



Instalación  
de energías  
renovables  
en el Sistema  
Eléctrico  
Peninsular

**Título**

Instalación de energías renovables en el Sistema Eléctrico Peninsular

**Coordinación**

Rodrigo Irurzun Martín de Aguilera

**Cálculos y redacción**

Adrián Rodríguez Grillo, Belén Ortega Ortega, Carlos Moreno Azqueta, Javier Andaluz Prieto, Luis García Valverde, Marina Gros Breto, Rodrigo Irurzun Martín de Aguilera, Sofía Fernández Álvarez, Soledad Montero Linares

**Diseño y maquetación**

Andrés Espinosa

**Edita**

Ecologistas en Acción  
Marzo 2025

**Agradecimientos**

Al área de energía de Ecologistas en Acción por la revisión y comentarios.

Este informe se puede consultar y descargar en: [www.ecologistasenaccion.org](http://www.ecologistasenaccion.org)

Las opiniones y documentación aportadas en esta publicación son de exclusiva responsabilidad del autor o autores de los mismos.

Ecologistas en Acción agradece la reproducción y divulgación de los contenidos de este informe siempre que se cite la fuente.



Esta publicación está bajo una licencia Reconocimiento-No comercial-Compartir bajo la misma licencia 3.0 España de Creative Commons. Para ver una copia de esta licencia, visite <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

# Índice

|  |    |
|--|----|
| <b>Resumen ejecutivo</b> .....   | 4  |
| <b>Introducción</b> .....  | 9  |
| <b>Objetivos y limitaciones</b> .....  | 17 |
| Objetivos.....   | 17 |
| ¿Qué es y qué no es este informe?.....   | 17 |
| Hipótesis de trabajo y limitaciones.....   | 18 |
| <b>Antecedentes y datos de partida</b> .....   | 20 |
| Estudios previos.....  | 20 |
| Nivel de consumo de electricidad.....  | 21 |
| Curvas de demanda eléctrica.....   | 23 |
| Curvas de generación.....  | 24 |
| Potencia instalada.....  | 25 |
| Eficiencia en el almacenamiento.....   | 25 |
| <b>Metodología</b> .....   | 26 |
| Descripción general de la metodología empleada.....  | 26 |
| Comparación de la demanda con la generación fotovoltaica.....                                    | 27 |
| Análisis comparativo de la generación fotovoltaica y eólica.....                                 | 31 |
| Balance eléctrico.....   | 32 |
| Escenarios analizados.....   | 34 |
| <b>Resultados</b> .....  | 36 |
| Generación y vertidos renovables en función de la potencia fotovoltaica instalada.....           | 36 |
| Generación y vertidos renovables en función de la capacidad de almacenamiento.....               | 46 |
| Generación y vertidos renovables en función de la potencia síncrona necesaria en el sistema..... | 49 |
| Generación y vertidos renovables en función de la potencia fotovoltaica y eólica instalada.....  | 50 |
| Generación y vertidos renovables en función de la demanda.....                                   | 52 |
| <b>Conclusiones</b> .....  | 54 |
| Glosario de términos y acrónimos.....  | 57 |
| Bibliografía y fuentes de datos.....   | 58 |

# Resumen ejecutivo

Los precios cada vez más altos de la energía fósil, unidos al descenso de los precios de las renovables (especialmente la solar fotovoltaica) y algunas medidas tomadas para descarbonizar la economía en línea con los objetivos climáticos están haciendo que a nivel mundial el desarrollo de renovables se impulse cada vez más. El estado español no es un caso aislado y, al mismo tiempo que se están generando efectos beneficiosos (con las energías renovables superando el 50% de la generación eléctrica), la forma en la que se está dando este despliegue está generando efectos perjudiciales. El despliegue de forma no planificada por parte de grandes empresas, en forma de instalaciones cada vez más grandes y en lo que viene a llamarse “la España vaciada”, ha originado un fuerte rechazo social a múltiples proyectos<sup>1</sup>.

Desde Ecologistas en Acción defendemos la necesidad de alcanzar la neutralidad climática en 2040 en los países del norte global. Estos países, que han sido los principales causantes de la emergencia climática, y tienen al mismo tiempo los mayores recursos para resolverla, deben asumir la responsabilidad de minimizar esta crisis lo antes posible. En línea con este objetivo, la organización considera que el sistema eléctrico español debería abastecerse completamente de fuentes renovables en 2030.

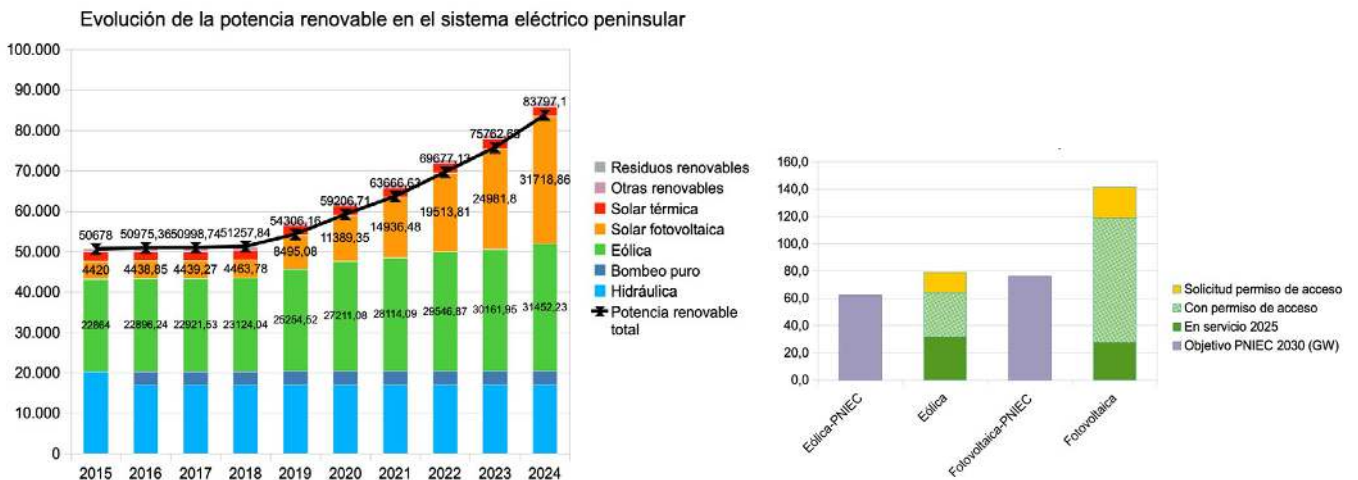
Sin embargo, la falta de planificación en el despliegue de las energías renovables en el estado español se materializa, entre otras cosas, en el sobredimensionamiento de proyectos, fundamentalmente fotovoltaicos, que han solicitado, y en muchas ocasiones obtenido, permisos de acceso a las redes. Proyectos que representan una potencia instalada muy superior a la prevista en el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), en concreto un 27% más en eólica y entre un 56% y un 85% más de potencia fotovoltaica, en función de que se tengan en cuenta los proyectos con permiso de acceso concedido o los que lo tienen solicitado. Otro síntoma de esta falta de planificación es la instalación de grandes centrales de generación, alejadas del consumo y muchas veces en regiones cada vez más saturadas de proyectos de este tipo (eólica y fotovoltaica, fundamentalmente).

Lo que se suma a una creciente preocupación de los impactos que supondría convertir el país en un gran exportador de energía. Así, pasar de un saldo netamente importador en 2020 a un saldo exportador de casi 50 TWh de energía eléctrica, o las ingentes cantidades de hidrógeno para exportación anunciadas para 2030, conllevan un incremento sustancial en la ocupación del territorio, el incremento de impactos ambientales y sociales, además de costes de infraestructuras asumidos por toda la población<sup>2</sup>.

Algunos de los efectos perjudiciales de esta falta de planificación, coordinación y control son posibles impactos ecológicos (debidos fundamentalmente a los efectos sinérgicos de los proyectos próximos), así como efectos sociales, sobre el paisaje y sobre la economía de algunas poblaciones, debido a la saturación de proyectos en algunos municipios. A estos se les suman los efectos sobre el sistema eléctrico como son la saturación de algunos nudos, el desplome de precios en las horas de mayor generación, o la necesidad cada vez más habitual de parar o limitar la generación de energía renovable, debido a que la generación se sitúa por encima del consumo.

1 Más información en: <https://www.ecologistasenaccion.org/168265/la-avalancha-de-grandes-proyectos-de-energias-renovables-pone-en-riesgo-una-transicion-energetica-justa-y-ecologica/>

2 Más información en: <https://www.ecologistasenaccion.org/299460/la-actualizacion-del-pniec-aun-esta-lejos-de-una-transformacion-rapida-justa-y-definitiva-frente-a-la-emergencia-climatica/>



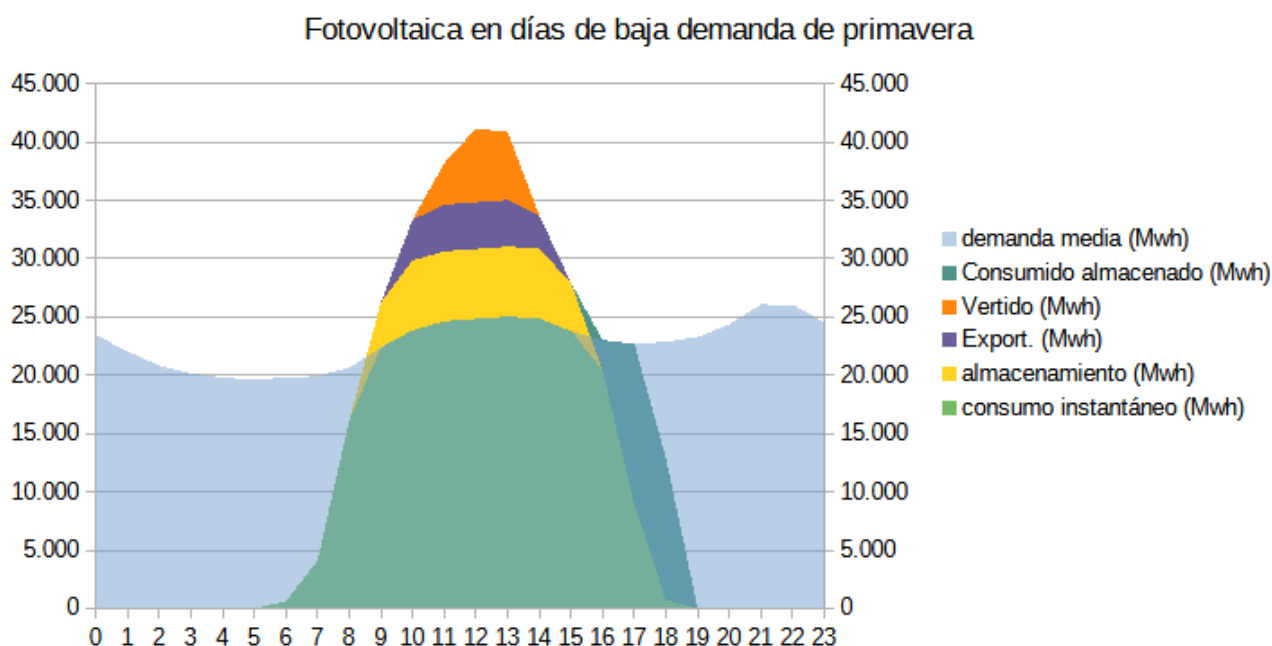
En los últimos años la transformación del sistema eléctrico ha sido notable, se ha pasado de una producción en grandes centrales térmicas de carbón, gas y nuclear a un sistema eléctrico donde la penetración de renovables supera la mitad de la producción. Estamos en un momento transitorio, en el que se debería alcanzar antes del fin de la década un sistema 100% renovable. Esa transformación supone retos adicionales desde el punto de vista de diseño del sistema eléctrico, entre ellos, que la disponibilidad del recurso eólico o fotovoltaico depende de que haya sol o viento haciendo que dimensionar estas potencias sea más importante que nunca para garantizar el suministro y evitar un sobredimensionamiento de las potencias instaladas que genere un exceso de recortes en la generación, los conocidos como vertidos o curtailments, según su denominación en inglés<sup>3</sup>. Por ello, este estudio trata de estimar cuál sería la potencia máxima que se podría instalar de una forma razonable, en el sistema eléctrico peninsular, con el objetivo de lograr un sistema 100% renovable.

El estudio se ha centrado fundamentalmente en la energía fotovoltaica por ser la que mayores volúmenes de permisos de acceso tiene en solicitud en comparación con los objetivos del PNIEC, y también por ser la que presenta un perfil horario predecible y más proclive a que su sobredimensionamiento genere recortes de potencia. A lo largo de este estudio se muestra cómo superado un cierto límite, el incremento de la potencia instalada genera un incremento mayor de la energía no suministrada que de la energía generada, por lo que este punto representaría un límite a la instalación. Este límite depende de múltiples factores como las curvas de demanda, la capacidad de almacenamiento y de exportación, o de la potencia instalada de las distintas fuentes energéticas.

### ¿Cómo se ha valorado las posibles pérdidas según el porcentaje de penetración de renovables?

Se ha simulado el comportamiento del sistema eléctrico en función de distintos parámetros: demanda en barras de central, potencia instalada de eólica, fotovoltaica, termosolar, almacenamiento y capacidad de exportación hacia Francia. Para ello, se han utilizado datos de demanda y generación horaria de los años 2016 a 2018, y se ha simulado el balance del sistema eléctrico hora a hora. Se ha obtenido como resultado la generación máxima de energía que cabría esperarse de estas tecnologías, la cantidad de ella que se consumiría de forma instantánea, la que se almacenaría, la que se exportaría y la cantidad de energía que no sería suministrada por órdenes de parada o limitación de potencia del Operador del Sistema.

<sup>3</sup> Véase glosario para términos como “vertido renovable”



Se han analizado distintos escenarios, dando como resultado unas potencias máximas instalables desde los 51,3 GW en el escenario A (demanda, capacidad de almacenamiento y exportación similares a los actuales) hasta los 94,1 GW en el escenario C (con un incremento de la demanda, capacidad de almacenamiento y exportación en línea con el PNIEC). El escenario B es similar al A con un incremento de la capacidad de almacenamiento en línea con el PNIEC (18,9 GW). El escenario D, por su parte, es similar al B, con una reducción de la demanda en barras de central del 2%. Este escenario sería compatible con el mantenimiento de la demanda final eléctrica, pero con un 20% de la generación en los puntos de consumo o muy próxima.

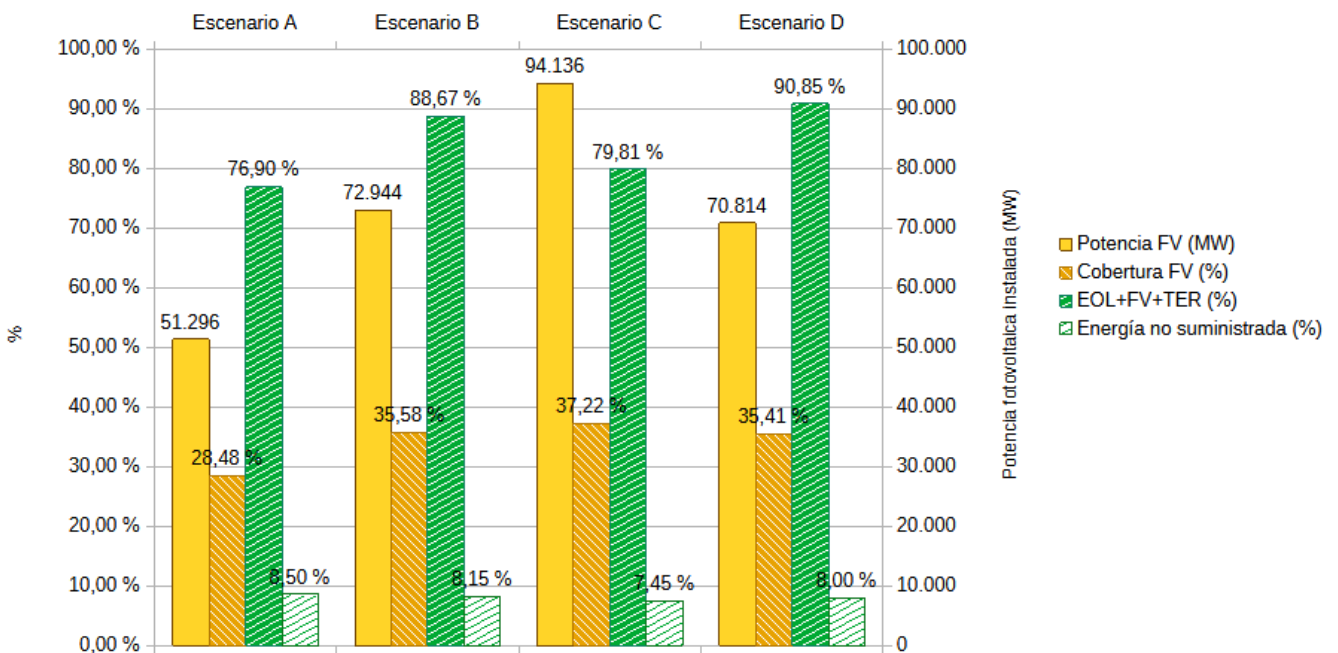
**Las conclusiones de este estudio son claras:**

1. La instalación de grandes potencias fotovoltaicas da lugar a excedentes de energía que el sistema no es capaz de integrar, debido a que la generación se limita a determinadas horas al día, siendo necesario el desarrollo de almacenamiento de larga duración y gran capacidad.
2. El exceso de instalación fotovoltaica da lugar a la necesidad de limitar la generación en determinados momentos, no solo de dicha tecnología, sino también de termosolar y eólica.
3. Existe un exceso de proyectos sobre la potencia objetivo del PNIEC y sobre la potencia que sería razonable instalar, lo que llevaría a un alto nivel de vertidos junto con una ocupación del territorio y de impactos sociales y ambientales muy superior al necesario. Máxime si se potencia el autoconsumo, que reduciría por un lado la demanda en barras de central, al eliminar las pérdidas en las redes, y la potencia a instalar en suelo.
4. La potencia razonable a instalar depende en gran medida de la capacidad de almacenamiento y de la evolución de la demanda, pero en los escenarios analizados, se considera suficiente una potencia fotovoltaica de entre 70 GW y 75 GW, que proporcionaría en torno a un 35% de cobertura.
5. Es imprescindible poner en marcha sistemas de almacenamiento con una capacidad similar a la planteada en el PNIEC, de entre 18 GW y 20 GW, para ser capaces de integrar al máximo la generación renovable intermitente.
6. Los objetivos de generación 100% renovable son más fáciles de alcanzar en un escenario de contención de la demanda y de generación distribuida (escenario D). Los escenarios

B y D alcanzan una cobertura de las fuentes estudiadas del 88% y 90% respectivamente, lo que se considera adecuado con un modelo 100% renovable y sostenible, debiendo ser cubierta la demanda restante por otras fuentes, idealmente gestionables. Teniendo en cuenta que la hidráulica cubre entre el 7,5% y el 15% de la demanda y que depende en gran medida de la pluviometría, y que otras renovables térmicas o residuos renovables cubren actualmente alrededor del 2% de la demanda, un sistema 100% renovable debería planificarse para que las fuentes estudiadas sean capaces de cubrir alrededor del 90% de la demanda. Reducir la cobertura de las tecnologías solares y eólica haría necesaria la instalación de otras fuentes gestionables.

Hay que tener en cuenta que, debido a las limitaciones del estudio (en concreto la posible saturación de determinados nudos de la red de transporte), los números ofrecidos son una estimación máxima, y tanto la potencia razonable a instalar como la cobertura de estas tecnologías puede ser menor que la reflejada en los datos. También es importante resaltar que el resultado incluye la instalación de autoconsumo y de generación en suelo, y que se ha tenido también en cuenta el efecto del almacenamiento de la energía excedentaria.

Potencia fotovoltaica instalada, % cobertura y % energía no suministrada, en el punto de equilibrio, en función de los diferentes escenarios estudiados



**¿Puede este estudio aportar todas las respuestas?**

Este estudio es una estimación que nos ayuda a comprender las limitaciones que tiene la instalación de tecnologías no gestionables, en concreto el incremento de la energía no suministrada, en función de distintos escenarios, con un objetivo de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable. Sus conclusiones arrojan importantes preguntas, como las posibilidades reales de almacenamiento, sobre las que las respuestas pueden condicionar de una o de otra manera los resultados finales.

El informe se limita a abordar cuestiones sobre la capacidad de suministro de la demanda y las potencias necesarias dejando de lado algunos debates que han sido profusamente abordados en documentos previos. El más relevante es el reflejado en informe "Hacia un escenario

energético justo y sostenible en 2050<sup>4</sup>”, en el que ya se establecía la necesidad de decrecer en al menos dos tercios el consumo de energía final (incluyendo los consumos no eléctricos) y cómo la electrificación puede jugar un papel importante en la sustitución de consumos manteniendo la demanda eléctrica niveles similares a los actuales. Del mismo modo, el documento no entra en la ubicación y los condicionantes de las instalaciones renovables. En ese sentido se han realizado numerosos trabajos en los últimos años como la presentación de alegaciones y recursos judiciales a diversos proyectos de renovables, la publicación de un manifiesto, el traslado de demandas a las administraciones públicas y campañas de comunicación<sup>5</sup>. Las conclusiones del actual informe permiten fundamentar un argumento más para seguir exigiendo un sistema eléctrico descentralizado y en manos de la ciudadanía<sup>6</sup>.

Las dificultades para superar el 90% de cobertura solar y eólica sin incrementar de forma significativa los vertidos presentan un desafío político y técnico. Desde Ecologistas en Acción sostenemos que España debe alcanzar la neutralidad climática en 2040, lo que exige una fuerte reducción de los consumos, la electrificación de gran parte del consumo energético, y alcanzar una generación eléctrica 100% renovable en 2030. En estudio se han presentado varias estrategias posibles que deben combinarse de forma inteligente (aumento de generación, cercanía al consumo, almacenamiento, interconexiones, equilibrio entre fuentes...), siempre teniendo en cuenta sus impactos ambientales y económicos. Al mismo tiempo, no se han explorado en profundidad otras estrategias que podrían ayudar a reducir los vertidos y aumentar la cobertura renovable, como por ejemplo la gestión activa de la demanda eléctrica para concentrarla en los momentos de alta generación fotovoltaica. Nuestra estrategia de descarbonización debe ser, al mismo tiempo, audaz, inteligente, justa y bien planificada.

4 Más información en: <https://www.ecologistasenaccion.org/wp-content/uploads/adjuntos-spip/pdf/informe-escenario-enegetico-2050.pdf>

5 Más información en: <https://www.ecologistasenaccion.org/areas-de-accion/energia/>

6 Más información en: <https://www.ecologistasenaccion.org/293184/informe-enfrentar-la-crisis-energetica-y-climatica/>



# Introducción

En los últimos 5 años se ha asistido a un rápido despliegue de energías renovables en el estado español, después de una parálisis prácticamente completa del sector, motivada por los cambios normativos introducidos por el gobierno de M. Rajoy entre los años 2012 y 2013. Este acelerado crecimiento, debido a rápidas bajadas de precios y mejora de los materiales, al impulso internacional y a la especial situación geográfica, política y social de España, ha supuesto entre 2019 y 2024 la instalación de 8 GW eólicos adicionales —con un incremento del 36% en la potencia instalada— y 23 GW fotovoltaicos adicionales, multiplicando por más de siete la potencia (fig. 1.1.).

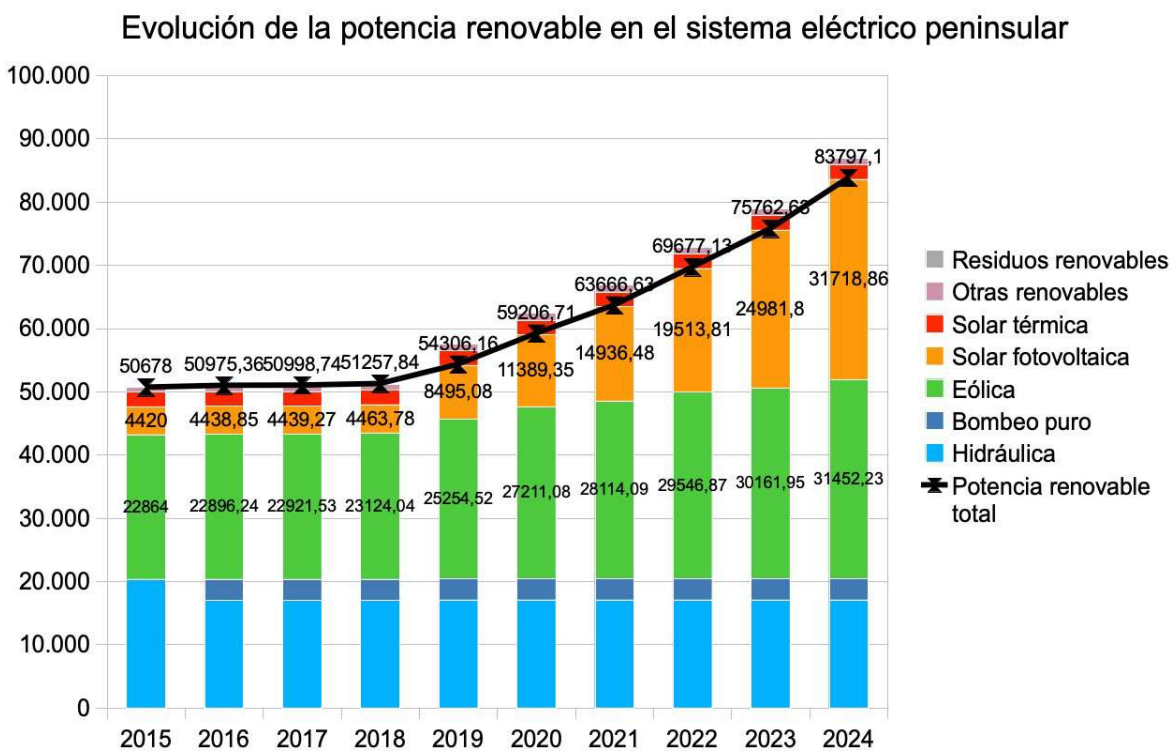


Figura 1.1. Evolución de la potencia renovable instalada en el sistema eléctrico peninsular español entre el año 2015 y 2024. En 2015 la hidráulica incluye el bombeo puro. Elaboración propia a partir de datos de REE.

Este ritmo de instalación ha permitido que el porcentaje de participación de las energías renovables en el sistema eléctrico pase del 35%-40% que suponía hasta el año 2019, al 56% en 2024, y al 60% en los primeros 6 meses del año 2024. Este hecho, junto con el cierre de las térmicas de carbón y el desplazamiento de generación fósil, ha supuesto el principio de la descarbonización del sistema eléctrico, uno de los sectores más emisores, reduciéndose al 40% en 2024 respecto de la media de los años 2014-2018. En cómputo global, en 2022 las emisiones se han reducido en un 10% respecto de la media 2014-2018, a pesar del incremento en las emisiones de sectores como el transporte<sup>7</sup> (figuras 1.2 y 1.3).

7 Las emisiones totales en España, sin contar LULUCF, sumaron 294 millones de tCO<sub>2</sub>-eq (toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>) en 2022, frente a 327,8 millones de tCO<sub>2</sub>-eq, según los datos publicados en el inventario de emisiones a la fecha de elaboración de este informe.

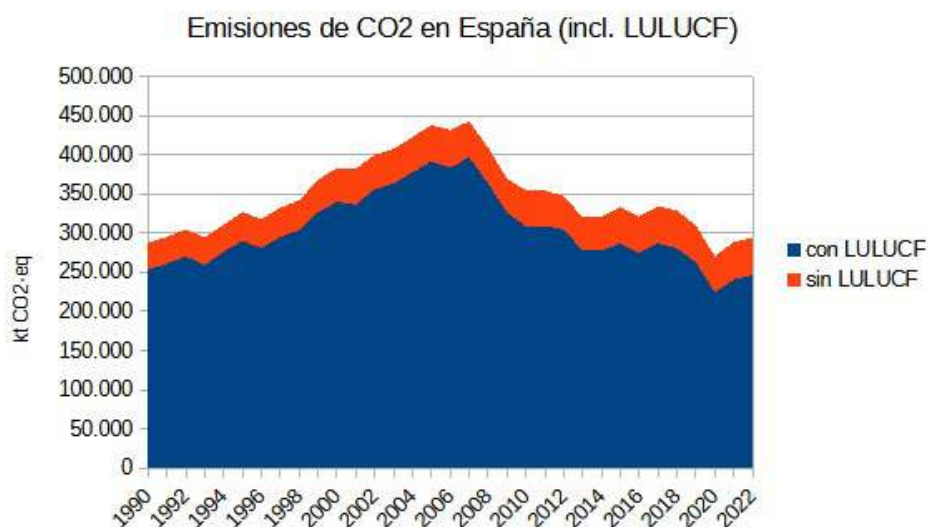


Figura 1.2. Evolución de las emisiones con y sin LULUCF, entre los años 1990 y 2022. Elaboración propia a partir de datos del inventario de emisiones de 2024.

