

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

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

5.4 Demanda cronológica

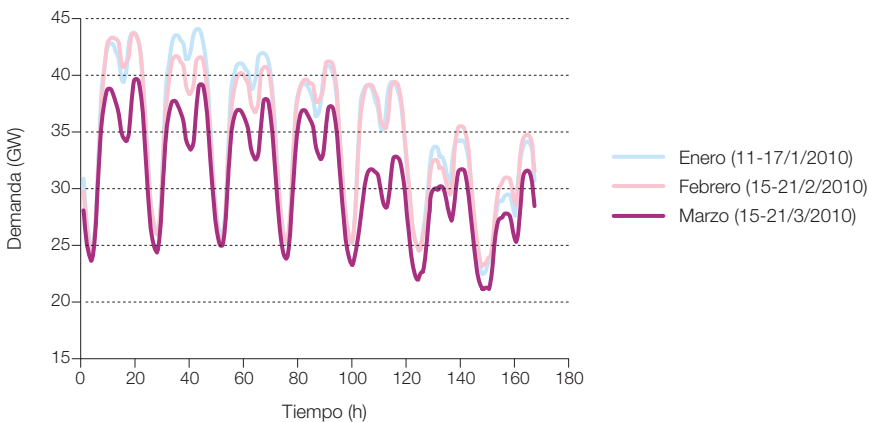
Hasta este punto la información que hemos presentado relativa a la estructura de la demanda de energía en los contextos BAU y E3.0 se limita a los valores totales anuales de la demanda de energía. Sin embargo, para acometer el análisis de la cobertura de la demanda con sistemas basados en energías renovables

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

5.4.1 Demanda BAU

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

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



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

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

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

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

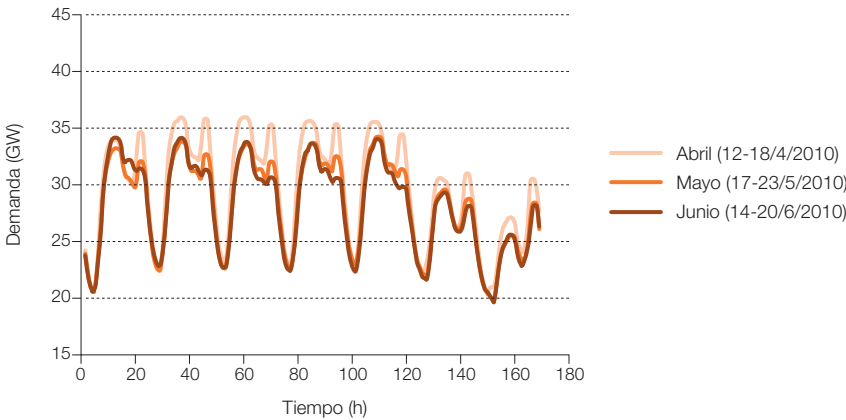
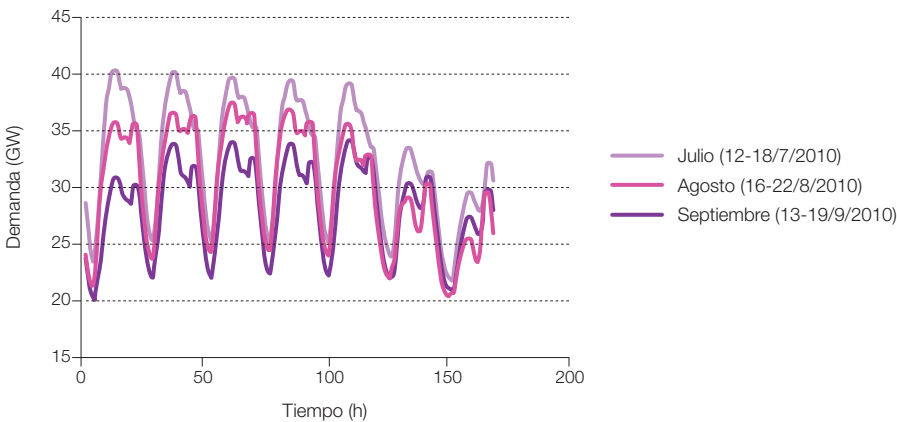


Figura 632. Evolución horaria de la demanda eléctrica durante una semana tipo de cada uno de los meses del tercer trimestre del año 2010. Datos ENTSO-E.



