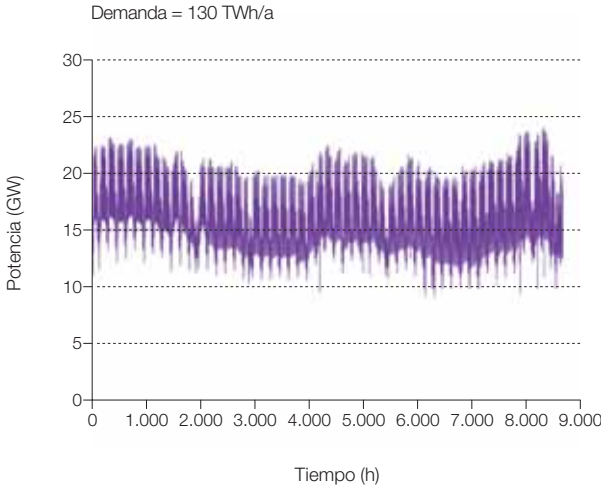


Figura 659. Distribución horaria de la demanda de electricidad para los subsectores industria, primario y servicios, en el contexto E3.0 para el año 2050.



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.

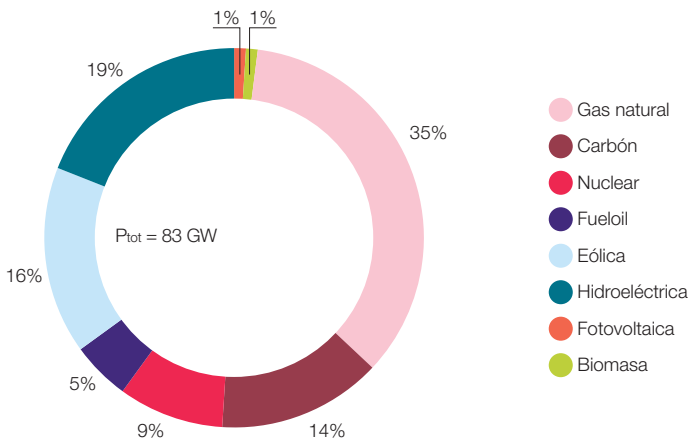
5.5.1.1. Electricidad BAU

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.

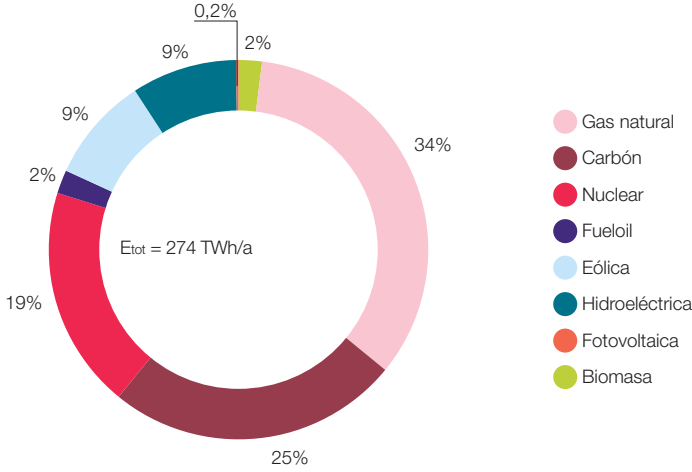


Figura 662. Estructura de la potencia del mix de generación eléctrica para el BAU en 2050.

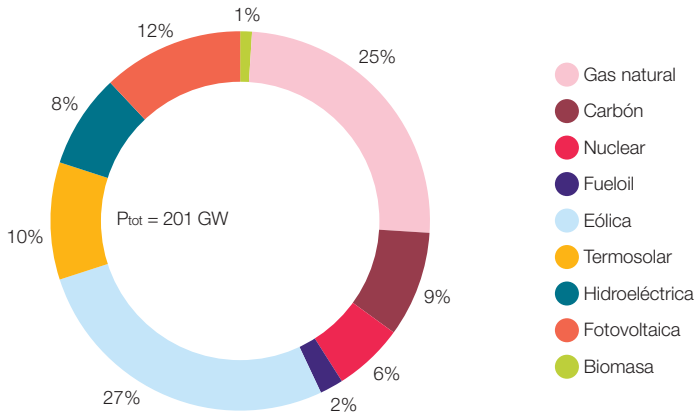
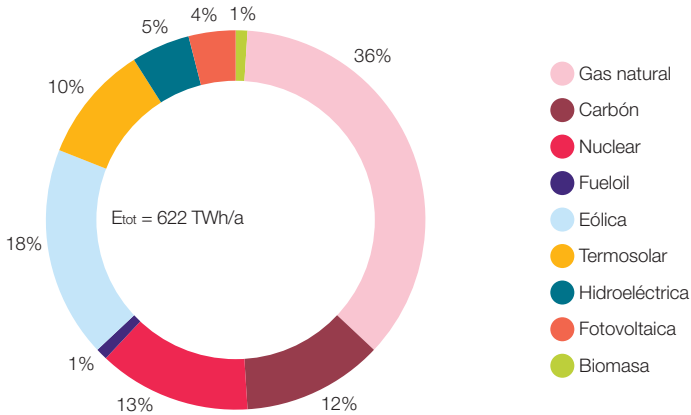


Figura 663. Estructura de la generación eléctrica para el mix BAU en 2050.

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.

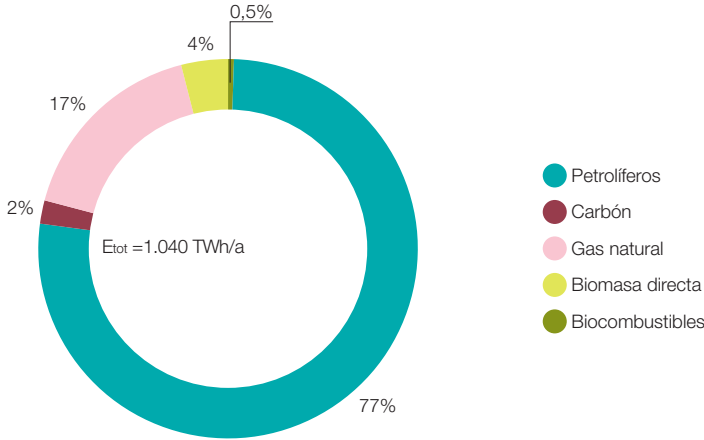
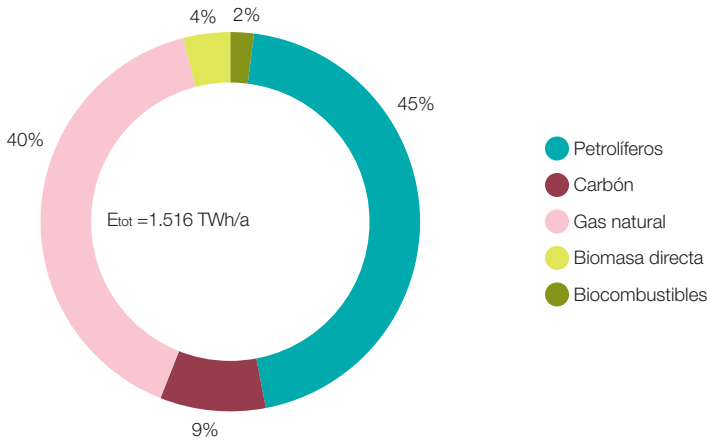


Figura 665. Estructura del consumo de combustibles en el BAU 2050.



