se realiza la transición. Es decir, en el caso de que tengamos un mix de generación 100% renovable, el despliegue de eficiencia en el sistema resulta más favorable cuanto más pronto se lleve a término, debido a que en ese caso contrarresta los mayores costes de generación renovable.

Pero también tiene interés analizar los sobrecostes máximos del despliegue de eficiencia en el caso de que permanezcamos en un contexto de mix BAU. La figura 770 nos presenta estos resultados, y muestra cómo ahora se invierte la situación anterior, incrementándose el sobrecoste máximo del ahorro a medida de que aumentamos el periodo de promediado, lo cual es una consecuencia directa de la inflación incremental de los costes de la energía en un mix BAU de generación.

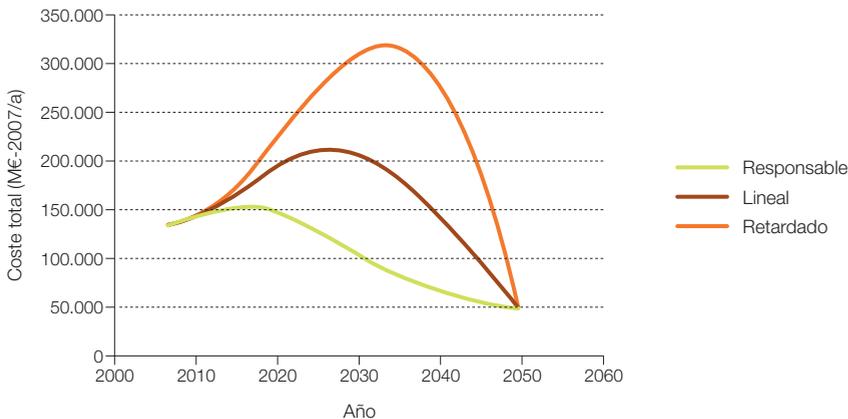
5.7 Escenarios de transición de costes

Por último, y siguiendo la metodología detallada en el desarrollo de los escenarios de demanda, presentamos en este punto las posibles trayectorias que podría seguir la transición desde el contexto BAU al contexto E3.0 en términos de costes.

Por tanto, si partimos del escenario BAU en el año 2007, aplicaremos distintos escenarios de transición entre las curvas que representan la evolución BAU y la E3.0 para evaluar el efecto de distintas políticas de transición. Como escenario E3.0, adoptaremos el escenario con participación de la gestión de demanda e incluiremos los costes correspondientes a la acumulación de hidrógeno.

La figura 771 recoge los resultados correspondientes a los tres escenarios de transición considerados: retardado, lineal y responsable. Como podemos ver, los retrasos

Figura 771. Distintos escenarios de transición del coste total del sistema energético desde el contexto BAU con mix BAU al contexto E3.0 con participación de gestión de la demanda e incluidos los costes de acumulación de hidrógeno.



en desarrollar el proceso de transición suponen unos importantes costes económicos.

La figura 772 recoge los costes anuales promedio en el periodo 2007-2050 del total del sistema energético asociado a cada una de las trayectorias de transición.

Resulta evidente que el adoptar transiciones más aceleradas hacia el contexto E3.0 nos aporta importantes beneficios económicos.

La figura 773 recoge los ahorros anuales promedio respecto a la trayectoria de transición retardada asociados a las trayectorias de transición lineal y responsable. La figura 774 nos muestra estos resultados en términos relativos al coste de las primas a las energías renovables en el año 2009.

Y mirándolo desde el punto de vista de los sobrecostes que nos supondrá el retrasar la transición desde el contexto BAU al contexto

Figura 772. Coste anual normalizado promedio durante el periodo 2007-2050 correspondiente a cada una de las trayectorias de transición desde el contexto BAU al E3.0.

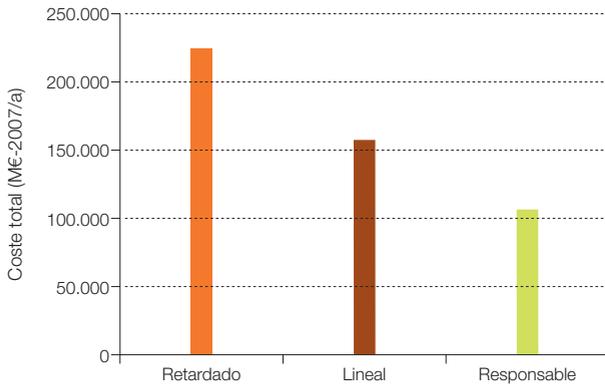
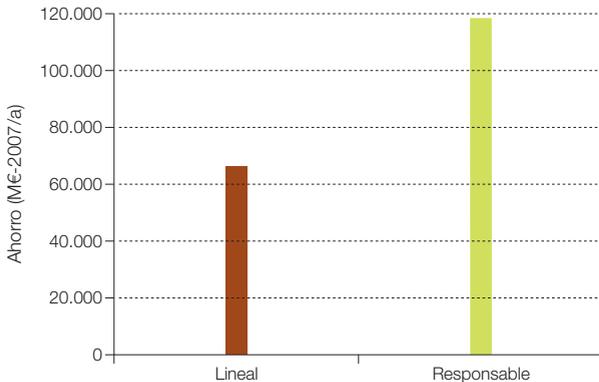


Figura 773. Ahorro anual promedio en el periodo 2007-2050 de las transiciones lineal y responsable respecto a la transición retardada.



E3.0, la figura 775 recoge el sobrecoste acumulado durante el periodo 2007-2050 correspondiente a seguir las trayectorias de transición lineal o retardada respecto a la trayectoria responsable.

Figura 774. Peso relativo de las primas a las energías renovables en el año 2009 respecto al ahorro asociado a acelerar la transición desde la trayectoria retardada a las trayectorias línea y responsable.

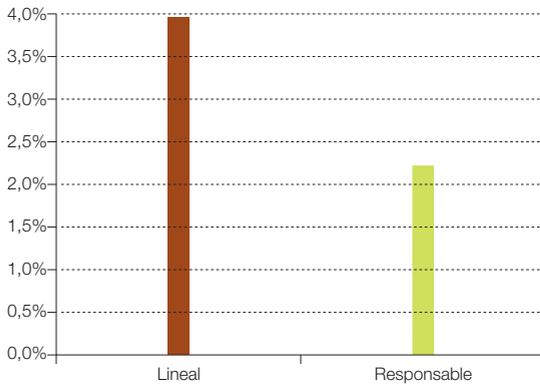
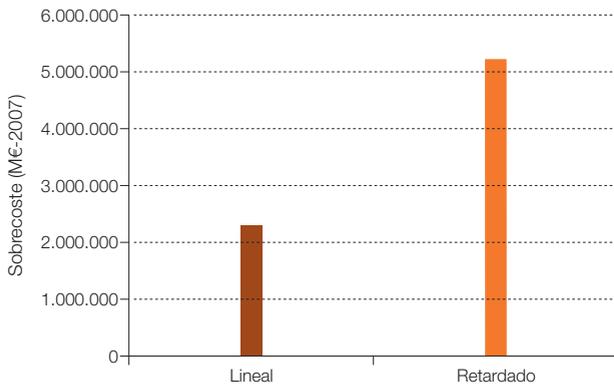


Figura 775. Sobrecoste acumulado durante el periodo 2007-2050 correspondiente a seguir las trayectorias de transición lineal o retardada respecto a la trayectoria responsable.



5.8 Ocupación del territorio

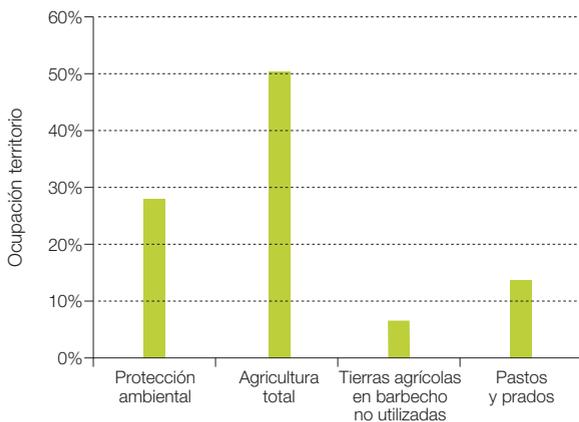
En este punto vamos a presentar la información relativa a las implicaciones en términos de ocupación del territorio de los distintos escenarios de cobertura de la demanda considerados^{1.063}, así como a comentar una serie de consideraciones relativas a este aspecto que proporcionen la perspectiva adecuada para analizar los resultados.

5.8.1 Elementos de contextualización sobre la ocupación del territorio

A modo de referencia, para ubicar mejor los resultados presentados, la figura 776 nos recoge la ocupación del territorio asociada a otros usos, como son la protección ambiental y la producción de alimentos. Por lo que respecta a los espacios con alguna figura de protección ambiental, tal y como se indica en

el estudio R2050 (GP, 2005), se han excluido totalmente de la evaluación del potencial de las energías renovables y, por tanto, en ellos no se ha situado capacidad de generación alguna de los mix de generación considerados en el análisis de la cobertura de la demanda. Por lo que respecta a las tierras destinadas a la producción de alimento, que en su conjunto representan algo más del 50% de la superficie del territorio peninsular, también resulta una referencia adecuada puesto que junto a los usos del territorio para protección ambiental constituyen los usos que generan una mayor sensibilidad, al plantear un incremento de ocupación del territorio para el sistema energético. Dentro de las tierras destinadas a la producción de alimento, la figura 776 distingue por su relevancia de cara al análisis de la ocupación del territorio planteada para el sistema energético, las tierras agrícolas en barbecho o no utilizadas, y las tierras dedicadas a prados y pastos.

Figura 776. Ocupación del territorio, en términos relativos a la superficie peninsular española de los usos de protección ambiental y de producción de alimentos.



1.063 Las implicaciones en términos de ocupación del territorio de los distintos mix de generación analizados para la cobertura de la demanda eléctrica, y de hidrógeno, ya se anticiparon al presentar el análisis de cobertura de la demanda de estos mix de generación. Sin embargo, en este punto presentaremos esta información con un mayor grado de detalle, y la extendemos al conjunto del sistema energético.