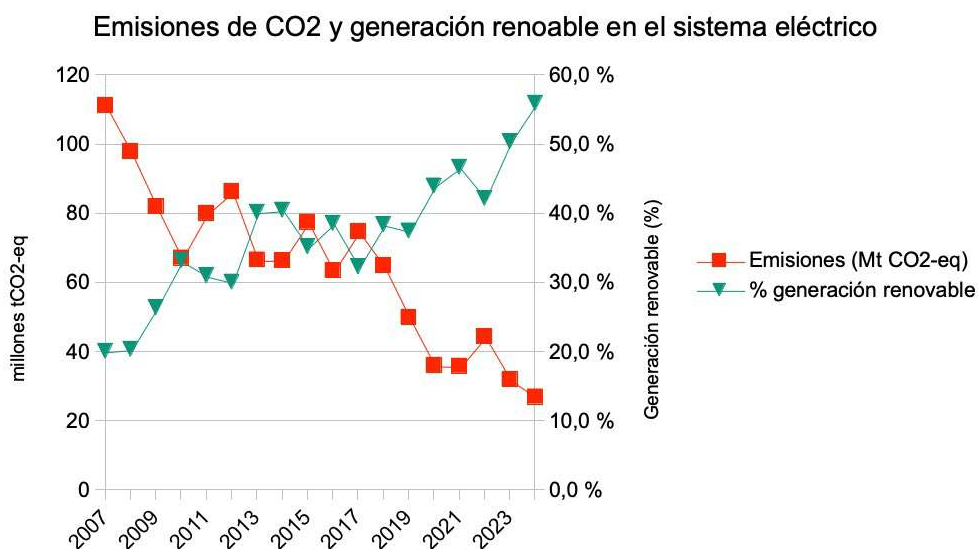


Figura 1.3. Evolución de las emisiones asociadas a la generación eléctrica en el sistema eléctrico nacional y el porcentaje de generación renovable, entre los años 2007 y 2024. Elaboración propia a partir de datos de REE.

Sin embargo, este rápido despliegue no está exento de polémica y ha recibido numerosas críticas. De nuevo, son las grandes instalaciones, en manos de grandes empresas y fondos de inversión, las protagonistas de la “transición energética”. El drástico abaratamiento de las tecnologías y la fuerte inversión pública en distintas áreas geopolíticas (la UE, EEUU, China) han creado apetitosas oportunidades de acumulación de capital en torno a las renovables. Así, la instalación de renovables la está impulsando en la práctica un capitalismo “verde” cuyo modelo se caracteriza por la ausencia total de planificación y control democrático sobre el proceso.

Este modelo distribuye los lugares de producción energética de forma irracional, a menudo a gran distancia de los puntos de consumo. Las empresas productoras acaparan más y más tierras en zonas rurales donde el suelo sale más barato, con efectos potencialmente destructivos sobre la

biodiversidad, el paisaje o el tejido social y económico<sup>8</sup>. Ejemplos claros en el Estado Español los encontramos en Aragón<sup>9</sup> o Extremadura. La forma en que se está materializando esta transición energética resulta injusta porque carga los pesos negativos sobre determinadas poblaciones y territorios. Además, a nivel social abre la puerta a un resentimiento hacia las renovables que la ultraderecha y otros actores no dudan en capitalizar como rechazo a todo lo que suene a ecologismo.

Esta falta de planificación se traduce en un exceso de proyectos para los que se han solicitado permisos de acceso y conexión. Según la web de REE, en marzo de 2025 hay 59,3 GW instalados, entre eólica (31,7 GW), fotovoltaica (27,6 GW) e instalaciones híbridas (11,4 GW)<sup>10</sup>. Además de la potencia en servicio, hay 123,7 GW con permiso de acceso concedido (que aún no están en servicio), y otros 37,4 GW con permiso solicitado. Es posible, y deseable, que aquellos proyectos con altos impactos y rechazo social no lleguen a implementarse de forma efectiva. Aún así es evidente que la potencia solicitada supera con creces los números del PNIEC, ya de por sí engorradados, y hace preguntarse si el rumbo tomado es adecuado.

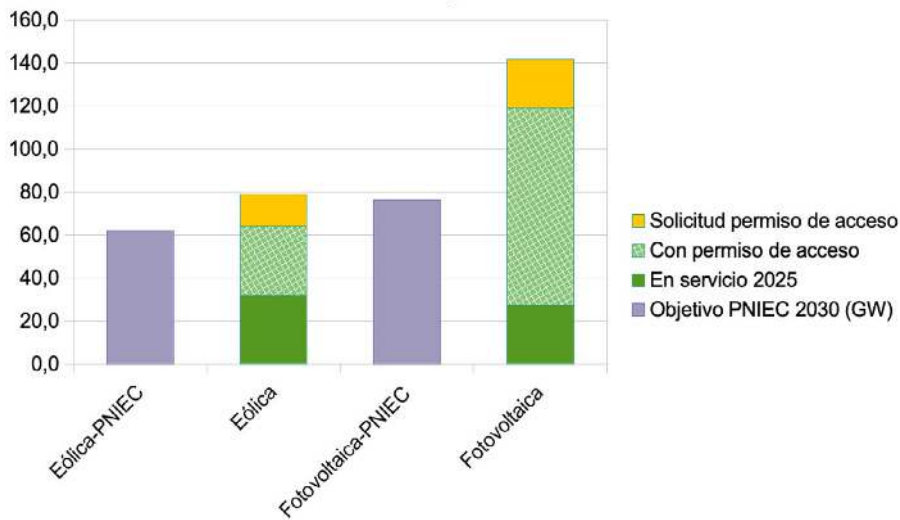


Figura 1.4. Objetivos del PNIEC a 2030 frente a potencia en servicio y con permisos de acceso, concedidos y solicitados. Elaboración propia a partir de datos de REE y PNIEC.

Como se puede observar en la gráfica los objetivos del PNIEC son tener en 2030 62 GW de eólica y 76,4 GW de fotovoltaica. En marzo de 2025 hay 31,7 GW de eólica en servicio, 32,4 GW con el permiso de acceso concedido y 15 GW con el permiso de acceso solicitado, lo que hace un total de 78,9 GW (un 27,2% más que el objetivo). En el caso de la fotovoltaica los números son mucho más abultados, pues cuenta con 27,6 GW en servicio, 91,4 GW con permisos de acceso concedidos y 22,4 GW con permisos de acceso solicitados. Entre la potencia en servicio y la que tiene permiso de acceso concedido suman 119 GW, un 56% más que el objetivo del PNIEC, y si se suma la potencia con permisos de acceso solicitados el total es de 141,4 GW, un 85% más que el objetivo.

8 Sobre los efectos en el tejido económico, existe tanto un potencial de destrucción como de generación de empleo a nivel local. Los factores que inciden en uno y otro fenómeno dependen de múltiples factores, y deben ser considerados caso por caso. Se puede encontrar un estudio reciente a nivel del estado español en el documento "Do renewable energies create local jobs?" (Fabra, 2023).

9 En el caso de Aragón Ecologistas en Acción ha desarrollado un visor cartográfico de energías renovables de Aragón: <https://www.ecologistasenaccion.org/278157/se-crea-el-visor-cartografico-de-energias-renovables-en-aragon/>

10 Estado del acceso y conexión de energías renovables (REE): <https://www.ree.es/es/clientes/datos-acumulados-generacion-renovable>. Las instalaciones híbridas son aquellas que combinan diferentes tecnologías de generación y/o almacenamiento.

El PNIEC, por su parte, plantea estos objetivos teniendo en cuenta tres factores: un incremento en el consumo eléctrico (16% entre 2019 y 2030), un gran incremento en la capacidad de almacenamiento, que multiplica por 3 la potencia, pasando de 6,4 GW a 18,9 GW (22,5 GW si se cuenta el almacenamiento de la termosolar), y sobre todo el gran incremento en la exportación de electricidad, que pasa de tener un balance importador neto en 2019 de 6.862 GWh a un balance exportador neto en 2030 de 27.167 GWh. De esta forma, aunque la generación de electricidad se incrementa en un 54,6% (149.156 GWh anuales), la mayor parte de este incremento se destina a la exportación (27.167 GWh anuales), a generación de hidrógeno verde y otros productos energéticos (55.823 GWh en 2030 frente a 7.636 GWh en 2019), y a almacenamiento (30.342 GWh en 2030 frente a 3.025 GWh en 2019), que una vez vertido al sistema tiene unas pérdidas entre el 15% y el 25%<sup>11</sup>. Para ello el PNIEC tiene también el objetivo de aumentar la capacidad de interconexión a través de una nueva línea con Portugal que elevará la capacidad a 3.000 MW, y 3 nuevas conexiones con Francia, que elevarán la capacidad hasta los 8.000 MW<sup>12</sup>, y duplicar la potencia termosolar de los actuales 2.300 MW a 4.800 MW.

El incremento descontrolado de la potencia de renovables, y especialmente de la fotovoltaica, tiene algunos efectos negativos: ocupación de terreno, impactos en el empleo local, necesidad de construcción de infraestructuras de evacuación, saturación de determinadas regiones, posibles impactos ambientales, necesidad de limitación de potencia en determinados momentos, impactos en los precios, tensiones sociales, necesidad de sistemas de almacenamiento, etc. La energía solar tiene la particularidad de que es totalmente dependiente de las condiciones climáticas (insolación y temperatura), con unos picos de generación al medio día solar y sin generación durante muchas horas del día, además de una generación desigual a lo largo del año.

Por otro lado, la fotovoltaica y la eólica son tecnologías con un alto grado de complementariedad, y si se añade a estas almacenamiento y otras tecnologías renovables gestionables en la proporción adecuada, el sistema se optimiza, minimizando la necesidad de limitaciones de potencia (los llamados “vertidos renovables”) y de impactos de todo tipo. Además, la tecnología fotovoltaica, por su carácter altamente modular, debería tener su sitio predominante en las cubiertas de edificios, espacios antropizados y en caso necesario en la cercanía de los lugares de consumo, como pueden ser suelos cercanos a ciudades, polígonos industriales, comerciales, etc. Ello, por ende, reduciría la necesidad de nuevas líneas de alta tensión para evacuar la energía fotovoltaica desde grandes infraestructuras instaladas en lugares lejanos a los puntos de consumo, con los consiguientes impactos sociales, ecológicos y económicos.

A este respecto, cabe señalar que el incremento en la instalación de fotovoltaica en grandes parques está yendo en paralelo a la instalación de autoconsumo de esta misma tecnología, que en estos años ha pasado de los 72 MW instalados en 2016 a 7.200 MW en 2023. Este incremento supone que el autoconsumo genera ya el 3% de la demanda<sup>13</sup>, y está en línea con el objetivo del PNIEC y de la Hoja de Ruta del Autoconsumo de alcanzar o superar los 14.000 MW en 2030. El efecto del autoconsumo, al igual que el efecto de la generación fotovoltaica vertida al sistema, es claramente visible en las gráficas de demanda y generación de REE (figuras 1.4, 1.5 y 1.6).

11 PNIEC, Borrador de actualización, junio de 2023. Tablas A18 (generación eléctrica bruta) y A19 (balance eléctrico).

12 El PNIEC prevé las interconexiones entre Aquitania (FR) y el País Vasco (ES) -Proyecto del Golfo de Vizcaya-, entre Aragón (ES) y Pirineos Atlánticos (FR), y entre Navarra (ES) y Landas (FR). Interconexiones muy cuestionadas véase: <https://www.ecologistasenaccion.org/303312/ree-empieza-las-obras-de-la-interconexion-a-pesar-de-la-medida-cautelar-aprobada/> o <https://www.ecologistasenaccion.org/124902/cataluna-aragon-navarra-y-euskadi-se-unen-contra-las-autopistas-electricas/>

13 APPA autoconsumo. 2023. Informe anual del autoconsumo fotovoltaico.

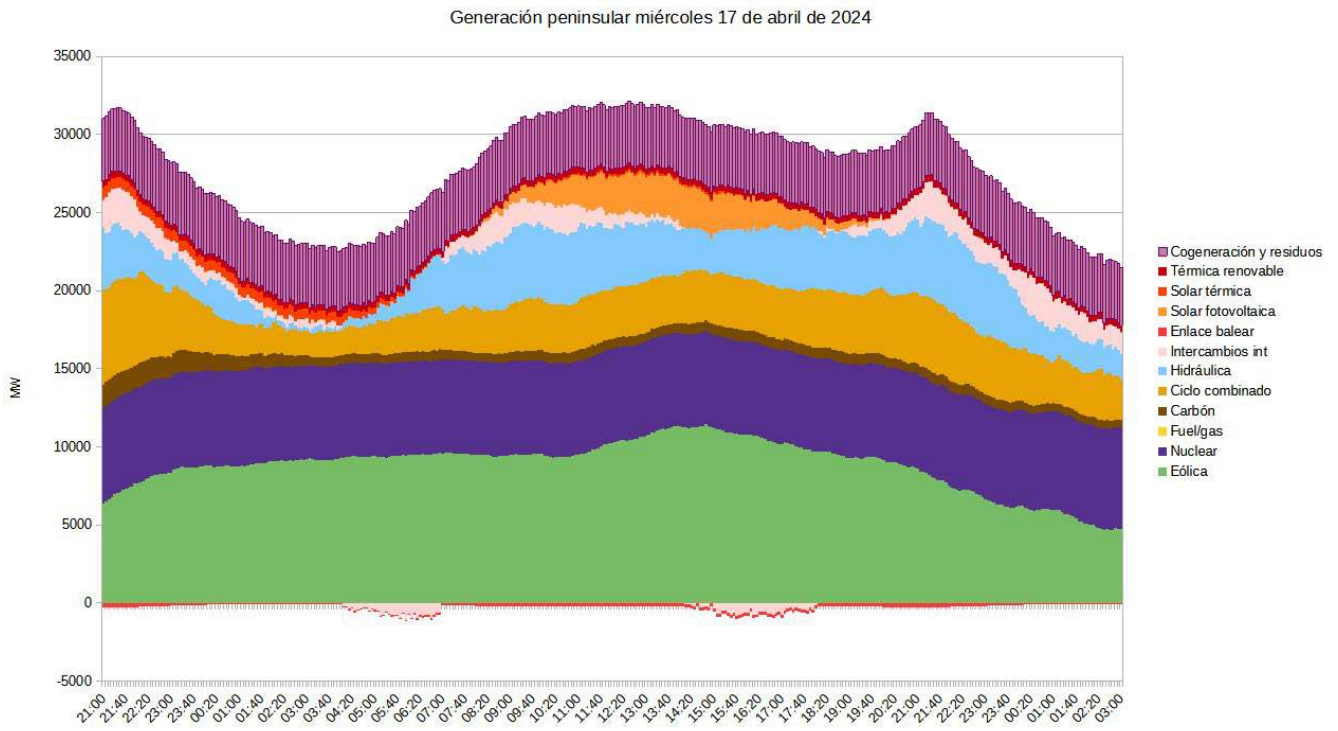


Figura 1.5. Generación eléctrica por fuentes el miércoles 17 de abril de 2019. Elaboración propia a partir de datos de REE.

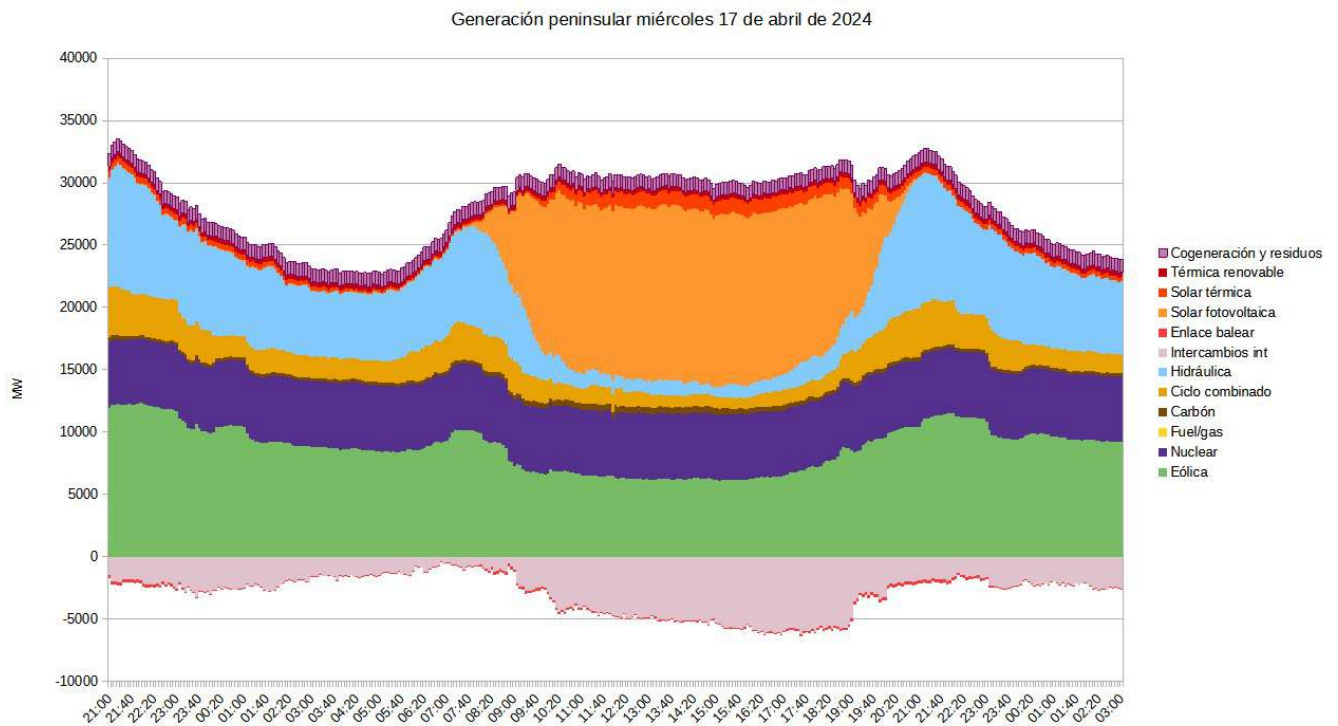


Figura 1.6. Generación eléctrica por fuentes el miércoles 17 de abril de 2024. Elaboración propia a partir de datos de REE.

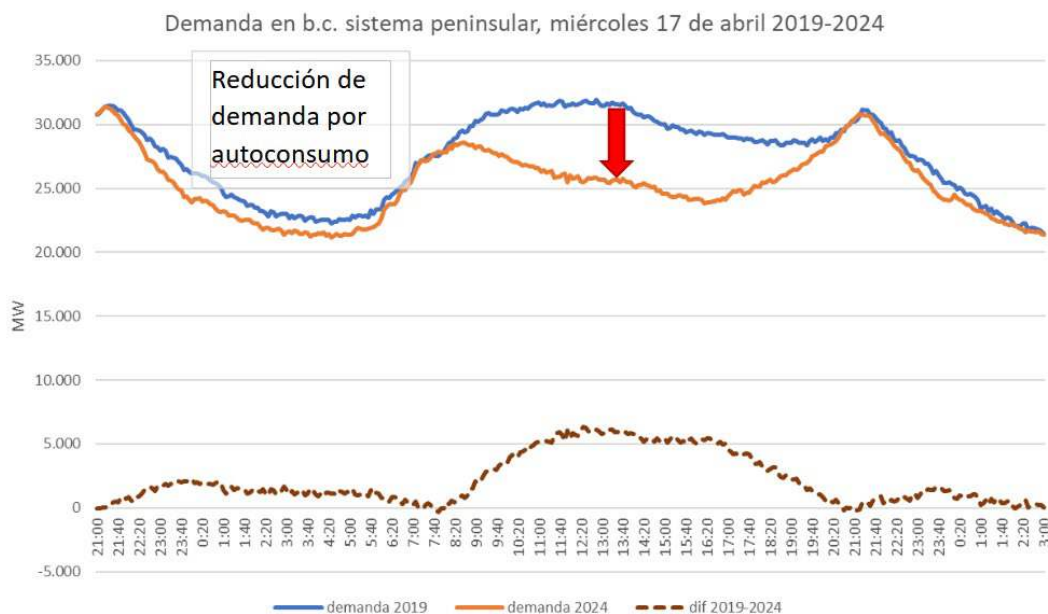


Figura 1.7. Efecto del autoconsumo fotovoltaico en la curva de demanda. Comparación de las curvas entre dos días laborables de abril de 2019 y abril de 2024. Fuente: REE.

La planificación cuidadosa del sistema y la matriz de generación es necesaria de cara a garantizar el funcionamiento óptimo del sistema y la minimización de los impactos sociales y ambientales. Sin embargo, a la vista de los datos, todo parece indicar que nos encontramos inmersos en una burbuja especulativa en la que muchos de los proyectos que hay sobre la mesa caerán principalmente por tres motivos: bien por la incapacidad de obtención de evaluaciones ambientales positivas, bien por el impacto de los bajos precios observados durante las horas centrales del día o bien por vía judicial a través de recursos presentados por organizaciones como Ecologistas en Acción. Los impactos económicos de esa falta de una adecuada planificación no solo se restringirán a las instalaciones en suelo sino que podrían incluso generar un efecto de ralentización de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.

Los bajos precios y la sencillez de instalación de la fotovoltaica está llevando a esta situación de explosión de instalaciones. Sin embargo, debido a sus características, cabe preguntarse cuáles son los límites razonables de instalación (ya sea en formato de autoconsumo, ya sea en formato de instalaciones más grandes). La cuestión varía en función de diversos factores, entre los que podemos destacar el nivel y la curva de consumo, la capacidad de almacenamiento y de exportación, y el nivel de limitación de generación que se considere razonable.

### Balance de potencia en el sistema eléctrico

El sistema eléctrico requiere (entre otras cosas) un balance continuo entre la potencia generada y la potencia consumida, con un margen relativamente estrecho de actuación. Uno de los retos de un sistema 100% renovable y de la transición hacia este sistema es hacer frente a la intermitencia de las distintas fuentes renovables. Durante la noche la energía solar fotovoltaica no genera electricidad. Durante los días nublados lo hace con menor intensidad, así como en los meses de invierno. La eólica depende de que haga viento, y la hidráulica de las reservas hídricas. Las fuentes gestionables, como el biogás o la biomasa, son muy cuestionables, y tienen limitaciones, al depender de que su aprovechamiento se realice en condiciones de sostenibilidad de las

masas forestales y agrícolas, de los restos y de los residuos orgánicos, ya que todos ellos tienen impactos en el consumo de agua, territorio, transporte y gestión. Ha de tenerse en cuenta que nos encontramos en una región que cada vez tiene menos precipitaciones y con épocas recurrentes de sequía. Y no puede obviarse el origen de dichos restos, entre los cuales nunca deberían estar actividades altamente impactantes como la ganadería intensiva, especialmente las macrogranjas, o la agricultura intensiva en agrotóxicos, por poner sólo dos ejemplos muy claros.

La energía eléctrica debe consumirse en el momento en que se genera, y generarse en el momento en que se consume, con unos límites relativamente estrechos. De lo contrario, el sistema se vuelve inestable muy rápidamente. Por lo tanto, es necesario generar la energía necesaria en el momento necesario y en el sitio adecuado. Para ello hay que tener en cuenta las pérdidas en las redes de transmisión y distribución y la capacidad de sus líneas y nudos —lo que se logra mediante el control de frecuencia y en varios órdenes de regulación, en función del tiempo de reacción necesario—. Además, el sistema necesita mantener los niveles de tensión mediante el control de la energía reactiva, lo que hoy en día se realiza mediante generadores síncronos.

Si nos centramos en el balance energético (potencia), se puede observar que las tecnologías solares (fotovoltaica y termosolar) y la eólica se complementan casi a la perfección, tanto a nivel diario (la eólica genera más durante las noches) como a nivel estacional (la eólica genera más durante el invierno). La hidroeléctrica juega un papel muy relevante por su capacidad de almacenamiento, de regulación y de generación síncrona. Un papel similar puede jugar la biomasa, biogás o biolíquidos, siempre que cumplan con estrictos criterios de sostenibilidad y de reducción real de emisiones en el ciclo completo de vida.

En cualquier caso, si en un momento dado el sistema es capaz de generar más energía de la que va a consumir o está consumiendo, pueden hacerse varias cosas: almacenar parte de esa energía para consumirla posteriormente, exportar energía a otras regiones, desplazar consumos en el tiempo (gestión de la demanda), poner en marcha sistemas de transformación como por ejemplo producción de hidrógeno verde o, en última instancia, limitar la potencia de salida de algunos de los sistemas. Cada una de estas opciones tiene ventajas e inconvenientes.

### Almacenar energía excedentaria

Almacenar la energía excedentaria es una necesidad en un sistema con una alta penetración de renovables no gestionables. Sin embargo, el almacenamiento de grandes cantidades de energía, es costoso, ineficiente y requiere una gran cantidad de materiales y espacio.

Es costoso porque las infraestructuras de almacenamiento son caras. Es ineficiente porque la energía devuelta al sistema por un sistema de almacenamiento es siempre inferior a la que ha consumido para su almacenamiento. Requiere materiales diversos en función de la tecnología de almacenamiento, espacio e infraestructuras. Algunos de estos materiales son caros y escasos (caso de las baterías). En otros casos existe un cierto impacto en espacios naturales (caso de los embalses de bombeo). Por lo tanto, siendo el almacenamiento imprescindible para lograr un sistema 100% renovable, es necesario optimizar su capacidad y ajustarla al resto de límites planetarios y a criterios de justicia social.

### Exportar energía excedentaria

Intercambiar energía con otras regiones incrementa la versatilidad del sistema, siempre que las otras regiones tengan fuentes de generación complementarias. Por ejemplo, en el caso de la energía solar fotovoltaica, es muy probable que en los escenarios de fuerte insolación y baja demanda en el sistema peninsular español, se dé una situación similar en el sistema portugués,

el balear y el marroquí .

Por otra parte, las interconexiones internacionales también son infraestructuras costosas, con impactos ambientales, y contestadas en la mayoría de las ocasiones por movimientos ambientales y sociales, por lo que de igual forma deberían ser minimizadas. En ese sentido mostramos nuestra oposición a las cuotas de interconexión de la UE y pedimos la retirada de los proyectos de interconexión hasta que se proceda a un adecuado dimensionamiento de la potencia eléctrica necesaria.

### **Aumentar el consumo o desplazar cargas**

Se puede incrementar el consumo mediante mecanismos de regulación de la demanda, o bien transformando la energía excedentaria en otro vector energético, como puede ser el hidrógeno. El hidrógeno, que se podría considerar también como una forma de almacenamiento, no se considera de momento para grandes cantidades, debido a la baja eficiencia que representa la electrólisis y la posterior conversión en electricidad. Sí que podría servir para usos térmicos, con ciertos límites. Se podría pensar en otras formas de almacenar energía, como el almacenamiento térmico, no ya para volver a ser convertido en electricidad, sino para el propio aprovechamiento en forma de calor o frío, aún por explotar.

Sin embargo, aumentar artificialmente el consumo o incentivar su incremento simplemente por el hecho de que se ha instalado demasiada potencia y hay que consumirla, supone un derroche. De nuevo, instalar demasiada potencia supone incrementar los impactos, cambiar usos de suelo, aumentar el uso de materiales y encarecer el sistema. De igual forma, pensar en exportar hidrógeno en grandes cantidades y a grandes distancias tiene los mismos impactos que los anteriormente expuestos, por lo que no se considera una alternativa viable ni ecológica ni socialmente. Al menos no lo es mediante el modelo que se está implantando en los territorios.

Una alternativa es desplazar cargas hacia momentos en que existe generación “ociosa” mediante técnicas de gestión de la demanda, esto es, acoplar el consumo a la demanda para consumir la energía cuando hay posibilidades de que esta sea generada. Esto supone un cambio de paradigma respecto al modelo actual, que se basa en acoplar la generación al consumo; en el modelo actual, el sistema se diseña para que sea capaz de suministrar la energía en cualquier momento en que esta se demande, lo que obliga a tener un sobredimensionamiento de sistemas. Los mecanismos de gestión de la demanda existentes son válidos únicamente para grandes consumidores, muy alejados del consumidor doméstico o PYMEs, y tienen un gran potencial de incremento si se dan las señales adecuadas.

### **Reducir la energía generada**

Reducir la energía que las instalaciones son capaces de proporcionar en un momento determinado (es decir, parar instalaciones o reducir la potencia entregada por las mismas) es una opción viable, aunque también con límites. Igual que en el resto de opciones, encarece el sistema e incrementa los impactos y el uso de suelo, al ser necesario tener más potencia instalada de la que podría ser necesaria, en caso de que estas limitaciones de potencia se realicen en exceso.

Por lo anteriormente citado, lo ideal es dotar al sistema de diversidad de fuentes, que se complementan unas con otras, unido al desarrollo equilibrado de capacidad de almacenamiento y de gestión de la demanda. Un ejemplo de complementariedad se da entre las tecnologías solares y eólicas, tanto a nivel intradiario como a nivel estacional.



# Objetivos y limitaciones

## Objetivos

El objetivo principal de este estudio es analizar la cantidad de fotovoltaica y otras renovables, en principio no gestionables, como la eólica y la termosolar<sup>14</sup>, que el sistema eléctrico peninsular es capaz de absorber en función de distintas variables como son la capacidad de almacenamiento y de exportación, o el nivel de vertidos (limitación de potencia) asumibles.

Se plantean varios escenarios, en los que se analiza la influencia de la demanda, la capacidad de almacenamiento y la exportación. En dos de los escenarios se parte de un leve incremento del consumo eléctrico, teniendo en cuenta que, aunque se den reducciones importantes en los consumos actuales de electricidad, otros consumos relacionados con el transporte, la calefacción, o procesos industriales, tenderán a electrificarse. En el tercer escenario se plantean los objetivos del PNIEC 2023-2030, y en el cuarto escenario se reduce ligeramente la demanda en barras de central y se analiza una menor implantación de eólica y termosolar respecto al PNIEC.

