

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.

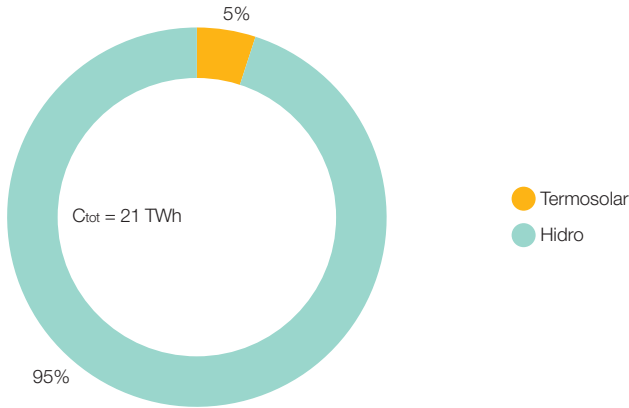
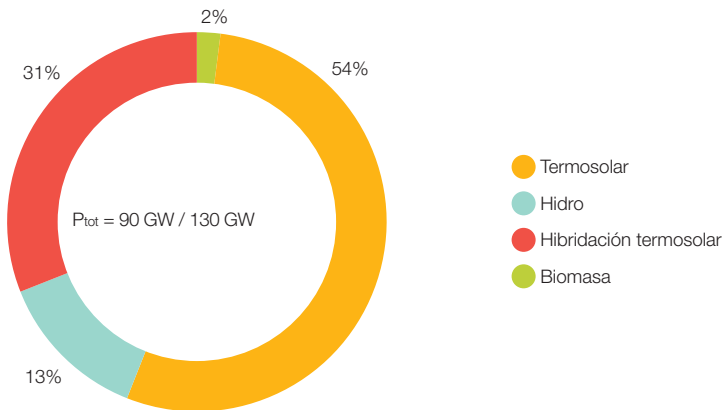


Figura 706. Potencia de regulación gestionable a disposición del sistema eléctrico para el caso sin GDE. La potencia total asciende a 130 GW, pero dentro de estos hay 40 GW de hibridación termosolar que comparten el bloque de potencia con la termosolar.



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.

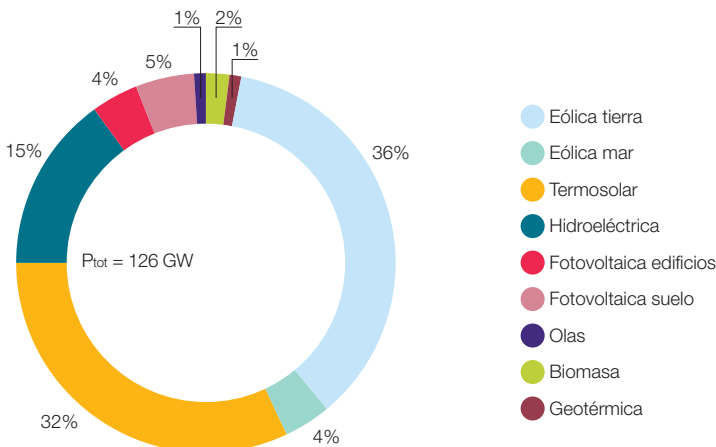
desarrollado, no se requiere la participación del bombeo hidroeléctrico. Puesto que actualmente ya contamos con una capacidad de bombeo hidroeléctrico que proporciona 1,5 TWh / 3,7 GW de capacidad de regulación, este componente puede entenderse como un elemento adicional de seguridad de suministro, que 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.

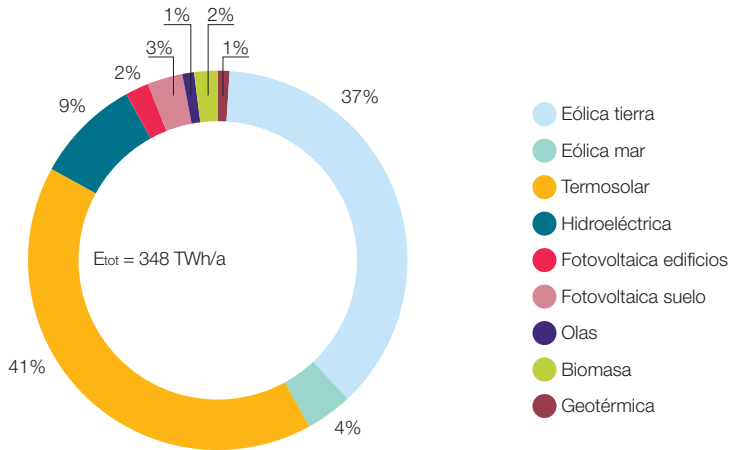
El primer caso para el que vamos a presentar resultados de análisis de cobertura de la demanda en el contexto E3.0, es el caso-3b2. Se trata de un caso elaborado para obtener una comparación directa con el caso-3b del contexto de demanda BAU con cobertura 100% renovable. Por tanto, se trata de un caso dimensionado para alcanzar una cobertura de la demanda de electricidad directa análoga a la del caso-3b, es decir, una $SF_{el\acute{e}ctrica} = 97,2\%$, 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. $SM = 1,55$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 97,2\%$; $SF_{tot} = 57,6\%$; $F_{disipada} = 15,3\%$; $C = 3$ 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.

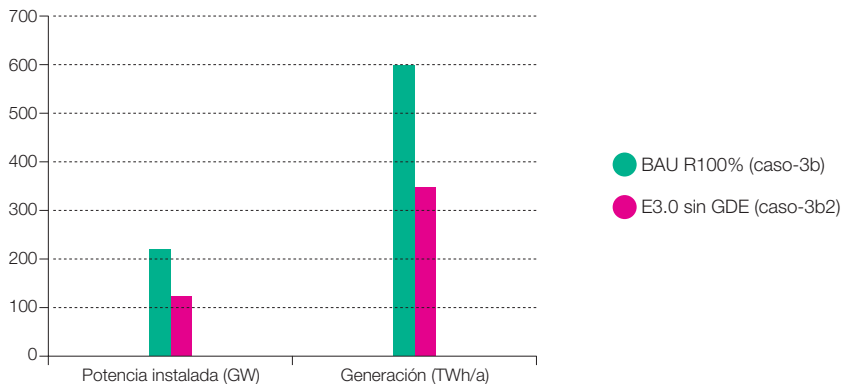
Figura 708. Estructura de la generación en el caso-3b2 dimensionado para cubrir la demanda de electricidad directa (incluye EVs) del contexto E3.0 en el año 2050. $SM = 1,55$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 97,2\%$; $SF_{tot} = 57,6\%$; $F_{dissipada} = 15,3\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 31,5\%$; $A_{territorio}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



En la figura 709 encontramos la comparación entre las potencias instaladas y generación eléctrica 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). Esta figura ya nos

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

Figura 709. Comparación de la potencia instalada y generación eléctrica 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).



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 en el año 2050 con generación 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).

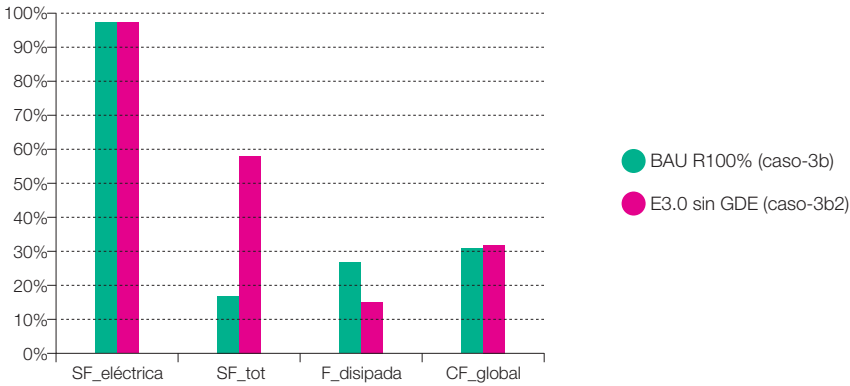
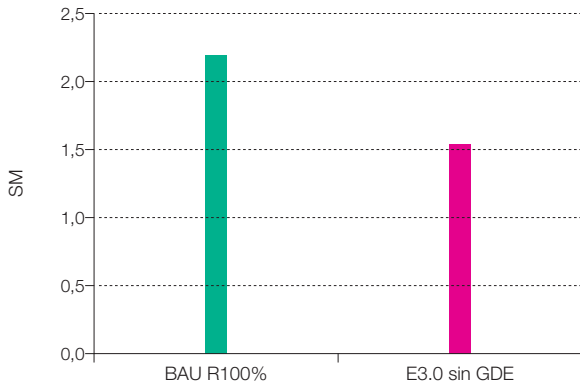


Figura 711. Comparación de los múltiplos solares de los mix asociados al caso-3b (demanda BAU en el año 2050 con generación 100% renovable) y caso-3b2 (demanda E3.0 en el año 2050 sin gestión de la demanda).



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; $CF_{global} = 31,5\%$; $A_{territorio} = 3,3\%$.