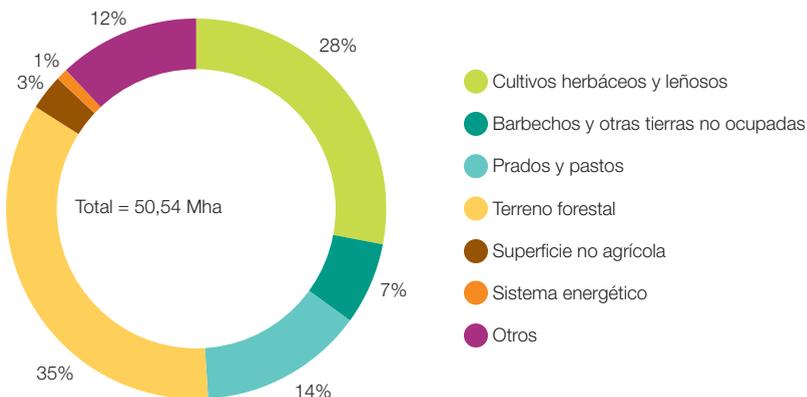
La figura 777 nos muestra la estructura actual del uso del territorio (Anuario estadístico 2009 del Ministerio Medio Ambiente y Medio Rural y Marino) en España en el año 2008, donde hemos añadido una valoración del uso del territorio por parte del sistema energético en ese año.

Hasta hace poco tiempo, la ocupación del territorio por parte del sistema energético se encontraba por debajo del 1%, de tal forma que la infraestructura del sistema energético, y especialmente la correspondiente a la generación, pasaba desapercibida a la mayoría de la población. En los últimos años, y como consecuencia del incremento de la participación de las energías renovables en la producción de energía, ha empezado a aumentar la presencia del sistema de generación energética en el territorio, con parques eólicos, huertas fotovoltaicas y centrales termoeléctricas desplegándose por el territorio de la mayoría de las CCAA, de tal forma que la ocupación actual del territorio por el sistema energético es algo superior al 1%. En un contexto 100% renovable, la ocupación del territorio por parte del

sistema energético pasa a ser bastante superior a este valor, lo cual puede producir ciertas reticencias iniciales o críticas al despliegue de un sistema de generación renovable. Pero, ¿tienen estas críticas algún fundamento o razón de ser, más allá de la alteración del uso histórico del suelo? En este punto argumentaremos que no, y resulta perfectamente compatible con los otros usos requeridos del suelo para el funcionamiento de nuestra sociedad y el mantenimiento de nuestro medio natural, y en esencia, resulta una consecuencia del necesario y responsable proceso de internalización de los impactos de nuestro sistema energético actual.

En efecto, el hecho de que el sistema energético haya requerido hasta la fecha un uso aparentemente tan bajo del territorio, no es más que una consecuencia de la externalización de la mayoría de impactos de nuestro sistema energético, totalmente dependiente de unos combustibles fósiles procedentes de explotaciones energéticas en otros países, y cuya utilización genera una serie de impactos en el medio ambiente

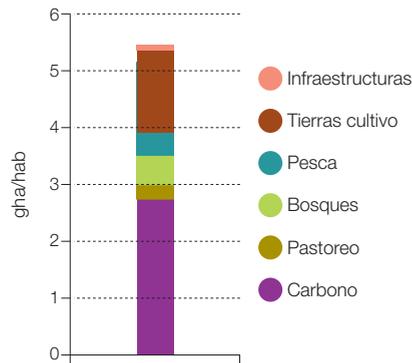
Figura 777. Estructura del uso del territorio en el año 2008.



que también se pueden traducir en un requerimiento de ocupación del territorio.

Una primera cuantificación de estas externalidades la podemos encontrar en la huella ecológica (National Footprint Accounts-2010 elaborado por la Global Footprint Network) de España, en la que se expresan los principales usos e impactos de la actividad humana en términos del requerimiento de superficie de productividad media planetaria (hectáreas globales). La figura 778 recoge la estructura de la huella ecológica en España para el año 2007, que con un total de 5,42 gha/hab es un 300% de la biocapacidad promedio del planeta, por lo que podríamos concluir que en España estamos ya viviendo a un ritmo que requeriría de tres planetas Tierra en el caso de extrapolarlo a todos los habitantes del planeta: un claro indicador de insostenibilidad. En esta figura, podemos observar cómo ya en la actualidad la contribución dominante^{1.064} a la huella ecológica de España es la correspondiente al carbono, que refleja tan solo una de las externalidades^{1.065} del sistema energético, esto es, el requerimiento de reabsorción del CO₂ emitido, y que el sistema energético actual tiene prácticamente externalizada en su totalidad. Otro elemento que también podemos observar en esta figura, teniendo además en cuenta que la superficie para tierras de cultivo aparece magnificada al expresarla en términos de superficie de productividad media, por tratarse de la superficie de mayor productividad, es la descompensación entre la huella ecológica y la dedicación actual del territorio: mientras el sistema energético ocupa en la actualidad poco más de un 1% del territorio, dedicamos más del 50% a la producción de alimentos, lo cual está claramente desproporcionado en relación a la contribución de cada uno de estos servicios a la huella ecológica.

Figura 778. Huella ecológica de España en el año 2007 según el National Footprint Accounts-2010 elaborado por la Global Footprint Network, expresada en términos de hectáreas globales (hectáreas de productividad media) per cápita.



De hecho, resulta interesante comparar el porcentaje de ocupación del territorio asociado a la contribución del carbono a la huella ecológica con los otros valores de referencia que introdujimos anteriormente. La figura 779 nos muestra esta comparación, y en ella podemos apreciar que el uso del territorio requerido para internalizar nuestras emisiones de CO₂ resulta del orden del 226%, muy superior a los usos del territorio dedicados a la protección de espacios naturales, e incluso del dedicado a la producción de alimentos, y de hecho es tan elevado que no disponemos de territorio suficiente para su internalización. Es precisamente en este contexto en el que se aprecia la gran eficiencia de un sistema basado en energías renovables, que nos permite internalizar completamente los impactos del sistema energético, con un requerimiento de ocupación del territorio tremendamente inferior al correspondiente a la huella ecológica de carbono actual.

1.064 Además, debemos tener en cuenta que en términos de hectáreas de productividad promedio, la superficie dedicada a tierras de cultivo aparece muy distorsionada (incrementada), pues al tratarse de las tierras de mayor productividad, su superficie aumenta al pasar de hectáreas reales a hectáreas globales.

1.065 Otras externalidades no recogidas son, por ejemplo, las correspondientes a toda la minería de recursos fósiles y nucleares que se realiza fuera de nuestro país, así como las infraestructuras asociadas. Por tanto, adoptamos esta contribución del carbono a la huella ecológica como una cota inferior de la externalización del sistema energético en términos de superficie.

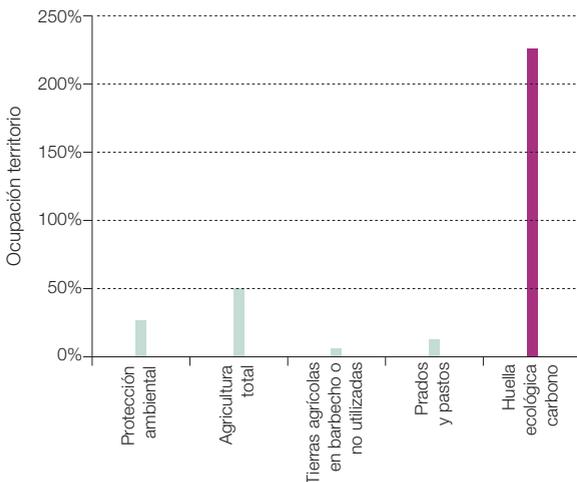
Otro factor que resulta interesante analizar en este contexto es el relativo al grado de autoabastecimiento alcanzado para la cobertura de estos servicios. La figura 780 nos muestra el autoabastecimiento energético en España^{1.066} en los años 2000 a 2009, tanto el total^{1.067} como el que podemos considerar sostenible^{1.068}, en términos relativos al consumo de energía primaria. Como podemos observar, el autoabastecimiento energético es muy bajo, y por tanto la dependencia energética muy elevada. También podemos observar en esta figura la tendencia creciente al autoabastecimiento sostenible a lo largo de los últimos años, como consecuencia directa del despegue de las energías renovables distintas de la hidroeléctrica.

En estas condiciones, parece perfectamente justificado desde el punto de vista de la sostenibilidad el aumentar la ocupación

del territorio para incrementar el autoabastecimiento energético con energías renovables, pues ello reduce la tremenda externalidad que en términos de superficie tiene el uso de combustibles fósiles para cubrir el resto de nuestra demanda de energía.

Por lo que respecta al uso del territorio empleado para configurar los sistemas de generación 100% renovables de este informe, conviene recordar que el potencial con el que contamos, y a partir del cual se han confeccionado estos mix de generación, es el potencial presentado en el informe R2050 (GP, 2005), que se evaluó a partir de un análisis SIG^{1.069} imponiendo restricciones bastante severas sobre el uso del territorio. Así, además de excluirse completamente el uso del territorio asociado a espacios con alguna figura de protección ambiental^{1.070}, tal y como puede contrastarse en el informe R2050 (GP, 2050),

Figura 779. Ocupación del territorio, en términos relativos a la superficie peninsular de los usos de protección ambiental y de producción de alimentos, comparado con la ocupación del territorio que corresponde a la contribución del carbono en la huella ecológica (situación actual).



1.066 Datos procesados a partir de la referencia (La Energía en España 2009) del Ministerio de Industria.

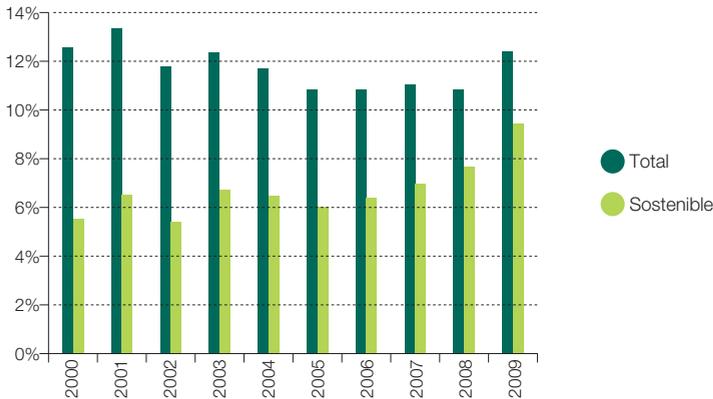
1.067 Debemos resaltar que, a diferencia del criterio del Ministerio de Industria, la generación nuclear no la hemos considerado como autoabastecimiento, puesto que tanto la materia prima (uranio), como la mayoría de etapas de procesado (extracción y concentración de uranio, conversión a hexafluoruro de uranio, enriquecimiento del hexafluoruro y conversión a dióxido de uranio) se llevan a cabo fuera de España, y es tan solo la última etapa, la de fabricación de los elementos combustibles, la que se lleva a cabo en España. Por tanto, desde nuestro punto de vista, el hecho de que el recurso energético venga del exterior de España, hace que la aportación nuclear no pueda considerarse como abastecimiento.