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

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

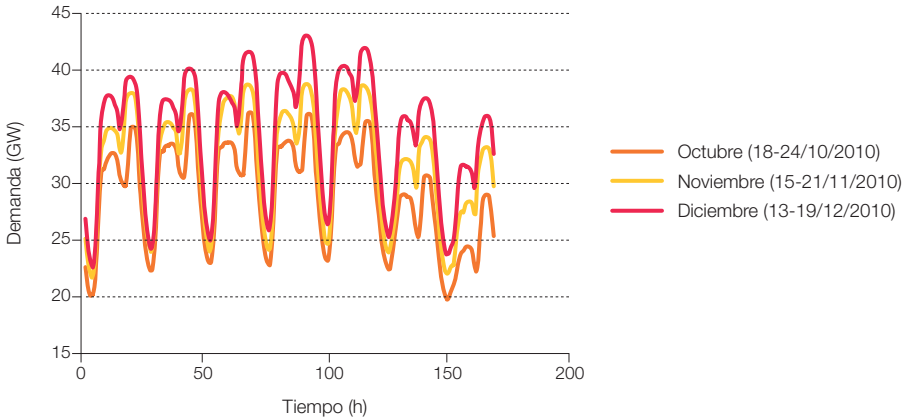
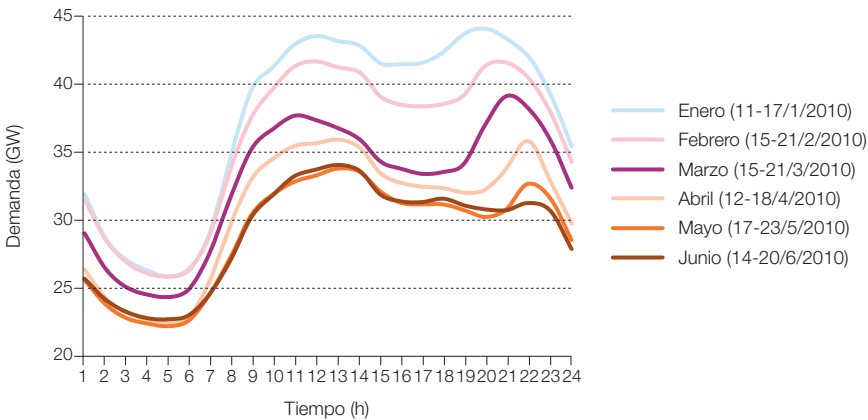
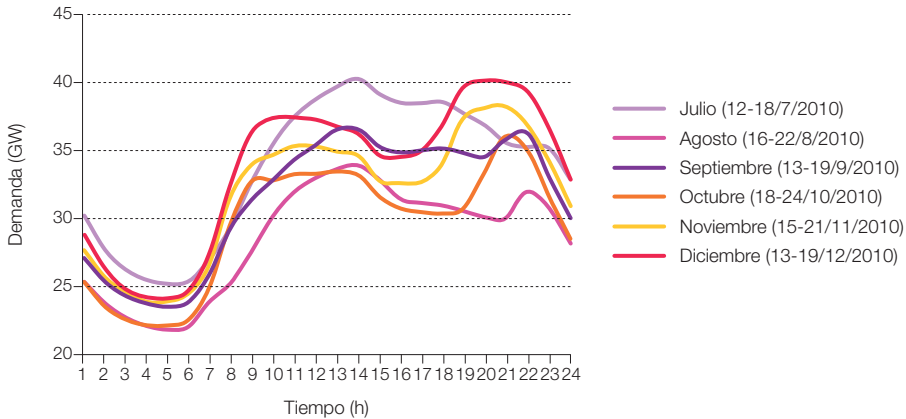


Figura 634. Evolución horaria de la demanda eléctrica durante el martes de una semana tipo para cada uno de los meses del primer semestre del año 2010. Datos ENTSO-E.