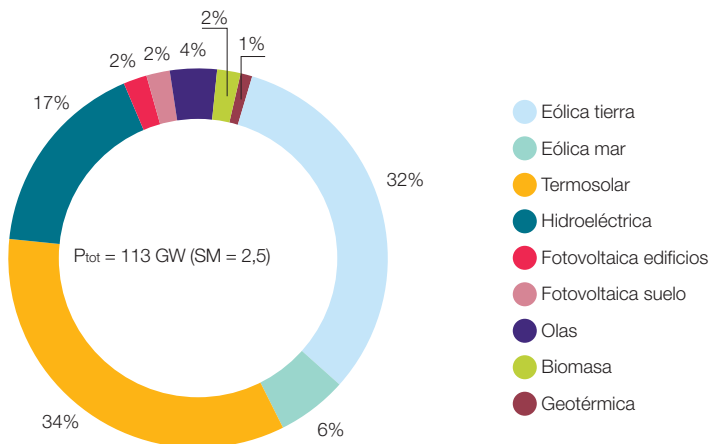
5.5.2 Cobertura de la demanda con generación renovable

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.

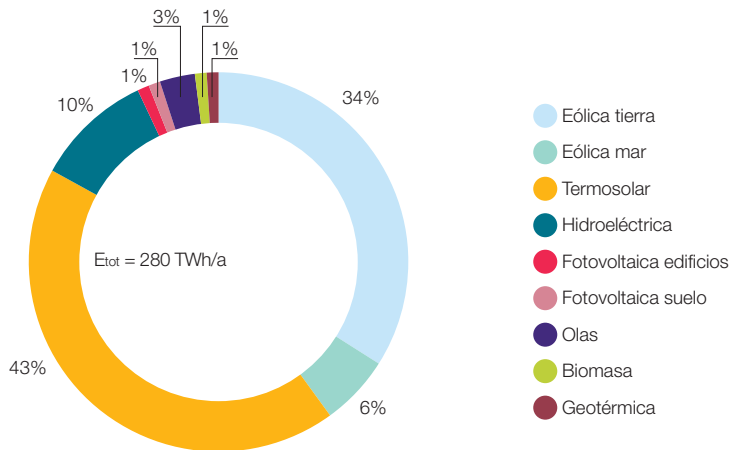
997 Al igual que en el informe R100% (GP, 2007), vamos a emplear la fracción solar (SF) para indicar el grado de cobertura de la demanda. La SF la definimos como el cociente entre la cobertura de la demanda proporcionada por el mix de generación considerado, y la demanda total.

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

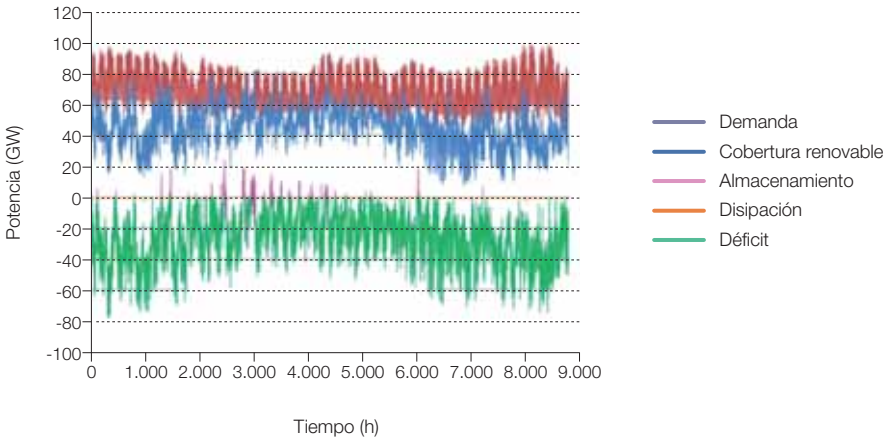
informe. El múltiplo solar de este mix con la demanda BAU 2050 ahora considerada se ve reducido a $SM = 1,1$, y la cobertura de la demanda de electricidad directa que nos proporciona se ve reducida a $SF_{\text{electricidad}} = 64,3\%$, con una disipación nula de la capacidad de generación, lo cual proporciona una cobertura de la demanda total del sistema integrado de $SF_{\text{tot}} = 10,9\%$, 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.

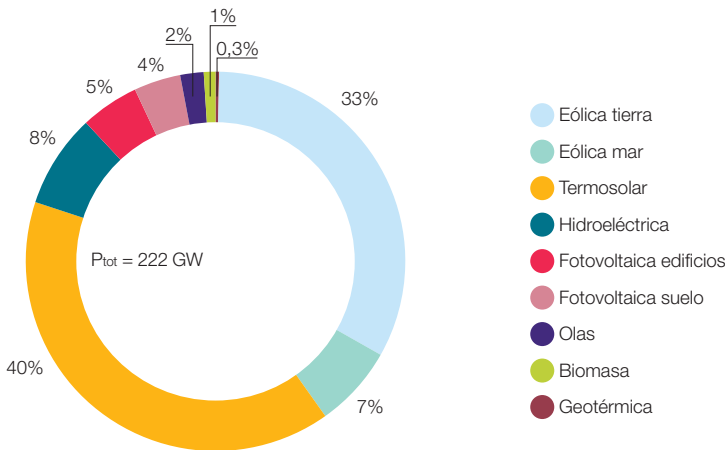


Figura 670. Distribución de generación por el mix-3b orientado a la cobertura de la demanda de electricidad directa BAU 2050. SM = 2,2; C = 3 TWh; SF_{eléctrica} = 97,2% ; SF_{tot} = 16,5% ; F_{disipada} = 26,7% ; A_{territorio} = 5,5% ; LEC₂₀₀₇ = 17,6 c€-2007/kWh; LEC₂₀₅₀ = 6,2 c€-2007/kWh.

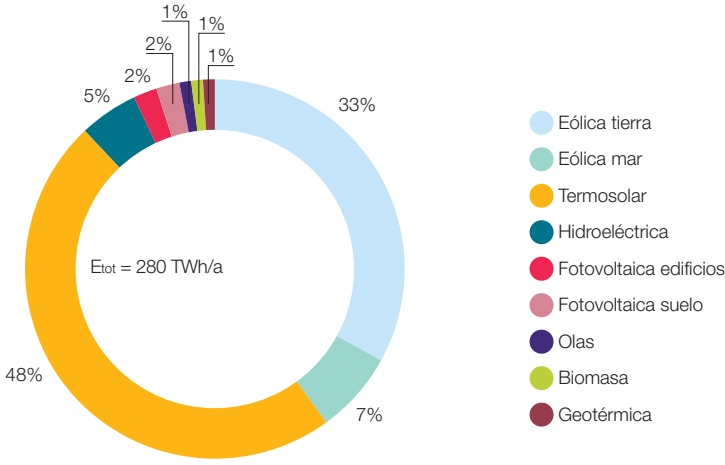
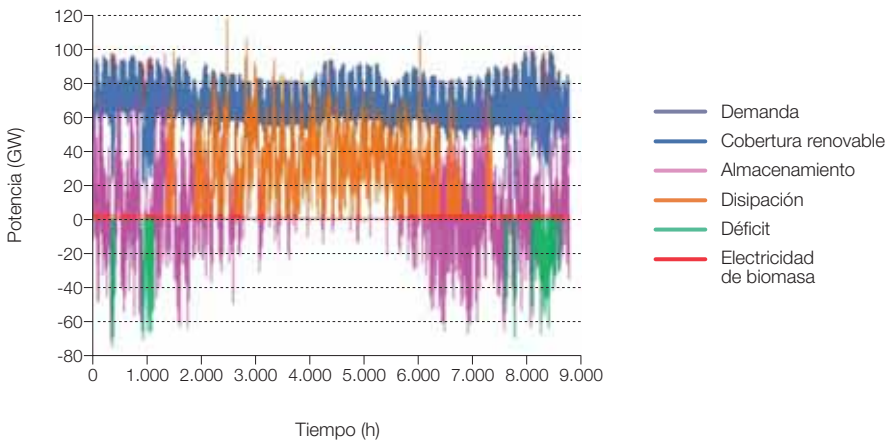