1.068 Es decir, descontando las aportaciones del carbón, petróleo y gas natural nacionales.

1.069 Sistema de Información Geográfica.

1.070 Esta exclusión constituye el 28% del territorio peninsular, y sería perfectamente posible plantear el aprovechamiento de la biomasa residual, asociada a la limpieza y conservación de parte de estos espacios, como una fuente adicional de biomasa sostenible, que además, al contribuir a evitar la proliferación de incendios forestales, redujera el efecto de escalón de desplazamiento del CO₂ de la biosfera a la fase gaseosa que nos condujo a plantear la limitación en el uso de las biomásas residuales.

Figura 780. Autoabastecimiento energético en España durante los años 2000 a 2009, en términos relativos al consumo total de energía primaria.



la gran mayoría de los espacios destinados actualmente a la producción de alimentos también fueron excluidos^{1.071} de cara a evaluar el potencial de generación, basado en energías renovables, y existen tan solo algunas pequeñas intersecciones en los terrenos de menor productividad (secanos muy áridos) en los que a lo largo de los últimos años se ha ido reduciendo la actividad agrícola. Pero es más, la cantidad del potencial de generación renovable que es preciso articular para cubrir la demanda de energía, constituye una fracción realmente pequeña del potencial disponible (figura 781), especialmente en el caso de desplegar medidas de eficiencia (contexto E3.0), en cuyo caso es del orden del 3%. En estas condiciones, si se considerara adecuado, sería perfectamente posible prescindir de cualquier intersección entre el territorio dedicado a la producción de energía y el históricamente empleado para la producción de alimentos.

Como ya hemos indicado en varias ocasiones existen muchas opciones para proporcionar una cobertura total de la demanda

con energías renovables, tanto en el contexto BAU como en el E3.0. Sin embargo, desde el punto de vista de ocupación del territorio, las implicaciones de emplear un mix tecnológico u otro tienen un efecto muy importante. En las figuras 782 a 784 recogemos los requerimientos de ocupación del territorio para la producción de electricidad, para la producción de biocombustibles e hidrógeno, y para la producción de biomasa sólida e hidrógeno. En todas estas figuras, además de los resultados para la biomasa (promedio de cultivos energéticos y CFRR), la eólica, la fotovoltaica de suelo, y la termoeléctrica, presentamos también los resultados para el mix energético empleado para complementar los requerimientos de generación eléctrica para producir hidrógeno una vez empleada toda la electricidad procedente de la regulación del sistema eléctrico. Como podemos observar, los requerimientos de ocupación del territorio asociados al uso de la biomasa procedente de cultivos energéticos y CFRR son considerablemente superiores a los de las otras alternativas.

1.071 Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que en algunos casos la producción de energía y de alimentos no resultan incompatibles, y se puede compartir un mismo territorio para ambos usos (eólica terrestre, invernaderos con chimenea solar, etc.).

Figura 781. Uso del potencial renovable disponible, en términos de potencia instalada, para la cobertura de la demanda con 100% renovables en los contextos BAU y E3.0.

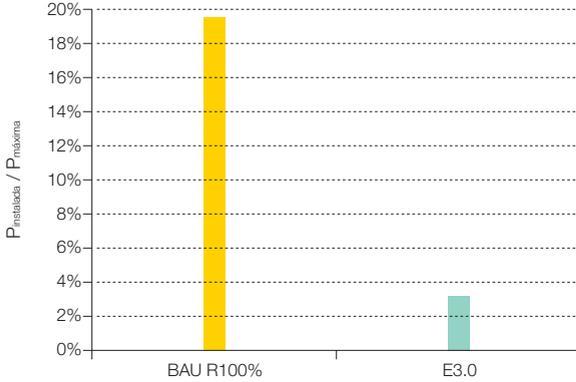
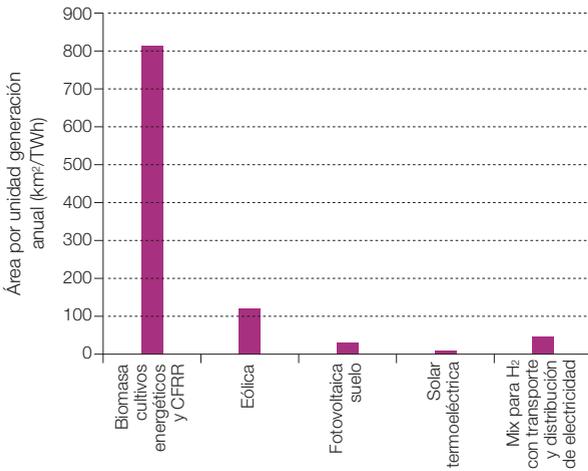


Figura 782. Comparativa del requerimiento de ocupación del territorio para la producción de electricidad.



Esto es especialmente cierto para la generación de electricidad (figura 782), lo cual, junto a la escasez del recurso biomasa es la causa de que tanto en este informe como en el informe R100% (GP, 2007), en el sistema eléctrico se haga un uso muy limitado de la biomasa, y se destine tan solo a aquellos aspectos de mayor valor añadido como es la regulación del sis-

tema, empleando la hibridación de las centrales termoelectricas como estrategia eficaz para disponer de elevada potencia de regulación con un bajo consumo de biomasa. Esta estrategia conduce a un bajo uso de la biomasa en el sistema eléctrico, y libera este recurso para poder emplearlo en la cobertura de la demanda energética en forma de combustibles.

Figura 783. Comparativa del requerimiento de ocupación del territorio para la producción de biocombustibles e hidrógeno.

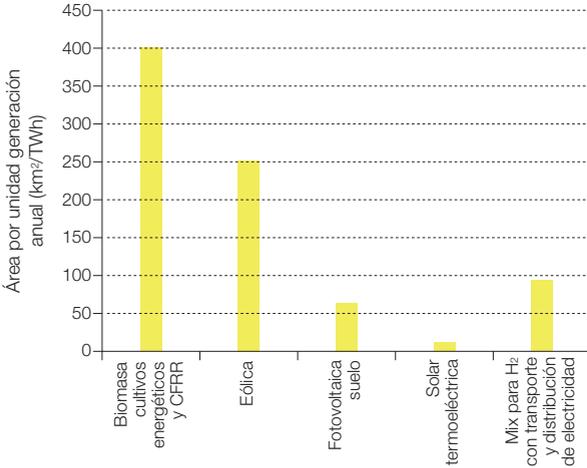
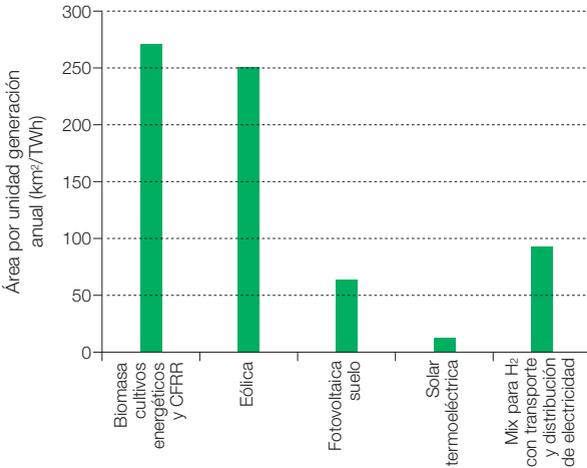


Figura 784. Comparativa del requerimiento de ocupación del territorio para la producción de biomasa sólida e hidrógeno.



Para el caso de emplear la biomasa para producir biocombustibles, la alternativa de la que disponemos es la producción de hidrógeno a partir de electricidad renovable. En este caso, tal y como nos muestra la figura 783,

la biomasa sigue siendo la opción con una mayor ocupación del territorio, aunque ya se encuentra mucho más cercano a la ocupación del territorio de la eólica terrestre^{1.072}, pero su requerimiento de ocupación del

1.072 Debemos recordar, sin embargo, que en el caso de la eólica terrestre el territorio por ella ocupado puede emplearse simultáneamente para satisfacer otros servicios (prados, agricultura, bosques, etc.).

territorio sigue siendo muy superior a la del mix empleado con el fin de complementar la producción de hidrógeno.

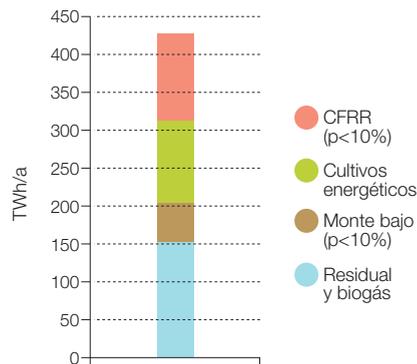
En el caso de emplear la biomasa en forma sólida, sin confeccionar otro tipo de biocombustibles a partir de la biomasa primaria, la ocupación del territorio asociada al uso de la biomasa pasa a ser del orden del correspondiente a la eólica, aunque prácticamente tres veces superior al del mix empleado para complementar la producción de hidrógeno (figura 784).

Por tanto, según el balance entre el uso de biomasa e hidrógeno empleado para la cobertura de la demanda de combustibles, el efecto sobre la ocupación del territorio del sistema energético diferirá de forma importante. En este informe hemos evaluado distintos casos en cuanto al balance entre el uso de la biomasa y del hidrógeno, para proporcionar cobertura a la demanda de combustibles. Para el contexto de demanda BAU, tal y como indicamos anteriormente, el recurso de biomasa disponible es insuficiente para proporcionar la cobertura de la demanda de combustibles, por lo que en el caso de la cobertura de la demanda BAU con 100% renovables, se debe recurrir extensamente a la producción de hidrógeno. Sin embargo, para el contexto de demanda E3.0, la participación de la biomasa y el hidrógeno en la cobertura de la demanda de combustibles puede ser mucho más equilibrada, aunque evidentemente también existe la opción de prescindir totalmente del uso de la biomasa y proporcionar esta cobertura exclusivamente basada en hidrógeno.