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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

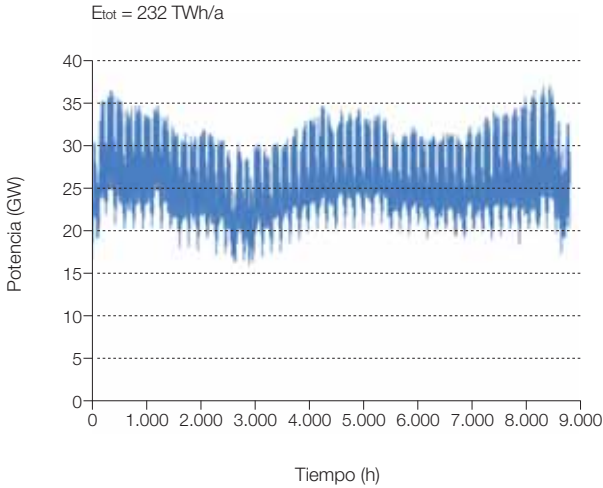
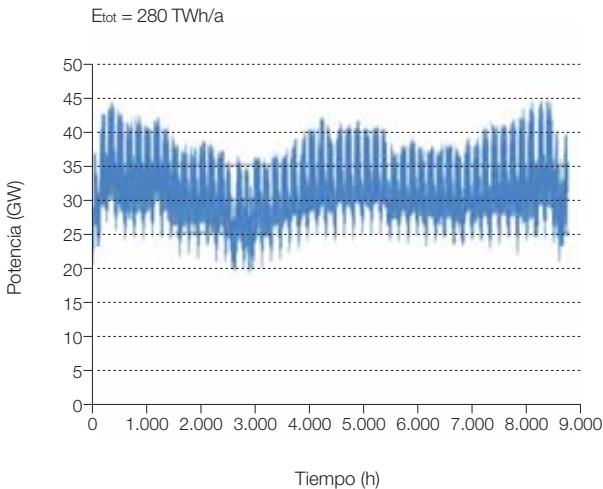
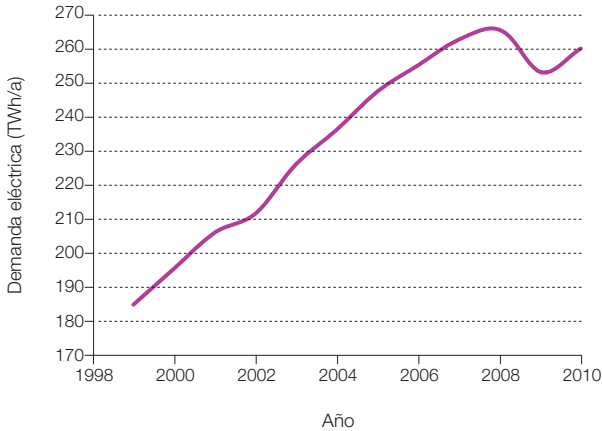
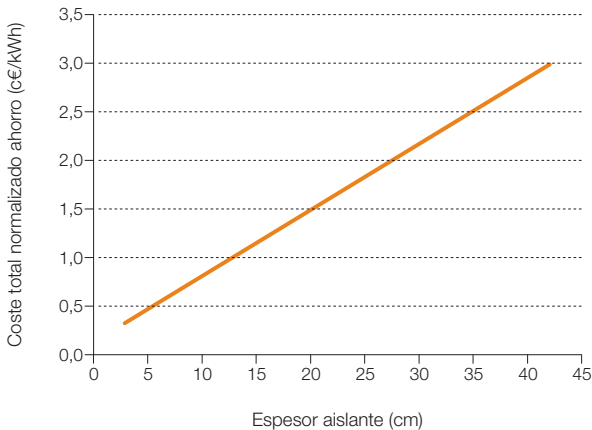


Figura 637. Evolución horaria de la demanda de electricidad empleada en el estudio R100% (GP, 2005).