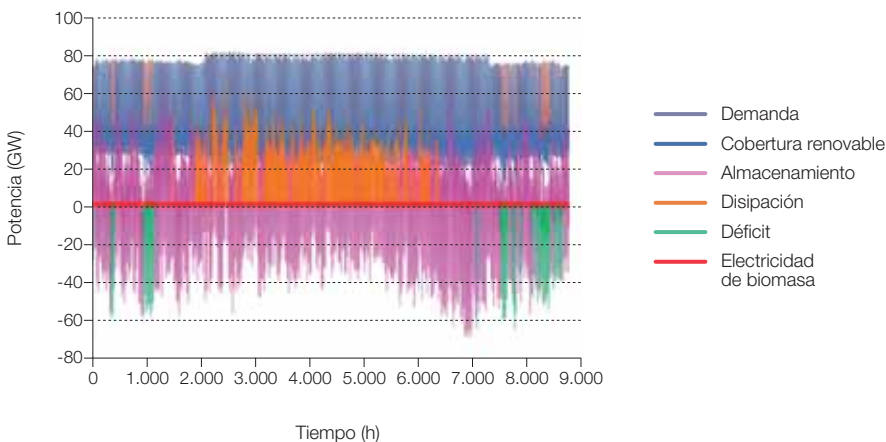


figura nos muestra también una participación muy activa del almacenamiento en la operación del sistema, con cargas y descargas continuas a lo largo de todo el año.

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; $CF_{global} = 31,5\%$; $A_{territorio} = 3,3\%$.

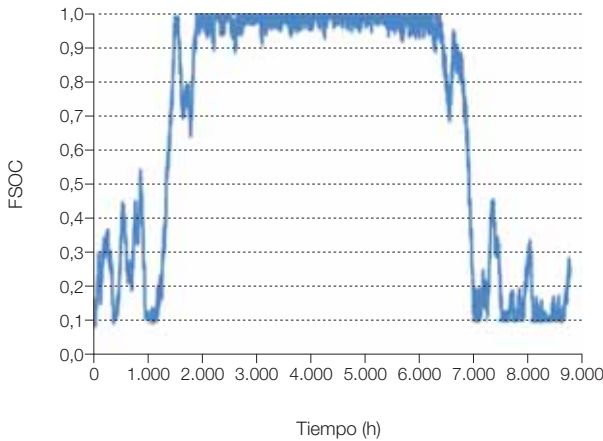
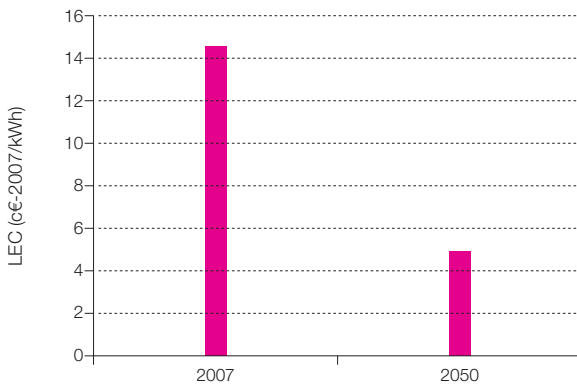


Figura 714. Coste específico normalizado de la generación de electricidad en el mix-3b2 dimensionado para cubrir la demanda de electricidad directa (incluye EVs) del contexto E3.0 en el año 2050. $SM = 1,55$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 97,2\%$; $SF_{tot} = 57,6\%$; $F_{disipada} = 15,3\%$; $C = 3$ TWh;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



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.

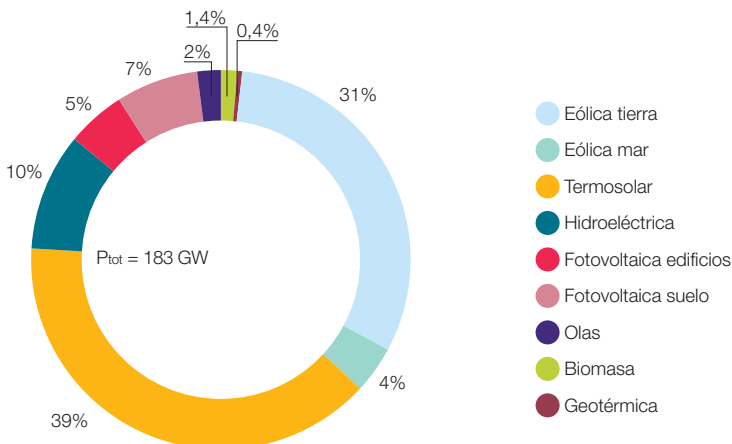
A continuación vamos a presentar los resultados del análisis de la cobertura de la demanda para el caso-3b3, correspondiente a la cobertura total de la demanda del contexto E3.0. Por tanto, este caso compara directamente con el caso-4b2 asociado a la cobertura total

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_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{disipada} = 0%; C = 3 TWh; CF_{global} = 37,7%; A_{territorio} = 4,3%.

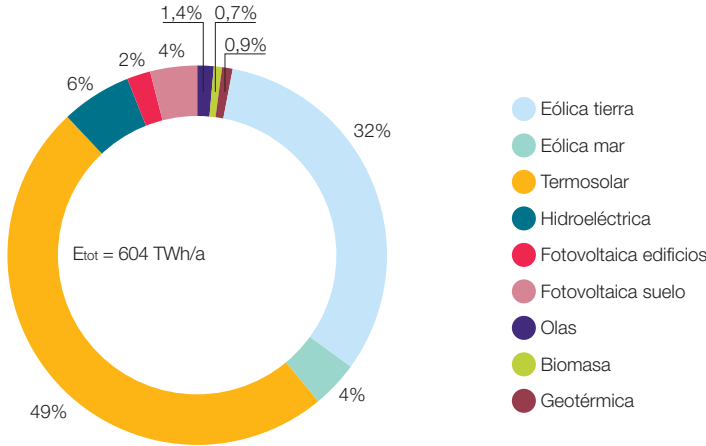
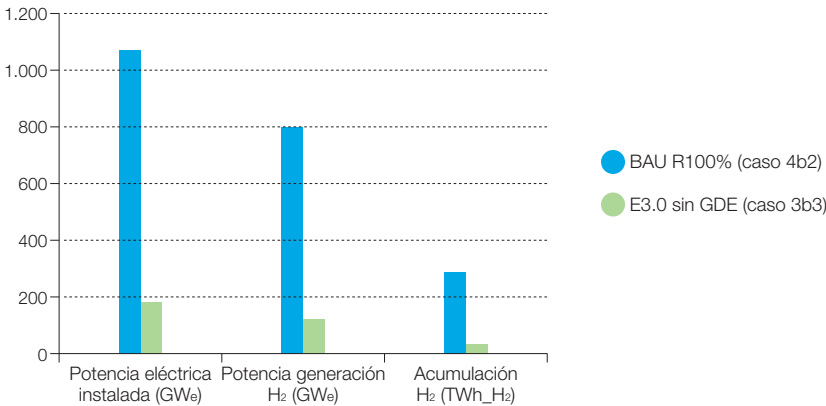


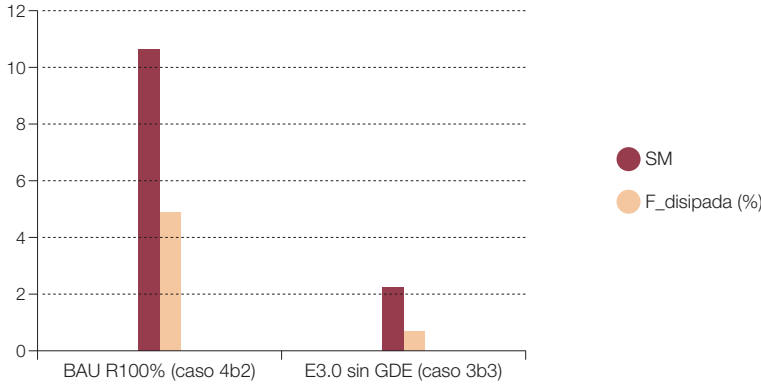
Figura 717. Comparación de la infraestructura energética necesaria para la cobertura de la demanda total con energías renovables en los contextos BAU y E3.0.



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).

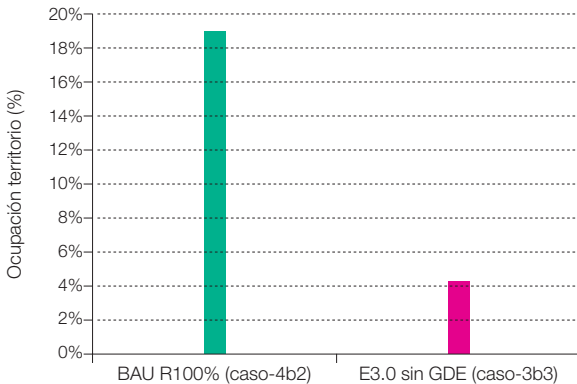
Figura 718. Comparación de la infraestructura energética necesaria para la cobertura de la demanda total con energías renovables en los contextos BAU y E3.0.



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.



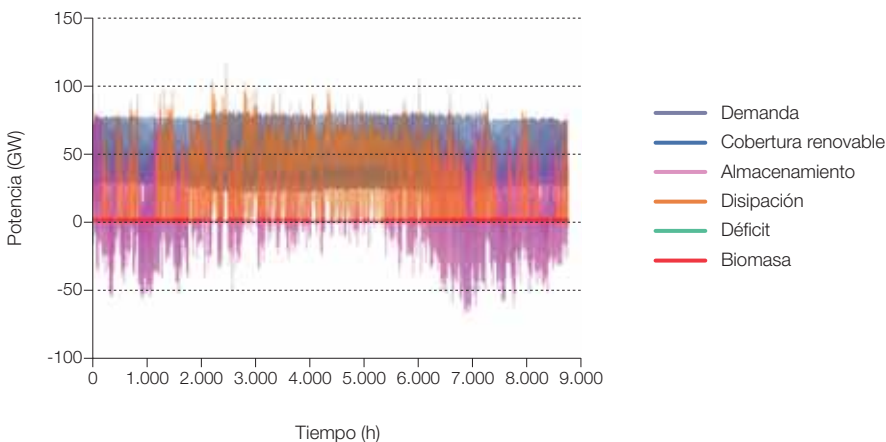
1.034 La ocupación total del territorio asociada al sistema energético es superior a estos valores al incluir los requerimientos de superficie para la producción de biomasa y biocombustibles no dedicados a la generación de electricidad.