Figura 671. Cobertura de la demanda para el mix-3b. Capacidad de generación orientada a la cobertura de la demanda eléctrica BAU 2050. SM = 2,2; C = 3 TWh; SF_{eléctrica} = 97,2% ; SF_{tot} = 16,5% ; F_{disipada} = 26,7% ; A_{territorio} = 5,5% ; LEC₂₀₀₇ = 17,6 c€-2007/kWh; LEC₂₀₅₀ = 6,2 c€-2007/kWh.



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.

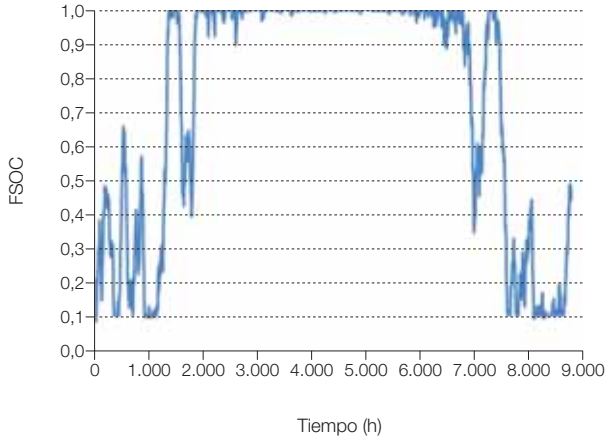
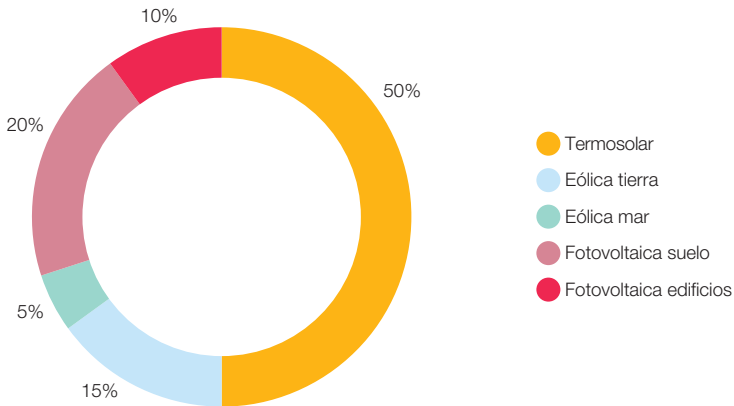


Figura 673. Estructura del mix de generación de potencia adicional necesaria para cubrir el total de la demanda de hidrógeno.



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.

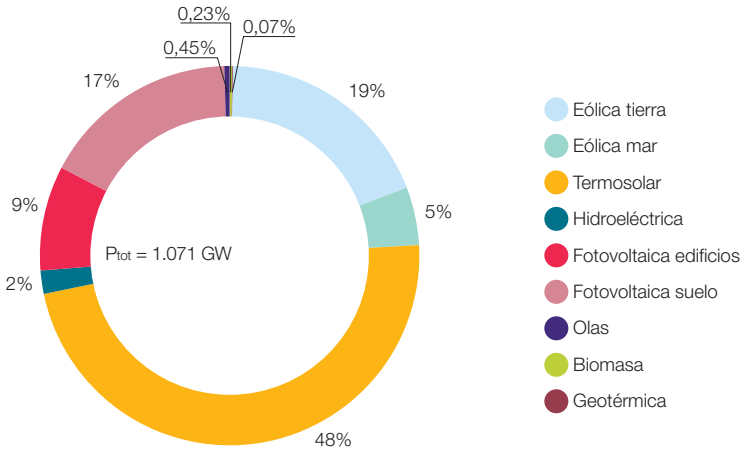
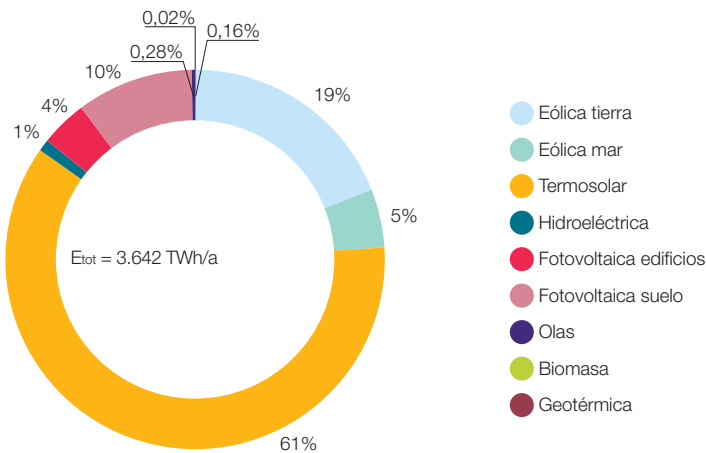


Figura 675. Estructura de la generación eléctrica del mix-4b2 dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. SM = 10,6; C = 1.5 TWh; SF_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{disipada} = 0%; A_{territorio} = 18.9%; LEC₂₀₀₇ = 15,5 c€/2007/kWh; LEC₂₀₅₀ = 4,4 c€/2007/kWh.



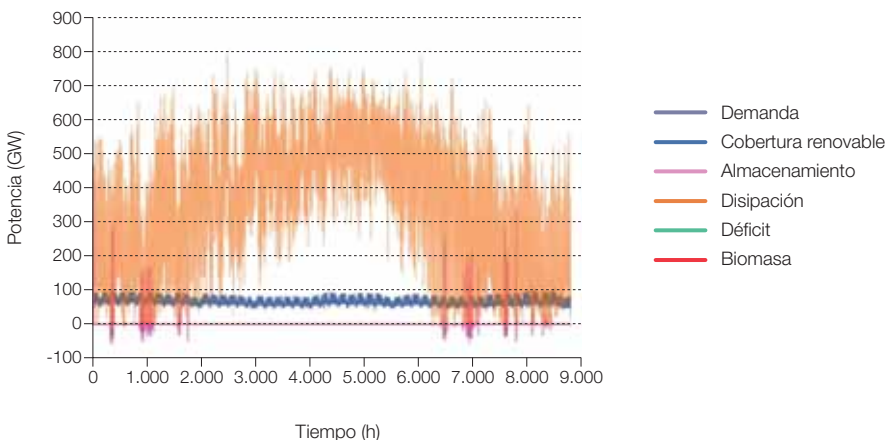
El caso-4b2 que recogemos a continuación, proporciona una cobertura total de la demanda ($SF_{\text{eléctrica}} = 100\%$; $SF_{\text{tot}} = 100\%$), para lo cual requiere la instalación de un múltiplo solar^{1.007} de $SM = 10,6$. La figura 674 nos presenta la estructura de la potencia instalada en 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 $LEC_{2007} = 15,5 \text{ c€-2007/kWh}$ y $LEC_{2050} = 4,4 \text{ c€-2007/kWh}$.