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

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

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

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

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

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

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

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

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

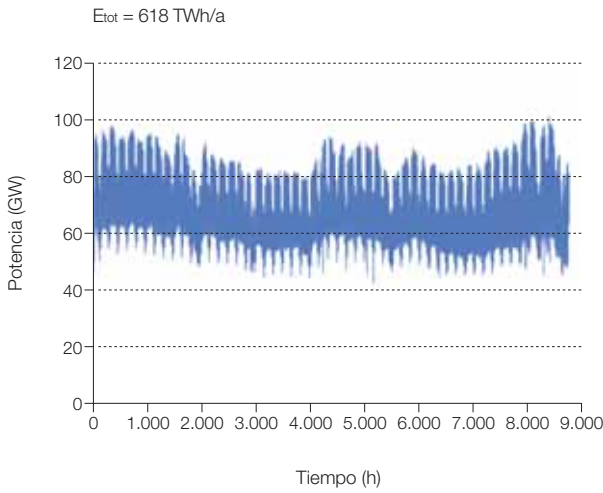


Figura 641. Comparativa de los polinomios de ajuste de 6º grado que ajustan las series anuales de demanda horaria de electricidad adimensionalizadas con la demanda anual máxima.

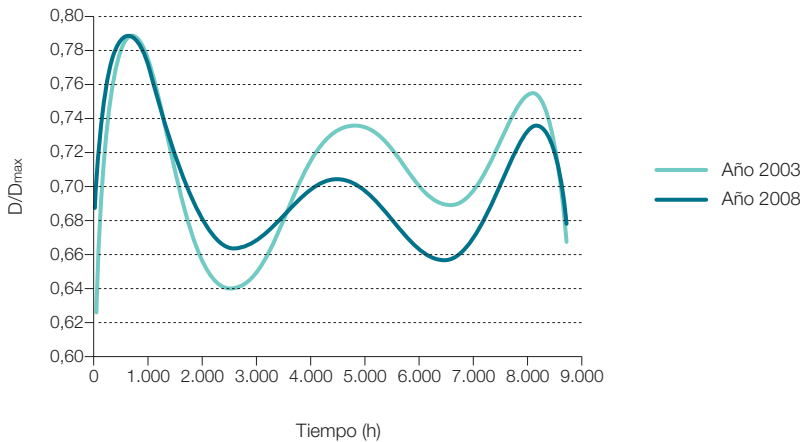


Figura 642. Comparación de la demanda horaria adimensionalizada con la demanda anual máxima para la semana-1 (enero) en los años 2003 y 2008.

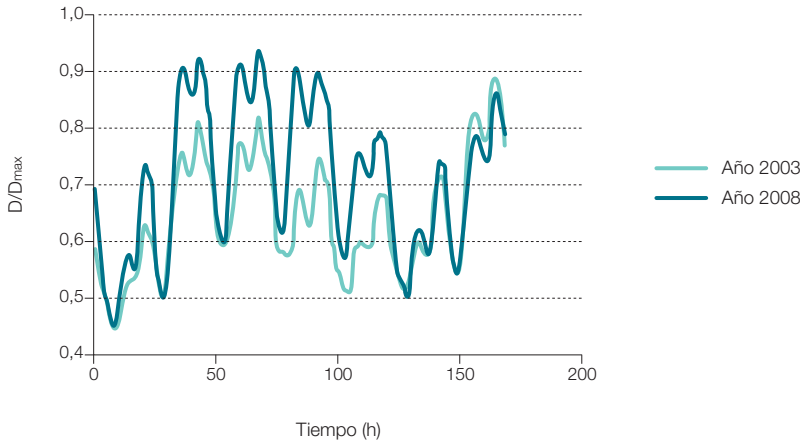
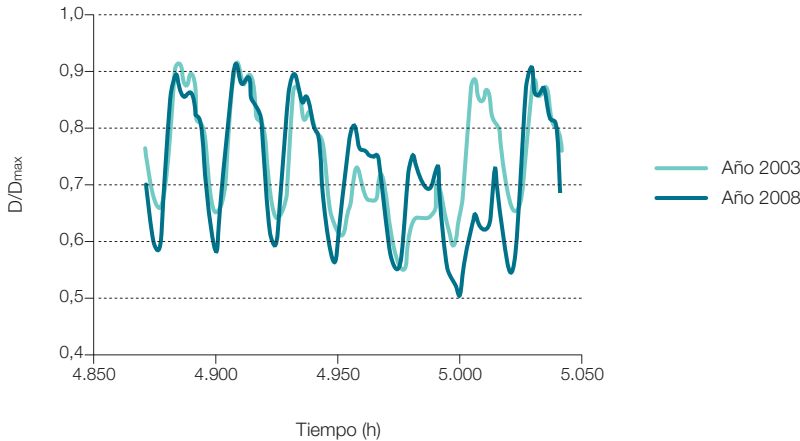