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; $CF_{global} = 37,7\%$; $A_{territorio} = 4,3\%$.

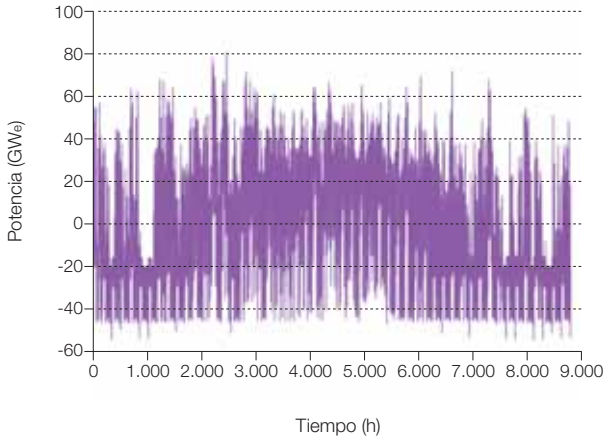
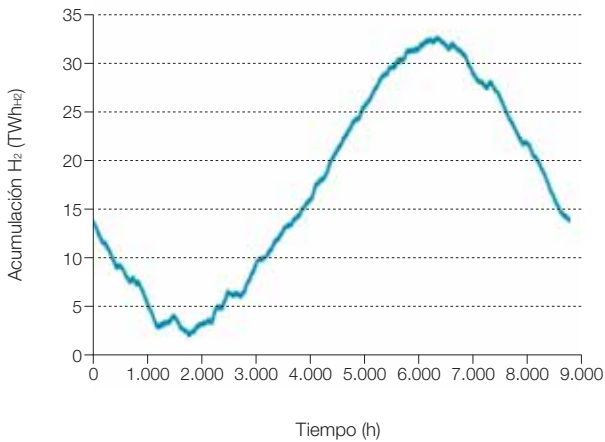


Figura 722. Evolución del estado de carga de la acumulación de hidrógeno con el mix-3b3 dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0. $SM = 2,25$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{dissipada} = 0\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 37,7\%$; $A_{territorio} = 4,3\%$.

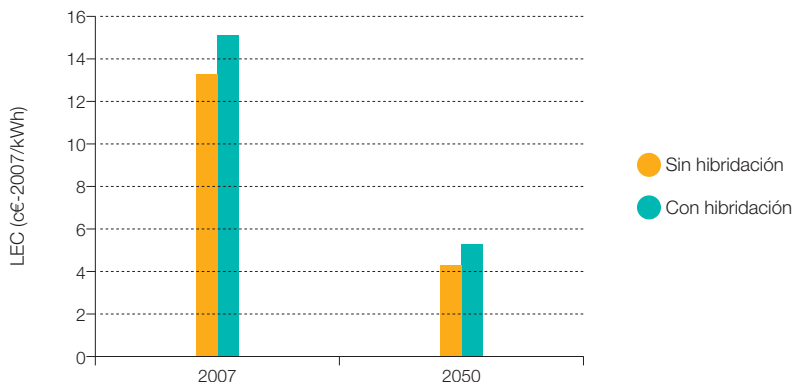


En la figura 723 presentamos los LEC de la generación eléctrica para el caso 3b3, con y sin incorporar el efecto de la hibridación termosolar. Como podemos observar, en este caso el efecto de la hibridación termosolar es más elevado que en el caso del contexto BAU. Esto es debido a que el menor sobredimensionado 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.

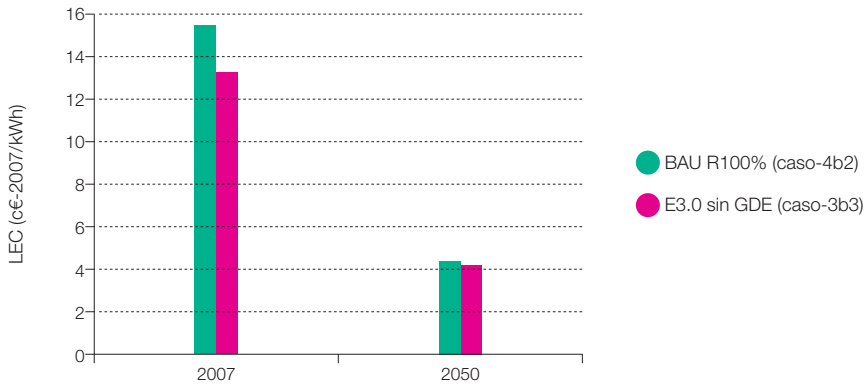
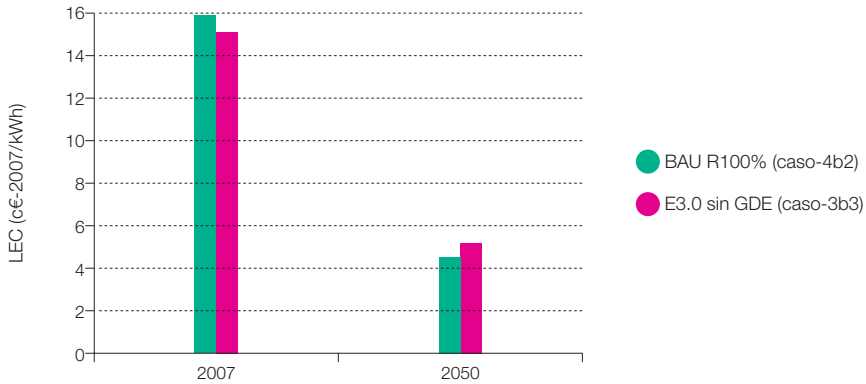


Figura 725. Comparación entre los LEC de generación eléctrica para la cobertura total de la demanda en los contextos BAU y E3.0. Incorporando los costes asociados a la hibridación termosolar.



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.

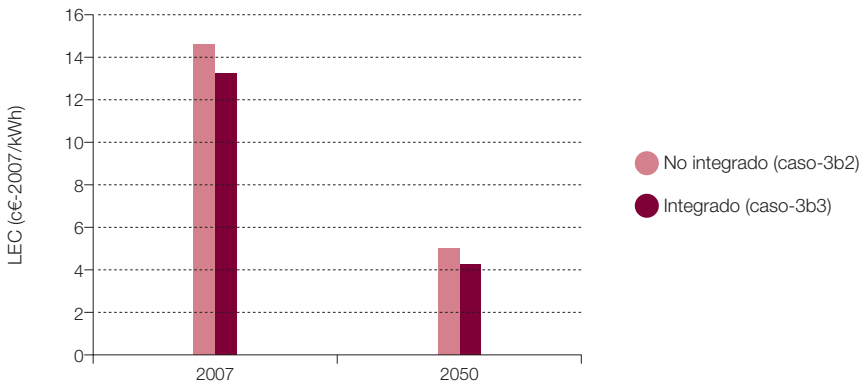
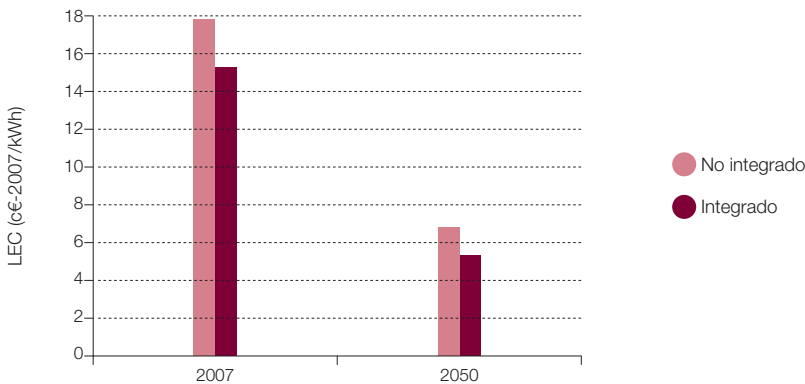


Figura 727. Comparación de los LEC de generación eléctrica para la cobertura de la demanda E3.0 sin y con integración del sistema energético (uso de la disipación del sistema eléctrico para producir hidrógeno). Caso que incluye los costes de la hibridación termosolar.



5.6.2 Cobertura con gestión de la demanda

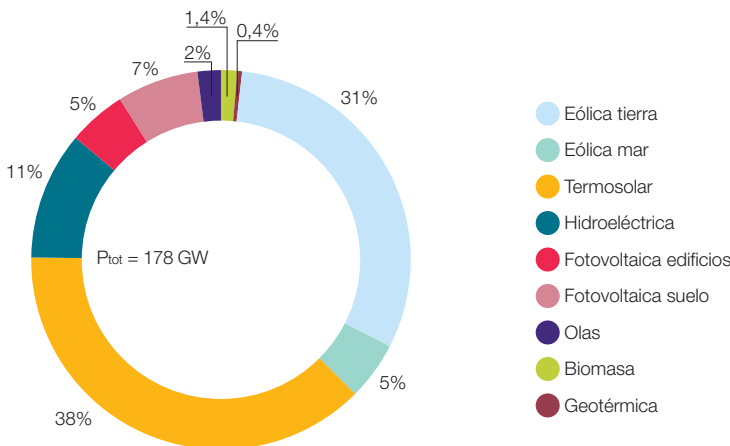
En este punto pasamos a analizar la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 con participación de la demanda en la operación del sistema.

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%.