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

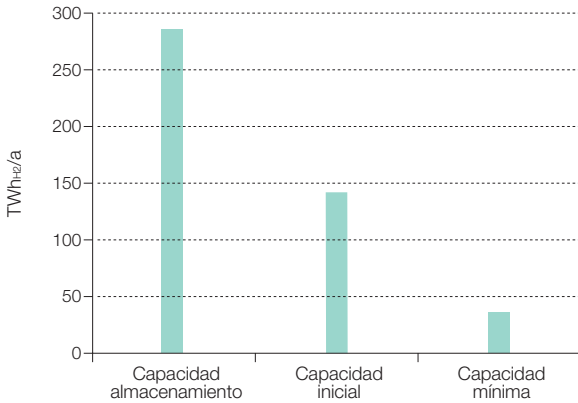
Figura 676. Cobertura de la demanda de electricidad directa para el mix-4b2, dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. $SM = 10,6$; $C = 1,5 \text{ TWh}$; $SF_{\text{eléctrica}} = 100\%$; $SF_{\text{tot}} = 100\%$; $F_{\text{disipada}} = 0\%$; $A_{\text{territorio}} = 18,9\%$; $LEC_{2007}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



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: $LEC_{2007} = 15,9 \text{ c€-2007/kWh}$ y $LEC_{2050} = 4,6 \text{ c€/kWh}$.

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. $SM = 10,6$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{dissipada} = 0\%$; $A_{territorio} = 18,9\%$.



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. $SM = 10,6$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{dissipada} = 0\%$; $A_{territorio} = 18,9\%$.

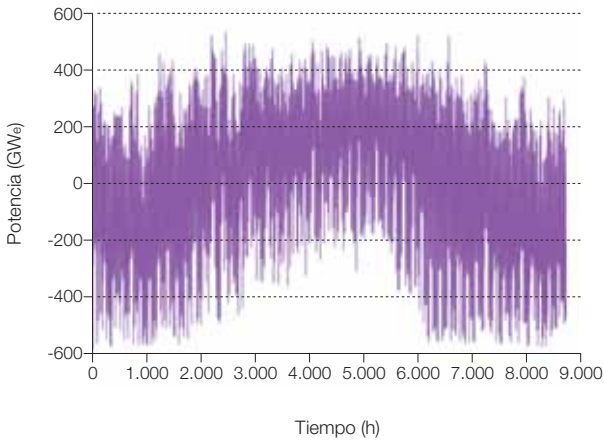


Figura 679. Evolución del estado de carga del sistema de acumulación de hidrógeno para el mix-4b2, dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. $SM = 10,6$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{dissipada} = 0\%$; $A_{territorio} = 18,9\%$.

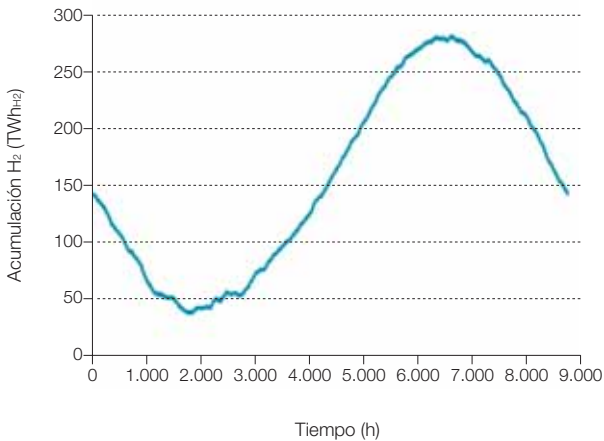
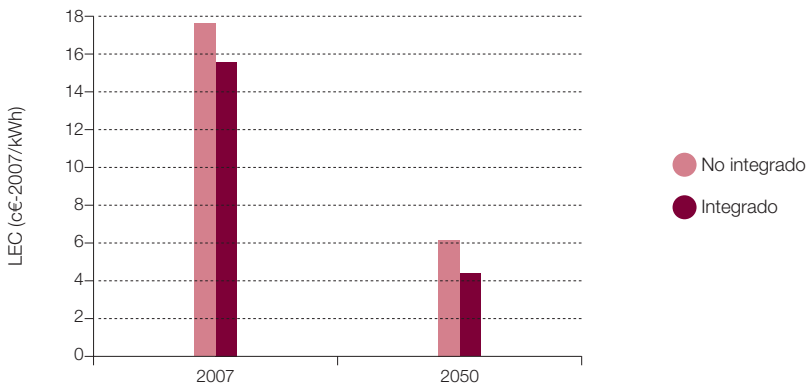


Figura 680. Comparativa de los costes normalizados de la producción de electricidad para el mix-3b (no integración del sistema energético) y el mix-4b2 (integración del sistema energético).



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.

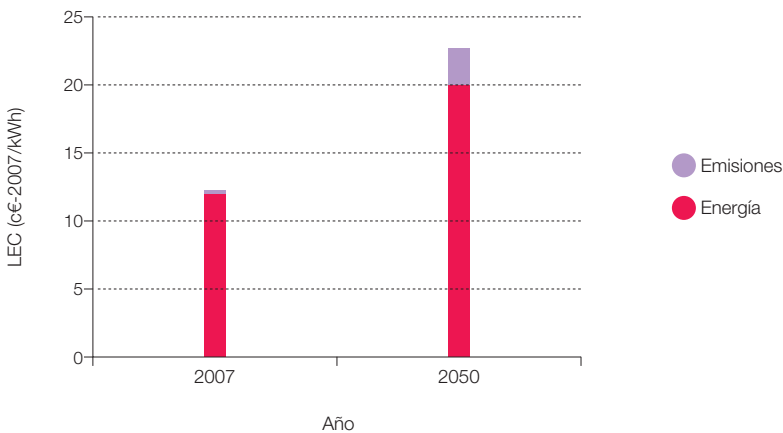
En la estructura de costes, vamos a diferenciar los costes correspondientes a la energía, y los asociados a las emisiones de CO₂. A su vez, diferenciaremos los costes correspondientes a la producción de electricidad, y los asociados al resto del consumo de energía final (principalmente dominados por 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.

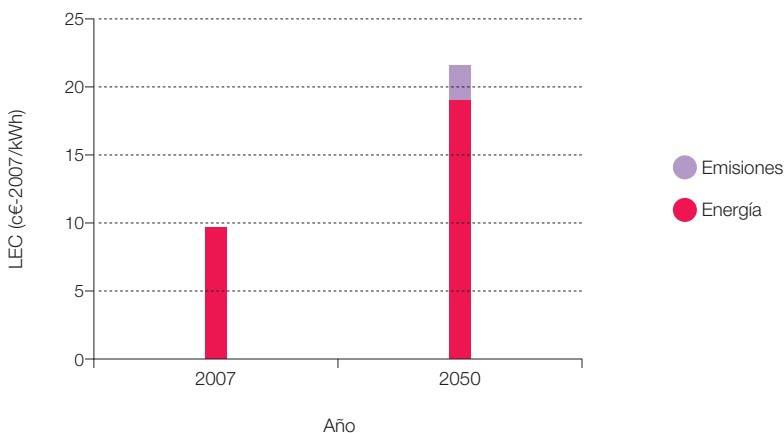
El segundo elemento relevante es el considerable incremento del coste específico en el año 2050 como consecuencia de la inflación incremental a la que se ven sometidos los combustibles fósiles que forman la base del suministro energético en este caso.