La figura 785 recoge la estructura del potencial de biomasa obtenido en R2050 (GP, 2005). Este potencial total de biomasa, para el desarrollo de este estudio, lo hemos limitado todavía más de tal forma que en ningún mix

de generación se superara una cantidad de recurso equivalente a la suma de los potenciales de cultivos energéticos y CFRR (221 TWh/a), de tal forma que fuera posible recurrir a la biomasa sin producir escalón alguno en la concentración de CO₂. El hecho de que se haya limitado la cantidad de biomasa a estos valores, hace que prácticamente el total de la biomasa implementada en cualquiera de los mix energéticos considerados pudiera suministrarse a partir de biomasa residual, en el caso de que la ocupación del territorio constituyera un criterio de más peso que el escalón de concentración de CO₂ asociado al cambio de uso de esta biomasa residual^{1.073}. Adicionalmente es preciso recordar que en el caso de usar biomasa de origen marino^{1.074}, la ocupación del territorio correspondiente a la biomasa sería nula, por lo que en estos casos, y desde la perspectiva de la ocupación del territorio, la opción de la biomasa pasaría a ser la más adecuada.

Figura 785. Estructura del potencial de biomasa empleado como condición de contorno para la cobertura de la demanda (GP, 2005).



1.073 Por lo que respecta a las biomásas residuales, en general hemos adoptado el planteamiento de minimizar su uso para evitar el escalón en la concentración de CO₂ que llevan asociado. Existe una excepción a esta situación, que es la constituida por la biomasa residual correspondiente a las labores de limpieza y mantenimiento de las superficies, con algún grado de protección ambiental, cuya explotación permitiera aumentar la protección contra incendios de estas masas vegetales.

1.074 Por lo que respecta a la biomasa de origen marino, su potencial no se encuentra incluido en el evaluado en R2050 (GP, 2005).

Finalmente resulta conveniente hacer una mención explícita del tratamiento correspondiente

al requerimiento de combustibles para el subsector de usos no energéticos^{1.075}. La figura 786 reproduce la estructura sectorial de la demanda de energía final para los contextos BAU y E3.0 en el año 2050. Como podemos observar, con el fin de proporcionar un balance completo de los requerimientos de energía final en términos comparables a los balances actuales del sistema energético y a otros escenarios, hemos incluido el subsector “usos no energéticos” dentro de la evaluación de la demanda. Para el contexto BAU, este subsector representa una contribución relativamente pequeña (3,5%), pero para el caso del contexto E3.0, con un mayor despliegue de eficiencia en los otros subsectores, el peso relativo del subsector “usos no energéticos” asciende hasta el orden del 10%, lo cual hace que en el caso de cubrir dicha demanda con biocombustibles, su peso relativo en el consumo total de biomasa, y por tanto en la ocupación del territorio, pase a ser muy importante.

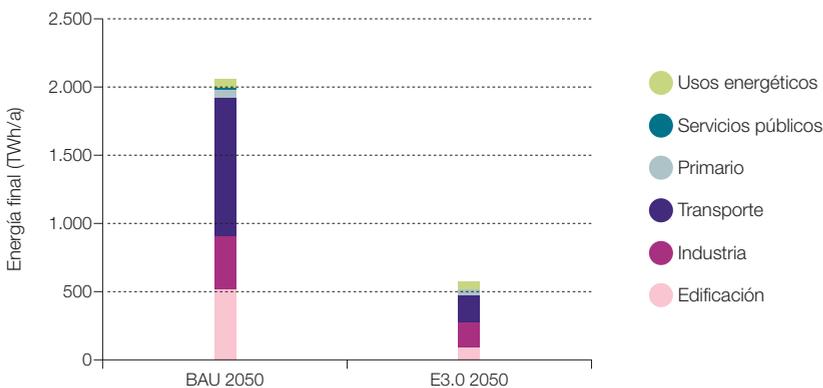
La cobertura de la demanda del subsector “usos no energéticos” cae en principio fuera de las fronteras del sistema energético en el

cual hemos centrado este estudio, sin embargo, para la mayoría de los resultados presentados, hemos incluido su efecto, al igual que haremos para el caso de las repercusiones en la ocupación del territorio.

Sin embargo, existen distintas opciones para proporcionar la cobertura de la demanda del subsector “usos no energéticos”:

- Seguir empleando combustibles fósiles para cubrir esta demanda. Si bien este planteamiento no puede considerarse estrictamente sostenible por conducir al eventual agotamiento de los recursos fósiles, pero en el caso de que se elimine el uso de estos recursos con fines energéticos^{1.076}, y desarrollando los procesos de reciclado adecuados, el consumo sería tan bajo que resultaría comparable al consumo de otras materias primas no fósiles en otros procesos productivos.
- Emplear combustibles sintetizados a partir de hidrógeno generado con electricidad renovable y carbono procedente, por ejemplo, de la fijación de CO₂ atmosférico.

Figura 786. Estructura sectorial de la demanda de energía final para el año 2050.



1.075 Los usos no energéticos de los combustibles fósiles son todos aquellos usos en que estos productos se emplean como materia prima para fabricar otros productos.

1.076 Que es dónde se encuentra actualmente su mayor consumo.

- Emplear biocombustibles elaborados con biomasa para sustituir a los combustibles fósiles actualmente empleados como materias primas en estos procesos productivos.

La opción que hemos elegido en este estudio para ilustrar el efecto de eliminar los combustibles fósiles del subsector de “usos no energéticos” ha sido la de los biocombustibles, que es la que conduce a un mayor requerimiento de ocupación del territorio. Pero dado que existen otras opciones, y que este subsector realmente queda fuera de la “responsabilidad” del sector energético, estos requerimientos adicionales de biomasa (y ocupación del espacio) deben entenderse tan solo como una cuantificación del efecto de sustituir los combustibles fósiles por biocombustibles en este subsector, pero no como un requerimiento asociado al sector energético, ni como una penalización inamovible en términos de ocupación del territorio.

5.8.2 Resultados de ocupación del territorio del sistema energético

Pasamos en este punto a reproducir los resultados de ocupación del territorio de los distintos casos de cobertura de la demanda analizados para los contextos BAU y E3.0.

Los casos del análisis de la cobertura de la demanda con 100% renovables que hemos analizado con más detalle, corresponden a dos casos particulares del balance entre el uso de la biomasa y el hidrógeno, para proporcionar la cobertura del requerimiento de combustibles:

- Para el contexto BAU hemos considerado un caso en el que se mantiene un desarrollo continuo del uso de la biomasa en relación a la situación actual, que cubre el grueso de la demanda de combustibles

mediante la generación de hidrógeno con electricidad renovable.

- Para el contexto E3.0 hemos planteado un caso con un equilibrio entre el uso de biomasa y de hidrógeno para proporcionar la cobertura a la demanda de combustibles.

Puesto que, tal y como hemos indicado anteriormente, el consumo de biomasa empleado en la cobertura de la demanda tiene un peso muy importante sobre la ocupación del territorio al emplear biomasa procedente de cultivos energéticos, vamos a empezar por recopilar los consumos de biomasa planteados para los distintos casos de cobertura de la demanda desarrollados en este estudio.

La figura 787 nos muestra el consumo total de biomasa para el contexto BAU 100% renovable (al inicio del desarrollo del escenario en el año 2007 y en el año 2050) y para el contexto E3.0, comparado con el consumo de biomasa durante el año 2009, y la planificación en el uso de la biomasa correspondiente al PER 2010, es decir, el desarrollo en el uso de la biomasa que se debería haber alcanzado en el año 2010 en el caso de haberse cumplido la planificación energética. Para los casos BAU y E3.0 en el año 2050, los resultados presentados en esta figura incluyen la biomasa empleada para proporcionar los biocombustibles que cubran la demanda del subsector de “usos no energéticos”. Del análisis de esta figura, aparte de la gran desviación entre el uso actual de la biomasa y la planificación establecida para el año 2010, podemos extraer varias conclusiones interesantes:

- El uso de la biomasa planteado para el contexto BAU en el año 2050 es del orden del uso actual de la biomasa, e inferior a la planificación para el año 2010. En este contexto BAU 100%R (BAU con generación

100% renovable), el grueso de la demanda de combustibles se cubre vía hidrógeno, y resulta el uso de la biomasa muy continuista en relación a la situación actual

- En el caso del contexto E3.0, a pesar de la gran reducción en la demanda total de energía asociada al despliegue de eficiencia, el planteamiento de repartir responsabilidades para la cobertura de la demanda de combustibles entre la biomasa y el hidrógeno conduce a un requerimiento de biomasa sensiblemente superior al del contexto BAU. Sin embargo, el uso de biomasa planteado para el año 2050 está muy en línea con la planificación energética que existía para el año 2010, por lo que se puede considerar como un escenario tendencial en el caso de que se proporcionaran los elementos necesarios para hacer realidad esta planificación energética.

Pero como indicábamos anteriormente, la figura anterior incluye en los requerimientos

de biomasa la producción de biocombustibles para dar cobertura total a los requerimientos del subsector “usos no energéticos” que, como su nombre indica, no es responsabilidad directa del sector energético, y para el cual, tal y como mostrábamos anteriormente, existen otras alternativas distintas a la biomasa. Por tanto, resulta más interesante realizar la comparativa de los recursos de biomasa directamente asociados al sector energético, cuyo resultado aparece reflejado en la figura 788. Como podemos ver, en estas condiciones, el uso de biomasa planteado para el año 2050 en el contexto E3.0 (el de mayor uso de biomasa) es sensiblemente inferior al correspondiente a la planificación energética para el año 2010, y el uso de la biomasa en el contexto BAU 100%R para el año 2050 es incluso inferior al que ya realizábamos en el año 2009. En estas condiciones resulta evidente que el uso de la biomasa planteado para proporcionar cobertura a la demanda del

Figura 787. Comparación entre el uso de biomasa planteado en los casos de cobertura de la demanda 100% renovable para los contextos BAU y E3.0, el uso de biomasa en 2009 del sistema energético, y la planificación correspondiente al desarrollo de la biomasa energética en 2010. Resultados incluyendo el subsector de “usos no energéticos”.