Se analiza también la influencia del incremento de eólica, de fotovoltaica, o de almacenamiento, en el comportamiento del sistema eléctrico, el nivel de vertidos y la cobertura de las fuentes estudiadas.

## ¿Qué es y qué no es este informe?

Este informe es:

- El resultado de una serie de simulaciones, con un modelo simplificado del sector eléctrico, variando una serie de parámetros.
- Un análisis técnico de los datos que ofrece el modelo, junto con una valoración de los mismos.
- Un estudio con claras limitaciones, en particular, no se entra a valorar cuales deben de ser los usos finales de la energía en un escenario de decrecimiento de<sup>2/3</sup>. Aún así, se hace evidente que esta reducción solo será posible mediante una transformación radical del sistema hacia una nueva cultura de la tierra<sup>15</sup>.
- Los resultados ofrecen, bajo las hipótesis estudiadas, valores máximos de implantación a nivel peninsular.

Este informe no es:

- Una hoja de ruta, de hecho para la elaboración de este estudio se ha partido de considerar un nivel de consumo eléctrico similar al actual, y con un perfil de consumo eléctrico también similar al actual.

14 La termosolar es parcialmente gestionable gracias al almacenamiento térmico con que suele contar. Sin embargo, este almacenamiento suele estar dimensionado para absorber la energía excedentaria en los momentos de punta de generación y liberarla más tarde. Reducciones de potencia importantes durante las horas centrales del día, especialmente en los periodos de mayor insolación, hacen que toda la energía potencialmente almacenable no tenga cabida, en la práctica en los almacenamientos térmicos, que deberían ser para ello redimensionados.

15 Más información sobre una Nueva cultura de la Tierra en: <https://www.ecologistasenaccion.org/315914/nueva-cultura-de-la-tierra/>

- Un modelo total del sistema energético. Así, no se aborda con claridad como debe de ser electrificado y que usos deben ser parcial o totalmente eliminados.
- Un posicionamiento de Ecologistas en Acción, es un trabajo técnico en constante actualización para facilitar la comprensión de debates complejos.
- Una definición de dónde instalar renovables o dónde no instalarlas. El estudio no hace una regionalización de los datos, tampoco evalúa nudo a nudo cuales deben ser las potencias a instalar en cada uno de ellos, ni el tamaño de las instalaciones. Sin embargo, el estudio se fundamenta en la defensa de un modelo que acerque la producción a los puntos de consumo y en la democratización de la energía.
- Tampoco se aborda el posible efecto positivo o limitaciones que supone la acción individual y colectiva. Por ejemplo, no se entra a valorar la rapidez o lentitud en la implantación de renovables en comunidades de vecinos u otros espacios urbanos, o los efectos que puede tener sobre la especulación inmobiliaria.

## Hipótesis de trabajo y limitaciones

Para la realización del estudio se ha partido de las siguientes hipótesis:

- El rendimiento de los sistemas de almacenamiento es del 75%, correspondiente a la media en los sistemas de bombeo, según datos de REE y PNIEC.
- Las curvas de consumo son similares a las actuales.
- Es necesario un mínimo del 10% de generación síncrona en el sistema, además de los sistemas de formación de red que puedan ponerse en marcha a partir de la generación asíncrona.
- No hay limitaciones en la capacidad de absorción de la red de transporte y distribución de la energía generada.

Debido a estas hipótesis, el estudio tiene unas limitaciones claras. Una de ellas es la derivada de la ubicación de las instalaciones y las limitaciones de capacidad de las redes de transporte eléctrico. Dichas limitaciones no se han tenido en cuenta, considerando que en cualquier momento el sistema es capaz de absorber toda la energía generada y demandada, por lo que en la práctica los vertidos renovables pueden ser superiores a los estudiados por saturación de las redes. Por ello, se vuelve a ver la necesidad de una planificación realista para el desarrollo de las renovables por parte del Estado y las Comunidades Autónomas.

Otra de las limitaciones del estudio responde a la curva de demanda, que se ha considerado similar a la actual, de forma que no se han tenido en cuenta posibles desplazamientos de cargas (consumo), ni en distintas franjas horarias como en distintos días o estaciones del año. Tampoco se han considerado nuevos consumos que puedan aparecer, como movilidad eléctrica, climatización, o generación de hidrógeno renovable. Sin embargo, se ha partido de la base de que los nuevos consumos no deberían suponer un incremento significativo en la demanda, debido a la eliminación de consumos innecesarios, una mayor eficiencia y ahorros en el consumo, además del aumento del autoconsumo.

No se ha estudiado el efecto de los precios ni ninguna cuestión económica, limitándose el estudio a los condicionantes técnicos del balance de potencia en el sistema eléctrico. Tampoco se ha tenido en cuenta la evolución de los costes de las materias primas o de la instalación de renovables, ni su efecto en los precios del mercado eléctrico. En este sentido, por ejemplo, se ha

considerado que el almacenamiento funciona siempre que exista energía excedentaria, independientemente del precio de la energía.

En cuanto al almacenamiento, se ha considerado una capacidad de almacenamiento amplia, más propia del almacenamiento por bombeo hidráulico que de baterías, por lo que en la mayoría de escenarios analizados la limitación del sistema viene determinada por la potencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento que por la capacidad energética del mismo.

# Antecedentes y datos de partida

## Estudios previos

Existen estudios e informes a nivel mundial sobre escenarios energéticos y diversas cuestiones relacionadas. En concreto, podemos citar, entre los estudios de la Agencia Internacional de la Energía, el publicado en 2023 por el Grupo de Trabajo 16 del Programa sobre Sistemas Fotovoltaicos (IEA-PVPS), relativo a la generación firme de energía a partir de fuentes intermitentes variables (VRE por sus siglas en inglés), mediante acumulación de la energía excedentaria, fundamentalmente en baterías (R. Perez et al. 2023).

Si nos centramos en los estudios realizados a nivel español o peninsular, podemos citar los siguientes.

En 2015, Ecologistas en Acción publicó el informe “Hacia un Escenario Energético Justo y Sostenible en 2050”, en el que se describe una senda de transición energética (teniendo en cuenta toda la energía consumida, no sólo la eléctrica), llegando a un consumo 100% renovable en 2050. El sistema está basado en la soberanía energética, la descentralización y la resiliencia. En este escenario se plantea una reducción muy significativa del consumo energético (quedando en alrededor de un tercio respecto del consumo de 2015). La energía eléctrica mantiene su consumo actual, produciéndose fuertes reducciones de consumo en los usos actuales por efecto de la implantación masiva de sistemas de ahorro y eficiencia, pero electrificándose otros sectores como la movilidad o parte de la climatización. En este escenario, la fotovoltaica tendría una potencia instalada de 45 GW y la eólica de 40 GW, teniendo también un papel relevante la generación termosolar y de biogás.

En 2016, el Observatorio Crítico de la Energía (OCE) analizaba 2 estudios de ámbito estatal, uno en Francia y otro en España, que estudiaban mix energéticos 100% renovables. Para España, el mix se apoyaba en tecnologías eólica y solar, con un aporte aproximado del doble de energía de la eólica respecto de la solar, y con diferentes potencias en función del grado de implantación de otras tecnologías que aportan firmeza al sistema (almacenamiento y biomasa)<sup>16</sup>.

En el escenario francés (“Vers un mix électrique 100% Renouvelable en 2050”) se consigue un mix eléctrico 100% renovable mediante 63% de la potencia eólica, 17% solar y 13% hidráulica. El coste sería de 77 €/MWh.

La tesis doctoral de Santiago Galbete simuló el funcionamiento del sistema eléctrico con datos horarios de 10 años y perfiles de generación renovable, llegando a un mix diferente en función de la capacidad de almacenamiento y la instalación de potencia gestionable (biomasa, geotermia y solar térmica con almacenamiento en sales fundidas). Analizó 2 escenarios: “España-1”: Sistema con 63 GW eólicos y 34 GW solares, en el que la garantía de suministro se conseguía con 9 GW de bombeo y 8 GW de potencia renovable gestionable; y “España-2”: Sistema con 54 GW eólicos y 27 GW solares, en el que la garantía de suministro se conseguía con 6 GW de bombeo y 12 GW de potencia renovable gestionable. El coste según Galbete se situaba en la horquilla de los 84-107 €/MWh, si bien ya advertía de la necesidad de revisar los números por la caída de costes de las renovables.

16 “Algunos aspectos clave de un sistema 100% renovable: controlabilidad, mix óptimo y precio”. Energías Renovables, 2016 <https://fundacionrenovables.org/algunos-aspectos-clave-de-un-sistema-100-renovable-controlabilidad-mix-optimo-y-precio/>

En 2021, el IDAE presentó, para la elaboración de la Hoja de Ruta del Autoconsumo, un estudio sobre el potencial fotovoltaico para el autoconsumo en España. En dicho estudio se estudia el potencial técnico (en función de la insolación y la capacidad de las cubiertas), el potencial económico (en función del plazo de recuperación de la inversión) y el potencial real (en función de factores sociales que hacen que la tecnología se adopte de forma más o menos rápida). El estudio analizaba diferentes segmentos de mercado (residencial, industrial y comercial) y 3 escenarios (escenario base, de alta y de baja penetración). Según el estudio, el potencial técnico en España es de 168 GW, mientras que el potencial económico (con periodos de retorno entre 7 y 11 años) es de 15 GW en 2030 y el potencial real de 9 GW<sup>17</sup>.

Por su parte, el PNIEC establece a 2030 un escenario de incremento del consumo del 16% respecto de 2019, si bien en un marco de fuerte incremento de la generación (un 54% adicional), que principalmente se destina a la exportación y generación de hidrógeno. Este modelo (que no llega a ser 100% renovable) plantea unos objetivos de potencia instalada de 62 GW de eólica y 76,4 GW de fotovoltaica, con los consiguientes impactos ambientales, sociales y paisajísticos. Requiere además fuertes inversiones en almacenamiento para ser viable: pasar de 6,4 GW de almacenamiento en 2019 a 18,9 GW de almacenamiento en 2030.

## Nivel de consumo de electricidad

Uno de los puntos de partida a la hora de establecer límites razonables de instalación renovable (o de cualquier tipo), es el nivel de consumo y su evolución a lo largo del año. El primer dato que debe tenerse en cuenta es que la electricidad es, hoy en día, apenas la cuarta parte de la energía que se consume. La mitad de la energía final son productos petrolíferos, fundamentalmente gasolina y gasoil para el transporte, además de calefacciones y procesos térmicos industriales. El gas fósil representa un 15%, fundamentalmente destinado a calefacciones y usos industriales (en cómputo total, el gas representa una cuarta parte de la energía primaria, pero una parte se destina a generación eléctrica).

Algunos usos térmicos se abastecen con renovables no eléctricas, como la biomasa, el biogás o la solar térmica, pero son aún una pequeña parte del total del consumo energético del estado español. Del grado de electrificación del consumo de energía dependerá que la demanda sea mayor o menor, pero también del grado de eficiencia en su consumo, ya que actualmente hay un gran recorrido pendiente simplemente ahorrando derroches totalmente innecesarios. En este estudio se partirá del mantenimiento del consumo eléctrico.

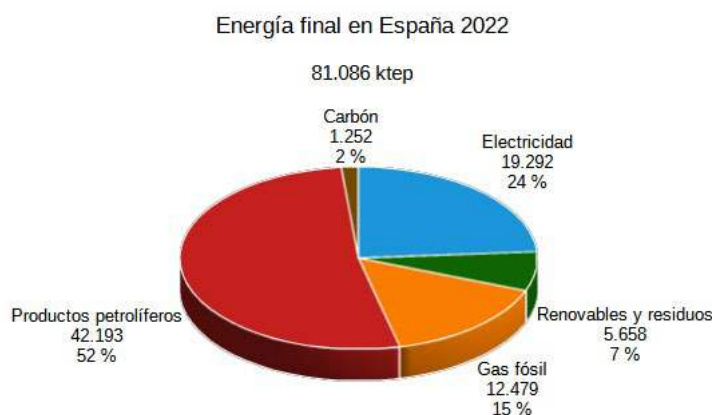


Figura 3.1. Energía final en el estado español (2022). Elaboración propia a partir de datos del balance energético de España 2021.2022 (Secretaría de Estado de la Energía).

17 IDAE, 2021. Estudio sobre el potencial fotovoltaico para autoconsumo en España.

La energía es un factor clave para el desarrollo de las sociedades. Diversos estudios (MARTINEZ, 2008, STEINBERG, 2009) relacionan el grado de desarrollo (IDH, Índice de desarrollo humano) con el consumo de energía, concluyendo que la consecución de una vida digna para las poblaciones lleva aparejado un consumo mínimo de energía. También se constata que, llegado a un punto, el aumento en dicho consumo no lleva aparejado un incremento sustancial de la mejora en la calidad de vida. Estudios recientes (Hickey y Sullivan, 2024, Millward-Hopkins, 2022, Millward-Hopkins et al. 2020), estiman que se pueden satisfacer estándares de vida dignos para el conjunto de la población mundial con requerimientos de materiales y energía muy inferiores a los actuales - reducciones de hasta un 70% -, dentro de marcos de reducción de las desigualdades.

El modelo económico actual, sin embargo, está basado en el incremento del consumo generalizado de productos y servicios. Aunque desde ciertos ámbitos institucionales se ha empezado a promover en parte la eficiencia energética, las reducciones planteadas son mínimas, y siempre dentro de un marco de crecimiento económico que es imprescindible cuestionar (por ejemplo, el PNIEC)<sup>18</sup>.

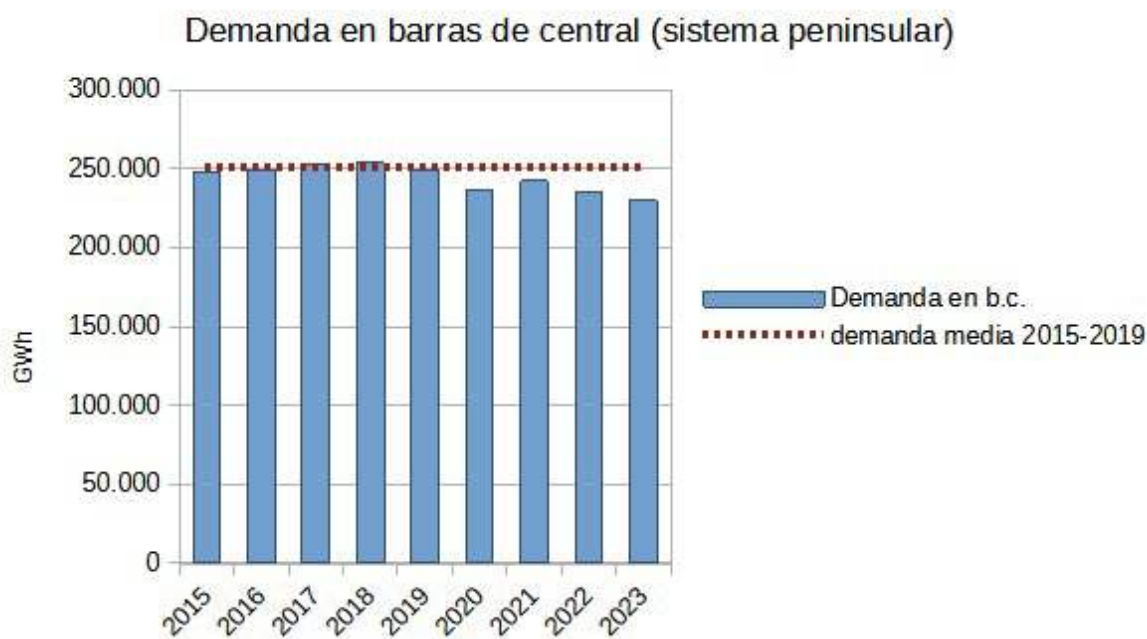


Figura 3.2. Demanda en barras de central en el sistema eléctrico peninsular entre los años 2015 y 2023. Elaboración propia a partir de datos de REE.

Los países y poblaciones enriquecidas deberían reducir su consumo de energía y materiales, comenzando por evitar el derroche y tendiendo a una vida más austera. Aunque esto no niega que las sociedades o personas con menor consumo deben aumentarlo para conseguir llegar a

18 El modelo matemático obligado por la UE para la elaboración del PNIEC (TIMES-Synergia) se basa en el libre mercado como actor de regulación clave de los comportamientos económicos. Es decir, la determinación de las medidas con mayor coste y efectividad se basa en el precio obtenido por las curvas de oferta y demanda de productores y consumidores, de forma que las medidas introducidas quedan muy limitadas a medidas de mercado como las tasas e impuestos, las subastas de derechos de emisión o los subsidios y apoyos a la inversión. Así, medidas más duras basadas en la planificación, las restricciones a las operaciones o la regulación del cierre de sectores apenas tienen cabida dentro de las medidas planteadas. Más información en el informe Cerrar la brecha de la ambición política disponible en: <https://www.ecologistasenaccion.org/306850/informe-cerrar-la-brecha-de-la-ambicion-politica/>

esas mismas condiciones. A nivel global, dentro de un marco general de necesidad de reducción del consumo, las energías fósiles y nuclear deberán sustituirse por renovables.

En este estudio se partirá de un nivel de consumo eléctrico similar al actual, y con un perfil de consumo también similar al actual. Se ha partido de la curva de demanda horaria de los años 2016 a 2019. Los años posteriores a 2019 son menos representativos, debido a la COVID-19 y crisis económica posterior, guerra de Ucrania y crisis de precios de los años 2021 en adelante, y la irrupción del autoconsumo fotovoltaico. En la figura 3.2 se puede apreciar el descenso de consumo en el año 2020 respecto del año anterior y respecto de la media de los cinco años previos, debido a la crisis de la COVID-19. El año 2021, pese a que empieza la recuperación económica, da comienzo la guerra entre Rusia y Ucrania y el alza de los precios del gas y la electricidad hace que se reduzca el consumo e irrumpa con fuerza el autoconsumo fotovoltaico a partir del año siguiente. En la figura 1.6 se puede observar la distorsión que produce el autoconsumo sobre la curva de demanda. Se partirá de la hipótesis de que la forma de la curva de demanda se mantiene, y el autoconsumo se contabilizará como parte de la generación.

Se ha partido de un nivel de demanda en barras de central (b.c.) de 254.000 GWh, similar al del año 2018 y aproximadamente un 1,5% superior a la demanda media peninsular de los años 2015 a 2019. Se han normalizado a este valor las curvas de demanda de los años estudiados. Los requerimientos de un mayor o menor requerimiento de potencia instalada son proporcionales al nivel de consumo, si el resto de parámetros analizados se mantienen iguales. Por otro lado, la demanda en barras de central puede variar en función de la mayor o menor cercanía de los puntos de consumo y generación. Si una gran parte de la generación es cercana a los puntos de consumo, o está directamente conectada a ellos (autoconsumo), las pérdidas en las redes de transporte y distribución -que representan entre el 10% y el 12%- se reducen. En el escenario D (ver apartado 5.5. Escenarios analizados) se ha reducido la demanda en b.c. a 248.000 GWh, un 2% inferior a la media de los años 2015 a 2019, considerando una demanda final similar a la de dichos años pero una generación del 20% de la energía en las cercanías de los puntos de consumo.

## Curvas de demanda eléctrica

Si se analiza la demanda diaria en barras de central (figura 3.3), se observa que hay una variación importante entre unos días y otros, así como a nivel estacional, desde los 550 GWh de demanda diaria durante los días en que menos se consume (fines de semana y festivos de primavera y otoño) hasta los más de 800 GWh diarios de los días en que más se consume (días laborables de invierno y verano). La tendencia general es de un mayor consumo en los meses de invierno y verano, y un menor consumo en los meses de primavera y otoño, que podemos atribuir a las distintas exigencias en climatización. Además, la influencia de la laboralidad sobre la demanda es muy destacable. Para estimar la potencia máxima que tendría sentido instalar se ha partido de los consumos y curvas de los años 2016 a 2019, por considerarlo el último año en que hubo un consumo no desvirtuado por factores coyunturales. Se ha analizado los días de menor demanda, considerando que serán también los de menor potencia horaria demandada. Se han tomado estas curvas como base para posteriormente incluir el efecto del autoconsumo fotovoltaico.

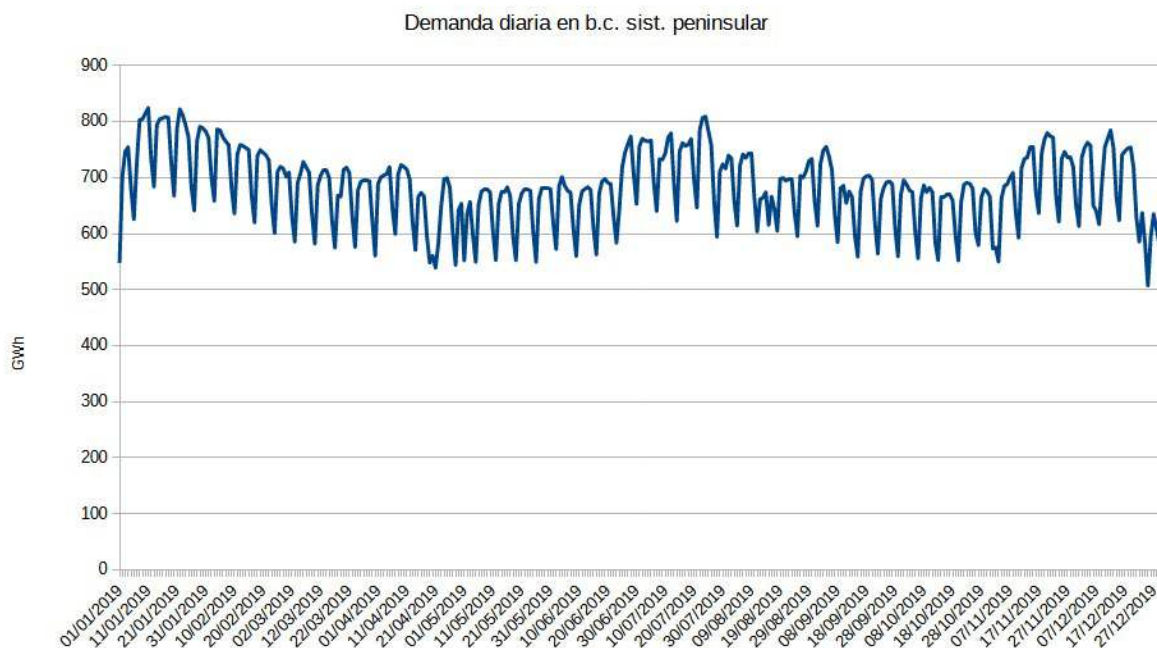


Figura 3.3. Demanda diaria en b.c. sistema peninsular 2019. Elaboración propia a partir de datos de REE.

A partir de la comparación de las curvas de demanda diaria podemos observar los siguientes datos:

- La demanda diaria máxima se sitúa en los 824 Gwh (11/01/2019)
- La demanda diaria mínima se sitúa en 507 Gwh (25/12/2019), casi un 40% por debajo de la demanda diaria máxima.
- 37 días presentan una demanda por debajo del percentil 25 (586 Gwh), en su mayoría domingos y festivos.
- 125 días presentan una demanda por debajo del percentil 50 (666 Gwh), en su mayoría sábados, domingos y festivos.

## Curvas de generación

Para realizar el análisis previo de la generación fotovoltaica se ha partido de simulaciones de generación fotovoltaica con PVGIS<sup>19</sup> y su comparación con la curva de demanda de 2019. Para las simulaciones del balance eléctrico se ha partido de datos horarios reales de red eléctrica, tanto de demanda como de generación eólica, fotovoltaica y termosolar de los años 2016 a 2018.

Partiendo de las curvas de generación reales se ha dividido entre la potencia instalada de cada tecnología, obteniendo así la generación por megavatio instalado, y pudiendo así obtener la generación potencial que tendría cada una de las tecnologías en función de la potencia instalada. Durante los años estudiados, este ejercicio se puede realizar debido a que el ritmo de instalación era moderado y se puede establecer un índice de generación por MW instalado. Durante el año 2019, por ejemplo, la potencia fotovoltaica instalada se duplicó, por lo que no es posible tomar una potencia de referencia para realizar el cálculo.

<sup>19</sup> Disponible en: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)



## Potencia instalada

Se ha estudiado la potencia fotovoltaica, termosolar y eólica instalada a principio y final de cada año, estudiando su efecto sobre las curvas de generación para extraer la generación diaria de cada una de las tecnologías por MW instalado. Para realizar las simulaciones se ha tomado como referencia los objetivos del PNIEC y la potencia instalada actual.

| Año                | Potencia instalada a 31 de diciembre en el sistema eléctrico peninsular (MW) |        |        |        | Potencia utilizada para el cálculo de la generación por MW instalado (media de la potencia a principio y final de año) |        |        |
|--------------------|--|--------|--------|--------|--|--------|--------|
|                    | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2016   | 2017   | 2018   |
| Eólica             | 22.864   | 22.896 | 22.922 | 23.124 | 22.880   | 22.909 | 23.023 |
| Solar fotovoltaica | 4.420  | 4.439  | 4.439  | 4.464  | 4.429  | 4.439  | 4.452  |
| Termosolar         | 2.300  | 2.304  | 2.304  | 2.304  | 2.302  | 2.304  | 2.304  |

Respecto al almacenamiento, se ha partido de los datos sobre bombeo puro publicados en los informes de REE, que cifran en 3.331 MW la potencia instalada en el año 2023. No se ha considerado el almacenamiento térmico con que cuentan la mayoría de las plantas termosolares puesto que su efecto ya se ha tenido en cuenta al tratar sus curvas de generación, y por otra parte no es un almacenamiento capaz de absorber energía de la red.

## Eficiencia en el almacenamiento

Se ha estimado que la eficiencia del almacenamiento es del 75%, que corresponde con la eficiencia de los sistemas de bombeo actuales. Esto significa que el 75% de la energía almacenada es vertida posteriormente a la red eléctrica, siendo el 25% restante pérdidas del sistema de bombeo.

# Metodología

## Descripción general de la metodología empleada

El estudio se ha centrado en el efecto que tiene la instalación de mayor o menor potencia fotovoltaica en el sistema eléctrico peninsular, cuantificando el nivel de energía no generada debido a limitaciones en la generación (vertidos), en función de diferentes parámetros como la capacidad de almacenamiento, la capacidad de exportación, o la potencia eólica y termosolar instalada. Para ello, se han realizado simulaciones del balance eléctrico a partir de la demanda y generación peninsular por megavatio de potencia instalado, para las tecnologías eólica, fotovoltaica y termosolar, con una resolución horaria, a lo largo de un año. Se han realizado simulaciones para curvas de generación y demanda de los años 2016, 2017 y 2018, variando una serie de parámetros como son la potencia instalada de las diferentes tecnologías analizadas, la capacidad de almacenamiento, exportación, o necesidad de potencia síncrona.

Bajo dichos supuestos, se han analizado los siguientes parámetros:

- Energía consumida instantáneamente por la demanda
- Energía almacenada.
- Energía exportada.
- Energía almacenada consumida posteriormente.
- Energía no suministrada (vertidos por limitación de potencia).

Además, se ha analizado la demanda diaria del sistema eléctrico peninsular, y los resultados parciales en los días de baja demanda, donde también se ha tenido en cuenta el año 2019.

Se ha determinado el límite superior a partir del cual no parece razonable instalar más potencia. Para ello se ha comparado el incremento que se produce en la energía no suministrada y el incremento que se produce en la generación de energía, a partir de las fuentes analizadas, al incrementar la potencia instalada. Se ha construido un índice definido como el cociente entre el incremento en la energía no suministrada (vertidos) y el incremento de energía generada mediante las tecnologías analizadas (eólica, fotovoltaica y termosolar).

$$\text{Índice ENS/GEN} = (\text{EnS}_j - \text{EnS}_{j-1}) / (\text{GEN}_j - \text{GEN}_{j-1})$$

donde:

- $\text{EnS}_j$ : Energía no suministrada para el escenario  $j$ , siendo  $j$  el escenario con un nivel determinado de potencia instalada.
- $\text{EnS}_{j-1}$ : Energía no suministrada para el escenario  $j-1$ , siendo  $j-1$  el escenario con un escalón de potencia instalada inmediatamente inferior.
- $\text{GEN}_j$ : Energía generada por las tecnologías eólica, fotovoltaica, termosolar, y almacenamiento (proveniente de las anteriores tecnologías) para el escenario  $j$ .
- $\text{GEN}_{j-1}$ : Energía generada por las tecnologías eólica, fotovoltaica, termosolar, y almacenamiento (proveniente de las anteriores tecnologías) para el escenario  $j-1$ .

Si el índice ENS/GEN es mayor que 1, significa que el incremento de potencia planteado (o en

general, el cambio de condiciones entre un escenario y el anterior) ha supuesto un incremento mayor en la energía que se deja de generar por las limitaciones del sistema, frente a la energía que se aprovecha. Dicho de otro modo, se deja de aprovechar más de la mitad de la nueva energía disponible. Por lo tanto, se considerará que en todo caso, estos escenarios no serían deseables, y en todo caso ENS/GEN debe ser menor que la unidad.

$$\text{ENS/GEN} < 1$$

Bajo dicho supuesto se ha comparado los distintos escenarios analizados, variando los distintos parámetros y analizando el efecto que tienen los mismos en la idoneidad o no de unas u otras potencias instaladas.