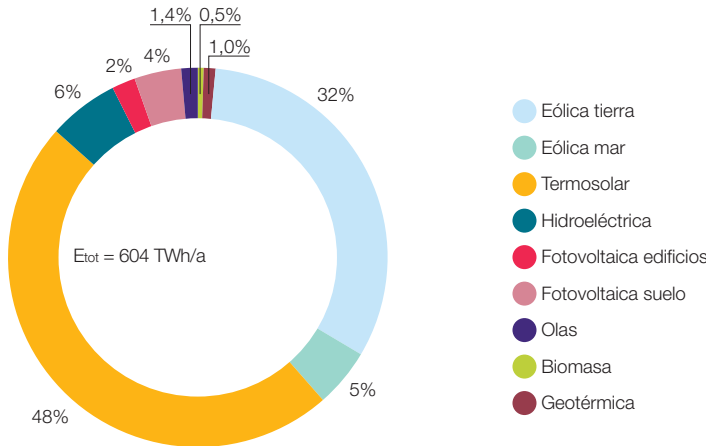
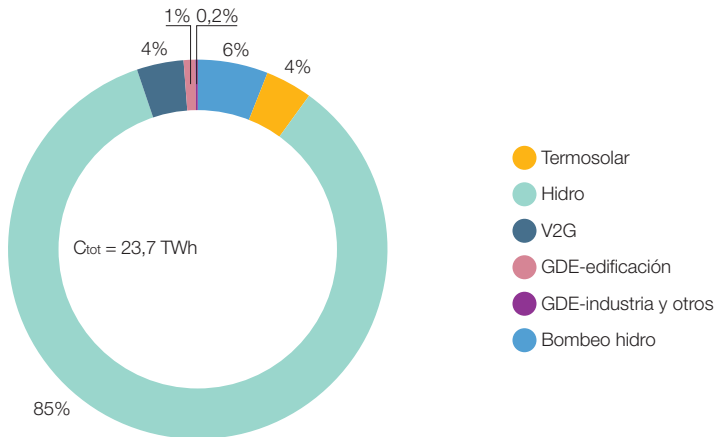


Figura 730. Capacidad de acumulación a disposición del sistema eléctrico para el caso con GDE.



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}.

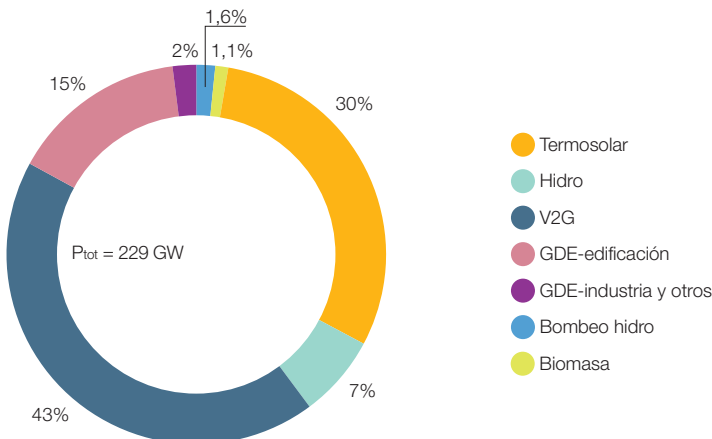
Por tanto, vemos en la figura 730 cómo desde el punto de vista de la capacidad de acumulación, la contribución de la gestión de la demanda no proporciona grandes contribuciones a la capacidad de regulación del sistema eléctrico, respecto a los elementos ya disponibles desde el lado de la oferta. Por 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.

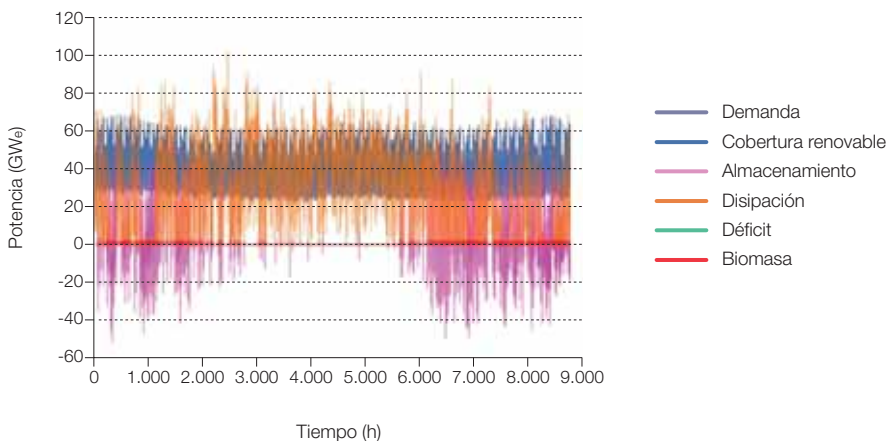
Es de resaltar que en esta figura no hemos incluido la hibridación termosolar: la gran disponibilidad de potencia de regulación por el lado de la demanda, hace que no se requiera la participación de la hibridación termosolar para la operación del sistema eléctrico en este caso.

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 GW_e 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).

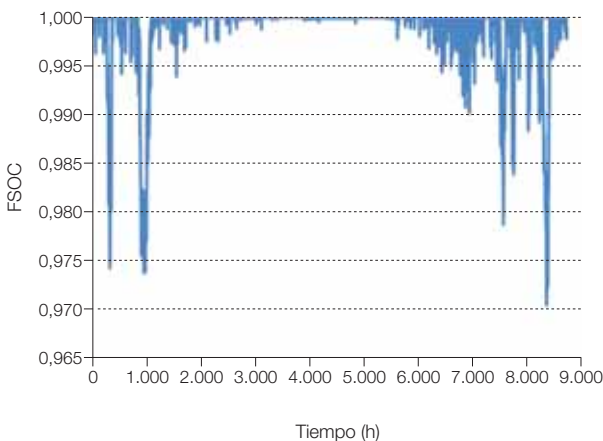
de capacidad de acumulación. Adicionalmente, el gran exceso de capacidad de acumulación disponible para el sistema eléctrico nos proporciona otra confirmación de la seguridad de suministro obtenida.

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; $A_{territorio} = 4,2\%$.

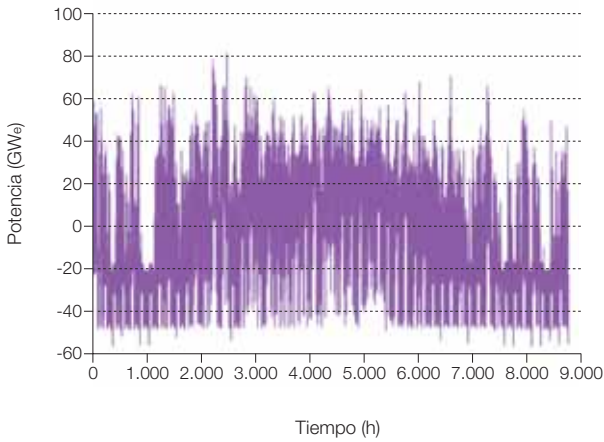
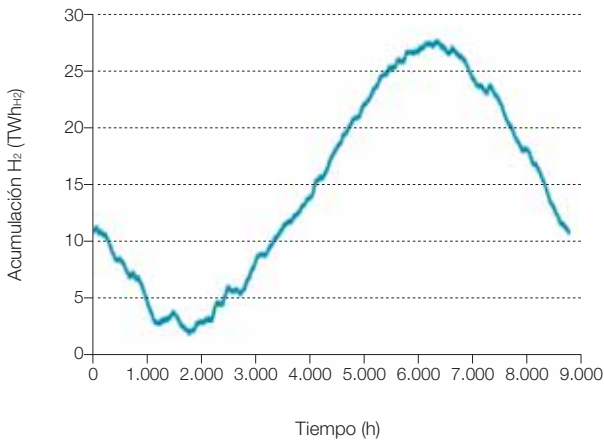


Figura 735. Evolución del estado de carga del sistema de acumulación de hidrógeno para el caso-3b3b, dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. $SM = 2,59$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$;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



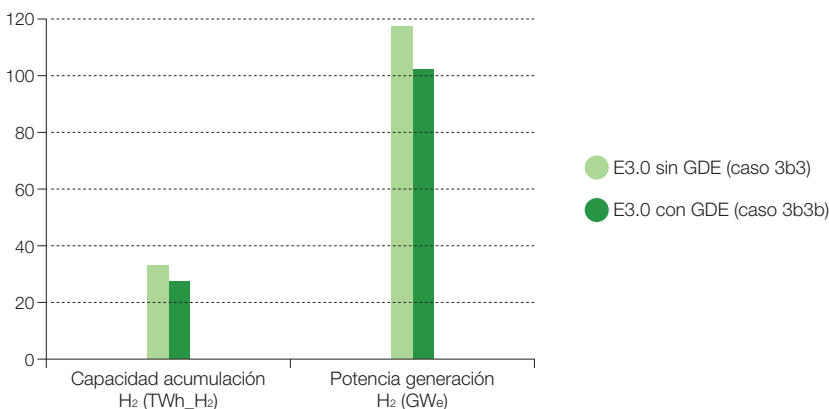
La figura 736 permite comparar directamente los requerimientos de regulación de hidrógeno, en términos de potencia de generación y de capacidad de acumulación, para los casos de los mix-3b3 (E3.0 sin GDE) y mix-3b3b (E3.0 con GDE) correspondientes a la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 y el 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).