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.

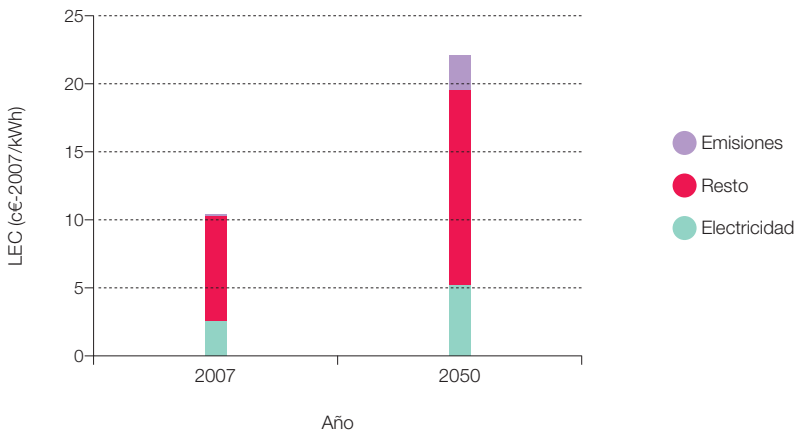


Figura 684. Estructura del coste total normalizado asociado al suministro de energía final en el contexto de demanda BAU con generación BAU, y para los años 2007 y 2050.

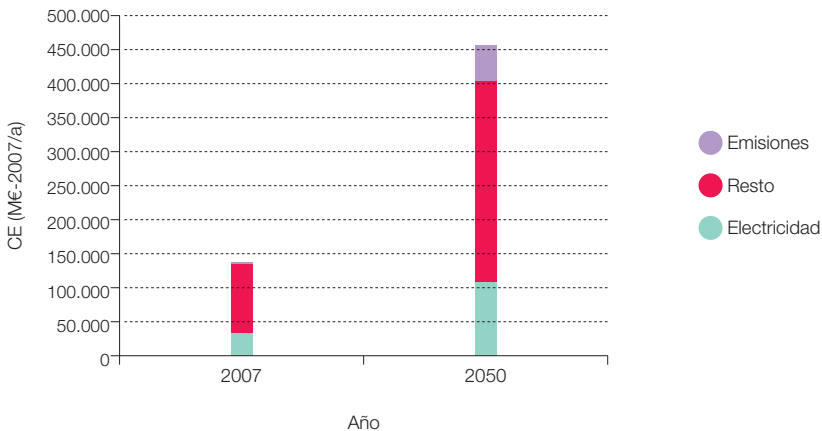


Figura 685. LEC del suministro de electricidad y del resto de tipos de energía final (principalmente combustibles fósiles, pero con contribuciones de biomasa y solar térmica), así como del conjunto del sistema energético, para el contexto BAU con generación BAU en el año 2007.

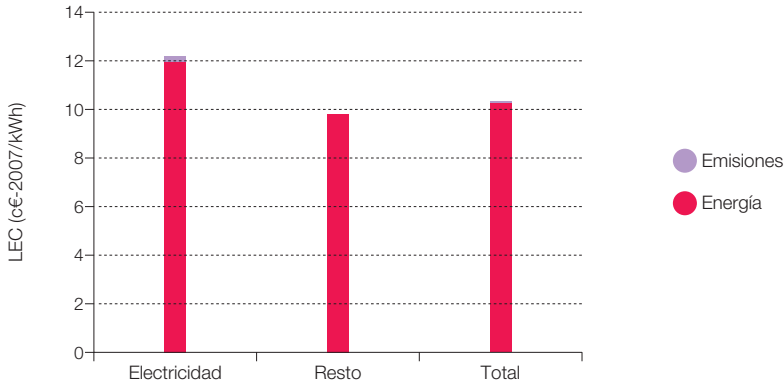


Figura 686. LEC del suministro de electricidad y del resto de tipos de energía final (principalmente combustibles fósiles, pero con contribuciones de biomasa y solar térmica), así como del conjunto del sistema energético, para el contexto BAU con generación BAU en el año 2050.

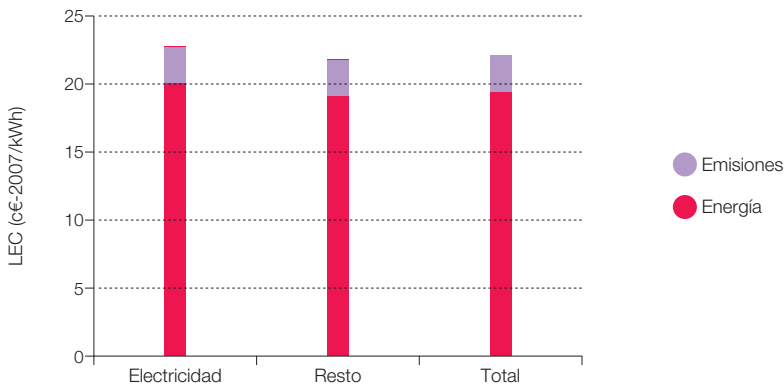


Figura 687. Coste total normalizado del suministro de electricidad y del resto de tipos de energía final (principalmente combustibles fósiles, pero con contribuciones de biomasa y solar térmica, para el contexto BAU con generación BAU en el año 2007).

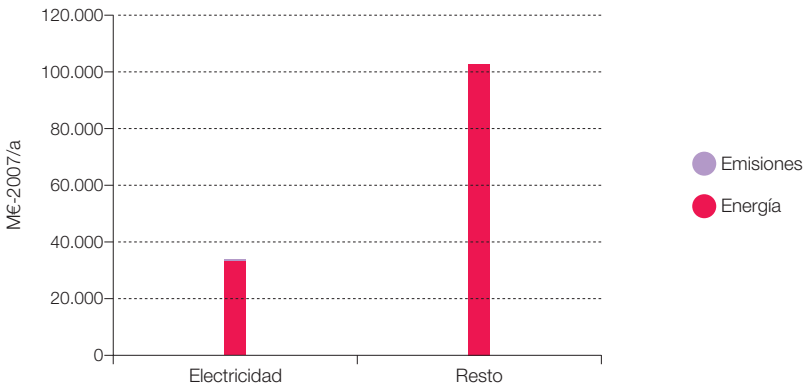
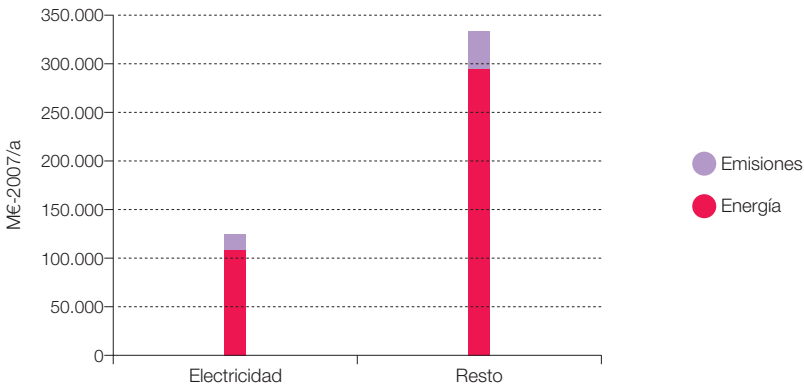


Figura 688. Coste total normalizado del suministro de electricidad y del resto de tipos de energía final (principalmente combustibles fósiles, pero con contribuciones de biomasa y solar térmica, para el contexto BAU con generación BAU en el año 2050).