Figura 643. Comparación de la demanda horaria adimensionalizada con la demanda anual máxima para la semana-30 (julio) en los años 2003 y 2008.



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

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

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

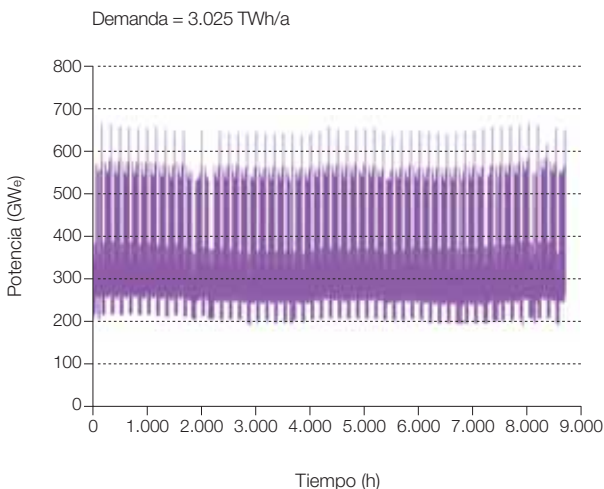
extrapolación tendencial del consumo per cápita histórico de electricidad, y en la adopción de un escenario de población que presentaba un máximo en torno al año 2025 y conducía en 2050 a una población peninsular del orden de 38 millones de personas. Para el desarrollo de este estudio hemos adoptado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

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

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

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

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



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

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

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

5.4.2 Demanda E3.0

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

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

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

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

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

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

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

⁹⁸⁷ V2G: vehicle to grid.

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

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

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

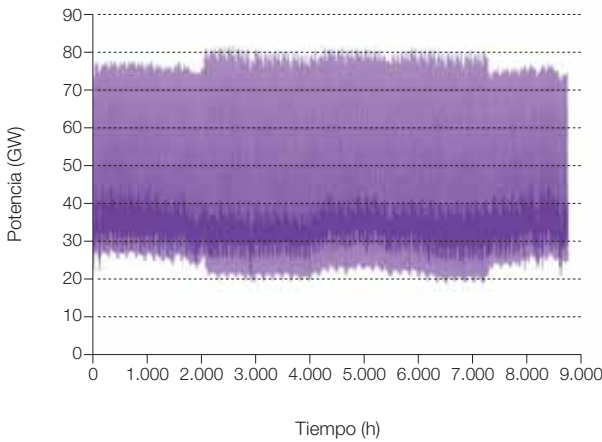


Figura 646. Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga BAU de los vehículos eléctricos (EVs), a lo largo de la semana-1 (enero).