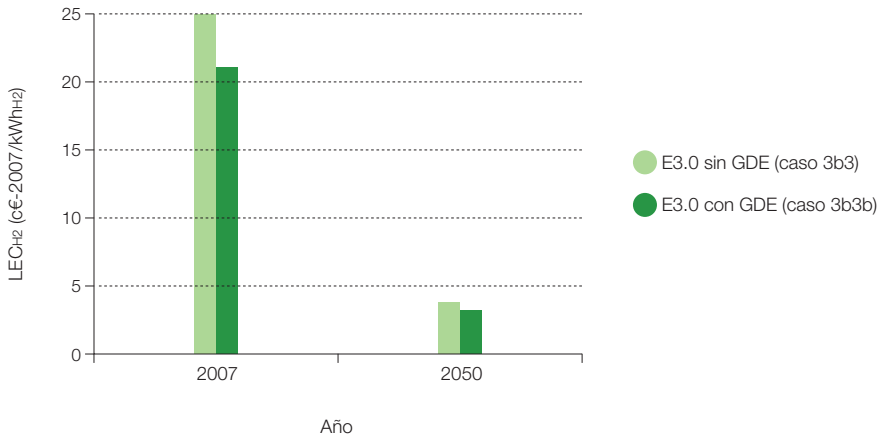


Figura 738. Comparativa de los costes normalizados de generación de hidrógeno (expresados en términos específicos referidos a la demanda anual de hidrógeno, y sin incluir los costes de generación de la electricidad necesaria) en los casos de los mix-3b3 (E3.0 sin GDE) y mix-3b3b (E3.0 con GDE) correspondientes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

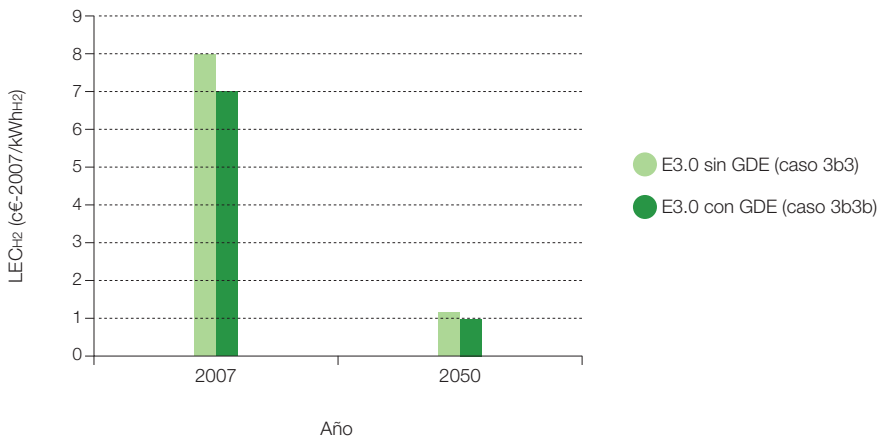
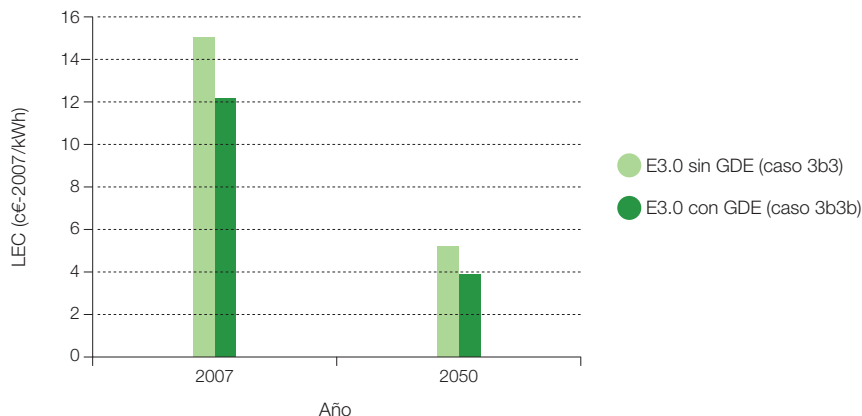


Figura 739. Comparativa de los LEC asociados a la generación de electricidad para los casos de los mix-3b3 (E3.0 sin GDE) y mix-3b3b (E3.0 con GDE) correspondientes a la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 y el año 2050, sin (3b3) y con (3b3b) participación de la gestión de la demanda (GDE).



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. $SM = 2,59$; $SF_{\text{eléctrica}} = 100\%$; $SF_{\text{tot}} = 100\%$; $F_{\text{disipada}} = 0\%$; $CF_{\text{global}} = 38,7\%$; $C = 82,2 \text{ TWh}$; $A_{\text{territorio}} = 4,2\%$.

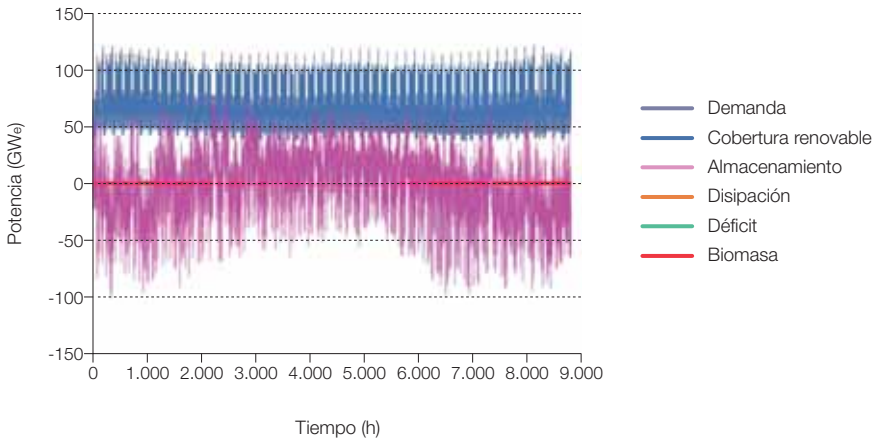
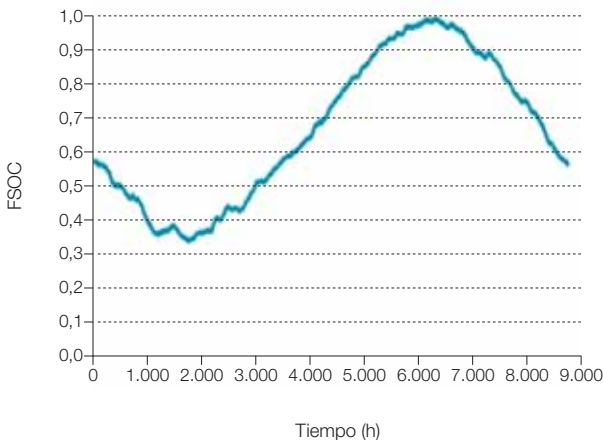


Figura 741. Evolución del estado de carga de la capacidad de acumulación total puesta a disposición del sistema energético para el caso-7, dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda e integración de la gestión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



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.

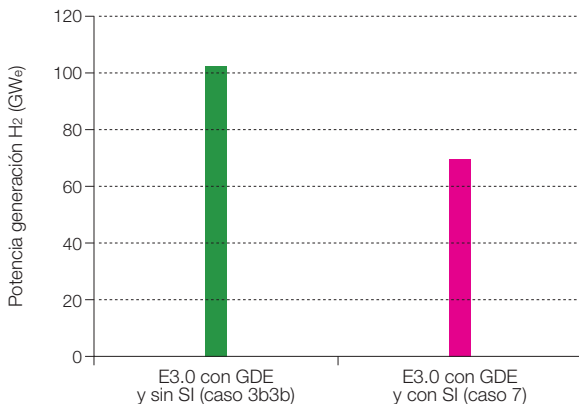
En la figura 742 podemos ver comparados los requerimientos de potencia de generación de hidrógeno a instalar, y apreciar una significativa reducción de la misma, gracias a la integración de la gestión de la acumulación de los subsistemas eléctrico y de hidrógeno.

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.

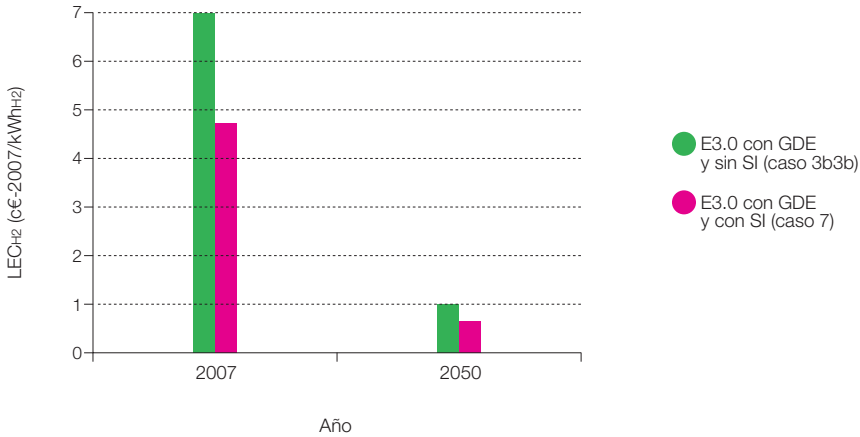
Por lo que respecta a los costes de generación de electricidad de este caso son análogos a los del caso anterior, pues la integración de la gestión de la acumulación no tiene repercusiones sobre el sistema de generación eléctrica.

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.