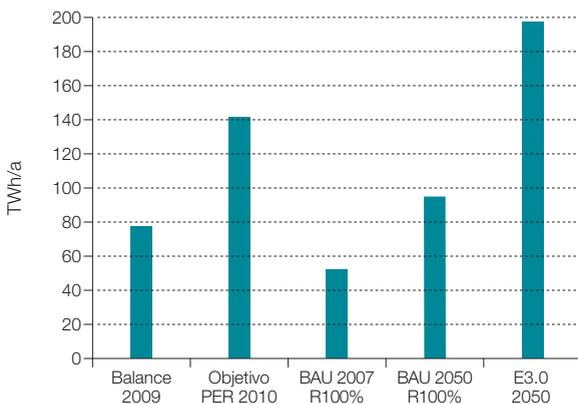


Figura 788. Comparación entre el uso de biomasa planteado en los casos de cobertura de la demanda 100% renovable para los contextos BAU y E3.0, el uso de biomasa actual del sistema energético, y la planificación actual correspondiente al desarrollo de la biomasa energética. Resultados sin incluir el subsector de “usos no energéticos”.

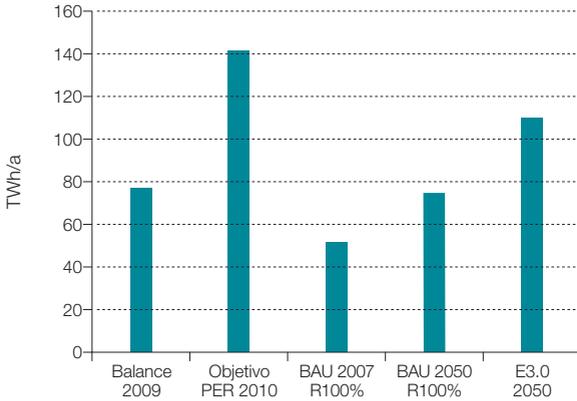
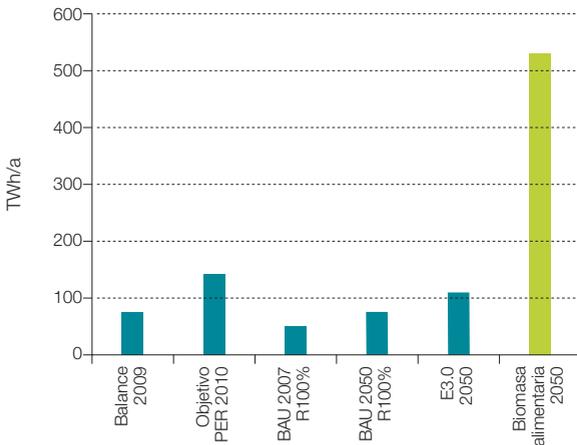


Figura 789. Comparación entre el uso de biomasa planteado en los casos de cobertura de la demanda 100% renovable para los contextos BAU y E3.0, el uso de biomasa actual del sistema energético, y la planificación actual correspondiente al desarrollo de la biomasa energética. Resultados sin incluir el subsector de “usos no energéticos”. Comparativa con los requerimientos de biomasa alimentaria para el año 2050.



sector energético en el año 2050, tanto en los contextos BAU como E3.0 no resulta en absoluto excesivo, sino más bien se podría interpretar como conservador.

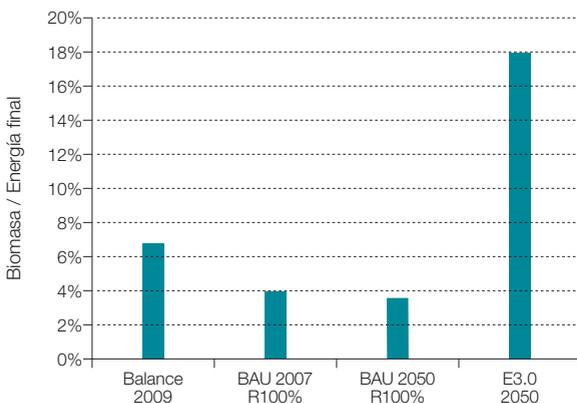
Pero es más, si comparamos estos resultados bajo la perspectiva del uso de biomasa alimenticia, la figura 789 nos muestra cómo el uso de biomasa con fines energéticos planteada para el año 2050 (tanto para el contexto BAU como para el E3.0) es muy pequeño en comparación con el uso de biomasa alimenticia que cabría esperar para el año 2050, si mantenemos una dieta promedio con una estructura parecida a la actual.

Para profundizar más en la participación de la biomasa para cubrir la demanda de energía, la figura 790 nos presenta el ratio de biomasa a energía final, mientras que la figura 791 nos reproduce el ratio de biomasa a hidrógeno empleados para proporcionar la cobertura de la demanda del sistema energético. Como podemos observar, en términos relativos a la demanda de energía final, los casos del contexto BAU suponen porcentajes inferiores al

actual, mientras que el caso del contexto E3.0 conduce a incrementar el peso de la participación de la biomasa hasta el orden del 18%, significativamente superior al actual. Por lo que respecta al ratio de biomasa a hidrógeno, en el contexto BAU es muy bajo, e indica el dominio del hidrógeno en la estructura de estos mix, mientras que en el contexto E3.0 vemos que la participación de la biomasa y del hidrógeno están muy equilibradas.

Profundizando más en la estructura de los recursos energéticos empleados para proporcionar la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 (el de mayor uso de biomasa), la figura 792 nos muestra cómo el sistema energético total está dominado por el uso de la electricidad, con una cantidad muy importante de esta electricidad dedicada a la producción de hidrógeno, y con un equilibrio entre el uso de biomasa y de hidrógeno. El planteamiento para asignar los recursos a este caso de análisis ha sido emplear biomasa para complementar^{1.077} la cobertura de la demanda en el sector industria (mediante cogeneración y combustión directa), y para cubrir la demanda

Figura 790. Participación porcentual de la biomasa en la cobertura de la energía final. Resultados sin incluir el subsector de “usos no energéticos”.



^{1.077} Después de la aplicación de bombas de calor, solar térmica y electricidad directa.

del subsector “usos no energéticos”, por considerar que estas dos aplicaciones pueden ser cubiertas de forma más sencilla mediante el uso de biomasa o biocombustibles que mediante el uso de hidrógeno^{1.078}. Posteriormente, el remanente de demanda de combustibles (subsectores transporte y primario),

fue cubierto entre biomasa e hidrógeno imponiendo el criterio^{1.079} de igualdad de ocupación del territorio que, como podemos apreciar en esta figura, conduce a una contribución sensiblemente superior del hidrógeno como consecuencia de su mayor eficacia por lo que respecta a la ocupación del territorio.

Figura 791. Ratio entre la participación de la biomasa y del hidrógeno en la cobertura de la demanda. Resultados sin incluir el subsector de “usos no energéticos”.

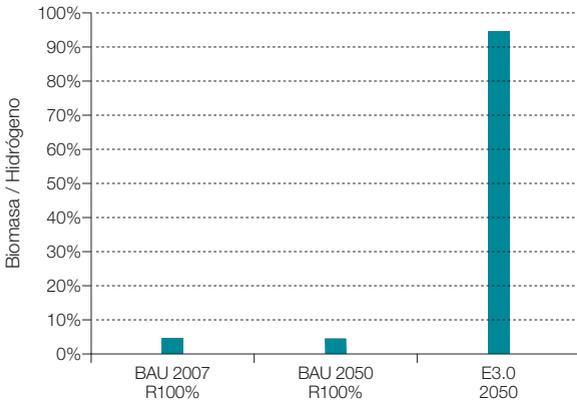
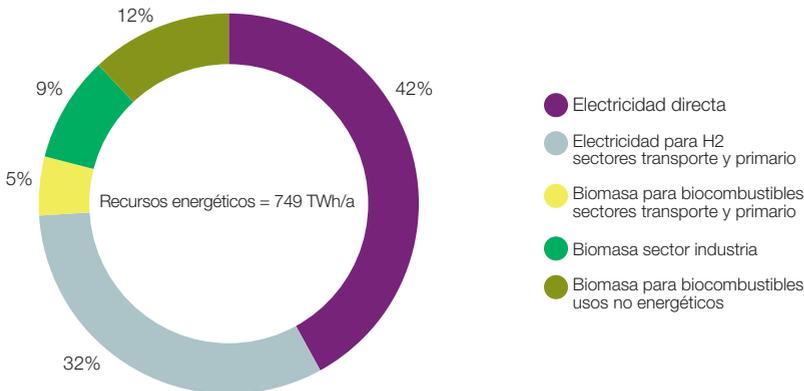


Figura 792. Recursos energéticos empleados para proporcionar la cobertura de la demanda del contexto E3.0.



1.078 Sin embargo, como comentábamos anteriormente es perfectamente posible extender el uso del hidrógeno a estas aplicaciones para reducir el uso de biomasa y con él la ocupación del territorio.

1.079 Este criterio se adoptó como un ejemplo de los posibles criterios a emplear para establecer la configuración final del mix energético a partir de las múltiples opciones disponibles.

En la figura 793 reproducimos la estructura del consumo de biomasa para el caso analizado de cobertura de la demanda en el contexto E3.0 para el año 2050, incluido el efecto de los “usos no energéticos”. Como podemos apreciar, el consumo total de biomasa se encuentra dominado por el requerimiento de

biomasa para producir los biocombustibles que cubran la demanda de materias primas en el subsector “usos no energéticos”.

Si comparamos el uso de biomasa requerido para el caso analizado en el contexto E3.0 (incluyendo el requerimiento para usos no

Figura 793. Estructura del consumo de biomasa para el caso de cobertura de la demanda analizado en el contexto E3.0.