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

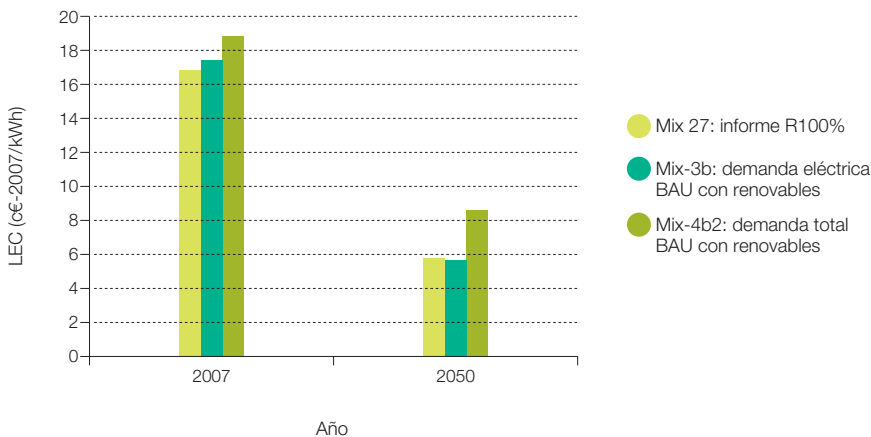
A modo de comparación de los resultados de costes en términos específicos por unidad de energía final, al considerar solo la electricidad o el conjunto del sistema energético, en la figura 689 presentamos los LEC correspondientes al caso de cobertura de la demanda BAU en 2050 con energías renovables. 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.



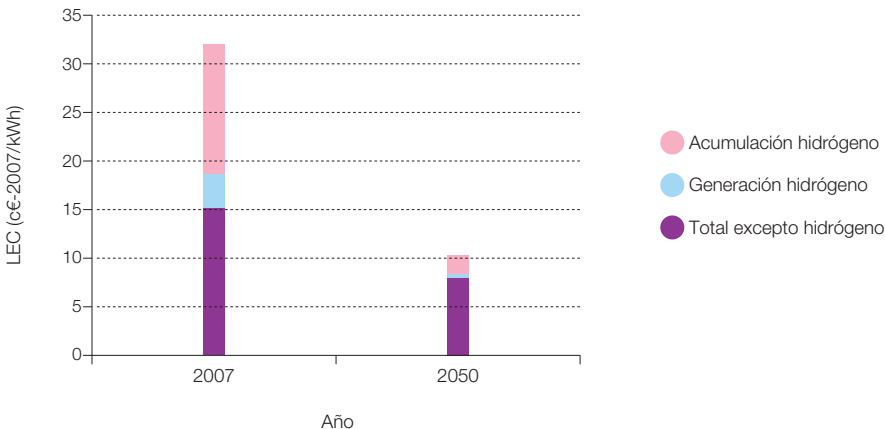
del sistema energético que permite aprovechar la potencia disipada por el sistema eléctrico, el LEC promedio del conjunto del sistema energético es mayor que el de producción de electricidad, consecuencia tanto de los elementos de coste adicionales (generación de hidrógeno, biomasa, solar térmica), como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

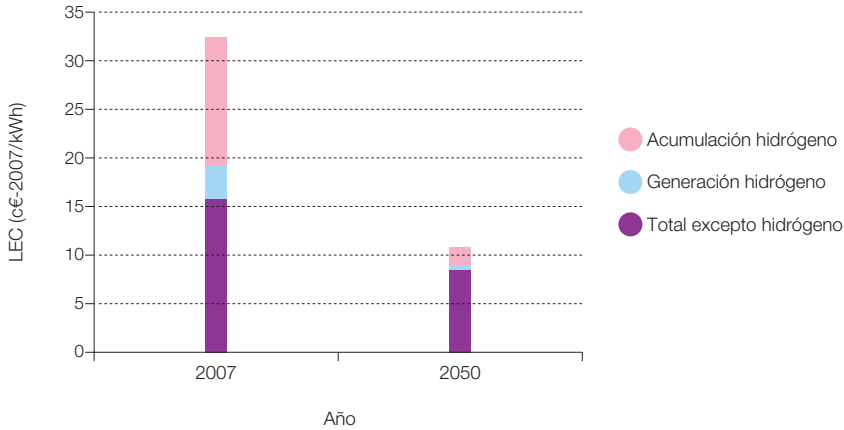


Figura 692. Coste total del conjunto del sistema energético con demanda BAU y cobertura 100% renovable para los años 2007 y 2050. Aparece diferenciada la contribución de la acumulación y generación de hidrógeno. Caso sin incluir hibridación termosolar.

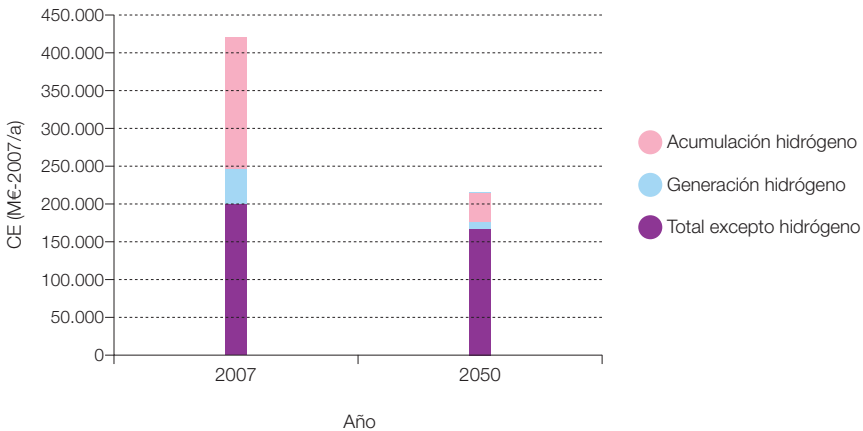
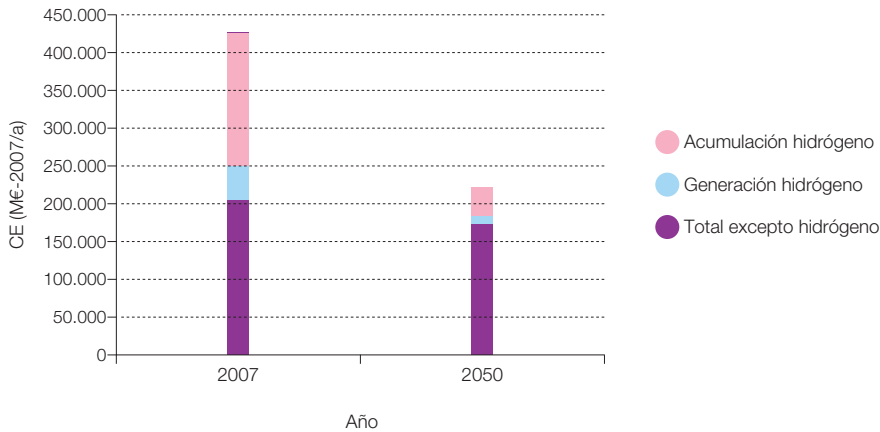