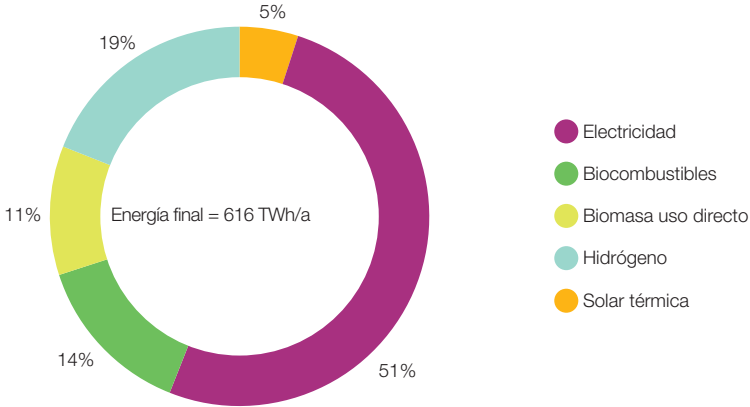
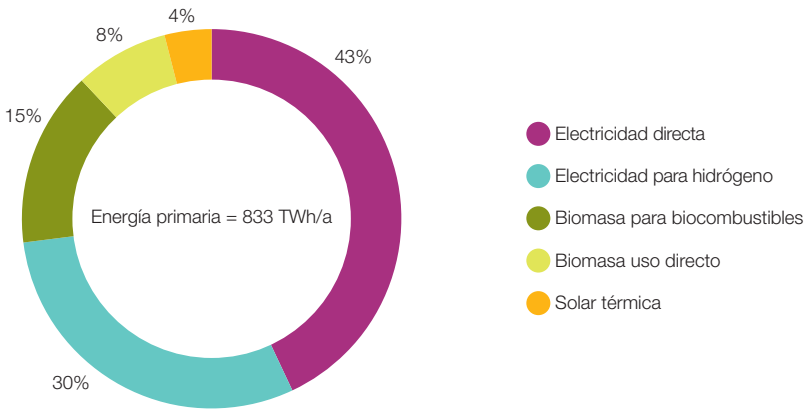


Figura 745. Estructura de la demanda de energía primaria en el contexto E3.0 para el año 2050.



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.

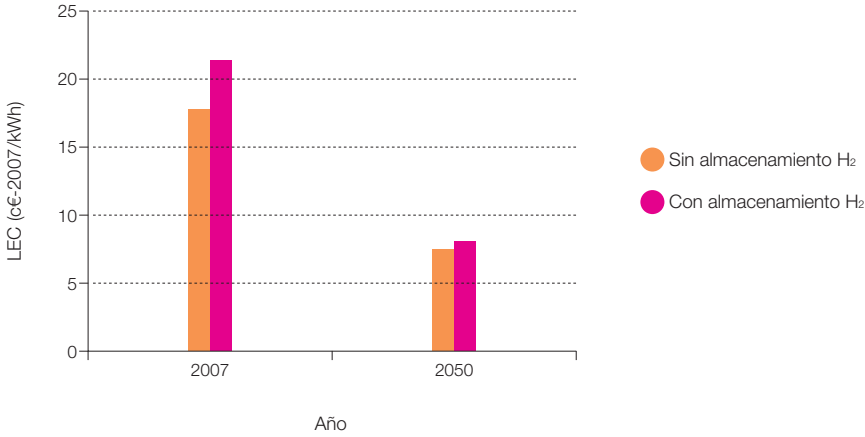


Figura 747. Costes totales del conjunto del sistema energético, referidos a la demanda de energía final total, para el contexto E3.0 sin participación de la gestión de la demanda, y para los casos de incluir o no el efecto del coste de la acumulación de hidrógeno.



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.

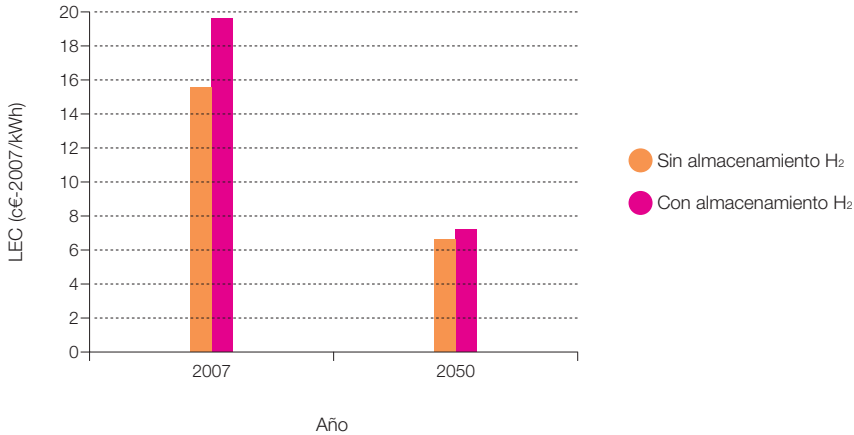
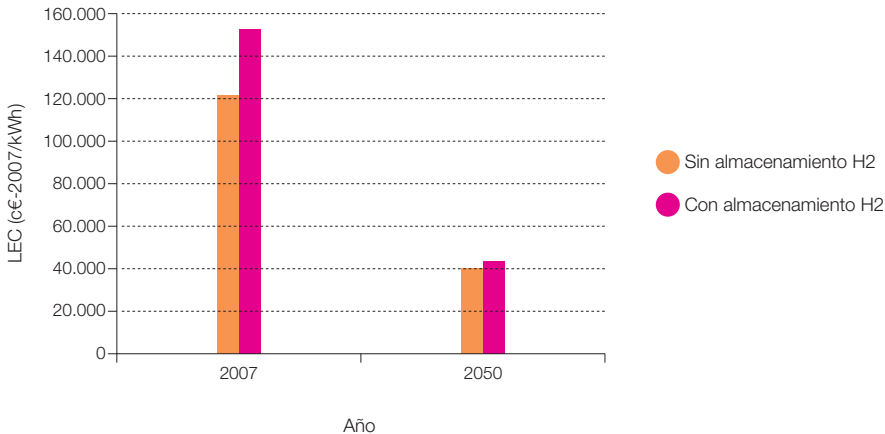


Figura 749. Costes totales del conjunto del sistema energético, referidos a la demanda de energía final total, para el contexto E3.0 con participación de la gestión de la demanda, y para los casos de incluir o no el efecto del coste de la acumulación de hidrógeno.



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.

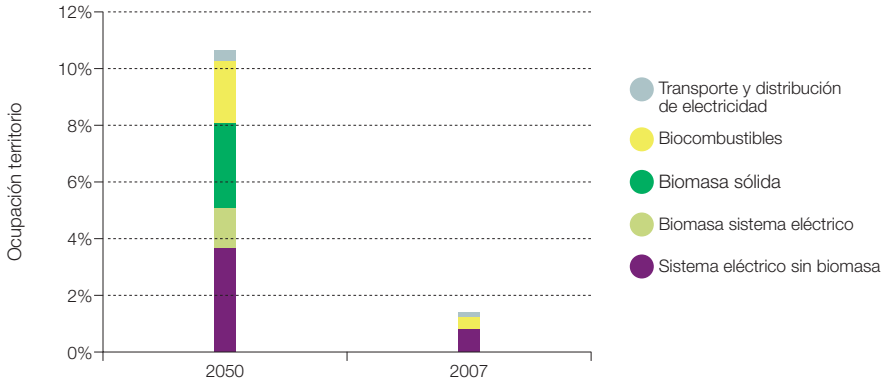
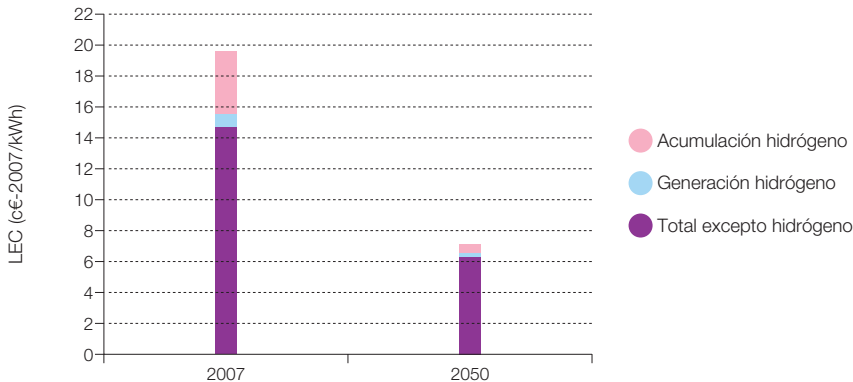


Figura 751. Estructura de los LEC para la cobertura total de la demanda, en el contexto E3.0 con participación de la demanda, y con integración de la gestión de la acumulación (SI) de los subsistemas eléctrico e hidrógeno.



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.