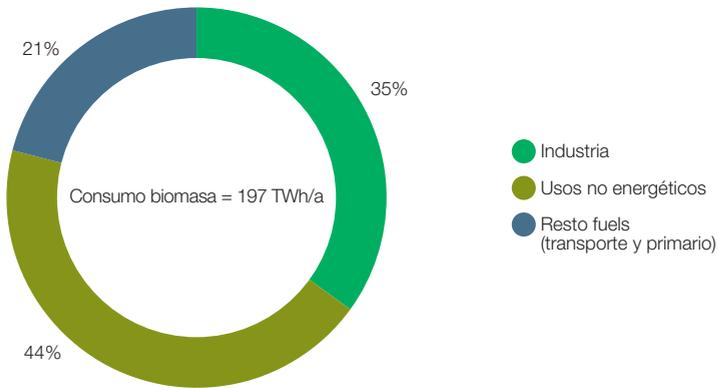
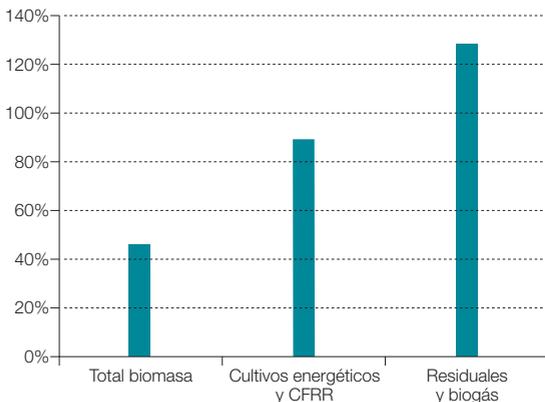


Figura 794. Valor relativo del consumo de biomasa para el caso analizado de cobertura de la demanda en el contexto E3.0. Incluyendo el consumo de biomasa para el subsector “usos no energéticos”.



energéticos) con el potencial disponible de biomasa evaluado en R2050 (GP, 2005), en la figura 794 vemos cómo el uso planteado del recurso es inferior al 50%, aunque asciende al orden del 90% del recurso de cultivos energéticos y CFRR, y es ligeramente superior al recurso de biomasa residual.

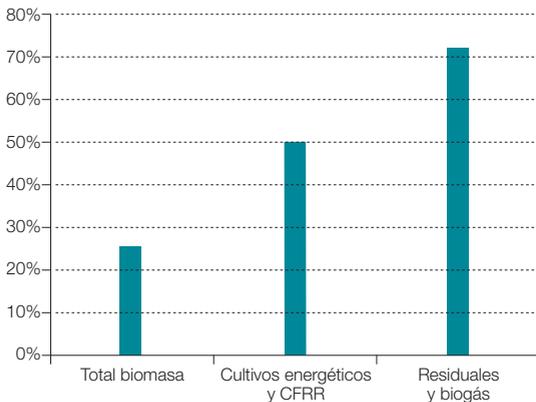
Sin embargo, si dejamos de lado el requerimiento de biomasa para el subsector “usos no energéticos”, y nos centramos en el uso de biomasa directamente imputable al sistema energético, la figura 795 nos muestra cómo el caso analizado de cobertura de la demanda en el contexto E3.0 representa un 26% del potencial total de biomasa, el 50% del potencial de cultivos energéticos y CFRR, y el 72% del potencial de biomasa residual. Es decir, en el caso de priorizar los aspectos de ocupación del territorio sobre otras consideraciones^{1.080} que pudieran favorecer a los cultivos energéticos, sería posible cubrir todo el requerimiento de biomasa para el sistema energético con biomasa residual, es decir, sin efecto alguno sobre la ocupación del territorio.

A continuación pasamos a presentar los resultados correspondientes a la ocupación del territorio para los distintos análisis de la cobertura de la demanda realizados.

En la figura 796 presentamos la estructura de ocupación del territorio en el contexto BAU con un mix BAU. Como podemos apreciar, incluso en este contexto totalmente continuista, la ocupación del territorio asociada al sistema energético (incluido el subsector “usos no energéticos”) crecería de forma muy importante desde valores del orden del 1,5% hasta situarse por encima del 10%. Este crecimiento se encontraría dominado por las contribuciones de la biomasa (sólida y para biocombustibles) y de la participación creciente de las energías renovables en el sistema eléctrico^{1.081}.

Pero este crecimiento de la ocupación del territorio para el contexto BAU con mix BAU, todavía esconde la realidad de las grandes externalidades asociadas a un sistema energético con una elevada dependencia de combustibles fósiles. En efecto, en la figura

Figura 795. Valor relativo del consumo de biomasa para el caso analizado de cobertura de la demanda en el contexto E3.0. Sin incluir el consumo de biomasa para el subsector “usos no energéticos”.



1.080 Evitar el escalón en concentración de CO₂ asociado al cambio en el uso del recurso de biomasa residual, potenciar la agroenergética como elemento para mantener la actividad tradicional en el mundo rural, etc.

1.081 El mix eléctrico para el contexto BAU con mix BAU es el que se presentó anteriormente en este informe para la evaluación de costes.

Figura 796. Estructura de ocupación del territorio para el contexto BAU con un mix BAU.

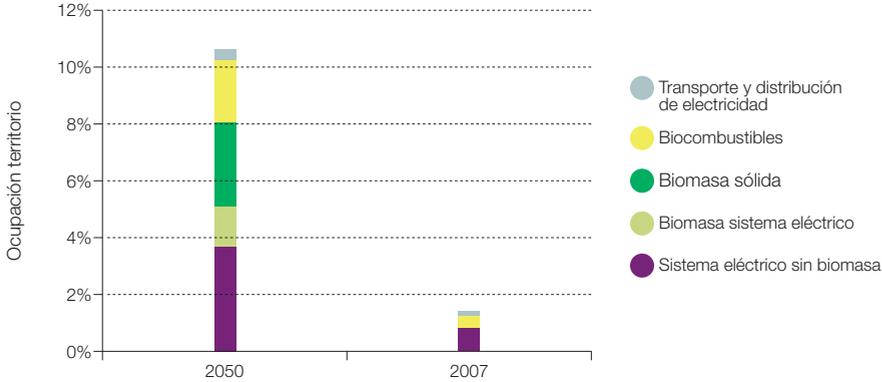
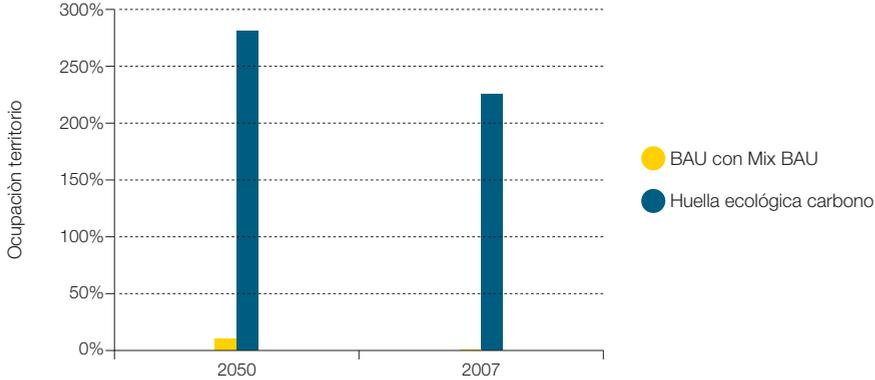


Figura 797. Comparativa entre la ocupación del territorio asociada al contexto BAU con el mix BAU, y la huella ecológica asociada al carbono.



797 recogemos la comparativa entre la ocupación del territorio asociada al sistema energético, en el contexto BAU con mix BAU y la huella ecológica de carbono^{1.082}, que como hemos comentado anteriormente estamos empleando como una primera aproximación de la huella ecológica asociada al sistema energético. Como podemos observar, el contexto BAU con mix BAU sigue externalizando la mayor parte del efecto del sistema energético sobre la ocupación del territorio.

En el caso de proceder a la cobertura total de la demanda del contexto BAU con renovables, la figura 798 nos muestra la estructura de ocupación del territorio asociada. Como podemos observar, el requerimiento de ocupación del territorio crece de forma muy significativa respecto al caso del mix BAU, y para el año 2050 pasa de requerir del orden del 10% del territorio a prácticamente llegar al 25%.

^{1.082} Para el año 2050, el crecimiento de la huella ecológica de carbono para el mix BAU se ve atenuado por el crecimiento en la participación de las renovables incluso en este mix BAU. Si no se produjera este crecimiento en la participación relativa de las renovables para la cobertura de la demanda, la huella ecológica de carbono en el año 2050 ascendería al 358% del territorio peninsular.

Sin embargo, aunque pueda parecer un gran incremento de ocupación del territorio, la realidad es que el territorio se emplea de forma mucho más eficiente en este caso con un mix 100% renovable que en el caso con el mix BAU, pues para el mix-100% renovable se internaliza completamente el impacto del sistema energético sobre el uso del territorio.

En efecto, la figura 799 nos muestra el ratio entre la ocupación del territorio del mix-R100% y la huella ecológica del carbono para el mix BAU, en el caso del contexto de demanda BAU. Como podemos apreciar, la ocupación del territorio al emplear el mix R100% es, en el año 2050, inferior al 9% de la huella ecológica de carbono al emplear

Figura 798. Estructura de la ocupación del territorio para el contexto BAU con mix 100% renovable.

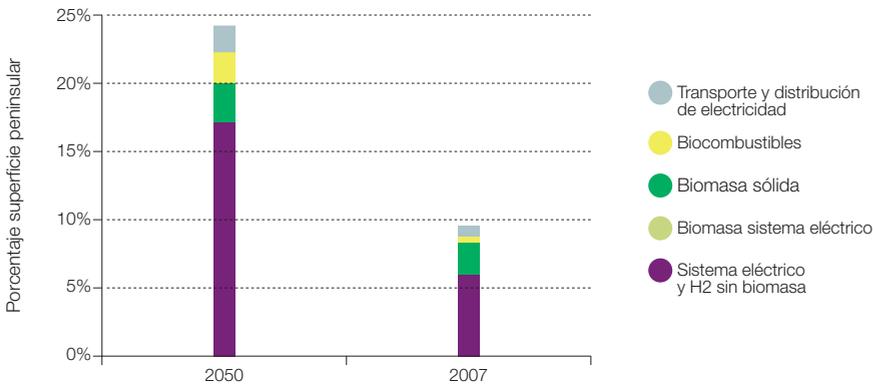
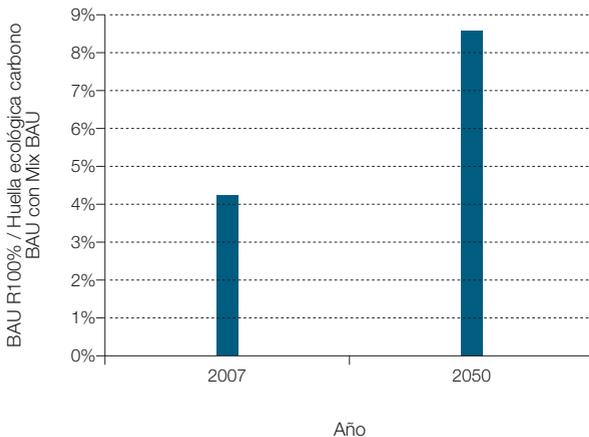


Figura 799. Relación entre la ocupación del territorio del mix R100% y la huella ecológica del carbono para el mix BAU, en el caso del contexto de demanda BAU.



el mix BAU, por lo que el proceso de inter-nalización de la huella ecológica del sistema energético al emplear el mix-R100% es muy eficiente.