### Comparación de la demanda con la generación fotovoltaica.

Comparando la demanda diaria con la generación diaria fotovoltaica (figura 5.1), se observa además que en invierno hay un déficit de energía mientras que entre primavera y otoño puede haber excedentes importantes, en función de la potencia instalada.

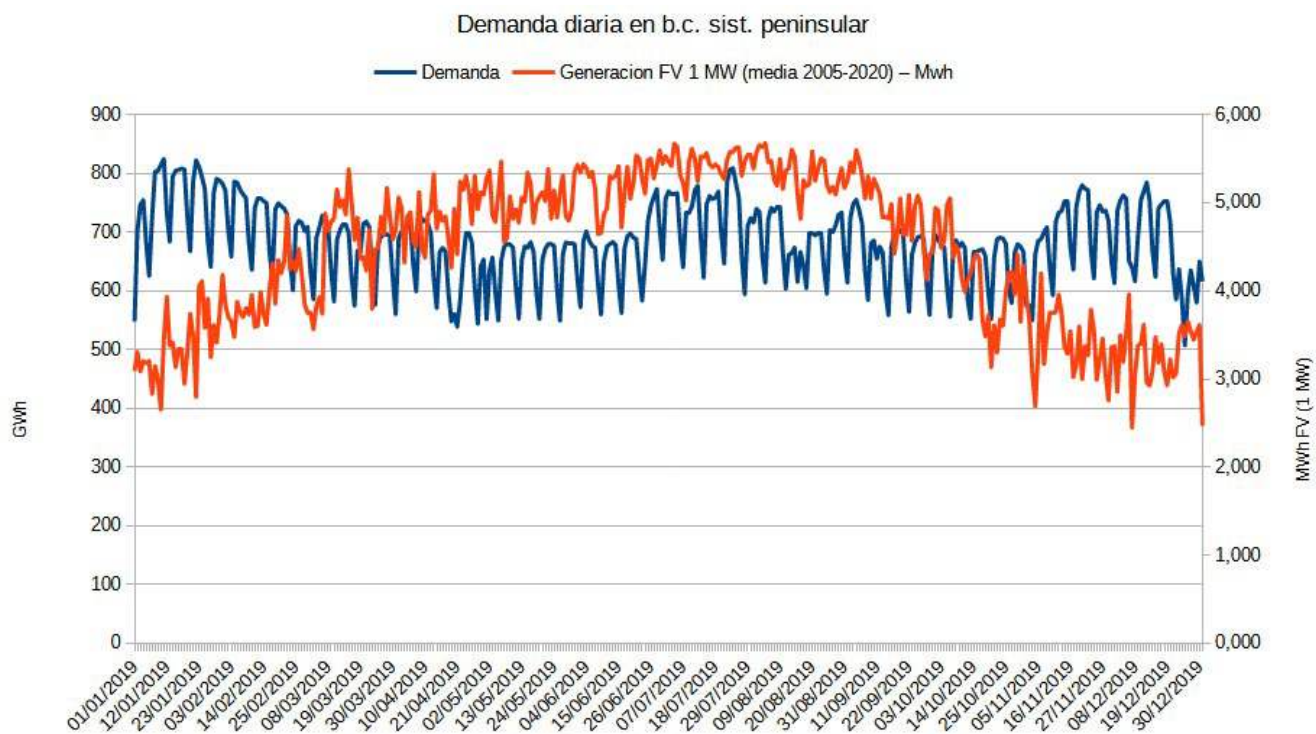


Figura 5.1. Comparación de la generación fotovoltaica (media diaria entre los años 2005 y 2020) con la demanda diaria (demanda en b.c. en el sistema eléctrico peninsular 2019). Elaboración propia a partir de datos de REE (demanda) y PVGIS (generación fotovoltaica).

Estas cifras permiten intuir el desacople diario y estacional entre la generación y el consumo, lo que tiene impactos sobre las necesidades de combinación de tecnologías, almacenamiento, interconexión y limitación de potencia.

Como paso previo al estudio de años completos, se han analizado algunas curvas de consumo y generación, en los momentos de máxima generación y mínimo consumo, para comprender

e ilustrar el efecto que tiene instalar una potencia excesiva. En las figuras 5.2 y 5.3 se muestran algunas curvas de demanda típicas, de invierno, primavera y verano, así como curvas de días de baja demanda en diferentes periodos.

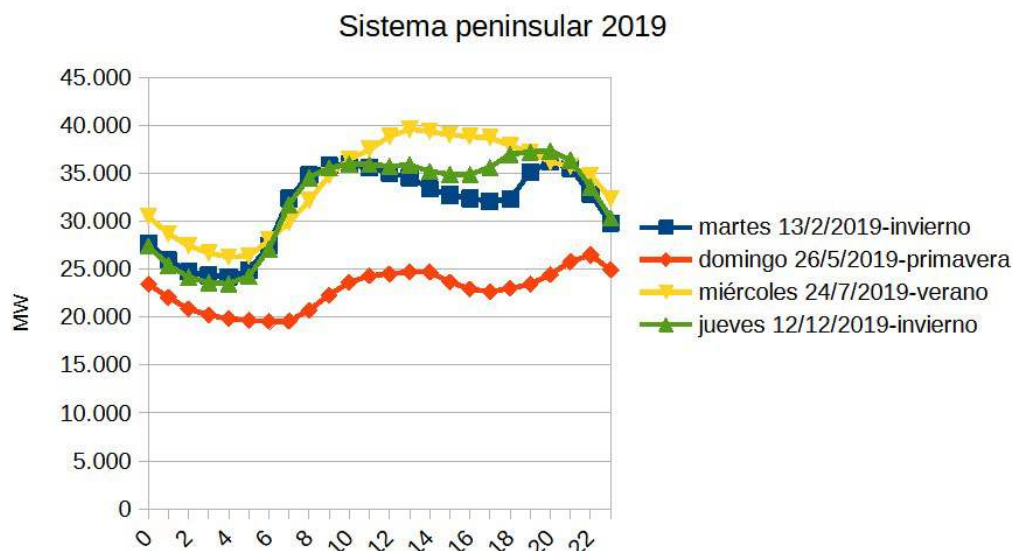


Figura 5.2. Curvas horarias de demanda en barras de central en el sistema eléctrico peninsular para distintos días del año. Se ilustra la diferencia entre un día de baja demanda (domingo de primavera) y días de alta demanda de verano y de invierno. Elaboración propia a partir de datos de REE del año 2019.

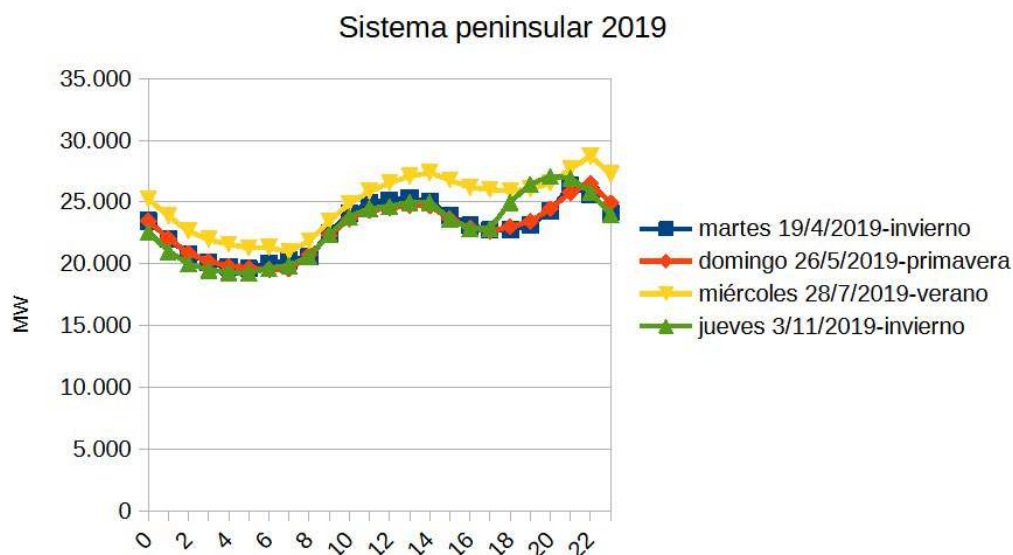


Figura 5.3. Curvas horarias de demanda en barras de central en el sistema eléctrico peninsular para días de baja demanda en diferentes estaciones del año (invierno, primavera y verano). Elaboración propia a partir de datos de REE del año 2019.

Los picos a las horas centrales del día se sitúan entre los 25.000 MW de los días de baja demanda hasta los 40.000 MW en los días de mayor demanda.

Aunque la generación de las instalaciones fotovoltaicas se incrementa durante los días de verano (en los que hay más horas de luz y menos días nublados, los días en que la fotovoltaica

genera a mayor potencia se dan durante el final del invierno y la primavera (desde mediados de febrero hasta mediados de mayo) y en menor medida durante el otoño.

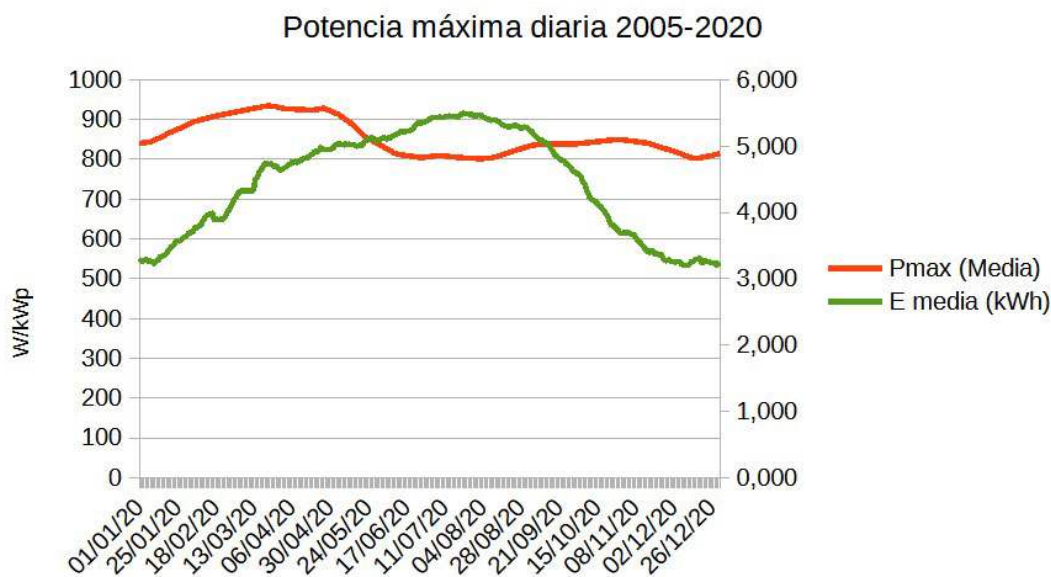


Figura 5.4. Potencia máxima diaria y energía media diaria generada por instalaciones fotovoltaicas. Elaboración propia a partir de simulaciones de PVGIS para el centro peninsular (años 2005.2020)..

Durante los días de mayor potencia las curvas de generación son las siguientes:

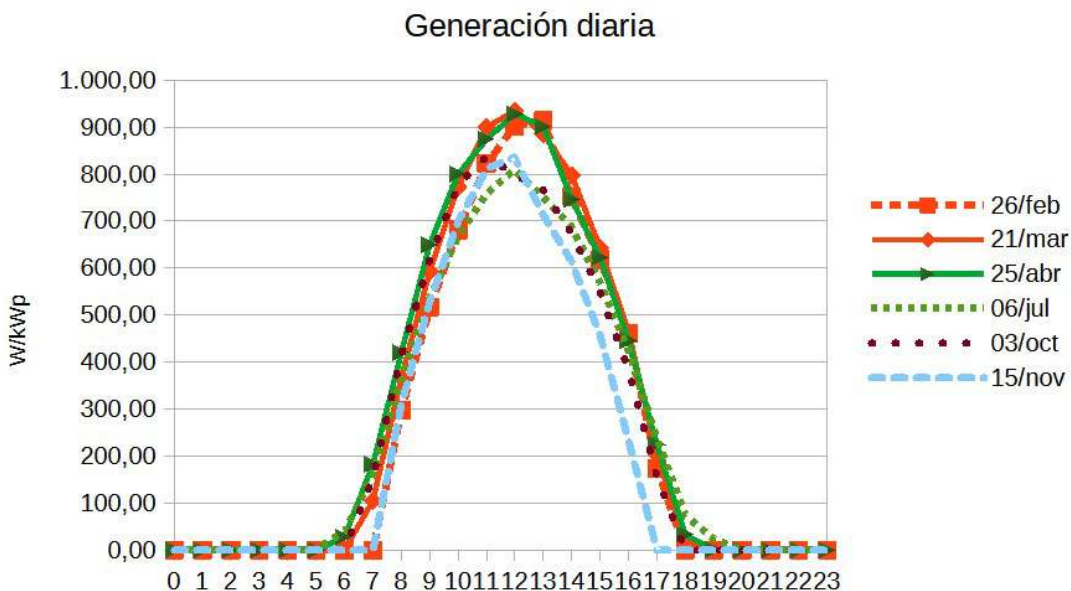


Figura 5.5. Curvas horarias de generación fotovoltaica por kilovatio-pico instalado (W/kWp) en distintos momentos del año. Elaboración propia a partir de simulaciones de PVGIS, para silicio policristalino con un 14% de pérdidas en el sistema, orientación sur y una inclinación de 35°.

Para una potencia instalada de almacenamiento de 6.000 MW, y una capacidad de exportación de 4.000 MW con Francia (dado que las otras interconexiones en esos momentos estarán muy probablemente en situación parecida al sistema peninsular español, es decir, con exceso de generación), y con una demanda similar a la actual, el sistema absorbería entre 22.000 MW y 25.000 MW en los momentos de punta de generación (figura 5.6).

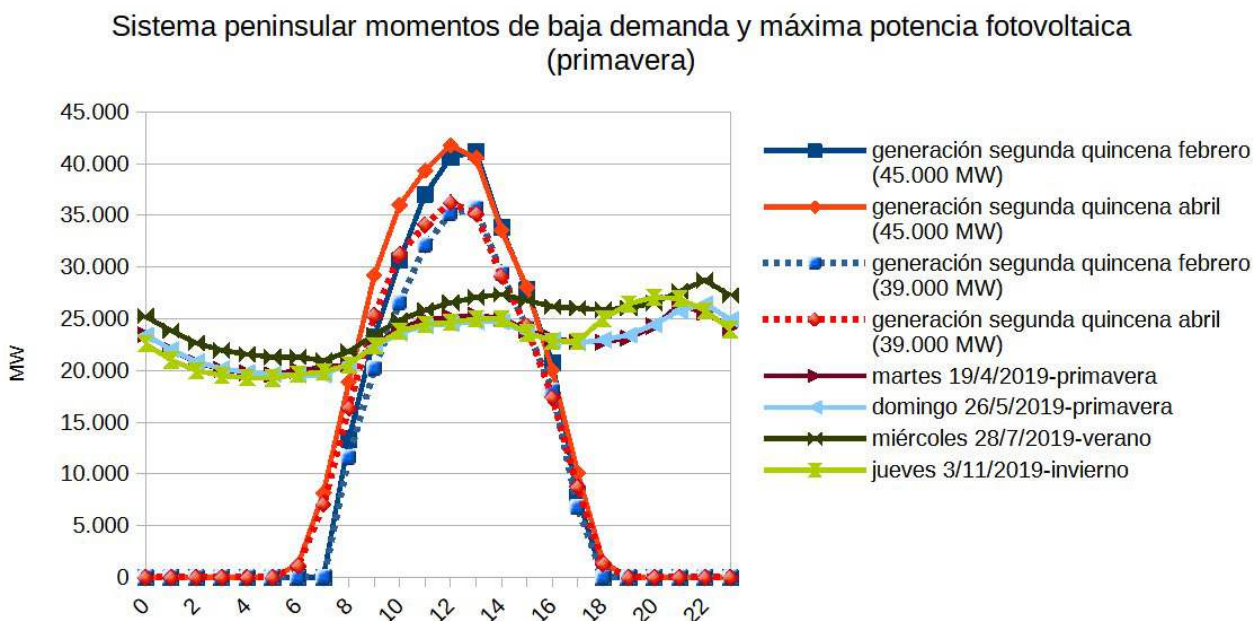


Figura 5.6. Curvas horarias de demanda en barras de central en el sistema eléctrico peninsular para distintos días del año en momentos de baja demanda y curvas horarias de generación fotovoltaica para momentos de máxima potencia, para potencias instaladas de 39.000 MW (líneas punteadas) y 45.000 MW (líneas continuas). Elaboración propia a partir de datos de REE del año 2019 y simulaciones con PVGIS.

En el gráfico se presenta la máxima generación (simulación para febrero y abril) para una potencia de 39.000 MW (líneas punteadas) y 45.000 MW (líneas continuas), en comparación con la demanda de los días de menor demanda de primavera, verano e invierno.

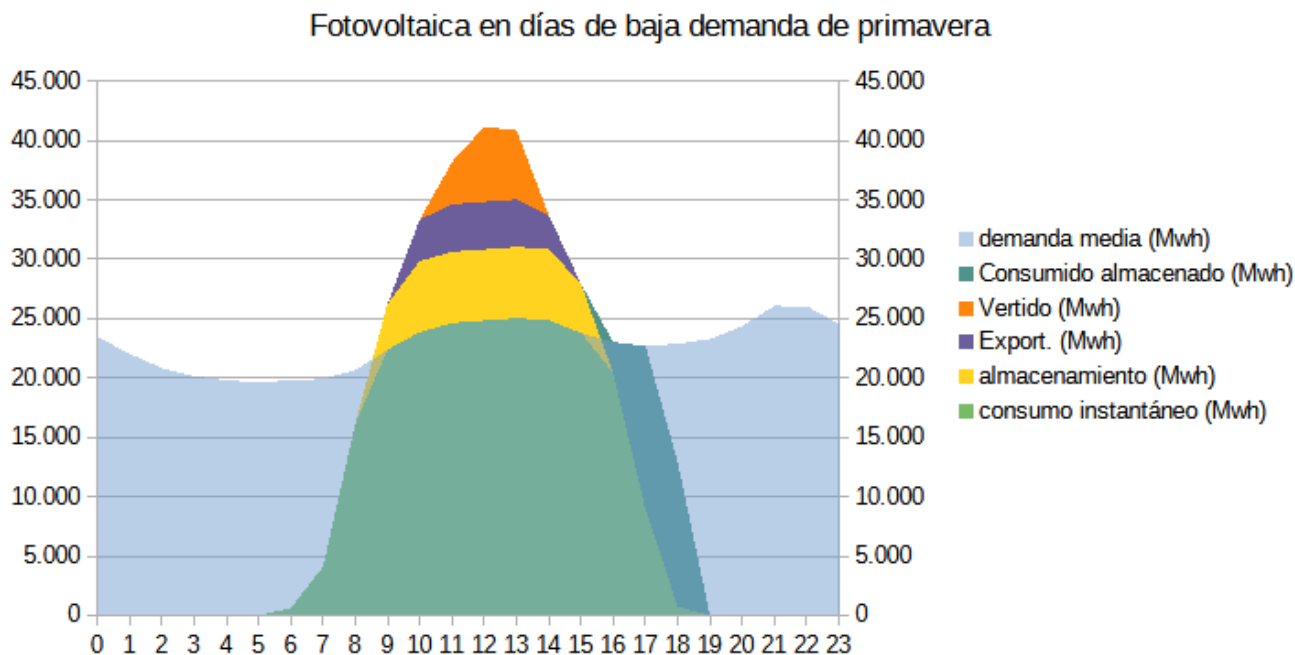


Figura 5.7. Curva horarias de demanda en barras de central en el sistema eléctrico peninsular para días de primavera, y desglose de la generación fotovoltaica para una potencia instalada de 45.000 MW, en el que se muestra la energía que se consumiría de forma instantánea por la demanda peninsular, la que se almacenaría, la que se exportaría y la que se limitaría su producción (vertido). Se muestra también la energía almacenada que se podría consumir en momentos de menor generación (por simplicidad, se muestra inmediatamente después de ser almacenada). Elaboración propia a partir de datos de REE del año 2019 y simulaciones con PVGIS.

## Análisis comparativo de la generación fotovoltaica y eólica.

La energía fotovoltaica y la eólica tienen un alto grado de complementariedad, de forma que cuando una de ellas no genera o genera poco, la otra suele generar más energía. En la figura 5.8 se muestran curvas mensuales y diarias de generación para las tecnologías solares y eólica, años 2016 a 2019. En ellas se puede observar como durante el verano la aportación de las tecnologías solares es mayor, mientras que disminuye la aportación de la eólica, sucediendo lo contrario durante los meses de invierno. También las curvas diarias son complementarias, siendo en general la aportación de la eólica mayor durante las noches, mientras que en momentos de anticiclón, el viento suele ser moderado pero los cielos están despejados, favoreciendo la generación solar frente a la eólica.

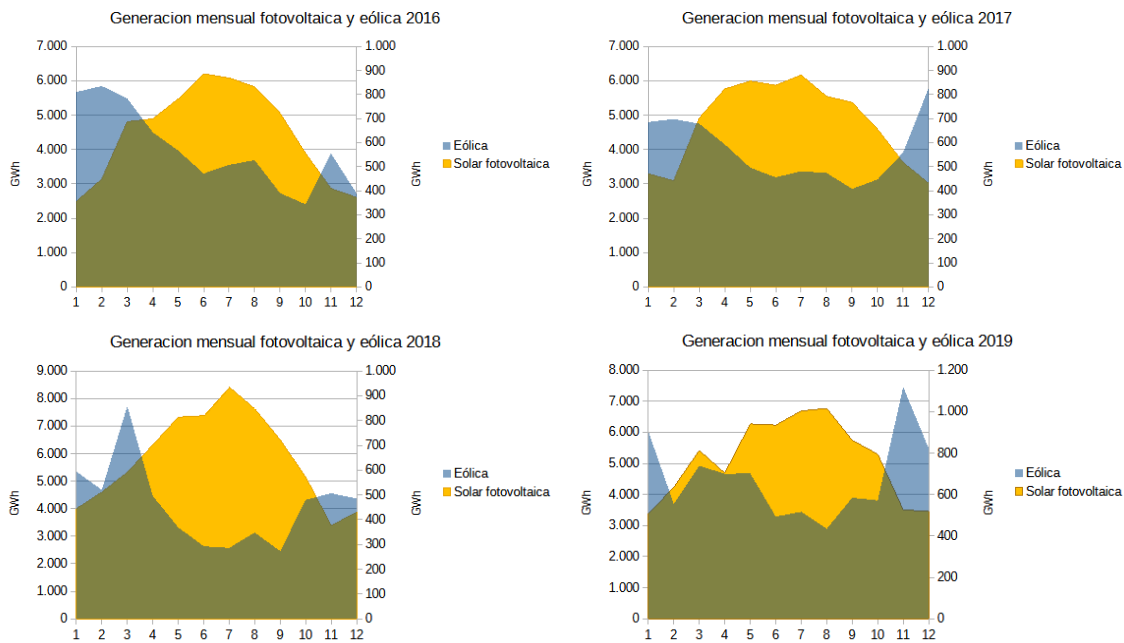
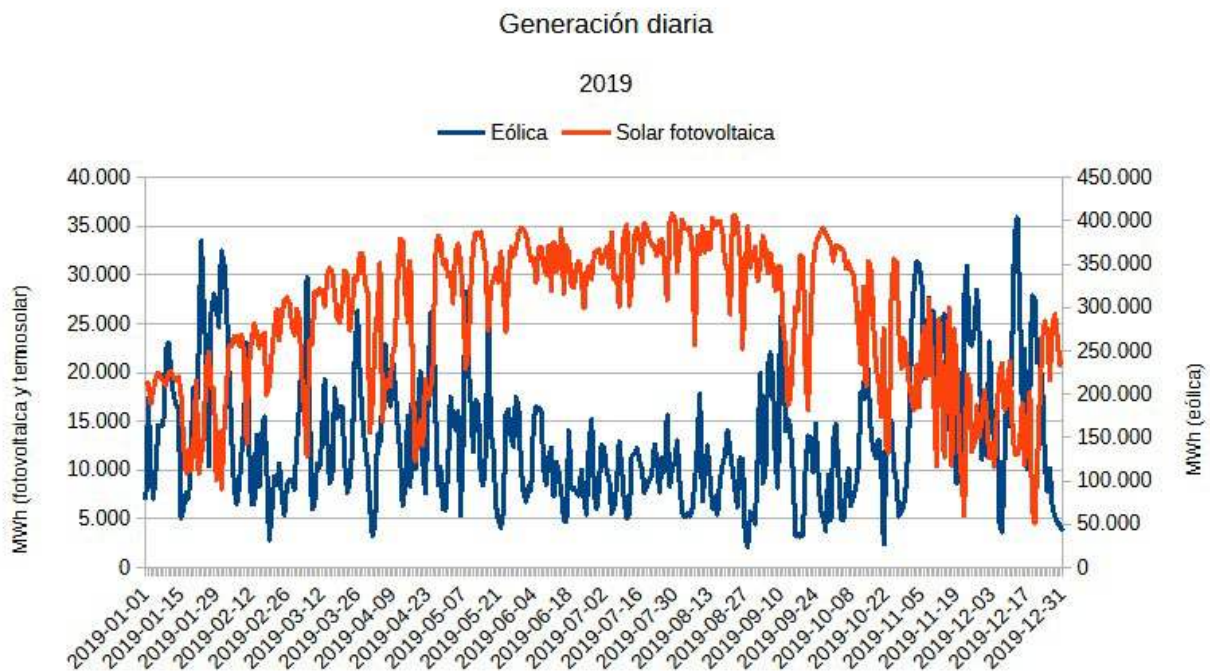


Figura 5.8. Generación mensual fotovoltaica y eólica en el sistema eléctrico peninsular. Elaboración propia a partir de datos de REE.



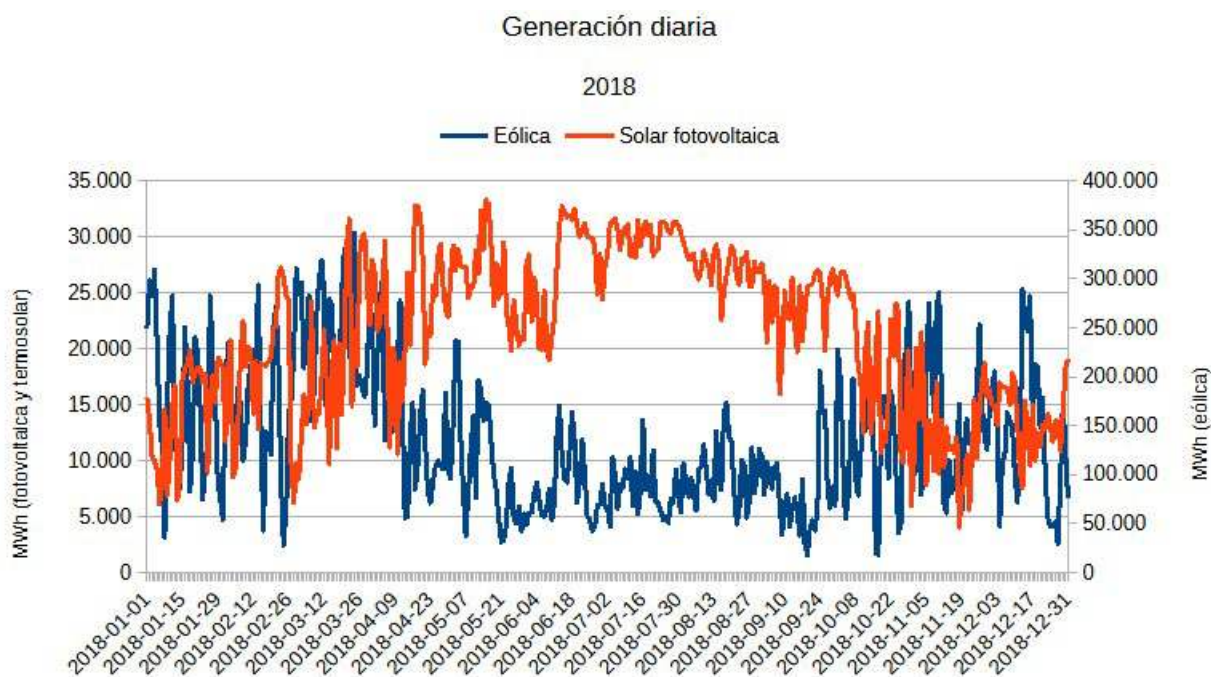


Figura 5.9. Generación diaria fotovoltaica, termosolar y eólica en el sistema eléctrico peninsular. Elaboración propia a partir de datos de REE.

## Balance eléctrico

El balance eléctrico cuantifica el comportamiento del sistema eléctrico, relacionando la energía generada con el consumo. Es decir, se utiliza para describir el equilibrio entre la cantidad de electricidad que se genera y la cantidad que se consume en un sistema eléctrico. Cualquier sistema eléctrico debe estar balanceado para que sea estable, de forma que la energía que se genera debe ser igual a la energía que se consume, de no ser así el suministro eléctrico podría interrumpirse o dañar diversos elementos de la red. La electricidad excedentaria no se puede almacenar en la red, a no ser que se incluyan dispositivos a tal efecto, que en el fondo consumen electricidad cuando se genera más energía de la que se consume, o liberan electricidad cuando se consume más de la que se genera, todo ello de una forma controlada, y normalmente convirtiendo la energía eléctrica en otros tipos de energía, como puede ser energía potencial (caso del bombeo hidráulico o por masa), energía cinética (caso de volantes de inercia), o energía química (caso de las baterías o hidrógeno).