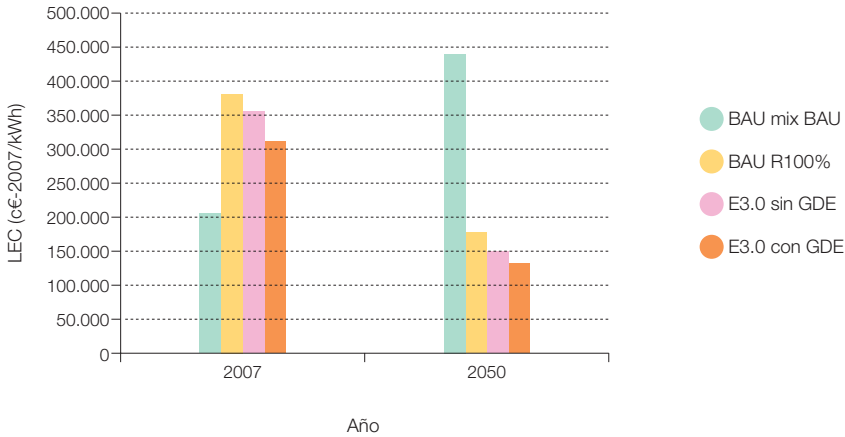
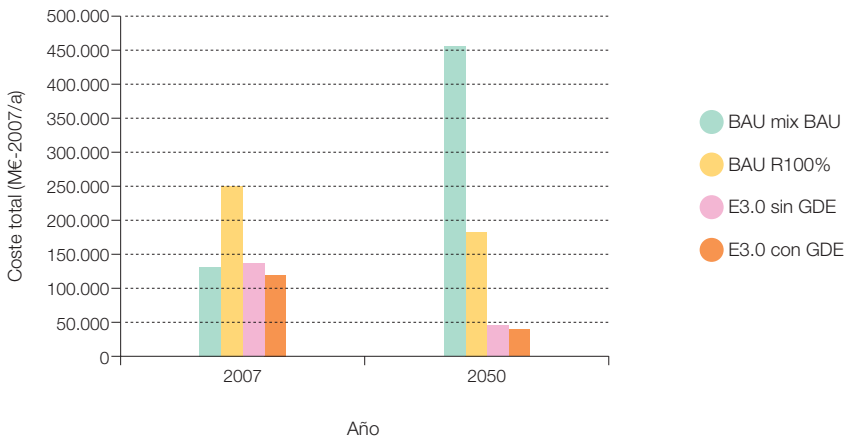


Figura 753. Comparación de los costes totales del conjunto del sistema energético para los principales casos analizados en el contexto BAU y en el contexto E3.0.



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.

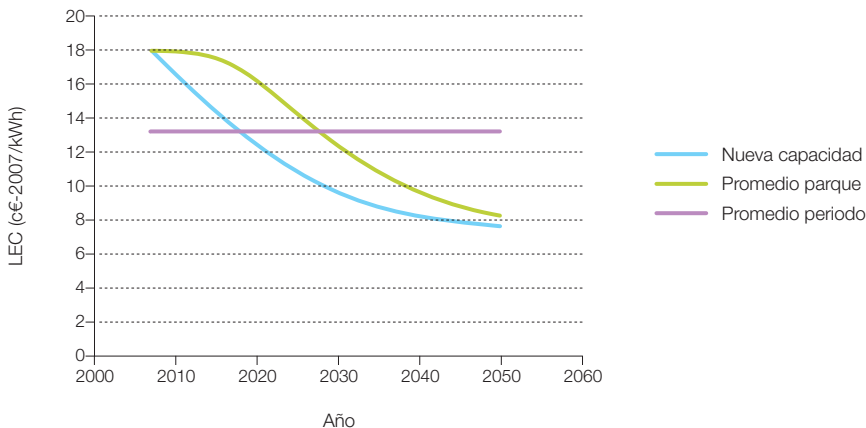


Figura 755. Evolución temporal de los costes específicos normalizados en el periodo de tiempo considerado, de la nueva capacidad instalada en un año determinado (LEC), del promedio del parque existente en un año determinado (LEC_m), y el promedio del sistema a lo largo de todo el periodo considerado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

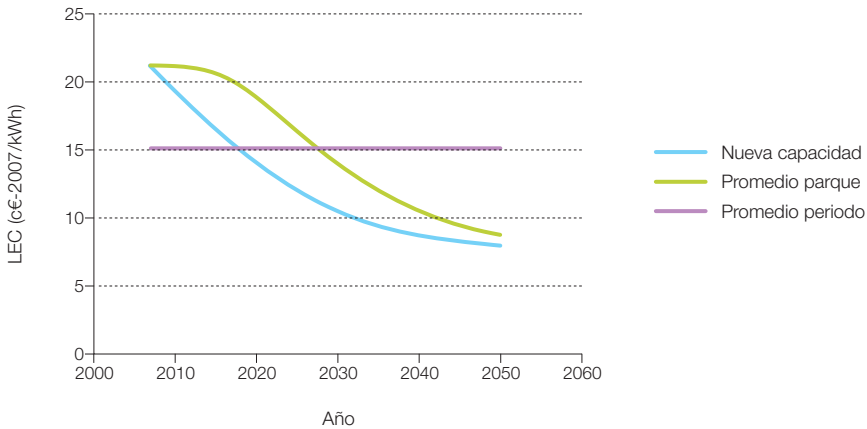


Figura 756. Evolución temporal de los costes específicos normalizados en el periodo de tiempo considerado, de la nueva capacidad instalada en un año determinado (LEC), del promedio del parque existente en un año determinado (LEC_m), y el promedio del sistema a lo largo de todo el periodo considerado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

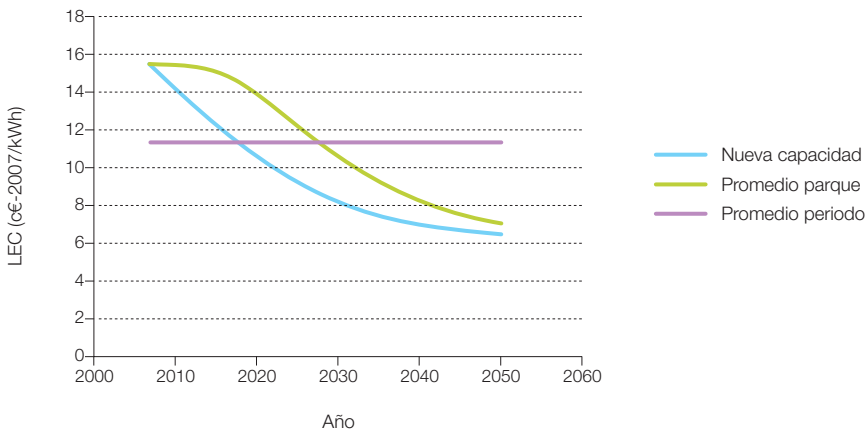


Figura 757. Evolución temporal de los costes específicos normalizados en el periodo de tiempo considerado, de la nueva capacidad instalada en un año determinado (LEC), del promedio del parque existente en un año determinado (LEC_m), y el promedio del sistema a lo largo de todo el periodo considerado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

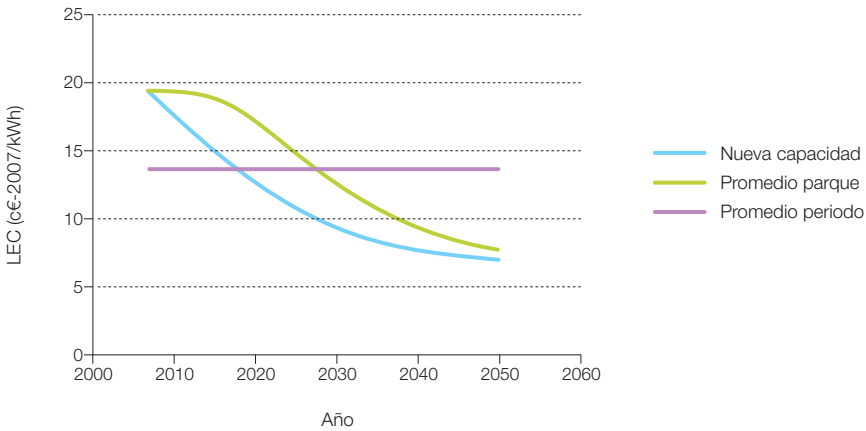
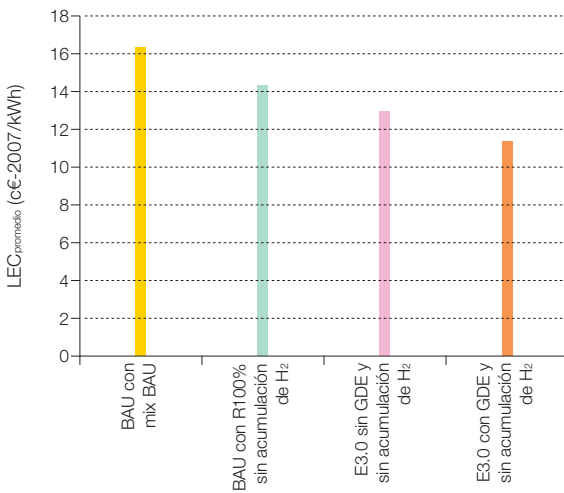


Figura 758. Comparación de los $LEC_{promedio}$ en el periodo 2007-2050 de los principales casos considerados para el contexto BAU y el E3.0, sin tener en cuenta el efecto de la infraestructura de acumulación de combustibles.



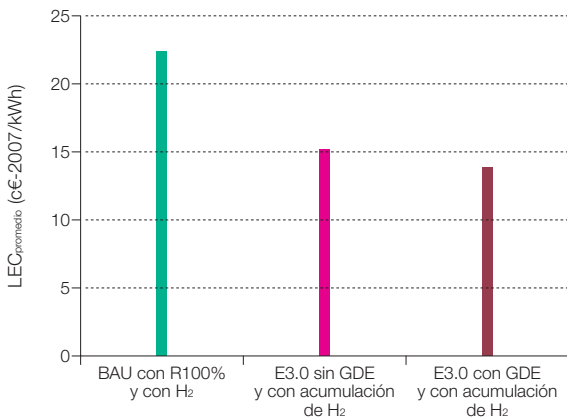
En la figura 758 presentamos una comparación directa entre los $LEC_{promedio}$ en el periodo 2007-2050 de los principales casos analizados, tanto para el contexto BAU como para el E3.0, sin incluir el efecto de la acumulación de hidrógeno, mientras que en la figura 759 mostramos los resultados incluido 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.