Figura 693. Coste total del conjunto del sistema energético con demanda BAU y cobertura 100% renovable para los años 2007 y 2050. Aparece diferenciada la contribución de la acumulación y generación de hidrógeno. Caso incluyendo hibridación termosolar para aumentar la seguridad de suministro del sistema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

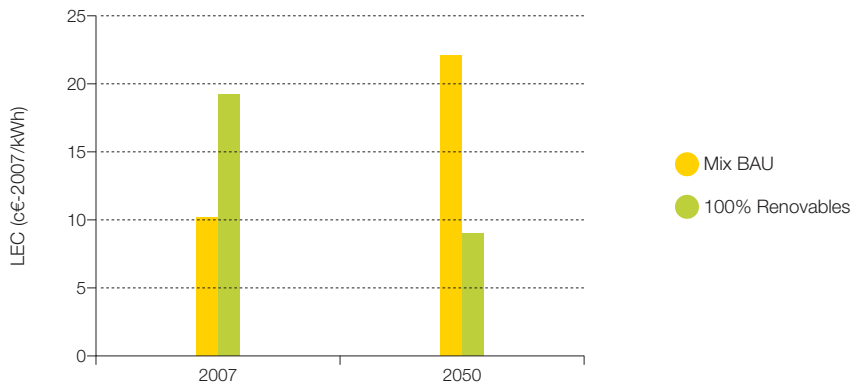
5.5.3.3 Comparativa generación BAU / generación renovable

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.

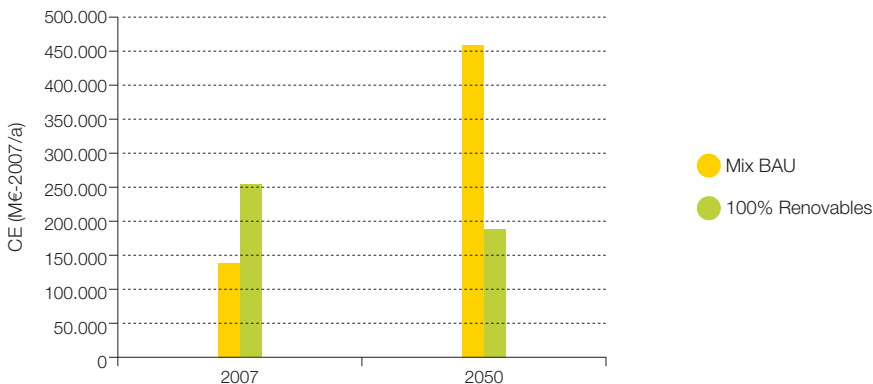
1.017 En este estudio estamos reflejando tan solo los costes de la energía suministrada, pero desde el punto de vista económico hay otra gran diferencia entre la generación con mix BAU y la generación 100% renovable: mientras que la generación con mix BAU lleva a que el grueso del gasto económico para 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.

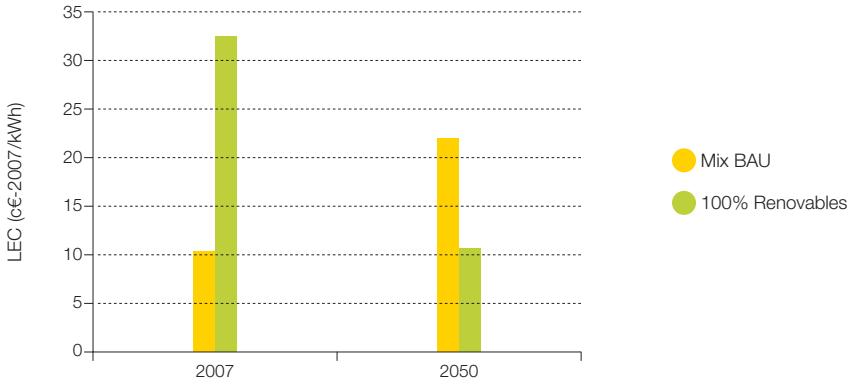
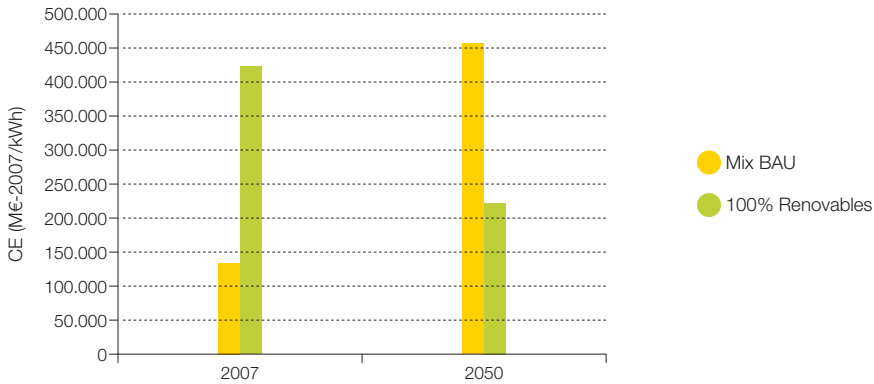


Figura 697. Comparativa de los costes normalizados totales asociados al suministro de energía final total, en el contexto de demanda BAU, y con generación BAU y 100% renovable. El coste 100% renovable incluye el coste asociado a la acumulación de hidrógeno.



5.5.4 Evolución temporal de costes

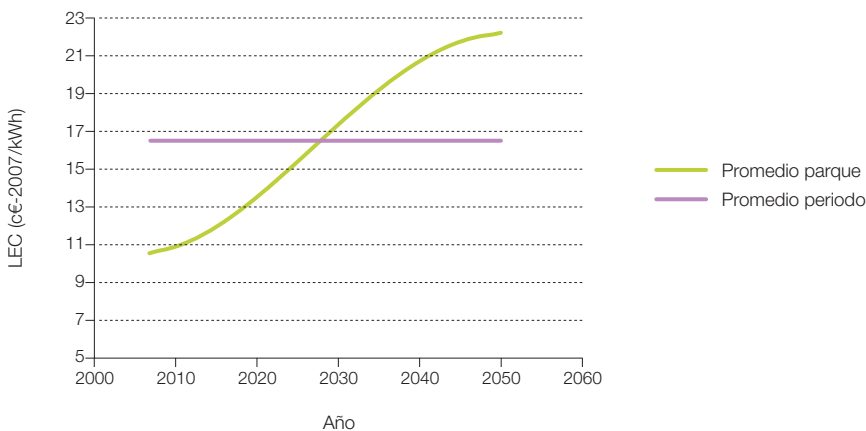
En los puntos anteriores hemos mostrado los costes (en términos específicos y totales) en los años extremos del periodo de tiempo considerado (años 2007 y 2050). El promedio aritmético de estos costes proporciona ya una primera valoración de los costes promedios asociados al periodo considerado. En el 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).