Para el caso del contexto E3.0, el despliegue de eficiencia e inteligencia conduce a una gran reducción de la demanda, y en el caso de emplear un mix energético con la misma estructura (especialmente por lo que concierne al peso relativo de la biomasa), el requerimiento de ocupación del territorio se reduciría proporcionalmente. Pero tal y como hemos indicado anteriormente, el caso de cobertura de la demanda que hemos analizado para el contexto E3.0 incorpora un uso considerablemente superior de la biomasa, tanto en términos relativos como absolutos, y plantea un equilibrio entre el uso de biomasa y de hidrógeno, lo cual tiene el efecto de atenuar^{1.083} la reducción en la ocupación del territorio.

La figura 800 nos muestra la estructura de ocupación del territorio para los casos de cobertura de la demanda considerados en el contexto E3.0, sin y con participación de la gestión de la demanda. Como podemos observar, la gestión de la demanda tiene un pequeño efecto, lo que reduce ligeramente la ocupación requerida del territorio, pero en esencia, ambos casos presentan una estructura muy similar de la ocupación del territorio. Otras conclusiones que podemos extraer de esta figura son:

- El gran peso asociado a la producción de biocombustibles para cubrir la demanda del subsector “usos no energéticos”, que hace subir el requerimiento de ocupación del territorio desde valores del orden del 10% a valores del orden del 15%. Como ya hemos comentado anteriormente, este requerimiento no está directamente asociado al sistema

energético, y además existen otras opciones para su cobertura con un impacto muy inferior en términos de ocupación del territorio.

- La biomasa empleada para el sector industria (cogeneración y combustión directa) en estos mix también tiene un efecto muy importante sobre la ocupación del territorio. La priorización del uso de hidrógeno en lugar de biomasa para este sector permitiría, por tanto, reducir de forma significativa el impacto en la ocupación del territorio.
- La biomasa requerida para complementar la demanda del sector transporte tiene un impacto relativamente limitado, consecuencia directa de la gran electrificación que hemos planteado para este sector.
- El requerimiento de ocupación del territorio del sistema eléctrico y de producción de hidrógeno es del orden del 4%, a pesar de ser el que cubre la gran mayoría de la demanda de energía en el mix planteado.
- La estructura de ocupación del territorio se encuentra fuertemente dominada por la biomasa.

Pero tal y como hemos venido comentando anteriormente, los relativamente elevados requerimientos de ocupación del territorio asociados al caso analizado en el contexto E3.0 son una consecuencia directa de dos factores no estructurales: la cobertura con biomasa de la demanda del subsector “usos no energéticos”, y el elevado uso de biomasa que resulta de plantear un equilibrio entre biomasa e hidrógeno para cubrir la demanda de combustibles. Ambos elementos son perfectamente prescindibles, y corresponden tan solo a una de las múltiples opciones disponibles para la cobertura de la demanda, por lo

1.083 Aspecto que como también hemos comentado anteriormente, no es ni mucho menos estructural, y es perfectamente posible plantear casos de cobertura de la demanda con un uso muy inferior o incluso nulo de la biomasa procedente de cultivos energéticos (la de mayor impacto sobre la ocupación del territorio). El caso analizado de cobertura de la demanda, con un equilibrio entre el uso del hidrógeno y el de la biomasa, corresponde simplemente a una de las múltiples opciones disponibles.

que en el caso de priorizar el aspecto de ocupación del territorio frente a las otras consideraciones que podrían conducir al mix empleado para el análisis de la cobertura de la demanda del contexto E3.0, existe un gran potencial de reducción de la ocupación del territorio. La figura 801 nos muestra este hecho al presentar los resultados correspondientes a dos casos adicionales de cobertura de la demanda en el contexto E3.0:

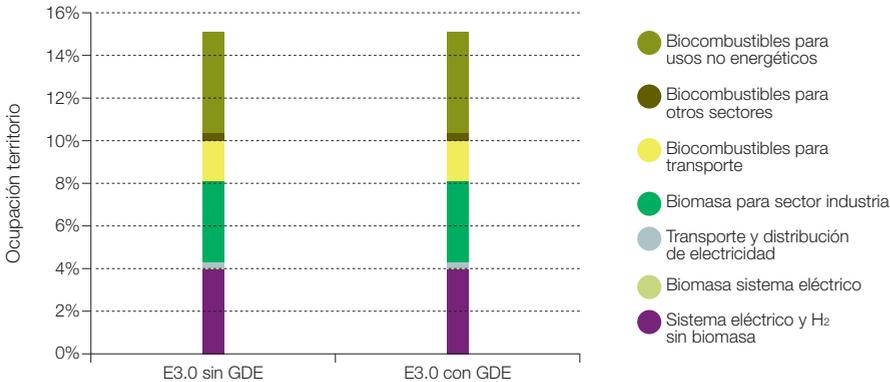
- El uso exclusivamente de hidrógeno para la cobertura de la demanda de combustibles. No considera el subsector “usos no energéticos”, y el uso de biomasa se limita a la pequeña cantidad de biomasa empleada para la regulación del sistema eléctrico^{1.084}.
- El uso de biomasa residual o marina para sustituir toda la biomasa procedente de cultivos energéticos o CFRR planteado en el caso original de cobertura de la demanda del contexto E3.0.

Como podemos observar en esta figura, de la ocupación del territorio original para dar cobertura de la demanda al contexto E3.0,

incluido el sector usos no energéticos (15,1%), puede reducirse la ocupación del territorio hasta un 6,2% en el caso de emplear exclusivamente hidrógeno^{1.085} para la cobertura de la demanda de combustibles^{1.086}, y hasta un 4,3% si sustituimos el uso planteado de biomasa procedente de cultivos energéticos y CFRR por biomasa residual y/o marina.

Pero es más, el potencial de reducción del uso del territorio para la cobertura de la demanda de energía puede ir mucho más allá de lo expuesto en el párrafo anterior, si se prioriza este aspecto sobre otras consideraciones, entre las que se encuentra el coste de generación. En efecto, el mix de generación eléctrica que hemos planteado para el análisis de la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 partía de un planteamiento de diversidad tecnológica ponderado con los costes de generación de cada tecnología y su potencial disponible, así como para tener en cuenta la situación actual de desarrollo de las distintas tecnologías. Pero existen múltiples opciones que conducen a una menor^{1.087} ocupación del territorio si se priorizan las tecnologías de

Figura 800. Estructura de la ocupación del territorio para el contexto E3.0 en el año 2050, en los casos sin y con participación de la gestión de la demanda.



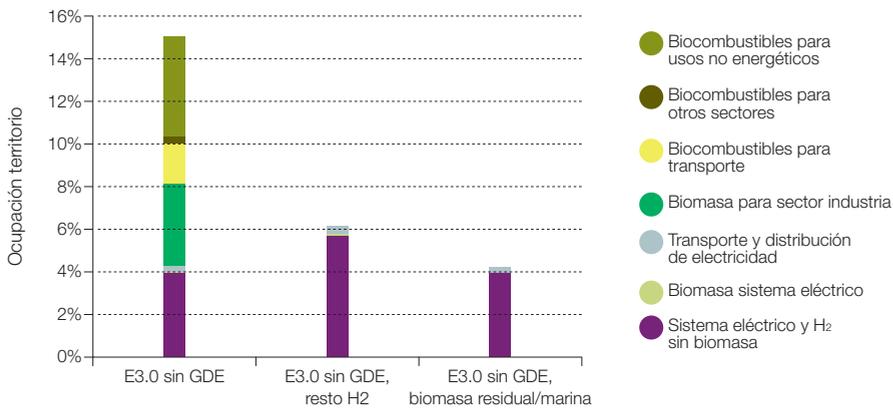
1.084 Unos 14 TWh/a, del orden del 3% del recurso disponible.

1.085 Con el mix de generación eléctrica anteriormente presentado para complementar la cobertura del requerimiento de generación de hidrógeno una vez empleada la electricidad “residual” procedente de los requerimientos de regulación del sistema eléctrico.

1.086 Es decir, sustituyendo el uso planteado de la biomasa de cultivos energéticos y CFRR por hidrógeno.

1.087 De todas formas, es preciso tener en cuenta que la ocupación del territorio del mix de generación eléctrica empleado para el análisis de la cobertura de la demanda del contexto E3.0, se encuentra fuertemente dominada por la edificación terrestre, y para esta tecnología la ocupación del territorio es muy relativa, pues puede compartir el territorio con otros usos, como la producción de alimentos.

Figura 801. Efecto sobre la ocupación del territorio de plantear la cobertura total de la demanda de combustibles con hidrógeno, o de emplear biomazas residuales o marinas para este fin. Contexto E3.0 en año 2050.



generación con menor ocupación del territorio (como la termoeléctrica), o incluso las de ocupación nula del territorio (como la fotovoltaica integrada, la eólica marina o las olas), a lo que hay que añadir la biomasa sin efectos en ocupación del territorio (biomasa residual y biomasa marina). Por tanto, en el extremo de priorizar el aspecto de ocupación del territorio por encima de los otros criterios asociados al desarrollo de un mix de generación 100% renovable para el contexto E3.0, existe potencial de generación más que suficiente^{1.088} para cubrir la demanda con una ocupación nula del territorio para la generación, y por tanto limitar la ocupación del territorio a los aspectos asociados a T&D de la electricidad, es decir, en el orden del 0,2%-0,3% según el uso que se haga de la biomasa residual y marina para proporcionar cobertura a la demanda de combustibles (sustituyendo al hidrógeno).