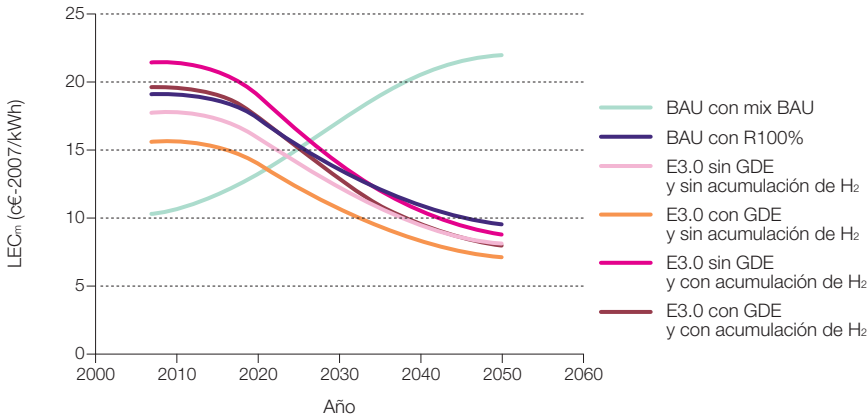
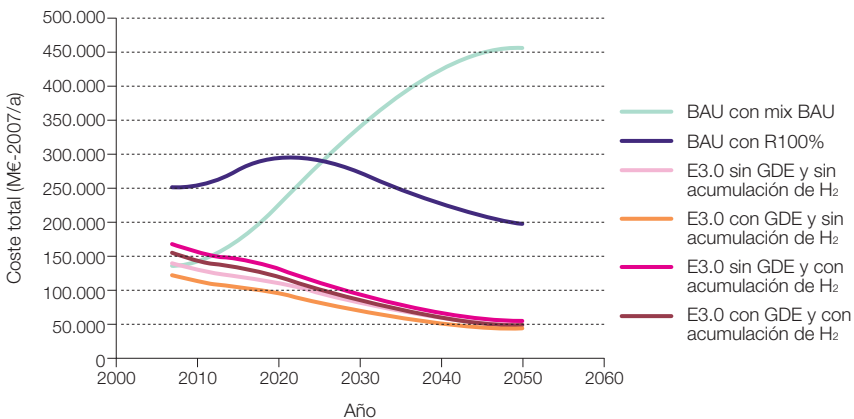


Figura 761. Evolución temporal en el periodo considerado de los costes normalizados totales correspondientes al sistema energético existente en cada año.



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.

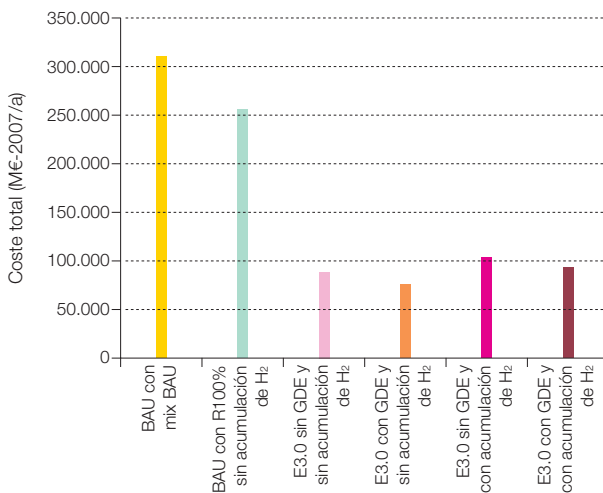
Resulta interesante comparar estos ahorros anuales promedio en el periodo 2007-2050, con los costes de las primas asociadas al mecanismo de apoyo a las energías renovables en el año 2009. Estos ahorros se extienden a todo el periodo 2007-2050, e incluso se incrementan a partir del año 2050, mientras 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.

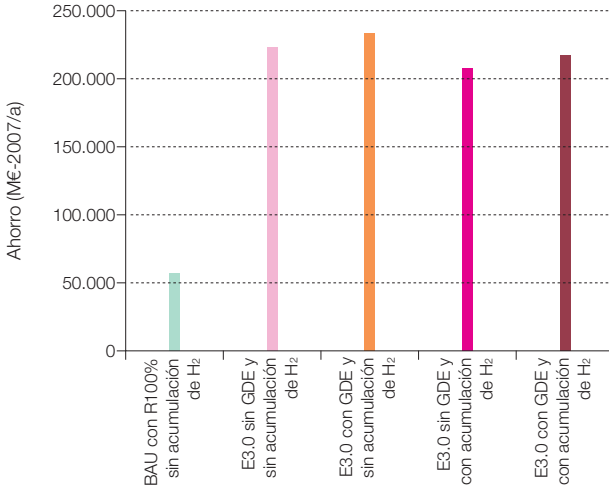
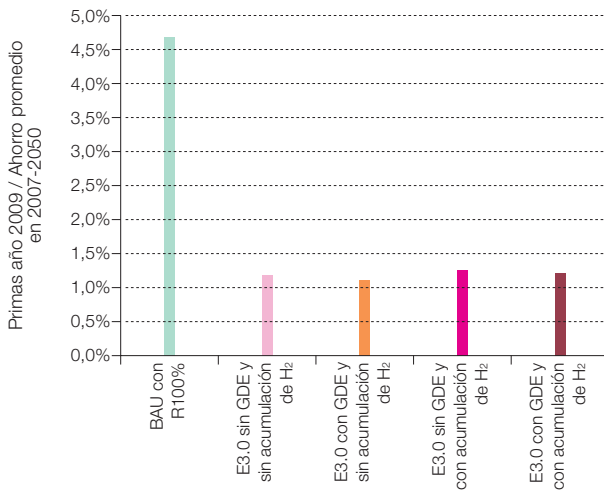


Figura 764. Valor relativo de las primas destinadas a la promoción de las energías renovables en el año 2009, respecto al ahorro anual promedio en el periodo 2007-2050 de cada uno de los casos indicados respecto al BAU con mix BAU.



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.

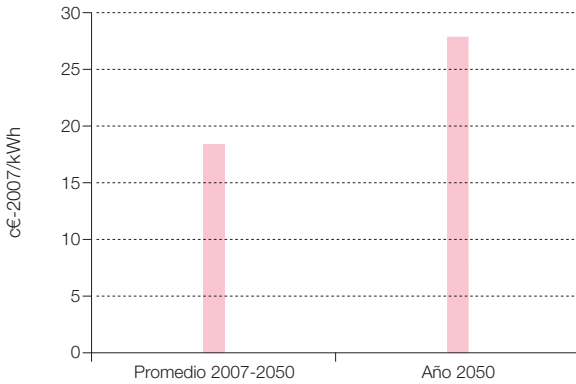
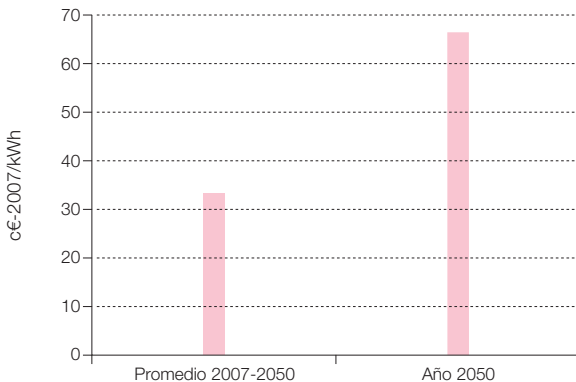


Figura 766. Sobrecoste máximo disponible para que la transición no represente un coste adicional en el sistema energético respecto al BAU, por unidad de energía final demandada en el contexto E3.0.



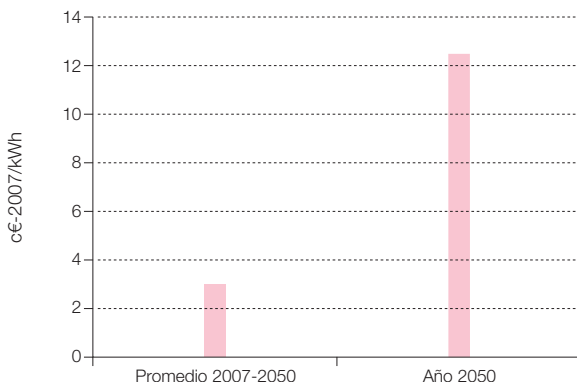
el periodo de promediado al periodo correspondiente a desarrollar la transición (2007-2050), por lo que nuestro sistema económico se va a ver muy favorecido^{1.060} si desarrollamos la transición desde el BAU al E3.0.

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.

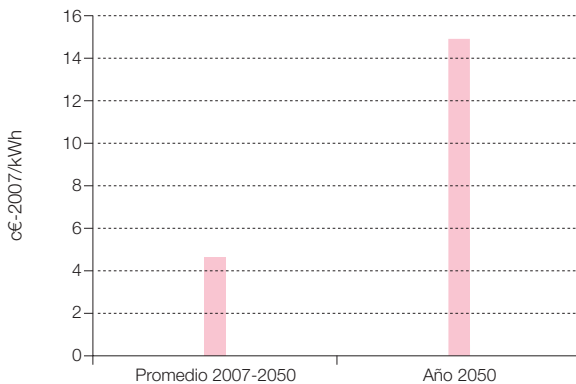
las centrales construidas los años siguientes. Consideremos, por ejemplo, una prima^{1.062} de 25 c€/kWh que se mantiene durante 25 años. Puesto que después de la vida útil de esta instalación (superior a los 25 años), la tecnología ya habrá avanzado suficientemente por su curva de aprendizaje para no 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 sobrecoste 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 sobrecoste de cualquier medida de apoyo temporal llega a hacerse despreciable respecto al sobrecoste 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 sobrecoste 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.