De esta forma, la energía generada en un periodo determinado es consumida de forma instantánea por la demanda existente en el sistema eléctrico, teniendo en cuenta las pérdidas que se producen en las redes de transporte y distribución. Además, si el sistema es capaz de generar más energía que la demandada, esta puede ser consumida en los sistemas de almacenamiento o exportada hacia otras redes o sistemas eléctricos.

En el balance eléctrico peninsular, la demanda en barras de central es igual a la energía generada menos el consumo en los sistemas de almacenamiento más saldo de intercambios (que incluye los intercambios internacionales y los intercambios con el sistema eléctrico balear):

$$\text{Demanda b.c.} = \text{E. generada} - \text{Consumo almacenamiento} + \text{saldo intercambios}$$

**El saldo de los intercambios se definen como la importación menos la exportación:**

$$\text{Saldo intercambios} = \text{Energía importada} - \text{energía exportada}$$



En la figura 5.10 se muestra el balance eléctrico entre los años 2015 y 2023. Como se puede apreciar, la demanda en b.c. es igual a la generación menos los consumos en bombeo más el saldo de intercambios internacionales, que tiene signo positivo en caso de ser un saldo neto importador y signo negativo en caso de ser un saldo neto exportador.

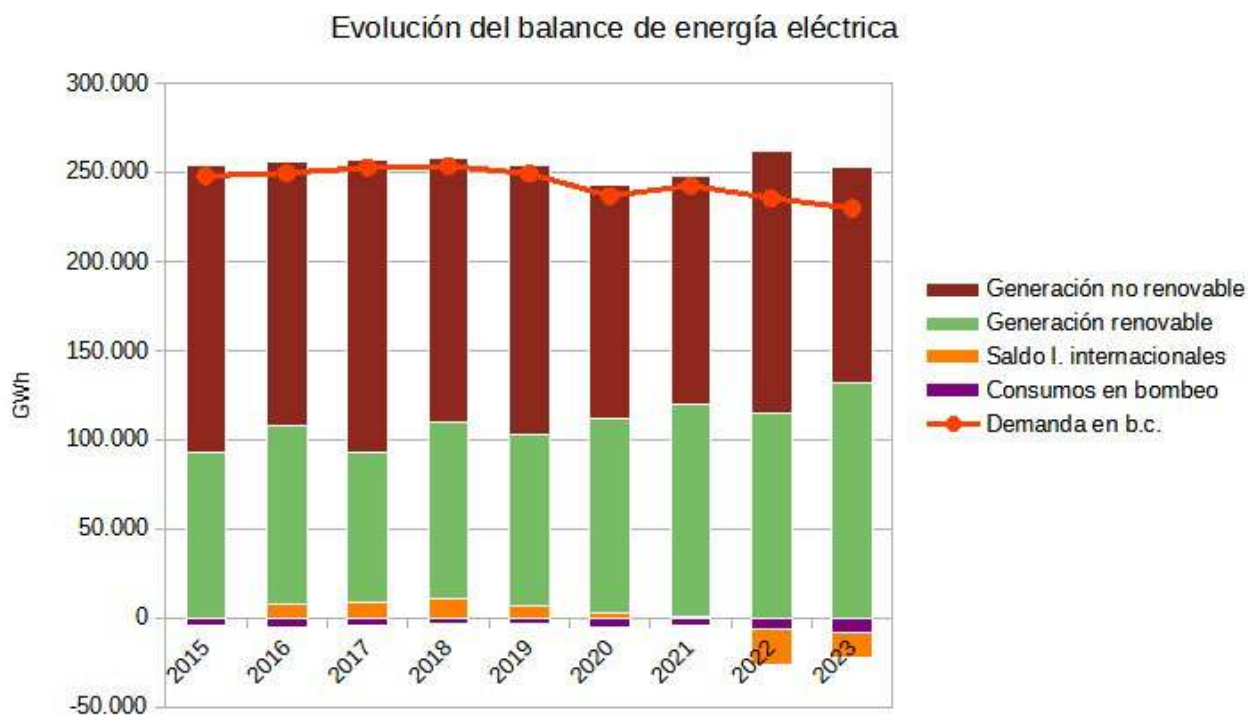


Figura 5.10. Balance eléctrico peninsular entre los años 2015 y 2023, desglosando la generación renovable y la no renovable. Elaboración propia a partir de datos de REE.

Para el estudio se ha realizado una serie de simulaciones del balance eléctrico, que han partido de la generación horaria de electricidad de cada una de las fuentes estudiadas (eólica, fotovoltaica y termosolar), y la demanda horaria en barras de central. Una vez cubierta la demanda, se ha estudiado las posibilidades de almacenamiento y exportación, en base a las distintas capacidades planteadas en cada escenario analizado. Por último, aquella energía potencialmente generable y que no se puede consumir de forma instantánea, almacenar, o exportar, se ha asignado a la categoría “Energía no suministrada”.

Para ello, hora a hora, se ha calculado el consumo que se realizaría de forma instantánea en base a la demanda y se ha determinado la capacidad máxima de generación asíncrona horaria como la suma de la demanda, la capacidad de almacenamiento y la capacidad de exportación. Dada la capacidad máxima de generación asíncrona, se ha limitado la generación de eólica, fotovoltaica y termosolar proporcionalmente a su potencial de generación horaria, determinando así los recortes de potencia de cada una de las tecnologías. Se ha determinado de la siguiente forma:

1. En primer lugar, se ha determinado la energía consumida de forma horaria de las fuentes renovables estudiadas.
2. En segundo lugar, si la generación horaria es mayor que el consumo instantáneo, se ha destinado el excedente a almacenamiento, con el límite de la capacidad de almacenamiento parametrizada.

3. En tercer lugar, si la generación horaria es mayor que el consumo instantáneo y el almacenamiento, el excedente se ha destinado a exportación, con el límite de la capacidad de exportación parametrizada.
4. Si la generación horaria potencial es mayor que el consumo instantáneo, el almacenamiento y la exportación, se computa como recorte de potencia (energía no suministrada).
5. Por último, la energía almacenada se computa como el 75% de la energía consumida por el almacenamiento, y se vierte al sistema en las horas posteriores, siempre que haya posibilidades para ello.

Todo ello se ha realizado variando los siguientes parámetros:

- Capacidad de almacenamiento: 6 GW y 18,5 GW (objetivo PNIEC)
- Capacidad de exportación hacia Francia: 4 GW y 8 GW (objetivo PNIEC)
- Potencia eólica instalada: 45 GW y 62 GW (objetivo PNIEC)
- Potencia termosolar instalada: 2,4 GW y 4,8 GW (objetivo PNIEC)
- Potencia fotovoltaica instalada: desde 20 GW hasta 100 GW.

## Escenarios analizados

Se han definido cuatro escenarios para realizar el estudio en función de la potencia fotovoltaica instalada.

- El escenario A ("Actual") se ha definido con una capacidad de almacenamiento de 6.000 MW y de exportación de 4.000 MW (exportación hacia Francia). La potencia termosolar considerada es la instalada actualmente (2.400 MW, y la eólica la que está instalada y la que tiene concedidos permisos de acceso (55.000 MW). Se ha considerado una demanda en barras de central de 250.600 GWh (media entre los años 2015 a 2019).
- En el escenario B ("Incremento de objetivos") se han considerado objetivos intermedios entre el escenario "Actual" y el PNIEC, aumentado la capacidad de almacenamiento hasta los 16.000 MW (objetivo PNIEC), la demanda hasta 254.000 GWh (1,5% de incremento respecto a la demanda actual en barras de central), 3.600 MW de potencia termosolar instalada y 62.000 MW de potencia eólica.
- En el escenario C ("escenario PNIEC"), se han situado los parámetros en los objetivos del PNIEC: Potencia eólica 62.054 MW, termosolar 4.800 MW, capacidad de exportación de 8.000 MW, almacenamiento 18.900 MW y una demanda en barras de central de 333.137 GWh (154% respecto del año 2019).
- El escenario D se ha diseñado estimando una demanda eléctrica de 246.000 GWh, esto es un 2% inferior a la media de los años 2015 a 2019, lo que equivaldría a que una quinta parte de la generación fuera en los puntos de consumo o de cercanía, manteniendo la demanda final. El resto de parámetros son los del escenario PNIEC salvo la capacidad de exportación, que se ha mantenido en 4.000 MW.

| Esc. | Potencia instalada termosolar (MW) | Potencia instalada eólica (MW) | Capac. Almac. (MW) | Capac. Exp. (MW) | Demanda b.c. (GWh) | Observaciones                         |
|------|------------------------------------|--------------------------------|--------------------|------------------|--------------------|---------------------------------------|
| A    | 2.400                              | 55.000                         | 6.000              | 4.000            | 250.600            | Almacenamiento y exportación actuales |
| B    | 3.600                              | 62.000                         | 16.000             | 4.000            | 254.000            | Incremento objetivos                  |
| C    | 4.800                              | 62.054                         | 18.913             | 8.000            | 333.137            | Escenario PNIEC                       |
| D    | 4.800                              | 62.054                         | 18.913             | 4.000            | 246.000            | Escenario "20% autoconsumo"           |

TABLA: Fichero 6.Resultados (pestaña "Resumen punto eq")

# Resultados

## Generación y vertidos renovables en función de la potencia fotovoltaica instalada

Aunque el incremento en la potencia fotovoltaica instalada aumenta la generación fotovoltaica y la generación renovable en todos los escenarios analizados, llegado a un cierto nivel de potencia los vertidos renovables (energía disponible que no ha podido ser suministrada debido a que el sistema no es capaz de absorberla) comienzan a aumentar, hasta un punto en el que aumenta más la energía no suministrada que la energía suministrada. El incremento en la potencia fotovoltaica instalada aumenta también los vertidos de energía termosolar y eólica. El comportamiento es similar independientemente del año de referencia utilizado.

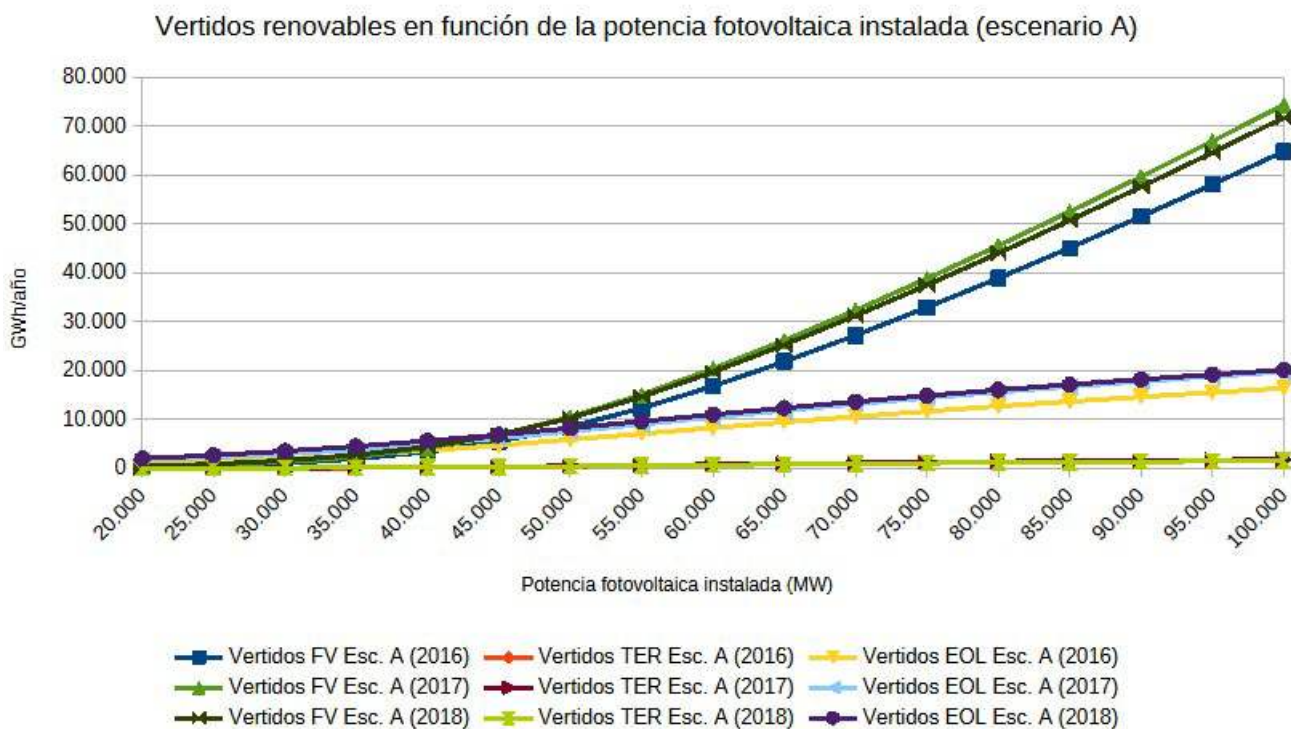


Figura 6.1. Vertidos de las instalaciones fotovoltaicas (FV), termosolares (TER) y eólicas (EOL) en el escenario A, para los 3 años estudiados.

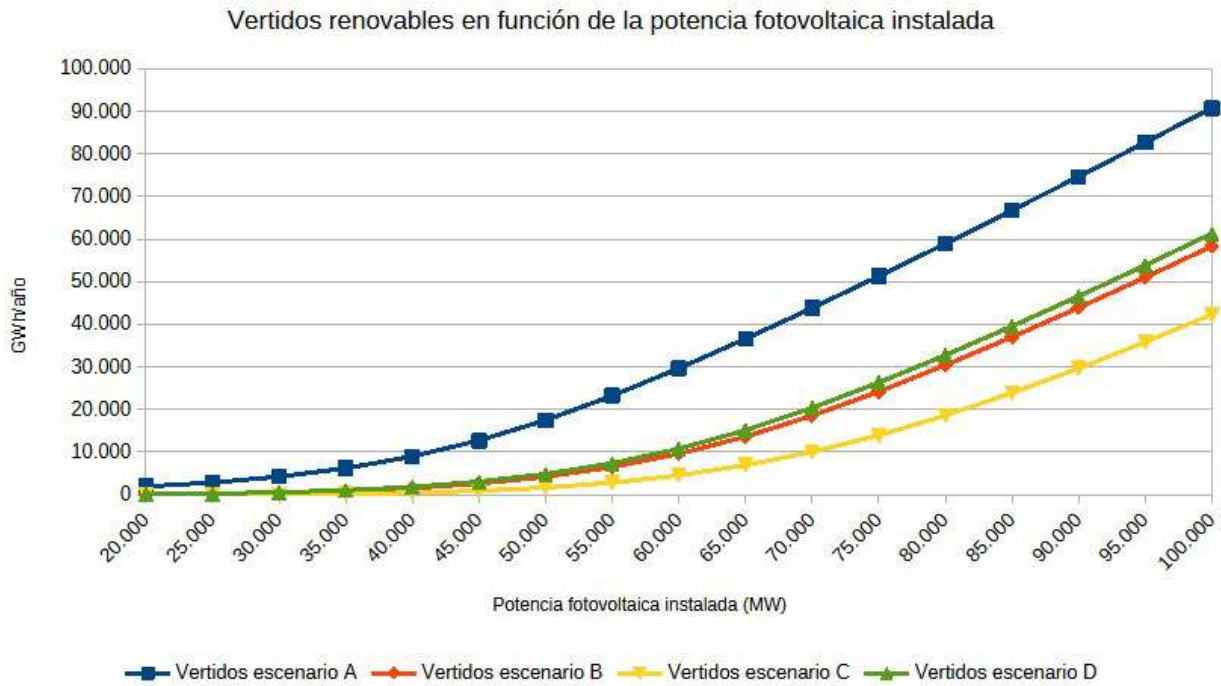


Figura 6.2. Vertidos totales anuales de las tecnologías estudiadas (fotovoltaica, termosolar y eólica) en función de la potencia fotovoltaica instalada, en los cuatro escenarios estudiados (media de los años 2016, 2017 y 2018).

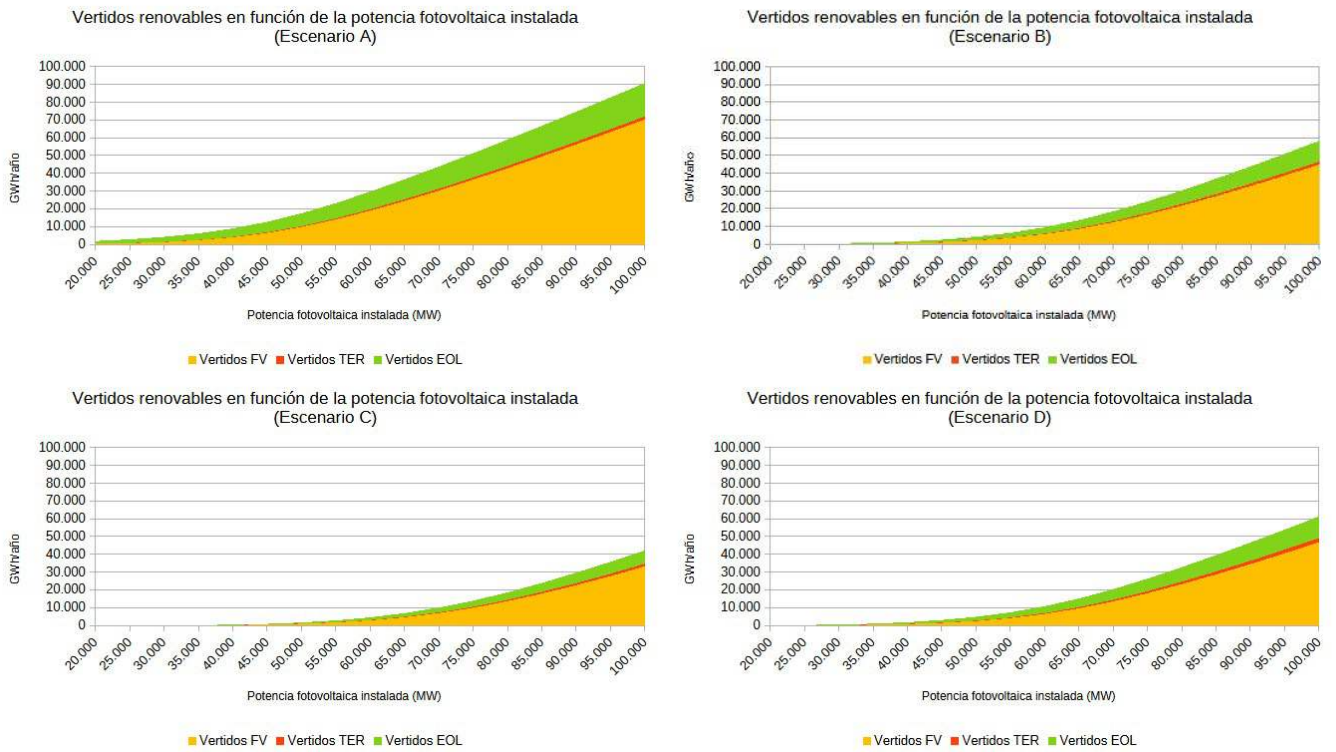


Figura 6.3. Vertidos anuales de las tecnologías estudiadas (FV: fotovoltaica, TER: termosolar y EOL: eólica) en función de la potencia fotovoltaica instalada, en los cuatro escenarios estudiados (medias de los años 2016, 2017 y 2018).

En todos los escenarios analizados el incremento de generación fotovoltaica supone una mayor generación renovable, pero también supone una disminución de la generación eólica y termosolar, debido al incremento de los vertidos, que afectan también a estas tecnologías. El efecto es menos acusado en los escenarios con mayor capacidad de almacenamiento (escenarios B, C y D), pero superado un cierto umbral de potencia instalada, el efecto es similar al de otros escenarios

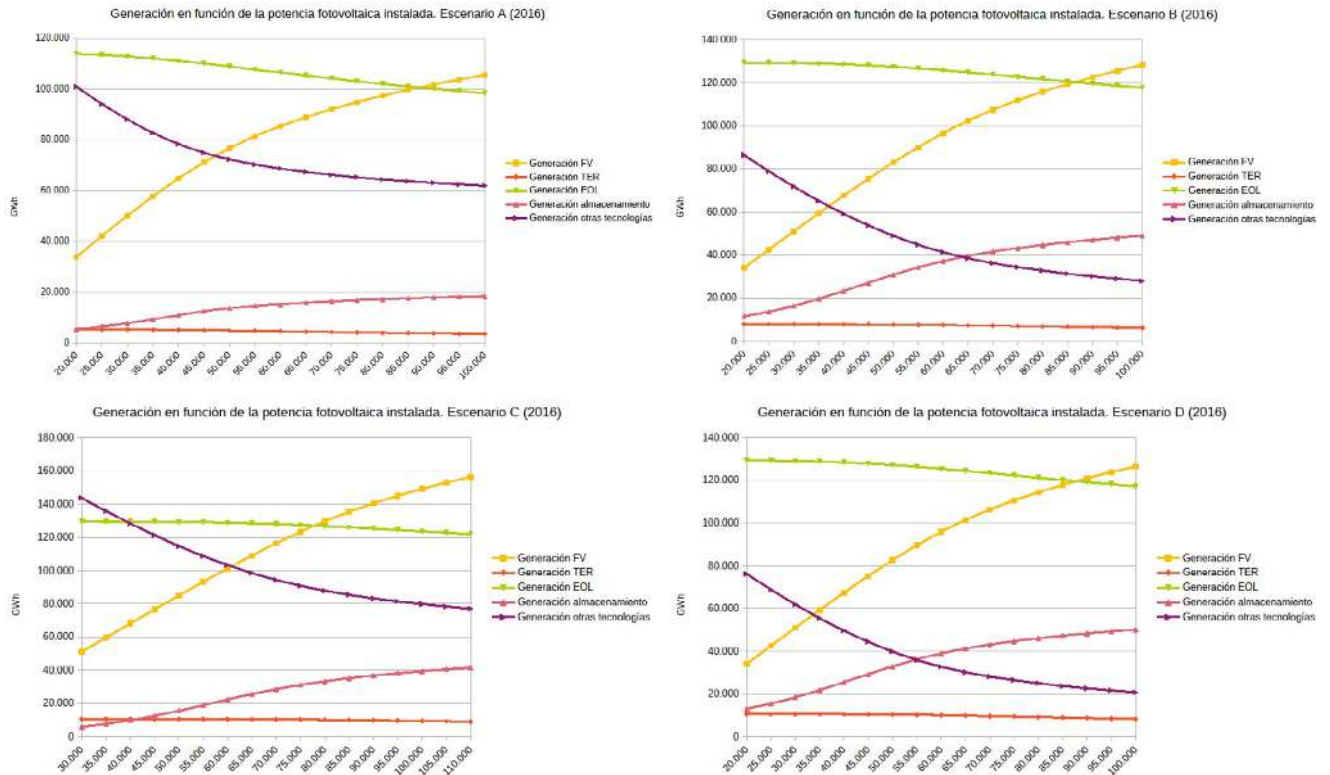


Figura 6.4. Generación anual de cada tecnologías (fotovoltaica, termosolar, eólica, generación a partir del almacenamiento y generación por otras tecnologías) en función de la potencia fotovoltaica instalada, para los distintos escenarios estudiados (curvas de consumo y generación de 2016).

La cobertura de las distintas fuentes analizadas (generación de cada fuente entre la generación total) aumenta al incrementarse la potencia fotovoltaica instalada, pero no lo hace linealmente, sino que tiende a estabilizarse debido al incremento de los vertidos. En los escenarios B, C y D se observa la importancia del almacenamiento, que consume gran parte de la energía para la que no hay una demanda instantánea y la vierte posteriormente al sistema cuando la demanda supera la generación. En estos escenarios se puede instalar más potencia fotovoltaica sin generar vertidos, aunque llegado a un punto estos empiezan a ser importantes, hasta llegar a valores entre el 20% y el 30% para una potencia instalada de 100 GW en función del escenario, salvo en el C, con un 9% de vertidos para 100 GW de potencia instalada y un 12% para 110 GW, debido al importante incremento en la demanda de este escenario, que se multiplica por 1,5 (figura 6.5).

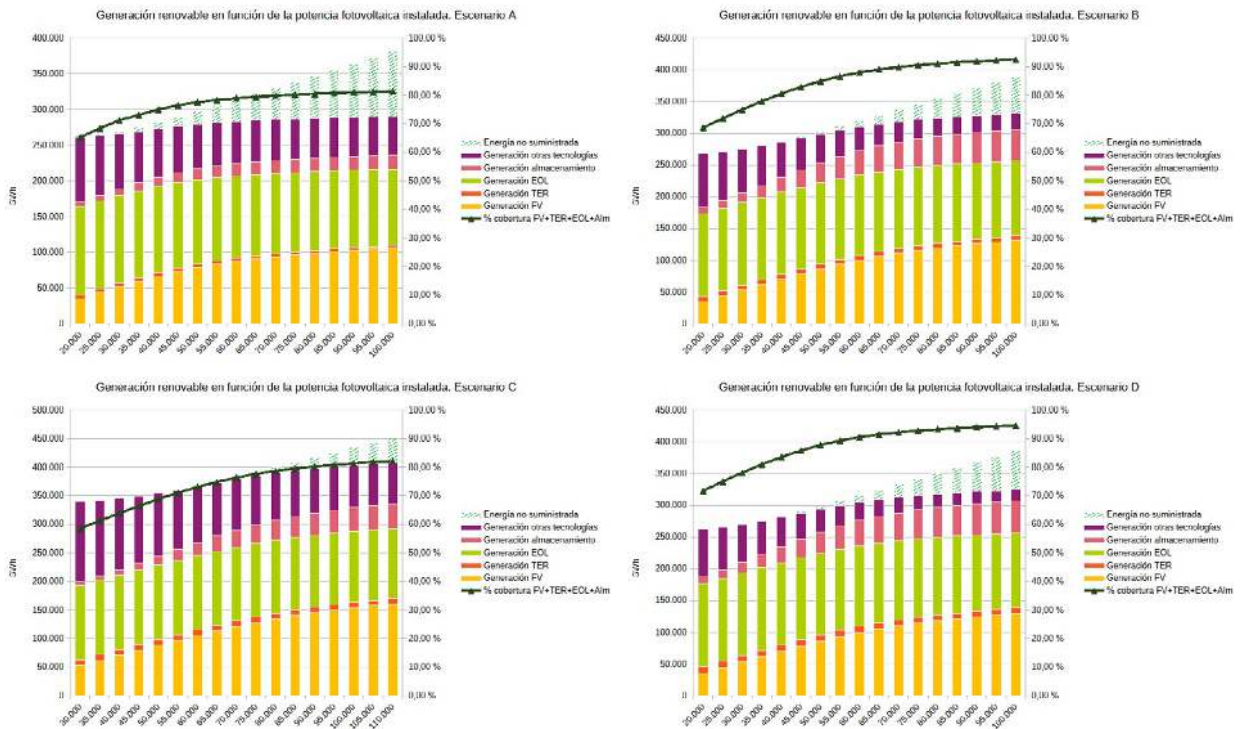


Figura 6.5. Generación anual de cada tecnología (FV: fotovoltaica, TER: termosolar, EOL: eólica, generación a partir del almacenamiento y otras tecnologías, energía no suministrada (vertidos de estas tecnologías) y porcentaje de cobertura de estas tecnologías. Medias de los años 2016 a 2018.

En la figura 6.6 se muestra el destino de la energía generada por las tres fuentes estudiadas: fotovoltaica, termosolar y eólica. Se desglosa la energía que se consume instantáneamente, la energía que se consume en el almacenamiento, y la que se exporta.