Por lo que respecta a la comparativa con los casos correspondientes al contexto BAU, la figura 802 nos muestra cómo el mix originalmente planteado (que incluye la cobertura con

biomasa del subsector de usos no energéticos) conduce a una ocupación del territorio que se encuentra entre las del contexto BAU para mix BAU y mix-100%R. Pero si dejamos de lado el sector de usos no energéticos, y sustituimos el uso de biomasa procedente de cultivos energéticos o CFRR por el hidrógeno o la biomasa residual/marina, el uso del territorio correspondiente a la cobertura de la demanda del contexto E3.0 es del orden de la mitad del requerido para cubrir la demanda del contexto BAU con un mix BAU, y del orden de una quinta parte del requerido para la cobertura de la demanda del contexto BAU con un mix-100%R.

Pero no conviene olvidar el hecho de que tanto en el contexto E3.0 como en el BAU con mix-100%R, se lleva a cabo una internalización completa del impacto del sistema energético sobre la ocupación del territorio, mientras que en el caso del contexto BAU con mix BAU existe una gran externalización de este efecto. La figura 803 nos presenta los requerimientos de ocupación del territorio de cada uno de los casos analizados junto a la

1.088 En efecto, considerando la demanda de electricidad directa y para producción de hidrógeno para el caso analizado en el contexto E3.0, tanto la fotovoltaica integrada como la suma de la eólica marina y las olas, podrían cada una de ellas cubrir el total de la demanda de electricidad de acuerdo con el potencial disponible.

Figura 802. Comparativa de los requerimientos de ocupación del territorio y su estructura para el año 2050 en los contextos BAU y E3.0 y con distintos mix para la cobertura de la demanda. Año 2050.

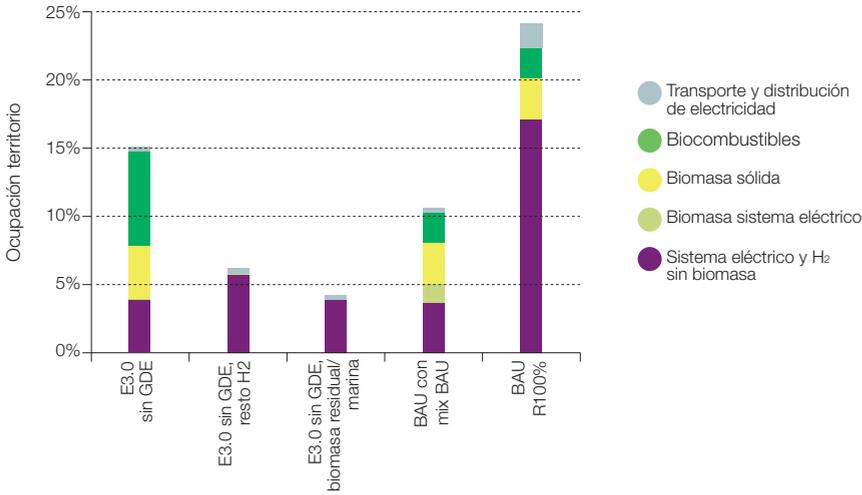
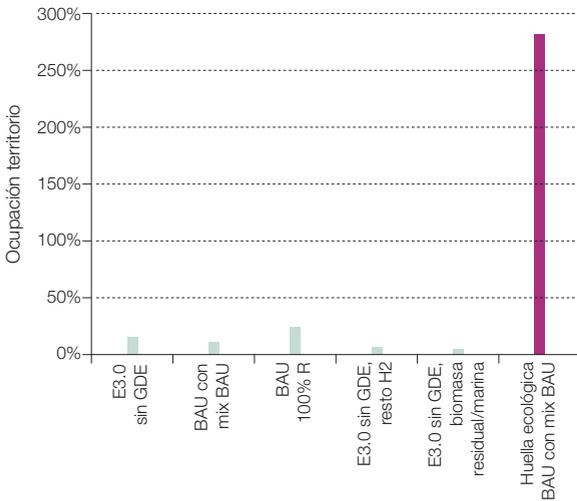


Figura 803. Comparativa de la ocupación del territorio para los contextos BAU y E3.0, con distintos mix para la cobertura de la demanda, y la huella ecológica de carbono para el contexto BAU con mix BAU.



huella ecológica de carbono del caso del contexto BAU con mix BAU para ganar esta perspectiva.

Por lo que respecta al sistema eléctrico y de producción de hidrógeno, tal y como nos muestra la figura 804, el contexto E3.0 también proporciona una gran reducción de la

ocupación del territorio, incluso en el caso de cobertura de la demanda analizado, por lo que puede alcanzar en el contexto E3.0 una ocupación prácticamente^{1.089} nula del territorio si se prioriza el uso de tecnologías sin efecto alguno en la ocupación del territorio (fotovoltaica integrada, eólica marina, olas).

Figura 804. Comparativa de la ocupación del territorio asociada al sistema eléctrico y de producción de hidrógeno para los contextos BAU y E3.0 con cobertura 100% renovable en el año 2050.

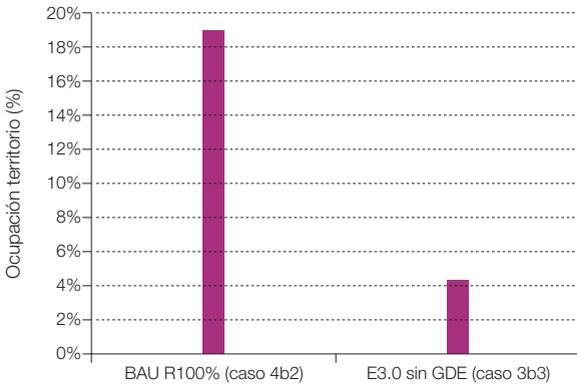
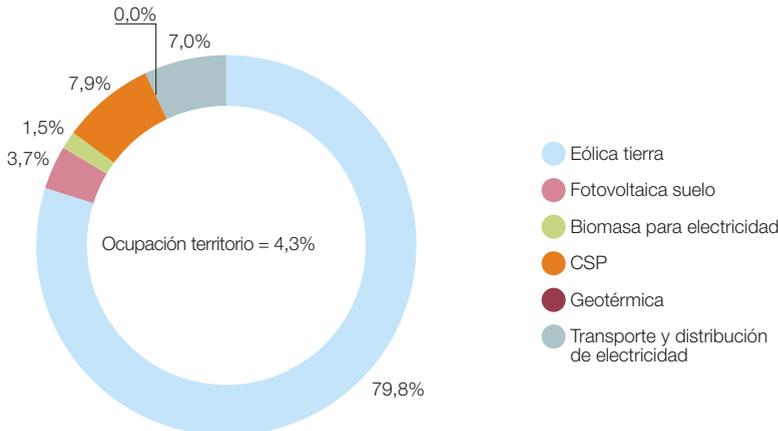
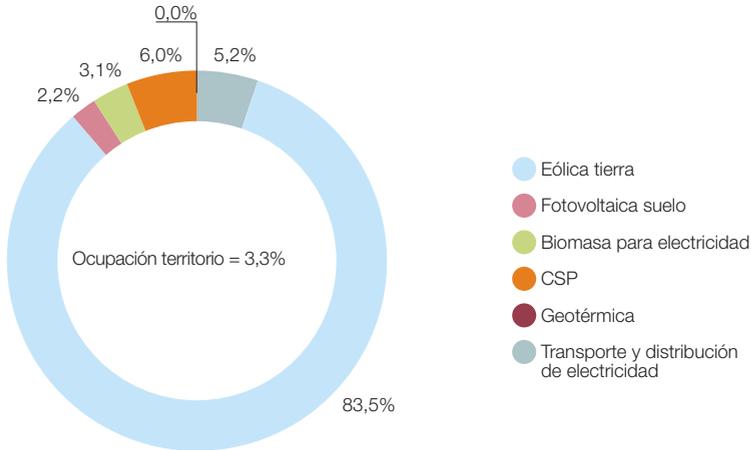


Figura 805. Estructura de ocupación del territorio del sistema eléctrico y de producción de hidrógeno para el caso E3.0 sin GDE (caso-3b3).



1.089 Tan solo quedaría el requerimiento para T&D de la electricidad, que oscila entre el 0,2% y el 0,3% dependiendo del uso que se haga de la biomasa para la cobertura de la demanda de combustibles.

Figura 806. Estructura de ocupación del territorio del sistema eléctrico (excluida la producción de hidrógeno) para el caso E3.0 sin GDE (caso-3b2).



Por último, si analizamos la estructura de la ocupación del territorio asociada a las tecnologías de generación eléctrica empleadas en el mix considerado para el análisis de la cobertura de la demanda en el contexto E3.0, en la figura 805 podemos observar cómo se encuentra fuertemente dominado por la eólica terrestre. Si tenemos en cuenta que para esta tecnología, como para el T&D de electricidad, el uso del terreno no es exclusivo de la función energética, es decir, que el sistema energético puede compartir el territorio con otros usos del terreno (como la producción de alimentos), la ocupación del territorio exclusiva para el sistema energético se reduce a un 0,6%.

Pero es más, en el caso anterior las tecnologías de generación eléctrica se emplean tanto para dar cobertura a la demanda de electricidad directa como para generar hidrógeno destinado a la cobertura parcial de la demanda de combustibles. Si nos centramos tan solo en la parte del sistema eléctrico destinada a la cobertura de la electricidad directa, a fin de poder realizar una comparativa

más equitativa^{1.090} con el sistema eléctrico actual, la estructura resultante en la ocupación del territorio es la que aparece reproducida en la figura 806. Como podemos observar, la ocupación se reduce a un 3,3%, y si le descontamos la ocupación correspondiente a la eólica terrestre y al T&D de electricidad (que pueden compartir el territorio con otros usos como la producción de alimento), la ocupación del territorio se reduce a un 0,4%, del orden de una tercera parte de la del sistema eléctrico actual (a pesar de la mayor electrificación planteada en el contexto E3.0).

1.090 De hecho sigue sin ser totalmente equitativa, pues en el contexto E3.0 se plantea una electrificación de la demanda muy superior a la del sistema energético actual, por lo que la comparativa todavía no hace suficiente justicia a los méritos del contexto E3.0.

Detalle de aerogeneradores
pertenecientes al parque
eólico Cogollos II, situado
en Cogollos (Burgos).

© PEDRO ARMESTRE