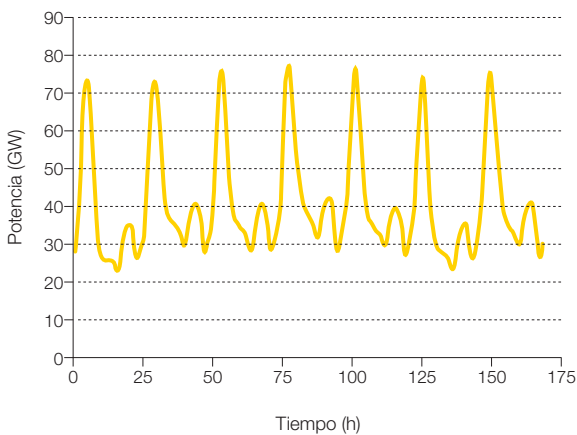
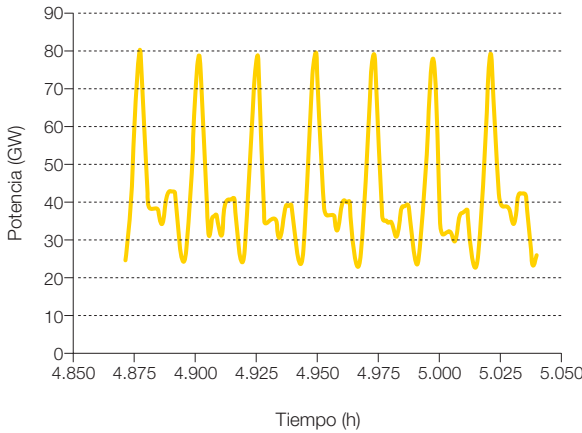


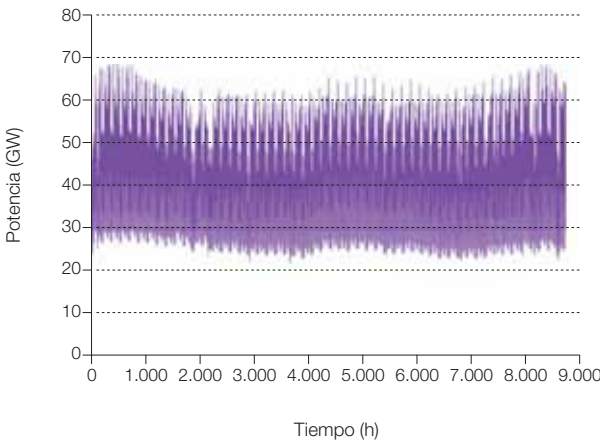
Figura 647. Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga BAU de los vehículos eléctricos (EVs), a lo largo de la semana-30 (julio).



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

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

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



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

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

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

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

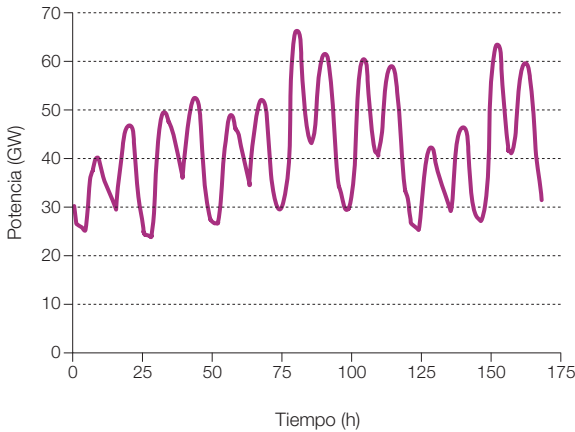
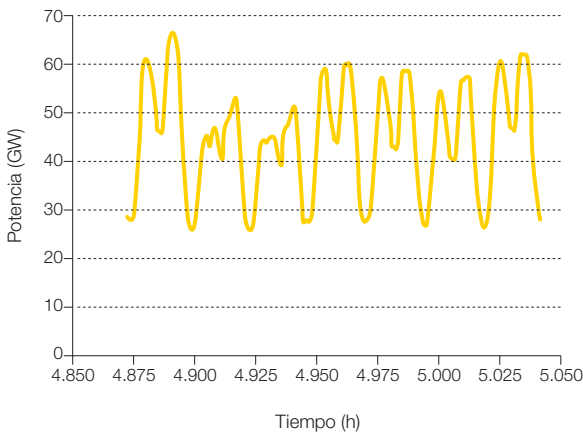


Figura 650. Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga V2G de los vehículos eléctricos (EVs) a lo largo de la semana-30 (julio).