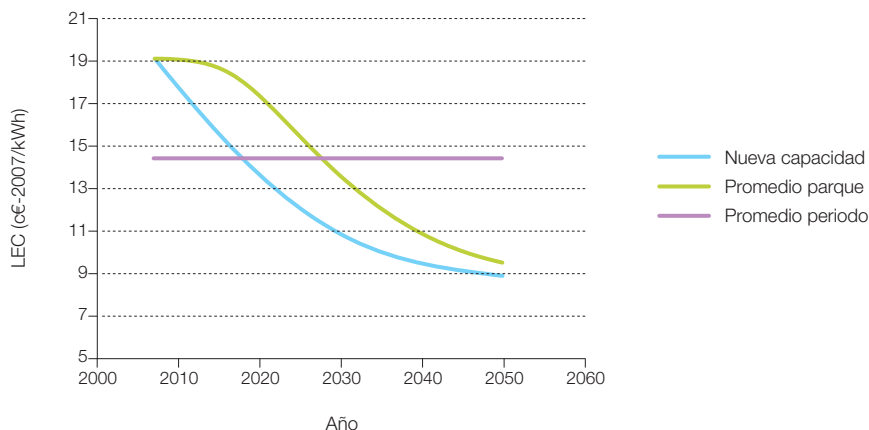
En las figuras 698 y 699 mostramos la evolución a lo largo del periodo considerado del LEC de la nueva capacidad instalada, el LEC promedio del parque existente en cada año^{1.019} (LEC_m), y el LEC promedio a lo largo del periodo considerado ($LEC_{promedio}$), para el contexto de demanda BAU y los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

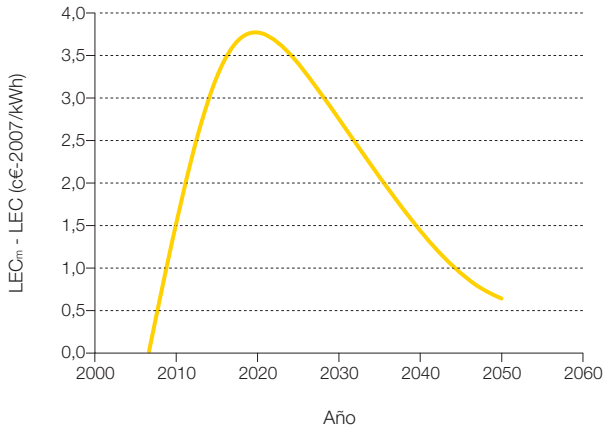
Por lo que respecta a los valores promedio del LEC en todo el periodo considerado, en la figura 701 presentamos una comparación directa. Como podemos ver, incluso en términos promedio el mix 100% renovable proporciona un coste menor que el mix BAU. Por tanto, producir el cambio del modelo del sistema 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.

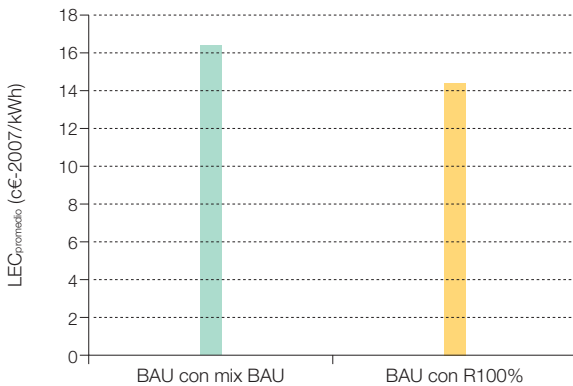
Figura 700. Evolución temporal en el periodo considerado, y para el contexto BAU con mix de generación 100% renovable, del desfase entre el coste específico medio del parque operativo en un año determinado y el coste específico de la nueva capacidad instalada durante ese año.



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.



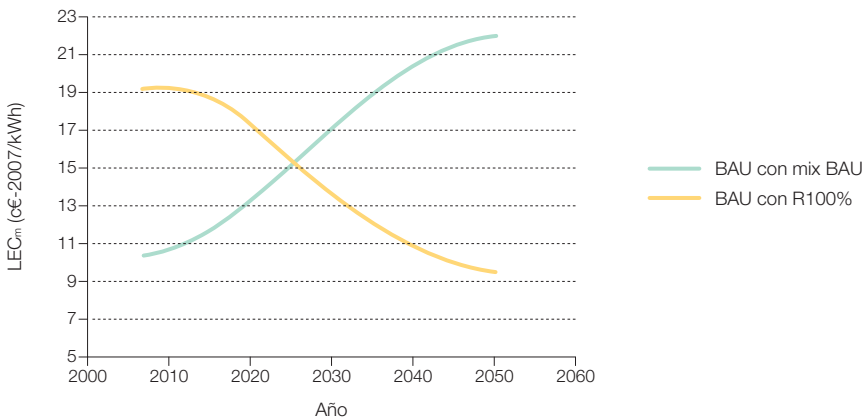
más accesibles al resto^{1.023} de países, y por tanto haciendo posible la estabilización del sistema climático. Y a partir del año 2050 hacia adelante, haber acometido este proceso de reconversión del mix BAU hacia el sistema 100% renovable, nos deja en una situación con unos costes estables de la energía 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.

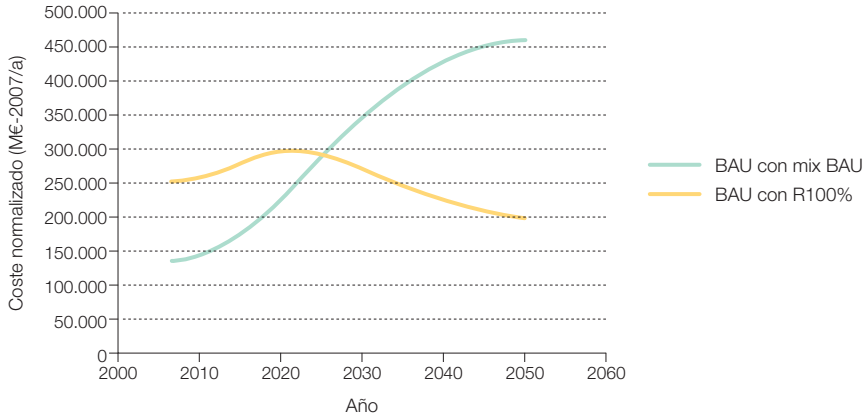
Figura 702. Comparación de la evolución del LEC correspondiente al promedio del parque de generación existente en cada año para el contexto BAU y las dos opciones de generación: mix BAU y 100% renovables.



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.

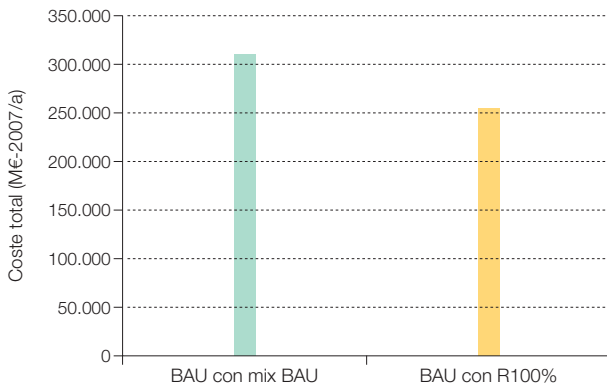
Figura 703. Evolución de los costes totales normalizados del sistema energético para el contexto de demanda BAU y los dos casos de mix BAU y mix 100% renovable. Los costes anuales se han obtenido como producto del LEC_m de cada año por el escenario de demanda en ese año.



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.