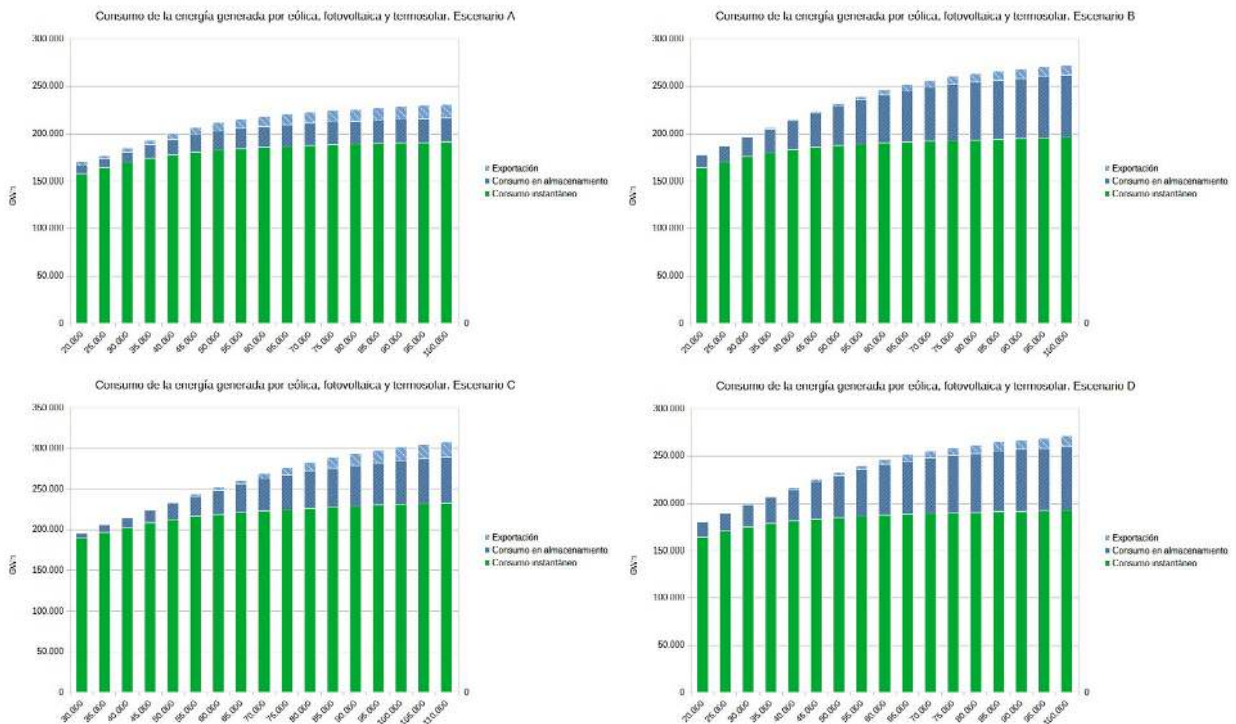


Figura 6.6. Consumo de la energía generada por la fotovoltaica, termosolar y eólica, dividido en consumo instantáneo, consumo en almacenamiento y exportación, en función de la potencia fotovoltaica instalada. Medias de los años 2016.2018.

### Comparación de los distintos escenarios

Como se puede observar en la figura 6.7, el porcentaje de generación cubierto por las tecnologías estudiadas (fotovoltaica, termosolar y eólica) junto con la generación proveniente del almacenamiento mediante dichas tecnologías, tiende a estabilizarse llegado a un punto, debido al incremento de los vertidos. En la gráfica se observa también como los vertidos aumentan de forma importante y prácticamente desde los 35 GW de potencia fotovoltaica en el escenario A, debido a la escasa capacidad de almacenamiento (6 GW), mientras que en los escenarios B y D los vertidos comienzan a tomar relevancia a partir de los 65 GW de potencia fotovoltaica, y en el escenario C a partir de los 80 GW fotovoltaicos.

En los escenarios A y C la cobertura de la demanda alcanza un 80% con 100 GW de fotovoltaica instalada, mientras que en los escenarios B y D se supera el 90% de la demanda con una potencia instalada de 100 GW. La diferencia de capacidad de exportación (4 GW en los escenarios A,B y D y 8 GW en el escenario C) prácticamente no influye en la cobertura, pero sí disminuye los vertidos al evacuar energía a otros países, y facilita la descarbonización de sus sistemas energéticos; al mismo tiempo, no se han considerado las importaciones de energía renovable que este crecimiento de las interconexiones podría generar, y que sí podrían mejorar la cobertura nacional. Por último, hay que resaltar que en los escenarios B y D se alcanza una cobertura mediante estas fuentes del 89,03% y 91,5% con 65 GW de potencia fotovoltaica instalada, respectivamente.

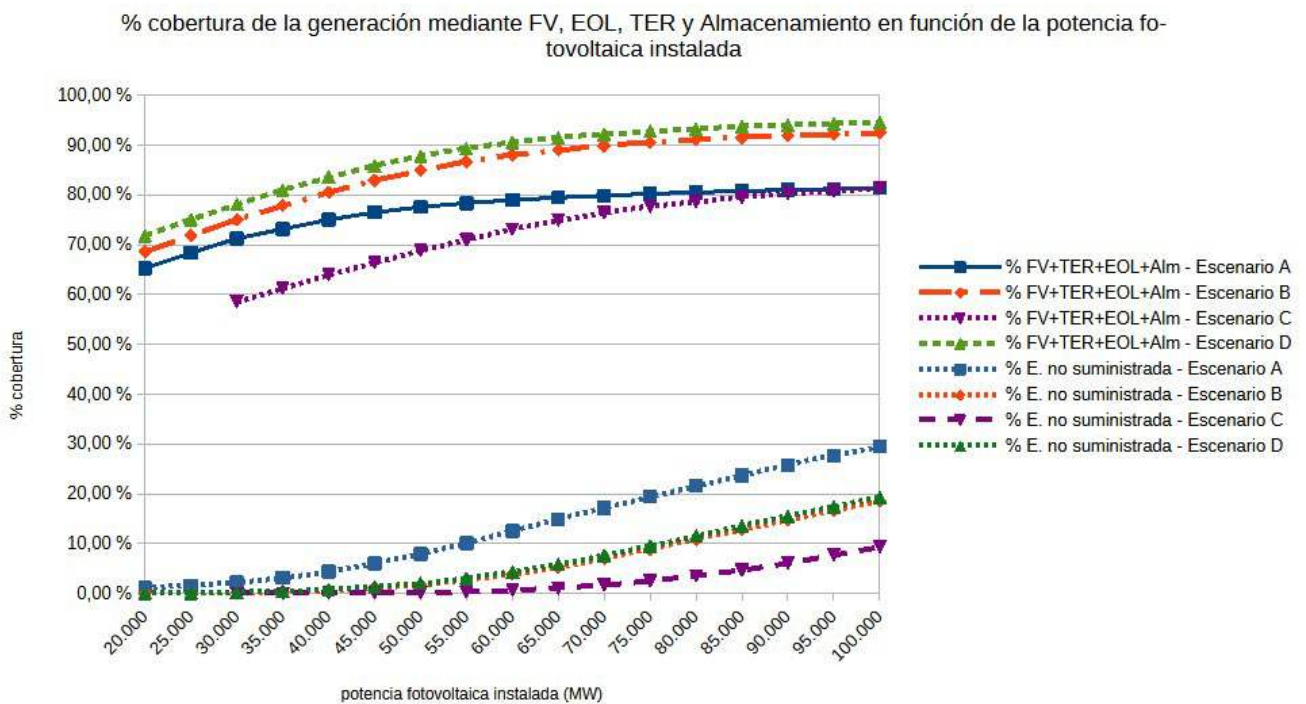


Figura 6.7. Porcentaje de cobertura anual de las tecnologías estudiadas (FV: fotovoltaica, TER: termosolar, EOL: eólica, y almacenamiento, y porcentaje de energía no suministrada (vertidos de estas tecnologías). Medias de los años 2016 a 2018.

En las figuras 6.8, 6.9 y 6.10 se muestra la generación fotovoltaica, termosolar y eólica, respectivamente, en función de la potencia fotovoltaica instalada, para los distintos escenarios. Como se puede observar, la energía generada por la fotovoltaica aumenta en los escenarios B, C y D, respecto del escenario A, a partir de los 40 GW de potencia fotovoltaica instalada, debido al incremento en la capacidad de almacenamiento. En el escenario C el incremento es mayor que en el resto, especialmente a partir de los 60 GW de potencia fotovoltaica instalada, debido



a que los vertidos son menores por una mayor demanda que es capaz de absorber la energía generada (figura 6.8).

La generación eólica, y en mayor medida la termosolar, descienden al incrementarse la potencia fotovoltaica instalada, debido al incremento de los vertidos. La reducción de generación comienza desde el primer momento en el escenario A, mientras que en los escenarios B, C y D, debido al aumento de almacenamiento, la reducción en la generación cobra importancia a partir de los 55 GW instalados, aproximadamente. En el sistema eléctrico actual, este hecho se da con una menor potencia instalada por la saturación de la capacidad de los nodos de la red eléctrica.

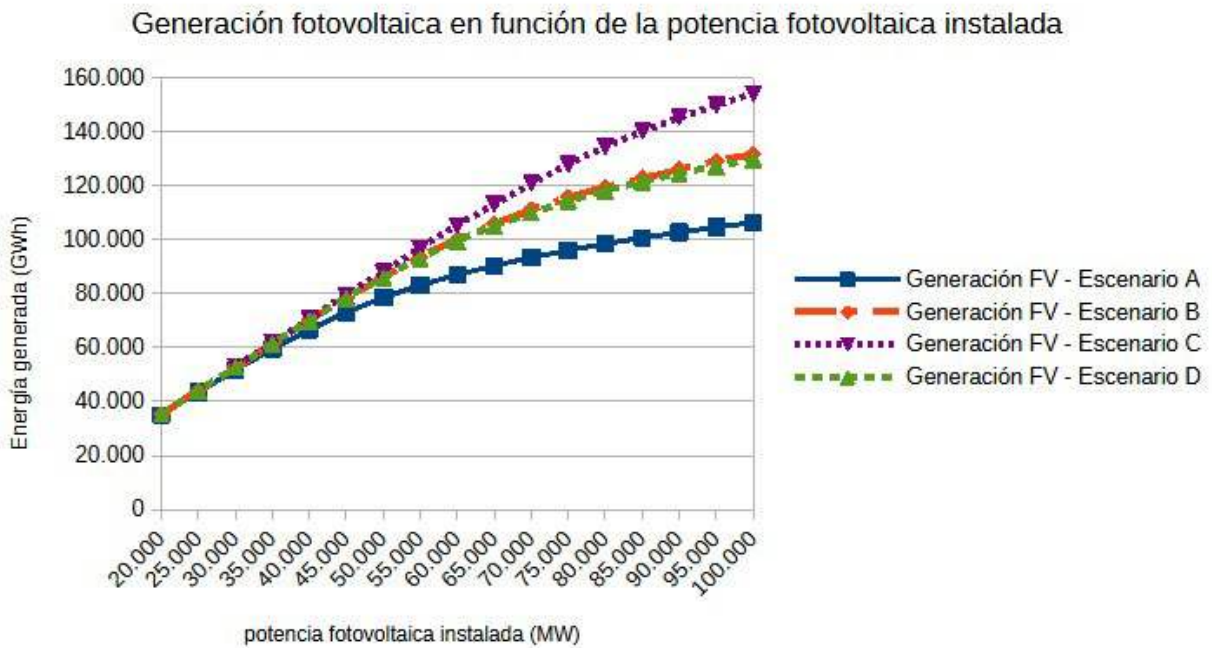


Figura 6.8. Generación fotovoltaica anual (MWh) en función de la potencia fotovoltaica instalada. Medias de los años 2016.2018.

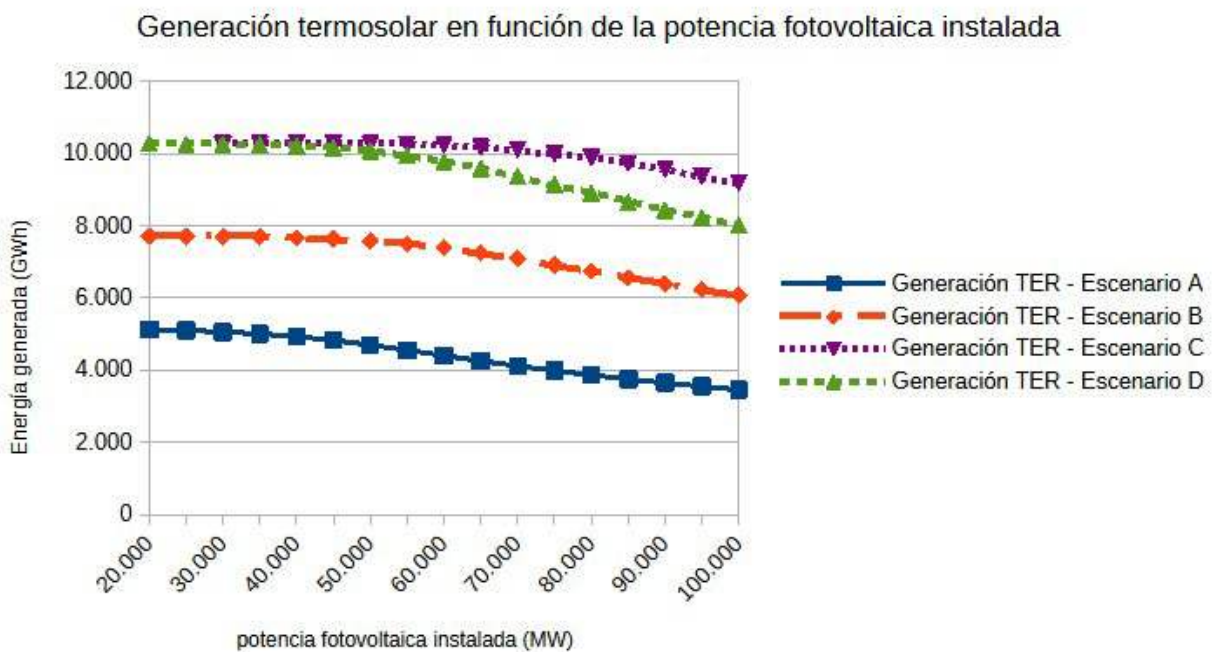


Figura 6.9. Generación termosolar anual (MWh) en función de la potencia fotovoltaica instalada. Medias de los años 2016.2018.

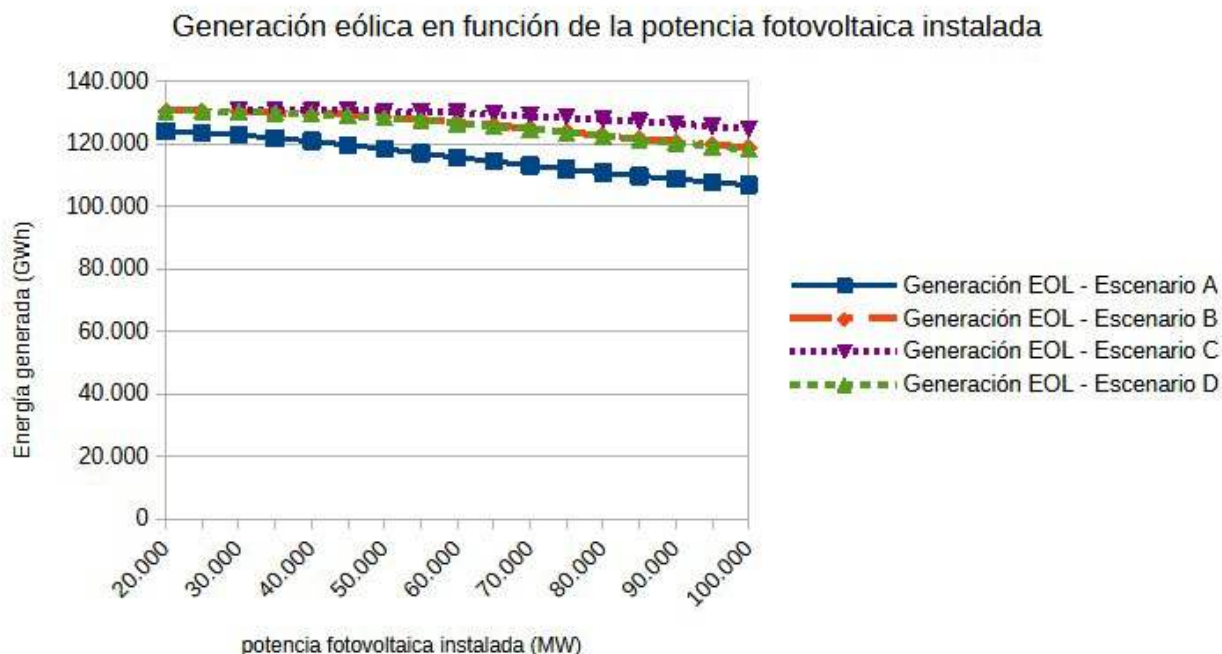


Figura 6.10. Generación eólica anual (MWh) en función de la potencia fotovoltaica instalada. Medias de los años 2016.2018.

En las figuras 6.11, 6.12 y 6.13 se muestra el destino de la energía generada por las tres fuentes estudiadas: fotovoltaica, eólica y termosolar, en función de la potencia fotovoltaica instalada. Se ha dividido el consumo en la energía que es consumida de forma instantánea por el sistema peninsular, la energía que se consume en los sistemas de almacenamiento, y la energía que se exporta. En la figura 6.11 se observa que la energía consumida de forma instantánea por el sistema es independiente del escenario, salvo en el escenario C debido a la mayor demanda.

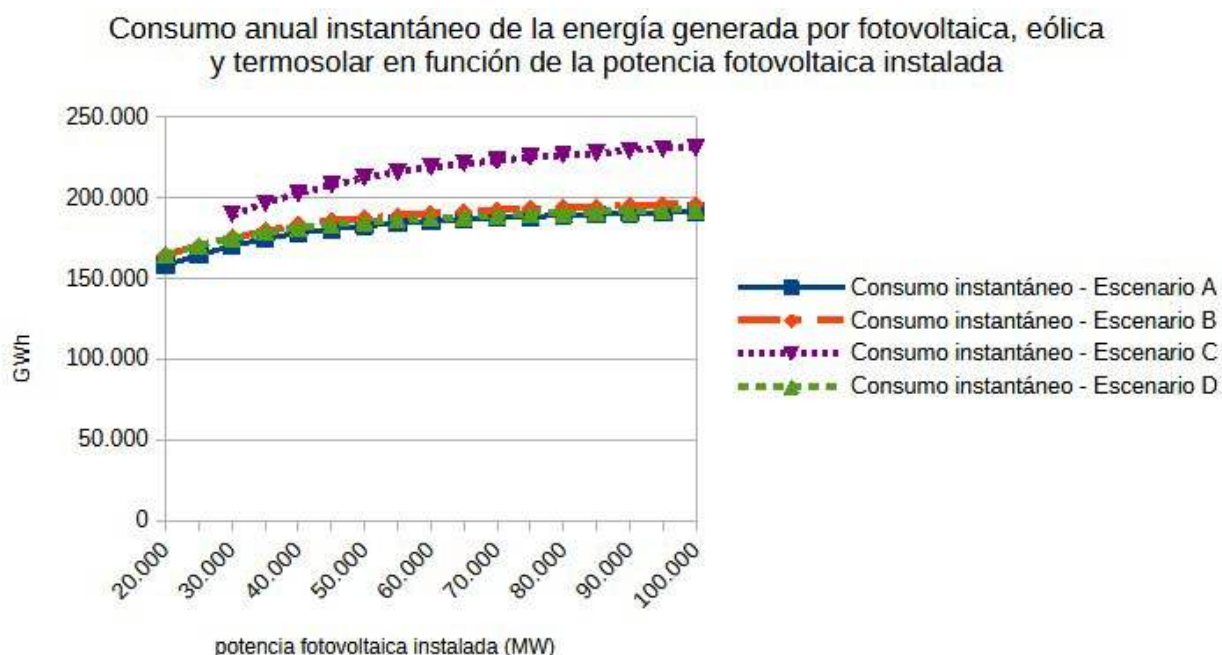


Figura 6.11. Consumo anual instantáneo de la energía generada por las tecnologías fotovoltaica, eólica y termosolar en función de la potencia fotovoltaica instalada. Medias de los años 2016.2018.

En las figuras 6.12 y 6.13 se observa la variación del consumo de energía en almacenada y exportada. En ambos casos se observa una tendencia de fuerte incremento al aumentar la potencia fotovoltaica instalada. Sin embargo, llegado un punto, el aumento en almacenamiento y en exportación se reduce debido al incremento de la energía que no es capaz de absorber el sistema.

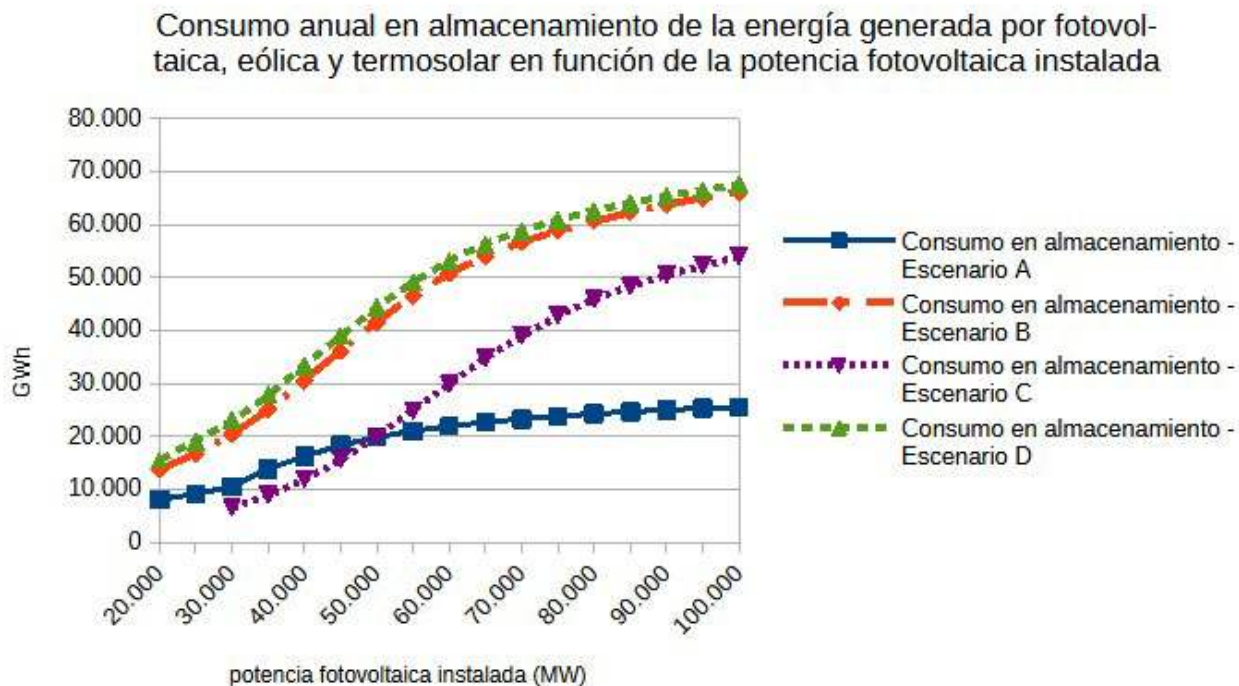


Figura 6.12. Consumo anual en almacenamiento de la energía generada por las tecnologías fotovoltaica, eólica y termosolar en función de la potencia fotovoltaica instalada. Medias de los años 2016.2018.

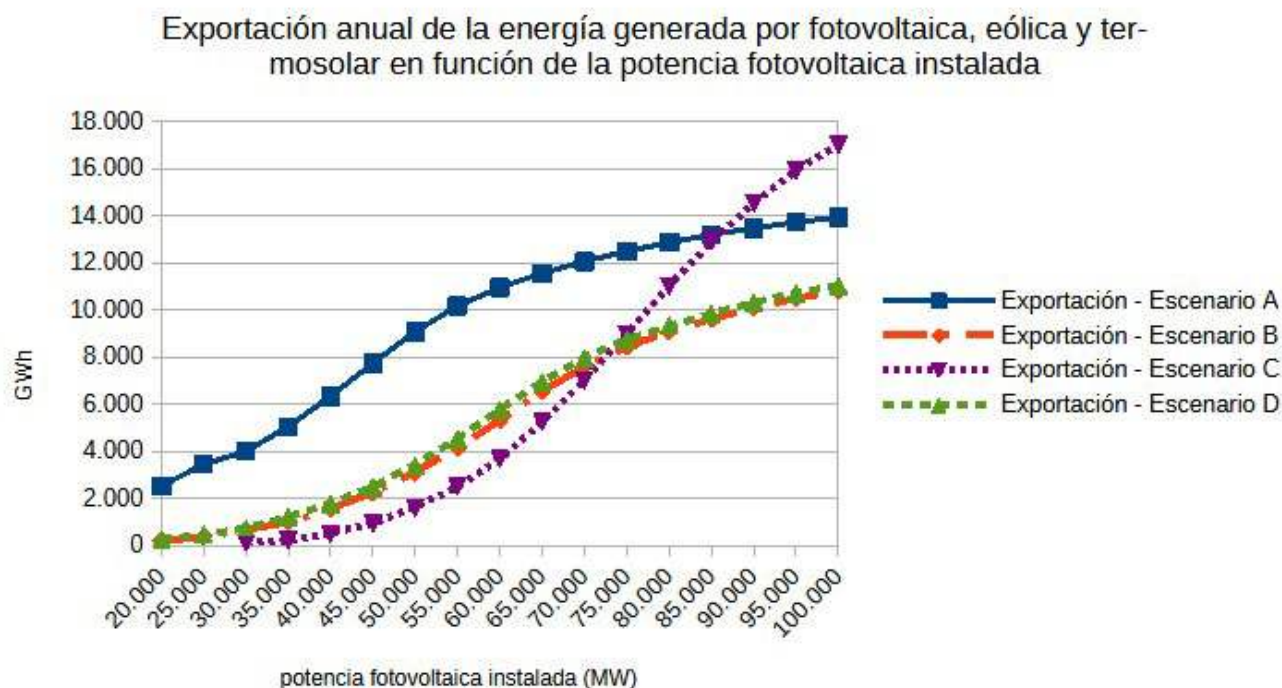


Figura 6.13. Exportación anual de la energía generada por las tecnologías fotovoltaica, eólica y termosolar en función de la potencia fotovoltaica instalada. Medias de los años 2016.2018.

### Estudio del punto de equilibrio vertidos-generación

Se ha considerado un punto de equilibrio en que el incremento de potencia fotovoltaica instalada provoca un incremento en los vertidos que iguala al incremento en energía generada. Por encima de este punto, un incremento en la potencia fotovoltaica instalada (manteniendo el resto de parámetros constantes) implica que se incrementan más los vertidos que la energía que se aprovecha (figura 6.14).

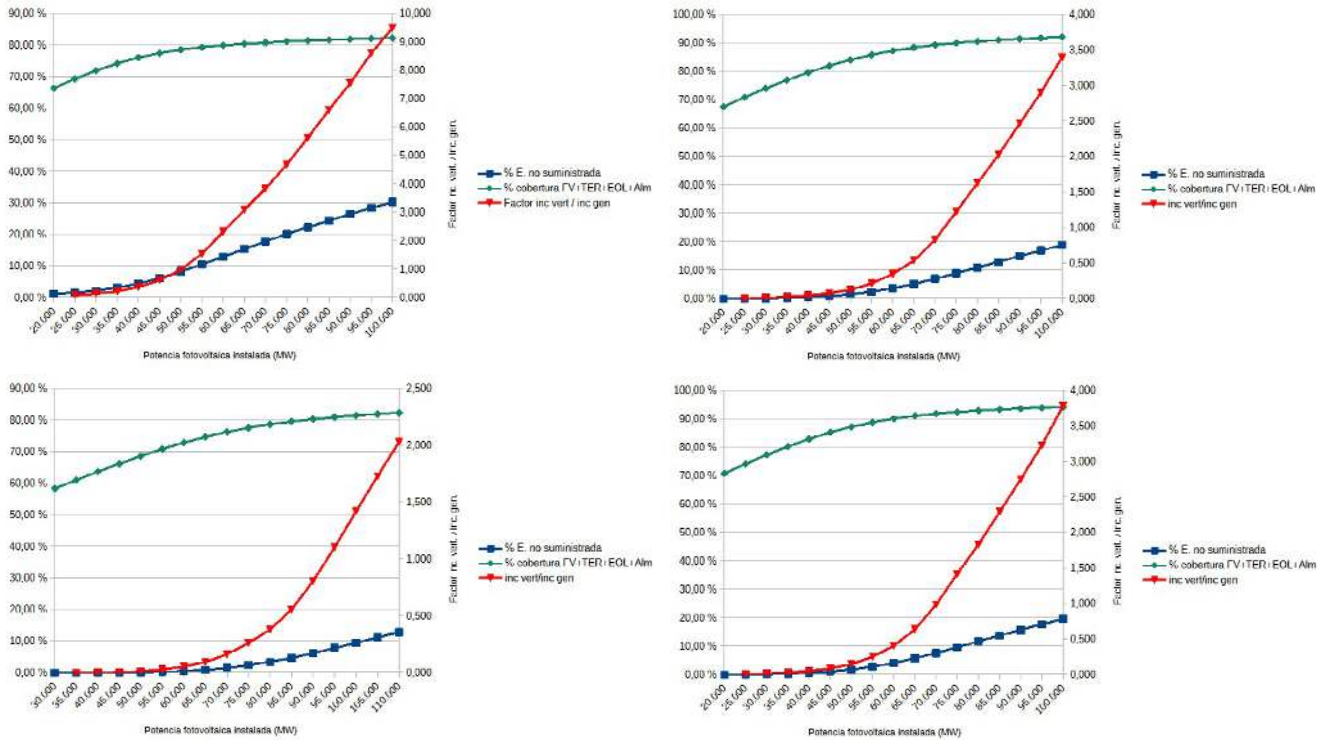


Figura 6.14. Porcentaje de cobertura fotovoltaica y renovable (FV, TER, EOL y almacenamiento a partir de estas 3 tecnologías), porcentaje de vertidos renovables (Energía no suministrada), e índice de vertidos/generación, en función de la potencia fotovoltaica instalada, para los 4 escenarios estudiados y curvas de consumo y generación de 2017 (las curvas para los años 2016 y 2018 son similares).

En el punto de equilibrio se producen entre un 8% y un 8,5% de vertidos renovables al cabo del año en todos los escenarios estudiados. En el escenario A (62 GW de eólica, 6 GW de almacenamiento y 4 GW de exportación) el punto de equilibrio se produce para una potencia fotovoltaica de 51,3 GW instalados, y a partir de ahí los vertidos crecen hasta el 30%. La cobertura de la fotovoltaica en el punto de equilibrio es del 28,5% y la de las tres fuentes conjuntamente es del 76,9%.