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

5.4.2.1 Subsector edificación

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

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

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

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

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



5.4.2.2 Subsector transporte

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

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

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

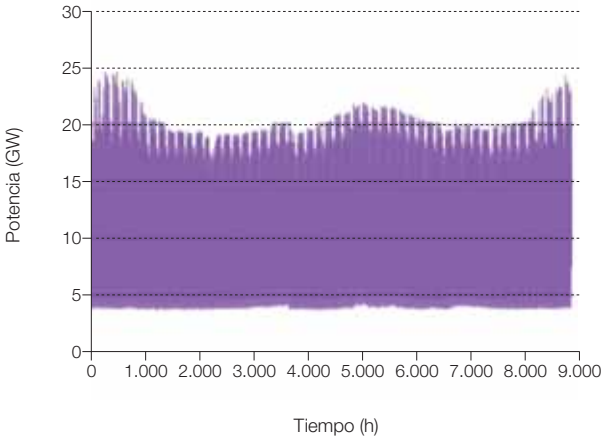
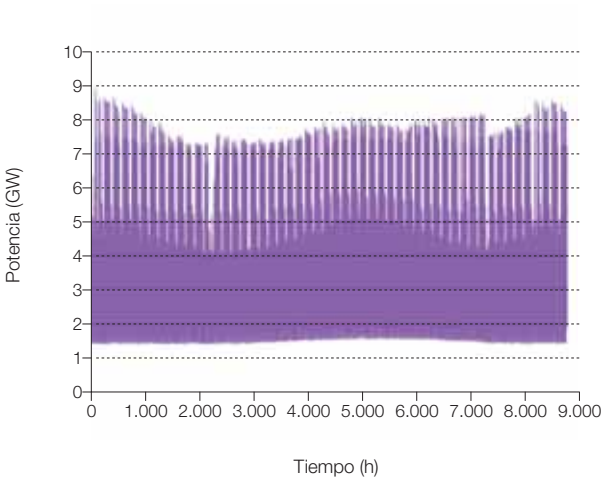


Figura 653. Demanda cronológica de electricidad del total del parque de edificios terciario en el contexto E3.0 para el año 2050.



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

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

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

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

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

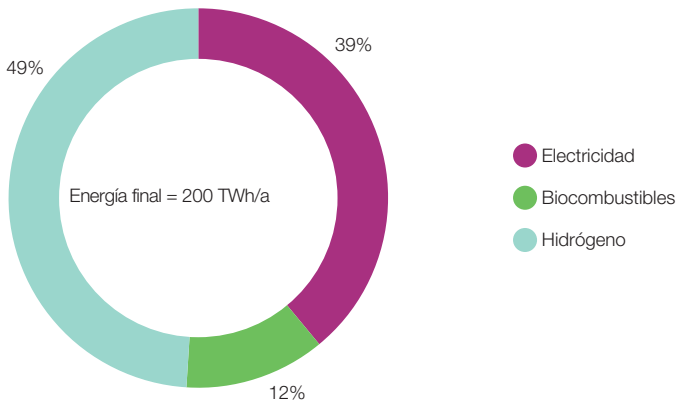
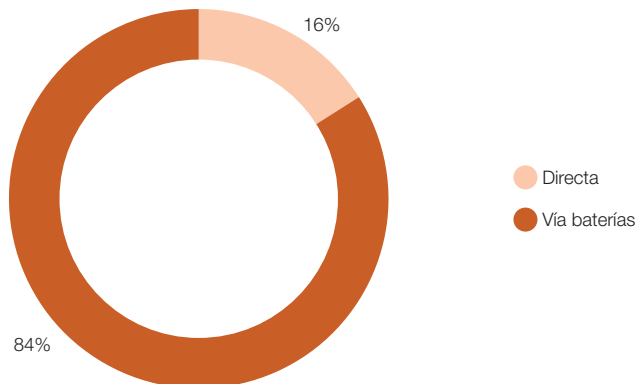


Figura 655. Estructura de la demanda final de electricidad para transporte en el contexto E3.0 y el año 2050, diferenciando entre la electricidad de consumo directo (tren, metro), y la suministrada para recargar las baterías de los EVs.