En el escenario B el incremento en la capacidad de almacenamiento (18,9 GW) absorbe parte de la potencia que no es demandada por el consumo instantáneo, de forma que la potencia que se puede instalar hasta llegar al punto de equilibrio es mayor, 72,9 GW. A partir de este punto los vertidos se incrementan hasta el 19% con 100 GW instalados. En el punto de equilibrio, la cobertura fotovoltaica es del 35,6% y la de las tres fuentes analizadas es del 88,7%.

En el escenario C, además de la capacidad de absorción del almacenamiento (18,9 GW) se incrementa la capacidad de exportación (8 GW) y se incrementa en un 54% la curva de demanda, con lo que se reducen los vertidos (con un máximo del 13% para 110 GW instalados), alcanzando el punto de equilibrio con una potencia fotovoltaica instalada de 94,1 GW. En este punto, la fo-

fotovoltaica representa el 37,2% de la generación, y las tres fuentes analizadas alcanzan el 79,8% de la generación.

En el escenario D (55 GW de eólica, 18,9 GW de almacenamiento y 4 GW de exportación), la reducción de la curva de demanda en un 2% logra que el punto de equilibrio se de con una potencia fotovoltaica instalada de 70,8 GW, aumentando los vertidos hasta el 19% con 100 GW instalados. En el punto de equilibrio la fotovoltaica representa un 35,4% de la generación total y las tres fuentes analizadas representan el 90,85% de la misma.

La comparación de los cuatro escenarios da una idea de la importancia del almacenamiento y de la demanda. La gran diferencia entre los escenarios A y B es la mayor capacidad de almacenamiento en el escenario B, que permite aumentar más de 7 puntos porcentuales la aportación de la fotovoltaica, y casi 12 puntos porcentuales la aportación de las tres fuentes estudiadas. En el escenario C, con un incremento muy importante de la demanda (54%), el punto de equilibrio se logra con una mayor potencia fotovoltaica, y esta fuente alcanza una cobertura del 37%. Sin embargo, las tres fuentes estudiadas (fotovoltaica, eólica y termosolar) no llegan a cubrir el 80% de la demanda, quedando en un nivel muy similar al escenario A.

Por el contrario, la ligera rebaja en la demanda en el escenario D -2% menor que en el escenario B-, consigue con una menor potencia fotovoltaica un nivel de cobertura de esta fuente similar -35,41% en el escenario D y 35,58% en el escenario B- y una cobertura mayor de las tres fuentes, con un 90,85% en el escenario D frente al 88,67% del escenario B (figura 6.15).

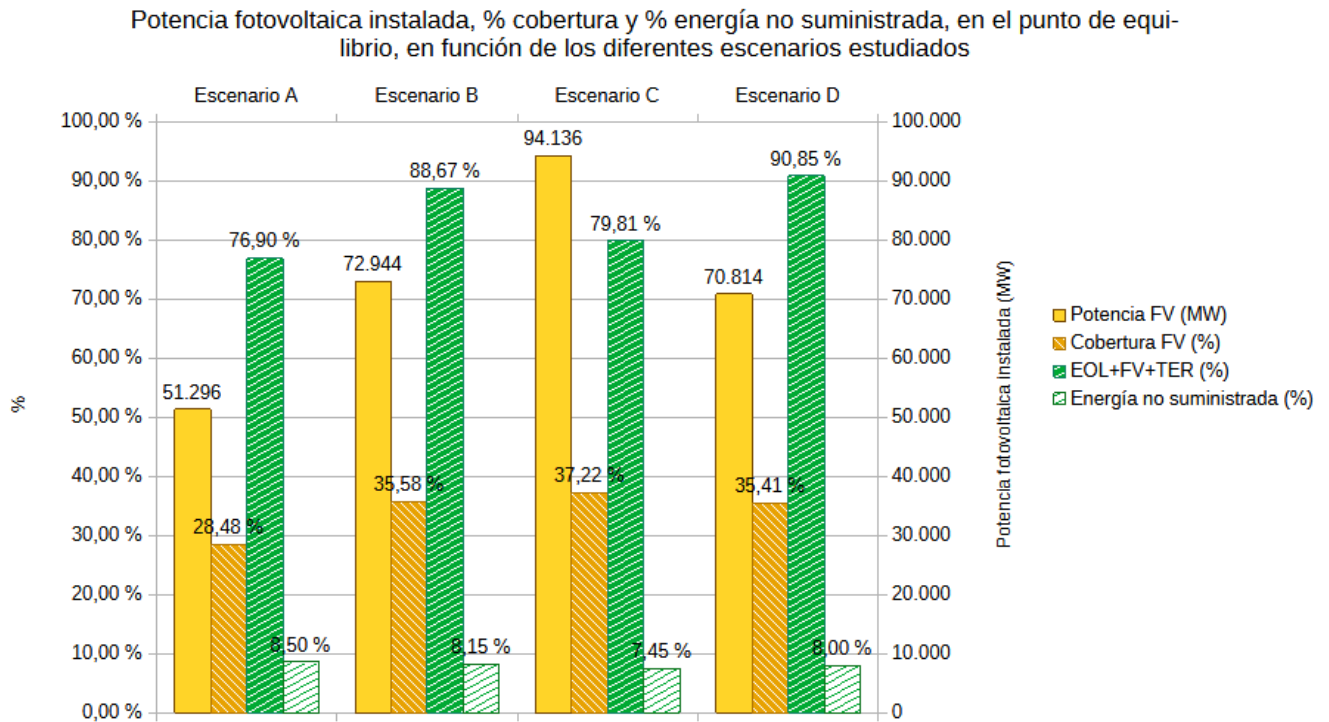


Figura 6.15. Potencia fotovoltaica instalada, porcentaje de cobertura fotovoltaica y solar y eólica (FV, TER, EOL y almacenamiento a partir de estas 3 tecnologías), y vertidos renovables (Energía no suministrada) para los 4 escenarios estudiados, en el punto de en que el incremento de los vertidos supera el incremento en energía generada.

|                     | Potencia FV óptima (MW) | Cobertura FV (%) | EOL+FV+TER (%) | Energía no suministrada (%) |
|---------------------|-------------------------|------------------|----------------|-----------------------------|
| Escenario A-2016    | 52.879                  | 28,59 %          | 73,59 %        | 8,44 %                      |
| Escenario A-2017    | 50.167                  | 28,85 %          | 78,54 %        | 8,31 %                      |
| Escenario A-2018    | 50.841                  | 27,99 %          | 78,56 %        | 8,74 %                      |
| Escenario A (Media) | 51.296                  | 28,48 %          | 76,90 %        | 8,50 %                      |
| Escenario B-2016    | 73.960                  | 34,80 %          | 87,47 %        | 8,48 %                      |
| Escenario B-2017    | 72.183                  | 36,54 %          | 89,54 %        | 7,82 %                      |
| Escenario B-2018    | 72.691                  | 35,41 %          | 88,98 %        | 8,15 %                      |
| Escenario B (Media) | 72.944                  | 35,58 %          | 88,67 %        | 8,15 %                      |
| Escenario C-2016    | 95.229                  | 36,41 %          | 78,66 %        | 7,65 %                      |
| Escenario C-2017    | 93.298                  | 38,14 %          | 80,70 %        | 7,23 %                      |
| Escenario C-2018    | 93.881                  | 37,10 %          | 80,07 %        | 7,47 %                      |
| Escenario C (Media) | 94.136                  | 37,22 %          | 79,81 %        | 7,45 %                      |
| Escenario D-2016    | 71.607                  | 34,57 %          | 89,63 %        | 8,28 %                      |
| Escenario D-2017    | 70.159                  | 36,40 %          | 91,81 %        | 7,68 %                      |
| Escenario D-2018    | 70.676                  | 35,25 %          | 91,10 %        | 8,03 %                      |
| Escenario D (Media) | 70.814                  | 35,41 %          | 90,85 %        | 8,00 %                      |

## Generación y vertidos renovables en función de la capacidad de almacenamiento

El incremento en la capacidad de almacenamiento tiene un efecto directo sobre el mayor aprovechamiento de la energía renovable generada, y esto es especialmente relevante al incrementar la potencia fotovoltaica instalada, debido al carácter tan marcado de su curva de generación. Sin embargo, la instalación de almacenamiento también tiene límites, derivados del uso de materiales, espacio físico, o los derivados del coste que suponen estos sistemas. Además, el almacenamiento tiene unas pérdidas, que se han estimado en este estudio en un 25%, por lo que incrementar de forma desproporcionada la capacidad de almacenamiento lleva aparejado el incremento de la necesidad de potencia instalada en una proporción aún mayor, para compensar las pérdidas de los sistemas de almacenamiento.

Se ha simulado el comportamiento del sistema con una potencia instalada eólica de 62 GW, 4,8 GW de termosolar, 70 GW de fotovoltaica, y 4 GW de capacidad de exportación. El comportamiento del sistema utilizando las curvas de consumo de los años 2016, 2017 y 2018 es muy similar, observándose cómo disminuyen los vertidos y aumenta la cobertura renovable a medida que se incrementa el almacenamiento, debido fundamentalmente a la mayor generación proveniente del almacenamiento.

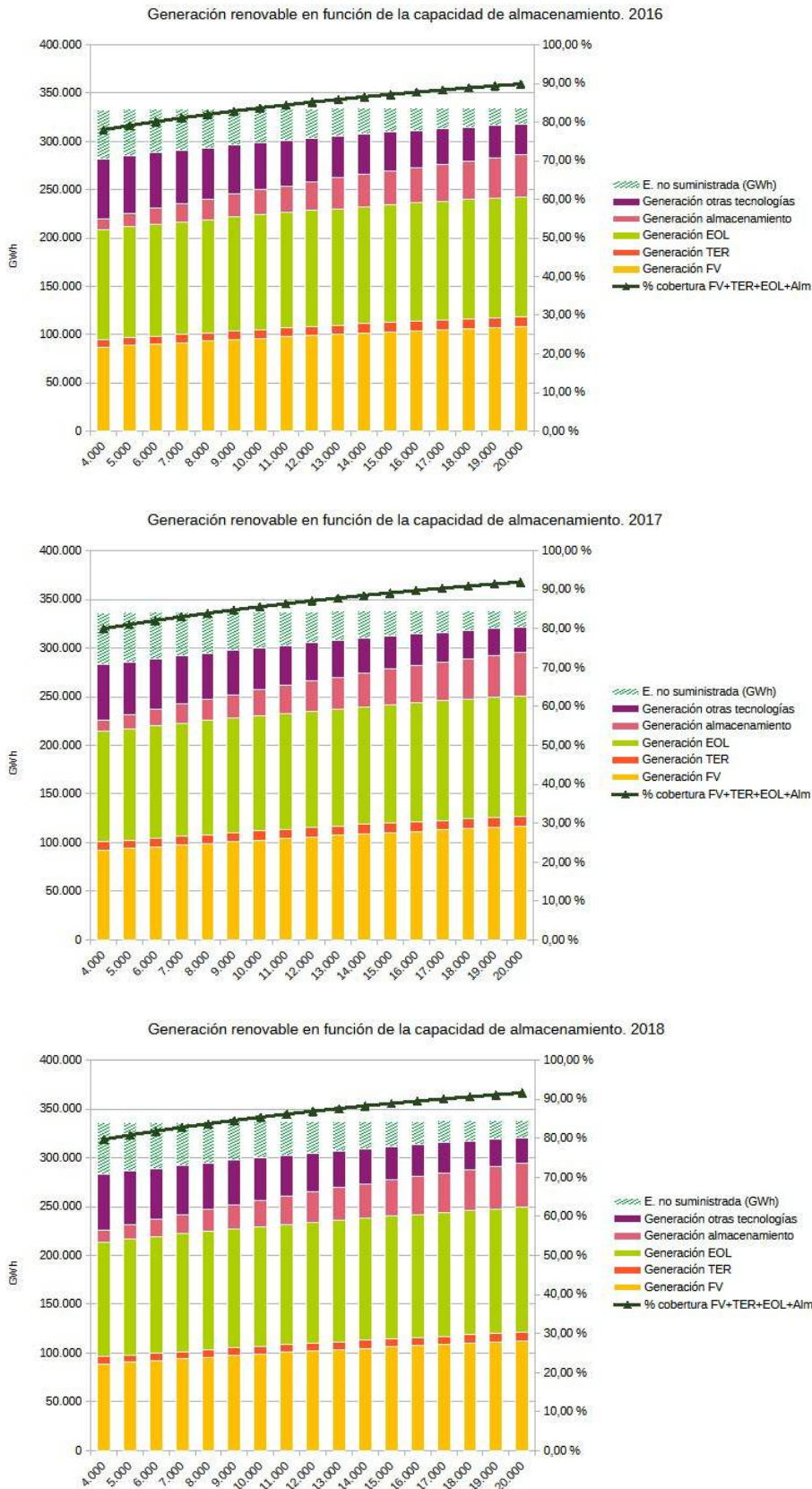


Figura 6.16. Generación anual de cada tecnología (FV: fotovoltaica, TER: termosolar, EOL: eólica, generación a partir del almacenamiento y otras tecnologías, energía no suministrada (vertidos de estas tecnologías) y porcentaje de cobertura de estas tecnologías, en función de la potencia instalada de almacenamiento. Curvas de demanda y generación de los años 2016, 2017 y 2018.

Se ha estudiado también el comportamiento del almacenamiento, tomando como datos la energía máxima almacenada y las horas máximas de almacenamiento. Los resultados, aunque son dispares entre los distintos años, muestran una tendencia similar, de forma que al aumentar la potencia instalada de almacenamiento (permaneciendo constantes el resto de los parámetros), la energía máxima almacenada aumenta de forma más o menos importante, llegando a los 3.000 GWh en el caso del año 2018 (aproximadamente un 1% de la demanda anual).

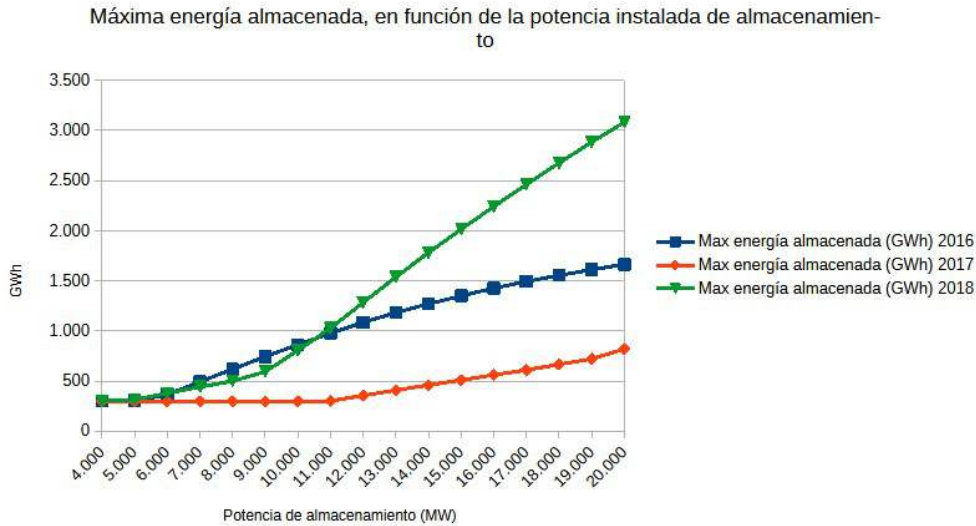


Figura 6.18. Energía máxima almacenada en función de la potencia de almacenamiento instalada. Curvas de demanda y generación de los años 2016, 2017 y 2018. Potencias instaladas: eólica 62 GW, termosolar 4,8 GW, fotovoltaica 70 GW, capacidad de exportación con Francia: 4 GW.

Podemos observar la capacidad necesaria del almacenamiento (horas) dividiendo la energía máxima almacenada entre la potencia del almacenamiento, observando que dicho parámetro varía considerablemente de un año a otro, con rangos que van hasta las 160 horas (aproximadamente 6 días). Es decir, son necesarios sistemas de almacenamiento de grandes cantidades de energía y a largo plazo, como puede ser el bombeo hidráulico u otros sistemas que ofrezcan estas características, no siendo válidos, en principio, de forma generalizada, los sistemas de baterías actuales en un escenario de alta penetración de renovables no gestionables (figura 6.19).

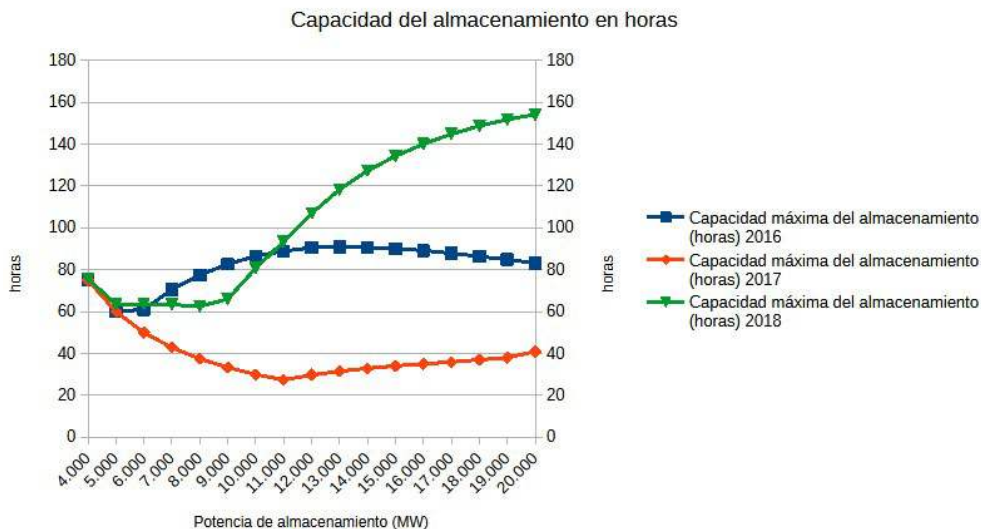


Figura 6.19. Energía máxima almacenada y máximo número de horas de almacenamiento, en función de la potencia de almacenamiento instalada. Curvas de demanda y generación de los años 2016, 2017 y 2018. Potencias instaladas: eólica 62 GW, termosolar 4,8 GW, fotovoltaica 70 GW, capacidad de exportación con Francia: 4 GW.



## Generación y vertidos renovables en función de la potencia síncrona necesaria en el sistema

Los escenarios analizados parten de la hipótesis de una necesidad mínima del 10% de generación síncrona en el sistema, considerando que las instalaciones fotovoltaicas y eólicas son asíncronas, por lo que es relativamente difícil superar el límite del 90% de generación con eólica y solar (teniendo en cuenta la escasa potencia instalada de termosolar). Únicamente en los escenarios B y D se supera ligeramente el 90% de cobertura. Si la necesidad de potencia síncrona se redujese o se produjeran avances que permitieran introducir instalaciones síncronas o que simulen generadores síncronos de estas tecnologías, la penetración de las mismas se incrementaría, reduciendo los vertidos (figura 6.20)

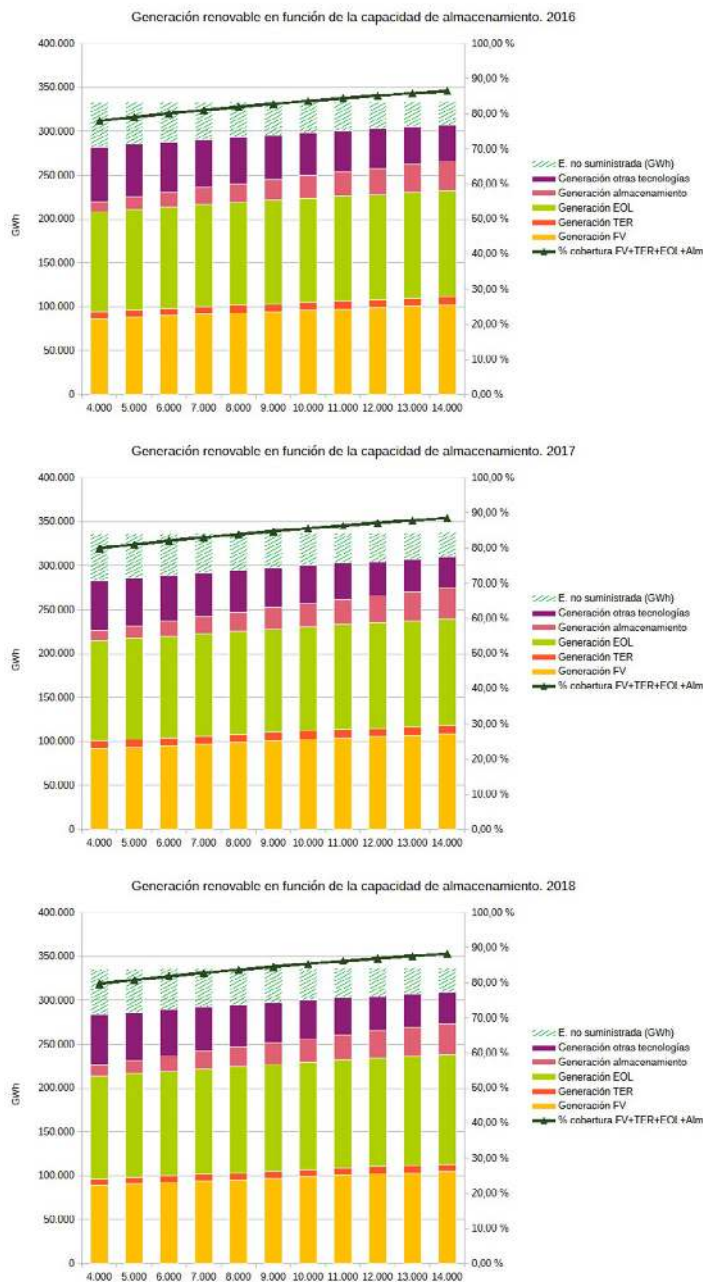


Figura 6.20. Generación anual de cada tecnología (FV: fotovoltaica, TER: termosolar, EOL: eólica, generación a partir del almacenamiento y otras tecnologías, energía no suministrada (vertidos de estas tecnologías) y porcentaje de cobertura de estas tecnologías, en función de la potencia síncrona mínima necesaria. Curvas de demanda y generación de los años 2016, 2017 y 2018. Potencias instaladas: eólica 62 GW, termosolar 4,8 GW, fotovoltaica 70 GW, capacidad de exportación con Francia: 4 GW.

Como puede observarse en la figura 6.20, el efecto es muy similar en los 3 años estudiados. La energía generada total se reduce ligeramente al reducirse la necesidad de generación síncrona, ya que se reduce el consumo del almacenamiento, al ser absorbida mayor cantidad de energía eólica y solar de forma instantánea.

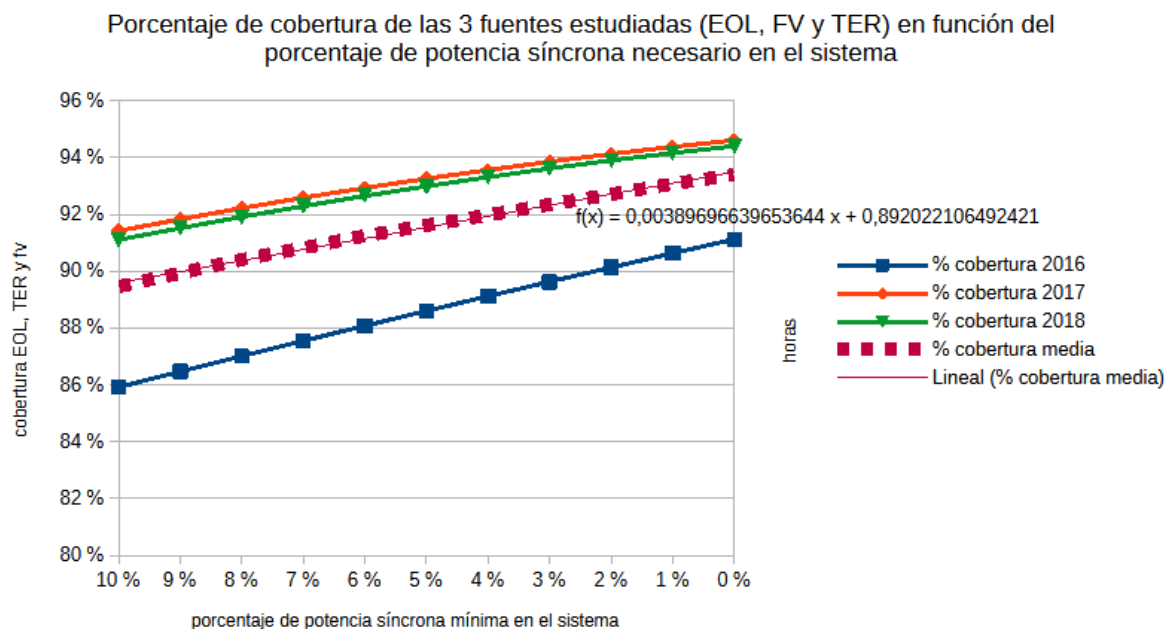


Figura 6.21. Porcentaje de cobertura de eólica, fotovoltaica y termosolar en función del porcentaje de potencia síncrona mínimo en el sistema. Curvas de demanda y generación de los años 2016, 2017 y 2018. Potencias instaladas: eólica 62 GW, termosolar 4,8 GW, fotovoltaica 70 GW, capacidad de exportación con Francia: 4 GW.

El incremento en el porcentaje de cobertura de estas 3 fuentes a medida que disminuye el porcentaje de potencia síncrona necesario en el sistema es prácticamente lineal, incrementándose aproximadamente en un punto porcentual por cada dos puntos porcentuales de reducción de potencia síncrona (figura 6.21).

## Generación y vertidos renovables en función de la potencia fotovoltaica y eólica instalada

Se ha estudiado la variación de la energía generada y de la energía no suministrada en función de la energía eólica y fotovoltaica instalada, para los escenarios B y C. En las gráficas se puede observar que la energía generada por las 3 tecnologías estudiadas se incrementa de forma más importante al incrementar la potencia eólica instalada que al incrementar la potencia fotovoltaica para ambos escenarios (figura 6.22). De igual forma, el incremento de la energía no suministrada es mayor al aumentar la potencia fotovoltaica instalada que al aumentar la potencia eólica instalada, debido a la mayor concentración de la generación fotovoltaica en determinadas horas del día (figura 6.23).

La energía generada por las tres tecnologías estudiadas (eólica, fotovoltaica y termosolar) encuentra un límite en los 300.000 GWh para niveles de potencia instalada altos, en el escenario B, debido a que en este escenario la demanda es de 254.000 GWh y se ha considerado necesaria una potencia mínima del 10% de generación síncrona (la generación máxima aprovechable es

la suma de la demanda, almacenamiento y exportación). En el escenario C, en el que se analiza el comportamiento con un incremento de la demanda del 54% (escenario PNIEC), el límite de energía aprovechable es superior (en torno a los 350 GWh), y se alcanza para potencias instaladas mayores.

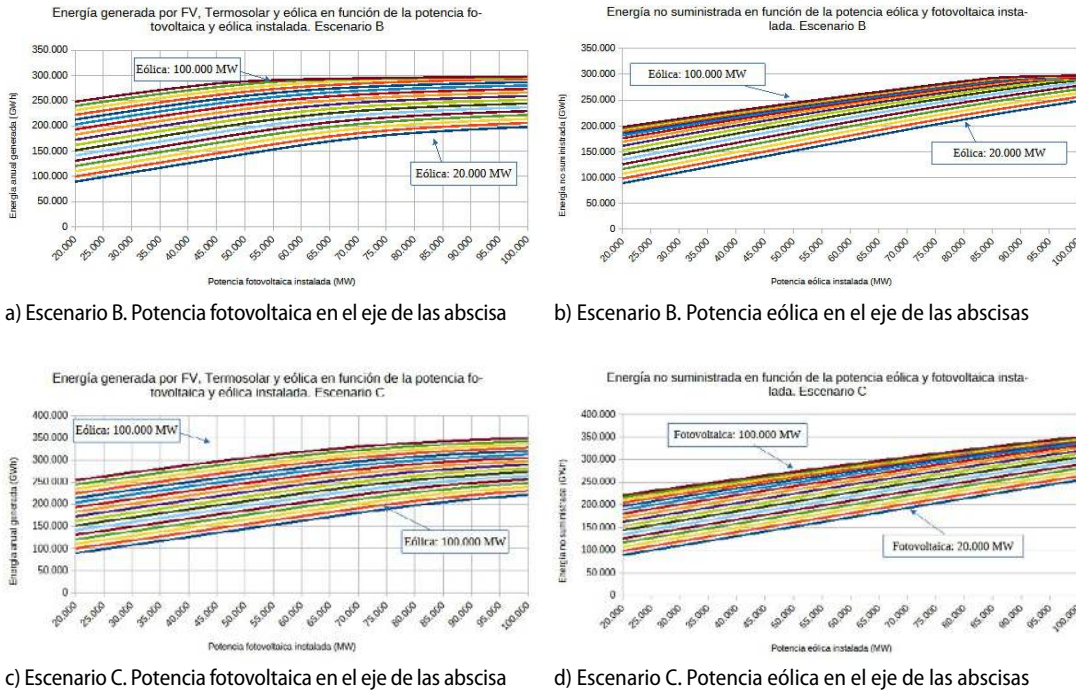


Figura 6.22. Energía generada por las tecnologías fotovoltaica, termosolar y eólica en función de la potencia fotovoltaica (eje de las abscisas) y eólica instalada (curvas desde 20 GW a 100 GW). Curvas de demanda y generación de 2017. Escenarios B y C. En a) y c) se muestra la potencia fotovoltaica en el eje de las abscisas y curvas en función de la potencia eólica instalada; en b) y d) se muestra la potencia eólica en el eje de las abscisas y curvas en función de la potencia fotovoltaica instalada.

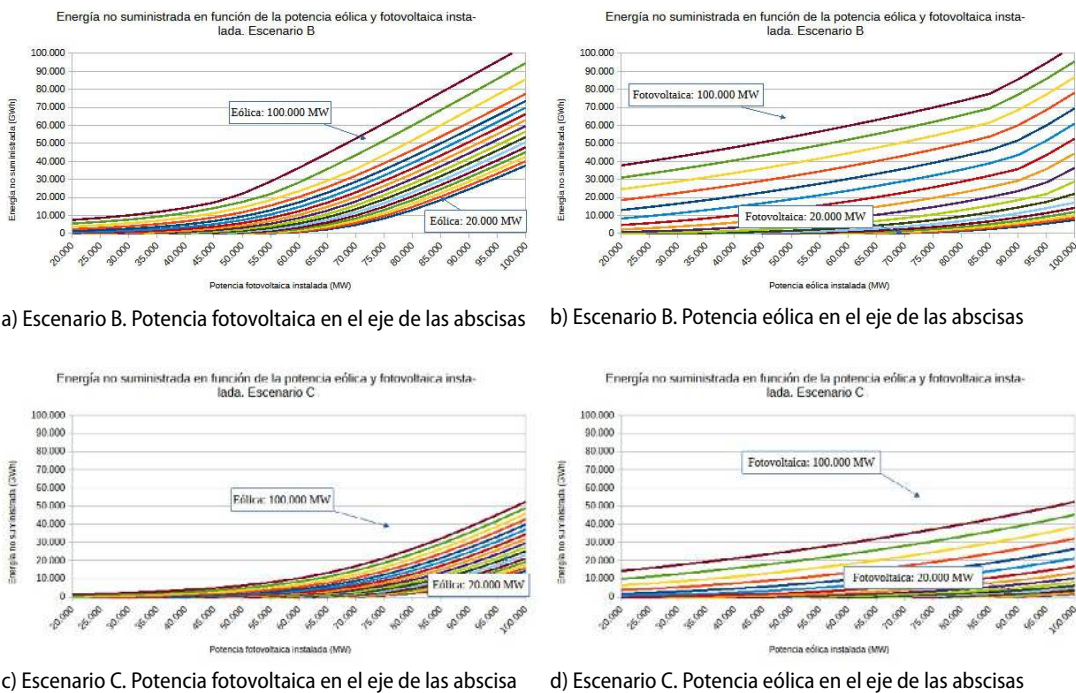


Figura 6.23. Energía no suministrada por las tecnologías fotovoltaica, termosolar y eólica en función de la potencia fotovoltaica y eólica instaladas. Curvas de demanda y generación de 2017. Escenarios B y C. En a) y c) se muestra la potencia fotovoltaica en el eje de las abscisas y curvas en función de la potencia eólica instalada; en b) y d) se muestra la potencia eólica en el eje de las abscisas y curvas en función de la potencia fotovoltaica instalada.

Si se analiza el incremento de energía no suministrada en relación al incremento de la energía generada, al incrementar la potencia fotovoltaica instalada, y en función de la potencia eólica instalada, se observa un comportamiento lineal, con potencias fotovoltaicas límites de entre los 75 GW (25 GW de eólica instalada) y los 50 GW (100 GW de eólica instalada) en el escenario B, y entre los 95 GW (25 GW de eólica instalada) y los 75 GW (100 GW de fotovoltaica instalada), en el caso del escenario C.

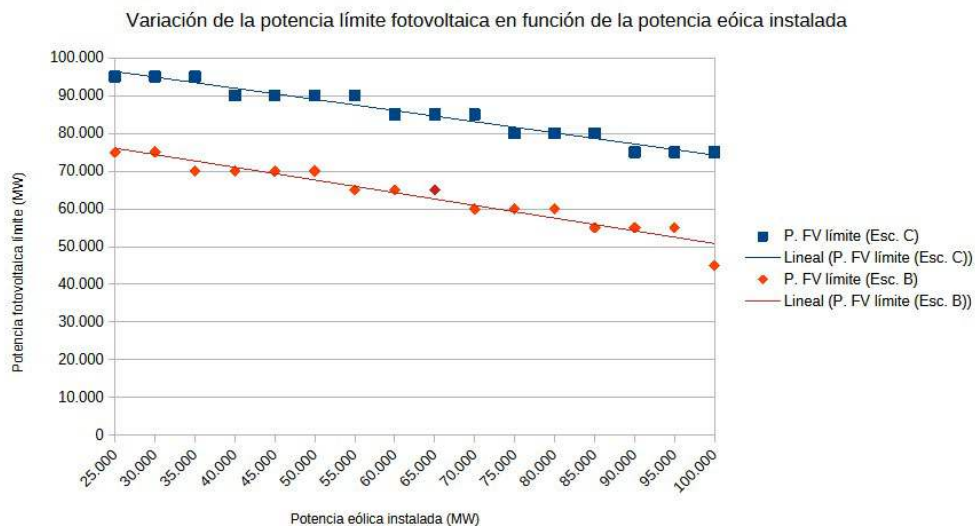


Figura 6.24. Variación de la potencia fotovoltaica límite a instalar en función de la potencia eólica instalada. Escenarios B y C.

## Generación y vertidos renovables en función de la demanda.

Se ha estudiado la variación de la generación y vertidos renovables en función de la variación de la demanda, variando esta entre 150.000 GWh y 350.000 GWh (el PNIEC 2023-2030 prevé una demanda en b.c. a nivel nacional de 301.874 GWh anuales, y la demanda del sistema peninsular representa aproximadamente el 94,5% del total nacional). Para una misma potencia instalada, se observa como los vertidos se reducen al aumentar la demanda, pero también la necesidad de otras fuentes de apoyo.

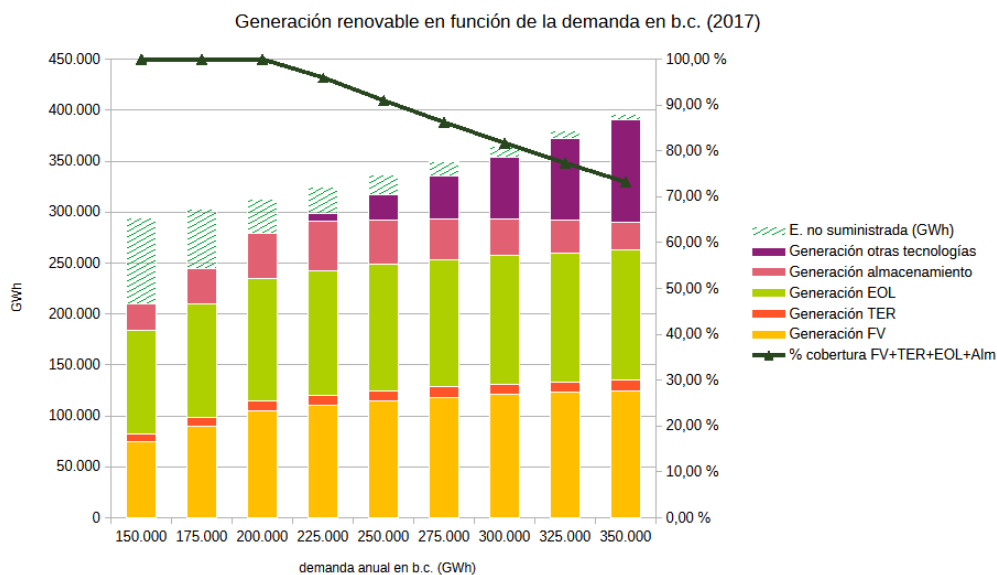


Figura 6.23. Generación de las distintas fuentes en función de la demanda. Potencia fotovoltaica instalada de 70 GW, 62 GW eólica, 4,8 GW de termosolar; exportación 4 GW; almacenamiento 18,9 GW.

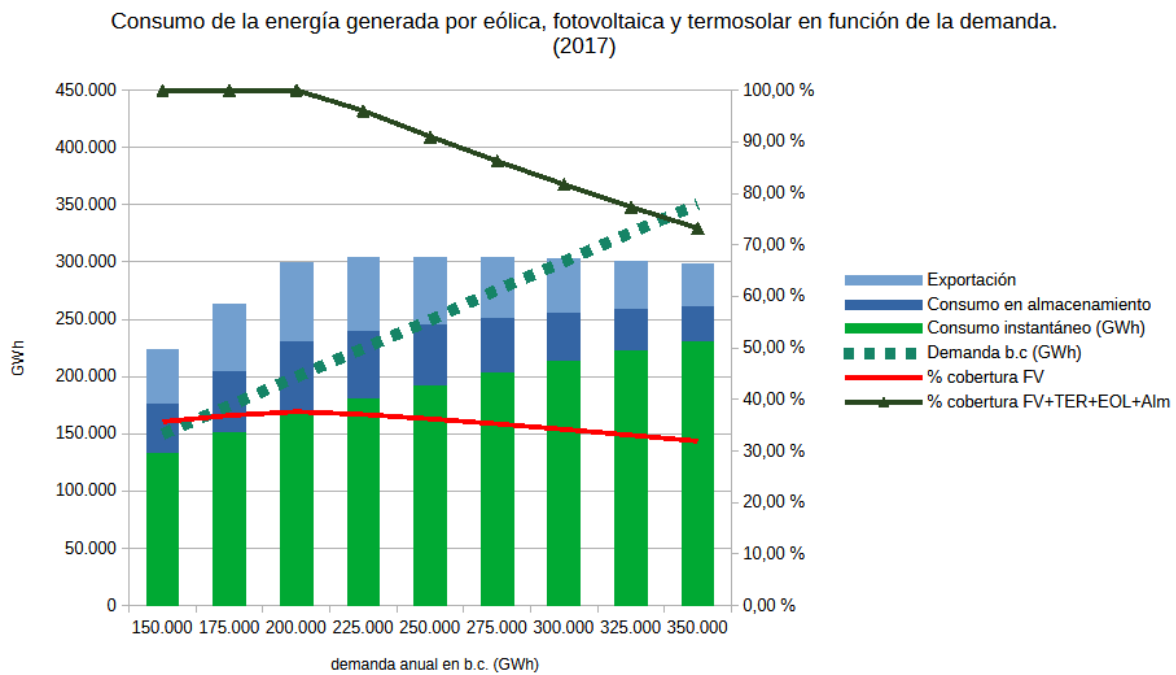


Figura 6.24. Consumo instantáneo, almacenado y exportado de energía la FV, EOL y TER en función de la demanda. Potencia fotovoltaica instalada de 70 GW, 62 GW eólica, 4,8 GW de termosolar; exportación 4 GW; almacenamiento 18,9 GW.

# Conclusiones

## Impacto de la fotovoltaica sobre el aprovechamiento de la potencia renovable.

Debido a la pronunciada curva de generación de la tecnología fotovoltaica, con una concentración de la generación durante las horas solares, especialmente en las horas centrales del día, el aumento de la potencia fotovoltaica instalada en el sistema eléctrico peninsular tiene un impacto importante sobre el aprovechamiento de la potencia renovable instalada. A partir de un determinado nivel de potencia instalada se producen los llamados “vertidos renovables”, es decir, limitaciones en la energía que el sistema puede absorber debido a una mayor disponibilidad de la generación frente a la demanda, lo que lleva al operador del sistema a dar órdenes de parada de instalaciones o a limitación de la potencia de las mismas. Debido a este hecho, el aumento de potencia instalada no implica un aumento lineal de la energía generada sino que la generación tiende a estabilizarse o a incrementarse muy ligeramente a partir de un punto determinado.

Superado un cierto límite, el incremento de la potencia instalada genera un incremento mayor de la energía no suministrada que de la energía generada, por lo que en este estudio se ha considerado que este punto representaría un límite máximo a la instalación. Este límite depende de múltiples factores como las curvas de demanda, la capacidad de almacenamiento y de exportación, o de la potencia instalada de las distintas fuentes energéticas.

El hecho de que la generación fotovoltaica presente variaciones estacionales, pero sobre todo un pico diario muy marcado, hace que este efecto sea mucho más importante al aumentar la potencia instalada fotovoltaica que la potencia eólica, y afecta al resto de tecnologías no gestionables, en especial a la termosolar pero también a la eólica, incrementando también la energía no suministrada por estas dos tecnologías.

## La importancia de desarrollar sistemas de almacenamiento de gran capacidad y largo plazo

El factor que más incidencia tiene en el aprovechamiento de la energía, reduciendo el nivel de vertidos, aparte de la potencia instalada, es la capacidad de almacenamiento. No obstante, el almacenamiento es caro, consume recursos y produce pérdidas, por lo que tampoco es razonable una instalación de almacenamientos por encima de lo necesario. En los escenarios analizados el incremento de la capacidad de almacenamiento para alcanzar el objetivo del PNIEC permite lograr coberturas renovables significativas, entre el 85% y por encima del 90%. Sin embargo, es necesario dotar a este almacenamiento de la capacidad necesaria para almacenar grandes volúmenes de energía en lapsos de varios días. Sería necesario por lo tanto contar con sistemas de tipo bombeo hidráulico o similares.

Aumentar la capacidad de exportación permite aumentar la potencia instalada, pero no aumenta significativamente la cobertura de las fuentes estudiadas, a menos que la exportación de energía vaya ligada a una importación similar de energía renovable a través de las interconexiones. No obstante, las dificultades de construcción de nuevas líneas de interconexión con Francia hacen que, incluso en el PNIEC, estas se limiten a pasar de los 4.000 MW actuales a 8.000 MW en 2030, en un escenario de incertidumbre por los costes y los impactos asociados. Además, desde Ecologistas en Acción nos posicionamos a favor de la generación de cercanía y la adecuación de la demanda a la oferta, lo que en principio tendría menores impactos por la menor necesidad de grandes instalaciones e infraestructuras de transporte.

### Límites razonables a la instalación de fotovoltaica

Los resultados del estudio establecen el límite a la instalación de fotovoltaica entre 51 GW para el escenario A ("escenario actual"), con 6 GW de potencia de almacenamiento y 4 GW de exportación, y 94 GW en el escenario C ("escenario PNIEC"), con 18,9 GW de almacenamiento, 8 GW de exportación y un incremento de la demanda del 150%. En el escenario A la cobertura fotovoltaica se sitúa en el 28,5% y la cobertura con las tres fuentes estudiadas alcanza el 76,9%. En los escenarios B, C y D, al aumentar la capacidad de almacenamiento, se alcanza una cobertura de fotovoltaica de 35,6% 37,2% y 35,4% respectivamente, y una cobertura de las tres fuentes analizadas del 88,7%, 79,8% y 90,8% respectivamente, con potencias instaladas de 72,9 GW, 94,1 GW y 70,8 GW. En el escenario D, con una reducción de la demanda en barras de central del 2% se consigue una mayor cobertura de las fuentes estudiadas con una menor potencia instalada<sup>20</sup>.

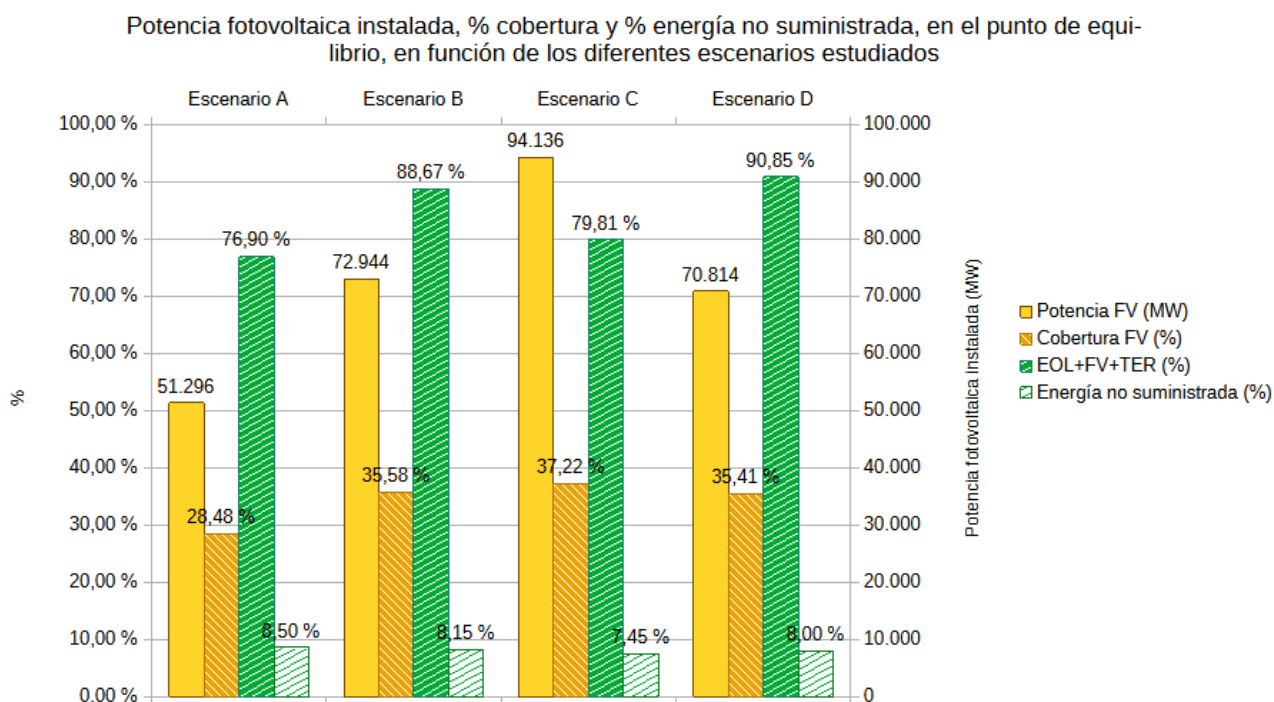


Figura 6.15. Potencia fotovoltaica instalada, porcentaje de cobertura fotovoltaica y solar y eólica (FV, TER, EOL y almacenamiento a partir de estas 3 tecnologías), y vertidos renovables (Energía no suministrada) para los 4 escenarios estudiados, en el punto de en que el incremento de los vertidos supera el incremento en energía generada.

Los datos de potencia instalada incluyen el autoconsumo y la generación vertida al sistema, y son límites que dependen de factores como la cercanía de la generación al consumo (que reduciría las pérdidas y por lo tanto la demanda y la potencia necesaria), modificaciones en la curva de consumo que permitan aprovechar mejor la energía generada durante las horas de sol, o la variación en el nivel de demanda eléctrica.

Con estas potencias instaladas, la cobertura mediante estas fuentes sería entre el 76% (escenario A) y 90% (escenario D), debiendo ser cubierta la demanda restante por otras fuentes, idealmente gestionables. Teniendo en cuenta que la hidráulica cubre entre el 7,5% y el 15% de la demanda y que depende en gran medida de la pluviometría, y que otras renovables térmicas

<sup>20</sup> En el escenario D (generación distribuida) se plantea una reducción del 2% respecto a los escenarios A y B, lo que equivale al mantenimiento de la demanda final, pero reduciendo las pérdidas en las redes debido a la instalación in situ o cercana al consumo.

o residuos renovables cubren actualmente alrededor del 2% de la demanda, un sistema 100% renovable debería planificarse para que las fuentes estudiadas sean capaces de cubrir alrededor del 90% de la demanda. Reducir la cobertura de las tecnologías solares y eólica haría necesaria la instalación de otras fuentes gestionables.

El estudio se ha realizado bajo el supuesto de una necesidad mínima de potencia síncrona del 10%, asumiendo que la fotovoltaica y la eólica no lo son. La reducción de este nivel mínimo de potencia síncrona, o bien la incorporación de sistemas que permitan a estas tecnologías simular el comportamiento de generadores síncronos permite una mayor penetración de estas tecnologías.

La potencia de fotovoltaica y eólica que es razonable instalar se sitúa como mínimo en los 51 GW del escenario A, en el que sería necesario aumentar la aportación de fuentes gestionables. Sin embargo, el aumento en la capacidad de almacenamiento es prácticamente incuestionable para poder absorber los picos de generación y cubrir las puntas de consumo, en un escenario con fuentes intermitentes. Aumentar la potencia eólica instalada significa también incrementar sustancialmente la cobertura de estas tres fuentes.

El escenario D plantea una reducción razonable de la demanda en b.c., fruto de la instalación de autoconsumo y generación cercana a los puntos de consumo. Se ha estimado una reducción de la demanda del 2% para un 20% de generación de cercanía. La potencia fotovoltaica cubriría en este escenario el 35,4% de la demanda, con 70,8 GW instalados. La energía de las tres fuentes estudiadas más la energía almacenada cubriría más del 90% de la demanda total, lo que se considera un escenario viable.

### **Existe un exceso patente de proyectos que han solicitado permisos de acceso y conexión**

Si tenemos en cuenta la potencia fotovoltaica y eólica actualmente en servicio, la que tiene permisos de acceso concedidos y la que tiene permisos de acceso solicitados, con un total de 112,4 GW fotovoltaicos y 66,2 GW eólicos, la fotovoltaica supera con creces los objetivos del PNIEC y los límites razonables de instalación, lo que llevaría a un alto nivel de vertidos junto con una ocupación del territorio y de impactos sociales y ambientales muy superior al necesario. Máxime si se potencia el autoconsumo, que reduciría por un lado la demanda en barras de central, al eliminar las pérdidas en las redes, y la potencia a instalar en suelo.

Al mismo tiempo, las dificultades para superar el 90% de cobertura solar y eólica sin incrementar de forma significativa los vertidos presentan un desafío político y técnico. Desde Ecologistas en Acción sostenemos que España debe alcanzar la neutralidad climática en 2040, lo que exige una fuerte reducción de los consumos, la electrificación de gran parte del consumo energético, y alcanzar una generación eléctrica 100% renovable en 2030. En estudio se han presentado varias estrategias posibles que deben combinarse de forma inteligente (aumento de generación, cercanía al consumo, almacenamiento, interconexiones, equilibrio entre fuentes...), siempre teniendo en cuenta sus impactos ambientales y económicos. Al mismo tiempo, no se han explorado en profundidad otras estrategias que podrían ayudar a reducir los vertidos y aumentar la cobertura renovable, como por ejemplo la gestión activa de la demanda eléctrica para concentrarla en los momentos de alta generación fotovoltaica. Nuestra estrategia de descarbonización debe ser, al mismo tiempo, audaz, inteligente, justa y bien planificada.



## Glosario de términos y acrónimos

- **Autoconsumo:** Proceso mediante el cual un usuario produce y utiliza su propia energía, generalmente a partir de fuentes renovables, reduciendo así la dependencia de la red eléctrica.
- **Descarbonización:** Proceso de reducción o eliminación de emisiones de carbono en la producción y consumo de energía.
- **Demanda en barra central (demanda b.c.):** Cantidad de energía que un nodo o punto de conexión en una red eléctrica requiere en un momento determinado, lo que ayuda a gestionar la carga y distribución de energía.
- **Electrificación:** Proceso de aumentar la disponibilidad y uso de electricidad en diferentes sectores.
- **Exportación energética:** Envío de energía eléctrica desde un país o región hacia otro, a menudo facilitado por interconexiones eléctricas y acuerdos comerciales.
- **Energía reactiva:** Componente de la energía eléctrica que no realiza trabajo útil pero es esencial para el funcionamiento de ciertos dispositivos eléctricos, como motores y transformadores, y se mide en voltamperios reactivos (VAR).
- **Generación en suelo:** Producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ubicadas en el suelo, como parques solares o eólicos, en contraposición a la generación en techos o espacios urbanos.
- **Generadores síncronos:** Máquinas eléctricas que convierten energía mecánica en eléctrica, operando a una velocidad constante sincronizada con la frecuencia de la red, y son utilizados para proporcionar estabilidad y regulación de la tensión en sistemas eléctricos.
- **Mix energético:** Composición de diferentes fuentes de energía que un país o región utiliza para satisfacer su demanda energética.
- **Nodos de la red:** Puntos de interconexión en una red eléctrica donde se produce, consume o se intercambia energía, permitiendo la gestión y distribución eficiente de la electricidad.
- **Permisos de acceso y conexión:** Autorizaciones necesarias para que instalaciones de generación eléctrica se conecten a la red eléctrica.
- **Renovables:** Fuentes de energía que se regeneran de manera natural y son sostenibles a largo plazo, como la solar o eólica.
- **Vertidos renovables o “curtailments”:** Diferencia entre la energía renovable producible y la que se genera finalmente, en las tecnologías en que dicha energía no se puede almacenar (fundamentalmente eólica y solar). Dicha diferencia se debe fundamentalmente a órdenes de parada o de reducción de potencia, ordenadas por el operador del sistema (OS), y son causadas por las limitaciones a la hora de incorporar toda la energía que se puede producir en un determinado momento, ya sea porque no hay demanda suficiente, o por limitaciones en las redes de transporte y distribución.
- **PNIEC:** Plan Nacional Integrado Energía y Clima.
- **REE:** Red Eléctrica de España.
- **EOL:** Eólica
- **FV:** Fotovoltaica
- **TER:** Termosolares
- **PYME:** Pequeñas y Medianas Empresas
- **PVGIS:** Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica
- **MW:** Megavatios
- **MWh:** Megavatios-hora

## Bibliografía y fuentes de datos

- ADEME, 2015. "Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050". Citado en Carralero D. et al. 2016.
- Carralero D., González, A. y Velasco, J.L., 2016. "Hacia un sistema eléctrico 100% renovable. El ejemplo de Francia y su extrapolación a España". Observatorio Crítico de la Energía.
- Datos de REE. <https://www.ree.es/es/datos/>
- Ecologistas en Acción, 2015. "Hacia un Escenario Energético Justo y Sostenible en 2050".
- Estado del acceso y conexión de energías renovables (REE). <https://www.ree.es/es/clientes/datos-acumulados-generacion-renovable>
- Fabra, N et al. "Do renewable energies create local jobs?". Banco de España, documentos de trabajo nº 2307. 2023
- Galbete, S., 2013. "Viabilidad técnico-económica para un suministro eléctrico 100% renovable en España". UPN. Citado en Carralero D. et al. 2016
- Hickel, J. y Sullivan, D., 2024. "How much growth is required to achieve good lives for all? Insights from needs-based analysis". *World Development Perspectives*, 35. <https://doi.org/10.1016/j.wdp.2024.100612>
- IDAE, 2021. Estudio sobre el potencial fotovoltaico para autoconsumo en España.
- Martínez, Daniel M., Ebenhack, Ben W., 2008. "Understanding the role of energy consumption in human development through the use of saturation phenomena". *Energy Policy* 36 (2008) 1430–1435.
- Millward-Hopkins, 2022. "Inequality can double the energy required to secure universal decent living". *Nature Communications*, 13(1), 5028. <https://doi.org/10.1038/s41467-022-32729-8>
- Millward-Hopkins, J., Steinberger, J. K., Rao, N. D. & Oswald, Y. 2020. "Providing decent living with minimum energy: a global scenario". *Glob. Environ. Change* 65, 102168
- MITERD, 2023. "PNIEC, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Borrador de actualización, junio de 2023".
- R. Perez et al., 2023. "Firm Power generation". IEA-PVPS.
- Steinberger, Julia K., Roberts, J. Timmons, 2009. "Across a Moving Threshold: energy, carbon and the efficiency of meeting global human development needs". *Social Ecology Working Paper* 114. Vienna.

**Andalucía**

Tel.: 954903984 andalucia@ecologistasenaccion.org

**Aragón**

Tel: 629139680 aragon@ecologistasenaccion.org

**Asturies**

Tel: 985365224 asturies@ecologistasenaccion.org

**Canarias**

Tel: 928960098 canarias@ecologistasenaccion.org

**Cantabria**

Tel: 608952514 cantabria@ecologistasenaccion.org

**Castilla y León**

Tel: 681608232 castillayleon@ecologistasenaccion.org

**Castilla-La Mancha**

Tel: 694407759 castillalamancha@ecologistasenaccion.org

**Catalunya**

Tel: 648761199 catalunya@ecologistesenaccio.org

**Ceuta**

ceuta@ecologistasenaccion.org

**Comunidad de Madrid**

Tel: 915312739 comunidademadrid@ecologistasenaccion.org

**Euskal Herria**

Tel: 944790119. euskalherria@ekologistakmartxan.org

**Extremadura**

Tel: 638603541 extremadura@ecologistasenaccion.org

**Galiza**

Tel: 637558347 galiza@ecoloxistasenaccion.gal

**La Rioja**

Tel: 941245114 - 616387156 larioja@ecologistasenaccion.org

**Melilla**

Tel: 634520447 melilla@ecologistasenaccion.org

**Navarra**

Tel: 659135121 navarra@ecologistasenaccion.org

Tel. 948229262 nafarroa@ekologistakmartxan.org

**País Valencià**

Tel: 965255270 paisvalencia@ecologistesenaccio.org

**Región Murciana**

Tel: 968281532 - 629850658 murcia@ecologistasenaccion.org



...asóciate • [www.ecologistasenaccion.org](http://www.ecologistasenaccion.org)