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

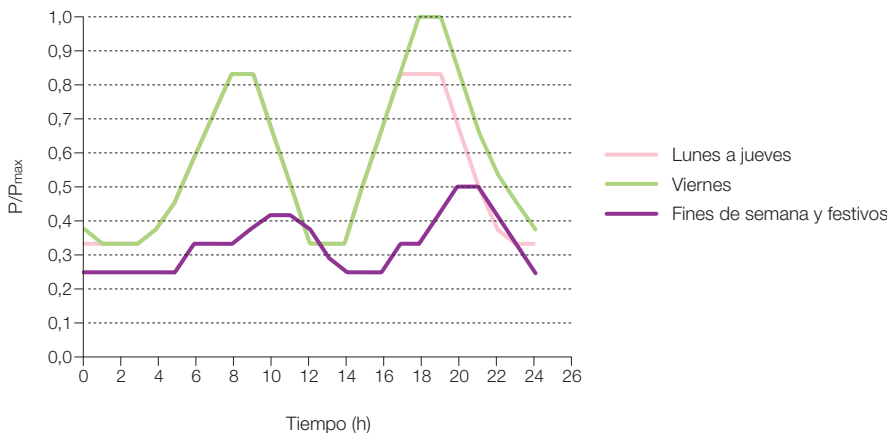
Puesto que no hemos localizado información sobre la distribución horaria de la demanda de movilidad, vamos a establecer una hipótesis sobre la misma, y dada la limitación en la precisión de su caracterización, la consideraremos común para los contextos BAU y E3.0. Resultaría muy conveniente poder enriquecer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

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

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

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

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

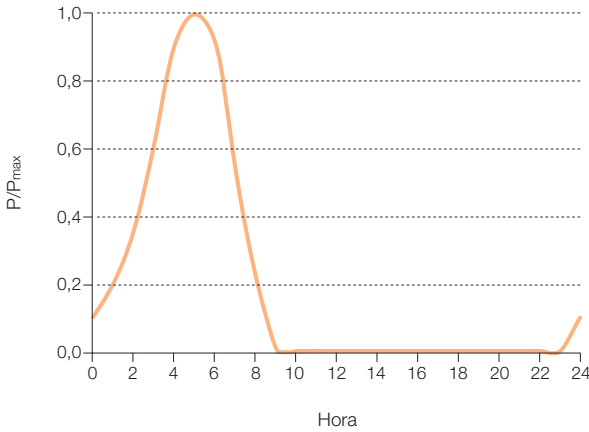


988 Esta hipótesis consideramos que es conservadora en el sentido en que cabe esperar que en el marco de un sistema económico y social inteligente, la demanda de movilidad pudiera responder en cierta medida a las posibilidades del sistema energético. Sin embargo, a pesar de la rigidez de la demanda de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

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

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

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



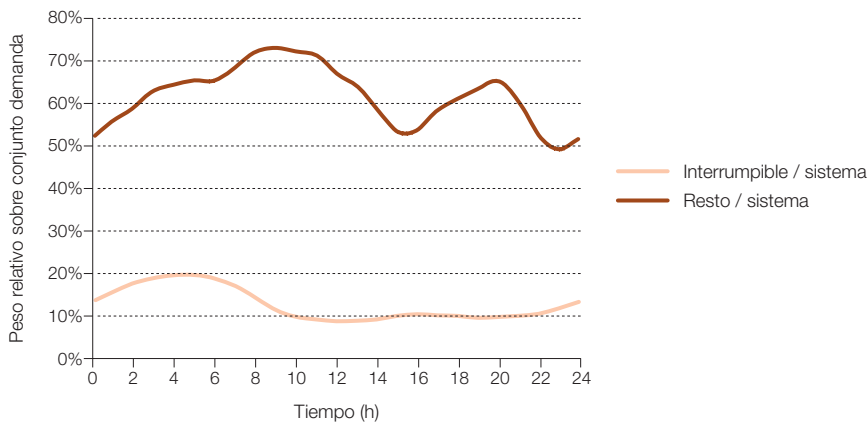
5.4.2.3 Resto de subsectores

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

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

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

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



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

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